



Instituto Centroamericano de Administración  
Pública (ICAP)

**ESTUDIO SOBRE IMPACTOS EN EL MODELO DE COMPRA-  
VENTA-DISTRIBUCIÓN DE LA INDUSTRIA DE  
HIDROCARBUROS EN COSTA RICA**

INFORME FINAL

ICAP, 2021.

## **TABLA DE CONTENIDO**

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>2. METODOLOGÍA</b> .....	4
2.1. Contracción de la demanda de combustibles en 2035 y 2050 según el Plan Nacional de Descarbonización.....	5
2.2. Estimación e impacto en los precios de venta finales .....	15
2.3. Modelo regulatorio vigente .....	17
<b>3. RESULTADOS DE CADA UNO DE LOS ESCENARIOS</b> .....	20
3.1. Escenario 1: Continúa el monopolio de los derivados del petróleo en manos del Estado y administrado por RECOPE, con reestructuración de la empresa para lograr eficiencias.....	21
Impacto de la mejora en la eficiencia de la empresa sobre el precio final de venta .....	21
Impacto de la mejora en la eficiencia de la empresa y el cumplimiento de las metas de descarbonización sobre el precio final de venta .....	23
3.2. Escenario 2: Se transforma RECOPE en una empresa de capital mixto, siempre en monopolio. ....	26
3.3. Escenario 3: Se abre el monopolio y se instala un régimen de competencia con la participación de RECOPE como empresa pública. ....	28
3.4. Escenario 4: Se cierra RECOPE y se elimina el monopolio, el país establece un régimen de competencia.....	32
<b>4. CONCLUSIONES</b> .....	41
<b>5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	44
<b>6. ANEXOS</b> .....	45

# **Estudio sobre impactos en el modelo de compra-venta-distribución de la industria de hidrocarburos en Costa Rica**

## **1. INTRODUCCIÓN**

En los últimos años se han presentado importantes críticas a la evolución de los precios de los hidrocarburos en Costa Rica, muchas de las cuales asumen de forma directa una relación entre la estructura (número de competidores del mercado) y la arquitectura institucional de mercado (entorno regulatorio) y los precios resultantes de la gasolina (súper y regular), el diésel y el gas LPG, tres de los principales combustibles consumidos en el país. Muchos de dichos comentarios realizados aducen que es el monopolio público en la fase de distribución mayorista y de importación de combustibles lo que provoca una estructura final de precios muy alta y como tal, se aduce que la eliminación del monopolio afectaría positivamente en los precios del consumidor. La presente investigación, construye los distintos escenarios de reforma propuestos para la reorganización de la industria y realiza una evolución esperada de precios de cada uno de dichos escenarios a partir de las condiciones reales del mercado.

El presente informe recoge los hallazgos principales y la estructura de escenarios de reforma a la industria de hidrocarburos en Costa Rica que se han venido discutiendo en el entorno económico y político. Para efectos del análisis de precios, los escenarios asumen como punto de partida el año 2019, considerando la necesidad de contar con un año base sin efecto de pandemia del COVID-19, por lo que se realizan utilizando las técnicas estadísticas y económicas de análisis actuales, definiendo en cada caso, los márgenes de actuación que podrían darse según la composición actual del precio y el valor agregado presente en la cadena.

En dichos escenarios se presenta una modelación de lo que sucedería en la industria de importación y distribución de combustibles fósiles costarricense ante cambios en la propiedad, estructura o arquitectura del mercado con eventuales ajustes en ello. Diferenciamos entonces entre ajustes a la empresa Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), asociados con la etapa en que existe un monopolio público de importación y distribución al mayoreo de combustibles y los ajustes a la industria, considerando la regulación existente de toda la cadena de valor, que afectarían al todo el conglomerado de actores presentes en las cadenas de valor locales de combustibles. Es importante recordar que RECOPE participa en una parte sustantiva

de la cadena de suministro, lo relacionado con la importación y distribución al mayoreo de productos, empero, la industria tiene otros actores relevantes en la parte inicial, productores y transportistas de Hidrocarburos al puerto de llegada y por supuesto, al final del proceso, transportistas y distribuidores finales de productos refinados (gaseras y gasolineras).

En cada uno de los escenarios se realizan una serie de supuestos, lo que permite darle orientación a cada uno. Así mismo, partimos de que las políticas públicas que afectan a la industria, tales como impuestos, precio único en el país, subsidios cruzados como el del gas LPG o la política de descarbonización, no pueden ser modificadas por RECOPE o inclusive, están fuera del margen de maniobra de posibles actores privados que participen, de tal forma que se deben tomar como datos a sumar. En el último de los escenarios, relajamos el supuesto de precio único y de subsidio cruzado al gas LPG, dado que, en el marco de la liberalización total de la industria propuesto, no sería posible establecer dichos temas. De igual forma, asumimos que la recuperación de la demanda se estaría dando, tomando como base lo sucedido en el año 2019.

Se han utilizado las demandas en la estructura del 2019 para efectos comparativos con lo que sucederá en el futuro, somos conscientes que pueden darse efectos sustitución entre combustibles o cambios inclusive con terceras alternativas como el biodiésel, los biocombustibles en general u otros, tales como el hidrógeno, pero no creemos que sean o provoquen cambios estructurales en las relaciones de precios, por lo que los hemos dejado al margen de la modelación. Lo mismo sucede con el combustible de aviación, cuya cadena no se ha estudiado en el presente informe.

La estructura del informe es la siguiente, presentamos a continuación la metodología seguida para la construcción de cada escenario, luego describimos los distintos efectos a tomar en cuenta producto de las políticas de descarbonización, los subsidios cruzados y la política pública de un solo precio en todo el país. A partir de lo anterior, se establecen los impactos en la demanda y con las fórmulas de precios de ARESEP, se definen los cambios esperados en los precios, así como, los efectos de cambio en la demanda. Todo lo anterior nos dará una matriz de cambios futura esperada, de mantenerse la industria con la condición actual y sin mayores cambios en la estructura regulatoria futura, así como en los distintos momentos de escenarios de relajación de cada uno de los supuestos. En el capítulo final se realizan algunas conclusiones o recomendaciones, dichas son esencialmente responsabilidad de los autores y no comprometen una posición política del ICAP o de sus autoridades.

Hacemos expreso el agradecimiento a los autores principales del informe, Dr. Leiner Vargas y Lic. Katerin Barquero. De igual forma, agradecemos el apoyo recibido del Master Israel Rojas y la Bach. Ivania Bolaños en la redacción y preparación de los distintos apartados, así como el seguimiento y trabajo de coordinación con RECOPE y

ARESEP. Dejamos expreso como autores el aporte de las distintas dependencias de RECOPE y su amplitud al facilitarnos la información y análisis a los distintos escenarios y requerimientos para con los mismos. De igual forma, hemos de agradecer a ARESEP y en particular, la intendencia de energía, por su amplia colaboración para con el equipo de trabajo que realizó el informe, sin la ayuda y colaboración de los anteriormente mencionados, hubiese sido imposible abordar las dimensiones expuestas en el presente documento.

## 2. METODOLOGÍA

El presente estudio tiene como objetivo determinar; ¿cuál de los siguientes escenarios en la compra-venta-distribución de combustibles gasolinas (plus 91 y plus 95, diésel y LPG) ofrecería el menor impacto en los precios finales de los consumidores?

Los escenarios que se evalúan son los siguientes:

- Escenario 1: continúa el monopolio de los derivados del petróleo en manos del Estado administrado por RECOPE, con reestructuración de la empresa para lograr eficiencias. Servicio público regulado.
- Escenario 2: Se transforma RECOPE en una empresa de capital mixto. Siempre en monopolio. Servicio público regulado.
- Escenario 3: Se abre el monopolio y se instala un régimen de competencia con la participación de RECOPE como empresa pública. Servicio público regulado.
- Escenario 4: Se cierra RECOPE y se elimina el monopolio, el país establece un régimen de competencia. Servicio público desregulado.

Dado lo anterior, el informe pretende dar respuesta a la siguiente pregunta de investigación: ***¿cuál escenario le proveería el mejor servicio a la ciudadanía costarricense y cuál favorecería más en términos de costo eficiencia a la economía del país?***

El informe presenta los resultados obtenidos a partir de la construcción cada escenario. No obstante, su elaboración requirió el planteamiento de diversos supuestos, los cuales se detallan más adelante, por lo que sus interpretaciones están estrictamente asociados a los condicionantes o circunstancias que estos plantean en dicho contexto.

El análisis incorpora un amplio espectro temporal: corto plazo, mediano plazo y largo plazo. El impacto de los escenarios sobre el precio final de venta de los hidrocarburos contempla por tanto tres periodos: 2019, 2035 y 2050. En algunos casos de incorpora el 2025, entendiendo la necesidad de realizar los cambios propuestos e implementarlos.

El primero de ellos analiza las circunstancias actuales en condiciones de oferta y demanda de hidrocarburos, sin considerar la afectación de la pandemia producida principalmente en 2020. Para el segundo y tercer periodo se considera **una caída de la demanda que afecta los precios de venta finales de los combustibles, producto del cumplimiento de las metas señaladas en el Plan Nacional de Descarbonización**, cuyos impactos se muestran con mayor detalle en la siguiente sección.

Para implementar el análisis requerimos tener un conjunto de supuestos que se describen a continuación:

- *Permanece RECOPE y la regulación de la industria en la actualidad vigente, esencialmente el precio único y la estructura actual de subsidios cruzados entre LPG y gasolinas y el subsidio a pescadores.*
- *El país cumple a cabalidad con los compromisos y metas dictaminada en el Plan de descarbonización 2018-2022 (Gobierno de Costa Rica, 2018).*
- *Se asumen las elasticidades actuales de la demanda de combustibles y electricidad. Así como la composición de esta, existente en el año 2019.*
- *La economía no presenta shocks significativos de oferta (no existen daños a la infraestructura actual) y tampoco shocks de demanda. Esto implica necesariamente que las proyecciones son en cambios reales y no están incorporados los cambios en los precios internacionales de los combustibles, ni tampoco posibles cambios en los precios locales provocados por la inflación nacional o la devaluación.*
- *El proceso completo de mejora y reestructuración de la empresa se traduce en la reducción de un 5% en su estructura de costos. Si bien pueden reflejarse hasta un 9 o 10 por ciento, se hace una valoración moderada del impacto de dichas reformas.*
- *La estructura del precio de venta final del 2019 para los combustibles (LPG, diésel y gasolinas) y en particular, el precio internacional y el impuesto único se mantienen constantes en los diversos periodos de análisis.*
- *Es importante mencionar que para cuantificar la demanda futura de los combustibles bajo análisis definidos en las metas de descarbonización se tomará como referencia la composición porcentual de la flota vehicular del país y las ventas de gasolinas y diésel registradas en 2019.*
- **Además, el escenario 1 se considera el escenario base para la estimación de los escenarios restantes y para la comparación respectiva** según sea el caso. La metodología de cálculo para estimar la disminución de la demanda de diésel y gasolina según lo indicado en el Plan de Descarbonización se desarrolla a continuación.

## 2.1. Contracción de la demanda de combustibles en 2035 y 2050 según el Plan Nacional de Descarbonización

Como se mencionó anteriormente, los escenarios consideran la contracción de la demanda de combustibles cuyos destinos de consumo se dirigen principalmente al transporte, es decir, el diésel y las gasolinas (plus 91 y plus 95), como consecuencia del cumplimiento a cabalidad de las metas estipuladas en el Plan de descarbonización 2018-2022. Las metas que este plan establece que afectan el sector transporte, según el horizonte temporal se presentan en la siguiente figura.

## Figura 1

Ejes para la descarbonización en la dimensión de transporte y movilidad sostenible que afectan el consumo de hidrocarburos.

**2035**

- El 70% de los buses y taxis serán cero emisiones
- El 25% de la flota vehículos ligeros-privados e institucionales será cero emisiones

**2050**

- El 100% de los buses y taxis serán cero emisiones
- El 60% de la flota vehículos ligeros-privados e institucionales será cero emisiones
- Al menos la mitad del transporte de carga será altamente eficiente y habrá reducido en un 20% las emisiones con respecto al 2018.

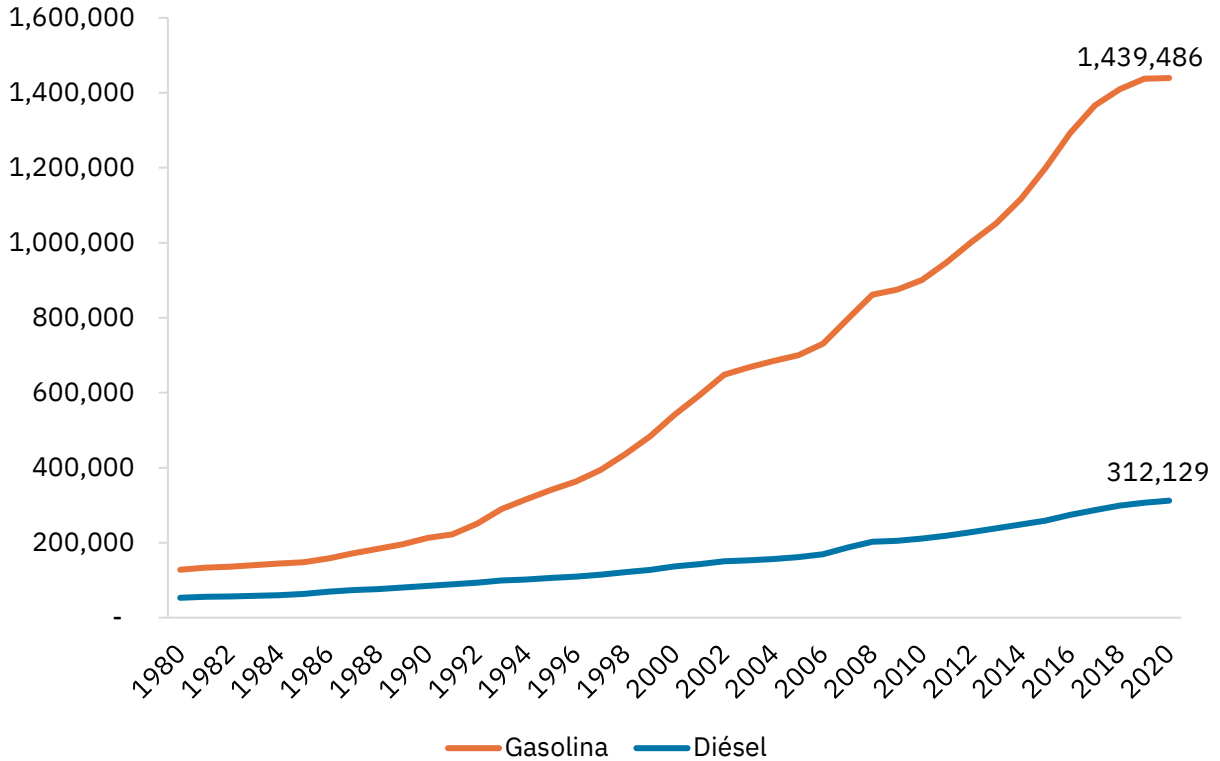
Fuente: Elaboración propia a partir del Plan Nacional de Descarbonización 2018-2022

Para cuantificar el impacto de estas medidas en el 2035 y en el 2050 se consideró la composición de la flota vehicular del 2019, según las estadísticas que maneja la Dirección Sectorial de Energía del MINAE. Según como se muestra a continuación, la evolución de flota vehicular en el país se ha mantenido en un constante crecimiento, para 2020 se contabilizaron 1.439.486 vehículos de gasolina y 312.129 de diésel.



### Gráfico 1

Evolución de la flota vehicular de gasolina y diésel en Costa Rica.

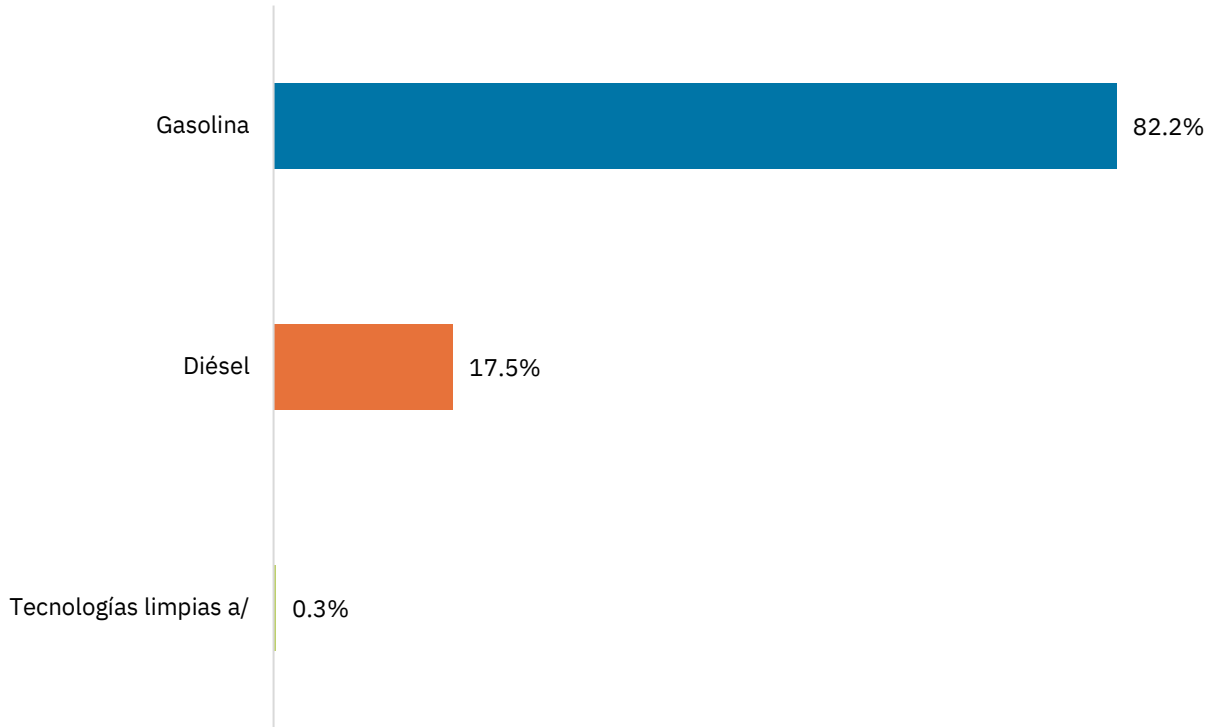


Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección Sectorial de Energía, MINAE.

Particularmente en 2019, periodo de análisis de este informe, de un total de 1.748.154 vehículos circulando el 82,2% utilizan gasolina, un 17,5% diésel y el restante 0.3% corresponden a tecnologías limpias (vehículos híbridos o eléctricos). No obstante, del total de 4.334 vehículos de tecnologías limpias registrados en 2019, solo el 55% correspondieron a vehículos eléctricos y representaron apenas cerca del 0,14% de la flota nacional.

## Gráfico 2

Composición de la flota vehicular en Costa Rica según fuente de energía. 2019



a/Incluye vehículos híbridos y eléctricos.

Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección Sectorial de Energía del MINAE.

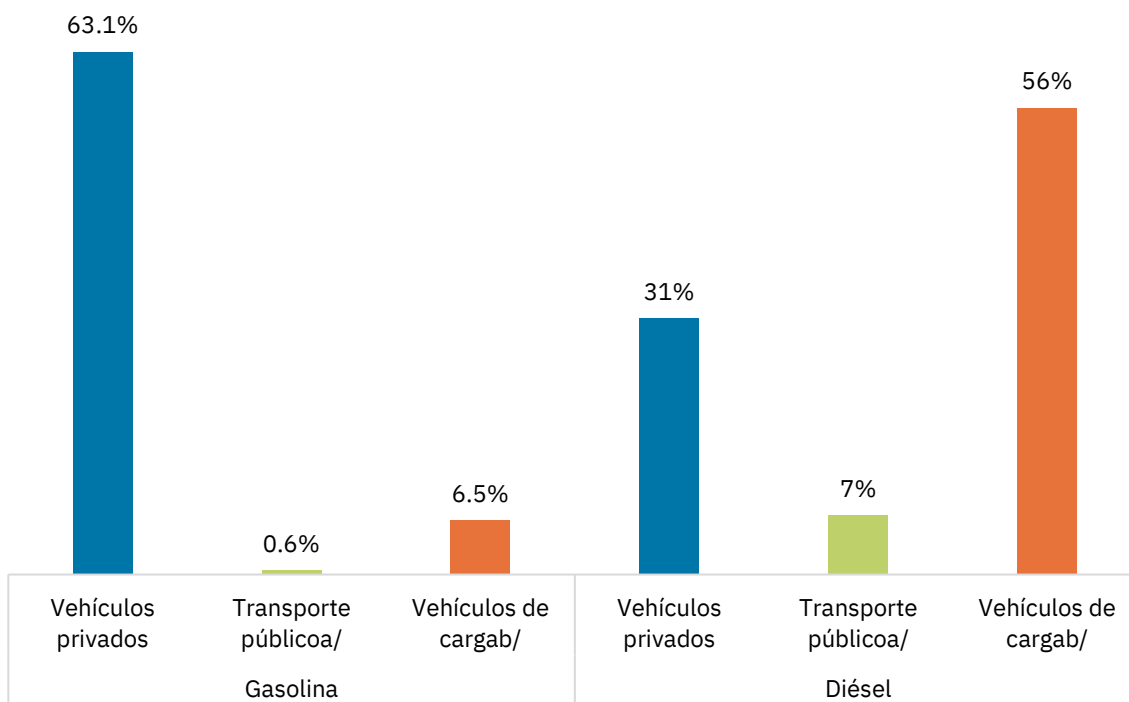
A pesar de que aún las tecnologías limpias representan una proporción muy pequeña con respecto al parque automotor total, es la que ha crecido más aceleradamente en los últimos años, entre 2018 y 2019 la flota vehicular de gasolina aumentó un 2%, la de diésel 3% mientras que la de tecnologías limpias fue de 54%. Asimismo, durante 2020, periodo de pandemia, mientras el parque automotor de gasolina sufrió un estancamiento, el crecimiento de la flota vehicular de Diesel se desaceleró alcanzando un crecimiento del 2% con respecto a 2019 mientras que para las tecnologías limpias fue de 39%. Estos datos corroboran la tendencia mundial (IEA, 2021) en la que los vehículos eléctricos fueron los que experimentaron el mayor crecimiento durante el 2020, en particular en Costa Rica la tasa de crecimiento alcanzó un 44% con respecto a 2019.

Dado lo anterior, se utilizó la composición del parque automotor según tipo de vehículo para poder cuantificar el efecto que las metas propuestas en la figura 1 tendrían, de cumplirse en su totalidad, sobre la demanda nacional de gasolina y diésel. Lo primero

que se estimó fue la proporción de la flota vehicular de transporte público (buses y taxis), vehículos particulares y de carga registrada en 2019, según tipo de combustible. Los resultados se presentan en el siguiente gráfico.

### Gráfico 3

Composición del parque automotor por tipo de combustible, según el tipo de vehículo. 2019



a/ La flota vehicular correspondiente al transporte público considera buses y taxis.

b/ La flota vehicular correspondiente a vehículos de carga considera carga ligera y carga pesada.

Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección Sectorial de Energía del MINAE.

Una vez que se estiman estos porcentajes se consideran los siguientes supuestos para cuantificar la disminución en la demanda total de combustibles según lo indicado en la figura 1. Los supuestos y los impactos que con estos se considera sobre la demanda de gasolina y diésel en 2035 y 2050 se presentan en los siguientes cuadros.

### Cuadro 1

Supuestos utilizados para cuantificar la contracción en la demanda de gasolinas según las metas propuestas en el Plan Nacional de Descarbonización. 2018-2022

2035	2050
<b>Transporte público:</b>	<b>Transporte público:</b>
<p><b>El 70% de los buses y taxis serán cero emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del 0,5% de la flota vehicular de gasolina.</li> <li>• La demanda de gasolina del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de gasolina.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 0,5% menos de demanda gasolina.</li> </ul>	<p><b>El 100% de los buses y taxis serán 0 emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del 27,99% de la flota vehicular de gasolina.</li> <li>• La demanda de gasolina del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de gasolina.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 27,99% menos de demanda gasolina.</li> </ul>
<b>Vehículos privados</b>	<b>Vehículos privados</b>
<p><b>El 25% de la flota de vehículos ligeros será cero emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del -15,8% de la flota vehicular de gasolina.</li> <li>• La demanda de gasolina del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de diésel.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 15,8% menos de demanda gasolina, lo que se traduce en -7,9% menos de ventas para la plus 91 y -7,9% de ventas para la super.</li> </ul>	<p><b>En 2050 el 60% de la flota de vehículos ligeros-privados e institucionales será 0 emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del 37,89% de la flota vehicular de diésel.</li> <li>• La demanda de diésel del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de diésel.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 37,89% menos de demanda diésel.</li> </ul>
<b>Transporte de carga</b>	<b>Transporte de carga</b>
	<p><b>Para 2050 al menos la mitad del transporte de carga será altamente eficiente y habrá reducido emisiones en un 20% con respecto a emisiones del 2018.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se supone una demanda de combustibles fósiles de -20%</li> </ul>

<p><b>Efecto conjunto de ambas medidas se traduce en -15,8% de la flota de gasolina y su equivalente en demanda</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implica 232.543 vehículos automotores de gasolina menos circulando</li> </ul>	<p><b>Efecto conjunto de ambas medidas se traduce en -39,8% de la flota de gasolina y su equivalente en demanda</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implica 572.643 vehículos automotores de diésel menos circulando</li> </ul>
--	--

Fuente: Elaboración propia con datos de la DSE del MINAE.

## Cuadro 2

Supuestos utilizados para cuantificar la contracción en la demanda de diésel según las metas propuestas en el Plan Nacional de Descarbonización. 2018-2022

2035	2050
<p><b>Transporte público:</b></p> <p><b>El 70% de los buses y taxis serán cero emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del 5% de la flota vehicular de diésel.</li> <li>• La demanda de diésel del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de diésel.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 5% menos de demanda gasolina.</li> </ul>	<p><b>Transporte público:</b></p> <p><b>El 100% de los buses y taxis serán 0 emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del 7,2% de la flota vehicular de diésel.</li> <li>• La demanda de diésel del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de diésel.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 7,2% menos de demanda gasolina.</li> </ul>
<p><b>Vehículos privados</b></p> <p><b>El 25% de la flota de vehículos ligeros será cero emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del -7,7% de la flota vehicular de diésel.</li> <li>• La demanda de diésel del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de diésel.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 7,7% menos de demanda diésel.</li> </ul>	<p><b>Vehículos privados</b></p> <p><b>En 2050 el 60% de la flota de vehículos ligeros-privados e institucionales será 0 emisiones</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene la proporción de vehículos registrada en 2019.</li> <li>• Esto implica una reducción del 18,59% de la flota vehicular de diésel.</li> <li>• La demanda de diésel del 2019 se distribuye de forma proporcional entre todo el parque vehicular de diésel.</li> <li>• Lo que conllevaría a un 18,59% menos de demanda diésel.</li> </ul>
<p><b>Transporte de carga</b></p>	<p><b>Transporte de carga</b></p>

	<p><b>Para 2050 al menos la mitad del transporte de carga será altamente eficiente y habrá reducido emisiones en un 20% con respecto a emisiones del 2018.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se supone una reducción de la demanda de diésel de -20%</li> </ul>
<p><b>Efecto conjunto de ambas medidas se traduce en -12,8% de la flota de diésel y su equivalente en demanda</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implica 39.083 vehículos automotores de diésel menos circulando</li> </ul>	<p><b>Efecto conjunto de ambas medidas se traduce en -37% de la flota de diésel y su equivalente en demanda</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implica 113.480 vehículos automotores de diésel menos circulando</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con datos de la DSE del MINAE.

Partiendo de los supuestos indicados en los cuadros anteriores se procedió a utilizar la matriz de consumo de energía secundaria para cuantificar cuánto cambiaría su composición considerando el periodo base (2019), y los umbrales definidos en el 2035 y 2050. De acuerdo con esta matriz, en 2019 el país consumió 149.221 terajulios de los cuales, el 74% corresponde a hidrocarburos, 24% a electricidad, 1% a coque y 0% a biomasa.

Ahora bien, las metas de descarbonización implican una reducción de la demanda de hidrocarburos para el 2035 cercana al 28,6<sup>1</sup>%, y para el 2050 del 76,8<sup>2</sup>%. Si se supone además que se produce un efecto sustitución directo de las fuentes de energía de hidrocarburos por electricidad, como se muestra en el siguiente gráfico, en 2050 el 81% de la energía consumida sería en electricidad y solo un 17% en hidrocarburos.

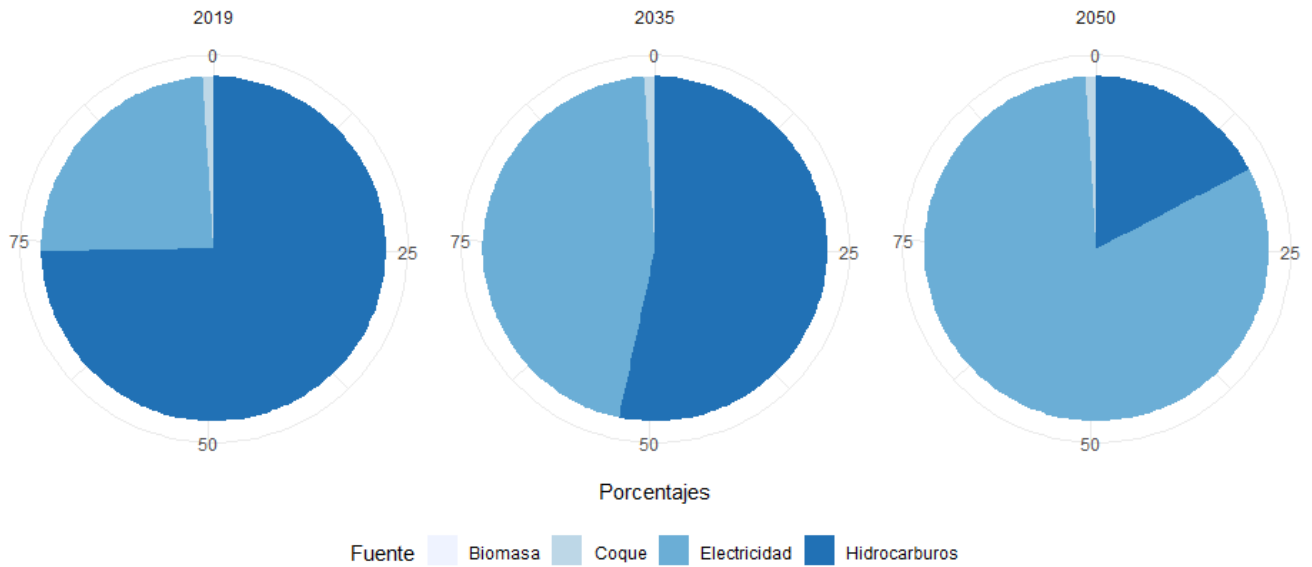
---

<sup>1</sup> De los cuales el 15,8% corresponde a una contracción del consumo de gasolina y el 12,8% en el diésel, como se indican en los supuestos formulados para el 2035 en los cuadros 1 y 2.

<sup>2</sup> De los cuales el 38,8% corresponde a una contracción del consumo de gasolina y el 37% en el diésel, como se indican en los supuestos formulados para el 2050 en los cuadros 1 y 2.

### Gráfico 4

Evolución de la composición porcentual del consumo de energía secundaria del país, según el periodo y cumplimiento de las metas del Plan Nacional de Descarbonización.

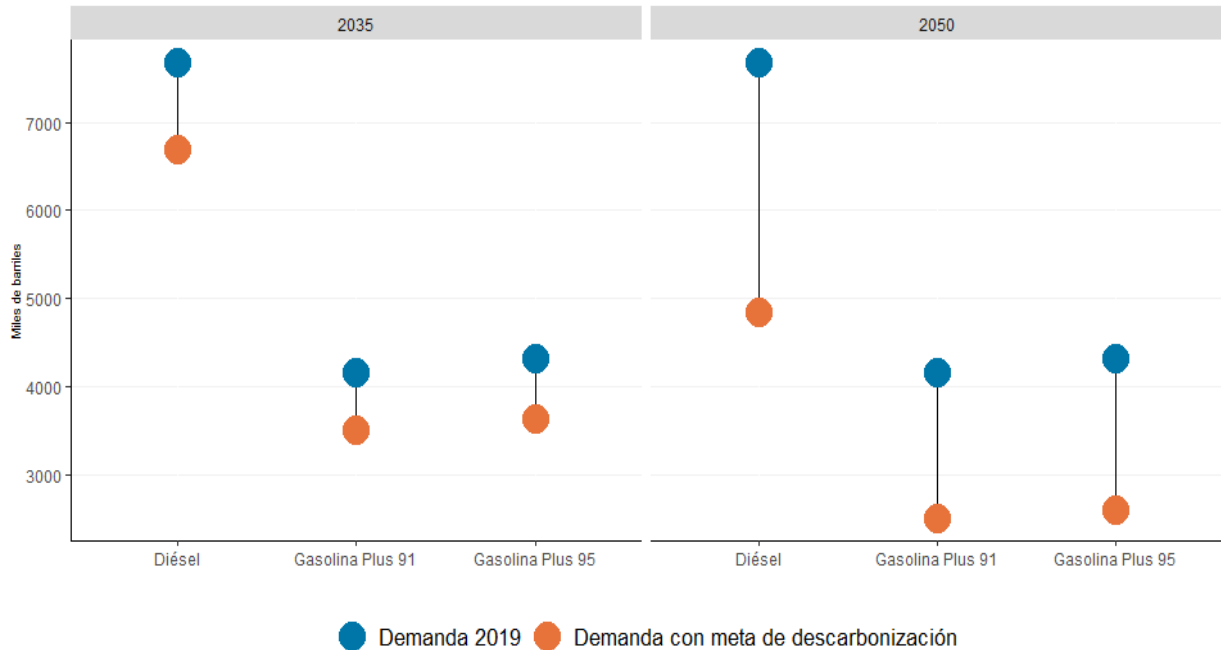


Fuente: Elaboración propia con datos de la DSE del MINAE.

Lo anterior implica una contracción importante en las ventas de diésel y gasolina, con respecto a lo reportado en el 2019. Como se muestra en el gráfico 5, en el caso de diésel la demanda pasaría en 2019 de 7.676.617 barriles a 5.696.050 en 2050. Mientras que la gasolina plus 91 pasaría de 4.154.720 barriles a 3.498.2754 en 2050, y finalmente en la gasolina súper de 4.320.258 a 3.637.657. Es importante mencionar que en este caso no se considera el LPG debido que no se presenta un impacto directo en las metas de descarbonización propuestas.

### Gráfico 5

Reducción en la demanda de los combustibles diésel y gasolina plus 91 y gasolina plus 95 según las metas propuestas en el plan de descarbonización 2018-2022. (miles de barriles)



Fuente: Elaboración propia con datos de la matriz energética nacional.

Las reducciones de la demanda indicadas en los cuadros 1 y 2 y que se cuantificaron en el gráfico 5 son las que se utilizarán como referencia para construir el impacto en los precios finales de los combustibles, según la metodología de cálculo actual establecida por la autoridad reguladora y que se desarrolla con detalle a continuación.

Somos conscientes de que el impacto de la política pública de descarbonización se traduce necesariamente en una disminución de la demanda de combustibles fósiles, esencialmente gasolinas y diésel en los períodos 2035 y 2050; por lo que, dadas las condiciones regulatorias, tendríamos ajustes directos hacia arriba en los precios reales de cada uno de los componentes regulados de la cadena. No obstante, la implementación y ajuste real de precios podría verse afectada por posibles políticas públicas tales como eliminación de impuestos o subsidios al transporte eléctrico o de hidrógeno, acelerando el cambio tecnológico en la industria.



## 2.2. Estimación e impacto en los precios de venta finales

Una vez que se establece cuánto impactaría la meta de descarbonización en la demanda final de combustibles se procede a cuantificar su efecto en los precios de ventas finales según los supuestos considerados en el escenario 1, como se mencionó al inicio de este estudio.

Dichos supuestos se evalúan considerando la metodología de cálculo actualmente definida por ARESEP para estimar los precios de venta finales de los combustibles. Esta metodología parte de la fórmula que se indica en la ecuación (1).

$$PCDF_{i,j} = PPC_{i,j} + MgT_i + MgD_i \quad (1)$$

En donde:

- $PCDF_{i,j}$ : Precio al consumidor del combustible  $i$ , al nivel del distribuidor y/o comercializador de combustible, en colones por litro.
- $PPC_{i,j}$ : Precio de venta en plantel de distribución al mayoreo del combustible  $i$ , en el ajuste extraordinario  $j$ .
- $MgT_i$ : Margen promedio de transporte del combustible en colones por litro, que se incorpora por tipo de combustible para mantener un precio uniforme al nivel del distribuidor o comercializador de combustible, con o sin punto fijo de venta.
- $MgD_i$ : Margen del distribuidor con o sin punto fijo de venta, en colones por litro, por tipo de combustible, el cual será determinado con base en la metodología tarifaria definida por la Autoridad Reguladora.
- $i$ : Tipo de combustible

Particularmente, este escenario contempla una afectación al precio de venta de plantel, que considera los costos y márgenes de operación de la empresa, y una afectación de la caída de la demanda de los combustibles bajo análisis proyectada con base en las metas del plan de descarbonización cuyo impacto se mostró en la sección anterior.

Por esta razón, resulta fundamental comprender como se estima el precio de venta de plantel e identificar a su vez las variables que se utilizan para calcular los costos de la empresa y por ende poder cuantificar el efecto de su reducción sobre el precio final de venta. La ecuación (2) muestra cómo se estima el precio de venta en plantel de distribución,

$$PPC_i = \frac{(PR_{ij} * TCR_j) + (K_{i,a} - OI_{i,a} - OIP_{i,a}) + D_{a,i,j} + AZ_{i,a} + AOI_{i,a} + C_{i,a} + T_i - SE_{i,h} - SC_{i,j} + PS_{i,j} + RSBT_{i,a}}{(2)}$$

En donde:

- $PPC_i$ : Precio de venta en plantel de distribución, por litro, al mayoreo del combustible  $i$ .
- $PR_{ij}$ : Precio FOB promedio internacional de referencia por litro del combustible  $i$  del ajuste extraordinario  $j$ .
- $TCR_j$ : Tipo de cambio (colones / dólares USA) del ajuste extraordinario  $j$
- $K_{i,a}$ : Margen de operación de Recope por litro del combustible  $i$  en el año  $a$
- $OI_{i,a}$ : Otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, para el combustible  $i$  en el año  $a$
- $OIP_{i,a}$ : Otros ingresos prorrateados. Se refiere a otros ingresos diferentes a la venta de combustibles en plantel de distribución, que no pueden ser asociados a un combustible en particular en el año  $a$
- $D_{a,i,j}$ : Ajuste en el precio de venta causado por el diferencial de precio del combustible  $i$  en el ajuste extraordinario  $j$
- $AZ_{i,a}$ : Ajuste por concepto de gastos de operación por litro para el combustible  $i$ , en el año  $a$ .
- $AOI_{i,a}$ : Ajuste por concepto de otros ingresos por litro para el combustible  $i$ , en el año  $a$ .
- $C_{i,a}$ : Canon de regulación de la actividad de suministro del combustible  $i$ , en el año  $a$ .
- $T_i$ : Impuesto único por tipo de combustible  $i$ .
- $SE_{i,h}$ : Subsidio específico por tipo de combustible  $i$  otorgado por el Estado mediante transferencia directa a Recope durante el periodo  $h$ .
- $SC_{i,j}$ : Subsidio cruzado por tipo de combustible  $i$ , para el ajuste extraordinario  $j$
- $PS_{i,j}$ : Asignación del subsidio del combustible  $i$ , para el ajuste extraordinario  $j$ . Para los combustibles  $i$  no subsidiados.
- $RSBT_{i,a}$ : Rendimiento sobre base tarifaria para el combustible  $i$ , en el año  $a$ .
- $i$ : Tipo de combustible.
- $j = 1, 2, 3, \dots, J$ , número de ajustes extraordinarios de precios, realizados a partir de la entrada en vigencia de la tarifa establecida mediante procedimiento ordinario vigente.
- $a =$  Año en el que estará vigente la fijación ordinaria calculada con esta metodología.
- $h =$  Periodo durante el cual se aplicará el subsidio  $S_i$ , según lo establecido por el ente competente.

Una vez comprendidas las ecuaciones anteriormente indicadas, se procedió a identificar las variables dentro de ellas que se verían afectadas con la reducción de las demandas de combustible y la reducción de costos. Para comprender mejor esto, en la sección de resultados se detalla cuáles son estas variables, sus cambios de magnitud

ante la aplicación de estos supuestos y finalmente el impacto generado en el proceso final de venta.

### 2.3. Modelo regulatorio vigente

Muchos costarricenses atribuyen a RECOPE la situación de alta turbulencia y cambio en los precios internacionales del combustible, otros tantos lo hacen al referirse a los precios con impuestos, el país de la región latinoamericana con la tasa impositiva mayor sobre el precio de venta de hidrocarburos. Adicionalmente, algunos han intentado achacar a RECOPE temas asociados con la distribución y transporte al menudeo de combustibles, tema que con la excepción del JET FUEL o combustible para aeronaves, no está a cargo de la empresa. Es por eso que la adecuada explicación de la existencia de una cadena de valor y en medio de ella, la participación de la empresa RECOPE en el nodo de importación y gestión de almacenamiento y venta al mayoreo de combustibles provoca para la dinámica de los precios y de la calidad del abastecimiento de combustibles en el país.

Ha sido una constante en Costa Rica, la presión internacional por la exploración y explotación de los recursos energéticos no renovables en el país, desde muy principios de su vida institucional. Queda claro en los antecedentes de desarrollo de la institucionalidad costarricense que la presencia multinacional de intereses en la exploración petrolera en sus inicios y de gas en momentos posteriores, ha sido una constante en la historia del desarrollo de la sociedad. Si bien, hemos tenido hasta el presente la suerte de que el país no encontró a su tiempo y por distintas razones, suficientes reservas de petróleo o gas que dieran origen a explotaciones petroleras comerciales aún existen intereses empresariales y muchos costarricenses que piensan que la solución del país es la exploración y explotación de petróleo y gas.

Costa Rica firmó su primer contrato petrolero en 1901. Luego de una serie de reclamos de varias compañías extranjeras se produce en el congreso de la república la Ley 5 del 26 de noviembre de 1913 que en esencia declara nacional las fuentes y depósitos de petróleo y cualesquiera otras sustancias hidro carburantes. Asimismo, después de varias comisiones del Congreso y de varios esfuerzos por readecuar la ley, el Congreso aprueba la Ley #33 del 7 de Julio de 1937 que establece los principios que hoy conforman lo existente en nuestra Constitución Política. Sobre este tema el artículo 121, inciso 14b, establece lo siguiente: “Los yacimientos de carbón, las fuentes y depósitos de petróleo y cualesquiera otras sustancias hidrocarbурadas, así como, los depósitos de minerales radioactivos existentes en el territorio nacional no podrán salir definitivamente del dominio del Estado”.

Con este marco Jurídico resulta importante valorar cuales han sido los procesos de exploración petrolera en Costa Rica, para efectos de lo anterior puede verse Astorga

(2012). La Refinadora Costarricense de Petróleo S. A. (RECOPE S. A.) es una empresa pública que, desde hace 57 años, sus operaciones se concentran en **la importación, y distribución a granel de los combustibles que demanda el país**. Entre sus productos de comercialización, están: el gas licuado de petróleo (LPG), las gasolinas regular y súper, el diésel, combustibles para aviones y barcos, asfalto y diferentes emulsiones asfálticas, entre otros.

En total, los 16 productos de RECOPE S. A. proveen alrededor del 70% de la energía que el país necesita. RECOPE S. A. ha construido y operado el Sistema Nacional de Combustibles (SNC). Este está conformado por **un muelle petrolero**, localizado en el Puerto de Moín, donde se reciben los embarques de crudo y productos terminados; una refinería, localizada junto al muelle petrolero, con capacidad instalada para procesar 25.000 bbl<sup>3</sup>/día de crudo liviano y 1.200 bbl/día de crudo pesado, que fue efectivamente cerrada en el año 2011 en el marco de las negociaciones por desarrollar una nueva Refinería. Además, el SNC cuenta, también, con **cuatro planteles de almacenamiento y de ventas**. Estos cuatro planteles están conectados a **un sistema de poliductos en el sentido Atlántico-Pacífico**, que conecta entre sí a los **planteles de Moín, El Alto, La Garita, Aeropuerto y Barranca** y tiene **dos subestaciones de bombeo, ubicadas en Siquirres y Turrialba**.

Tanto su ley constitutiva como los distintos mandatos de ley relacionados le han dado como tarea primordial dedicarse al sector de distribución mayorista y refinado de combustibles. Su actividad está regulada bajo la ley 6588 de 1981. En 1994 se aprueba por la Asamblea Legislativa la ley General de Hidrocarburos por lo que RECOPE suspende las actividades de exploración de Petróleo y se inicia con las concesiones de la actividad. Desde entonces, se ha planteado la necesidad de construir o remodelar la actual refinería, que ha quedado claramente obsoleta, tanto tecnológica como en términos del tamaño del consumo de derivados de petróleo en el país. Sin embargo, a pesar de los intentos de las últimas cuatro administraciones por establecer una nueva refinería, el proyecto ha quedado en el papel.

De igual forma, el país ha valorado la posibilidad de importar gas natural y de procesarlo para la industria de generación de electricidad y de transporte pesado, usándose en algunas calderas industriales también. Sin embargo, la caída en los precios del petróleo y la mejor oferta de energía renovable en el país en materia de generación de electricidad han hecho que este proyecto no se valore con mayor prioridad. Otras áreas como los biocombustibles o las investigaciones de RECOPE sobre plasma como fuentes alternativas para el futuro se encuentran en la agenda nacional, pero aún no existe un mandato legal claro al respecto. Lo que sí es claro es que el país tiene una demanda importante y creciente de combustibles fósiles refinados, con una serie de estándares y de condiciones que hacen cada vez más difícil

complacer las demandas de dichos clientes.

La **regulación de la empresa es esencialmente una formulación basada en costos**, donde la importación del crudo o de los derivados según sea el caso cuenta de forma sustantiva, la estructura de impuestos y finalmente los costos de RECOPE y de distribución al menudeo son adheridos a la tarifa. Si bien es cierto los márgenes de venta y de distribución son un poco altos respecto de los estándares internacionales, este no es el problema que explica la molestia ciudadana. La verdad es que los efectos de las crisis globales y sobre todo los **ciclos de precios altos de los combustibles motivan un malestar que se expresa a través de RECOPE, pero en realidad tiene su origen en la volatilidad de los precios internacionales y en la alta carga fiscal de los combustibles en el país.**

Las tarifas para distribución al menudeo tienen subsidios cruzados debido a la voluntad país de que los combustibles tengan el mismo precio en todo el país, lo que ha generado algunas fugas y algún comportamiento oportunista por los distribuidores de combustible. El otro tema importante es la calidad de estos, que con las reformas a la ley de ARESEP y los cambios recientes se ha mejorado el control de los distribuidores, tanto en metrología, como en acceso a la información pública.

El impuesto único a los combustibles tiene un destino diverso, generando una buena parte para lo que se conoce como el mantenimiento de caminos y carreteras y el componente ambiental, que, si bien es pequeño respecto al total, ha permitido generar una mayor conservación del bosque gracias a la ley que creo el pago por servicios ambientales. Sin embargo, los desafíos regulatorios y la necesidad de reconversión de los negocios de la empresa están en la agenda. Es claro que el negocio global de la energía está virando hacia las energías renovables y particularmente, con la presencia de baterías para almacenar electricidad y de mecanismos de transferencia entre el sector eléctrico y el de transporte, la convergencia de electricidad y transporte se verá beneficiada sin duda alguna.

Visto desde la perspectiva de los combustibles, si se continua con una regulación basada en empresa y en costo medio o tasa de retorno, **tendremos muy probablemente un aumento en los precios del combustible al quedarse con menos parte de la demanda futura, dada la estructura de costos fijos de hoy.** Somos conscientes de que la presencia de fases de la cadena con actores privados y regulados de la forma actual impone restricciones importantes a la hora de cambiar la regulación de la empresa, de tal manera que los cambios propuestos en los escenarios tendrían importantes efectos de disrupción en la composición de mercado y dominio, mismos que no son posible anticipar de forma previa.

### 3. RESULTADOS DE CADA UNO DE LOS ESCENARIOS

Para comprender el desarrollo de los escenarios y los resultados presentados, es necesario partir de la estructura, nivel y comportamiento regulatorio de finales del 2019. Esto debido a que es el mejor momento para evitar los efectos de corto plazo que ha tenido la pandemia del COVID-19. Así las cosas, los resultados que se presentan a continuación corresponden a las estimaciones efectuadas con base el expediente ET-024-2019 y la resolución RE-0048-IE-2019 publicada el 07 de agosto del 2019 por ARESEP.

Como se mencionó en la sección metodológica de este informe, todos los análisis toman como base y punto de comparación la estructura de precios vigente en el 2019, la cual según este expediente se presenta en el siguiente cuadro.

#### Cuadro 3

Estructura de referencia para la construcción de los escenarios de los precios finales de venta para los combustibles gasolina plus 91, gasolina súper, diésel y LPG. 2019

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorratedos	- 0,0	- 0,0	- 0,0	- 0,0
<b>K</b>	<b>36,4</b>	<b>35,9</b>	<b>36,1</b>	<b>51,0</b>
DI	10,0	10,4	- 10,0	- 7,7
Canon	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio Pescadores				
Asignación Subsidio Pescadores	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio MINAE				- 42,7
Asignación Subsidio MINAE	8,6	8,6	8,6	
Rendimiento	11,0	11,2	11,6	10,6
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>342,6</b>	<b>332,7</b>	<b>324,2</b>	<b>83,1</b>
Impuesto Único Ley 9840	257,8	246,3	145,5	50,0
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>133,1</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	
Margen Estaciones Terrestres	48,3	48,3	48,3	48,3
Margen Estaciones Aéreas				
Flete Estaciones MgT	9,6	9,6	9,6	
Margen Envasador				53,0

Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>658,3</b>	<b>636,9</b>	<b>527,7</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>303,3</b>

a/ El tipo de cambio vigente para la fórmula de precios ascendió a 590,15 colones por dólar estadounidense.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

Del presente resultado podemos identificar que del valor agregado de la industria RECOPE tiene solamente una incidencia real en cerca de un 10 por ciento para gasolinas, un 9 por ciento para diésel y menos de un 4 por ciento para el gas LPG. Es dentro de esos márgenes que podemos contar con alguna mejora en la eficiencia o en el manejo de la empresa, el resto dependerá de las políticas públicas, los impuestos y el diseño de la industria en términos regulatorios.

### 3.1. Escenario 1: Continúa el monopolio de los derivados del petróleo en manos del Estado y administrado por RECOPE, con reestructuración de la empresa para lograr eficiencias.

Este escenario considera que la industria energética de hidrocarburos en Costa Rica continúa operando de la misma forma en la que funciona en la actualidad. Es decir, se tiene un servicio público regulado. Por tanto, para realizar las estimaciones respectivas fue necesario comprender a profundidad la estructura y fórmula de cálculo a través de la cual la autoridad reguladora fija los precios de los productos de análisis, su estructura y composición se mostraron con mayor detalle en el cuadro 3.

Con esta información se estimó en primer lugar el impacto que la reestructuración de la empresa produciría en el precio final de venta. Luego, los resultados se toman como referencia para analizar la evolución de los precios considerando el cumplimiento de las metas de descarbonización ya mencionadas.

#### Impacto de la mejora en la eficiencia de la empresa sobre el precio final de venta

Como se mostró en la sección metodológica, se considera como supuesto fundamental que debido a la reestructuración de la empresa se logra concretar una reducción de los costos de trasiego almacenamiento y distribución y de las gerencias de apoyo en un 5%. Para cuantificar el efecto de esta reducción en la estructura de precios anterior se altera el componente K de la ecuación (2), que representa el margen de operación de Recope por litro de combustible, específicamente en los componentes anteriormente mencionados. El resultado de la variación en cada uno de ellos se presenta en el siguiente cuadro.

#### Cuadro 4

Rubros del margen de operación de Recope por litro de combustible, con y sin ajuste de una reducción del 5% en los costos por la reestructuración efectuada en la empresa, en componentes seleccionados. 2019

Combustible	Sin ajuste		Con reducción del 5%	
	Costos de trasiego, almacenamiento y distribución	Gerencias de apoyo	Costos de trasiego, almacenamiento y distribución	Gerencias de apoyo
Gasolina plus 91	9,16	10,08	8,70	9,58
Gasolina plus 95	9,28	10,08	8,82	9,58
Diesel	9,38	10,08	8,91	9,58
LPG <sup>a/</sup>	5,12	10,08	4,86	9,58

a/ Se toma como referencia las estimaciones del LPG rico en propano

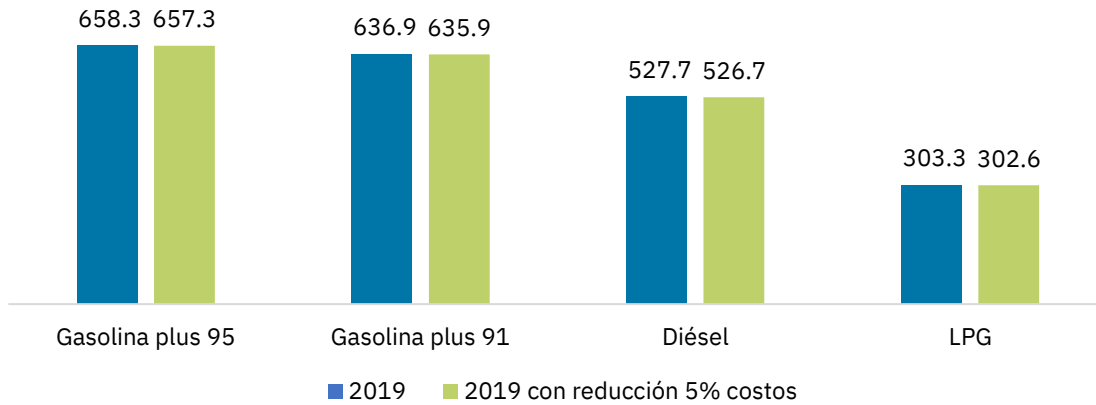
Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

Con esta información fue posible cuantificar el impacto de la mejora en la eficiencia de la empresa sobre el precio final de venta. La reducción anterior conllevaría a un descenso de los precios finales de venta que ronda entre el -0,13% y el -0,1%. Como se muestra en el siguiente gráfico, el precio final de venta para la gasolina plus 91 pasaría de 658 colones a 657,3 colones por litro, la gasolina plus 91 pasaría de 637 a 635,9 colones, el diésel de 528 a 526,7 colones y finalmente el LPG pasaría de 303,3 a 302,6. El detalle de la descomposición de la fórmula empleada puede ser consultada en el anexo 1 de este informe.



## Gráfico 6

Precios de venta al consumidor final según el escenario de mejora en la eficiencia.  
2019 (en colones por litro)



Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

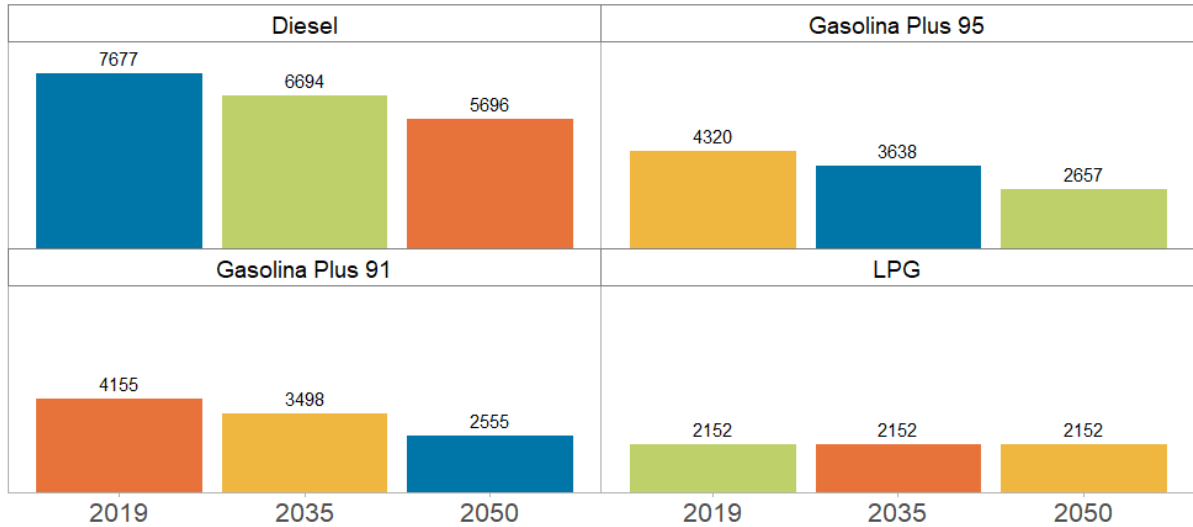
Si bien la reducción de los precios no sufrió un impacto tan significativo con esta medida, es de destacar que es una de las prácticas que documenta la literatura como un principio fundamental para aumentar la calidad de la empresa a través de la mejora y eficiencia de sus procesos y optimizando el uso de los recursos de los que se dispone (Guiliany et.al,2019)

### Impacto de la mejora en la eficiencia de la empresa y el cumplimiento de las metas de descarbonización sobre el precio final de venta

En este escenario se considera que debido a la reestructuración de la empresa se logra concretar una reducción de los costos de trasiego almacenamiento y distribución y de las gerencias de apoyo en un 5%. Además, producto del cumplimiento de las metas y supuestos indicados en los cuadros 1 y 2 se contrae la demanda de gasolina y de diésel en aproximadamente 12,8% y 15,8% de manera respectiva para el 2035 y en 39,8% y 37% de manera respectiva, para el 2050. Los resultados se muestran en el gráfico 7.

## Gráfico 7

Demanda nacional de hidrocarburos/ según la meta de descarbonización, por tipo de combustible. (en miles de barriles)



a/ Las metas de descarbonización no involucran de manera explícita al LPG por lo que asume que mantiene la magnitud reportada en el periodo de referencia (2019).

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

Para cuantificar el efecto de ambos factores (el criterio de eficiencia de la empresa y el cumplimiento de las metas de descarbonización al 2035 y 2050) sobre los precios finales de venta al consumidor, se tomó como base la estructura de precios especificada en el cuadro 3 y la metodología de estimación vigente por la autoridad reguladora establecidas en las ecuaciones 1 y 2 de este documento. Para ello se afectaron los rubros que consideran las ventas de cada uno de los combustibles de análisis para la estimación de cada factor (los cuales pueden ser consultados con mayor detalle en ARESEP, 2015). Específicamente estos rubros fueron los siguientes:

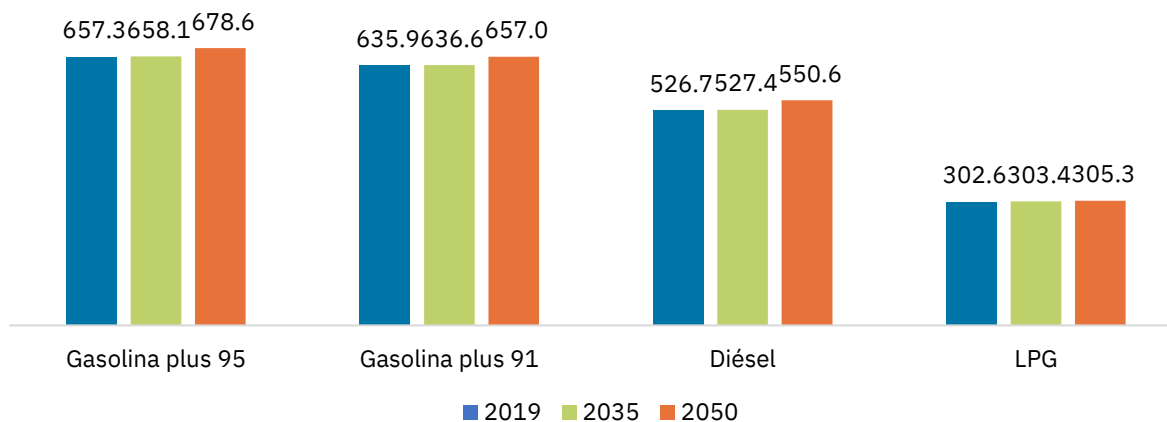
- Margen de operación por litro de combustible (K)
- Otros Ingresos prorrateados (OIP)
- Ajuste en el precio de venta causado por el diferencial de precio del combustible
- Cánón de regulación de la actividad del suministro del combustible
- Subsidio pescadores y subsidio MINAE
- Rendimiento sobre la base tarifaria para cada combustible (RSBT)
- Margen estaciones terrestres (MgT)
- Flete de estaciones de servicio

La respectiva desagregación de los rubros y la estimación de los precios finales de venta se muestran con mayor detalle en los anexos 2 y 3 de este documento.

Los resultados obtenidos se observan en el siguiente gráfico. Según se observa, **el descenso que experimentaría el consumo de los hidrocarburos principalmente en el largo plazo o en el 2050, si llevara a un incremento más significativo de los precios finales de venta que rondaría entre el 0,9% (para el LPG) y el 4,5% para el diésel, aun considerando el criterio de eficiencia de la empresa en el que se reducen sus costos un 5%, como fue mencionado.**

### Gráfico 8

Precios finales de venta esperados según los supuestos y metas propuestas en el Plan Nacional de descarbonización 2018-2022.



a/ Las metas de descarbonización no involucran de manera explícita al LPG por lo que asume que mantiene la magnitud reportada en el periodo de referencia (2019).

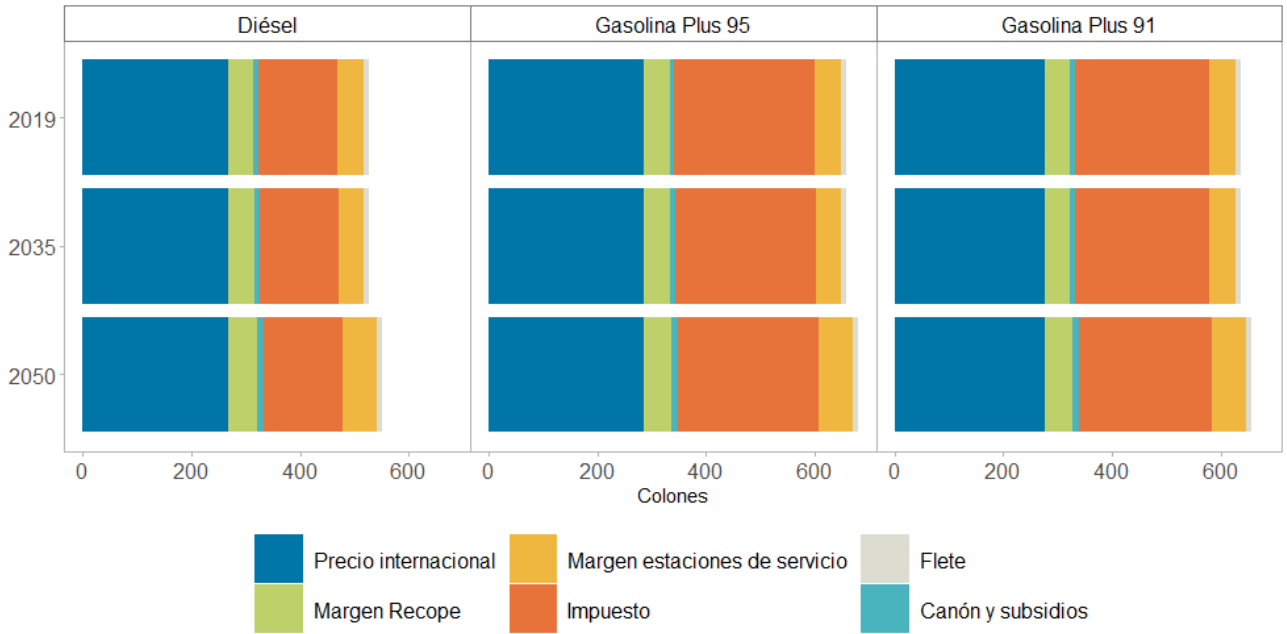
Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

La estructura de los precios se presenta en los siguientes gráficos. Las mayores variaciones se dan el valor del margen de la empresa (que incluye los costos y el RSBT). El precio del LPG por su parte no sufre un cambio importante (ver anexo 2 y 3) debido a que no está afectado por las metas de descarbonización, no obstante, fundamentalmente la variación de la demanda incrementa el monto de algunos de los componentes de K que se estiman en función de las ventas (seguro, flete, entre otros). Esto produce que se pase de un precio de 303 colones en 2019 a 305 colones en 2050, sin embargo, estos horizontes más de largo plazo se muestran para exhibir el impacto que ocasionaría sobre la demanda de combustibles los cambios en la estructura de consumo hacia otras energías alternativas, hecho que no se refleja en el LPG por no

estar asociado estrictamente a las medidas de descarbonización, como se ha venido mencionando.

### Gráfico 9

Estructura de los precios finales de venta esperados para las gasolinas y el diésel según los supuestos y metas propuestas en el Plan Nacional de descarbonización 2018-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

### 3.2. Escenario 2: Se transforma RECOPE en una empresa de capital mixto, siempre en monopolio.

En este escenario se asume que RECOPE sigue estando regulado y que el mercado mantiene el monopolio del almacenamiento y distribución de hidrocarburos. Dada la condición de capital mixto, se supone que ingresa un aliado con condiciones regulatorias muy similares a las que RECOPE tiene en 2019, periodo base del estudio. Esta condición lo que produce son efectos en la diversificación de negocios de la empresa (por ejemplo, la oportunidad de participar en la búsqueda y distribución de biocombustibles, hidrógeno, entre otros).

No obstante, se mantiene la política de un solo precio y no se afecta la estructura regulatoria actual. Esto quiere decir que tendría la oportunidad de invertir como empresa en energías alternativas, pero no altera la regulación de la industria. Es por

esto por lo que, en este caso, el gráfico de valor agregado seguiría la misma estructura que el exhibido en el gráfico 9.

Es importante indicar que este modelo de negocio opera en algunos países de la región como por ejemplo Brasil y Colombia. En Brasil la empresa petrolera: El Petróleo Brasileiro S.A. (o Petrobras) es de naturaleza semipública, cuya propiedad es mayoritariamente estatal y con participación extranjera privada. En Colombia opera la compañía Ecopetrol. S.A. vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que también es una sociedad de economía mixta y participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos: exploración, producción, transporte, refinación y comercialización.

Esta estructura operativa podría ayudar a acelerar el pulso para la adopción e inversión de energías alternativas principalmente en países emergentes. Como lo señala (IEA, 2021), en estas economías la inversión energética está financiada fundamentalmente con fondos públicos, no obstante, en los escenarios más consistentes con las metas relacionadas con el compromiso climático más del 70% de la inversión en energías limpias es financiada con capital privado. Asimismo, se señala que *“la aportación de capital mixto por parte de instituciones financieras de desarrollo es fundamental para atraer inversión privada a los mercados y sectores en sus fases iniciales de implantación o en situaciones en las que los riesgos son difíciles de mitigar, como proyectos de acceso a la energía para comunidades vulnerables o en zonas remotas”*.

Aunque parece extraño, todo negocio de RECOPE adicional al relacionado con hidrocarburos será considerado un negocio aparte para efectos del cálculo tarifario, por lo que, si bien RECOPE puede tener éxito en otros ámbitos, la ventaja o desventaja de dichas alianzas no necesariamente se trasladarán a la fórmula de precio, acorde con la actual regulación de costos existente.

El tema esencial de este escenario es que no se modificaría ninguna de las actuales condiciones de regulación de la industria, ni impuestos, ni políticas públicas y tampoco la estructura regulatoria. De hecho, al ingresar aliados a la empresa, los negocios que se refieran al componente de hidrocarburos seguirían regulados al amparo de la normativa que regula a RECOPE en el 2019, por lo que no tendríamos mayores efectos en los precios.

Hemos de entender que la propuesta de RECOPE en alianza con terceros generaría una ampliación horizontal del valor agregado de la empresa y una diversificación de los negocios de esta. Empero, si bien lo anterior generaría mayor valor agregado energético para el país y como tal, una disminución de la dependencia de hidrocarburos, visto desde la perspectiva del consumidor y de los precios de los derivados del petróleo, no tendríamos un impacto directo. Podrían eso sí, verse afectados los coeficientes de sustitución de combustibles limpios, lo que afectaría en

positivo la trayectoria ambiental del país, algo que no es objeto de análisis del presente informe.

### 3.3. Escenario 3: Se abre el monopolio y se instala un régimen de competencia con la participación de RECOPE como empresa pública.

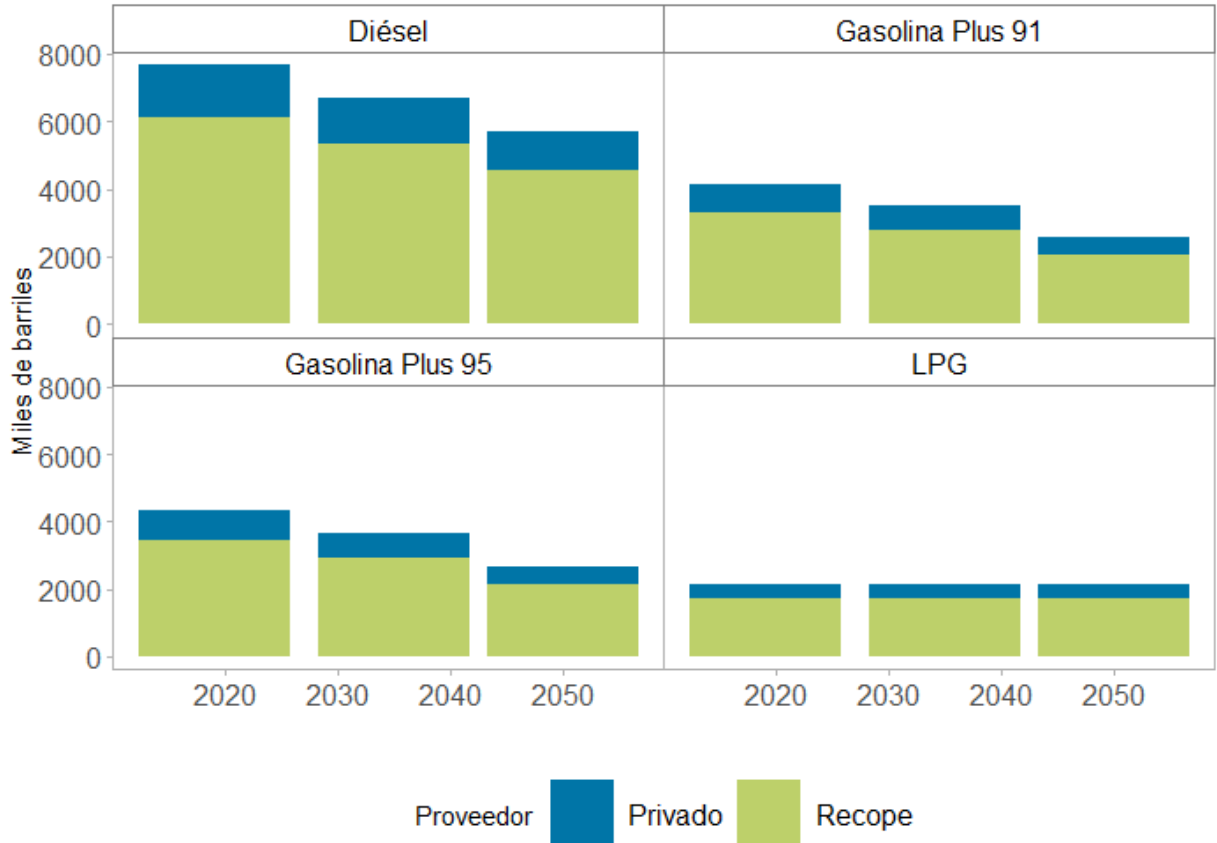
En este escenario las condiciones cambian de manera significativa con respecto a lo mostrado en el escenario 2 y 3. Como lo muestra su descripción, en este Recope sigue siendo un servicio público regulado manteniendo metodología de fijación de precios actualmente vigente. Sin embargo, se instaure un régimen de competencia con posibles entrantes al mercado. Para ejemplificar su impacto se asume lo siguiente:

- Ingresará un participante más al mercado.
- La empresa entrante captura el 20% del mercado, proporción similar a la experimentada en el mercado de telecomunicaciones costarricense.
- RECOPE sigue regulado pero la empresa entrante no ingresa con esta estructura regulatoria, es decir se elimina la condición de precio único.
- Se supone que la entrada del competidor se daría en el 2025.

De acuerdo con las estimaciones de demanda de combustibles de las que parte este análisis, utilizando como base el consumo del 2019 y el cumplimiento de las metas de descarbonización, la proporción de mercado que estaría asumiendo cada proveedor se presenta en el gráfico 10. En ambos casos se mantiene la política de descarbonización y, por tanto, la empresa adicional ingresa con un mercado que conforme pasa el tiempo va en constante descenso, tal y como se muestra a continuación.

**Gráfico 10**

Participación de mercado en la distribución y generación de hidrocarburos según tipo de proveedor



Fuente: Elaboración propia con datos de Aresep, 2019a.

Si tenemos este caso, similar a lo ocurrido con la reforma en telecomunicaciones en el país, RECOPE sería la empresa dominante con costos hundidos muy favorables dado que cuenta con la infraestructura para abastecer el mercado. Se podrían dar dos situaciones al respecto, una de no colaborar con el entrante y no alquilar la infraestructura y la otra de si hacerlo. En el primer caso, **los proveedores no podrían ingresar a competir por precios debido a la existencia de barreras de entrada, el proveedor asumiría solamente el 20% de la demanda y no justificaría su ingreso o reproducir la estructura actual.**

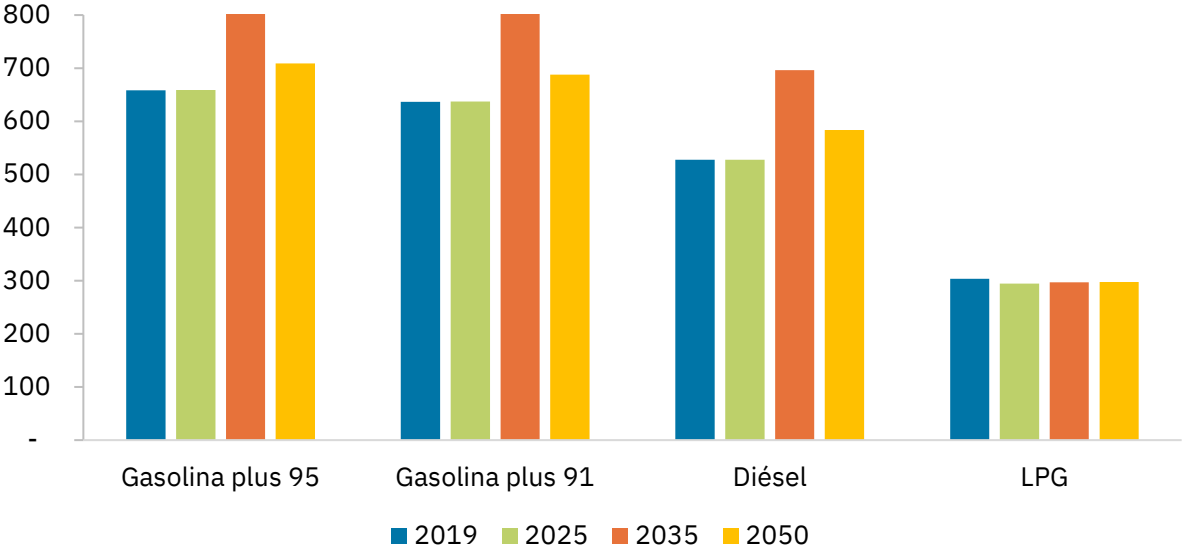
Nuestra conclusión en caso de no colaborar es que tenemos una barrera técnica de entrada tan alta al sistema de mercado por el efecto de distribución y su infraestructura que no tendría ningún incentivo los entrantes a competir en el mercado más allá de las

regiones donde se podría descargar directamente del barco. Siempre y cuando se garantice al menos que RECOPE alquila a un tercero el Puerto petrolero de Moín.

En la segunda condición se debe prestar atención a dos aspectos importantes. El primero es lo que sucedería con el precio al consumidor final que ofrecería RECOPE bajo estas condiciones (con competencia, con el cumplimiento de la política de descarbonización y solo con el 80% de la participación del mercado). Según se muestra en el gráfico 11, estas condiciones llevarían a la empresa a ofrecer un precio superior al establecido en el escenario base (2019) que supone el funcionamiento de la industria tal cual opera en la actualidad. **Los precios para las gasolinas y el diésel se incrementarían entre 17% y 21% en promedio con respecto a 2019.**

**Gráfico 11**

Precios finales de venta esperados para RECOPE con el 80% del segmento de mercado, el cumplimiento de la política de descarbonización y con la entrada de un competidor.



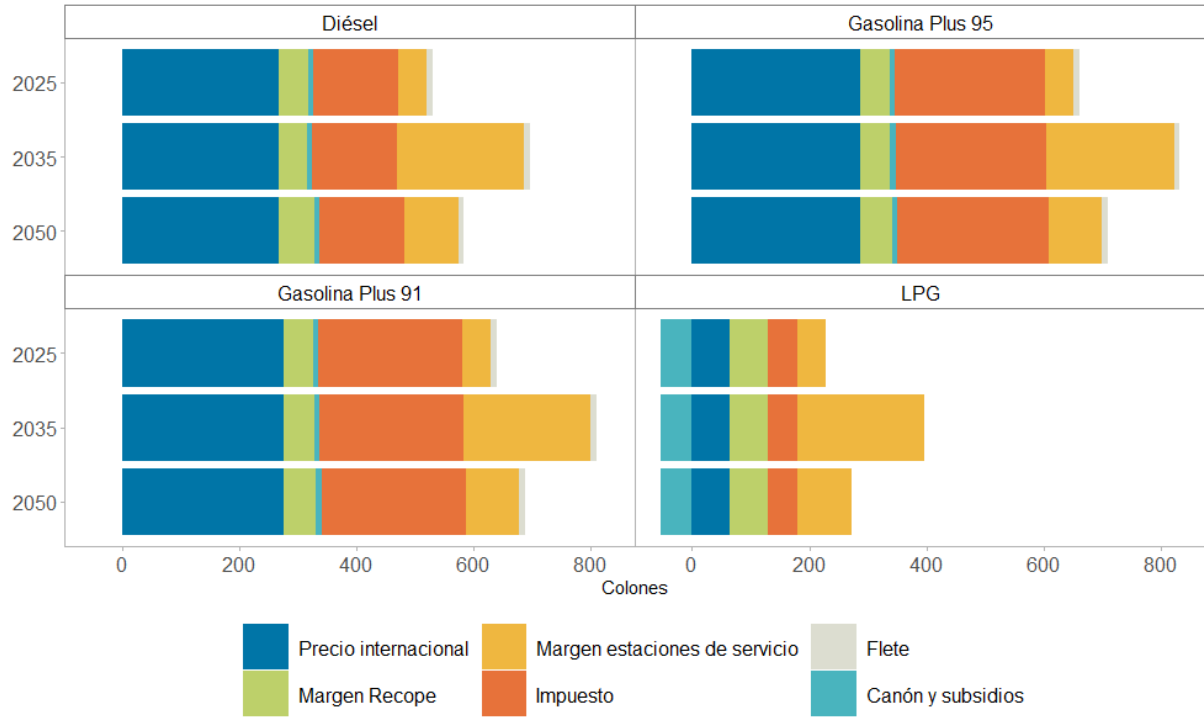
Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

El siguiente gráfico exhibe la estructura de los precios y sus cambios en los respectivos periodos de análisis. El detalle de la estructura de estos precios se exhibe en los anexos 4, 5 y 6 de este informe.



## Gráfico 12

Estructura de los precios finales de venta esperados para las gasolinas y el diésel según los supuestos del escenario 3 y las metas propuestas en el Plan Nacional de descarbonización 2018-2022.



a/El margen de estaciones de servicios para el LPG corresponde a envasadoras, distribuidor y comercializador. Además. Los subsidios toman montos negativos propio de su fórmula de estimación.

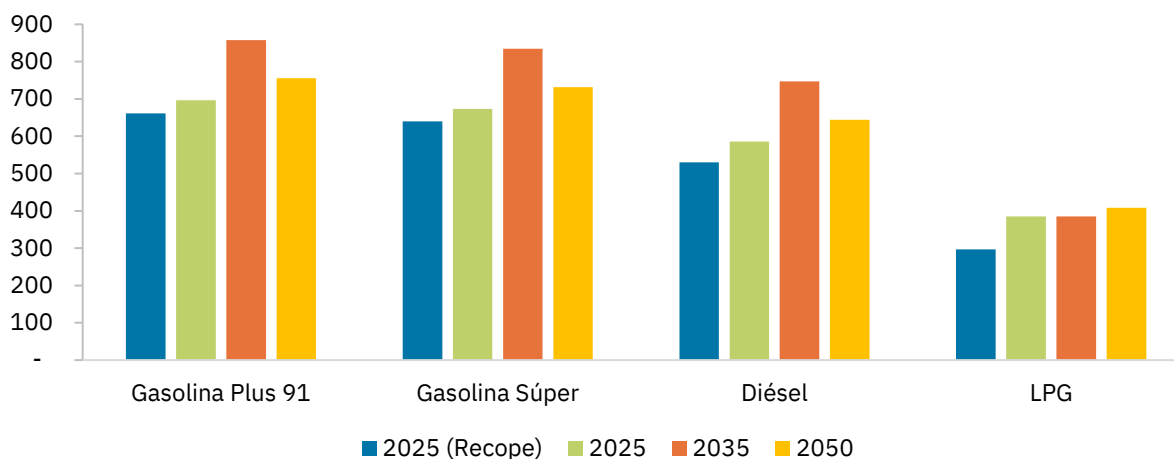
Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

Por otra parte, como se indicó, el precio del proveedor privado no estaría regulado. Por lo que **el precio único, así como los subsidios y canon de regulación no forman parte de la composición de precios ni el margen actual (12%) que se tiene para estaciones de servicio, según la política regulatoria vigente.** No obstante, para ejemplificar la variación del precio se supone que el costo de operacionalización, capturado por  $k$  en la ecuación 2, se estima de la misma forma que la empresa regulada, excluyendo los componentes propios de la regulación que ya fueron mencionados. Se considera como margen de ganancia sobre el precio plantel un 15% y además un 15% para las estaciones de servicio (según Olalde, 2020 es común que se encuentre entre 10% y 20%, por lo que para este caso se asume el punto medio del intervalo).

En las circunstancias de análisis, **se produce un incremento de los precios a menudo que avanza el periodo en cuestión (conforme se pierde monto de ventas) producto del cumplimiento de las medidas de descarbonización.** Estos precios son superiores incluso a los estimados para RECOPE con la contracción de la demanda del 20% (gráfico 11). La estructura de precios utilizada puede ser consultada con mayor detalle en el anexo 7, 8 y 9 de este Informe.

**Gráfico 13**

Precios finales de venta esperados para el proveedor privado con el 20% del segmento de mercado, el cumplimiento de la política de descarbonización y sin regulación.



a/Precios incluyen mejora en la eficiencia de la empresa con reducción del 5% de los costos. No se muestra el flete que toma un valor variable dada la eliminación de la política de precio único.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

### 3.4. Escenario 4: Se cierra RECOPE y se elimina el monopolio, el país establece un régimen de competencia.

En este escenario se establece un régimen de competencia y se mantiene un servicio público desregulado. Esta situación implicaría que ante la presencia de un comprador la empresa pasaría a funcionar de monopolio público a monopolio privado. Al igual que en el caso anterior, se supone que este proceso se concretaría en el 2025.

Dado este contexto, para cuantificar el impacto de esta medida en la estimación del precio final de venta, la formulación de este escenario considera dos condiciones posibles: en la primera ingresa un comprador, el precio se liberaliza y funcionaría bajo

la metodología de precios tope (con base en 2019), similar a lo sucedido con el mercado de telecomunicaciones en Costa Rica.

En este proceso se supone, **al igual que el escenario 3, que la empresa entrante busca un margen de ganancia sobre el precio plantel del 15% y un 15% de margen hacia las estaciones de servicio.** Es decir, la composición del precio final de venta vendría dada por:

$$PF_i = Costo Recope_i + Mg PC_i + MG_i + Flete$$

(1)

En donde:

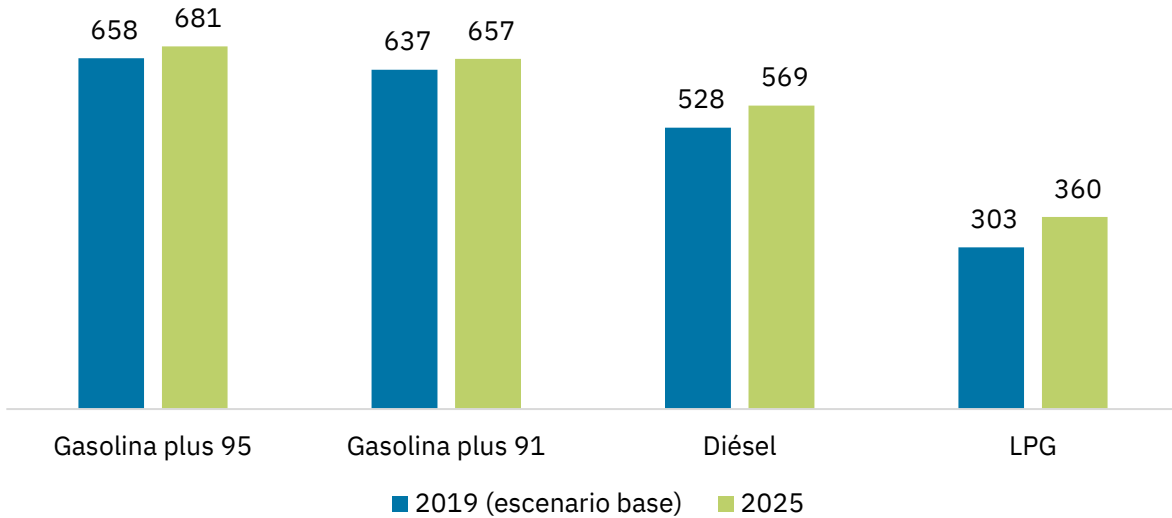
- $PF_i$  = Precio final de venta para el combustible i
- $Costo Recope_i$  = Costo de operación real de Recope
- $Mg PC_i$  = Margen precio de costo para el combustible i
- $Mg G_i$  = Margen gasolineras para el combustible i
- Flete= Costo flete limpio

Para la estimación del flete se utiliza la fórmula del flete limpio propuesta pro ARESEP, la cual recoge los costos totales de la operación de un transportista. A diferencia del precio regulado, en este caso se elimina el cálculo del flete promedio que pondera el costo del flete por igual entre las estaciones de servicio y se pondera entre todas las estaciones de servicio. En este caso, la fórmula es variable y por tanto recoge un precio diferenciado según cada estación de servicio y su distancia con respecto a los planteles de producción.

De esta forma, la estructura de precios utilizada donde se aplica la ecuación (2) se muestra de forma desagregada en el anexo 10. Los precios resultantes se muestran en el siguiente gráfico. **Si se comparan los precios bajo el modelo de negocio actual con el de la completa liberalización se obtiene un incremento promedio del 8%, siendo mayor para el diésel (8%) y el LPG (19%).**

**Gráfico 14**

Comparación entre los precios bajo el modelo de negocio actual vs la venta de Recope. 2019 y 2025.



a/Precios incluyen mejora en la eficiencia de la empresa con reducción del 5% de los costos.

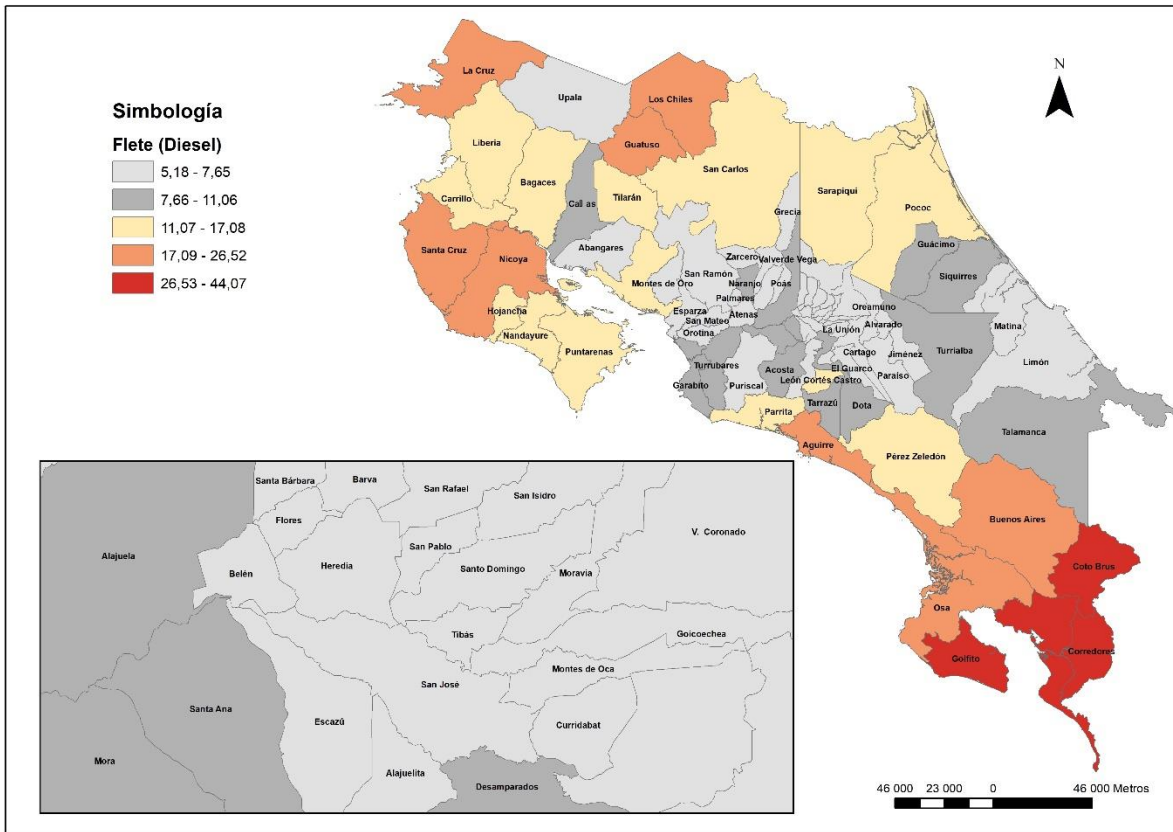
b/ Los datos del 2025 para el proveedor privado y con el mercado completamente liberalizado se calculan con el valor del flete promedio que se muestra en el anexo.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

Los resultados anteriores sin embargo muestran los precios suponiendo que el flete promedio afecta a todas las regiones del país. No obstante, a consecuencia de la desregularización del precio esto no sucede así. Las siguientes muestran como el costo del flete varía entre los cantones del país, **siendo más costoso para las zonas más alejadas, sobre todo para las Zona de Norte, Santa Cruz, Nicoya, Coto Brus, Corredores y Golfito.**

**Figura 1**

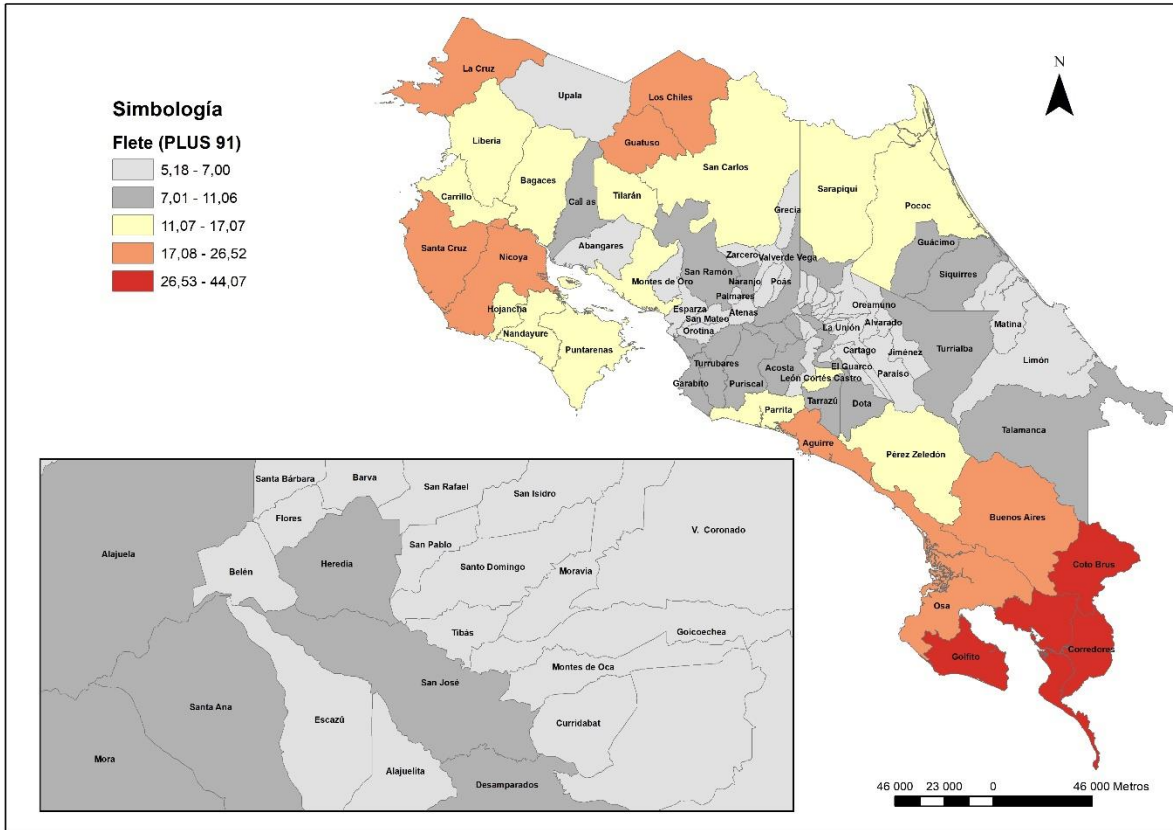
Estimación del monto del flete total para el cálculo del precio final de venta del diésel eliminando la condición de precio único de los combustibles, según cantones de Costa Rica. 2025



Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP.

**Figura 2**

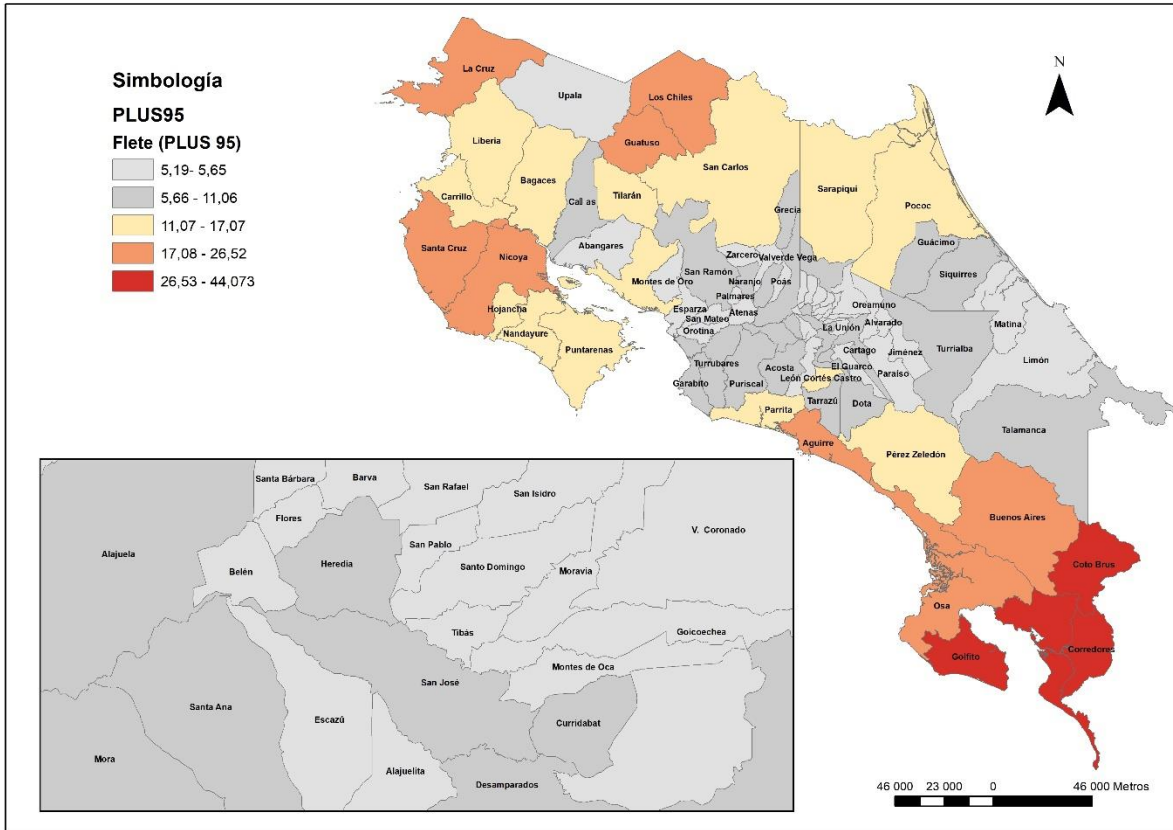
Estimación del monto del flete total para el cálculo del precio final de venta de la gasolina plus 91 eliminando la condición de precio único de los combustibles, según cantones de Costa Rica. 2025



Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP.

**Figura 3**

Estimación del monto del flete total para el cálculo del precio final de venta de la gasolina plus 95 eliminando la condición de precio único de los combustibles, según cantones de Costa Rica. 2025



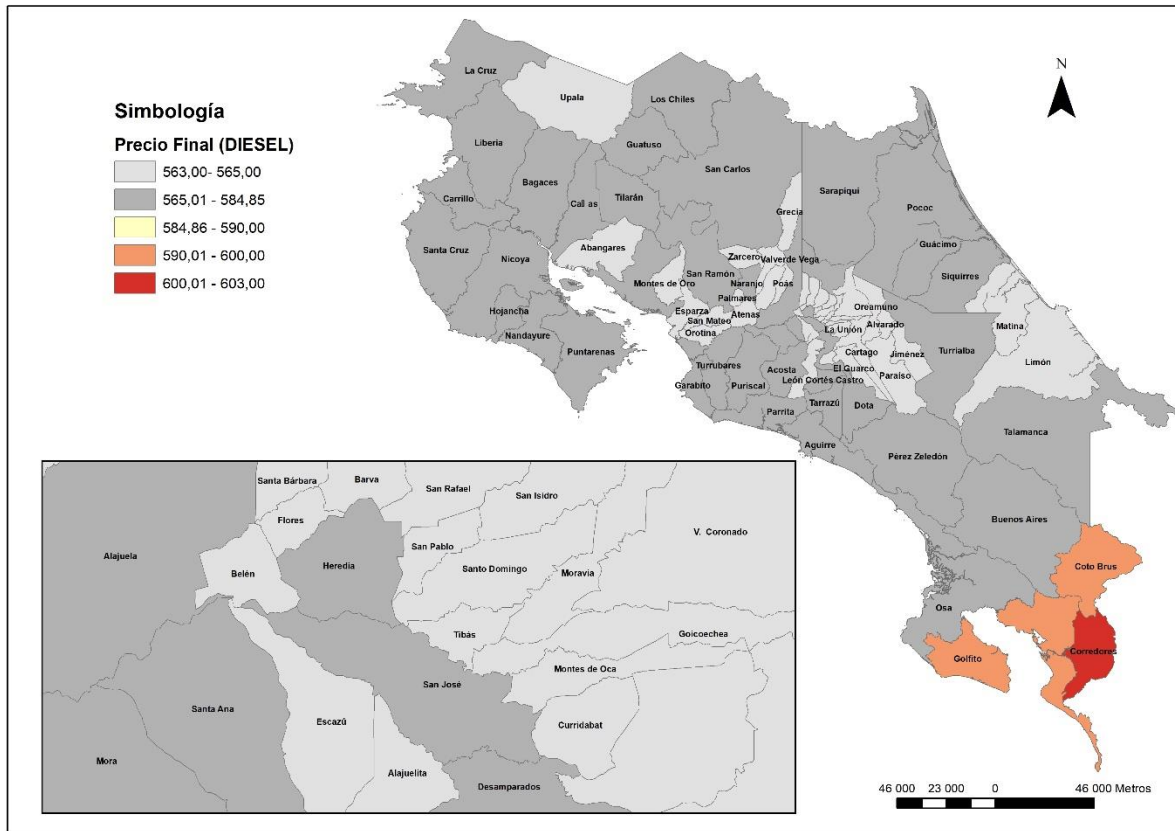
Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP.

Lo anterior trae consigo a su vez precios diferenciados, siendo más costosos para los consumidores que residen en zonas más alejadas y en las cuales el costo del flete es mayor. **Las estimaciones de los precios entre estaciones de servicio bajo esta metodología resultaron entre un 3% y 11% más costoso con respecto a los precios del escenario base (modelo de funcionamiento actual).**

La diferenciación de precios que regiría en el mercado nacional de distribución de hidrocarburos bajo esta metodología se presenta en los siguientes mapas. Como se muestra, la mayor variabilidad se experimentaría para las gasolinas.

**Figura 4**

Precios finales de venta del diésel eliminando la condición de precio único de los combustibles, según cantones de Costa Rica. 2025

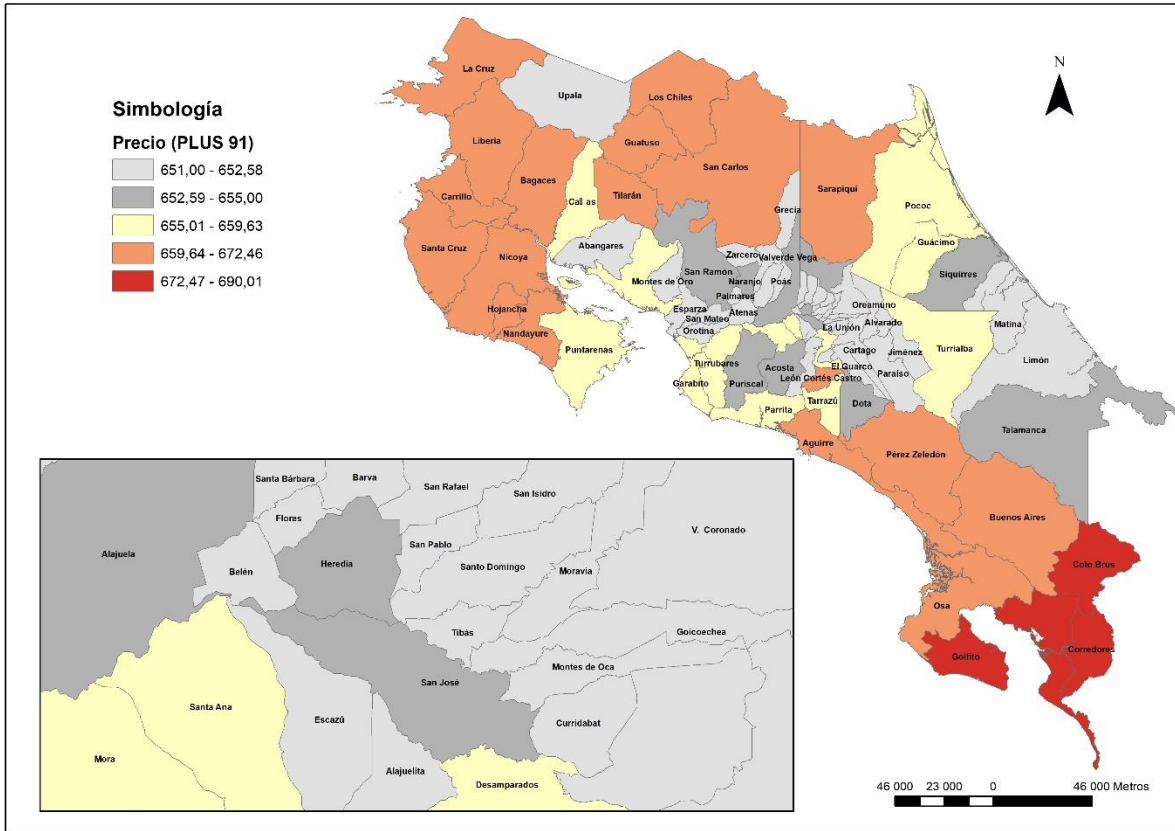


Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP.



**Figura 5**

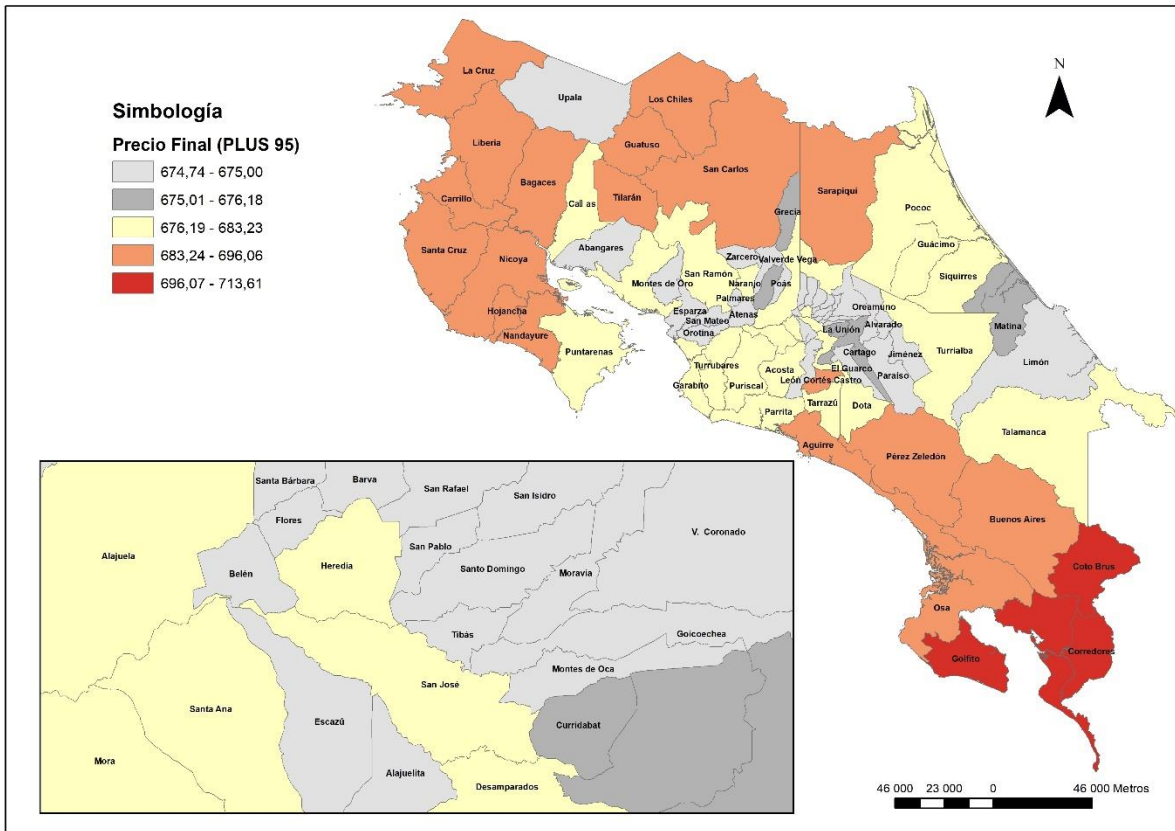
Precios finales de venta de la gasolina plus 91 eliminando la condición de precio único de los combustibles, según cantones de Costa Rica. 2025



Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP.

**Figura 6**

Precios finales de venta de la gasolina plus 95 eliminando la condición de precio único de los combustibles, según cantones de Costa Rica. 2025



Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP.

Otro posible escenario es que no ingrese un comprador y MINAE rente la infraestructura al costo. Por tanto, en este caso los precios se mantendrían iguales a los que se presentan en el anexo 10 pues aquí se asume que la empresa entrante mantendría la misma estructura de costos o al menos una muy similar a la que actualmente posee RECOPE. Esta circunstancia lo que podría ocasionar es que las empresas quieran integrarse al negocio de las gasolineras y las más poderosas asumirían en este caso la distribución mayorista.

Si bien no podemos anticipar las estrategias competitivas de las cadenas privadas hoy presentes en el país, es claro que para los grandes grupos empresariales con presencia en la región centroamericana existiría un fuerte incentivo a integrarse verticalmente, algo similar a los existente en varios de los países de la región centroamericana. Esto nos lleva a pensar que, de suceder dicho escenario, muy probablemente

consolidaríamos un oligopolio fuerte con dos o tres grandes actores que concentraría por economías de escala las principales áreas del mercado relevante.

## **4. CONCLUSIONES**

Hemos presentado en este trabajo 4 escenarios del comportamiento de corto, mediano y largo plazo de los precios en la industria de hidrocarburos costarricense, siguiendo las distintas modalidades propuestas en la reforma del sector. De lo anterior hemos de concluir lo siguiente:

No llevan razón quienes han propuesto de manera simplista la desregulación y/o liberalización de la industria como forma para reducir los precios finales al consumidor de combustibles. La estructura y arquitectura del mercado costarricense no da muchos márgenes para atender dicha reducción sin afectar profundamente la política pública asociada con subsidios, precio único de los combustibles en el país y/o impuestos a los combustibles.

La redefinición del sector de hidrocarburos asociada con la política y compromiso país de descarbonización nos lleva a una reducción sustantiva a mediano plazo de la flotilla de vehículos a gasolina y de un ajuste importante de los vehículos a diésel por lo que la demanda de dichos hidrocarburos tendería a caer, generando bajo las actuales circunstancias efectos importantes en las fórmulas de precio de los combustibles. Dichos cambios nos reflejan una tendencia creciente de ellos precios, a pesar de que dejáramos los precios internacionales en los niveles del 2019.

Los costos más significativos de la industria local en su valor agregado se asocian con la existencia de una política pública de precio único que obliga a una compensación de costos a quienes distribuyen lejos de las estaciones de carga de RECOPE. A mayor distancia del plantel mayores serían los efectos que tendría la liberalización de la industria local de combustibles, dado que los precios reflejarían los costos reales de distribución en cada punto del territorio nacional. Los impactos del precio diferencial podrían ser muy significativos si consideramos que se afectaría en cerca de un 8 por ciento en el precio a los consumidores, empresas y familias, que se encuentran en las zonas más lejanas y rurales del país.

La actual reforma o reorganización interna de la empresa tiene un efecto importante en la eficiencia y ha provocado un cambio relevante en los costos, nuestra estimación de 5 por ciento es una primera aproximación, aunque podría ampliarse dichos cambios hasta un 8 o 9 por ciento de la actual estructura de costos. Esto son consideraciones de lo ocurrido en 2020 y 2021, que no necesariamente se reflejan al partir el escenario del 2019. Si bien, dada la relativa poca importancia del valor de RECOPE en el total del valor de precios de la cadena de los distintos combustibles, se podría considerar que los

impactos son de menor importancia. No obstante, consideramos que el esfuerzo de mejorar la eficiencia ha sido significativo y es importante para aminorar los posibles argumentos de cambios de los grupos que enfrentan a RECOPE como empresa pública.

Los escenarios de apertura de la industria no tienen impactos significativos en los precios dado que se presentan importantes costos de infraestructura específica y no existiría un incentivo real a bajar de precios de ningún entrante. Por el contrario, nuestro análisis de costos refleja un ajuste importante en la propiedad y en la dinámica de mercado, volviéndose más caro la distribución en puntos de menor demanda. Se verían eso si afectados los objetivos de política pública de precio único, de subsidios cruzados y, sobre todo, lo relacionado a la actual estructura de precios del gas LPG.

Por la forma en como se ha venido configurando los escenarios de ajuste motivados en el cambio climático y la descarbonización, pareciera que los escenarios 1 y 2 son los de mayor impacto social en beneficio del país, es decir, escenarios que podrían favorecer la implementación de las reformas en la empresa y en un grado razonable, las alianzas estratégicas para asegurar que RECOPE podrá continuar con negocios rentables una vez se desplace la demanda a otros bienes o tipos de combustible no fósil, tales como la energía solar o la producción de hidrógeno. En todo caso, los efectos de una negociación de RECOPE con terceros no necesariamente cambiarían las fórmulas de precios a lo interno, lo que favorecería es una menor dependencia internacional de combustibles y claramente, un mayor valor agregado para el país en dichas industrias.

La propuesta del escenario 2 de desarrollar alianzas estratégicas y contar con una diversificación de la estructura de capital de la empresa para enfrentar la diversificación hacia combustibles limpios tales como biocombustibles o hidrógeno, si bien no necesariamente afectaría en forma directa los precios internos de los hidrocarburos, que seguirían regulados en la forma actual, favorecería una ampliación horizontal del valor agregado de la empresa y del país, diversificaría las fuentes de energía y crearía una menor dependencia de la importación de hidrocarburos. Todo lo anterior, consideramos crearía importantes beneficios para el país en su estrategia de descarbonización y su diversificación energética.

Los factores que podrían incidir en una rebaja sustantiva de los precios son en concreto, los impuestos directos existentes, la eliminación de los subsidios cruzados entre combustibles líquidos y gas LPG. Empero, dichos cambios son de política pública y no están en manos de RECOPE ni de futuros competidores entrantes, por lo que nosotros concluimos que las afirmaciones de reformas sin considerar dicho factor no podrían lograr cambios significativos que favorezcan al consumidor final. Si bien en la liberalización total de la industria y venta de RECOPE se lograría esencialmente una redefinición interna de costos, volviéndose más caro el diésel, el gas LPG y

relativamente hablando, más baratas las gasolinas. Dicho efecto se podría lograr de eliminarse las políticas de subsidio y de un solo precio, aspecto que consideramos debería evaluarse con mucho cuidado, dado el margen de impacto social y de alta vulnerabilidad en el consumo de gas LPG, tanto por familias como por empresas.

Finalmente, aunque el presente análisis de escenarios no podría aventurarse a concluir sobre los impactos en la composición de los grupos corporativos y sus estrategias ante los cambios propuestos, tomando en cuenta su presencia fuerte en la región centroamericana y lo que sucede con la evolución de dichos mercados ante los escenarios de desregulación propuestos en el escenario 4, podemos atrevernos a pensar que la industria se concentraría aún más, se presentarían estímulos para la integración hacia atrás en la cadena de dos a tres grandes grupos corporativos con presencia en el mercado final de distribución de combustible, afectando la forma y composición de mercado existente. Es muy probable que, ante la apertura, el poder de mercado de dichos grupos concentre la gran parte del valor agregado y de los puntos de demanda en ciudades grandes e intermedias del país.

Hemos asumido durante todo el trabajo que el país mantiene un estricto control sobre la calidad y los reglamentos técnicos asociados con la seguridad en la distribución de combustibles. Empero, en entornos desregulados en materia de precios se vuelve más difícil controlar o regular la calidad de servicio. Hemos de advertir que este tema es de suma importancia dado que mucho de los costos de combustibles de alta calidad y del seguimiento de normas técnicas que garanticen una distribución del combustible con las mejores condiciones de seguridad para la ciudadanía podrían cambiar ante una competencia por márgenes privados. Este tema es de vital importancia en el componente o escenario 4, donde se saldría ARESEP y la regulación de calidad pasaría esencialmente a responsabilidad del Ministerio de energía y ambiente.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARESEP, 2015. Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final. Recuperado de: <https://aresep.go.cr/combustible/metodologias/1843-metodologia-ordinaria-y-extraordinaria-para-fijar-precios-combustibles>
- ARESEP, 2019. Expediente ET-024-2019, resolución RE-0048-IE-2019. Recuperado de: <https://aresep.go.cr/transparencia/datos-abiertos/tarifas-de-combustibles>
- García, J. et.al. 2019. Indicadores de eficacia y eficiencia en la gestión de procura de materiales en empresas del sector construcción del Departamento de Atlántico, Colombia, *Revista Espacios*, 40, 22.
- Gobierno de Costa Rica, 2018. Plan de descarbonización. Compromiso del gobierno del bicentenario. Recuperado de: <https://minae.go.cr/images/pdf/Plan-de-Descarbonizacion-1.pdf>
- IEA. 2020. World Energy Outlook. Recuperado de: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8b420d70-b71d-412d-a4f0-869d656304e4/Spanish-Summary-WEO2020.pdf>
- IEA. 2021. Financiación de la transición a energías limpias en las economías emergentes y en desarrollo. Recuperado de: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/8a73ee86-5440-4f5a-9473-ed1400a53787/WEI2021\\_Financingcleanenergytransitions\\_ExecutiveSummary\\_Spanish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/8a73ee86-5440-4f5a-9473-ed1400a53787/WEI2021_Financingcleanenergytransitions_ExecutiveSummary_Spanish.pdf)
- Vargas, Leiner (2017) Más democracia para mejores mercados; el caso de los sectores de infraestructura pública. Libro publicado por ICAP <http://publicaciones.icap.ac.cr/images/PDF-LIBROS/RegulacionLeiner.pdf>

## 6. ANEXOS

### Anexo 1

Estructura de precios empresa finales de venta para los combustibles gasolina plus 91, gasolina súper, diésel y LPG con la reducción del 5% de los costos como criterio de eficiencia interna. 2019

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorrateados	-	-	-	-
	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>K</b>	<b>35,4</b>	<b>34,9</b>	<b>35,1</b>	<b>50,2</b>
DI	10,0	10,4	-	-
			10,0	7,7
Canon	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio Pescadores				
Asignación Subsidio Pescadores	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio MINAE				-
				42,7
Asignación Subsidio MINAE	8,6	8,6	8,6	-
Rendimiento	11,0	11,2	11,6	10,6
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>341,6</b>	<b>331,7</b>	<b>323,2</b>	<b>82,3</b>
Impuesto Único	257,8	246,3	145,5	50,0
Ley 9840				-
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>133,1</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	-
Margen Estaciones Terrestres	48,3	48,3	48,3	48,3

Margen Estaciones Aéreas				
Flete Estaciones MgT	9,6	9,6	9,6	
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>657,3</b>	<b>635,9</b>	<b>526,7</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>302,6</b>

a/ El tipo de cambio vigente para la fórmula de precios ascendió a 590,15 colones por dólar estadounidense.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.



## Anexo 2

Estructura del precio final de venta para los combustibles gasolina plus 91, gasolina súper, diésel y LPG considerando una reducción de los costos del 5% y la contracción<sup>a/</sup> de la demanda estimada según las metas de descarbonización.2035

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorrateados	-	-	-	-
	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>K</b>	<b>36,3</b>	<b>35,8</b>	<b>36,0</b>	<b>51,1</b>
DI	10,0	10,4	-	-
	10,0	10,4	10,0	7,7
Canon	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio Pescadores				
Asignación Subsidio Pescadores	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio MINAE				-
				42,7
Asignación Subsidio MINAE	9,4	9,4	9,4	
Rendimiento	11,0	11,0	11,5	10,5
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>343,3</b>	<b>333,3</b>	<b>324,8</b>	<b>83,1</b>
Impuesto Único	257,8	246,3	145,5	50,0
Ley 9840				
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>133,1</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	
Margen Estaciones Terrestres	47,4	47,4	47,4	47,4
Margen Estaciones Aéreas				

Flete Estaciones MgT	9,6	9,6	9,6	
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>658,1</b>	<b>636,6</b>	<b>527,4</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>303,4</b>

a/ Se considera una reducción de la demanda cercana al 15,8% para la gasolina y 12,8% para el diésel con respecto al 2019 según lo indicado en los supuestos de los cuadros 1 y 2.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

### Anexo 3

Estructura del precio final de venta para los combustibles gasolina plus 91, gasolina súper, diésel y LPG considerando una reducción de los costos del 5% y la contracción<sup>a/</sup> de la demanda estimada según las metas de descarbonización.2050

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorratedos	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1
<b>K</b>	<b>38,2</b>	<b>37,7</b>	<b>37,9</b>	<b>53,0</b>
DI	10,0	10,4	- 10,0	- 7,7
Canon	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio Pescadores				
Asignación Subsidio Pescadores	0,2	0,2	0,1	0,2
Subsidio MINAE				- 42,7
Asignación Subsidio MINAE	11,4	11,4	11,4	
Rendimiento	12,6	12,7	16,0	10,5
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>348,8</b>	<b>338,8</b>	<b>333,1</b>	<b>83,1</b>
Impuesto Único Ley 9840	257,8	246,3	145,5	50,0
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>133,1</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	
Margen Estaciones Terrestres	62,4	62,4	62,4	62,4
Margen Estaciones Aéreas				
Flete Estaciones MgT	9,6	9,6	9,6	
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5

Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>678,6</b>	<b>657,0</b>	<b>550,6</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>305,3</b>

a/ Se considera una reducción de la demanda cercana al 39,8% para la gasolina y 37% para el diésel con respecto al 2019 según lo indicado en los supuestos de los cuadros 1 y 2.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

#### Anexo 4

Estructura del precio final de venta para los combustibles que comercializa Recope considerando la reducción de los costos del 5%, la contracción <sup>a/</sup> de la demanda estimada según las metas de descarbonización y la entrada de un competidor según el escenario 3.2025

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorrateados	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1
<b>K</b>	<b>37,6</b>	<b>37,1</b>	<b>37,2</b>	<b>52,4</b>
DI	10,0	10,4	- 10,0	- 7,7
Canon	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio Pescadores				
Asignación Subsidio Pescadores	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio MINAE				- 53,1
Asignación Subsidio MINAE	8,6	8,6	8,6	
Rendimiento	12,7	12,7	12,6	13,1
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>345,4</b>	<b>335,3</b>	<b>326,3</b>	<b>76,5</b>
Impuesto Único	257,8	246,3	145,5	50,0

Ley 9840				
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>127,6</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	
Margen Estaciones Terrestres	48,3	48,3	48,3	48,3
Margen Estaciones Aéreas				
Flete Estaciones MgT	9,6	9,6	9,6	
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>661,1</b>	<b>639,5</b>	<b>529,7</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>296,8</b>

a/ Se considera una reducción de la demanda cercana al 20% debido a que a la entrada de un competidor que absorbe ese segmento de mercado.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

## Anexo 5

Estructura del precio final de venta para los combustibles que comercializa Recope considerando la reducción de los costos del 5%, la contracción <sup>a/</sup> de la demanda estimada según las metas de descarbonización y la entrada de un competidor según el escenario 3.2035

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorratedos	-	-	-	-
	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>K</b>	<b>38,0</b>	<b>37,5</b>	<b>37,7</b>	<b>52,8</b>

DI	10,0	10,4	- 10,0	- 7,7
Canon	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio Pescadores				
Asignación Subsidio Pescadores	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio MINAE				- 53,1
Asignación Subsidio MINAE	8,6	8,6	8,6	
Rendimiento	13,8	13,8	10,1	13,1
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>346,9</b>	<b>336,9</b>	<b>324,2</b>	<b>77,0</b>
Impuesto Único Ley 9840	257,8	246,3	145,5	50,0
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>127,6</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	
Margen Estaciones Terrestres	217,1	217,1	217,1	217,1
Margen Estaciones Aéreas				
Flete Estaciones MgT	9,6	9,6	9,6	
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>831,5</b>	<b>809,9</b>	<b>696,5</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>297,2</b>

a/ Se considera una reducción de la demanda cercana al 15,8% para la gasolina y 12,8% para el diésel con respecto al 2019 según lo indicado en los supuestos de los cuadros 1 y 2. Además, se considera una reducción de la demanda cercana al 20% debido a que a la entrada de un competidor que absorbe ese segmento de mercado.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

## Anexo 6

Estructura del precio final de venta para los combustibles que comercializa Recope considerando la reducción de los costos del 5%, la contracción<sup>a/</sup> de la demanda estimada según las metas de descarbonización y la entrada de un competidor según el escenario 3.2050

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorrateados	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1
<b>K</b>	<b>38,0</b>	<b>37,5</b>	<b>37,7</b>	<b>52,8</b>
DI	10,0	10,4	10,0	- 7,7
Canon	0,2	0,2	0,2	0,2
Subsidio Pescadores				
Asignación Subsidio Pescadores	0,1	0,1	0,0	0,2
Subsidio MINAE				- 53,1
Asignación Subsidio MINAE	8,6	8,6	8,6	0,2
Rendimiento	17,1	17,4	23,1	13,2
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>350,3</b>	<b>340,5</b>	<b>337,1</b>	<b>77,3</b>
Impuesto Único Ley 9840	257,8	246,3	145,5	50,0
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>127,6</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	
Margen Estaciones Terrestres	91,5	91,5	91,5	91,5
Margen Estaciones Aéreas				

Flete Estaciones MgT	9,6	9,6	9,6	
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>709,2</b>	<b>687,9</b>	<b>583,8</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>297,5</b>

a/ Se considera una reducción de la demanda cercana al 39% para la gasolina y 37% para el diésel con respecto al 2019 según lo indicado en los supuestos de los cuadros 1 y 2. Además, se considera una reducción de la demanda cercana al 20% debido a que a la entrada de un competidor que absorbe ese segmento de mercado.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

### Anexo 7

Estructura del precio final de venta para los combustibles que comercializa un proveedor privado según el escenario 3.20225

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorrateados				
<b>K</b>	<b>56,8</b>	<b>56,3</b>	<b>56,5</b>	<b>71,6</b>
Rendimiento	50,0	48,4	50,1	21,5
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>383,2</b>	<b>371,1</b>	<b>384,3</b>	<b>164,8</b>
Impuesto Único Ley 9840	257,8	246,3	145,5	50,0
<b>Precio con impuesto</b>	<b>600,3</b>	<b>578,9</b>	<b>469,7</b>	<b>127,6</b>
Precio final sin punto fijo Peddlers	604,1	582,7	473,5	
Margen Estaciones Terrestres	55,7	55,7	55,7	

Margen Estaciones Aéreas				
Flete Estaciones MgTa/				
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>709,2</b>	<b>687,9</b>	<b>583,8</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>297,5</b>

a/ No se incluye el flete puesto que en este caso es variable según la región. El margen de estaciones terrestres representa el promedio calculado entre todos los combustibles).

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

### Anexo 8

Estructura del precio final de venta para los combustibles que comercializa un proveedor privado considerando la reducción de los costos del 5%, la contracción<sup>a/</sup> de la demanda estimada según las metas de descarbonización según el escenario 3.2035

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
Otros Ingresos Prorratedos				
<b>K</b>	<b>56,8</b>	<b>56,3</b>	<b>56,5</b>	<b>71,6</b>
Rendimiento	50,0	48,4	50,1	21,5
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>383,2</b>	<b>371,1</b>	<b>384,3</b>	<b>164,8</b>
Impuesto Único	257,8	246,3	145,5	50,0
Margen Estaciones Terrestres	217,1	217,1	217,1	217,1
Flete Estaciones MgTa/				
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7



<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>858,1</b>	<b>834,5</b>	<b>746,9</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>385,0</b>

a/ No se incluye el flete puesto que en este caso es variable según la región. El margen de estaciones terrestres representa el promedio calculado entre todos los combustibles).

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

### Anexo 9

Estructura del precio final de venta para los combustibles que comercializa un proveedor privado considerando la reducción de los costos del 5%, la contracción<sup>a/</sup> de la demanda estimada según las metas de descarbonización según el escenario 3.2050

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
<b>K</b>	<b>76,8</b>	<b>76,3</b>	<b>76,5</b>	<b>91,6</b>
Rendimiento	53,0	51,4	53,1	24,5
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>406,2</b>	<b>394,1</b>	<b>407,2</b>	<b>187,8</b>
Impuesto Único	257,8	246,3	145,5	50,0
Margen Estaciones Terrestres	91,5	91,5	91,5	91,5
Flete Estaciones MgTa/				
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7
<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>755,5</b>	<b>731,9</b>	<b>644,3</b>	
<b>Precio consumidor final LPG</b>				<b>408,0</b>

a/ No se incluye el flete puesto que en este caso es variable según la región. El margen de estaciones terrestres representa el promedio calculado entre todos los combustibles.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.

### Anexo 10

Estructura del precio final de venta para los combustibles que comercializa un proveedor privado considerando la compra de RECOPE según el escenario 4.2025

Componente	Combustible			
	GP95	GP91	Diesel	LPG
Precio Referencia Internacional	74,5	71,8	74,8	19,3
Precio Colonizado	276,4	266,4	277,6	71,6
<b>K</b>	<b>35,4</b>	<b>34,9</b>	<b>35,1</b>	<b>50,0</b>
Rendimiento	46,8	45,2	46,9	18,3
<b>Precio plantel sin impuesto</b>	<b>358,6</b>	<b>346,5</b>	<b>359,6</b>	<b>139,9</b>
Impuesto Único	257,8	246,3	145,5	50,0
Margen Estaciones Terrestres/	53,2	53,2	53,2	
Flete Estaciones MgTb/	10,9	10,9	10,9	
Margen Envasador				53,0
Margen Distribuidor y Agencias				54,5
Margen Comercializador				62,7

<b>Precio final en estaciones de servicio</b>	<b>680,5</b>	<b>656,9</b>	<b>569,3</b>
<b>Precio consumidor final LPG</b>			<b>360,2</b>

a/Se presenta el margen promedio estimado para las gasolinas y el diésel.

b/El cálculo del precio es variable según la ubicación de la estación de servicio con respecto al plantel de producción. Se presenta el promedio calculado para las gasolinas, diésel.

Fuente: Elaboración propia con datos de ARESEP, 2019a.