Riesgos de la distribución minorista de combustibles líquidos de uso automotor en Colombia

ESTUDIO 2

Estudio de FEDESARROLLO para FENDIPETRÓLEO Nacional-SOLDICOM

Directora

Astrid Martínez Ortiz

Investigador

Miguel Marulanda

Asistente

Juan Pablo Barreto

Bogotá, 8 de enero 2019

FEDESARROLLO
Centro de Investigación Económica y Social

Estudio económico, financiero y estadístico que permite identificar los riesgos a los cuales se enfrentan las Estaciones de Servicio y determinación de los mercados relevantes de la distribución minorista de combustibles líquidos en Colombia

ESTUDIO 2

Riesgos de la distribución minorista de combustibles líquidos de uso automotor en Colombia

Estudio de FEDESARROLLO para FENDIPETROLEO Nacional-SOLDICOM

Directora

Astrid Martínez Ortiz

Investigador

Miguel Marulanda

Asistente

Juan Pablo Barreto

Bogotá, 8 de enero de 2019

Capítulo I Caracterización del segmento minorista de la distribución de combustibles de uso automotor y Riesgos sobre la sostenibilidad del negocio de los distribuidores minoristas en Colombia

Tabla de contenido

1. Caracterización del segmento minorista de la cadena de distribución de combustibles para uso automotor en Colombia 5

1.1. Consumo 5

1.2. Cadena de distribución del combustible 9

1.2.1 Cadena de distribución del combustible líquido 9

1.2.2 Distribuidores mayoristas 10

1.2.3 Cadena de valor del gas natural vehicular 18

1.3 Caracterización del sector de distribución minorista en Colombia 19

2. Análisis de riesgos sobre la sostenibilidad del negocio de los distribuidores minoristas en Colombia 22

2.1 Introducción 22

2.2 Información disponible 22

2.3 Tipificación EDS 24

2.4 Cálculos de rentabilidad 29

2.5 Riesgos de distribución minorista de combustibles 47

Apéndice 55

Bibliografía 58

Tablas

Tabla 1: Distribuidores mayoristas en Colombia a octubre 16 de 2018. 11
Tabla 2: Porcentaje de EDS que cada mayorista provee por departamento (Principales mayoristas). 14
Tabla 3: Porcentaje de EDS que cada mayorista provee por departamento. 16
Tabla 4: Propietarios EDS 2018. 20
Tabla 5: Clasificación estaciones de servicio 25
Tabla 6: Clasificación EDS por volumen. 26
Tabla 7: Clasificación de EDS por tamaño de los municipios excluyendo municipios de frontera 27
Tabla 8 : Clasificación de EDS por volumen, en zonas de frontera. 27
Tabla 9: Distribución EDS en zona de frontera considerando tamaño del municipio y volumen de venta. 28
Tabla 10: Distribución EDS considerando tamaño del municipio y volumen de venta. 29
Tabla 11: Volumen promedio según tamaño municipio y rango de ventas 30
Tabla 12: Margen por galón para las EDS según el tamaño del municipio 32
Tabla 13: Participación en el volumen de ventas por tamaño de ciudad de la Gasolina Extra 33
Tabla 14: Margen por galón para las EDS según el tamaño del municipio 35
Tabla 15: AOM por Tipo de EDS al año 37
Tabla 16: Comparación AOM de EDS en zona de frontera contra pares en el resto del país. 38
Tabla 17: AOM/Galón según el tamaño del municipio y el volumen de ventas 39
Tabla 18: Número de empleados por tipo de EDS 40
Tabla 19: : Comparación AOM/Galón vs AOM Sumatoria/Galón en pesos de 2018 42
Tabla 20: Comparación Volúmenes de referencia para el cálculo de AOM/Galón vis-à- vis Volúmenes Promedio de Sumatoria 43
Tabla 21: Inversión para la EDS considerando el volumen vendido. 44
Tabla 22: valor m2 con base a Sumatoria 45
Tabla 23: Edad Promedio EDS por tipo 46
Tabla 24: Resultados para los diferentes tipos de EDS en Colombia 47
Tabla 25: Análisis de sensibilidad crecimiento 49
Tabla 26: Número de EDS con servicios adicionales, y volumen promedio de las mismas con base al Censo Soldicom 52
Tabla 27: Número de servicios o negocios adicionales por volumen 52
Tabla 28: Precio del combustible en Colombia 2018 55
Tabla 29: Ciudades bajo libertad vigilada 57
Tabla 30: Numero de EDS con gas vehicular por departamento 57

Gráficas

Gráfica 1: Porcentaje de hogares con carro o moto. 6
Gráfica 2:Evolución del consumo de gasolina motor. 7
Gráfica 3: Evolución del consumo de ACPM 7
Gráfica 4: Consumo Gas natural sector transporte 8
Gráfica 5: Número de EDS por departamento en Colombia. 19
Gráfica 6 : Servicios públicos/Galón según el tamaño del municipio y el volumen de venta 40
Gráfica 7: Costo Requisitos y Certificaciones/galón según el tamaño del municipio y el volumen de venta 41
Gráfica 8: Costo Mantenimiento/galón según el tamaño del municipio y el volumen de venta 42
Gráfica 9: Área promedio de acuerdo con el volumen de venta 45
Gráfica 10: Preocupaciones EDS 48

Este estudio consta de dos capítulos. El primero caracteriza el sector minorista de la distribución de combustibles en Colombia y analiza los riesgos de mercado que enfrentan las estaciones de servicio que distribuyen combustibles líquidos de uso automotor y gas natural vehicular en el segmento minorista en el país. El segundo estudia los riesgos regulatorios que gravitan sobre el sector.

1. Caracterización del segmento minorista de la cadena de distribución de combustibles para uso automotor en Colombia

Una estación de servicio (EDS) es un "establecimiento en el cual se almacenan y distribuyen combustibles básicos utilizados para vehículos automotores, los cuales se entregan a partir de equipos fijos (surtidores) que llenan directamente los tanques de combustible." (Decreto 1073 de 2015). Las EDS son las encargadas de proveer combustible al consumidor final de gasolina, ACPM, y gas natural vehicular (GNV). Sumado a esto, las EDS ofrecen servicios adicionales tales como: lubricación de automotores, mantenimiento automotriz, venta de seguros, venta de comida, entre otros. En esta sección se describen las principales características del mercado de las EDS en Colombia.

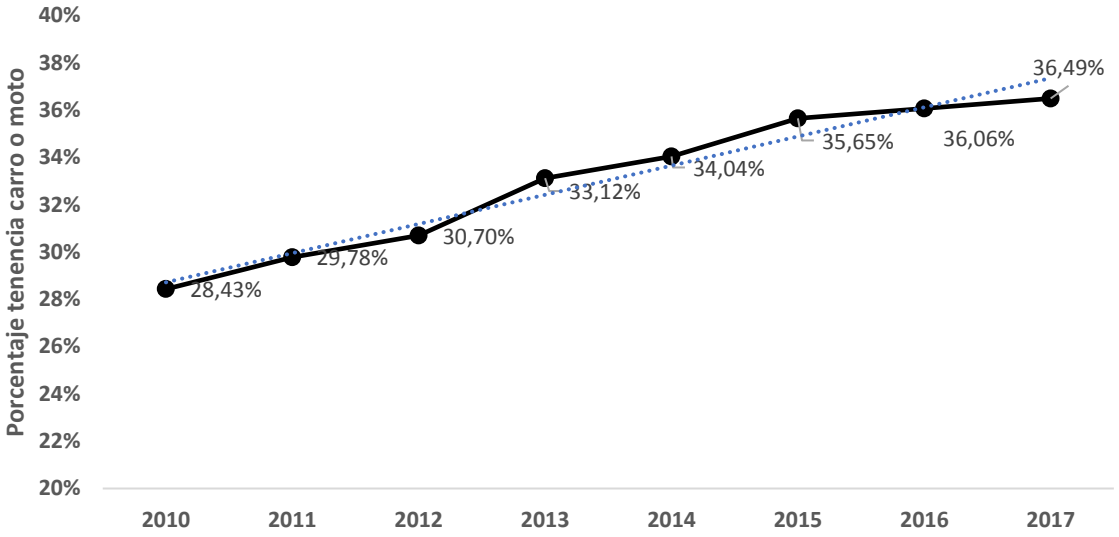
1.1. Consumo

El combustible es uno de los principales bienes que consumen los hogares. Directamente, consumiendo combustible para sus vehículos y motos particulares o, indirectamente, haciendo uso de los distintos medios de transporte. En Colombia, el número de hogares con carro o moto ha venido en aumento. De acuerdo con la Gran Encuesta Integrada de Hogares realizada por el DANE, en 2010 el porcentaje de hogares que reportaron tener carro o moto fue de 28%, y en 2017, este porcentaje aumentó a 36.5% (ver Gráfica 1).[1]

Este aumento en la propiedad de automotores por parte de los hogares colombianos, puede implicar una mayor demanda agregada de combustible en el país, aunque no necesariamente; algunos dueños de carro pueden haber optado por transportarse en motos; el rendimiento de los combustibles por kilómetro recorrido puede haber aumentado; la utilización de los carros puede haberse reducido debido a la congestión, a la disponibilidad de opciones de transporte público colectivo, masivo o privado, o al costo de los parqueaderos y el combustible. Además, el uso de las mezclas con etanol y biodiesel ha reducido la demanda, todo lo demás igual, de gasolina y diésel.

[1] Cálculos propios de los autores, para 13 ciudades principales.

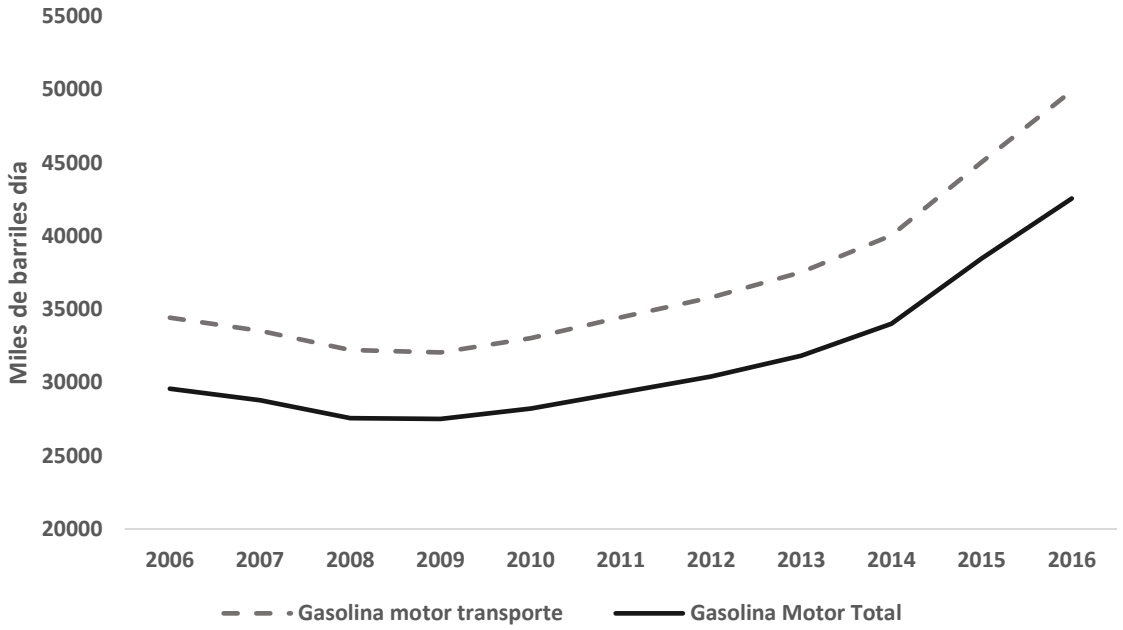
Gráfica 1: Porcentaje de hogares con carro o moto.



Fuente: GEIH 2010-2017. Cálculos propios.

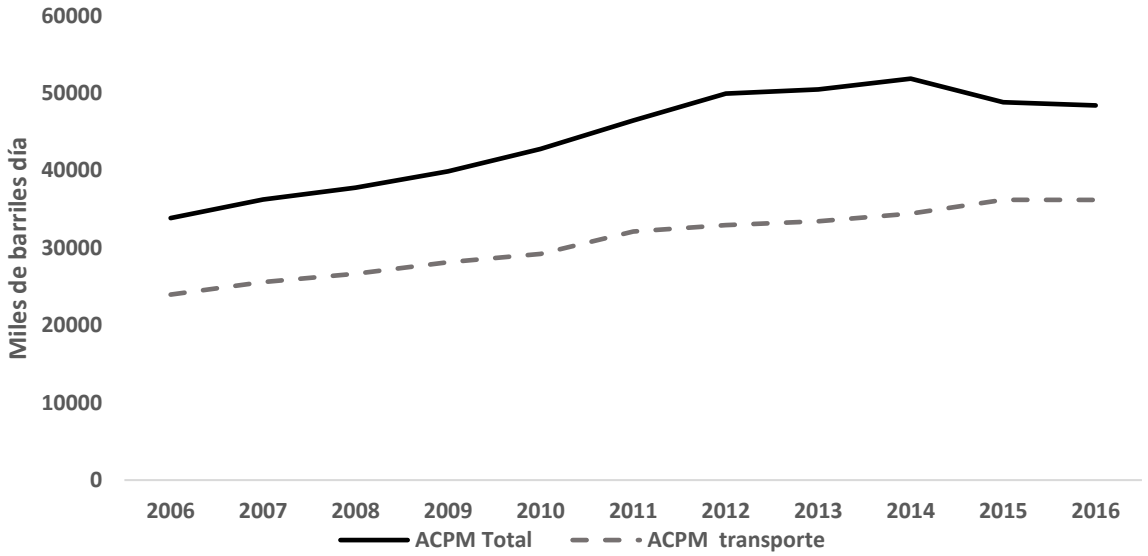
Aparte de la demanda de combustible por parte de los hogares, el mayor demandante de combustible en el país es el sector transporte (transporte urbano de pasajeros, transporte de carga urbana, transporte interurbano de pasajeros, transporte de carga interurbana). Las Gráfica 2 , 3 y 4 muestran una tendencia creciente del consumo de gasolina, ACPM y gas natural vehicular, además revelan la importancia del sector transporte en la demanda del combustible, cuyo consumo es en promedio 90% del total de demanda de gasolina, y en promedio 70% del consumo total de ACPM.

Gráfica 2: Evolución del consumo de gasolina motor.



Fuente: UPME (2018)

Gráfica 3: Evolución del consumo de ACPM



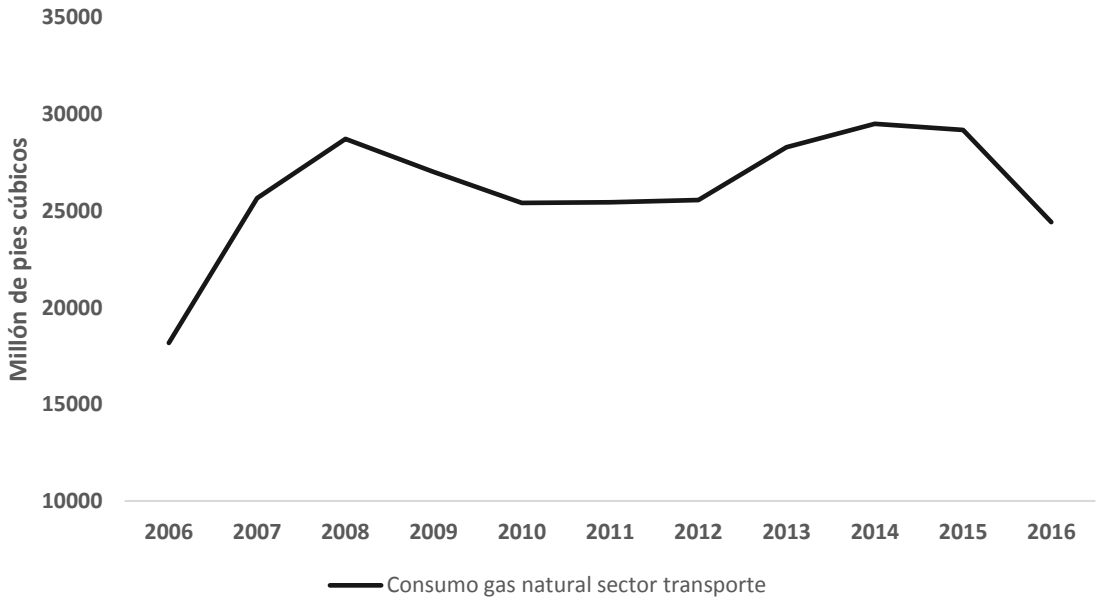
Fuente: UPME (2018)

Dicho esto, si se mantienen ambas tendencias, tanto del crecimiento de la propiedad de los vehículos y las motos, así como de la demanda de combustible en Colombia por parte del sector transporte, sumado a los planes de inversión en infraestructura vial nacional y regional y al crecimiento de la clase media, se podría esperar que la demanda en las estaciones de servicio incremente en el futuro en el país.

El plan indicativo de abastecimiento (UPME 2018), provee una proyección de la demanda de combustible, teniendo en cuenta variables relevantes que impactan el consumo de energía tales como: el producto interno bruto, con sus respectivos niveles de desagregación sectorial, índices de precios al consumidor, tecnologías de uso final, indicadores de movilidad, decisiones de política pública, entre otros. De acuerdo con el plan indicativo de abastecimiento 2018, en un escenario base se espera que la demanda total de combustibles alcance una tasa de crecimiento promedio año total de 1.5% entre los años 2017 y 2038 donde el Jet-A crecería 3.25% anual, la gasolina 1.25% y el ACPM 0.7%.

Por el lado de la oferta, el plan indicativo de abastecimiento señala que la oferta nacional de crudo liviano es suficiente hasta el año 2026 mientras que la oferta de crudo pesado es suficiente hasta el año 2028. Además, las proyecciones de equilibrio de oferta y demanda de combustibles muestran la necesidad de importar ACPM y gasolina motor hacia 2024, debido a que la demanda proyectada supera la oferta nacional.

Gráfica 4: Consumo Gas Natural Vehicular (GNV)



Fuente: UPME (2016).

El crecimiento del GNV subió aceleradamente de 2003 a 2007 gracias a medidas especiales para motivar la sustitución de combustibles, en especial en el transporte público individual; después se redujo ese consumo y a partir de 2012 tuvo un nuevo impulso hasta 2016 cuando volvió a perderlo.

A pesar de la reducción del consumo de GNV en 2016, el país cuenta con 556.183 vehículos convertidos y hay 790 EDS que prestan ese servicio, de las cuales 173 están en Bogotá. Se ven posibilidades de crecimiento del número de EDS en Bogotá, Pereira, Bucaramanga, Medellín y Armenia (PROMIGAS, 2017). Las proyecciones de la UPME son optimistas acerca del crecimiento de la demanda de este combustible en el transporte masivo, el transporte de carga e, inclusive, en el transporte marítimo. Se proyectan crecimientos de la demanda de GNV de 2.49% promedio anual entre 2018 y 2022; de 6.48%, entre 2023 y 2027, y de 9.09% entre 2018 y 2032 (UPME, 2018).

1.2. Cadena de distribución del combustible

Una vez explicado quiénes son los principales consumidores de combustible en Colombia, en esta sección se describe como está estructurada la oferta de combustible. La oferta se determina por medio de la cadena de valor del combustible, la cual tiene distintas etapas y diferentes agentes, sujetos a distintas reglas. Debido a que el interés del presente estudio recae sobre los distribuidores minoristas, se explicará con mayor detalle lo subyacente a las partes finales de la cadena. Adicionalmente, es necesario separar el análisis de los combustibles líquidos (Gasolina y ACPM), del estudio del gas natural vehicular (GNV) debido a que son combustibles que pertenecen a distintas cadenas de distribución, a pesar de que puedan confluir en las EDS.

1.2.1 Cadena de distribución del combustible líquido

La cadena de distribución del combustible líquido está compuesta por:

El refinador/importador: Refina el petróleo crudo, y distribuye los productos derivados a distribuidores mayoristas, o al Gran Consumidor.

El almacenador: Almacena combustible del refinador, distribuidor mayorista, y gran consumidor.
El distribuidor mayorista: Recibe los productos de refinadores y/o importadores para su entrega a los principales centros de consumo. Además, se encarga de añadir el nivel de mezcla establecido y agregar sus aditivos de marca.
El transportador: Toda persona natural o jurídica que ejerce la actividad de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo y alcohol carburante.
El distribuidor minorista: el eslabón de la cadena encargada de las ventas al consumidor final y se realiza a través de la cadena de estaciones de servicio que se encuentran a lo largo y ancho del país o como comercializador industrial, todas ellas abanderadas por los distribuidores mayoristas (UPME 2014).

Los precios y márgenes a través de la cadena se encuentran debidamente regulados con el fin de garantizar mercados competitivos y el abastecimiento de combustible en el país.

El precio de referencia de venta al consumidor final se determina bajo dos regímenes: el de libertad vigilada y el de libertad regulada. La libertad vigilada aplica en zonas de alta competencia, donde establece que cada EDS es libre de fijar su margen minorista; el precio final al consumidor debe ser informado al regulador. La libertad regulada aplica en zonas

de baja competencia donde las fuerzas del mercado no son suficientes para asignar un precio eficiente. En este caso, el regulador establece un margen máximo a las EDS. Antes de analizar el mercado minorista se describirá en mayor detalle el mercado de los mayoristas, dado que la estructura de este es importante en el objeto de estudio de las EDS.

1.2.2 Distribuidores mayoristas

De acuerdo con el Decreto 283 de 1990, en Colombia el distribuidor mayorista es "Toda persona natural o jurídica dedicada a ejercer la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, a través de una planta de abastecimiento". Los distribuidores mayoristas se abastecen del refinador o del importador, y suministran combustible líquido a los distribuidores minoristas.

En Colombia, el distribuidor mayorista debe garantizar un flujo estable y regular de abastecimiento a los minoristas u otros distribuidores mayoristas con los que tenga contrato o acuerdo comercial. Por otro lado, el distribuidor mayorista debe incluir una cláusula de compromiso en el contrato con el distribuidor minorista en donde este último deba exhibir la marca del mayorista, y garantizar condiciones de seguridad y calidad en la prestación del servicio. Del mismo modo, se le prohíbe al mayorista distribuir combustibles líquidos a agentes de la cadena con los cuales no se haya establecido un contrato, o a estaciones de servicio que no exhiban la marca del mayorista.

Los principales participantes del mercado mayorista son: Terpel, Biomax y Distribuidora Andina de Combustibles (DAC)[2]. Creada por Ecopetrol, Terpel empezó operaciones en 1968 en Bucaramanga, con el fin de distribuir gasolina en zonas periféricas donde no llegaban las grandes compañías. La idea de llegar a las zonas más alejadas le dio el éxito suficiente a Terpel para establecerse en 23 departamentos del país. Años más tarde, en la década de los años noventa, Ecopetrol vendió su participación a empresarios privados mediante el mecanismo del martillo de la bolsa de valores, donde se ofrecieron públicamente paquetes accionarios a inversionistas privados. En 2001, se unificaron las siete Terpel regionales para dar paso a la Organización Terpel.

Desde entonces, Terpel emprendió una carrera para posicionarse en el territorio colombiano e incluso en mercados internacionales como Perú, Ecuador, y Panamá (Dinero, 2016). Entre 2010 y 2011, la Compañía de Petróleos de Chile S.A adquirió 58% de participación total indirecta sobre Terpel, a través de AEI Colombia Holdings Ltd. AEI Colombia Investments Ltd., Proenergia Internacional S.A y Sociedad de Inversiones en Energía S.A.

Biomax fue fundada en 2004, como distribuidora de combustibles líquidos derivados del petróleo y otras líneas de negocio. En 2010 adquirió a Brío, otra mayorista, lo cual incrementó significativamente su red en áreas metropolitanas y rurales del país. A inicios de 2017, UNO Colombia SAS compró 214.110.381 acciones ordinarias que representan 90.26% del total de acciones en circulación de Biomax.[3] Por último, luego de la histórica fusión de Exxon y Mobil a

[2] En noviembre de 2018 se anunció la compra de DAC por parte de la empresa peruana PRIMAX según el listado de agentes de la cadena de combustibles líquidos del SICOM.
[3] Recuperado de www.biomax.com

finales de los años noventa, en 2001 Esso Colombiana Limited y Mobil de Colombia S.A. se convirtieron en ExxonMobil, empresa con amplia participación en el mercado de lubricantes combustibles y químicos del país. Recientemente, ExxonMobil Corporation desinvirtió su negocio de combustibles y lubricantes en Colombia; La compañía cambió de nombre a "Distribuidora Andina de Combustibles" (DAC) y fue adquirida por la empresa peruana Primax (Semana, 2018).

La

Tabla 1, muestra el total de distribuidores mayoristas y el total de EDS a las que estos proveen combustible en Colombia.[4] Se observa que Terpel provee a 37.2% del total de EDS, Biomax provee a 16.2% del total de EDS y DAC provee 14.6% del total de EDS. Entre estos tres distribuidores mayoristas suman alrededor del 70% del mercado. La Tabla también muestra el valor promedio y la mediana del valor de galones vendidos por parte de las EDS que la mayorista abastece. La cantidad de galones promedio de las EDS abastecidas por DAC es la más alta entre los mayoristas. De otro lado, la que menos vende en promedio por EDS, es Biomax a pesar de ser la segunda mayorista con más EDS abastecidas en el país. Por último, la diferencia entre la media y la mediana presentada en la Tabla 1 indica que la distribución de las ventas de combustible para las EDS abastecidas por los mayoristas está sesgada a la derecha. Por ejemplo, Terpel provee principalmente a clientes de 37 mil galones; sin embargo, ha de proveer estaciones con un elevado nivel de ventas para que el promedio de galones vendido por las EDS que abastece se encuentre en alrededor de 61 mil galones.

Tabla 1: Distribuidores mayoristas en Colombia a octubre 16 de 2018.[5]Ventas.

	EDS a las que proveen	Porcentaje	Galones promedio (miles/mes)	Galones Mediana (miles/mes))
Organización Terpel S. A	1,991	37.2%	61.2	37.9
Biomax	865	16.2%	31.8	20.8
Distribuidora Andina De Combustibles	783	14.6%	77.8	64.8
Chevron Petroleum Company Texaco	508	9.5%	44.8	33.0
Petróleos Del Milenio S.A.S	357	6.7%	33.5	20.6
Zeuss Petroleum S. A	187	3.5%	33.3	23.6

[4] SICOM, publica el listado de estaciones certificadas en www.sicom.gov.co

[5] Se contabilizan 5.352 EDS según la base de datos entregados por SOLDICOM. Allí se encontraron 146.832 observaciones; al agruparlas cada mes, se encuentran 5.492 códigos SICOM de los cuales se elimina una observación al no registrar ningún dato. De igual forma, se eliminaron 11 observaciones que tenían como distribuidor mayorista a Reficar, Ecopetrol u Ocean Energy. Finalmente, se eliminan 128 observaciones correspondientes a comercializadores industriales.

Cooperativa Ayatawacoop	127	2.4%	11.4	9.5
Petrobras Colombia Combustibles S. A	121	2.3%	77.5	66.4
Puma Energy Colombia Combustible S.A.S	107	2.0%	22.7	16.4
Cooperativa Multiactiva De Pimpineros	75	1.4%	37.3	21.7
C.I. Ecospétroleo S. A	72	1.3%	39.6	25.8
Distribuidora De Combustibles Wayuu	50	0.9%	11.4	8.5
Casamotor S.A.S	38	0.7%	27.7	20.5
Octano De Colombia S. A*	35	0.7%	32.2	24.4
Zapata Y Velásquez S. A	24	0.4%	15.6	8.4
Comercializadora Proxxon S. A	6	0.1%	24.6	22.8
Petrodecol S. A	5	0.1%	5.4	4.7
Prolub Combustibles Y Lubricantes S. A	1	0.0%	14.4	14.4

Fuente: SICOM 2018. Cálculos propios.

En relación con la presencia de los distribuidores mayoristas en el territorio colombiano, las

*En el 2024 se realizó cambio de Razón Social por COMBUSTIBLES & ENERGIAS LIMPIAS MOBILITY S.A.S

Tabla 2 y 3 muestran el porcentaje de EDS que provee cada mayorista, en cada departamento de Colombia (por ejemplo es 100% si provee todas las EDS de un departamento o 50% si provee la mitad de EDS de un departamento). Se observan empresas mayoristas dominantes que abastecen un elevado número de EDS en distintos departamentos, como el caso de Terpel, Biomax, Chevron-Texaco, Petróleos del Milenio y Zeuss Petroleum. De estas mayoristas, hay casos de completa dominancia en departamentos de Colombia como ocurre en el Archipiélago de San Andrés, Amazonas, Arauca, Guainía, Putumayo, Vaupés y Vichada. Finalmente, para el caso de las mayoristas más pequeñas, se observa que algunas de ellas tienen representatividad a nivel regional. Algunos ejemplos son la Cooperativa Ayatawacoop en la Guajira, Puma Energy en Magdalena, Zeuss Petroleum en Antioquia y Cooperativa Multiactiva en Norte de Santander.

Tabla 2: Porcentaje de EDS que los principales mayoristas proveen por departamento

Departamento	Terpel	Biomax	DAC	Chevron	Petromil	Zeuss
Amazonas	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Antioquia	33.5%	1.9%	16.3%	20.0%	2.7%	22.8%
Arauca	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Arch. San Andrés	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%
Atlántico	30.2%	6.4%	13.4%	12.9%	12.4%	3.5%
Bogotá D.C.	25.1%	15.8%	30.4%	13.9%	1.2%	0.5%
Bolívar	32.6%	6.1%	10.5%	17.7%	21.0%	4.4%
Boyacá	31.7%	42.2%	9.2%	3.7%	2.8%	0.5%
Caldas	67.0%	14.7%	3.7%	7.3%	1.8%	0.9%
Caquetá	78.2%	10.3%	5.7%	1.1%	0.0%	0.0%
Casanare	52.8%	26.4%	6.9%	8.3%	0.0%	0.0%
Cauca	31.4%	24.0%	10.9%	6.3%	27.4%	0.0%
Cesar	48.6%	2.8%	0.6%	0.0%	19.0%	1.1%
Choco	20.0%	21.3%	1.3%	9.3%	16.0%	13.3%
Córdoba	24.5%	4.3%	17.2%	22.7%	24.5%	3.7%
Cundinamarca	25.7%	34.4%	16.8%	6.6%	2.3%	0.5%
Guainía	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Guaviare	36.4%	48.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Huila	62.8%	14.7%	10.3%	0.0%	0.0%	0.0%
La Guajira	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Magdalena	23.3%	9.5%	3.4%	8.6%	12.9%	0.9%
Meta	25.0%	41.5%	18.3%	8.5%	0.6%	3.0%
Nariño	31.1%	30.9%	14.1%	11.5%	11.3%	0.0%
Norte De Santander	46.8%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Putumayo	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Quindío	31.8%	25.8%	24.2%	7.6%	6.1%	4.5%
Risaralda	37.4%	28.3%	19.2%	10.1%	1.0%	1.0%
Santander	64.4%	8.9%	16.9%	0.8%	6.4%	0.0%
Sucre	39.0%	6.7%	11.4%	11.4%	13.3%	5.7%
Tolima	56.5%	16.7%	13.7%	6.0%	0.0%	0.0%
Valle Del Cauca	32.6%	14.4%	33.0%	12.5%	5.0%	0.7%
Vaupés	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Vichada	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Fuente: SICOM 2018. Cálculos propios

Tabla 3: Porcentaje de EDS que cada mayorista provee por departamento.

Departamento	Cooperativa Ayatawacoop	Petrobras.	Puma Energy	Coop. Multiactiva	C.I. Ecospetroleo S.A	Distribuidora De Combustibles Wayuu S..	Casamotor S.A.S	Octano S. A *	Zapata Y Velásquez S.A
Antioquia	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.8%
Atlántico	0.0%	0.5%	8.4%	0.0%	12.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Bogotá D.C.	0.0%	11.0%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%	0.0%
Bolívar	0.0%	0.0%	5.5%	0.0%	2.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Boyacá	0.0%	6.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	3.2%	0.0%
Caldas	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.6%	0.0%	0.0%
Caquetá	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.6%	0.0%	0.0%
Casanare	0.0%	5.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Cesar	0.0%	0.0%	17.9%	0.6%	9.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Chocó	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	18.7%
Córdoba	0.0%	0.0%	3.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Cundinamarca	0.0%	8.7%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	3.3%	0.0%
Guaviare	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	15.2%	0.0%
Huila	0.0%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	11.5%	0.0%	0.0%
La Guajira	71.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	28.2%	0.0%	0.0%	0.0%

Magdalena	0.0%	1.7%	20.7%	0.0%	19.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Meta	0.0%	2.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%	0.0%
Norte De Santander	0.0%	0.0%	0.0%	52.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Risaralda	0.0%	3.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Santander	0.0%	1.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.3%	0.0%
Sucre	0.0%	0.0%	8.6%	0.0%	3.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Tolima	0.0%	1.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	5.4%	0.0%	0.0%
Valle Del Cauca	0.0%	1.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Fuente: SICOM 2018. Cálculos propios.

*En el 2024 se realizó cambio de Razón Social por COMBUSTIBLES & ENERGIAS LIMPIAS MOBILITY S.A.S

1.2.3 Cadena de valor del gas natural vehicular

La cadena de valor del gas natural vehicular está compuesta por:

Productores: Extraen o producen gas natural de acuerdo con las características específicas de los yacimientos. Cusiana y Cupiagua, en el piedemonte llanero, y Ballenas, en La Guajira son los yacimientos que explican la mayor parte de la producción en Colombia.

Transportadores: Transportan el gas natural por medio de gasoductos, cilindros de compresión, o buques en el caso del gas natural licuado. El gas procesado es conducido hasta la entrada de las ciudades (Gas City Gate) o a grandes consumidores.

Distribuidores: Los distribuidores conducen el gas natural desde la entrada de las ciudades hasta el consumidor final.

Comercializadores: Compran grandes cantidades de gas para vender a los usuarios o empresas del sector; además tienen funciones de facturación, medición del consumo, y actividades relacionadas con la atención a los usuarios.

La Comisión de regulación de energía y gas natural, CREG, es la entidad a cargo de regular la remuneración a los distintos agentes de la cadena de gas natural. Los precios definidos por la CREG son los siguientes:

1. Precio del gas natural en boca de pozo
2. Cargos de transporte
3. Remuneración al distribuidor
4. Remuneración al comercializador

En 2013, el regulador liberó los precios en boca de pozo, permitiendo que estos se fijaran libremente, contrario a la regulación anterior que imponía precios máximos en algunos campos de gas. Los cargos de transporte por gasoductos contemplan costos de inversión y de AOM. Adicionalmente, el mercado de la distribución es un monopolio natural debido a los elevados costos hundidos de infraestructura, razón por la cual la CREG definió un mercado relevante para cada monopolio natural, y un sistema tarifario derivado del mismo.[6]

Respecto del gas natural vehicular, GNV, debido a que este no es un servicio domiciliario, no tiene regulación tarifaria impuesta. Esto implica que las estaciones de servicio tienen libertad de pactar un precio con el distribuidor y/o comercializador tal que este cubra los costos asociados a producción

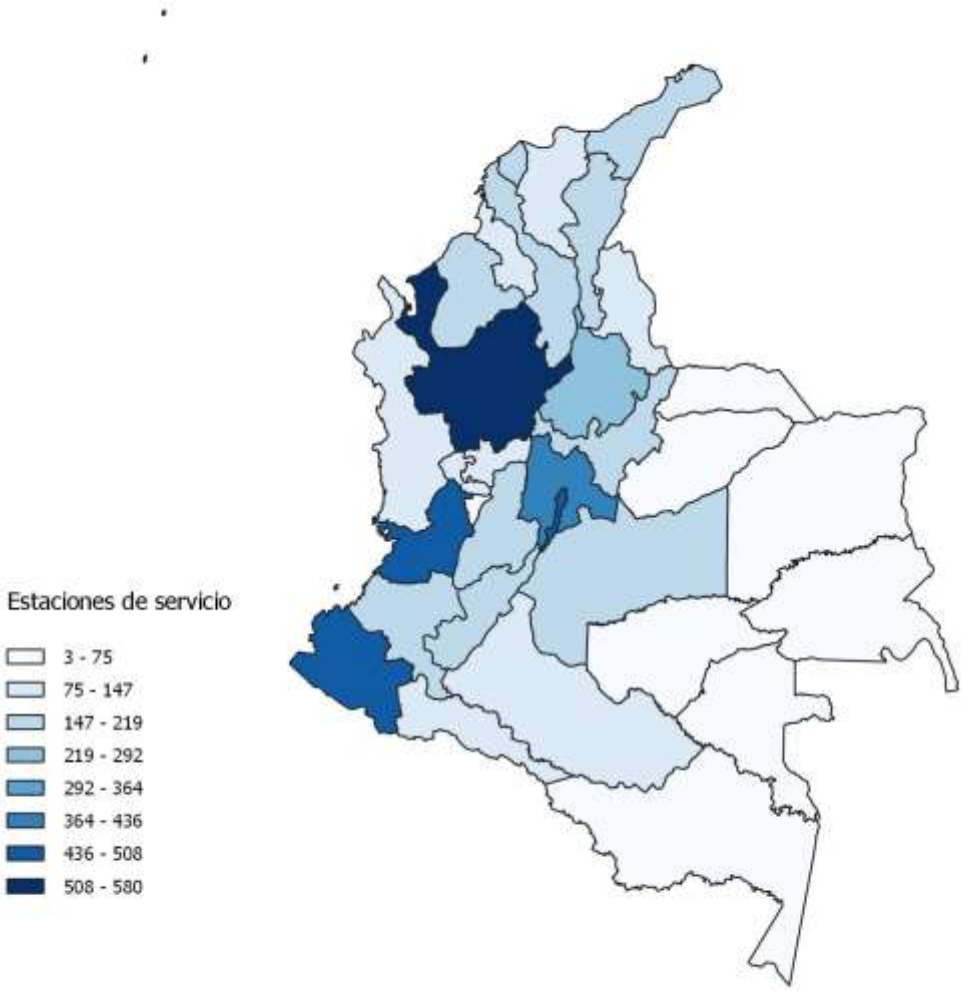
[6] La exclusividad y regulación de los monopolios en Colombia se dicta en la ley 142 de 1994; El sistema tarifario de la distribución de gas natural se define en la Resolución 202 de 2013.

transporte distribución y comercialización. Como consecuencia, el costo del gas para la estación de servicio se deriva de todos los cargos a través de la cadena de valor. Finalmente, cabe resaltar que la libertad de precio a la hora de negociar con el proveedor de gas lleva a que las estaciones de servicio con mayor volumen de ventas puedan obtener precios de gas más bajos por parte del proveedor.

1.3 Caracterización del sector de distribución minorista en Colombia

El listado de estaciones certificadas publicado por SICOM en octubre de 2018 tiene un total de 5,352 estaciones de servicio en todo el país. La Gráfica 5 muestra la distribución de las EDS por departamentos en Colombia, donde Antioquia, Valle del Cauca, Bogotá, y Nariño son los departamentos con el mayor número de estaciones de servicio. Llama la atención la cantidad de estaciones de servicio en Nariño, dado que tiene un número de estaciones comparable con el de los principales departamentos del país (Antioquia, Valle del Cauca, y Bogotá).

Gráfica 5: Número de EDS por departamento en Colombia.



Fuente: SICOM. Cálculos propios.

La Tabla 4 muestra los propietarios de las EDS en Colombia. El 61.1% pertenece a propietarios que son dueños de una única EDS, el 25.6% pertenece a propietarios que poseen entre 2 y 10 EDS, y el resto pertenecen a empresas que son dueñas de 10 o más EDS. La Organización Terpel S.A, y Distracom S.A son las empresas con mayor número de estaciones en el mercado minorista, con un porcentaje del total de EDS de 4.1% y 3.8% respectivamente. La participación de Terpel S.A en el mercado minorista no es elevada con relación a la cantidad total de estaciones de servicio del país; sin embargo, los efectos de la integración vertical deben analizarse en los mercados relevantes respectivos. Llama la atención la propiedad de EDS por parte de las grandes superficies como Almacenes Éxito y Cencosud, en línea con la tendencia internacional.

Por último, en la Tabla 4 se observa el promedio de galones vendido por estación de servicio de los principales competidores del mercado. Se observa una diferencia significativa entre el promedio de galones vendido de Terpel y el promedio de galones vendido por Distracom. Llama la atención que ambos propietarios tengan más de 200 EDS, pero el volumen promedio de venta de Terpel sea casi el doble del de Distracom, lo cual acrecienta su posición como el jugador importante del mercado.

Tabla 4: Propietarios EDS 2018.

Propietario	**Número EDS por propietario**	**Porcentaje**	**Promedio de galones vendidos mes (Miles de galones por EDS)**
Dueños Única EDS	3329	61.1%	42.0
Dueños de entre 2 Y 10 EDS	1369	25.6%	49.6
Organización Terpel SA	220	4.1%	151.9
Distracom SA	201	3.8%	61.0
GNE Soluciones SAS filial de BIOMAX	40	0.7%	90.7
Grupo Eds Autogas SAS	40	0.7%	150.1
Cencosud De Colombia SA	38	0.7%	48.7
Combustibles De Colombia - Combuscol SA	25	0.5%	95.6
Almacenes Éxito SA	23	0.4%	72.2
Hl Combustibles SAS	20	0.4%	70.6
Petrobras Colombia Combustibles SA	19	0.4%	69.0
Gilberto Mejía Rivera	17	0.3%	56.0
Distribuciones Hernández Gómez Limitada	11	0.2%	69.7

Fuente: SICOM, y Censo Soldicom. Cálculos propios.

Cabe anotar que más del 60% de las EDS está compuesto por propietarios que son dueños de una única EDS, los cuales son los que en promedio venden una menor cantidad de combustible (Tabla 4). Debido a la estructura productiva del negocio, una EDS debe vender elevadas cantidades para tener una rentabilidad positiva, es decir que las EDS de únicos propietarios pueden estar operando bajo márgenes reducidos de ganancia. La siguiente sección explica en más detalle la importancia del volumen de ventas, y los riesgos de las EDS en el territorio colombiano.

2. Análisis de riesgos sobre la sostenibilidad del negocio de los distribuidores minoristas en Colombia

2.1 Introducción

En esta sección se identifican los riesgos a los que se enfrentan las Estaciones de Servicio (EDS) desde el punto de vista del negocio distribuidor minorista de combustible, y las implicaciones que estos riesgos puedan tener.

Para ello, se realiza un análisis financiero bajo la metodología de casos tipo, vinculando los factores de riesgo y sus implicaciones para cada uno, con base en la caracterización de la EDS conforme a diferentes variables:

a. Demográficas,
b. Geográficas,
c. Condición regulatoria y normativa (Por ejemplo: Zonas de Frontera),
d. Estructura de precios y márgenes,
e. Servicios adicionales.

Se hace una tipología de las EDS con base en estas variables, identificando claramente sus ingresos, costos y gastos, utilizando para ello la información provista por SOLDICOM. Se modela el P&G y Flujo de Caja de estas EDS y se caracterizan los riesgos financieros y regulatorios del negocio minorista.

2.2 Información disponible

a. SICOM

El Sistema de Información de Combustibles Líquidos (SICOM) del Ministerio de Minas y Energía integra la información de los agentes de la cadena en el país, en un sistema que organiza controla y sistematiza la comercialización, distribución y almacenamiento de los combustibles líquidos

Todas las EDS habilitadas para operar en el territorio nacional cuentan con un código que las identifica y que registra todas sus transacciones como el volumen de compra a la mayorista y el precio de venta al público, entre otros.

De acuerdo con el SICOM, existen 5.352 EDS habilitadas para comercializar combustibles líquidos en el país.

b. Censo SOLDICOM

SOLDICOM realizó un censo en 2016 con 5.007 [7] EDS en la que se obtuvieron los siguientes datos:

1. Volumen de venta de 4.729 EDS
2. Área del lote de 3.668 EDS
3. AOM de 309 EDS
4. Precios de venta de 4.372 EDS

La información contenida dentro del documento muestra algunas posibles inconsistencias en cuanto existen datos significativamente lejos de la media de los resultados, y en otros casos existen vacíos como en el caso de transporte de valores y seguros donde menos del 25% y el 75% de los encuestados, respecto de cada variable, reportaron alguna información.

Para trabajar con la información del censo se eliminaron datos atípicos que se alejaran significativamente de la media.

c. Estudios previos: Itansuca

En 2011, la firma ITANSUCA realizó un estudio contratado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) "Para establecer el marco conceptual y metodológico con el fin de valorar económicamente los márgenes de la cadena de distribución de combustibles"

En dicho estudio, ITANSUCA realizó una tipificación de EDS donde estimó mediante diferentes metodologías los siguientes datos:

1. Tamaño de la EDS
2. Estructura organizacional
3. CAPEX
4. Ventas
5. AOM
6. Capital de trabajo
7. Margen óptimo

d. Estudios previos: Sumatoria

En 2015, la firma SUMATORIA realizó una consultoría para el regulador "Para el análisis y actualización del estudio de márgenes de la gasolina y el diésel contratado por el MME en el 2011, con el fin de aplicarlo en el esquema tarifario CREG". SUMATORIA propuso a la CREG un valor del WACC óptimo para el negocio de distribución minorista de combustibles líquidos y una nueva metodología para la tipificación de

[7] El dato del número de EDS del Censo difiere del número del SICOM, lo que se puede explicar por las diferencias en los tiempos de elaboración de ambos trabajos.

Estaciones de Servicio y el cálculo del margen óptimo para las EDS en Colombia considerando, entre otras, las siguientes variables:

1. Tamaño de la EDS
2. Estructura organizacional
3. CAPEX
4. Ventas
5. AOM
6. Capital de trabajo
7. Margen óptimo

2.3 Tipificación EDS

a. Ejercicios anteriores

La firma ITANSUCA propuso la siguiente tipificación de Estaciones de Servicio:

Tipo 1: Ventas menores a 50.000 galones/mes

Tipo 2: Ventas entre 50.000 y 100.000 galones/mes

Tipo 3: Ventas entre 100.000 y 150.000 galones/mes

Tipo 4: Ventas mayores a 150.000 galones/mes

Posteriormente, en 2015, la firma SUMATORIA propuso una nueva metodología de tipificación de las EDS con diferentes cortes, según el volumen para establecer la tipificación de EDS:

Tipo 1: Ventas menores a 20.000 galones/mes

Tipo 2: Ventas entre 20.000 y 40.000 galones/mes

Tipo 3: Ventas entre 40.000 y 60.000 galones/mes

Tipo 4: Ventas entre 60.000 y 80.000 galones/mes

Tipo 5: Ventas mayores a 80.000 galones/mes

De acuerdo con las anteriores tipificaciones, Fedesarrollo realizó un ejercicio para evaluar la dispersión de ambas tipificaciones:

Tabla 5: Clasificación estaciones de servicio

	Cálculo con base en SICOM e Itansuca (2011)		Cálculo con base en SICOM y Estudio Sumatoria (2015)	
Clasificación EDS	**Número EDS**	**Porcentaje EDS**	**Número EDS**	**Porcentaje EDS**
Tipo 1	3.532	66%	1.872	35%
Tipo 2	1.142	21%	1.217	23%
Tipo 3	428	8%	766	14%
Tipo 4	250	5%	497	9%
Tipo 5	N/A	N/A	1000	19%

Fuente: Sicom 2018 y Cálculos Propios

Analizando estas agrupaciones, se concluye que existe un alto grado de concentración de EDS con ventas inferiores a 20.000 galones al mes, ya que más de 1/3 de la EDS se encuentran dentro de este caso tipo. Para los tipos con menos de 20 mil galones y más de 80.000 galones, se puede hacer cortes adicionales para capturar especificidades adicionales.

b. TIPIFICACIÓN FEDESARROLLO

En consecuencia, en este estudio se agrupan las EDS, se abren los tipos de menor y mayor volumen de ventas así:

Tipo 1: Ventas menores a 10.000 galones/mes

Tipo 2: Ventas entre 10.000 y 19.999 galones/mes

Tipo 3: Ventas entre 20.000 y 39.999 galones/mes

Tipo 4: Ventas entre 40.000 y 59.999 galones/mes

Tipo 5: Ventas entre 60.000 y 79.999 galones/mes

Tipo 6: Ventas entre 80.000 y 99.999 galones/mes

Tipo 7: Ventas mayores a 100.000 galones/mes

Se obtiene la siguiente distribución:

Tabla 6: Clasificación EDS por volumen.

Clasificación EDS	Número EDS	Porcentaje EDS %
Tipo 1	939	18
Tipo 2	933	17
Tipo 3	1.217	23
Tipo 4	766	14
Tipo 5	497	9
Tipo 6	322	6
Tipo 7	678	13

Fuente: Sicom 2018. Cálculos propios.

En el segmento pequeño (menos de 20 mil galones mes), Sumatoria tiene el 35% de las EDS. Acá se diferencia este segmento en dos grupos de menos de 10 mil galones mes, con el 18% de las EDS y el de 10mil a 20 mil galones mes, con 17%. En el segmento con ventas de más de 80 mil galones, Sumatoria tiene el 19% de las EDS y acá se subdivide en dos subconjuntos; uno de 80 a100 mil galones mes, con el 6% de las EDS y el de más de 100 mil galones mes con el 13% de las EDS.

Pero resulta que existen otras variables a considerar como el número de habitantes o el ingreso per cápita de las ciudades o si pertenecen a un régimen especial como los municipios de frontera.

Un criterio adicional puede ser agrupar los municipios de acuerdo con el tamaño de su población:

Segmento 1: Municipios de menos de 50.000 habitantes

Segmento 2: Municipios entre 50.000 y 99.999 habitantes

Segmento 3: Municipios entre 100.000 y 499.999 habitantes

Segmento 4: Municipios entre 500.000 y 999.999 habitantes

Segmento 5: Municipios con más de 1.000.000 de habitantes

Obteniendo la siguiente distribución excluyendo los municipios de frontera (Tabla 7):

Tabla 7: Clasificación de EDS por tamaño de los municipios excluyendo los de frontera

Clasificación EDS	Número EDS	Porcentaje EDS
Segmento 1	1.889	43,5%
Segmento 2	447	10,3%
Segmento 3	897	20,7%
Segmento 4	239	5,5%
Segmento 5	866	20,0%
Total	**4.338**	**100%**

Fuente: SICOM 2018. Cálculos propios.

En los municipios pequeños, que son la mayoría en el país se concentra el mayor número de EDS, con 44% del total. En los municipios intermedios (de 100 a 500 mil habitantes) y en las ciudades grandes está el 41% de las EDS, cada uno de esos segmentos con 21 y 20%, respectivamente.

Otro criterio de agrupación de las EDS es de acuerdo a si tienen o no tratamiento especial. Las EDS ubicadas en Zonas de Frontera (Ver Tabla 8), clasificadas por volumen de ventas, se distribuyen como sigue:

Tabla 8 : Clasificación de EDS por volumen, en zonas de frontera.

Clasificación EDS (Volumen de ventas)	Número EDS	Porcentaje EDS
Menor a 10000 galones	312	30,8%
10.000-20.000 galones	263	25,9%
20.000-40.000 galones	206	20,3%
40.000-60.000 galones	85	8,4%
60.000-80.000 galones	47	4,6%
80.000-10.0000 galones	32	3,2%
Mayor a 100.000 galones	69	6,8%
Total	1.014	100%

Fuente: SICOM 2018. Cálculos propios.

En las zonas de frontera se tiene que el 57% de las EDS vende menos de 20.000 galones/mes.

Adicionalmente, si se suman las variables del tamaño del municipio y el volumen de venta, se confirma que las EDS en Zona de Frontera están concentradas principalmente en pequeños municipios con menos de 50.000 habitantes (Ver Tabla 9). Esto muestra una pulverización del mercado de distribución minorista en estos municipios ubicados en Zona de Frontera, cuya explicación puede tener relación con la regulación especial de cupos para estas zonas.

Tabla 9: Distribución EDS en zona de frontera considerando el tamaño del municipio y el volumen de ventas.

	Tipo de Ciudad							
	Menores a 50.000 habitantes		**50.000-100.000 habitantes**		**100.000-500.000 habitantes**		**500.000-1'000.000 habitantes**	
Clasificación EDS (Volumen de ventas)	**Número**	**Porcentaje**	**Número**	**Porcentaje**	**Número**	**Porcentaje**	**Número**	**Porcentaje**
Menor a 10000 galones	260	37%	8	10%	44	21%	0	0%
10000-20000 galones	198	28%	28	34%	37	17%	0	0%
20000-40000 galones	136	19%	22	27%	46	22%	2	14%
40000-60000 galones	54	8%	5	6%	25	12%	1	7%
60000-80000 galones	23	3%	6	7%	17	8%	1	7%
80000-100000 galones	14	2%	6	7%	12	6%	0	0%
Mayor a 100000 galones	20	3%	7	9%	32	15%	10	71%

Fuente: SICOM 2018. Cálculos propios.

Por otro lado, se tiene la siguiente agrupación de las EDS no ubicadas en zonas de frontera, considerando todas las variables (Ver Tabla 10):

Tabla 10: Distribución EDS considerando tamaño del municipio y volumen de ventas, excluyendo Zonas de Frontera.

	Tipo de Ciudad										
	Menores a 50.000 habitantes		50.000-100.000 habitantes		100.000-500.000 habitantes		500.000-1'000.000 habitantes		Mas de 1'000.000 habitantes		
Clasificación EDS (Volumen de ventas)	**Num.**	**Porcen.**	**Num.**	**Porcen.**	**Num.**	**Porcen.**	**Num.**	**Porcen.**	**Num.**	**Porcen.**	**Total**
Menor a 10000 galones	474	25%	43	10%	74	8%	7	3%	29	3%	**627**
10000-20000 galones	466	25%	64	14%	78	9%	24	10%	38	4%	**670**
20000-40000 galones	517	27%	117	26%	186	21%	48	20%	143	17%	**1.011**
40000-60000 galones	211	11%	87	19%	178	20%	50	21%	155	18%	**681**
60000-80000 galones	99	5%	45	10%	133	15%	36	15%	137	16%	**450**
80000-100000 galones	48	3%	32	7%	82	9%	26	11%	102	12%	**290**
Mayor a 100000 galones	74	4%	59	13%	166	19%	48	20%	262	30%	**609**
Totales	**1.889**		**447**		**897**		**239**		**866**		**4.338**

Fuente: SICOM 2018. Cálculos propios.

Al igual que en las Zonas de Frontera, se encuentra que el grueso de las EDS está situado en los municipios de menos de 50.000 habitantes, y donde el 50% de esas EDS venden menos de 20.000 galones/mes. Por otro lado, para los municipios más grandes sucede lo contrario: el 50% de las EDS, en municipios con más de 500 mil habitantes, tienen ventas superiores a 100.000 galones/mes.

2.4 Cálculos de rentabilidad

a. Supuestos

i. Volumen

Según la información disponible en el SICOM con corte a septiembre de 2018, se tienen los siguientes volúmenes promedio de venta para cada tipo de EDS, considerando el tamaño del municipio (Ver Tabla 11):

Tabla 11: Volumen promedio según tamaño municipio y rango de ventas

Galones/Mes	Tipo de Ciudad					
Clasificación EDS (Volumen de ventas)	**Menores a 50.000 habitantes**	**50.000-100.000 habitantes**	**100.000-500.000 habitantes**	**500.000-1'000.000 habitantes**	**Más de 1'000.000 habitantes**	**Volumen promedio**
Menor a 10000 galones	6.549	6.507	6.885	6.846	6.390	6.587
10000-20000 galones	14.473	14.702	15.146	14.757	14.852	14.602
20000-40000 galones	28.080	29.991	29.821	30.665	30.544	29.026
40000-60000 galones	48.909	48.664	48.943	50.763	48.681	48.966
60000-80000 galones	69.649	70.114	69.807	69.457	70.092	69.853
80000-100000 galones	88.265	89.442	88.907	89.865	90.199	89.334
Mayor a 100000 galones	165.700	152.356	147.772	147.632	158.618	154.884

Fuente: SICOM. Cálculos propios.

ii. Margen

Actualmente la fórmula de los combustibles en Colombia para venta al público tiene la siguiente estructura:

$$\boldsymbol{Precio} = IPC \times (1 - \%M) + IPB \times \%M + IN + IVA + IC + TM + TP \times (1 - \%M) + TB \times \%M + PC + MMay + IVAMay + ST + MMin + PE + TPlanta$$

Dónde:

Precio: Precio de venta al público

IPC: Ingreso al Productor o Importador de Combustible

%M: Porcentaje mezcla biocombustible

IPB: Ingreso al Productor o Importador de Biocombustible

IN: Impuesto Nacional

IVA: IVA sobre el combustible fósil

IC: Impuesto Carbono

TM:	Tarifa Marcación
TP:	Transporte poliducto combustible fósil
TB:	Transporte carrotanque biocombustible
PC:	Plan de continuidad
MMay:	Margen Mayorista
IVAMay:	IVA sobre el Margen Mayorista
ST:	Sobretasa
MMin:	Margen Minorista
PE:	Compensación por perdida por evaporación
TPlanta:	Transporte desde la planta de abastecimiento hasta la EDS

Para el Precio de Venta al Público existen dos (2) regímenes: Libertad Regulada y Libertad Vigilada.

- Libertad Regulada es un régimen de tarifas mediante el cual la autoridad de regulación fija los criterios y la metodología con los cuales las empresas pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario o consumidor. La tarifa es máxima y la EDS puede aplicar una tarifa menor, libremente
- La Libertad Vigilada es un régimen de tarifas mediante el cual, las EDS pueden determinar libremente las tarifas al público y aplica para los mercados donde hay una alta competencia.

La Resolución 181254 de 2012 establece un régimen de libertad vigilada para la fijación del margen del distribuidor minorista para la gasolina corriente, el ACPM, los biocombustibles y sus mezclas en veinticinco (25) municipios y sus áreas metropolitanas: 1. Bogotá DC, 2. Cali, 3. Barranquilla, 4. Medellín, 5. Montería, 6. Cartagena, 7. Pereira, 8. Ibagué, 9. Bucaramanga, 10. Sincelejo, 11. Manizales, 12. Villavicencio, 13. Popayán, 14. Tunja, 15. Barrancabermeja, 16. Chía, 17. Palmira, 18. Soacha, 19. Tuluá, 20. Cartago, 21. Armenia, 22. Rionegro, 23. Neiva, 24. Santa Marta y 25. Sogamoso.

Para el resto de las ciudades y municipios del país se aplica el régimen de libertad regulada para la fijación del margen del distribuidor minorista, el cual está establecido por la Resolución 40222 de 2015 y se actualiza el primero de febrero de cada año, con base en la variación del índice de precios al consumidor del año inmediatamente anterior, certificado por el DANE.

Cabe resaltar que el resto de los componentes de la fórmula están regulados por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG, con excepción del Margen Mayorista que está definido como un techo o margen máximo.

En cuanto al margen minorista, se realizó un ejercicio con la información disponible en el Censo de SOLDICOM y el SICOM. En las principales ciudades para las cuales el Ministerio de Minas y Energía publica los precios de referencia, de acuerdo con estos cálculos, las EDS estarían otorgando un descuento entre 41 y 60% del margen minorista.

El Margen Minorista es de $735,24/Galón. El margen bruto teórico por galón de las EDS se encontraría en un rango de $294 y $433. Sin embargo, no se puede establecer dicho valor como referencia del margen efectivamente percibido por el minorista, por cuanto se requiere conocer el margen adicional que las EDS capturan por vía del descuento que otorga el mayorista.

Los trabajos previos de ITANSUCA (2011) y SUMATORIA (2015) tomaron los precios finales al consumidor y dedujeron a cuánto equivalía el margen minorista.

Según ITANSUCA, el descuento del precio al consumidor final en 2011 osciló entre 27% y 52% del margen mayorista para el caso de Bogotá. En el caso de SUMATORIA, el descuento del precio al consumidor final en el 2015 para Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla osciló entre un 25% y 42% del margen mayorista, con base a los precios de referencia publicados por el Ministerio de Minas y Energía.

Dado lo anterior, se propone acá un cálculo de margen por galón para la gasolina corriente y el diésel, según el tamaño del municipio, donde parte del descuento que la EDS le está otorgando al consumidor final, es asumida proporcionalmente por el descuento del mayorista (Tabla 12):

Tabla 12: Margen por galón para las EDS según el tamaño del municipio.

	Tipo de Ciudad				
	Menores a 50.000 habitantes	**50.000-100.000 habitantes**	**100.000-500.000 habitantes**	**500.000-1'000.000 habitantes**	**Mas de 1'000.000 habitantes**
Descuento margen minorista y mayorista	10%	30%	40%	50%	60%
Margen bruto minorista	$700,25	$630,12	$595,86	$561,07	$526,27

Fuente: Cálculos propios

Por otro lado, la Resolución 80278 de 1996 excluye del control de precios a la Gasolina Extra. Según el Censo de SOLDICOM, el 67% de las EDS venden Gasolina Extra y ese renglón representa en promedio el

4,05% de las ventas al mes de las EDS. Revisando los precios de venta del Censo en noviembre de 2016, se encuentra que el diferencial de precios entre la Gasolina Corriente Oxigenada y la Gasolina Extra Oxigenada es de $2.546/galón mientras que la diferencia en el Ingreso al Productor publicado por Ecopetrol entre ambos productos es $1.008/galón para ese momento, de lo que se concluye que la diferencia de precios no se explica únicamente por diferencias en el ingreso al productor.[8]

Tabla 13: Participación en el volumen de ventas de la Gasolina Extra por tamaño de municipio.

	Tipo de Ciudad				
	Menores a 50.000 habitantes	**50.000-100.000 habitantes**	**100.000-500.000 habitantes**	**500.000-1'000.000 habitantes**	**Mas de 1'000.000 habitantes**
Ventas Gasolina Extra	2,13%	2,99%	7,37%	4,15%	5,14%

Fuente: Sicom 2018. Cálculos propios

Suponiendo que las EDS marginan el 50% del diferencial entre precios mencionados anteriormente, y trayendo los valores a valor presente, las EDS marginan COP $594/galones adicionales en la Gasolina Extra con respecto del diésel y la gasolina corriente.

Complementando el análisis con las encuestas realizadas, de las veintidós (22) EDS entrevistadas dentro del análisis cualitativo sólo dos (2) presentaron un margen superior a los $1.000/galón para la Gasolina Extra. Calculando un promedio ponderado del margen para la Gasolina Extra de las EDS entrevistadas, el margen por galón para este producto fue de $908.

Los márgenes de venta propuestos y ajustados de acuerdo con el análisis cualitativo, incluyendo y ponderando los márgenes obtenidos por la gasolina corriente oxigenada, el diésel y la gasolina extra, son los siguientes (Ver

[8] Recuperado de www.ecopetrol.com.co

Tabla 14):

Tabla 14: Margen por galón para las EDS según el tamaño del municipio

	Tipo de Ciudad				
	Menores a 50.000 habitantes	**50.000-100.000 habitantes**	**100.000-500.000 habitantes**	**500.000-1'000.000 habitantes**	**Mas de 1'000.000 habitantes**
Margen bruto minorista	$712,90	$647,88	$639,63	$585,72	$556,80
Margen bruto minorista ajustado	$704,85	$639,08	$618,98	$575,56	$545,97

Fuente: Cálculos propios

Considerando el volumen de ventas, se establecen los siguientes márgenes minoristas ponderados para las gasolinas y el diésel:

Tabla 15: Margen por galón gasolina extra para las EDS por tipo de EDS

	Tipo de EDS						
	Tipo 1	**Tipo 2**	**Tipo 3**	**Tipo 4**	**Tipo 5**	**Tipo 6**	**Tipo 7**
Margen bruto minorista inicial	$694,59	$688,04	$668,15	$645,82	$631,80	$624,31	$614,14
Margen bruto minorista ajustado	$684,61	$677,98	$656,99	$633,43	$618,75	$611,25	$600,91

Fuente: Cálculos propios

El margen ponderado ajustado surge de la incorporación de la información cualitativa según la cual el margen minorista de la venta de gasolina extra es inferior al considerado en el cálculo de margen bruto inicial.

iii. AOM

Los costos y gastos administrativos, de operación y mantenimiento (AOM) para una EDS según el Censo de SOLDICOM son los siguientes:

1. Servicios públicos
2. Personal administrativo
3. Personal de ventas
4. Honorarios
5. Mantenimiento
6. Marketing
7. Requisitos y Certificaciones
8. Transporte de Valores
9. Seguros
10. Seguridad
11. Software[9]

[9] Para efectos del presente ejercicio, el GMF no hace parte de los AOM; se incorpora en el modelo como gasto. Los fletes tampoco se incluyen ya que en la fórmula de precios de los combustibles líquidos se reconoce una tarifa de transporte desde la planta de abastecimiento hasta la EDS.

De acuerdo con el Censo SOLDICOM, los resultados de los AOM son los siguientes:

Tabla 16: AOM por Tipo de EDS (según volumen de ventas) al año

Cifras en Millones de Pesos	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7
Servicios Públicos	$8,37	$13,17	$19,50	$26,10	$38,54	$44,11	$45,02
Personal Administrativo	$19,51	$19,78	$30,17	$47,19	$70,61	$76,62	$77,03
Personal de Ventas	$12,27	$23,32	$44,22	$67,27	$87,84	$91,90	$111,46
Honorarios	$4,97	$6,89	$14,41	$19,35	$20,65	$17,73	$31,14
Mantenimiento	$8,80	$11,70	$18,00	$22,88	$31,99	$26,92	$28,84
Marketing	$0,85	$1,88	$2,82	$3,83	$4,77	$4,89	$5,05
Requisitos y Certificaciones	$4,70	$7,08	$7,89	$9,79	$12,19	$8,77	$14,11
Transporte de Valores	$0,17	$0,02	$1,81	$6,54	$6,30	$5,28	$10,74
Seguros	$2,08	$3,01	$7,75	$11,31	$17,12	$11,63	$12,31
Seguridad	$0,48	$0,24	$3,59	$2,77	$5,96	$3,55	$4,62
Otros	$1,93	$2,55	$2,33	$2,40	$3,68	$4,08	$4,51
Total	**$64,11**	**$89,64**	**$152,48**	**$219,43**	**$299,64**	**$295,48**	**$344,83**

Fuente: Cálculos propios, Censo SOLDICOM

Por otro lado, para el caso de las EDS de servicio de Zona de Frontera, se hicieron ejercicios comparativos entre pares con EDS del mismo volumen, para comparar sus costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). Se encontró entonces que los AOM para las EDS ubicadas en Zona de Frontera son entre 0 y 80% inferiores a los de las EDS en el resto del país. Se tomó como aproximación a la diferencia de AOM un 25% ya que la moda se encuentra en el rango entre 20 y 30% (Ver Tabla 17).

Tabla 17: Comparación AOM de EDS en zona de frontera contra pares en el resto del país.

Volumen galones mes	Descuento AOM%
117.000	80,71
74.600	29,74
60.000	52,34
54.000	55,09
45.288	50,72
42.786	48,41
37.150	23,62
36.800	26,58
32.000	-0,54
29.000	1,94
22.000	57,27
21.000	27,90
19.130	39,90
19.000	55,75
17.830	0,04
15.976	21,15
14.000	29,53
13.000	-1,34
12.700	44,64
12.000	2,48
9.400	44,31
8.746	63,75
8.213	66,94

Fuente: Censo SOLDICOM y Cálculos propios

A continuación, se presenta el resumen de gastos de AOM por galón, resultantes de la información reportada en el Censo de SOLDICOM (Ver Tabla 18):

Tabla 18: AOM/Galón según el tamaño del municipio y el volumen de ventas.

AOM/Galón	Tipo de Ciudad				
Clasificación EDS (Volumen de ventas)	**Menores a 50.000 habitantes**	**50.000-100.000 habitantes**	**100.000-500.000 habitantes**	**500.000-1'000.000 habitantes**	**Mas de 1'000.000 habitantes**
Menor a 10000 galones	$815,77	$821,04	$775,96	$780,38	$836,07
10000-20000 galones	$516,13	$508,09	$493,20	$506,20	$502,96
20000-40000 galones	$452,52	$423,68	$426,10	$414,37	$416,01
40000-60000 galones	$373,87	$375,76	$373,61	$360,22	$375,63
60000-80000 galones	$358,51	$356,13	$357,70	$359,50	$356,25
80000-100000 galones	$279,91	$276,23	$277,89	$274,93	$273,91
Mayor a 100000 galones	$173,42	$188,61	$194,46	$194,65	$181,16

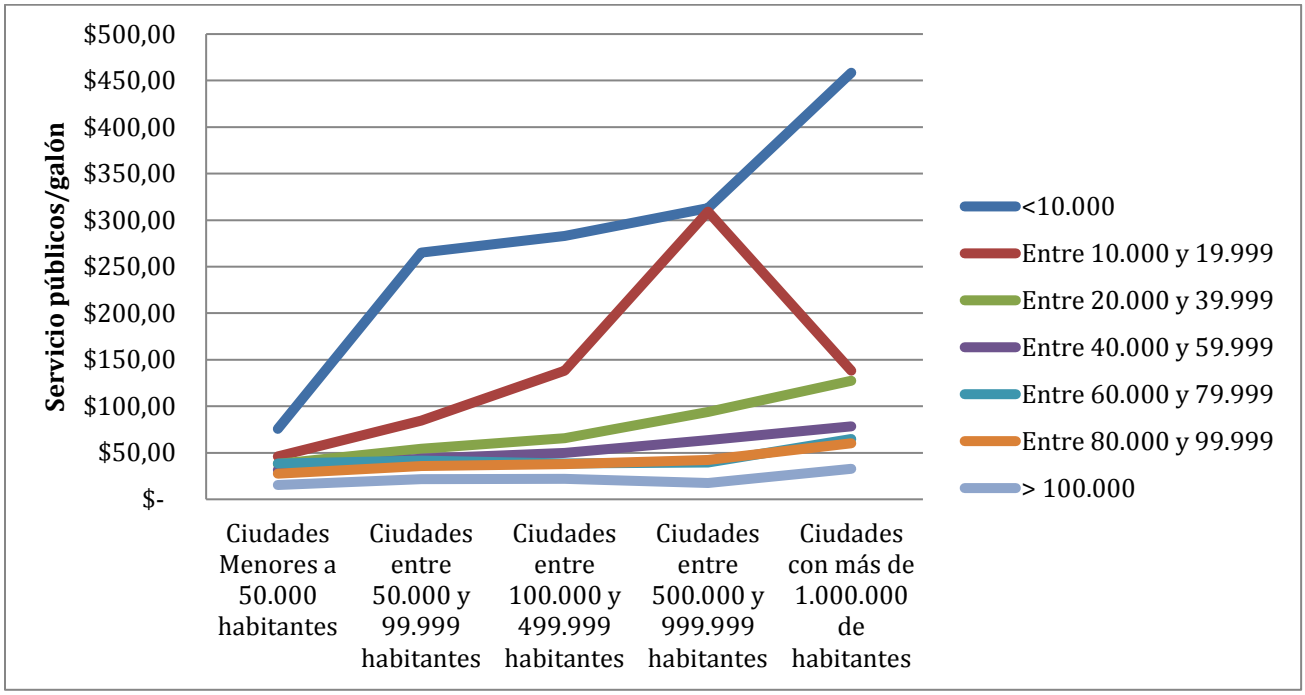
Fuente: Censo Soldicom. Cálculos propios.

Se encuentran varianzas significativas en los AOM/Galón por segmento de número de habitantes, donde los costos AOM tienden a ser mayores en la medida en que aumenta el tamaño del municipio. Para volúmenes mayores, el efecto de escala de ventas prima sobre el de tamaño de municipio, aunque las dos variables pueden estar relacionadas: en municipios grandes el volumen de ventas promedio por EDS puede subir.

Al analizar los componentes de los AOM, se encontró que en los municipios de más de un millón de habitantes, el costo por galón de los servicios públicos es 3,5 veces mayor al de los municipios de menos de 50.000 habitantes. Entre otras razones, esto se puede explicar por: (Ver Gráfica 6):

i. Menor número de turnos de operación en las estaciones de los municipios pequeños
ii. Menor costo unitario de servicios públicos en los municipios más pequeños

Gráfica 6 : Servicios públicos/Galón según el tamaño del municipio y el volumen de venta



Fuente: Cálculos propios y Censo SOLDICOM

Para el caso de personal administrativo y de ventas, se encuentra que el factor volumen tiene un gran efecto sobre los AOM, donde el factor eficiencia, entendido como el volumen promedio por empleado, es seis veces (x6) mayor en una EDS tipo 7, comparado con una EDS tipo 1.

Tabla 19: Número de empleados por tipo de EDS.

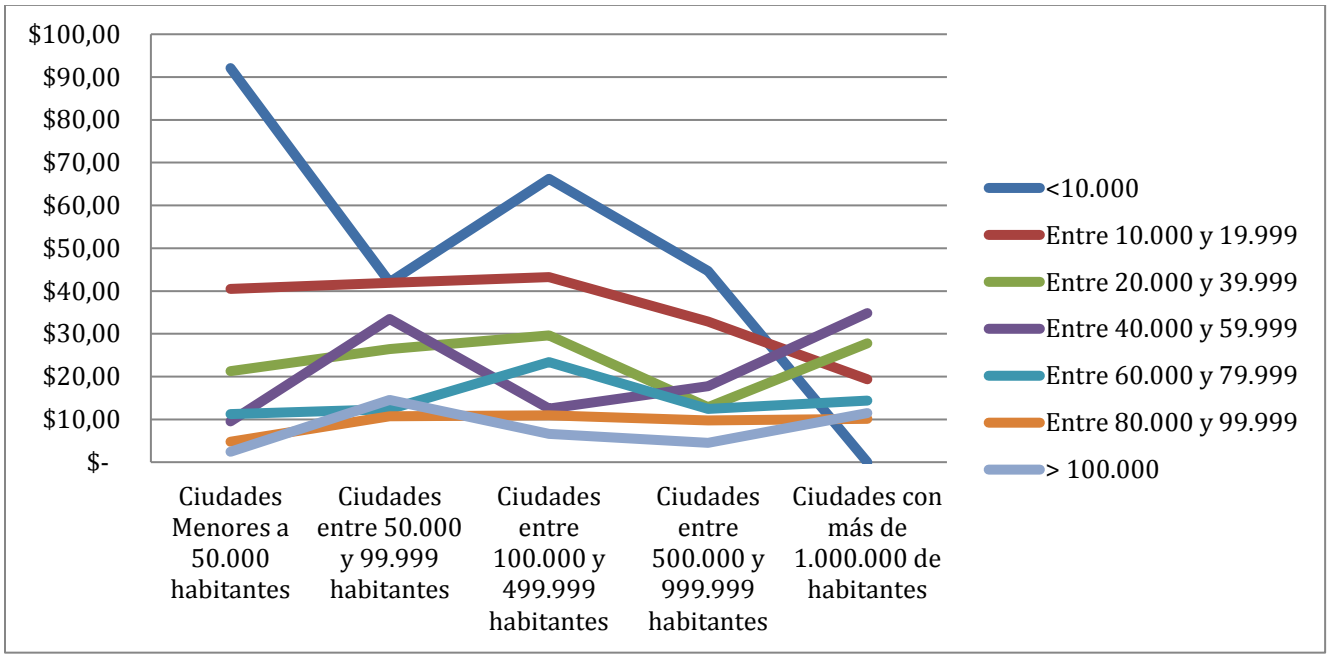
Clasificación tipo EDS (galones: Volumen de ventas)	Volumen promedio	Número de empleados promedio	Volumen por empleado
1.Menor a 10000	6.001	2,9	2.069
2. 10000-20000	13.775	4,0	3.443
3. 20000-40000	28.458	5,6	5.081
4. 40000-60000	48.402	8,3	5.831
5. 60000-80000	68.246	10,2	6.690
6. 80000-100000	87.901	12,2	7.205
7. Mayor a 100000	166.251	13,3	12.500

Fuente: Censo Soldicom. Cálculos propios.

En los otros componentes de los AOM, este comportamiento no se ve tan marcado.

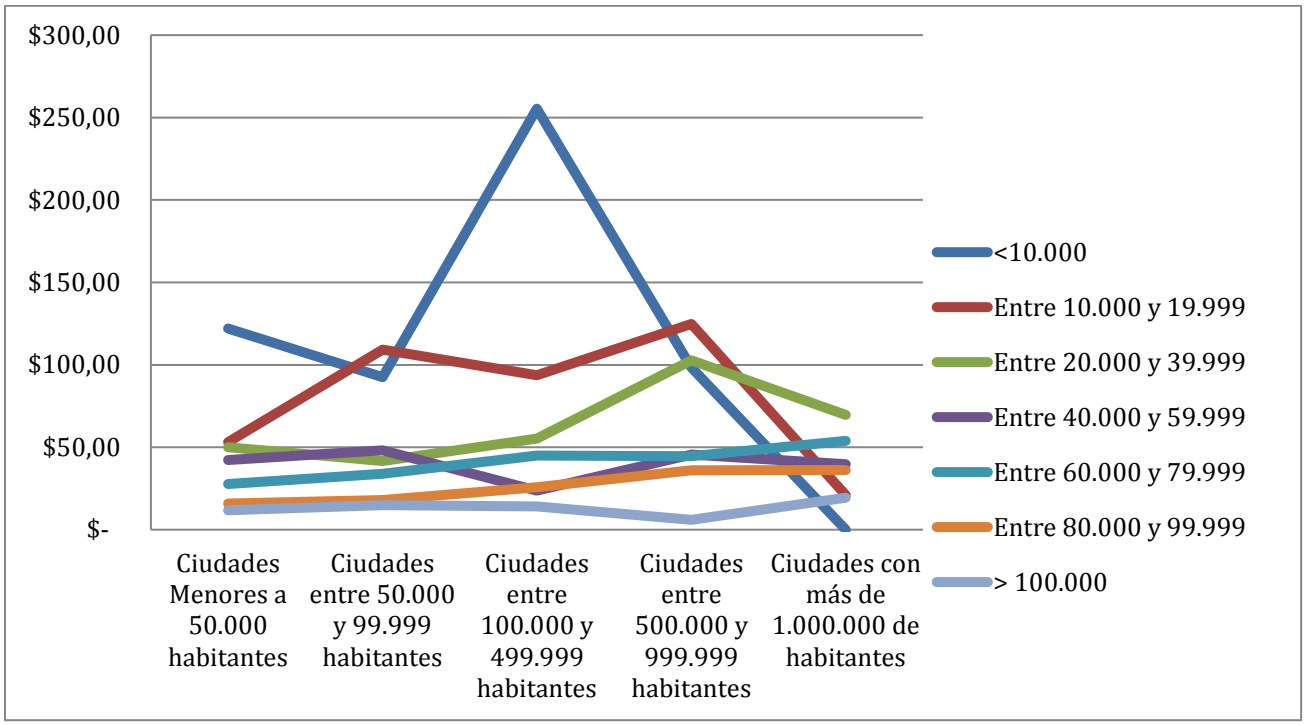
En el rubro de costo de los requisitos y certificaciones, el costo por galón tiende a aumentar levemente en la mayoría de los casos, excepto en el caso de EDS con ventas por debajo de 20.000 galones/mes, en el cual el costo tiende a disminuir. Una explicación de ese ligero aumento es que dentro de los costos de requisitos y certificaciones está incluido el transporte que cobran los certificadores para llegar a cada EDS y tiende a aumentar en las poblaciones más alejadas a los centros urbanos; en ellos es donde están concentradas las EDS con menores ventas.

Gráfica 7: Costo Requisitos y Certificaciones/galón según el tamaño del municipio y el volumen de venta.



Con respecto de los costos de mantenimiento, se observa que en las EDS de más de 100 mil galones/mes estos costos son 1.6 veces mayores en una ciudad de más de un millón de habitantes que en una de menos de 50 mil habitantes; en las EDS con ventas inferiores a 20 mil galones/mes, el costo de mantenimiento/galón es bajo. En los municipios de entre 50 mil y un millón de habitantes, este costo es más alto en las EDS que venden más de 20 mil galones/galón. En consecuencia, un mayor volumen de ventas le permite a la EDS financiar un mayor costo de mantenimiento mientras que el tamaño del municipio tiene correlación positiva con el costo/galón de ese mantenimiento (Ver Gráfica 8).

Gráfica 8: Costo Mantenimiento/galón según el tamaño del municipio y el volumen de venta galones/mes



Con el fin de validar los resultados calculados, se agrupan los datos de las EDS por volumen de ventas del Tipo 1 y el Tipo 2, y del Tipo 6 y el Tipo 7 para compararla con la información del ejercicio realizado por SUMATORIA, encontrando diferencias significativas para las EDS con ventas menores a 20.000 galones/mes y para las EDS con ventas superiores a 80.000 galones/mes (Ver Tabla 20):

Tabla 20. Comparación AOM/Galón frente a AOM Sumatoria/Galón, en pesos de 2018

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7
Fedesarrollo	$661,80		$437,77	$373,44	$357,46	$214,84	
Sumatoria	$473,05		$465,70	$408,41	$324,91	$303,91	

Para ambos casos, se puede deducir que dicha diferencia se debe al numerador utilizado por SUMATORIA para calcular el AOM/Galón, el cual no utiliza las ventas promedio para ese tipo de EDS sino los límites superiores de los rangos establecidos (Ver Tabla 21):

Tabla 21: Comparación volúmenes de referencia para el cálculo de AOM/Galón vis-à- vis volúmenes promedio de Sumatoria.

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6	Tipo 7
Volumen Promedio	11.223		29.183	49.145	69.640	136.933	
Volumen de referencia	20.000		40.000	60.000	80.000	100.000	

iv. CAPEX

Para calcular la inversión en una EDS, se utilizan las metodologías de los estudios de ITANSUCA y SUMATORIA.

A continuación, se presenta las características de ambos estudios:

Itansuca:

- No supone la construcción de ningún otro servicio o negocio, como tiendas de conveniencia o lavaderos, entre otros.
- Costos independientes del municipio donde se construye.
- Define el valor de diferentes tamaños de tanques, para dispensadores, bombas sumergibles, telemedidores, equipos, muebles y enseres.
- Define el valor de la obra según el tamaño de la EDS.
- Define el valor de la tierra para Bogotá DC, Medellín, Cali, Barranquilla y agrupa el resto en zonas rurales y carreteras.

Sumatoria:

- Utiliza como referencia el estudio de Itansuca para determinar el valor de las inversiones, aunque diferencia las inversiones de moneda local y moneda extranjera, y toma como referencia las cotizaciones a los proveedores.
- Define un valor de la tierra por m2, para las ciudades capitales, los municipios intermedios y los pequeños.
- Define un periodo de amortización de 20 años.

Con base en lo anterior, se actualizaron los valores de referencia del estudio de Sumatoria, en pesos de 2018[10], tomando además los volúmenes y áreas de lotes del Censo de SOLDICOM.

[10] Inflación 2015-2017 reportada por el DANE en www.dane.gov.co

De acuerdo con lo anterior, se obtuvieron los siguientes resultados para los diferentes tipos de EDS, según el volumen vendido (Ver Tabla 22):

Tabla 22: Inversión para la EDS considerando el volumen vendido.

(Millones de pesos)	Tipo de EDS de acuerdo con el volumen						
	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	TIPO 4	TIPO 5	TIPO 6	TIPO 7
Diseño y trámites	$61,27	$61,27	$62,83	$73,91	$89,73	$66,66	$126,07
Preliminares	$54,89	$54,89	$87,11	$117,26	$156,57	$121,20	$229,22
Accesorios y equipos	$89,07	$89,07	$141,19	$213,95	$276,61	$184,29	$348,56
Patio de Combustibles	$208,72	$479,12	$695,82	$922,28	$1.226,80	$927,91	$1.754,99
Edificio	$22,15	$50,84	$69,04	$87,63	$113,32	$20,53	$38,82
Total	**$436,10**	**$735,19**	**$1.055,99**	**$1.415,04**	**$1.863,04**	**$1.320,58**	**$2.497,68**

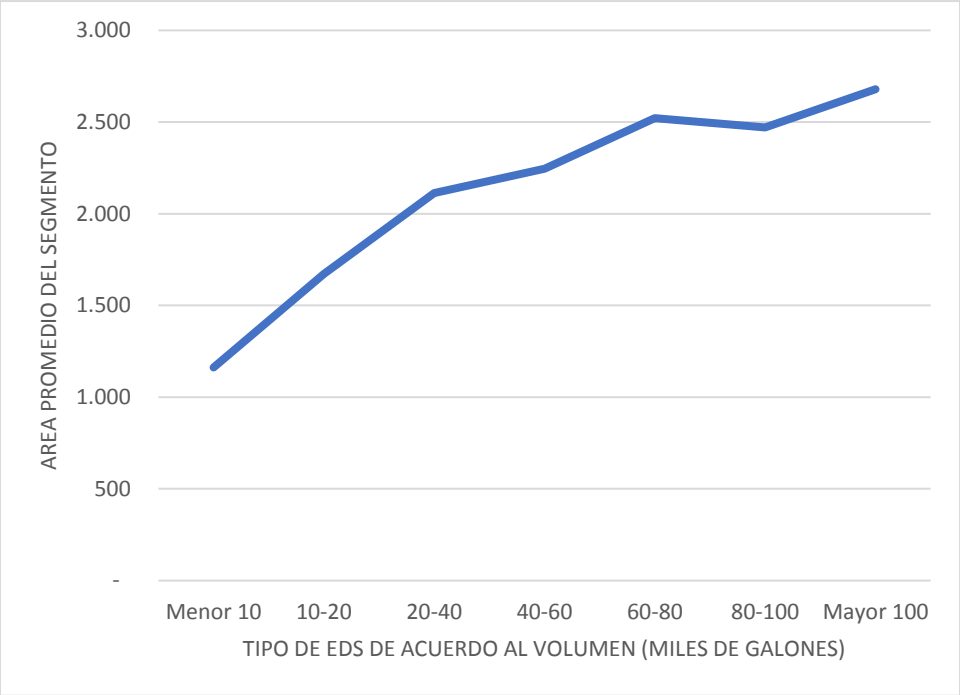
Fuente: Itansuca, Sumatoria. Cálculos propios.

Asimismo, se utiliza un periodo de amortización de 20 años, tomando como referencia el trabajo de SUMATORIA.

Por otro lado, para el caso de la inversión en el terreno como primera medida se calcula el área para Tipo de EDS con base en el Censo de SOLDICOM (

Gráfica 9):

Gráfica 9: Área promedio de acuerdo con el volumen de venta



Fuente: Censo Soldicom. Cálculos propios.

Adicionalmente, se calcula el valor del m2 con base en el trabajo de SUMATORIA traído a valor presente (Ver Tabla):

Tabla 23: valor m2 con base a Sumatoria.

Cifras en COP miles	m2
Más de 500 mil habitantes	$1.475
Menos de 500 mil habitantes	$466

Fuente: Sumatoria y Cálculos propios

v. Apalancamiento

Según la metodología sugerida en el trabajo de SUMATORIA, la estructura de Equity- Deuda es de 60% y 40%. Se supone un costo de la deuda de 8,25% EA.

vi. Análisis de amortización de inversiones

Analizando la información del Censo SOLDICOM, se encuentra que gran parte de las EDS han amortizado en gran medida su inversión. Como se ve en la Tabla 24, para casi todas las tipologías, el promedio de las EDS ya ha sido amortizado, excepto las EDS Tipo 1 y Tipo 2. Esto podría ser un indicador de que las EDS que se han venido construyendo, han entrado en mercados saturados o de baja demanda.

Tabla 24: Edad Promedio EDS por tipo

Clasificación EDS (Volumen de ventas en galones mes)	Edad Promedio (Años)	% EDS mayor a 20 años
1. Menor a 10000	15,8	21%
2. 10000-20000	18,7	30%
3. 20000-40000	20,6	40%
4. 40000-60000	23,1	42%
5. 60000-80000	24,2	45%
6. 80000-100000	21,9	40%
7. Mayor a 100000	20,9	36%

Fuente: Censo SOLDICOM y Cálculos propios

b. P&G

Para efectos del estudio, sólo se modelan los casos tipo desde el punto de vista del volumen. Se toman los márgenes calculados de la tabla 1, iniciales y ajustados. La principal diferencia entre los dos es una sensibilidad al margen minorista en la venta de gasolina extra. En el inicial se tomó la información de ECOPETROL sobre el precio de venta a mayorista y se comparó con el precio de venta final. La diferencia así obtenida se dividió por dos y se supuso que correspondía a la distribución entre mayorista y minorista. En el ajustado, se redujo ese valor para el minorista en la media en que en las entrevistas (análisis cualitativo) arrojaron márgenes algo menores por galón de gasolina extra vendido. Los resultados son los siguientes (Ver Tabla 25):

Tabla 25: Resultados para los diferentes tipos de EDS en Colombia

Clasificación EDS (Volumen de ventas)	TIR	ROA	TIR ajustado[11]	ROA ajustado
Menor a 10000 galones	N/A	-3,78%	N/A	3,88%
10000-20000 galones	-9,81%	-0,09%	-10,22%	-0,09%
20000-40000 galones	-6,01%	1,89%	-6,32%	1,73%
40000-60000 galones	-0,22%	4,52%	-0,65%	4,52%
60000-80000 galones	0,72%	5,32%	0,25%	4,32%
80000-100000 galones	6,52%	12,87%	6,07%	12,24%
Mayor a 100000 galones	10,26%	17,90%	9,81%	17,16%

Fuente: Censo SOLDICOM. Cálculos Propios.

c. Análisis Resultados

De acuerdo con el ejercicio anterior, estos son los principales datos extraídos:

- El 72% de los *business cases* o tipos de EDS, tienen Rentabilidad Negativa y ninguno tiene una Rentabilidad superior al WACC del negocio de Distribución Minorista establecido por la CREG de 12,35%, por lo que se concluiría que o bien el WACC es muy alto o el negocio de distribución minorista de combustibles es un negocio de alto riesgo.
- El 35% de las EDS tiene un ROA negativo, según los márgenes de venta estimados y los AOM.
- El costo de la tierra es una de las variables que más afecta la rentabilidad en cuanto no se deprecia en el tiempo y por lo tanto no genera escudos fiscales para aquellas EDS donde el operador es el mismo propietario de lote.

2.5 Riesgos de distribución minorista de combustibles

Según el Diccionario de la Lengua Española, un riesgo es “una contingencia o proximidad de un daño”. En otras palabras, es la posibilidad de que ocurra un evento que tendrá un efecto negativo sobre algo.

[11] Cálculo considerando el margen ajustado por las entrevistas con las EDS.

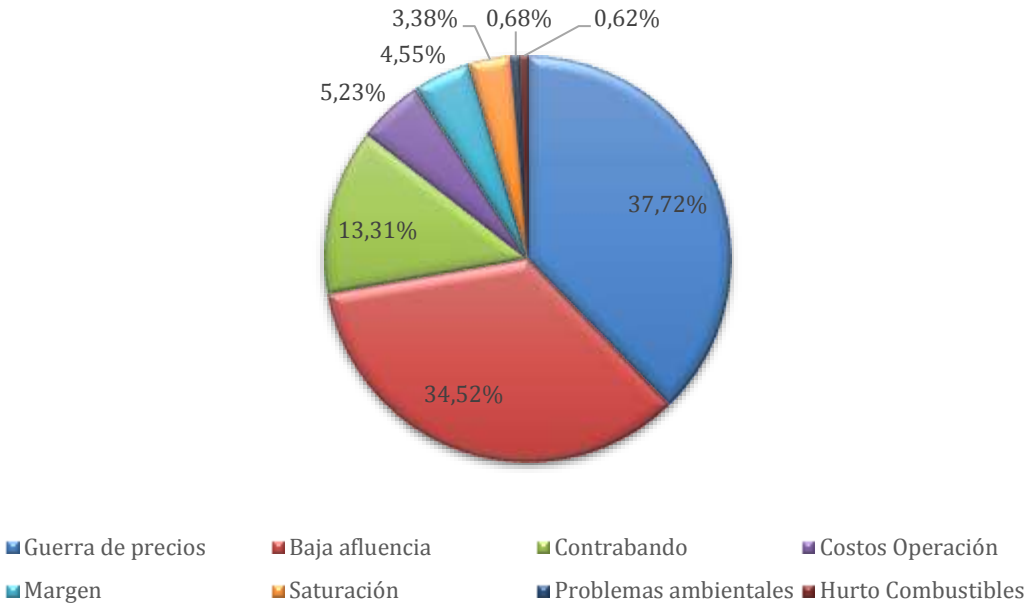
Para definir los riesgos de un Distribuidor Minorista de Combustibles, se identifica cada una de las contingencias relacionadas con cada una de las cuentas del P&G: Ingresos Operacionales, Costos Operacionales y Gastos Operacionales.

Los riesgos asociados a los ingresos, producto de la actividad económica principal de una EDS, son tres: la competencia, la modificación por vía regulatoria del margen y el desabastecimiento. En este capítulo se analiza el riesgo del mercado y en el siguiente se agrupan los riesgos regulatorios relacionados con los ingresos operacionales y los que inciden en los costos y los gastos operacionales, con una mención especial al régimen de Zonas de Frontera.

Competencia

La principal preocupación de las EDS en Colombia es la competencia; según el Censo SOLDICOM, 41% de las EDS indicaron la Guerra de Precios y la Saturación como las fuentes de los problemas del mercado; le sigue la baja afluencia, con 34.5% y el contrabando con 13.31%. Llama la atención que el margen constituya una preocupación para apenas el 4.6% de las EDS y que los costos de operación tampoco sean tan importantes para la mayoría de las empresas: lo son únicamente para el 5.2% de las estaciones de servicio (Ver Grafica 10).

Grafica 10: Preocupaciones EDS



Fuente: Censo Soldicom.

i. Construcción Nuevas EDS

De acuerdo con el Decreto 1073 de 2015, no existe ninguna restricción en cuanto al número de EDS que se ubican en una vía, municipio o área, y recae sobre las autoridades competentes municipales enunciadas en el artículo 49 del Decreto 2150 de 1995 y modificado por el artículo 99 de la Ley 388 de 1997 la certificación del uso y utilización del suelo.

En los últimos quince años en Colombia, el número de Estaciones de Servicio pasó de 2.200 a alrededor de 5.352[12], con un crecimiento anual aproximado de 5,6%, por encima del crecimiento del consumo de combustibles líquidos de 3,28% registrado entre el 2002 y el 2015[13]. De continuar dicha tendencia, el volumen promedio por EDS de combustibles líquidos se vería afectado y en vez de presentar un aumento en los volúmenes promedio por EDS, se presentaría una reducción.

Si se compara la rentabilidad obtenida en el caso base, el cual supuso un crecimiento promedio anual de la demanda de combustibles líquidos, en un horizonte de 10 años, de 3.28% (columna 1 de la Tabla 26), con la rentabilidad que tendrían las EDS si el volumen vendido creciera un a tasa promedio anual inferior de 2.3%, se encuentra que esta situación impactaría entre uno y seis puntos porcentuales la rentabilidad de los proyectos, dependiendo del volumen de ventas, teniendo en cuenta que a mayor volumen, mayor afectación.

Tabla 26: Análisis de sensibilidad crecimiento.

Clasificación EDS (Volumen de ventas)	Crecimiento 3,28%	Crecimiento -2,32%
Menor a 10000 galones	N/A	N/A
10000-20000 galones	-9,81%	-13,77%
20000-40000 galones	-6,01%	-10,52%
40000-60000 galones	-0,22%	-5,24%
60000-80000 galones	0,72%	-4,35%
80000-100000 galones	6,52%	0,94%
Mayor a 100000 galones	10,26%	4,54%

Fuente: Cálculos propios

ii. Integración Vertical

[12] Sicom
[13] UPME, Diciembre 2016 - Proyección de demanda de combustibles líquidos en Colombia

Actualmente, no existe ninguna restricción para que los distribuidores mayoristas de combustibles líquidos se integren verticalmente, y emprendan labores propias de la distribución minorista.

La integración vertical permite que las mayoristas integren sus márgenes y sean más competitivos que los pequeños distribuidores minoristas de combustibles.

De acuerdo con la información del SICOM, sólo 243[14] EDS son operadas directamente por las mayoristas de las cuales sólo 16 son operadas por Terpel. No obstante, Terpel posee una filial llamada Operaciones y Servicios de Combustibles S.A.S. (Masser) bajo la cual opera 159 EDS. En adición, Terpel maneja una figura llamada "franquiciado" donde le reconoce una fracción del margen minorista al operador y este administra la EDS a nombre de la mayorista, sin que exista subordinación; bajo esta figura se calcula que trabajan 183 EDS en todo el país.

No obstante, lo anterior, como ya se demostró, la guerra de precios es la principal preocupación de las EDS en el país; según el Censo SOLDICOM, 37% de las EDS calificaron este ítem como el principal problema que se enfrentan.

II. OTROS NEGOCIOS

De acuerdo con el Censo SOLDICOM, 58% de las EDS reportaron prestar servicios adicionales dentro de las mismas instalaciones (

[14] Según la base de datos suministrada, hay 243 EDS integradas verticalmente: 159 Masser (Filial Organización Terpel), 16 Organización Terpel, 59 GNE Soluciones SAS (Filial Biomax), 2 Puma Energy, 4 Petrobras, 2 ExxonMobil (Primax) y 1 Chevron Petroleum.

Tabla)[15]

[15] No se cuenta con la información de 308 EDS en el Censo Soldicom

Tabla 27: Número de EDS con servicios adicionales, y volumen promedio de las mismas con base al Censo Soldicom

Numero de servicios adicionales	Número de EDS	Volumen promedio (galones al mes)
No se sabe	308	
0	2.101	34.910
1	876	41.751
2	448	53.253
3	323	56.989
4	278	69.224
5 o más	1.018	74.639

Fuente: Cálculos propios.

Tener servicios adicionales dentro de la EDS puede significar un aumento del 20% de los volúmenes vendidos mes a mes; las EDS sin servicios o negocios adicionales venden en promedio 17% menos al mes que una EDS con al menos un servicio, mientras que una EDS con 5 o más servicios vende 113% que una EDS sin ningún servicio.

Esto mismo queda corroborado, cuando se evalúa el número de servicios según el tipo de EDS. Como se ve en la siguiente tabla, el volumen promedio de las EDS aumenta en la medida que más ofrecen servicios, aunque no varía para volúmenes mayores a 60.000 galones al mes.

Tabla 28: Número de servicios o negocios adicionales por volumen.

Clasificación EDS (Volumen de ventas)	Número de servicios
Menor a 10000 galones	1,4
10000-20000 galones	2,1
20000-40000 galones	3,3
40000-60000 galones	4,0
60000-80000 galones	4,9
80000-100000 galones	5,3
Mayor a 100000 galones	5,2

Fuente: Censo Soldicom. Calculo propio.

En ese sentido, se puede decir que la distribución y comercialización de combustibles líquidos es el negocio ancla dentro de las EDS, pero donde los otros negocios son una fuente adicional de ingresos. La existencia de otros ingresos podría explicar la resiliencia de las EDS pequeñas y medianas a pesar de la rentabilidad negativa que arrojan los cálculos de este trabajo.

III. CONCLUSIONES

En el Censo de SOLDICOM, 69% de las EDS encuestadas califican su situación financiera como buena, el 26% como regular y sólo el 5% la califican como mala, lo cual contrasta con los resultados del presente estudio. Esto podría confirmar la hipótesis de que el negocio de las EDS es la diversificación de los ingresos en el desarrollo de otras actividades para las cuales la venta de combustibles actúa como un factor de atracción de la demanda. Para poder verificar esta hipótesis, se requiere un estudio microeconómico o una nueva encuesta o censo con preguntas específicas sobre estos aspectos financieros.

En ese sentido, lo que se puede concluir del presente análisis, es lo siguiente:

- Las bajas rentabilidades encontradas para las EDS que venden cantidades moderadas de combustibles deberían conducir al cierre de las EDS. Pero es posible que alguna parte importante de ellas ya hayan amortizado sus inversiones y no estén incurriendo en ese gasto de la depreciación o que se trate de unidades familiares que aportan su trabajo y no lo costean en forma explícita.
- Los ingresos relacionados con otras actividades diferentes a la distribución y comercialización de combustibles líquidos dentro de las EDS, son una fuente importante de ingresos adicionales. Es importante esta dimensión de los otros ingresos en próximos estudios porque sin ellos no se explica plenamente la permanencia en el negocio de varias EDS de la tipología.
- El margen por galón para las EDS podría ser mayor a lo que resulta de estos ejercicios, debido a las condiciones de la demanda del mercado de cada EDS, de si se trata de mercados saturados o incipientes, que expliquen la medida en que los minoristas trasladen una parte o la totalidad de los descuentos obtenidos del mayorista al consumidor.
- En los contratos a los que se tuvo acceso durante el presente ejercicio, se evidenció que en muchos casos, los mayoristas le entregan equipos o unas “primas de exclusividad” a los minoristas con lo que los mayoristas subsidiarían en gran parte las inversiones o su operación; lo que podría representar una mejoría en los resultados de las EDS.
- Las EDS en Zona de Frontera venden al precio máximo regulado, en cuanto no existe una real competencia para vender los volúmenes asignados. El 100% de las EDS que contestaron en el Censo sobre el volumen vendido indicaron que vendían el 100% del cupo de frontera asignado y en algunos casos, el 30%, la respuesta fue que vendía un volumen adicional al cupo de frontera.
- El Censo SOLDICOM fue un paso en la dirección correcta para conocer desde sus propias entrañas el sector minorista de combustibles líquidos. A pesar de lo anterior, se recomienda repetir la recolección de información e incluir temas específicos no contemplados tales como: otros negocios, margen bruto, tipificación contratos con las mayoristas, CAPEX, entre otros. Se recomienda mayor rigor en la toma de datos en este tipo de encuestas y hacer un ejercicio posterior de consistencia de la información.

- Dado el peso que tiene el personal de ventas dentro de los AOM y el aumento que este viene presentando frente al aumento en el margen minorista, sería interesante evaluar la viabilidad de implementar un modelo de autoservicio en las EDS.
- Con respecto de los riesgos del negocio, la saturación del mercado en algunos municipios y el avance de la integración vertical pueden hacer más difícil el negocio de las EDS en el país.
- La distribución minorista de combustibles también ha enfrentado dificultades financieras en el resto del mundo y han surgido estrategias para superarlas, centradas en entender el ciclo del negocio y los cambios en los hábitos y preferencias de los consumidores, para ajustar su oferta de valor al consumidor y emprender cambios en el mercadeo, las operaciones, la infraestructura de la tecnología y el comportamiento del personal de servicio (McKinsey & Company, 2014).
- En el siguiente capítulo se analizan los riesgos regulatorios para la distribución minorista en el país.

Apéndice

Tabla 29: Precio del combustible en Colombia 2018

	Gasolina ($/galón)	ACPM ($/galón)
SUBTOTAL: INGRESO AL PRODUCTOR DE LOS COMBUSTIBLES	5.124,62	5.364,01
Impuesto Nacional	459,04	439,36
IVA del Combustible Fósil	(b)	
Impuesto al carbono	127,80	144,00
Tarifa de Marcación	7,67	
Proporción - Tarifa de Transporte por poliductos	(c)	
Proporción - Tarifa de Transporte del biocombustible	(d)	
Margen plan de continuidad	71,51 (e)	
SUBTOTAL: PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA	(f)	
Margen al distribuidor mayorista	(g)	
IVA sobre el margen al distribuidor mayorista	(h)	
Sobretasa	1.142,72	301,48
SUBTOTAL: PRECIO MÁXIMO EN PLANTA DE ABASTECIMIENTO MAYORISTA	(i)	
Margen del distribuidor minorista	(j)	
Pérdida por evaporación	(k)	N/A
Transporte de la planta de abastecimiento mayorista a estación	(l)	
PRECIO DE REFERENCIA DE VENTA AL CONSUMIDOR FINAL	(m)	

Fuente: SICOM

- **Ingreso al productor de combustibles**: monto recibido por el refinador nacional por galón de gasolina.
- **Impuesto nacional:** establecido por el gobierno nacional en la ley 1607 de 2012.
- **IVA del combustible Fósil:** tarifa del 19% aplicado al valor del IP Fósil.
- **Impuesto al carbono:** gravamen establecido por los artículos 221 y 222 de la Ley 1819 de 2016 (UPME 2018)

- **Tarifa de Marcación:** remuneración a la adición de una sustancia de contraste que se mezcla con el fósil para realizar la trazabilidad en la distribución en el territorio nacional (UPME 2018).
- **Proporción – Tarifa de Transportes:** proporción del costo de movilizar el combustible desde sitio de producción o importación hasta planta de abasto (UPME 2018)
- **Margen plan de continuidad:** remuneración de la ampliación de la capacidad de transporte por poliducto.
- **Precio máximo de venta en planta de abastecimiento mayorista:** es la suma del precio máximo de venta al distribuidor mayorista, margen de distribución mayorista, IVA sobre el margen de distribución, y la sobretasa a la gasolina.
- **Margen del distribuidor minorista:** valor establecido por el Ministerio de Minas y Energía para el régimen de libertad regulada.
- **Pérdida de evaporación:** pérdida por evaporación del combustible en el transporte entre la planta de abastecimiento y la estación de servicio.
- **Transporte de la planta de abastecimiento mayorista a la estación de servicio:** Valor establecido por el Ministerio de Minas y Energía referente los costos de transporte.

Tabla 30: Ciudades bajo libertad vigilada.

Ciudad	Departamento
Bogotá	D.C.
Santiago de Cali	Valle del Cauca
Barranquilla	Atlántico
Medellín	Antioquia
Montería	Córdoba
Cartagena de Indias	Bolívar
Pereira	Risaralda
Ibagué	Tolima
Bucaramanga	Santander
Sincelejo	Sucre
Manizales	Caldas
Villavicencio	Meta
Popayán	Cauca
Santiago de Tunja	Boyacá
Barrancabermeja	Santander
Chía	Cundinamarca
Palmira	Valle del Cauca
Soacha	Cundinamarca
Tuluá	Valle del Cauca
Cartago	Valle del Cauca
Armenia	Quindío
Rionegro	Antioquia
Neiva	Huila
Santa Marta	Magdalena
Sogamoso	Boyacá

Fuente: Resolución 181254 de 2012. Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 31: Numero de EDS con gas vehicular por departamento.

Departamentos	Numero de EDS	Porcentaje
Cundinamarca	1	0%
Antioquia	86	11%
Atlántico	89	11%

Bolívar	29	4%
Boyacá	17	2%
Bogotá	180	22%
Caldas	20	2%
Caquetá	4	0%
Casanare	8	1%
Cauca	5	1%
Cesar	6	1%
Córdoba	15	2%
Cundinamarca	37	5%
Guajira	2	0%
Huila	15	2%
Magdalena	20	2%
Meta	33	4%
Quindío	13	2%
Risaralda	24	3%
Santander	33	4%
Sucre	12	1%
Tolima	30	4%
Valle Del Cauca	134	16%
Total	813	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Bibliografía

Semana. (2018, Noviembre 30). Primax se queda con las estaciones de Exxonmobil en Colombia. Recuperado 21 de enero de 2019 de https://www.semana.com/economia/articulo/primax-se-queda-con-las-estaciones-de-exxonmobil-en-colombia/592824

Dinero. (2016, agosto 19). La increíble historia de los 'terpeles' que crearon a La Terpel. Recuperado 30 de octubre de 2018 de https://www.dinero.com/edicion-impresa/caratula/articulo/como-nacio-la-organizacion-terpel/228967

Itansuca (2011) – Elaboración del estudio para establecer el marco conceptual y metodológico con el fin de valorar económicamente los márgenes de la cadena de distribución de combustibles

Ministerio de Minas y Energía (1990). Decreto Único Reglamentario 1073 del 26 de mayo de 2015. , Bogotá..

Ministerio de Minas Y Energía. (2012). Resolución 181254 del 30 de julio de 2012.

Ministerio de Minas Y Energía (2015). Resolución 40222 del 22 de febrero de 2015.

Ministerio de Minas Y Energía (2017). Resolución 40266 de 2017

Ministerio de Minas y Energía (2015). Decreto 0283 de 1990.

Promigas. (2017). *Informe del sector gas natural 2017 Cifras 2016.,* Barranquilla.

Sumatoria (2015) – Consultoría para el análisis y actualización del estudio de los márgenes de la gasolina y el diésel contratado por el MME en el 2011, con el fin de aplicarlo en el esquema tarifario de la CREG

Romero, L.C., Ortiz, V. (2014) - Propuesta de actualización de metodología para la asignación general de combustibles líquidos en zonas de frontera.

Semana. (2018, noviembre 14). Así va la venta de la Distribuidora Andina de Combustibles S.A. Recuperado 18 de noviembre de 2018 de www.semana.com/contenidos-editoriales/hidrocarburos-son-el-futuro/articulo/asi-va-la-venta-de-la-distribuidora-andina-de-combustibles-sa/590044

SOLDICOM (2016) – Censo de caracterización de estaciones 2016

UPME (2016) - Proyección de demanda de combustibles líquidos en Colombia

UPME (2014). La cadena del petróleo. Recuperado 30 octubre de 2018, de www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/CadenadelPetroleo_sp.pdf

UPME (2018). Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos. Recuperado 30 de octubre de 2018
de,http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_liquidos_2018/Plan_de_Abastecimiento_de_Combustibles_Liquidos.pdf

UPME (2018) Documento Análisis de abastecimiento y confiabilidad del sector gas natural. Convocatoria UPME (Planta de regasificación del Pacífico y gasoducto Buenaventura Yumbo. Subdirección Hidrocarburos.

Capítulo 2 Riesgos regulatorios de la distribución minorista en Colombia

En los capítulos previos de este estudio se analizaron los mercados relevantes de la distribución minorista de combustibles líquidos en Colombia, se caracterizó el sector de EDS en el país, se analizó la rentabilidad para una tipología de EDS y sus riesgos financieros y se analizaron los riesgos de saturación del mercado y de integración vertical. En este capítulo se hace una relación de la regulación actual y de la agenda regulatoria con el fin de calificar los riesgos que provienen de los cambios previsibles en la regulación de este segmento de la distribución de combustibles en Colombia

I Estructura de precios vigente de Gasolina corriente, gasolina oxigenada, ACPM y ACPM con mezcla de biocombustible

Siguiendo la estructura vigente para la determinación de los precios de la gasolina, ACPM y las mezclas de éstos con biocombustibles[16] (resolución 41281 de 2016), se desarrolla lo concerniente a la metodología usada para el cálculo del ingreso al productor (IP), el precio máximo en planta de abastecimiento mayorista (PMA) y el precio de venta al público (PVP).

Ingreso al productor (IP)

El Ingreso al productor se conoce como el reconocimiento de un costo de oportunidad en el que incurre el productor de combustible líquido, definido inicialmente en las resoluciones 82438 de 1998, para la gasolina de motor, y 82439 de 1998, para el ACPM. Esta normatividad ordenó que ese costo de oportunidad fuera la del precio de paridad de importación. A partir de su primera definición el IP, sufrió un gran número de modificaciones, dentro de las cuales se destacan las resoluciones 181088 de 2005 y 181780 de 2005, las cuales incluyeron en la estructura de precios la gasolina de motor corriente oxigenada y ACPM con mezcla de biocombustible respectivamente, y las resoluciones 181602 de 2011 y 181491 de 2012 las cuales ordenaron calcular el costo de oportunidad del productor como precio de paridad de exportación para la gasolina, y para el ACPM calcular el precio de paridad ponderado que incluye el precio de paridad de importación y el precio de paridad de exportación.

a. Ingreso al productor gasolina corriente

El ingreso al productor de la gasolina corriente es calculado mensualmente por el Ministerio de Minas y Energía siguiendo lo consagrado en la Resolución 181602 de 2011[17].

El valor diario del precio paridad de exportación de la gasolina corriente motor (PPE) se define como:

$$PPE_{GMC} = ((0{,}7 * \text{UNL87} - 0{,}3 * \text{Nafta}) - \text{FL} - \text{CT}) * \text{TRM}$$

Donde:

[16] Se entiende como biocombustibles el alcohol carburante y el biocombustible insumo para la mezcla de gasolina oxigenada y ACPM oxigenado respectivamente.

[17] Fue modificada por la resolución 180643 de 2012, ajustada en la presente descripción de la metodología de cálculo.

- $UNL87$: Cotización del Índice UNL 87 (RON 92) U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT´s de Standard & Poor´s, expresado en dólares por galón (US$/Gal).
- $Nafta$: Cotización del Índice Nafta en la costa del Golfo de los EEUU, de la publicación PLATT´s de Standard & Poor´s, expresado en dólares por galón (US$/Gal).
- CT: Corresponde al costo de transporte por poliducto o por tierra para llevar un galón de gasolina desde la Refinería hasta el puerto de exportación local, de acuerdo con las tarifas reguladas por el MME, expresado en dólares por galón (US$/Galón). Para las tarifas en pesos, se convierte a dólares usando la tasa de cambio aplicable a cada uno de los días de cálculo.
- TRM: Corresponde a la tasa de cambio representativa del mercado vigente para cada día de cálculo, certificada por la Superintendencia Financiera.
- FL: Costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón desde el puerto de exportación local de la costa colombiana hasta la Costa del Golfo de EEUU, expresado en dólares por galón (US$/Galón). Dicho valor se calcula a partir de aplicar la siguiente fórmula:

$$\mathrm{FL} = \left[\frac{\mathrm{Ws}}{(\mathrm{f} * 42)}\right] * \left(\frac{\mathrm{STR}}{100}\right)$$

  Donde:

  - Ws: flete de referencia de la ruta Houston-Pozos Colorados publicado por el Worlwide Tanker Nominal Freight Scale “Worldscale”, expresado en dólares por tonelada métrica valor diario.
  - f: Factor de conversión de toneladas métricas a barriles. Para el caso de la Gasolina Corriente Motor colombiana, este factor de conversión es de 8.535 a 60° API.
  - 42: Factor de conversión de barril a galón.
  - STR: Cotización diaria del factor de corrección de mercado para el flete de los tanqueros limpios de 30.000 Toneladas Métricas para la ruta CARIB/USG, de la publicación PLATT´s de Standard & Poor´s, expresado en unidades de Worldscale (WS Assess).

Para realizar el ajuste del ingreso al productor mensualmente, se hace una regresión de mínimos cuadrados ordinarios para los datos disponibles, desde el primer día del mes anterior hasta la fecha del cálculo, del logaritmo natural del precio de paridad de exportación (PPE), referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, utilizando la siguiente ecuación:

$$Ln(PPE_t) = a + bt$$

Donde:

- a: es el intercepto de la regresión.
- b: es la línea de pendiente o tendencia diaria, la cual indica cuál es, en promedio, el cambio porcentual diario del precio paridad de exportación.
- t: corresponde al tiempo, medido en días.

Luego, utilizando el coeficiente estimado b, se procede a mensualizar la tendencia utilizando la siguiente fórmula, en donde n corresponde al número de días hábiles del mes en que se realiza el cálculo:

$$m = (1 + b)^n - 1$$

Con dicha tendencia mensualizada (m) se calcula el coeficiente c (que definirá el porcentaje de incremento del valor del ingreso al productor para el siguiente mes) a partir de los siguientes escenarios:

	Diferencial positivo en la fecha de cálculo (PPE-IP>0)	Diferencial negativo en la fecha de cálculo (PPE-IP<0)
Tendencia creciente ($\boldsymbol{m} \geq \mathbf{0}$)	$c = min[m, 3]$	$C = 0$
Tendencia decreciente ($\boldsymbol{m} < \mathbf{0}$)	$C = 0$	$c = max[m, -3]$

El coeficiente c define el porcentaje de ajuste del IP en un rango que busca suavizar la transmisión de las fluctuaciones, entre -3% y 3%. De manera que el ingreso al productor para el mes siguiente queda definido como:

$$IPmes\ siguiente = IPvigente * (1 + c)$$

Este cálculo se publica cada mes en la página web del MME.

b. Ingreso al productor de diésel (ACPM)

La metodología del ingreso al productor de ACPM (resolución 181491 de 2012) contiene el concepto de costo de oportunidad en el cual se incorpora un precio de paridad ponderado (PPP), el cual calcula el costo de oportunidad de exportar combustible (precio de paridad de exportación) y el costo de oportunidad de importar combustible (precio de paridad de importación), según el porcentaje del combustible que se produce localmente y el que se importa, referenciado en el mercado de la costa del golfo de EEUU, así:

$$PPP = (pronal * PPE_{ACPM}) + (impor * PPI_{ACPM})$$

Donde

- $pronal$: Corresponde al porcentaje de ACPM de origen nacional reportado por Ecopetrol, utilizado para atender la demanda nacional durante el trimestre anterior.
- $impor$: Corresponde al porcentaje de ACPM importado, reportado por Ecopetrol, para atender la demanda nacional durante el trimestre anterior.
- PPE_{ACPM}: Corresponde al precio paridad exportación diario del ACPM, calculado como el promedio aritmético simple de los índices Diésel No 2, ULSD (Ultra Low Sulfur Diésel) y

LSD (low sulfur diésel) de la costa del golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación, mediante la siguiente ecuación:

$$PPE_{ACPM} = (PPI - FL - CT) * TRM$$

Donde:

- PPI: Corresponde al promedio ponderado de los índices mencionados de las diferentes calidades de ACPM, según los volúmenes que los refinadores locales utilizan de cada una de las calidades[18].
- CT: Costo de transporte por poliducto o por tierra para llevar un galón ACPM desde la refinería hasta el puerto de exportación local, de acuerdo con las tarifas reguladas por el MME, expresado en dólares por galón (US$/Galón). Para las tarifas en pesos, se convierte a dólares usando la TRM aplicable a cada uno de los días de cálculo.
- TRM: Tasa Representativa del Mercado.
- FL: Costo de los fletes diarios marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de diésel desde la costa del Golfo de los Estados Unidos de América hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón (US$/Galón). Dicho valor resulta de aplicar la siguiente fórmula:

$$\mathrm{FL} = \left[\frac{\mathrm{Ws}}{(\mathrm{b} * 42)}\right] * \left(\frac{\mathrm{STR}}{100}\right)$$

Donde:

- Ws: Corresponde al valor diario del flete de referencia de la ruta Houston-Pozos Colorados publicado por el Worlwide Tanker Nominal Freight Scale "Worldscale" expresado en dólares por tonelada métrica.
- b: Factor de conversión de toneladas métricas a barriles. Para el caso de la ACPM este factor de conversión es de 7.491 a 34° API.
- 42: Factor de conversión de barril a galón.
- STR: Cotización diaria del factor de corrección de mercado para el flete de los tanqueros limpios de 38.000 toneladas métricas para la ruta CARIB/USG, de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, expresado en unidades de Worldscale (WS Assess).

- PPI_{ACPM} : Corresponde al precio paridad importación diario del ACPM, calculado como el promedio aritmético simple de los índices Diésel No 2, ULSD (Ultra Low Sulfur Diesel) y LSD (Low Sulfur Diesel) de la costa del golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de diésel (ACPM) en la calidad exigida por la regulación, mediante la siguiente ecuación:

[18] Para conocer el detalle las calidades de los diferentes índices de referencia según el contenido de azufre, consultar la resolución 181491 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía.

$$PPI_{ACPM} = (PPI + FL + CT + SE + IM) * TRM$$

Donde:

- PPI: Corresponde al promedio ponderado de los índices mencionados de las diferentes calidades de ACPM, según los volúmenes que los refinadores locales utilizan de cada una de aquellas calidades[19].
- FL: costos de los fletes marinos y terrestres como lo descrito en PPE_{ACPM}.
- CT: costos de transporte por poliducto como lo descrito en PPE_{ACPM}.
- SE: corresponde al costo de los seguros marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón (US$/Galón), calculado así:

$$SE = S * PROULUS$$

Donde:

- S: Factor multiplicador utilizado para el cálculo de los seguros (SE). Este factor multiplicador sería revisado anualmente, a partir del 1o de enero del 2013. Para cada año el MME fijaría el valor de S, con base en el promedio de cotizaciones de mínimo tres (3) compañías de seguros internacionales, cuya calificación de deuda en dólares de largo plazo fuera igual o superior a BBB- de Standard & Poor´s, o tuviera un grado de calificación equivalente otorgado por otra agencia internacional de calificación de riesgo.
- $PROULS$: Promedio de las cotizaciones del índice ULSD (*Ultra Low Sulfur Diesel*) US Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, publicadas durante los últimos treinta (30) días calendario inmediatamente anteriores a la fecha de cálculo, expresadas en dólares por galón (US$/Gal).

- IM: Valor de las inspecciones de calidad, en puerto de cargue y descargue, expresado en dólares por galón (US$/galón). El valor que establece la resolución ha sido ajustado anualmente, a partir del 1o de enero del año 2013, con base en los costos de inspección de calidad y manejo en el puerto, vigentes para cada fecha de ajuste.
- TRM: Tasa Representativa del Mercado.

Diferencial: corresponde a la diferencia positiva o negativa entre el precio ponderado de paridad diario del ACPM, referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos y el Ingreso al Productor, vigente para cada día del mes

Para el ajuste mensual del ingreso al productor de ACPM, se realiza una regresión de mínimos cuadrados ordinarios para los datos disponibles, desde el primer día del mes anterior hasta la fecha del cálculo, del logaritmo natural del precio de paridad ponderado (PPP), referenciado al

[19] Para conocer el detalle las calidades de los diferentes índices de referencia según el contenido de azufre, consultar la resolución 181491 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía.

mercado del golfo de los Estados Unidos de América, con respecto al tiempo medido en días utilizando la siguiente ecuación:

$$Ln(PPP_t) = a + bt$$

Donde:

- a: es el intercepto de la regresión.
- b: es la línea de pendiente o tendencia diaria, la cual indica cuál es, en promedio, el cambio porcentual diario del precio paridad de exportación.
- t: corresponde al tiempo.

Luego, utilizando el coeficiente estimado b, se procede a mensualizar la tendencia utilizando la siguiente fórmula, en donde n corresponde al número de días hábiles del mes en que se realiza el cálculo:

$$m = (1 + b)^n - 1$$

Con dicha tendencia mensualizada (m) se calcula el coeficiente c (que definirá el porcentaje de incremento del valor del ingreso al productor para el siguiente mes), a partir de los siguientes escenarios:

	Diferencial positivo en la fecha de cálculo (PPP-IP>0)	Diferencial negativo en la fecha de cálculo (PPP-IP<0)
Tendencia creciente ($\boldsymbol{m \geq 0}$)	$c = min[m, 2{,}8]$	$C = 0$
Tendencia decreciente ($\boldsymbol{m} <$ **0**)	$C = 0$	$c = max[m, -2{,}8]$

De manera que el ingreso al productor para el mes siguiente queda definido como:

$$IPmes\ siguiente = IPvigente * (1 + c)$$

Donde *c* toma valores entre -2.8% y 2.8% con el fin de acotar los ajustes.

c. Ingreso al productor de gasolina corriente oxigenada

En el caso de la gasolina motor corriente oxigenada, se suma el ingreso al productor de gasolina corriente y el ingreso al productor de alcohol carburante, ponderado por las proporciones de estos insumos en la mezcla de gasolina corriente oxigenada como se muestra a continuación:

$$IP_{GCO} = IP_{GMC} * XG + IP_{AC} * XA$$

Donde:

- XG: es la proporción de gasolina corriente (fósil) en la mezcla.
- XA: es la proporción de alcohol carburante en la mezcla.

- IP_{GMC}: Ingreso al productor gasolina corriente motor, siguiendo el cálculo expuesto con anterioridad.
- IP_{AC}: Ingreso al productor del alcohol carburante por las ventas de dicho producto "a condiciones estándar" (es decir corregido a 60ºF de temperatura). Inicialmente, en la Resolución 181088 de 2005 se estableció que este IP_{AC} sería fijado por el MME y se actualizaría anualmente, desde el 1º de enero de 2006, en un 70% por la variación del índice de precios al productor del año inmediatamente anterior a la fecha del ajuste y el 30 % restante, con base en la devaluación anual de la tasa de cambio. Posteriormente, con la Resolución 181232 de 2008 (modificada por las Resoluciones 180120 de 2009, 180515 de 2009, 180825 de 2009, 180643 de 2012 y 91771 de 2012), el ingreso máximo al productor del alcohol carburante será el que resulte como el mayor valor entre un cálculo del precio del alcohol carburante, un precio de paridad de exportación del azúcar a su equivalente en alcohol carburante y un precio de exportación de la gasolina, calculados como sigue:
  1. Cuatro mil cuatrocientos noventa y seis pesos con ochenta y ocho centavos ($4496,88) por galón, actualizado en 70% de la variación de precios y 30% con base a la devaluación de la tasa de cambio.
  2. El promedio móvil de los últimos seis (6) meses de la paridad exportación del azúcar blanco refinado, correspondiente al contrato 5 de la Bolsa de Londres, a su equivalente de alcohol carburante en pesos por galón incluyendo los costos de fabricación, menor recuperación de sacarosa, ahorros por no blanquear el azúcar e ingresos por utilización de vinazas.[20]
  3. El precio promedio de exportación de la gasolina colombiana, ajustado por un aumento de precio, basado en mejoras en el octanaje y la disminución de azufre por el uso de alcohol en la mezcla y una disminución del precio por menor poder calorífico como se describe en la siguiente ecuación:

$$EqAC = (PI * \Delta PC) + \Delta Oc + \Delta St^{21}$$

Donde:

$EqAC$: Corresponde al valor equivalente del alcohol carburante para los primeros 25 días del mes, expresado en pesos por galón.

PI: Corresponde al precio promedio de paridad de exportación de la gasolina de calidad colombiana para los primeros 25 días del mes anterior, del índice UNL 87 (RON 92) en la U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT´s de Standard & Poor´s, descontando el ajuste promedio por octanaje y los fletes marítimos y terrestres desde la costa colombiana hasta la costa del Golfo de los Estados Unidos para el mismo periodo, expresado en pesos por galón.

[20] El detalle de las variables tenidas en cuenta en este parámetro se puede consultar en la resolución 180643 de 2012.

[21] El detalle de las variables tenidas en cuenta en la ecuación se encuentra en la resolución 181232 de 2008 modificada por la resolución 180120 de 2009

ΔPC: es el ajuste del poder calorífico de la gasolina oxigenada, frente a la gasolina corriente; el valor en la resolución es de 0.964.

ΔOc: Es el promedio del ajuste por octanaje del alcohol carburante frente a las gasolinas para los primeros 25 días del mes anterior, expresado en pesos por galón.

ΔSt: Es el promedio del ajuste por azufre del alcohol carburante frente a las gasolinas para los primeros 25 días del mes anterior, expresado en pesos por galón

El valor reconocido actualmente se encuentra descrito en la resolución 41141 de 2018

d. Ingreso al productor de ACPM mezclado con biodiésel para uso en motores diésel

El Ingreso al Productor, en el caso del ACPM mezclado con biodiésel, se obtiene al sumar el ingreso al productor de ACPM y el ingreso al productor del biocombustible por sus respectivas proporciones en la mezcla como se muestra a continuación:

$$IP_{AMB} = IP_{ACPM} * XD + IP_B * XB$$

Donde:

- XD es la proporción de ACPM (fósil) en la mezcla.
- XB es la proporción de biocombustible en la mezcla.
- IP_{ACPM}: es el ingreso al productor del ACPM, siguiendo el cálculo desarrollado previamente.
- IP_B: Corresponde al valor reconocido como ingreso al productor de biocombustible siguiendo la fórmula vigente en la resolución 180134 de 2009 (modificada por las resoluciones 181966 de 2011, 181489 de 2012, 91566 de 2012, 40211 de 2016 y 41010 de 2018 entre otras), el cual corresponde al mayor valor entre los siguientes cálculos del precio del aceite de palma CIF, el precio interno de ese aceite y el precio internacional del diésel:
  1. Seis mil ochocientos veintinueve pesos ($6.829) por galón, correspondiente al precio promedio de los últimos 5 años del aceite de palma, según referencia de precio CIF en puertos colombianos; este valor será actualizado el primer día del mes de junio de cada año, con base en el precio de los últimos 5 años del aceite crudo de palma, según referencia de precio CIF en puertos colombianos.
  2. Precio interno de la palma de aceite considerando la siguiente ecuación:

$$IP_B = \left(PIAp + \left(\frac{FPE + FMeOH}{\beta * 42} \right) \right) * TRM$$

Donde:

- PIAp: Precio de aceite crudo de palma, insumo del biocombustible para el uso de motores diésel, ajustado por calidad y expresado en dólares por galón.

- FPE: corresponde al factor eficiente del biocombustible para el uso de motores diésel, expresado en dólares por tonelada (US$/Ton), y fijado en US$177/Ton.
- FMeOH: corresponde al factor de utilización del metanol para la producción de biocombustibles, expresado en dólares por tonelada (US$/Ton).
- β: corresponde al factor de conversión de toneladas métricas a barriles; para el biocombustible, este factor corresponde a 7.217 barriles por tonelada.
- 42: factor de conversión de barriles a galones.
- TRM: promedio de la Tasa de Representativa del Mercado, certificada por la Superintendencia Financiera de los últimos 90 días calendario, previos a la fecha del cálculo.

3. Precio de referencia del mercado internacional del diésel, como fue calculado anteriormente para el precio ponderado de paridad (PPP), ajustado por mejoras en el cetanaje y el contenido de azufre y desmejoras en la pérdida de poder calorífico del biocombustible con respecto al de origen fósil.

PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL DISTRIBUIDOR MAYORISTA (PMM)

Es el precio que los refinadores o importadores cobran a los distribuidores mayoristas por las ventas de combustible en puerta de refinería o en puerta del puerto de importación local. Se suma el ingreso al productor (IP), el impuesto nacional a estos combustibles (IN), el IVA al ingreso al productor (IVA_{IP}), el Impuesto al carbono (IC), la tarifa de marcación (TM), el costo del transporte por poliductos (TP), el costo de transporte del biocombustible (Tt) y el margen del plan de continuidad (MPC), como se muestra en la siguiente ecuación:

$$PMM = IP + IN + IVA_{IP} + IC + TM + TP + Tt + MPC$$

Donde:

- IP: corresponde al ingreso al productor para gasolina corriente, gasolina corriente oxigenada, ACPM y ACPM con mezcla de biocombustible, como fue descrito anteriormente según sea el caso.
- IN: Corresponde al impuesto nacional a la gasolina y ACPM, creado inicialmente por la Ley 1607 de 2012, el cual unificó el antiguo impuesto global a la gasolina y al ACPM con el IVA a los combustibles. Esta unificación trajo consigo dificultades técnicas a raíz de la imposibilidad de descontar el IVA pagado la cual se subsanó parcialmente mediante el reconocimiento de este descuento dentro del valor del margen del distribuidor mayorista establecido por el Ministerio de Minas y Energía. La reforma tributaria de 2016 (ley 1819) separó el IVA a los combustibles del original impuesto nacional a la gasolina y el ACPM, rediseñando así el actual impuesto nacional a la gasolina y el ACPM generado por la venta, retiro, importación para el consumo propio o la venta de gasolina y ACPM, causado en las ventas efectuadas por los productores, en la fecha de la factura; en los retiros para

consumo de los productores, en la fecha de retiro; en las importaciones, en la fecha que se nacionalice la gasolina o ACPM.

- IVA_{IP}: Corresponde al impuesto del IVA a los combustibles, causado sobre el ingreso al productor (IP) de combustible fósil según la tarifa general del 19%, incluido nuevamente en la estructura de precios de los combustibles de motor corriente por el artículo 183 de la ley 1819 de 2016. El alcohol carburante con destino a la mezcla con gasolina y el biocombustible de origen vegetal o animal para uso en motores diésel de producción nacional con destino a la mezcla con ACPM se consideran exentos (es decir, tienen derecho a compensación y devolución) del IVA, según la misma Ley.
- IC: Corresponde al pago del impuesto al contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, en especial a la gasolina y el ACPM, fue creado en los artículos 221 y 222 de la ley 1819 de 2016, como un gravamen sobre el contenido de carbono de los combustibles fósiles, se genera en la venta, retiro e importación de combustibles fósiles en el territorio nacional, salvo algunos departamentos, y es causado en una sola etapa sobre el hecho generador que ocurra primero. El sujeto pasivo del impuesto será quien adquiera los combustibles fósiles del productor o el importador, el productor cuando realice retiros para consumo propio y el importador cuando realice retiros para consumo propio, siendo responsables del impuesto los productores e importadores independientemente del rol como sujetos pasivos.

  El impuesto tiene una tarifa específica por cada tipo de combustible, considerando el factor de emisión de dióxido de carbono (CO2) expresado en unidad de volumen (kilogramo de CO2) por unidad energética (Terajouls), de acuerdo con el volumen o peso del combustible, la tarifa corresponde a quince mil pesos ($15.000) por tonelada de CO2. La tarifa por tonelada de CO2 se ajustará cada primero de febrero con la inflación del año anterior más un punto hasta que sea equivalente a una (1) UVT por tonelada de CO2. En consecuencia, los valores por unidad de combustible crecerán a la misma tasa anteriormente expuesta. (Artículo 222 de la Ley 1819 de 2016)
- TM: Corresponde a la tarifa de marcación de los combustibles. Se creó en el decreto 1503 de 2002, para contrarrestar el contrabando y el hurto de combustibles en el país; el decreto ordena a Ecopetrol o quien haga sus veces, determinar el procedimiento de "marcación" y el "marcador" que se utilizará en el país, así como del procedimiento de "detección". Adicionalmente, es Ecopetrol el responsable de la marcación de los combustibles que se comercialicen y/o consuman en el país (Decreto 1503 de 2002, incorporado en el Decreto único reglamentario 1073 de 2015)

  La tarifa de marcación para la gasolina motor corriente y el ACPM a ser distribuidos en el territorio nacional, excluyendo las zonas de frontera, se fija en $6,82 por galón, la tarifa para la gasolina y ACPM importado a ser distribuidos en las zonas de frontera, se fija en $3,70 por galón y la remarcación que se aplica para la gasolina y el ACPM de producción nacional a ser distribuida en zonas de frontera se fija en $10,52, equivalente a la suma de la tarifa de los combustibles distribuidos en el territorio nacional ($6.82 por galón) y la tarifa para los combustibles importados para ser distribuidos en zonas de frontera ($3.70 por galón). La tarifa será ajustada cada primero de enero con base en el punto medio de la meta de inflación anunciada por el Banco de la Republica. (Resolución 91349 de 2014)

- TP: Corresponde al reconocimiento de los valores por concepto de transporte a través de poliductos, reconocidos en la estructura de precios a partir de la resolución 180088 de 2003, expedida por el MME y en la que se establece el valor reconocido por concepto de transporte de combustibles líquidos (excluido el gas licuado de petróleo GLP), ajustado cada año el primero de enero con la inflación esperada anual certificada por el Banco de la Republica (modificación de la Resolución 41276 de 2016). Las tarifas fueron modificadas por las Resoluciones 181701 de 2003, 180209 de 2003, 180230 de 2006 y 181300 de 2007. Las tarifas tienen el objetivo de reconocer el capital invertido en la infraestructura, los gastos de sostenimiento, administración y operación, y "una ganancia equitativa sobre la base de utilidades que, en otros países, y especialmente en Estados Unidos, tengan las empresas semejantes de transporte de combustibles por poliductos". No se podrá transportar el alcohol carburante por el sistema de poliductos a menos que Ecopetrol garantice que esta actividad no afectará la integridad de la infraestructura, siguiendo lo establecido en la resolución 180687 de 2003 y modificatorias
- Tt: Corresponde al reconocimiento del flete de transporte terrestre del alcohol carburante y el biocombustible, entre productor de éstos y el productor o el distribuidor mayorista de gasolina y ACPM, los valores reconocidos para el transporte del biocombustible se encuentran dispuestos en la Resolución 41277 del 2016 del MME; para el caso del alcohol carburante, el valor del flete fue actualizado en la Resolución 40079 de 2018.
- MPC: Corresponde a la remuneración a CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS de las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad. De igual forma, el margen de continuidad será aplicable a la gasolina extra y a la gasolina importada y de origen nacional que se distribuya en las zonas de frontera. El valor del margen de continuidad es de $71.51 por galón. (Resolución 90155 de 2014)

Precio Máximo de Venta en Planta de Abastecimiento Mayorista (PMA).

El Precio Máximo de Venta en Planta de Abastecimiento Mayorista corresponde a la suma del precio máximo del distribuidor mayorista (PMM), margen de distribuidor mayorista (MDM), IVA al margen de distribuidor mayorista (IVA_{MDM}) y sobretasa a la gasolina (St) como se muestra en la siguiente fórmula:

$$PMA = PMM + MDM + IVA_{MDM} + St$$

Donde:

- PMM: corresponde al precio máximo de venta al distribuidor mayorista desarrollado anteriormente.
- MDM: corresponde a la remuneración definida por el MME a favor del distribuidor mayorista. La resolución 41278 de 2016 fijó el valor máximo del margen de distribuidor mayorista aplicable desde el 1° de enero de 2017 en $358,63 por galón, tanto para la gasolina corriente como para el ACPM. Este valor será recalculado anualmente cada 1° de junio de acuerdo con la inflación de los últimos doce meses certificada por el DANE.
- IVA_{MDM}: Corresponde al impuesto del IVA a los combustibles, pagado sobre el Margen de Distribución Mayorista, según el artículo 183 de ley 1819, la cual establece como base

gravable en la venta de combustibles líquidos el Ingreso al productor o comercializador del combustible y del alcohol carburante y/o biocombustible, en la proporción autorizada por el Ministerio de Minas y Energía para convertirlo en combustible oxigenado, adicionado el margen mayorista. El transporte al combustible no forma parte de la base gravable.

- St: La sobretasa es un impuesto que se aplica sobre el precio final de los combustibles, particularmente gasolina y ACPM. Reglamentado por primera vez en 1998 mediante los Artículos 117-137 del Estatuto Tributario (Ley 488 de 1998), es un impuesto territorial de destinación específica, ya que el 50% de lo recaudado se destina al mantenimiento de la malla vial de la red nacional y el restante 50% se destina a los departamentos, incluido el distrito capital, para el mantenimiento de la malla vial.

  El hecho generador del impuesto es el consumo de combustible nacional o importado dentro de cada departamento. Se causa en el momento en que el distribuidor mayorista entrega el combustible a los distribuidores minoristas o al consumidor final, y son los distribuidores mayoristas los responsables de la contribución.

  El valor de referencia de la base gravable para la liquidación de la sobretasa es establecido por el MME para cada combustible. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público es el encargado de administrar los recursos provenientes de la sobretasa nacional mientras que las asambleas municipales y departamentales son las encargadas de fijar las sobretasas locales, en el marco de los planes regionales de desarrollo.

  Mediante la misma Ley 488 de 1998, se fijó una tasa nacional para el ACPM equivalente al 6% del valor de referencia de venta al público. En el caso de la gasolina, se aplicaron tarifas municipales o distritales y tarifas departamentales simultáneamente a ser aplicadas sobre la misma base gravable: permitiendo a los Concejos Municipales fijar una sobretasa a la gasolina dentro de su jurisdicción en un rango entre 14% y 15% (con excepción del Distrito Capital de Bogotá, donde ésta podía alcanzar un tope de 20%) y las Asambleas Departamentales por su parte fijarían una tarifa en un rango entre 4% y 5%, donde la suma de dichas tarifas no podría superar el 20%. Luego, mediante la Ley 788 de 2002, se adoptaron unas tarifas únicas aplicables a la gasolina: la tarifa municipal y distrital sería del 18,5%, la tarifa departamental del 6,5%, y la tarifa para el Distrito Capital del 25%. Finalmente, mediante la Resolución MME 90048 de 2013, parágrafo 1 artículo 1, se adoptó una única tasa del 25% aplicable para la gasolina corriente y extra.

Precio de Venta por Galón al Público de Gasolina Motor Corriente (PVP)

El valor máximo de venta al público se obtiene como resultado de la suma del Precio máximo de venta distribuidor mayorista (PMA), el margen de distribución minorista (MDMi), el transporte de la planta de abastecimiento mayorista a la estación de servicio (T) y pérdida por evaporación (E)

$$PVP = PMA + MDMi + T + E^{22}$$

Donde:

- PMA: corresponde al Precio Máximo de Venta en Planta de Abastecimiento Mayorista descrito anteriormente.

[22] Aplica únicamente para la gasolina corriente y gasolina oxigenada.

- MDMi: Corresponde a la máxima remuneración recibida por el distribuidor minorista por la venta de combustible, definida por el Ministerio de Minas y Energía, para todos los municipios y ciudades que les aplique el régimen de libertad regulada. El MDMi, de acuerdo con la Resolución 40222 de 2015, tenía un valor máximo de $625,61 por galón para la gasolina motor corriente, gasolina oxigenada y diésel (ACPM), el cual se actualiza cada 1° de febrero de acuerdo con la inflación de los últimos doce meses.
- T: Corresponde al valor del transporte del combustible entre las instalaciones del distribuidor mayorista y las estaciones de servicio. En la Resolución 41280 de 2016 se establece que el valor máximo del mencionado transporte para los municipios, ciudades capitales y sus áreas metropolitanas que cuenten en su jurisdicción con una planta de abastecimiento es de $57,14 por galón. Dicha tarifa se actualizará el 1° de enero de cada año, con base en la variación del índice de precios al consumidor de los últimos doce meses disponible y publicado por el DANE.

  Para el caso de todos los demás municipios en los que no se encuentre en su jurisdicción una planta de abastecimiento el valor será definido por los alcaldes municipales, los que le deberán comunicar al ministerio en los 30 días siguientes, acompañado de los estudios, documentos o elementos de juicio que lo fundamentaron (Resolución 90664 de 2014).
- E: Es el valor que corresponde al porcentaje señalado por "evaporación, pérdida o cualquier otro concepto que afecte el volumen de la gasolina". En la Resolución 181088 de 2005 y el Decreto 3322 de 2006 se estableció que correspondía al 0,4% del precio máximo de venta en planta de abastecimiento mayorista en las diferentes zonas del país. Dicho porcentaje aplica igualmente para la gasolina oxigenada.

Régimen de libertad vigilada

Consiste en la posibilidad de establecer libremente el margen del distribuidor minorista en ciudades que cuenten con un número de EDS que garanticen la competencia; es aplicable en los siguientes municipios: Bogotá, Cali, Barranquilla, Medellín, Montería, Cartagena, Pereira, Ibagué, Bucaramanga, Sincelejo, Manizales, Villavicencio, Popayán, Tunja, Barrancabermeja, Chía, Palmira, Soacha, Tuluá, Cartago, Armenia, Rionegro, Neiva, Santa Marta y Sogamoso. Es obligatorio publicar el precio de venta al público de gasolina, ACPM y las mezclas de estos con biocombustibles en el Sistema de Información de Combustibles (SICOM). (Resolución 181254 de 2012)

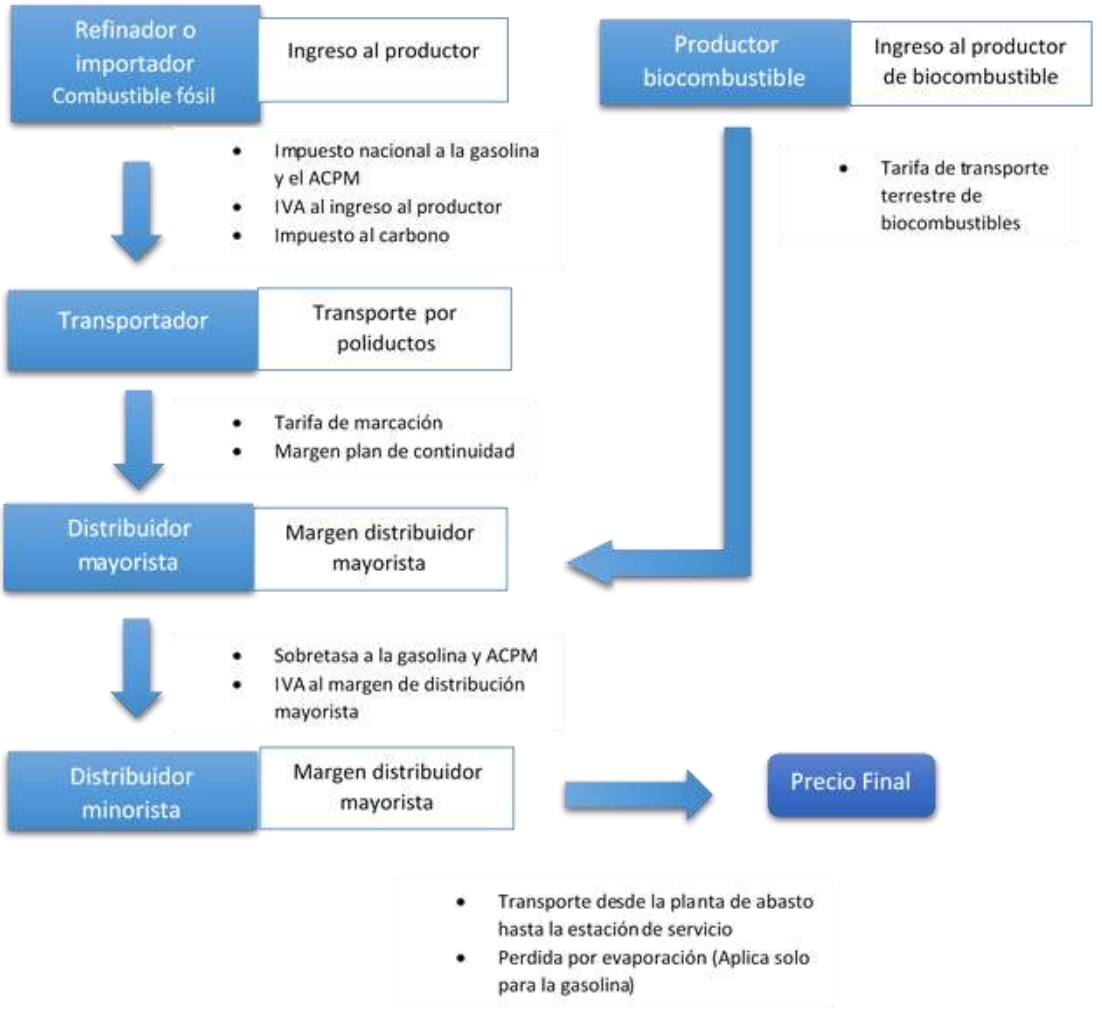
Régimen de libertad regulada

Es el régimen aplicado sobre los demás municipios para los cuales el MME fija un máximo para el margen de distribución minorista.

Resumen de la estructura de precios

En resumen, el precio de los combustibles que paga el consumidor final, remunera a los agentes de la cadena: el productor o importador de combustibles, el transportador, el distribuidor mayorista y el distribuidor minorista y al Estado (impuestos y sobretasa).

Esquema de la estructura de precios de la gasolina de motor corriente y ACPM



Fuente: Martinez et al (2015), actualizado según cambios de la regulación.

La distribución promedio de los componentes de la estructura de precios para la gasolina corriente, gasolina corriente oxigenada, ACPM y ACPM oxigenado se encuentra en la tabla 9, en la que se aprecia que más de la mitad del precio de venta de los combustibles corresponde a la producción de los combustibles, seguida en el caso de la gasolina de la sobretasa a la gasolina y en el caso del ACPM del valor pagado por IVA al productor, al agregar los componentes de la estructura tarifaria por tipo de agente muestra como el segundo componente de la estructura de precios que más pesa son los impuestos (Tabla 10). Esto se debe a que la inelasticidad precio de la demanda de los combustibles los hace los sujetos pasivos perfectos, ya que estos impuestos son de fácil recaudación y es socialmente aceptable gravarlos debido a las externalidades negativas que genera como factor de contaminación.

Tabla 9 Distribución del precio final de la estructura de precios de un municipio promedio de libertad regulada 2018.

Componente	Gasolina corriente	Gasolina corriente oxigenada	ACPM	ACPM oxigenado
IP fósil	52%	47%	59%	51%
IP biocombustible	0%	8%	0%	11%
IP total	**52%**	**55%**	**59%**	**61%**
Impuesto nacional	5%	5%	6%	5%
IVA IP	10%	9%	11%	10%
Impuesto al carbono	1%	1%	2%	2%
Tarifa de marcación	0%	0%	0%	0%
Tarifa de transporte poliducto	3%	3%	4%	3%
Tarifa transporte terrestre de biocombustibles	0%	0%	0%	1%
Margen plan de Continuidad	1%	1%	1%	1%
Margen distribuidor mayorista	4%	4%	5%	4%
IVA margen distribuidor mayorista	1%	1%	1%	1%
Sobretasa a la gasolina y ACPM	13%	12%	4%	3%
Margen distribución minorista	8%	8%	9%	8%
Perdida por evaporación	0%	0%	0%	0%
Transporte a la estación de servicio	1%	1%	1%	1%

Fuente: elaboración propia
Nota: Los combustibles oxigenados tienen una mezcla de 90% combustible fósil y 10% de biocombustible.

Tabla 10. Distribución de precio de los combustibles por tipo de agente 2018.

Tipo de Agente	Gasolina corriente	Gasolina corriente oxigenada	ACPM	ACPM oxigenado
Productor	52%	55%	59%	61%
Distribuidor mayorista	4%	4%	5%	4%
Distribuidor Minorista	8%	8%	9%	8%
Transporte	4%	4%	4%	5%
Impuestos	31%	28%	23%	20%
Otros	1%	1%	1%	1%

Fuente: elaboración propia
Nota: La mezcla de los combustibles oxigenados base del cálculo es 90% combustible fósil y 10% de biocombustible.

Tabla 11. Estructura de precios de gasolina corriente, oxigenada, ACPM y ACPM oxigenado. 2018 $/galón.

	Gasolina corriente	Gasolina corriente oxigenada	ACPM	ACPM oxigenado
IP fósil	4984,55	4486,1	4987,96	4489,16
IP biocombustible		722,82		953,25
IP total	**4984,55**	**5208,92**	**4987,96**	**5442,41**
Impuesto nacional	510,04	459,04	488,18	439,63
IVA IP	947,06	852,36	947,71	852,94
Impuesto al carbono	142	127,8	160	144
Tarifa de marcación	7,67	7,67	7,67	7,67
Tarifa de transporte poliducto	300	270	300	270
Tarifa transporte terrestre		33		69,7
Margen plan de Continuidad	71,51	71,51	71,51	71,51
Margen distribuidor mayorista	387,09	387,09	387,09	387,09
IVA margen distribuidor mayorista	73,55	73,55	73,55	73,55
Sobretasa a la gasolina y ACPM	1269,69	1142,72	301,48	301,48
Margen distribución mayorista	735,24	735,24	735,24	735,24
Perdida por evaporación	34,77	34,53		

Transporte a la estación de servicio	59,51	59,51	59,51	59,51
Precio final	9522,68	9462,94	8519,9	8854,73

Fuente: elaboración propia
Nota: Los combustibles oxigenados tienen una mezcla de 90% combustible fósil y 10% de biocombustible

Zonas de frontera

El marco legal y reglamentario de la distribución de los combustibles para uso automotor en zonas de frontera incluye normas legales de carácter general, reformas tributarias, planes nacionales de desarrollo, resoluciones para la aplicación de la metodología del cálculo de los cupos máximos de venta y disposiciones especiales como el control en zonas con mayor presencia de cultivos ilícitos.

Entre las **normas generales** se destacan la Ley 191 de 1995 y la ley 681 de 2001. La Ley 191 de 1995 "Por medio de la cual se dictan disposiciones sobre Zonas de Frontera", en desarrollo de los artículos 285,289 y 337 de la Constitución Política de Colombia, busca establecer un régimen especial en zonas de frontera con el fin de promover y facilitar su desarrollo, social, científico, tecnológico y cultural. Para este fin, la norma propone el fortalecimiento de los procesos de integración y cooperación con los países vecinos en pro de eliminar obstáculos y barreras para la integración natural de la frontera, promoviendo el bienestar de la población, preservando el medio ambiente, fortaleciendo la presencia institucional con el fin de proveer servicios de transporte, energía eléctrica, agua potable, saneamiento básico, educación y salud.

Para esta labor se hace explicito la intervención de las entidades del Estado como el Departamento Administrativo de la Presidencia, los Ministerios de Relaciones Exteriores, Hacienda, Minas, Transporte, Salud, Educación, Ambiente y Defensa, y otras entidades como la DIAN, la Policía Nacional, la CREG, el Banco de la Republica, además de involucrar Asambleas departamentales y Concejos municipales.

En cuanto al mercado de combustibles, el artículo 19 de esta Ley dispone lo siguiente:

> "*los Gobernadores de los departamentos en donde se encuentran ubicadas Unidades Especiales de Desarrollo Fronterizo, previo visto bueno de Ministerio de Minas y Energía podrán autorizar por concesión y solamente en beneficio de las finanzas departamentales, la distribución dentro del territorio de la respectiva Unidades Especiales de Desarrollo Fronterizo por parte de empresas nacionales o del país vecino (…) estarán exonerados del pago de aranceles.*
>
> *Las empresas distribuidoras sólo podrán operar estas instalaciones, bajo la condición de estación de servicio minorista y no como planta de abasto mayorista, según reglamentación que oportunamente expida el Ministerio de Minas y Energía"*

En esta norma, los actores centrales de la intervención en el mercado de combustibles son los gobernadores.

Cabe a esta altura de la descripción del marco legal para comercialización de combustibles líquidos para uso automotor, una digresión para señalar que en diciembre de 1998 hubo un cambio estructural de la política de fijación de precios de la gasolina regular y el ACPM (resoluciones 8 2438 y 8 2439 del MME) para que la determinación de la remuneración del productor/importador y de otros agentes de la cadena respondiera a criterios económicos de costo de oportunidad y no a decisiones administrativas que atendieran a objetivos no sectoriales como el control de la inflación. Las fórmulas establecidas en dichas resoluciones han variado en las dos últimas décadas, pero su orientación ha sido la misma en el sentido de la promoción de la inversión y la competencia en el sector, aunque han sido morigeradas debido a la preocupación acerca del impacto de la transmisión plena a los consumidores colombianos de las variaciones del precio internacional de los combustibles y de la tasa de cambio. La Ley del PND 1151 de 2007, artículo 69, creó el Fondo de estabilización de precios con recursos del desahorro de Ecopetrol en el FAEP, sus rendimientos, los giros de la posición neta de refinadores e importadores liquidada trimestralmente y recursos del presupuesto nacional. Esta última fuente tiene sentido en vista de que

cuando hay déficit la causa es la decisión discrecional del gobierno de generar un subsidio en el componente del Ingreso al productor del precio final al consumidor, lo cual debería tener un claro origen fiscal.

Continuando con la descripción del marco legal de la comercialización de combustibles en zonas de frontera, en la exposición de motivos de la Ley 681 de 2001 se hace explícita la preocupación acerca de la existencia del contrabando, explicado este último, en el caso particular de la frontera con Venezuela, por la extensión de la línea de 2.219 km, en medio de una geografía que facilitaba el transporte de combustible desde el vecino país, cuyo precio era el más bajo del mundo; se constataba también la falta de control de este comercio ilegal en los dos países. Esta Ley, entonces, "Por la cual se modifica el régimen de concesiones de combustibles en las zonas de frontera y se establecen otras disposiciones en materia tributaria para combustibles.", modificó el artículo 19 de la Ley 191, así:

> "*Artículo 1.Modifícase el artículo 19 de la Ley 191 de 1995 de la siguiente manera:*
>
> *Artículo 19. En los departamentos y municipios ubicados en zonas de frontera, previo visto bueno del Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol tendrá la función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.*
>
> *En desarrollo de esta función, Ecopetrol se encargará de la distribución de combustibles en los territorios determinados, bien sea importando combustibles del país vecino o atendiendo el suministro con combustibles producidos en Colombia. El volumen máximo a distribuir por parte de Ecopetrol en cada municipio será el establecido por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, Ecopetrol podrá ceder o contratar, total o parcialmente, con los distribuidores mayoristas reconocidos y registrados como tales por el Ministerio de Minas y Energía o con terceros previamente aprobados y registrados por el Ministerio de Minas y Energía la importación, transporte, almacenamiento, distribución o venta de los combustibles. La operación de Ecopetrol se hará en forma rentable y que garantice la recuperación de los costos en que incurra.*
>
> *Los contratos de transporte de combustibles que celebre Ecopetrol con distribuidores mayoristas, con distribuidores minoristas, o con terceros registrados y autorizados para tales efectos por el Ministerio de Minas y Energía deberán establecer de manera expresa la obligación de los distribuidores y los terceros, de entregar el combustible directamente en cada estación de servicio o en las instalaciones de los grandes consumidores ubicados en las zonas de frontera, atendiendo los cupos asignados a los mismos por la autoridad competente.*
>
> *Los combustibles líquidos derivados del petróleo distribuidos por Ecopetrol en las zonas de frontera, directamente o a través de las cesiones o contrataciones que trata el inciso segundo de este artículo, estarán exentos de los impuestos de arancel, IVA e impuesto global.*
>
> ***PARÁGRAFO 1o.*** *A partir de la entrada en vigencia de la presente ley, se entiende prohibida la celebración, ejecución y desarrollo de contratos de concesión para la distribución de combustibles en zonas de frontera y/o unidades especiales de desarrollo fronterizo, con terceros distintos a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol."*

En síntesis, este artículo le otorga el monopolio de la distribución de combustibles en las zonas de frontera a Ecopetrol, bien sea importando combustibles o suministrándolo con la producción nacional, a través de

sí mismo o a través de terceros, en operaciones rentables para la petrolera y sujeta a cupos establecidos ´por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Los agentes de la distribución mantienen su obligación de registro y obtención de autorización ante el Ministerio de Minas y Energía. Se estableció también que los combustibles distribuidos por Ecopetrol o terceros contratados por la empresa, en los límites máximos determinados por la UPME, estarían exentos de impuestos de arancel, IVA e impuesto global.

Los actores de esta política fueron entonces el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y Ecopetrol, así como los terceros del sector privado con los cuales contratara Ecopetrol la distribución ya fueran mayoristas, importadores, transportadores, almacenadores o vendedores de combustibles. Desaparecieron los gobernadores de este mapa de actores.

Las **reformas tributarias** más importantes en lo relacionado con la distribución de combustibles de uso automotor en zonas de frontera han sido en los últimos años, la Ley 1430 de 2010 y la ley 1819 de 2016. Casi diez años después de la promulgación de la Ley 681, la Ley 1430 de 2010 "Por medio de la cual se dictan medidas tributarias de control y para la competitividad" le quitó a Ecopetrol el monopolio de la distribución de los combustibles en zonas de frontera. El artículo 9 de esta ley modificó el artículo primero de la Ley 681 de 2001 estableciendo que el MME sería el responsable de la distribución de combustibles líquidos, exentos de IVA, impuesto global y arancel en las zonas de frontera, bien fuera importando combustible de los países vecinos o abasteciéndose de la producción nacional. También se le confirmaron al Ministerio las funciones de regulación y coordinación de las actividades de distribución de combustibles, elaboración de planes de abastecimiento y programas de reconversión socio laboral para los agentes que participan en esta distribución, sin la observancia de las normas legales. Adicionalmente, se le asignó a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía la función de establecer el volumen máximo a ser distribuido antes definido por la UPME, además de mantener las funciones de reconocer y autorizar a los actores que intervienen en la operación.

Para la asunción de las funciones que ejercían Ecopetrol y la UPME, se establece un período de transición hasta el 1º de enero de 2012. También se fijó el límite de 100.000 galones mensuales disponible para las EDS en frontera y para los grandes consumidores. Estos últimos no gozarían de las exenciones de IVA, impuesto global y arancel mencionadas antes.

En esta norma se establece también una sanción para quienes incumplan la normatividad de la distribución de combustibles de zonas de frontera al adquirirlos y no distribuirlos en esas zonas, por un monto equivalente al 1000% del valor de los tributos exonerados. Se encarga a la DIAN para instruir el proceso.

Los actores de la intervención de política pública, según esta norma, son el Ministerio de Minas y Energía y la DIAN; ECOPETROL y la UPME mantienen funciones durante el periodo de transición establecido para la asunción de labores por parte del Ministerio hasta el 1º de enero de 2012.

Las reformas tributarias han incluido disposiciones sobre impuestos a los combustibles que impactan la estructura de los precios finales en las fronteras. La Ley 1819 de 2016 “Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones”, incluye las determinaciones más recientes:

El artículo 173 cambia la denominación del impuesto global del cual están exentos los agentes de la distribución de combustibles en las zonas de frontera:

> "*ARTÍCULO 173. Modifíquese el primer inciso del artículo 9° de la Ley 1430 de 2010, que modificó el artículo 1° de la Ley 681 de 2001, que modificó el artículo 19 de la Ley 191 de 1995, el cual quedará así:*
>
> *En los departamentos y municipios ubicados en zonas de frontera, el Ministerio de Minas y Energía tendrá la función de distribución de combustibles líquidos, los cuales estarán excluidos de IVA, y exentos de arancel e impuesto nacional a la gasolina y al ACPM."*

Se crea el impuesto nacional al carbono que se aplica al contenido de carbono de los combustibles fósiles como ACPM y gasolina y se definen características y exenciones; la tarifa que se estable en el articulado será modificada una vez cada año, y se declara exento de este impuesto el alcohol al biocombustible destinado la mezcla de combustible gasolina y ACPM respectivamente; adicionalmente, se establece que a los departamentos de Guainía, Vaupés y Amazonas se les asigna una tarifa de cero pesos.

> *"ARTÍCULO 221. IMPUESTO AL CARBONO. El Impuesto al carbono es un gravamen que recae sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles, incluyendo todos los derivados de petróleo y todos los tipos de gas fósil que sean usados con fines energéticos, siempre que sean usados para combustión. (…)"*
>
> *"ARTÍCULO 222. BASE GRAVABLE Y TARIFA.*
>
> *PARÁGRAFO 4°. La tarifa del impuesto por unidad de combustible en Guainía, Vaupés y Amazonas de que trata este artículo, para la gasolina y el ACPM será cero pesos ($0)."*

Se crea una contribución para financiar el déficit del FEPC el cual continúa considerándose no fiscal, y se exime del pago de esta contribución a las ventas de combustibles en zonas de frontera:

> *"ARTÍCULO 224. CONTRIBUCIÓN PARAFISCAL AL COMBUSTIBLE. Créase la contribución parafiscal al combustible para financiar el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC).*
>
> *ARTÍCULO 225. HECHO GENERADOR. Es la venta en Colombia de gasolina motor corriente o ACPM por parte del refinador o importador al distribuidor mayorista de combustibles, según el precio fijado por el Ministerio de Minas y Energía. En caso de que el importador sea a la vez distribuidor mayorista, el hecho generador será el retiro del producto destinado a la actividad mayorista.*
>
> *Quedan excluidas las ventas por el distribuidor mayorista a los grandes consumidores individuales no intermediarios de ACPM, así como las ventas entre refinadores, entre distribuidores mayoristas, entre importadores y entre refinadores e importadores. Asimismo, quedan excluidas las ventas de producto importado de países vecinos, autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía, y cuyo precio es fijado por este, para atender el abastecimiento de combustibles en zonas de frontera.*
>
> *ARTÍCULO 226. SUJETO PASIVO Y RESPONSABLE. El sujeto pasivo y responsable de la contribución es el refinador o importador de gasolina motor corriente o ACPM que realice el hecho generador, sin consideración del número de operaciones realizadas.*
>
> *ARTÍCULO 227. CAUSACIÓN. La contribución se causará cuando en el periodo gravable, la sumatoria de los diferenciales de participación sea mayor que la sumatoria de los diferenciales de compensación.*
>
> *ARTÍCULO 228. BASE GRAVABLE. Es la diferencia positiva entre la sumatoria de los diferenciales de participación y la sumatoria de los diferenciales de compensación al término del periodo gravable (…).*
>
> *ARTÍCULO 229. TARIFA. La tarifa corresponde al 100% de la base gravable.*

ARTÍCULO 234. Los ingresos y pagos efectivos con cargo a los recursos del FEPC, que realice la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en su calidad de administrador del FEPC, no generarán operación presupuestal alguna."

Los actores relevantes fruto de esta reforma tributaria se centran en Ministerio de Minas, Ministerio de Hacienda, Ministerio de Ambiente, DIAN, algunos departamentos de frontera exentos de impuesto al carbono, los importadores y refinadores de combustible en cuanto a la contribución parafiscal.

Los **Planes Nacionales de Desarrollo** contienen disposiciones sobre las zonas de frontera y, en particular sobre la cadena de distribución de los combustibles para uso automotor en las entidades territoriales de frontera. La Ley 1450 de 2011 ""Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo, 2010-2014"ordena la promulgación de un documento CONPES sobre desarrollo de las zonas de frontera, así como la consolidación en un Sistema único de Información de Combustibles, ya creado por la Ley 1151 de 2007, para consolidar los datos relacionados con los agentes de la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, incluidos los biocombustibles y los comercializadores de gas natural comprimido vehicular. De otro lado, en el PND de ese cuatrienio se dispone la continuidad del Fondo de Estabilización de precios de los combustibles, creado también en 2007, se definen sus fuentes y se dice que a partir de la vigencia los ingresos y pagos realizados por la Dirección General de Crédito y Tesoro Nacional, como administrador del Fondo no generan operación presupuestal alguna, así:

"Artículo 15. El Gobierno Nacional en la implementación de la Política integral de frontera, desarrollará dentro de su política pública un CONPES fronterizo (Consejo Nacional de Política Económica y Social), que, en su caracterización de cada región fronteriza, le dé una especial atención a Cúcuta y su Área Metropolitana y Norte de Santander para mitigar la situación de crisis que ha venido afrontando

Artículo 100. Sistema de información de combustibles líquidos. A partir de la vigencia de la presente ley el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, creado mediante el artículo 61 de la Ley 1151 de 2007, se denominará Sistema de Información de Combustibles Líquidos. El Ministerio de Minas y Energía dará continuidad a la operación de este sistema en el cual se deberán registrar, como requisito para poder operar, todos los agentes de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos, incluidos los biocombustibles, y los comercializadores de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV). El Ministerio de Minas y Energía continuará reglamentando los procedimientos, términos y condiciones operativas y sancionatorias del Sistema que se requieran. El SICOM será la única fuente de información oficial a la cual deben dirigirse todas las autoridades administrativas de cualquier orden que requieran información de los agentes de la cadena de distribución de combustibles en el país.

Artículo 101. Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles. El Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), creado por el artículo 69 de la Ley 1151 de 2007, seguirá funcionando para atenuar en el mercado interno el impacto de las fluctuaciones de los precios de los combustibles en los mercados internacionales. Los recursos necesarios para su funcionamiento provendrán de las siguientes fuentes: a. Los rendimientos de los recursos que conformen el Fondo; b. Los recursos de crédito que de manera extraordinaria reciba del Tesoro; c. Los recursos provenientes de las diferencias negativas, entre el Precio de Paridad internacional y el Precio de Referencia establecido por el Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces, cuando existan. Parágrafo. A partir de la presente vigencia, los ingresos y los pagos efectivos con cargo a los recursos del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles – FEPC, que realice la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional, en su calidad de administrador de dicho Fondo, no generarán operación presupuestal alguna, toda vez que son recursos de terceros y no hacen parte del Presupuesto General de la Nación."

El CONPES 3805 de 2014 “Prosperidad para las Fronteras de Colombia” cumplió lo ordenado por el PND 2010-2014. Este documento *“presenta a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y social-CONPES, las bases de la Política Pública de Prosperidad para las Fronteras destinada a generar unas fronteras más incluyentes, sostenibles y seguras”*; se busca “fomentar la equidad social, la productividad y la reducción de las brechas con relación al resto del país, con el fin de mejorar la calidad de vida de sus habitantes desde un enfoque diferencial, territorial, étnico y cultural”. También se busca fortalecer la institucionalidad del gobierno nacional, con agentes e instancias de coordinación y articulación

En materia de combustibles líquidos se observa que los precios de los combustibles nacionales son altos en comparación con los precios de los vecinos como Venezuela cuyos productos están muy subsidiados lo cual genera contrabando y desvío del combustible exento a municipios fuera de las zonas fronterizas, adicionalmente se menciona que la implementación del diferencial de la sobre tasa a la gasolina (único para todo el país en este momento) ha generado mejoras a los consumidores. Se menciona que las medidas adoptadas por el gobierno nacional para reducir el precio en las zonas de frontera afectan los ingresos por sobretasa a los combustibles de las entidades territoriales fronterizas.

Esta mención de los combustibles en zonas de frontera y la asignación al MME de la revisión de la “problemática que se presenta en los departamentos y los municipios fronterizos”, muestran que este asunto ocupa un lugar marginal en la Política de desarrollo de las zonas fronterizas del país, contenida en este CONPES. Esto se confirma en las fichas del Plan de Acción y Seguimiento del CONPES con acciones concretas marginales como la elaboración de una metodología de cupos y las acciones de sensibilización contra el comercio ilícito de combustibles. Si bien se incluye una línea de apoyar emprendimiento, el monto de los recursos para estos dos programas revela su alcance limitado.

Tabla 12. Actividades asignadas al Ministerio de Minas y energía sobre distribución de combustibles y comercio ilícito de combustibles en las zonas de frontera del Plan de Acción y Seguimiento del CONPES 3805

Tema Gobernador	Objetivo estratégico	Acción concreta	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Nombre del Indicador y meta	Nombre del Proyecto	Recursos asignados 2014-2015
Normas, programas y acciones que fomenten la competitividad y la inversión en las regiones de frontera y el desarrollo fronterizo binacional.	Promover condiciones que permitan el crecimiento sostenible de las regiones de frontera	Para el control de los subsidios y/o exenciones tributarias que otorgue la Ley, a la distribución de combustible en los municipios de Zonas de Frontera, el Ministerio de Minas y Energía establecerá cupos, los cuales se calcularán de conformidad a una metodología que desarrollará para tal fin.	1/01/2014	31/12/2014	Volumen de combustible exento de impuestos Distribuido en zona de frontera. Meta: 30 millones de galones	Control Operativo a la Distribución de Combustible Líquidos Derivados del Petróleo, al Contrabando y a la Destinación Ilícita de estos Productos en Zonas de Frontera	$ 979 millones
Normas, programas y acciones que fomenten la competitividad y la inversión en las regiones de frontera y el desarrollo fronterizo binacional.	Promover condiciones que permitan el crecimiento sostenible de las regiones de frontera	Sensibilizar a la ciudadanía frente al problema del comercio ilícito de combustible. Formación integral para la creación de unidades productivas. Otorgamiento de crédito y capital semilla para el financiamiento de las unidades de negocio. Incubación de las iniciativas empresariales	1/07/2014	1/12/2015	1.Personas Capacitadas:500 2.Personas Atendidas:500	Control Operativo a la Distribución de Combustible Líquidos Derivados del Petróleo, al Contrabando y a la Destinación Ilícita de estos Productos en Zonas de Frontera	$ 12.000 Millones

La ley 1753 de 2015 que contiene el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país” incluye pocas disposiciones adicionales a lo ya contemplado en la normativa previa sobre combustibles para uso automotor en zonas de frontera. En el objetivo 5 Consolidar el desarrollo minero-energético para la equidad regional, se menciona:

> *“La asignación de cupos en las zonas de frontera deberá responder a las necesidades de los municipios contemplados, optimizando la gestión de recursos públicos. Además, se implementarán medidas que busquen fortalecer el control a la distribución y a la demanda de combustibles en zonas de frontera, entre otros, incrementando las sanciones por incumplimiento de las normas a este respecto, implementando mecanismos de rastreo satelital para el transporte de combustibles en estas zonas, y estableciendo marcación específica para la distribución de combustibles en las mismas. Por otro lado, la lucha contra el fenómeno del contrabando continuará contemplando una estrategia integral con medidas de control, por parte de la DIAN y la Policía Nacional, programas de reconversión sociolaboral para la población involucrada, y la firma de convenios binacionales para la importación legal de combustibles. El Gobierno nacional promoverá programas regionales para incentivar el consumo de combustibles en establecimientos legales y el desestimulo de su comercialización informal. También se apoyará a los alcaldes de municipios fronterizos con el fin de establecer e incrementar los esquemas de control que garanticen el cumplimiento de la normativa e impedir la comercialización ilícita de combustibles en sus territorios.”*

Lo novedoso acá es la mención a la firma de convenios binacionales como mecanismo de la lucha contra el contrabando. En otros artículos se consagran sanciones a las faltas a las normas en la distribución de combustibles (Artículo 25), se dispone que el SICOM es el único sistema de información en la materia e incluye a los combustibles líquidos, los biocombustibles, el GNV y el GLP para uso vehicular (Artículo 210). Por primera vez se incluye el GLP en este marco.

Los agentes de la política continúan siendo el MME, la DIAN y la POLFA.

Además de las normas sectoriales sobre distribución de combustibles en las fronteras es de mencionar que hay **disposiciones especiales** de otras autoridades sobre estos productos en razón de su posible uso en la cadena de estupefacientes, tales como la Resolución 1 del 8 de enero de 2015 del Consejo Nacional de Estupefacientes “Por la cual se unifica y actualiza la normatividad sobre el control de sustancias y productos químicos"

En esta resolución se establece el control de la producción, distribución, almacenamiento y comercialización de productos químicos entre los que se considera los combustibles líquidos, en los 10 departamentos con mayor afectación por presencia de cultivos ilícitos, que según la circular de la subdirección de control y fiscalización de sustancias químicas y estupefacientes del Ministerio de justicia incluye a Nariño, Putumayo, Norte de Santander, Cauca, Antioquia, Caquetá, Bolívar, Meta, Guaviare y Córdoba. Razón por la cual a las estaciones de servicio, así como a los demás agentes de la cadena de distribución ubicados en los departamentos mencionados debidamente registrados en el SICOM, se les expedirá una autorización por término máximo de un (1) año y solamente acreditará la inexistencia de registros debidamente fundamentados por comportamientos relacionados con delitos de tráfico de estupefacientes, tráfico de sustancias químicas, lavado de activos, testaferrato, enriquecimiento ilícito y conexos. Adicionalmente los agentes de la cadena debidamente registrados en SICOM estarán exentos de presentar registro.

La política de **reconversión sociolaboral de la población dedicada a la distribución, el transporte y la venta ilícita de combustibles** nació en 2004 de una decisión del Gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía. Para ello, se firmó un convenio entre Ecopetrol, el departamento Administrativo de la Presidencia de la República, el Fondo de Inversión para la Paz y la Fundación Catatumbo para llevar ese programa a los departamentos de Santander, La Guajira, Arauca, Vichada y Guainía. El programa recibió un nuevo impulso en 2008-2009 en el marco de la Mesa de lucha contra el contrabando donde participaron la agencia Presidencial para la Acción Social, la Consejería para la Infraestructura energética, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio del Interior, la Procuraduría, la Fiscalía, la DIAN y Ecopetrol. La estrategia ha tenido algunas dificultades en los territorios debido al cambio de los mandatarios locales y de su apoyo al programa, y a eventos como cierres de frontera. (Zambrano, 2017). En la actualidad está vigente un convenio interadministrativoGGC323 de 2015 entre Innpulsa-Bancoldex y el MME "con el fin de disminuir la venta de combustibles de contrabando en las zonas de frontera y establecer nuevas alternativas de emprendimiento y empleabilidad" para esta población. "Este convenio busca mecanismos de emprendimiento bajo la modalidad de encadenamientos productivos, microfranquicias y marca social, que permitan a la población beneficiaria (pimpineros) tener una verdadera salida a su situación económica informal". A 30 de diciembre están aprobados 7 siete proyectos en Norte de Santander, con 460 beneficiarios; dos proyectos en Nariño con 105 beneficiarios; un proyecto en Arauca con 65 beneficiarios y dos proyectos en Cesar con 160 beneficiarios. El monto total de los recursos aprobados es de $6.6539.07 millones, para 460 beneficiarios. (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

II La agenda regulatoria

La agenda regulatoria para el segmento de la distribución de combustibles de la cadena de producción, transporte y distribución de combustibles líquidos para uso automotor fue establecida en entrevista con funcionarios de la CREG en el mes de noviembre de 2018[23]. Esa agenda contempla 1) análisis de los márgenes de los distribuidores mayoristas y minoristas, 2) metodología para la remuneración del transporte de combustibles de la planta de abastecimiento a la EDS de servicio automotor o fluvial para gasolina corriente, diésel y mezclas con biocombustibles, 3) criterios para la valoración del Ingreso al Productor de gasolina, diésel, Jet A1 y GLP y 4) propuesta de estandarización de los contratos y relaciones comerciales entre agentes de la cadena

1) La Resolución de la CREG 174 de 2016 fijó las "Bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución mayorista y distribución minorista en estaciones de servicio automotriz y fluvial de gasolina de motor corriente y diésel"

Identificación del problema

[23] En comunicación con funcionario del Ministerio de Minas y Energía mencionaron que en su agenda regulatoria para 2019 no hay nada distinto de la agenda de la CREG, excepto unas normas sobre calidad de los combustibles.

En la medida en que la actividad de distribución de combustibles está definida como servicio público, el Estado debe garantizar el abastecimiento y velar porque la prestación se haga de manera eficiente, promoviendo la competencia y teniendo en cuenta la suficiencia financiera del sector.

La distribución mayorista y minorista tienen un mayor número de agentes que otros segmentos de la cadena lo que implica que actúan en escenarios más competitivos que la refinación y el transporte por poliductos. Sin embargo, no en todos los municipios colombianos se cuenta con niveles de competencia que aseguren que el mercado sea eficiente. Se busca con esa resolución socializar las bases de la metodología para la remuneración de las actividades de distribución de la gasolina corriente, el diésel y las mezclas de estos con biocombustibles

Retos

Algunos de los retos identificados por la CREG para abordar el problema a partir de la revisión documental son:

- En algunas zonas del país se puede tener competencia entre agentes distribuidores. En la medida en que la competencia genera beneficios al usuario final, es relevante considerar la posibilidad de liberalizar los precios de los combustibles.
- En el segmento de la distribución mayorista hay una gran heterogeneidad en lo relativo a sus estructuras de costos, capacidades de abastecimiento y modelos de operación.
- Esto también es cierto para el segmento minorista, en términos de competencia, volumen de ventas y tipo de consumidor.
- La integración vertical entre el mayorista y el minorista merece análisis para tener claridad acerca de los cosos que se remuneran en cada nivel de la distribución.
- La cesión parcial de márgenes del mayorista al minorista debe ser bien comprendida con el propósito de establecer cómo se distribuye el margen cedido entre el distribuidor minorista el usuario final

La intervención del Gobierno en la determinación de los márgenes se da porque se trata de un servicio público, que impacta el consumo de los hogares y el transporte de las mercancías. Los márgenes mayoristas y minoristas representan en conjunto un 13% del precio final de los combustibles.

La CREG busca resultados eficientes en el mercado contemplando diferentes alternativas desde un entorno de completa libertad hasta la determinación de márgenes y relaciones contractuales por parte del regulador.

Las alternativas del enfoque propuesto se dividen en dos: el ámbito y la metodología.

1. Alternativas de ámbito de aplicación de los márgenes.

Alternativa 1: No intervenir

Mayoristas en mercados competitivos en los cuales una región tiene plantas de abasto, y el ente regulador puede dejar libre los márgenes; en estos casos queda por analizar si algún agente ejerce una posición dominante. Sin intervención regulatoria, los riegos de precios, volúmenes, costos gastos e ingresos son asumidos por el agente.

Minoristas, cuando se cuenta con un número alto de EDS, se debe tener en cuenta tanto la cantidad de estaciones como la concentración de estaciones de una misma bandera, entendiendo que el abanderamiento no es propiamente una interacción horizontal; sin embargo, una alta concentración de abanderados le da una posición dominante al mayorista y podría dificultar la entrada de nuevos competidores de banderas diferentes.

Se dejaría libre el margen, definido por la interacción de la oferta y demanda, con un gran número de EDS con diferentes banderas. Para la liberación de los márgenes, la CREG debe tener muy presente la definición de mercados relevantes con el propósito de definir concretamente el área en la cual libera los márgenes.

Alternativa 2: Libertad vigilada

Mayorista el mayorista reporta el margen negociado con el minorista asumiendo los riesgos de precios, volúmenes, costos gastos e ingresos, sin techo ni piso, se ejerce una vigilancia ante una posible posición dominante del mayorista dejando que las condiciones de oferta y demanda rijan los valores de los márgenes.

Minorista se reporta el margen como consecuencia de la oferta y demanda, para vigilar prácticas anticompetitivas (dumping), y precios que impidan la recuperación de costos eficientes.

El esquema se aplica sobre los mercados en los que se tiene posición dominante de un mayorista o se halla una baja concentración de EDS que permitan definir los precios en condiciones de mercado.

Alternativa 2: Regulada

Mayoristas En los mercados mayoristas con bajos niveles de competencia por la ubicación, el regulador puede establecer remuneraciones que no permitan extracción de rentas por posición dominante, mediante el uso de metodologías como precio máximo o ingreso máximo, las cuales obligan al regulador a conocer muy bien los costos de los agentes; en vista de la heterogeneidad, hay que considerar la tipología de los actores con el fin de aplicar la metodología correcta a cada uno de costos fijos y variables.

Minoristas: El margen que se requiere fijar debe tener en cuenta valores precisos de la actividad productiva, incentivando la entrada de nuevos actores y la competencia para así poder reducir más adelante la intervención en el territorio. La fijación del margen se toma en mercados en los que no se presente mucha competencia.

2. Metodologías de remuneración

Alternativa 1: Precio máximo

Se puede fijar el margen como un valor máximo. El incentivo para la empresa es incrementar su eficiencia reduciendo los costos de operación, con el fin de obtener márgenes mayores, este valor no cubre los riesgos asociados con los volúmenes, costos y gastos que asume el agente; el regulador debe revisar oportunamente que las mejoras en la eficiencia se transfieran a los usuarios, la metodología se aplica en mercados maduros donde el riesgo de la demanda no es elevado y los agentes tengan suficientes incentivos para asumir el costo de capital. En la práctica, en libertad regulada, el valor sería un techo que no se podría superar; en libertad vigilada, sería un valor de

referencia para el regulador, dejando a su consideración su regulación cuando estos valores superiores no mejoren las condiciones del usuario final.

Alternativa 2: Ingreso máximo

Se le fija al regulado un tope máximo de ingresos que le permita cubrir los riesgos asociados a cambios en la demanda; para los agentes con costes fijos altos, se incentiva la reducción de costos, pero no se ata a la cantidad vendida.

Alternativa 3: Tasa de retorno

Remunera a las empresas reguladas fijando una tarifa en la que se tienen en cuenta los costos de la operación de la actividad productiva y una tasa de retorno establecida con anterioridad; en este caso, los agentes limitan su exposición al riesgo de demanda al mínimo, trasladando sus costos vía tarifa; las empresas tendrían incentivos a invertir, al poder recuperar la inversión vía tarifa. El regulador será cuidadoso en definir cada elemento de la fórmula.

Alternativa 4: Precio mínimo

Impedir vía regulatoria que un agente venda por debajo de sus costos, controlando que por menores costos se afecte la calidad o seguridad; esta metodología implica que el regulador tenga un análisis de costos mínimos eficientes y que los revise periódicamente, con el propósito de reconocer mejoras y ajustarlos.

Las metodologías no son excluyentes entre sí, la combinación de estas puede realizarse en circunstancias que los mercados lo permitan.

Aspectos adicionales que considerar

- **Efectos de variación de temperatura:** Estudio SNC-Lavalin-itansuca contratado por MME en 2012 se debe considerar la remuneración por la expansión volumétrica considerada como la pérdida o ganancias de volumen por cambios de temperatura, el valor actualmente se corrige al principio de la cadena refinería e importación.
- **Lleno de línea:** Volumen en condiciones estándar contenido en el sistema de transporte, del capital de trabajo del mayorista que se encuentre en almacenamiento y transporte en la medición del margen.
- **Tipificación de agentes:** Dada la heterogeneidad de agentes, es necesario contar con tipificaciones en el caso de los mayoristas; se toman tipos de plantas y capacidades de almacenamiento, y en los minoristas el número de islas, volumen de ventas. La tipificación incide en el resultado del análisis de estructura de costos, inversiones y rentabilidades
- **Transporte terrestre y compensación planta de abasto y EDS:** Se debe tener en cuenta si la estación de servicio o el mayorista tienen una integración, con el propósito de que esta actividad sea claramente identificada y que no se dé un traslape con el reconocimiento de este valor en el margen y se sobre compense por otro medio[24].

[24] Soldicom comenta a este respecto que el transporte de planta de abasto a EDS, es asumido por el distribuidor minorista en la mayoría de casos y que este componente se puede sobrecompensar en

- **Aditivos:** Detergentes dispersantes del tipo controladores de formación de depósitos, cuya función es mantener limpios los sistemas de admisión de los motores de los vehículos; se debe analizar la obligación y los costos asociados a la aditivación en las actividades de distribución.

los municipios que no cuentan con la jurisdicción de una planta, llegando a cobrar tarifas de transporte que sobrepasan la justificación económica de dicho componente.

2) En la Resolución CREG 007 de 2017 se presentan, para discusión de los agentes, las bases para la determinación de la metodología de remuneración de la actividad de transporte terrestre de la gasolina motor corriente, diésel y sus respectivas mezclas con biocombustibles desde la planta de abastecimiento a la estación de servicio automotor o fluvial

El documento expone las bases metodológicas para la definición de la remuneración del transporte terrestre entre la planta de abastecimiento y las estaciones de servicio terrestres y fluviales, recolecta la normativa, estudios previos e identifica los retos e información que se debe abordar con precaución.

Identificación del problema

La actividad del transporte terrestre tiene la característica de ser muy competida y puede darse la entrada de nuevos vehículos en un escenario de precios bajos del petróleo cuando con unas inversiones, el transporte de crudo se podría redirigir al transporte de combustibles. La Comisión quiere analizar las condiciones de la prestación de este servicio público y la regulación más conveniente.

Retos

Algunos asuntos son centrales para avanzar en el diseño de una metodología de remuneración del transporte según la CREG:

- Las rutas de transporte de gasolina y diésel son variadas, en términos de distancia, tiempo y topografía, usando el transporte terrestre para la mayoría del combustible. Una EDS que tenga varias plantas de suministro no necesariamente contrata con la más cercana, el cambio de planta no implica modificación en la tarifa asignada, pero puede haber diferencias entre distancia remunerada y recorrida[25]. Además, la misma distancia puede tener dos tramos dependiendo el tipo de combustible y la capacidad del carrotanque. Se debe incorporar los siguientes aspectos a la metodología:
    a. incluir la señal de distancia entregando información de la cantidad de km recorridos, además de una señal de tiempos muertos. Debe incluirse la regulación de Ministerio de Trabajo para las horas de trabajo de los conductores.
    b. las condiciones técnicas de la inclinación del terreno que afectan los rendimientos del transportador.
    c. las condiciones logísticas al remunerar el transporte en tramo redondo las implicaciones del viaje con carga y sin carga.
    d. condiciones de infraestructura el estado de las vías lo que afecta los rendimientos de los transportadores y la vida útil de los camiones y tanques.
- Heterogeneidad de relaciones y de los agentes

[25] Soldicom comenta que, además, el hecho de que cuente con jurisdicción de otras plantas de abasto, no quiere decir que el mayorista con el que se tiene establecida la relación contractual tenga acceso de almacenamiento y distribución en dicha planta.

-Entre las empresas de servicio de terrestre se encuentran desde los propietarios de un solo carrotanque con una estructura de costos de escala pequeña hasta empresas que cuentan con flotas de carrotanques y estructuras de costos más sofisticadas
-Relaciones contractuales entre el servicio de transporte y distribuidores
-Subcontratación en caso de escasez
-Integraciones del transporte y la actividad de distribución mayorista y minorista
-Información la asimetría de información con el fin de la valoración adecuada de la actividad

Justificación de la intervención

Según la CREG, en la Resolución aquí relatada: "El rubro que se encuentra dentro de la estructura tarifaria es un techo, es decir, establece el valor máximo que puede cobrar el prestador de servicio por transportar gasolina motor corriente o diésel desde la planta de abastecimiento hasta la EDS". Los agentes pactan libremente estas tarifas por debajo del techo debido a la competencia que hay en el transporte terrestre. La definición de un valor techo en la regulación para la remuneración del transporte entre la planta de abastecimiento y la EDS ha tenido sentido ya que evita cobros abusivos que generen efectos negativos sobre el consumo de los hogares. La Comisión propone estas bases para definir una metodología que "proporcione señales de remuneración de costos eficientes a los prestadores del servicio de transporte terrestre, que a su vez permitan la transferencia de mejoras en eficiencia al consumidor". Se plantean las siguientes alternativas de intervención.

Alternativa 1: No intervenir

No intervenir es una opción cuando el costo de intervenir sea mayor que las ganancias de la intervención. En el escenario de la definición del valor remunerado por transporte se propone dejar que la oferta y demanda del mercado fijen el valor del transporte; esta alternativa es viable cuando el número de agentes prestadores del servicio es grande en el mercado y no existen barreras a la entrada.

Alternativa 2: Libertad vigilada:

Se permite que la tarifa se acuerde libremente entre los agentes, registrando la tarifa en el sistema para que el regulador vigile conductas anticompetitivas que requieran de su intervención.

Alternativa3: Libertad regulada:

El regulador establece la metodología mediante la cual se determinará el valor del flete, requiriendo información detallada por parte del regulado, bien sea por captura de costos reales o por la aproximación de un mercado semejante.

Metodologías de remuneración

Alternativa 1: Precio máximo

Consiste en la determinación de un precio techo para el flete de transporte, con el objetivo de incentivar la disminución de costos operativos a través de aumentos de eficiencia de los agentes.

Alternativa 2: Precio mínimo

Se establece un valor piso por medio del cual se evita que los agentes ofrezcan sus servicios por debajo de los costos de operación, en el contexto del transporte puede funcionar como incentivo para mantener parámetros mínimos de calidad o de seguridad.

Alternativa 3: Ingreso máximo

Consiste en la fijación de un ingreso máximo, el cual cubre los costos eficientes asociados al desarrollo de la actividad, así como los riesgos de las fluctuaciones de la demanda; la metodología busca que los agentes reduzcan los costos fijos, aumentando la eficiencia.

Alternativa 4: Tasa de retorno

El regulador remunera la actividad considerando una tasa de descuento, que procura promover el desarrollo eficiente de la actividad, incentivar la inversión de la actividad regulada y establecer niveles de riesgo adecuado. El regulador debe establecer claramente los costos que serán reconocidos, ya que estos serán asumidos en el valor de los combustibles percibidos por el consumidor

Aspectos a considerar:

El Ministerio de Transporte expidió la resolución 757 de 2015 donde determinó los costos eficientes de operación del transporte de carga por carretera incorporando criterios técnicos, logísticos y de eficiencia. El SICE-TAC (sistema de información de costos eficientes para el transporte automotor de carga) es un modelo matemático que permite incorporar insumos, rendimientos y precios bajo características específicas de operación como: origen destino, tiempos logísticos, tipología de la carga y configuración vehicular, el sistema tiene como objetivo garantizar el pago de tarifas objetivas.

Interrelaciones con otros tipos de transporte: se consideran por ejemplo las zonas no terrestres y las condiciones de los tramos que permitan establecer la mejor estrategia para abordar el territorio y remunerarlas íntegramente.

3) La Circular 019 de 2018 publica el "Estudio de elementos técnicos, económicos y logísticos que permitan valorar el ingreso al productor de gasolina de motor corriente diésel, Jet A1, GLP y proponer al menos tres alternativas de valoración para cada producto" (insumo técnico de la regulación)

El estudio evalúa las condiciones actuales de la remuneración del ingreso al productor de gasolina corriente, gasolina extra, diésel, GLP y JET A1, revisando entre otros los indicadores referentes al mercado de internación, la remuneración de la actividad en otros países y adicionalmente propone algunas correcciones de calidad. Como resultado final propone una modificación de la metodología de cálculo del ingreso al productor para tener como costo de oportunidad el precio de paridad de importación.

En el primer documento se aborda el contexto colombiano en el cual se presenta que la fuente de la gasolina, diésel y el JET A1 importados al país es el golfo de los Estados Unidos y que el GLP importado viene de Trinidad y Tobago. El estudio establece que la gasolina regular tiene uno de los índices antidetonantes más bajos de la región y que el diésel producido en el país requiere un ajuste para la reducción del contenido de azufre de 50 a 15 ppm.

El análisis de países vecinos involucró a España, Chile, Uruguay, México y Perú y concluyó que

-La mayoría de estos países importan crudo (excepto México).
-La capacidad de refinación no cubre la demanda, algunos se abastecen de gasolina, pero todos importan diésel.
-Los precios son libres con la excepción de Uruguay.
-Todos referencian sus precios con una metodología de paridad de importación a precios internacionales.
-Se usa como referencia el mercado de la costa del Golfo de Estados Unidos, para gasolina y ACPM, y Mont Belvieu para GLP.
-Los marcadores son UNL87, ULSD, Jet 54, Propano y Butano.
-Las principales publicaciones consultadas son Platts y Argus.
-Todas las metodologías incluyen gastos de internación de combustibles.

En la evaluación de la infraestructura portuaria colombiana se identificaron dos puertos de carácter privado usados por Ecopetrol para sus importaciones, Pozos Colorados en Santa Marta y REFICAR en Cartagena; adicionalmente, existen zonas privadas portuarias localizadas en Barranquilla y Cartagena en la Costa Atlántica y Buenaventura en el Pacífico. Para la internación de los combustibles se cuenta con los poliductos Pozos Colorados - Galán y Buenaventura - Yumbo, y el transporte fluvial usado entre la Costa Atlántica y Barrancabermeja.

Las importaciones las realiza en un 90% Ecopetrol y 5% el Cerrejón. El 96% de los costos de importación corresponden al valor del producto FOB, los fletes representan un 3% y el restante 1% lo componen entre otros gastos, los relacionados con seguros, inspecciones de calidad, agenciamientos portuarios, por mencionar algunos.

Un segundo documento del estudio aborda un ajuste por calidad antidetonante, otro por el contenido de vapor por números índices que estandaricen las variaciones de este valor a lo largo del año, una corrección de calidad diésel colombiano: solo se puede usar con valores de referencia según el contenido de azufre.

En un tercer documento, el consultor hace las recomendaciones: propone que se modifique la interpretación del costo de oportunidad como el precio de paridad de exportación a un precio de paridad de importación. El precio que se tendría sería el valor que percibiría el productor en la puerta de refinería si importara su producto para ser consumido en el país.

Se propone cambiar para la gasolina los índices de referencia por 70% UNL87 y 30% Nafta para que tenga una corrección por diferencia de octanaje, en lugar de restar el flete marítimo este se sumaría, al igual que los fletes de transporte interno (cuando aplicase), costos de recepción y almacenamiento. Se considera usar la publicación Platts cambiando Waterbone por Pipe Line. Recomienda realizar el ajuste paulatinamente.

Se propone cambiar en la fórmula del diésel la comparación que se hace del índice ULSD y el índice número 2 y dejar únicamente el USLD. En lugar de restar el flete marítimo, éste se sumaría, al igual que los fletes de transporte interno (cuando aplicase), costos de recepción y almacenamiento. El proceso de implementación sería paulatino.

Se propone que el incremento del IP se compense con una reducción gradual del impuesto a la gasolina en el periodo en el que se realizan las nuevas inversiones que permitan tener la nueva calidad de los combustibles, si no se quiere que el ajuste tenga impacto sobre el precio del combustible.

4) En la Circular 021 de 2017 se publica el "Estudio relaciones comerciales de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos: Propuesta de estandarización de las relaciones comerciales"

El estudio analiza las relaciones comerciales entre los diferentes actores de la cadena, dividiendo el análisis entre relaciones contractuales y relaciones comerciales (no contractuales), hasta proponer la estandarización de algunos aspectos en pro de la competencia y evitar abusos de parte de uno de los agentes que ejerzan una posición dominante y una propuesta de estandarización de la forma en la que se dan las relaciones comerciales no contractuales, además se propone la restricción a actividades específicas la exclusividad de primera opción.

Se ha indagado con los agentes de la cadena sus relaciones contractuales y procedimiento de sus relaciones comerciales acerca de:

-Tipo de Contrato utilizado en las relaciones comerciales de cada agente.
-Plazo, término o vigencia.
-Condiciones Generales o requisitos mínimos que deberían ser exigibles por el regulador.
-Condiciones generales o requisitos mínimos que deberían dejarse a la autonomía de la voluntad de las partes, pero que deban quedar explícitos en el contrato.
-Cláusulas específicas para la estructuración del Contrato.
-Eventos que deban considerarse como eximentes de responsabilidad.
-Causales ajenas a las partes y que no son negociables en el contrato.

Los insumos documentales con los que cuenta el estudio son: Contratos de la cadena circular CREG 084 de 2015, información relevante, reuniones, entrega de contratos, suministro de contratos de los agentes.

Como parte del análisis de las relaciones de los actores se evalúan las restricciones a la negociación impuesta por una de las partes en condiciones equivalentes, para esto se ejerce el análisis en dos aristas:

-Desde las prácticas restrictivas de la competencia: son aquellas prácticas susceptibles de distorsionar la competencia y servirán para la definición de Condición Potencialmente Restrictiva (CPR).

-Desde el desequilibrio contractual. Son condiciones susceptibles de generar desbalances en una negociación, es decir condiciones que benefician de forma desproporcionada alguna de las partes. Sirve para la definición de Condición Potencialmente Desequilibrada (CPD).

Se evalúan las condiciones de incumplimiento de libre competencia:

Acuerdos anticompetitivos

a. Fijar directa o indirecta los precios de bienes y servicios
b. Determinar las condiciones de venta o condiciones de comercialización que sean discriminatorias para con terceros.
c. Repartir mercados entre productores o entre distribuidores
d. Asignar cuotas de producción o cuotas de suministro.
e. Asignar, repartir o limitar fuentes de abastecimiento de insumos productivos
f. Limitar desarrollos técnicos
g. Subordinar el suministro de un producto a la aceptación de obligaciones adicionales que no constituían el objeto del negocio, o los acuerdos para lograr ventas atadas
h. Abstenerse de producir un bien o servicio o afectar sus niveles de producción
i. Coludir en licitaciones o concursos públicos o lograr la distribución de adjudicaciones de contratos, distribución de concursos o fijación de términos de las propuestas
j. Impedir a terceros el acceso a los mercados o a los canales de comercialización

Abuso de posición dominante

k. La aplicación de condiciones discriminatorias para operaciones equivalentes, que coloquen a un consumidor o proveedor en situación desventajosa frente a otro consumidor o proveedor de condiciones similares
l. La disminución de precios por debajo de los costos, también llamados precios predatorios.
m. La subordinación del suministro de un producto a la aceptación de obligaciones adicionales, que por su naturaleza no constituían el objeto del negocio
n. La venta a un comprador en condiciones diferentes de las que se ofrecen a otro comprador cuando sea con la intención de disminuir o eliminar la competencia en el mercado

o. Vender o prestar servicios en alguna parte del territorio colombiano a un precio diferente de aquel al que se ofrece en otra parte del territorio, cuando la intención o el efecto de la práctica sea disminuir o eliminar la competencia en esa parte del país y el precio no corresponda a la estructura de costos de la transacción

El análisis de las condiciones anteriores sirvió como insumo para la determinación de los riesgos en los que se incurren en las cláusulas contractuales entre los diferentes actores de la cadena de comercialización de combustibles. Se estructuró una matriz de riesgos de contratos que determina la frecuencia y el impacto de ocurrencia del acuerdo de condiciones que pueda afectar el equilibrio comercial de los agentes. Se prioriza la relación entre el Distribuidor Mayorista y el Distribuidor Minorista propietario de EDS ya que son los que mayor impacto tienen en ocurrencia y frecuencia sobre los demás agentes analizados.

En consecuencia, la agenda regulatoria incluye el ajuste de los márgenes mayorista y minorista, una propuesta para establecer el costo del transporte desde la planta de abastecimiento hasta la EDS, unos criterios para recomendar al MME acerca de la definición del Ingreso al Productor y medidas para evitar alteraciones a la competencia y al equilibrio contractual entre los agentes de la distribución de los combustibles.

III Riesgos regulatorios

Margen de Distribución Minorista

i. Reducción/Congelación del margen minorista Gasolina Corriente y Diésel

De acuerdo con los estudios previos, contratados por las autoridades el margen minorista regulado y referencia de distribución de combustibles para volúmenes por debajo de 100 mil galones mes de ventas está bajo y debería aumentar, por lo cual no parece inminente una reducción del mismo que debiera valorarse como riesgo para ese rango de mercado.

No obstante, el estudio de Sumatoria (2015) sugiere que para las EDS con ventas superiores a cien mil (100.000) galones al mes, el margen regulado de distribución minorista debería ser COP $37,18 inferior al actual, lo que abre la puerta a una posible regulación del margen con base en el tamaño de las estaciones de servicio.

ii. Regulación Precio Gasolina Extra

Como se mencionó anteriormente, la Resolución 80278 de 1996 excluye del control de precios la gasolina extra y según los diferentes análisis, las EDS cobran un margen superior por la venta de este combustible. Se hizo un ejercicio para ver el impacto de una reducción de ese mayor margen en los indicadores de rentabilidad para evaluar el riesgo de regulación de la gasolina extra. Se supuso entonces un único margen para todos los productos (Ver Tabla 5)

Tabla 6: Resultados para los tipos de EDS en Colombia con margen gasolina extra igual a otros combustibles líquidos.

Clasificación EDS (Volumen de ventas)	TIR	ROA
Menor a 10000 galones	N/A	-3,97%
10000-20000 galones	-10,57%	-0,32%
20000-40000 galones	-6,65%	1,58%
40000-60000 galones	-1,15%	3,73%
60000-80000 galones	-0,33%	4,37%
80000-100000 galones	5,50%	11,47%
Mayor a 100000 galones	10,12%	17,66%

Fuente: Censo Soldicom.

De acuerdo con el ejercicio anterior, estos son los principales datos extraídos:

- Los resultados muestran una disminución promedio de 0,5 puntos en la rentabilidad de las EDS, y en ninguno de los casos afecta más de 1 punto la rentabilidad.

Desabastecimientos combustibles líquidos

El Decreto 1073 de 2015 en su artículo 2.2.1.1.2.2,3.95 establece que el Distribuidor Mayorista debe disponer en todo momento de una capacidad mínima de almacenamiento correspondiente al 30% de su volumen mensual de despachos de cada planta de abastecimiento que posea.

Como se ha visto en repetidas ocasiones en las noticias ("*Problema en poliducto amenazó con desabastecimiento de gasolina en el Valle de Aburrá*"[26] y "Fendipetroleo alerta por posible desabastecimiento de gasolina corriente en Barranquilla"[27]), existen recurrentemente alertas de posible desabastecimiento en diferentes zonas del país, lo cual afecta directamente al negocio de distribución minorista.

Riesgos de los Costos y Gastos Operacionales

Son todos los riesgos asociados a la operación misma de las EDS y que se pueden traducir en aumentos de los costos y los gastos de la operación; pueden incluir incluso inversiones adicionales necesarias para mantener el funcionamiento.

[26] Noticias Caracol, 18 de marzo de 2017 https://noticias.caracoltv.com/medellin/alerta-en-medellin-y-su-area-metropolitana-por-desabastecimiento-de-combustible

[27] El Heraldo, 30 de septiembre de 2015 https://www.elheraldo.co/economia/fendipetroleo-alerta-por-posible-desasbastecimiento-de-gasolina-corriente-en-barranquilla

a. Costo Combustible

El costo de los combustibles líquidos es el resultado de la regulación diseñada por la CREG para cada eslabón de la cadena que va desde el productor/importador hasta el distribuidor minorista pasando por la tarifa del transporte por poliductos. Los márgenes de los distribuidores y los impuestos que gravan el consumo, entre otros cargos. Cada cierto tiempo se da en el país el debate sobre los subsidios a los combustibles líquidos y para la opinión no es claro por qué se habla de subsidio si se tienen precios más altos que otros países de América latina, incluyendo Venezuela y Ecuador donde reciben subsidios por parte de Estado. La decisión del subsidio es del Gobierno nacional y consiste en no incluir en el precio final al consumidor el cargo total del segmento que corresponde al Ingreso al Productor. La diferencia entre lo que resulta de una fórmula de paridad de exportación para este componente y lo que se recauda vía pago del consumidor es lo que se puede llamar subsidio. La diferencia del precio que paga el consumidor colombiano y lo que pagan otros países se explica por dos razones: 1) en los otros países no remuneran los agentes los de la cadena con criterios de eficiencia y costo de oportunidad, como es el caso de Venezuela, o 2) aplican metodologías o criterios de mercado similares a los colombianos pero la carga de los impuestos es más baja, como ocurre en Estados Unidos o en Chile.

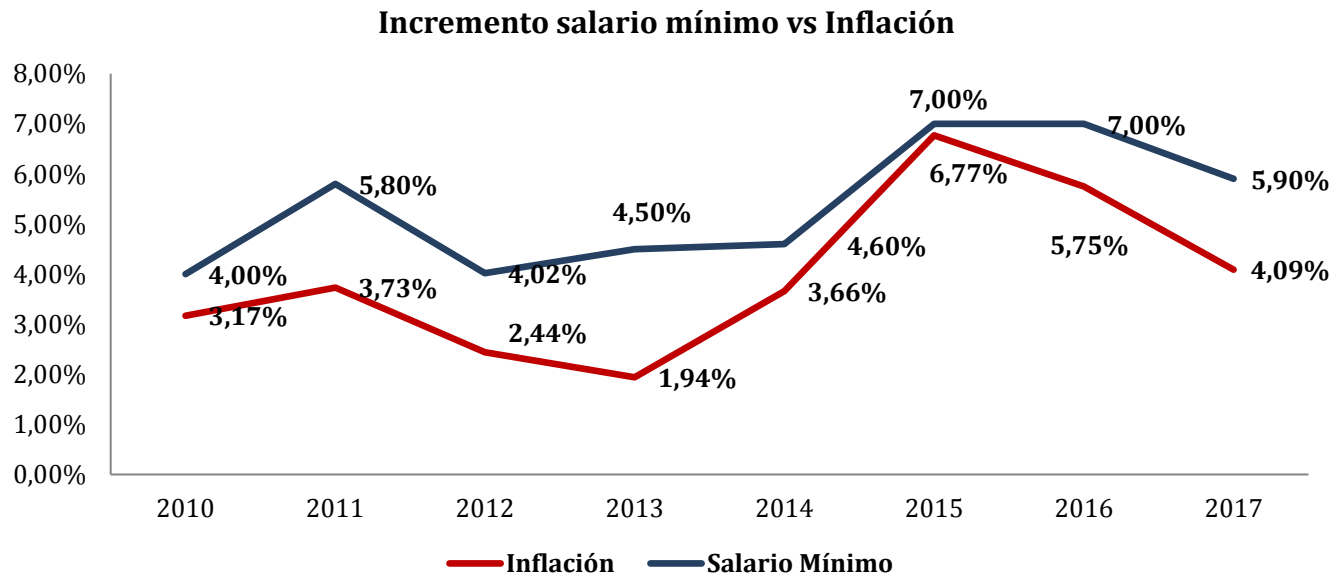
Las presiones fiscales conducirían a modificaciones de las reglas de precios actuales en el sentido de pasarle al consumidor la totalidad del ingreso al productor de eficiencia y de esa manera, el Gobierno Nacional no tendría que girarle a Ecopetrol la diferencia, según el compromiso adquirido a raíz de la capitalización de la empresa en 2007. Esta medida iría en línea con orientaciones de la política ambiental para reducir el consumo de combustibles fósiles.

La posibilidad de que se tome esta medida es baja debido al impacto en el costo de vida y a la reacción de los transportadores de carga.

b. Mano de Obra Directa

El salario mínimo ha venido aumentando por encima de la inflación, mientras que el margen minorista regulado se ajusta el 1 de febrero de cada año, con la inflación de los últimos 12 meses certificada por el DANE, de acuerdo con la Resolución 40222 del 22 de febrero de 2015.

Gráfica 11: Incremento del salario mínimo e inflación anual.



Fuente: Banco de la república. Cálculos propios.

En ejercicio de rentabilidad del capítulo 2, se hace un análisis de sensibilidad para cada uno de los tipos de EDS del impacto del aumento del salario mínimo por encima de la inflación.

Considerando que el personal de ventas o islero gana un salario mínimo, y que el costo del personal de ventas representa el 30% de los AOM, se encuentra que cada punto adicional que incrementa el salario mínimo por encima de la inflación, las EDS pierden entre 4 y 6 puntos de su rentabilidad (Tabla6).

Tabla 7: Rentabilidad de las EDS por aumento adicional en el salario mínimo en puntos porcentuales con respecto a la inflación

Clasificación EDS (Volumen de ventas)	**0**	**1**	**2**
Menor a 10000 galones	N/A	N/A	N/A
10000-20000 galones	-9,81%	-14,50%	-17,92%
20000-40000 galones	-6,01%	-10,95%	-15,08%
40000-60000 galones	-0,22%	-5,65%	-10,60%
60000-80000 galones	0,72%	-4,75%	-9,76%
80000-100000 galones	6,52%	0,68%	-5,09%
Mayor a 100000 galones	10,26%	4,39%	-1,44%

En ese sentido existe un alto riesgo de incremento de los AOM de la EDS cuando aumenta el costo laboral.

c. QA/QC y Revisión técnica

Actualmente los distribuidores minoristas operan bajo un esquema donde el margen no se modifica cuando se incurre en mayores costos debidos a la implementación del Reglamento Técnico y el Programa de Manejo de QA/QC en EDS. Dicho esquema ha generado que las EDS hayan realizado las inversiones necesarias para cumplir con el reglamento y la implementación del programa sin que se les haya remunerado dentro del margen minorista. Así mismo, este programa ha significado un aumento en los gastos operaciones de las EDS.

Y es posible que se implementen nuevos programas o reglamentos que requieran inversiones adicionales y/o gastos adicionales por parte de las EDS sin que los mismos se les reconozcan dentro del margen.

Según el estudio de Sumatoria, el programa del reglamento técnico y QA/QC representó un aumento de COP$ 14,63/Galón para las diferentes EDS.

Al igual que en los casos anteriores, se hicieron análisis de sensibilidad y se encontró que dichos cambios tienen un efecto entre 2 y 4 puntos de la rentabilidad de las EDS (Ver Tabla7).

Tabla 8: Rentabilidad EDS con implementación de un reglamento técnico y programa de QA/QC similar al actual

Clasificación EDS (Volumen de ventas)	AOM/Galón actual	AOM/Galón + COP $14,63
Menor a 10000 galones	N/A	N/A
10000-20000 galones	-9,81%	-10,42%
20000-40000 galones	-6,01%	-6,43%
40000-60000 galones	-0,22%	-0,74%
60000-80000 galones	0,72%	0,19%
80000-100000 galones	6,52%	6,01%
Mayor a 100000 galones	10,26%	9,76%

Fuente: Cálculos propios.

Zona de Frontera

El Decreto 1073 de 2015 define los municipios considerados como de Zona de Frontera para poder aplicar las exenciones de los impuestos de arancel, IVA e Impuesto nacional, y el Impuesto al Carbono para los departamentos de Amazonas, Guainía y Guaviare para los combustibles líquidos derivados del petróleo.

i. Reducción cupos de frontera

El artículo 3 de la Resolución 40266 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía establece la metodología para la asignación de los cupos o de los volúmenes máximos de combustibles líquidos a los municipios reconocidos como Zona de Frontera y la distribución de volúmenes máximos de combustibles a las estaciones de servicio en Zona de Frontera, los cuales son asignados por una vigencia de dos (2) años y son revisados una vez finalizado el periodo de asignación.

Dicha metodología está sujeta a modificación. Según el Censo de SOLDICOM, sólo el 2,62% de las EDS de Zona de Frontera sufrieron una disminución en el cupo asignado (galones/mes) en 2016. Sin embargo, dicha disminución representó una disminución de 14,89% para las EDS afectadas.

ii. Desmonte cupos de frontera

De acuerdo con un comunicado del 5 de abril de la Contraloría General de La Republica, el Contralor General planteó revisar el modelo de los cupos en Zonas de Frontera, dado que resultó ser un mecanismo "costoso e ineficiente", que no ha disminuido el contrabando y sí ha creado incentivos para que se den prácticas ilegales como llevar el combustible subsidiado a otras regiones[28]. El Departamento Nacional de Planeación convocó un concurso de méritos en noviembre de 2018 para hacer una evaluación institucional y de impacto de la política de combustibles para las zonas de frontera de la cual pueden salir recomendaciones de ajuste de la política.

Un ajuste de esta política no puede dejar de lado los objetivos de formalización de la distribución de combustibles en las zonas de frontera, los cuales coinciden con los de las EDS formales en los municipios de esas zonas.

Conclusión

La distribución minorista de combustibles para uso automotor tiene baja rentabilidad si no se la acompaña de escala y de diversificación de los servicios ofrecidos, como se vio en el capítulo 1 de este estudio. El negocio tiene riesgos de mercado relacionados con la estructura y condiciones de la competencia, el crecimiento de nuevas EDS y de saturación en ciertos municipios y la integración vertical.

Además, la regulación de la actividad es dinámica y plantea retos nuevos y permanentes. A manera de ilustración, la agenda regulatoria de 2019 incluye el ajuste de los márgenes mayorista y minorista, una propuesta para establecer el costo del transporte desde la planta de abastecimiento hasta la EDS, unos criterios para recomendar al MME la adopción de unos criterios para fijar el Ingreso al Productor y medidas para evitar alteraciones a la competencia y al equilibrio contractual entre los agentes de la distribución de los combustibles.

[28] Contraloría General de la Republica, 5 de abril de 2018 https