

Transición hacia Mercados Competidos de Energía: Gasolinas y Diésel

Cuadernos de Promoción de la Competencia



Comisión
Federal de
Competencia
Económica

PLENO DE LA COFECE

COMISIONADA PRESIDENTA

Alejandra Palacios Prieto

COMISIONADOS

Alejandro Faya Rodríguez

Brenda Gisela Hernández Ramírez

Eduardo Martínez Chombo

José Eduardo Mendoza Contreras

Martín Moguel Gloria

Jesús Ignacio Navarro Zermeño

DIRECTORIO

Comisionada Presidenta **Alejandra Palacios Prieto**

AUTORIDAD INVESTIGADORA

| | |
|---|--|
| <i>Titular de la Autoridad Investigadora</i> | Sergio López Rodríguez |
| <i>Directora General de la Oficina de Coordinación</i> | Bertha Leticia Vega Vázquez |
| <i>Director General de Investigaciones de Prácticas Monopólicas Absolutas</i> | Francisco Rodrigo Téllez García |
| <i>Directora General de Investigaciones de Mercado</i> | Laura Alicia Méndez Rodríguez |
| <i>Director General de Mercados Regulados</i> | Octavio Rodolfo Gutiérrez-Engelmann |
| <i>Director General de Inteligencia de Mercados</i> | José Manuel Haro Zepeda |

SECRETARÍA TÉCNICA

| | |
|--|------------------------------------|
| <i>Secretario Técnico</i> | Fidel Gerardo Sierra Aranda |
| <i>Directora General de Asuntos Jurídicos</i> | Myrna Mustieles García |
| <i>Director General de Estudios Económicos</i> | Juan Manuel Espino Bravo |
| <i>Director General de Concentraciones</i> | José Luis Ambríz Villalpa |

UNIDAD DE PLANEACIÓN, VINCULACIÓN Y ASUNTOS INTERNACIONALES

| | |
|---|---|
| <i>Jefe de la Unidad de Planeación, Vinculación y Asuntos Internacionales</i> | David Lamb de Valdés |
| <i>Directora General de Promoción a la Competencia</i> | María José Contreras de Velasco |
| <i>Director General de Planeación y Evaluación</i> | José Nery Pérez Trujillo |
| <i>Dirección General de Comunicación Social</i> | |
| <i>Directora General de Asuntos Contenciosos</i> | Erika Alejandra Hernández Martínez |
| <i>Director General de Administración</i> | Enrique Castolo Mayen |

Transición hacia **Mercados Competidos** de Energía: **Gasolinas y Diésel**

Comisión Federal de Competencia Económica



Comisión
Federal de
Competencia
Económica

Transición hacia mercados competidos de energía: gasolinas y diésel
Primera edición: enero 2019.

Diseño: Pedro Antonio Ramírez Arce

Comisión Federal de Competencia Económica
Av. Santa Fe N° 505, piso 24, Col. Cruz Manca,
Alcaldía Cuajimalpa, C. P. 05349,
Ciudad de México, México.
www.cofece.mx

Derechos reservados conforme a la ley. © COFECE, 2019.

Queda prohibida la reproducción parcial o total, directa o indirecta del contenido de la presente obra, sin contar previamente con la autorización expresa y por escrito de los editores, en términos de lo así previsto por la Ley Federal del Derecho de Autor y, en su caso, por los tratados internacionales aplicables.

El presente documento no debe entenderse como una interpretación oficial de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) respecto de la Ley Federal de Competencia Económica, ni podrá ser utilizada para vincular a la COFECE por motivo alguno. La COFECE invoca su facultad para aplicar las disposiciones normativas en materia de competencia económica sin miramiento al presente documento.

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| OBJETIVO | 9 |
| INTRODUCCIÓN | 10 |
| I. COMPORTAMIENTO DE PRECIOS Y POLÍTICA FISCAL DE SUAVIZAMIENTO | 13 |
| II. VENTAS AL MAYOREO | 26 |
| II.1 Conformación del precio de Venta de Primera Mano (VPM) y la comercialización en las TAR hasta diciembre de 2018 | 26 |
| II.2 Suavizamiento de precios por parte de Pemex Tri hasta diciembre de 2018 | 29 |
| II.3 Regulación de precios para 2019 | 32 |
| II.4 Descuentos a la comercialización por parte de Pemex Tri | 34 |
| III. INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE | 39 |
| III.1 Pemex Log | 40 |
| III.2 Costo logístico e insuficiencia de infraestructura existente | 45 |
| III.3 Infraestructura de almacenamiento | 47 |
| III.4 Infraestructura de ductos | 54 |
| III.5 Derechos de vía para la construcción de ductos | 57 |
| III.6 Acceso a la infraestructura existente de almacenamiento y ductos propiedad de Pemex Log | 58 |
| III.7 Seguridad en transporte de ducto | 65 |
| III.8 Infraestructura asociada a puertos | 66 |
| III.9 Infraestructura ferroviaria | 70 |

| | |
|--|------------|
| IV. EXPENDIO AL PÚBLICO | 74 |
| IV.1 Número de estaciones de servicio y comportamiento reciente de sus márgenes | 77 |
| IV.2 Apertura de nuevas estaciones de servicio | 82 |
| IV.3 Franquicias Pemex | 83 |
| IV.4 Diferencia en el precio al público entre estaciones de servicio | 85 |
| IV.5 Diferencias regionales entre el precio al público y el precio pagado en TAR | 86 |
| V. CONSIDERACIONES FINALES | 89 |
| ANEXO I. CADENA DE VALOR DEL MERCADO DE PETROLÍFEROS EN MÉXICO | 92 |
| ANEXO II. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL ESTÍMULO FISCAL AL IEPS | 94 |
| ANEXO III. OPN-012-2016 NORMATIVA ESTATAL Y MUNICIPAL APLICABLE A LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE ESTACIONES DE SERVICIO | 98 |
| REFERENCIAS | 104 |

OBJETIVO

El objetivo del presente documento es exponer, desde una perspectiva de competencia, la situación de los mercados de gasolinas y diésel en México e identificar las brechas que existen entre la situación actual y un modelo de mercado competido. En particular, con fundamento en el artículo 12, fracción XXI de la Ley Federal de Competencia Económica (LFCE), la Comisión Federal de Competencia Económica (COFCE o Comisión) busca identificar cuellos de botella y problemas de competencia en estos mercados, así como posibles soluciones para asegurar que la transición hacia mercados competidos siga hacia adelante, se concreten las inversiones previstas en el sector y eventualmente se logren eficiencias en el suministro de estos petrolíferos que se puedan trasladar, vía precio final, al bolsillo de los consumidores.

Específicamente, este documento identifica acciones de política pública necesarias en el corto, mediano y largo plazo para completar exitosamente la transición.

No atender los problemas identificados en este documento propiciaría un retroceso en la apertura del mercado, lo cual, además de detener inversiones importantes en el país, probablemente resultaría, en el corto plazo, en la continuación de una intervención costosa por parte del Estado para mantener a ciertos niveles los precios de los combustibles y, en el mediano y largo plazos, en un riesgo de desabasto y aumento importante de los precios al público al no contar en el país con opciones diversificadas de suministro de gasolinas y diésel.

INTRODUCCIÓN

La reforma energética planteó los ejes fundamentales para la transición hacia mercados energéticos abiertos y competidos, dentro de los cuales, el mercado de gasolinas y diésel cobra especial relevancia al representar bienes de primera necesidad para las empresas y familias mexicanas.¹

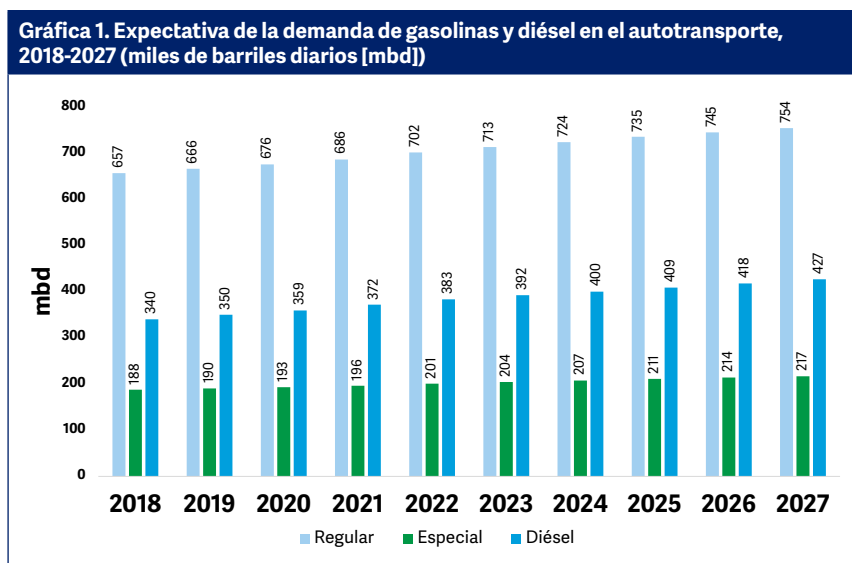
De acuerdo con el documento *“Prospectiva del petróleo crudo y petrolíferos 2017-2031”*,² emitido por la Secretaría de Energía (SENER), la demanda de gasolinas y diésel tiene importantes expectativas de crecimiento. Según sus proyecciones, el incremento anual en la demanda de gasolinas regular,³ especial⁴ y diésel, será de 1.6%, 1.2% y 2.3%, respectivamente, hacia 2027 (ver gráfica 1). El continuo crecimiento de la demanda de combustibles en México en los próximos años, así como su impacto en el bolsillo de los hogares, resalta la importancia de aumentar las opciones de suministro suficiente y eficiente a los consumidores. Por ello, uno de los objetivos de la reforma energética fue asegurar el abasto de energéticos al país, así como aumentar la competitividad de la industria para capturar eficiencias en la cadena de valor de los petrolíferos.

1 De conformidad con lo establecido por la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación en la jurisprudencia de rubro **ÓRGANOS JURISDICCIONALES EN MATERIA ADMINISTRATIVA ESPECIALIZADOS EN COMPETENCIA ECONÓMICA, RADIODIFUSIÓN Y TELECOMUNICACIONES, CON RESIDENCIA EN LA CIUDAD DE MÉXICO Y JURISDICCIÓN EN TODA LA REPÚBLICA. SON COMPETENTES PARA CONOCER DE LOS JUICIOS DE AMPARO O SUS RECURSOS CUANDO LOS ACTOS RECLAMADOS TENGAN COMO OBJETIVO CREAR CONDICIONES DE LIBRE COMPETENCIA Y CONCURRENCIA EN EL MERCADO DE LOS PETROLÍFEROS, COMO LO SON LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE LAS GASOLINAS Y EL DIÉSEL**, la cual indica: *“El Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, y la legislación ordinaria derivada de éste provocaron el establecimiento de un modelo constitucional y legal que reconoce la participación de terceros en actos posteriores a la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos; por ello, esa reforma tiene, entre otros objetivos, crear las condiciones adecuadas para un mercado abierto y competitivo de combustibles, mediante un orden jurídico que busca fomentar la libre competencia y concurrencia en la comercialización y expendio al público de las gasolinas y el diésel”*. Disponible en <https://bit.ly/2FORDnn>.

2 Disponible en <https://bit.ly/2Hm4Kit>.

3 El término “regular” se refiere a gasolina de menos de 92 octanos. En México es mejor conocida por el nombre comercial Magna, utilizado por Pemex para su venta al público. Este documento se referirá por lo general a gasolina regular, pero podrá referirse a gasolina Magna para periodos en los que la marca Pemex era el único expendedor al público.

4 El término “especial” se refiere a gasolina de más de 92 octanos. En México es mejor conocida con el nombre comercial Premium, utilizado por Pemex para su venta al público. Este documento se referirá por lo general a gasolina especial, pero podrá referirse a gasolina Premium para periodos en los que la marca Pemex era el único expendedor al público.



Fuente: SENER (2017). *Prospectiva del petróleo crudo y petrolíferos 2017-2031*.

La cadena de valor de las gasolinas y el diésel está conformada por diversos eslabones y diferentes actividades logísticas e industriales que comienzan en los pozos de petróleo crudo y llegan hasta las bombas despachadoras en las estaciones de servicio (ver Anexo 1). Cada uno de estos eslabones es objeto de un sistema de precios que, interconectados entre sí, determinan el precio de venta final al público. En este sentido, el enfoque sobre la transición a un mercado competido no sólo debe centrarse en el expendio final al público, sino también en las distintas etapas de la cadena de valor. El reto es eliminar los obstáculos que limitan un suministro eficiente; es decir, aquellos aspectos de la estructura y funcionamiento del mercado que se interponen con el objetivo deseado.

En el marco de sus atribuciones, la Comisión ha trabajado en la generación de información y conocimiento a fin de promover un proceso de transición exitoso de una estructura industrial de gasolinas y diésel monopólica y verticalmente integrada, a mercados donde exista libre competencia y competencia económica en todos los eslabones de la cadena de valor. Como resultado de dicho esfuerzo, la COFEC publicó en 2016 el documento *"Transición hacia mercados competidos de gasolinas y diésel"*, el cual se convirtió en un referente para diagnosticar la situación del mercado en ese momento y facilitar la toma de decisiones de los reguladores y autoridades del sector.⁵

⁵ El documento *"Transición hacia mercados competidos de gasolinas y diésel"* se encuentra disponible en <https://bit.ly/2C0aF9f>.

Como continuación de dicho esfuerzo, el 3 de abril de 2018, la COFECE desarrolló el foro “Transición hacia mercados competidos de gasolinas y diésel”, del cual recabó información sobre los nuevos retos en materia de competencia en el contexto de la implementación de la Reforma Energética. El foro contó con la participación de expertos del sector público y privado, incluidos representantes de la COFECE, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la SENER y Petróleos Mexicanos, quienes analizaron temas relacionados con precios y productos, infraestructura y logística, así como regulación.

El presente documento retoma estos análisis y emite recomendaciones adicionales con el mismo propósito: una transición exitosa hacia mercados competidos. Así, este documento complementa y actualiza el texto de 2016 con nuevos retos, propios de la implementación de la reforma energética.

Este documento está dividido en cinco secciones: *i) Comportamiento de los precios y política fiscal de suavizamiento* ofrece una narrativa que explica la evolución y comportamiento de los precios de las gasolinas desde el año 2000 hasta la liberación de los precios, el efecto que ha tenido la implementación del estímulo fiscal al Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) en la administración del precio de las gasolinas y el diésel, así como su efecto en la recaudación fiscal; *ii) Ventas al mayoreo* describe los mecanismos que la administración 2012-2018 y Pemex Transformación Industrial (Pemex Tri) han utilizado para suavizar los precios de la gasolina y el diésel y ofrecer descuentos sobre los mismos, identifica las principales limitaciones a la competencia asociadas con estas políticas públicas y empresariales; *iii) Infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución* versa sobre el desempeño de Pemex Logística (Pemex Log) y la relación que mantiene con Pemex Tri, las Temporadas Abiertas, la infraestructura de puertos, la infraestructura ferroviaria para transporte de petrolíferos, entre otras; *iv) Expendio al público* comenta sobre la importancia del número de estaciones de servicio para la competencia entre las mismas y su incidencia sobre el precio al consumidor final, las dificultades para abrir nuevas estaciones, y los posibles efectos de los costos de la logística de última milla; y *v) Consideraciones finales* en donde se ofrece un panorama general de las conclusiones y recomendaciones de las secciones anteriores que se considera deben atenderse para garantizar una transición exitosa en beneficio de las familias mexicanas.

En conjunto, este reporte identifica oportunidades para impulsar la competencia a lo largo de la cadena de valor de las gasolinas y el diésel, con el objetivo de que estos mercados funcionen con mayor eficiencia y, sobre todo, que ofrezcan condiciones de precio y abasto en beneficio de las empresas y familias mexicanas.

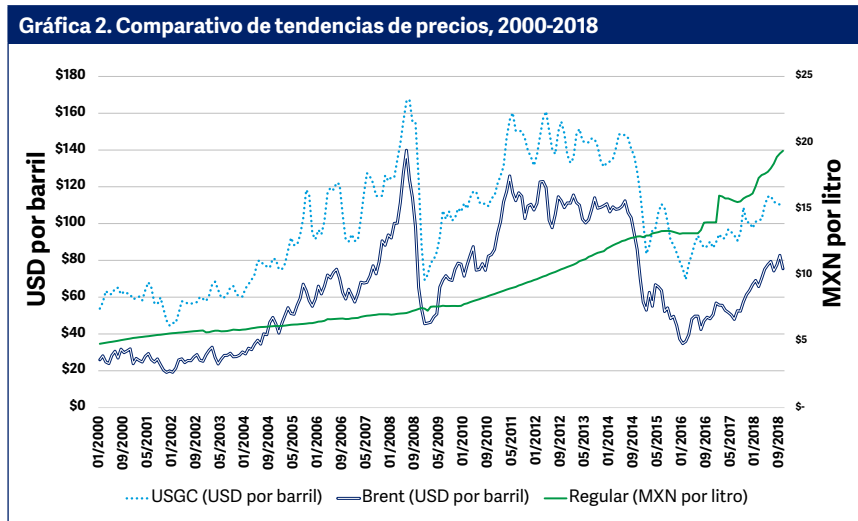
I. COMPORTAMIENTO DE PRECIOS Y POLÍTICA FISCAL DE SUAVIZAMIENTO

El 30 de noviembre de 2017 se concretó la liberalización de los precios de gasolinas y diésel en México prevista en la reforma energética, lo que permitió, en teoría, dejar atrás los esquemas de administración de precios de los combustibles. De esta manera, a partir de esa fecha, el precio es determinado libremente por la oferta y la demanda.

A pesar de que la liberalización tuvo como objetivo que los precios reflejaran tanto las condiciones de los mercados internacionales, como posibles situaciones regionales de escasez, para impulsar inversiones en infraestructura y la participación de nuevos agentes económicos en toda la cadena de valor, el gobierno federal continuó con la administración de los precios de las gasolinas y el diésel mediante la utilización del IEPS y el estímulo fiscal asociado al mismo.⁶

Históricamente, el precio de las gasolinas y diésel en México ha estado desvinculado de los mercados internacionales de referencia. En la gráfica 2 se puede observar cómo, si bien el precio de referencia de la gasolina en la costa del Golfo de México en el territorio de los Estados Unidos de América (USGC) siguió la tendencia del precio del crudo Brent, los precios de las gasolinas en México no reflejaban estos movimientos.

⁶ Herramienta utilizada por el gobierno federal para que el monto total del IEPS no sea pagado al 100% por los consumidores. Tiene una relación inversa con el precio de referencia internacional de las gasolinas y el diésel.



Fuente: Elaboración propia con información de EIA, SENER, SHCP y CRE.

La administración del precio de los combustibles en México ha mantenido un precio al consumidor artificialmente estable, aunque con tendencia al alza debido a la reducción gradual del subsidio aplicado a los mismos. En cifras, entre enero de 2000 y julio de 2008, el precio de la gasolina regular tuvo un incremento de aproximadamente 50%, pasando de MXN 4.81 por litro a MXN 7.21 por litro, a pesar de que en este mismo periodo el precio usgc incrementó de USD 53.76 por barril (bbl) a su máximo histórico de más de USD 160 por bbl, es decir, un aumento de 198% (ver gráfica 2).

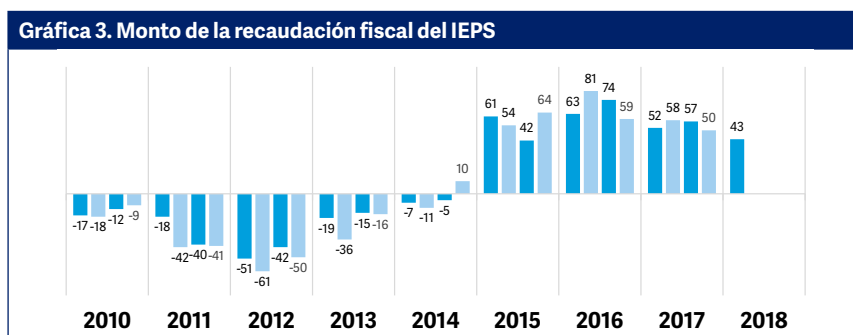
En contraste, como también se observa en la gráfica 2, entre enero de 2010 y marzo de 2018, el precio de la gasolina regular aumentó en aproximadamente MXN 10.00 por litro con una trayectoria casi siempre ascendente, a pesar de que en este mismo periodo el precio del crudo tuvo oscilaciones al alza y a la baja alrededor de un promedio de USD 83 por bbl. Dentro de este periodo existió una baja considerable en el precio del crudo (en junio de 2014 se cotizaba en USD 148.26 por bbl, y cayó a los USD 34 por bbl en enero de 2016), sin que se presentaran bajas en el precio de la gasolina regular en México.

El principal mecanismo de administración del precio de los combustibles ha sido el IEPS sobre gasolinas y diésel, el cual desde su implementación en los años 90⁷ y hasta diciembre de 2015 fue una herramienta de tasa variable mensual que servía como elemento de ajuste entre el precio variable de referencia (precios de USGC) y el precio administrado de venta al público en México.

Bajo dicho mecanismo, cuando los precios del mercado de referencia subían, la tasa variable del IEPS disminuía y viceversa, de manera que cuando los precios de comercialización en México estaban por debajo de los del mercado de referencia, el gobierno federal dejaba de recaudar ingresos y el IEPS se volvía un subsidio a los combustibles. En 2008, cuando el precio del bbl alcanzó su máximo histórico, esta política fiscal se mostró insostenible por primera vez.

En ese año, el subsidio ascendió a MXN 242,178 millones.⁸ En consecuencia, el gobierno federal adoptó una política de incrementos mensuales a los precios con el fin de eliminar de manera gradual este subsidio —conocida como política de deslizamiento— que inició con un aumento mensual de 8 centavos por litro.

Entre abril de 2014 y enero de 2015, el precio del petróleo disminuyó de manera importante, por lo que a principios de 2015 el IEPS se volvió una fuente importante de recaudación para el gobierno federal. En ese contexto, en 2016 el IEPS pasó de ser una tasa variable a ser un impuesto fijo⁹ por litro y se alcanzaron los mayores niveles de recaudación fiscal a partir de dicho impuesto, representando cerca de 8% de la recaudación en el país (ver gráfica 3).



Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP.

⁷ De conformidad con los registros publicados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Disponible en <https://bit.ly/2N14AKJ>.

⁸ Ver Centro de Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP). "La recaudación fiscal por enajenación de gasolinas y diésel en México". Disponible en <https://bit.ly/2FF7Lss>.

⁹ De conformidad con lo establecido en los dictámenes que reforman y adicionan, entre otras, la Ley del IEPS, y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, como parte de la Miscelánea Fiscal 2016. Disponible en <https://bit.ly/2FO5mee>. Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 18 de noviembre de 2015. Disponible en <https://bit.ly/2R529Ja>.

Si bien este cambio en la política del IEPS se planteó como un mecanismo adicional de recaudación, derivado de —o en su caso, para compensar— una disminución en los ingresos públicos provenientes de la venta de petróleo, de forma paralela, el gobierno federal implementó un estímulo fiscal en materia del IEPS, mismo que desde entonces se publica semanalmente en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Este estímulo fiscal permite modificar cada semana el monto a pagar por concepto de IEPS en gasolinas y diésel, aumentando el estímulo cuando los precios internacionales incrementan y reduciéndolo cuando los precios internacionales bajan, y así suavizar el efecto de las alzas y bajas internacionales sobre el precio de venta final.

Es importante señalar que, previo a la liberalización de precios, en 2016 se implementó una banda dentro de la cual se podían mover los precios de venta al público a lo largo de ese año (ver tabla 1). Dicha banda contemplaba los siguientes precios mínimos y máximos para cada tipo de combustible:

| Tabla 1. Banda de precios mínimos y máximos aplicables en 2016 | | |
|---|---------------|---------------|
| Precios mínimos y máximos aplicables en 2016 (MXN por litro) | | |
| Tipo de combustible | Mínimo | Máximo |
| Gasolina menor a 92 octanos | 13.16 | 13.98 |
| Gasolina mayor o igual a 92 octanos | 13.92 | 14.81 |
| Diésel | 13.77 | 14.63 |

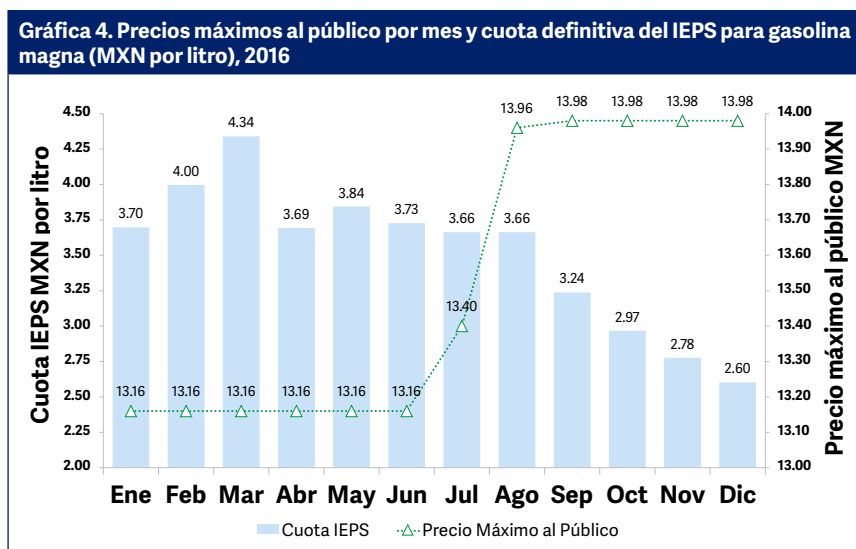
Fuente: "Acuerdo por el que se da a conocer la banda de precios máximos de las gasolinas y el diésel para 2016 y otras medidas que se indican", publicado en el DOF el 24 de diciembre de 2015.

El objetivo era que, durante 2016, el precio de las gasolinas fuese reflejando los movimientos de los precios de referencia internacional, aunque de manera controlada dentro del rango de mínimos y máximos.

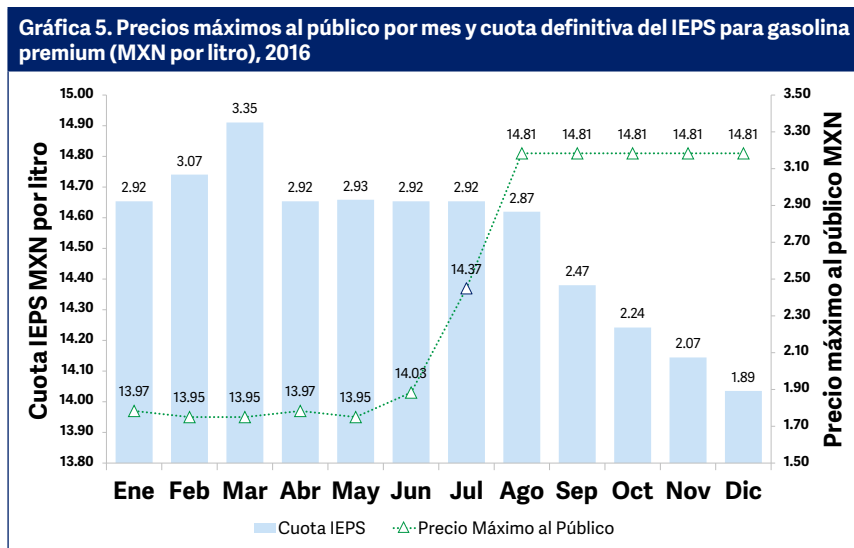
A partir de abril de ese año, el precio de referencia internacional de las gasolinas comenzó a aumentar, presionando al alza el precio de los combustibles en México, lo que llevó a un aumento de 2 centavos en el precio de la gasolina premium a MXN 13.97 por litro, mientras que la gasolina magna y el diésel se mantuvieron en su precio mínimo de MXN 13.16 y MXN 13.77 por litro, respectivamente.

Para julio de 2016 las condiciones externas continuaban empujando los precios al alza, lo que tuvo como consecuencia un aumento de 34 centavos por litro en el precio de la gasolina magna, llegando a MXN 13.40 por litro. Durante agosto y septiembre se realizaron dos ajustes adicionales al precio de la gasolina regular, llevándolo a MXN 13.98 por litro, tope máximo de precio establecido en la banda. El precio de referencia siguió aumentando el resto del año, sin embargo, al haber llegado el precio al tope de banda, ya no hubo posibles ajustes al precio máximo de la gasolina durante los meses de octubre, noviembre y diciembre.

Para poder ajustar el precio de las gasolinas al rango de la banda, mes a mes se ajustó, a través de estímulos fiscales, la cuota efectivamente recaudada del IEPS. Estos descuentos al pago del IEPS se volvieron particularmente relevantes en la segunda mitad de 2016, cuando con el aumento de los precios de referencia internacional, el Ejecutivo Federal se vio obligado a ordenar reducciones importantes a este impuesto: en el caso de gasolina magna se pasó de recaudar MXN 4.34 por litro en marzo a MXN 2.60 por litro en diciembre (ver gráficas 4 y 5).



Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP y CRE.



Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP y CRE.

En el año 2016, el precio de referencia internacional de la gasolina aumentó 29% y el de diésel 51%. En cambio, el precio máximo de la gasolina magna pasó solamente de MXN 13.16 por litro en enero a MXN 13.98 por litro en septiembre (6% en total). Es decir, la banda establecida fue tan estrecha que no dio margen para que se reflejaran las fluctuaciones del mercado, específicamente, los aumentos en el precio de los petrolíferos observados a partir del segundo semestre de 2016.

En este sentido, si bien el sistema de bandas logró su objetivo de estabilización del precio de venta al público, esto implicó que este precio no reflejara los cambios en el costo real del suministro de la gasolina. Si no se hubiera determinado un precio máximo, el precio al público de la gasolina magna en diciembre de 2016 hubiese sido de MXN 15.54 por litro, sólo 45 centavos por debajo del ajuste al precio de la gasolina que se decretó para enero de 2017, conocido como el *gasolinazo* (ver gráfica 6).



Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP, SENER y CRE.

En este contexto, la Reforma Energética contemplaba que, a partir del 1 de enero de 2018, los precios de las gasolinas pudieran determinarse por la libre interacción de la oferta y la demanda. No obstante, en noviembre de 2016 se publicó el "DECRETO por el que se expide la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2017" (LIF), que ordenó a la CRE establecer un nuevo calendario o cronograma para la flexibilización de los precios máximos por regiones del país.¹⁰ Esto ocasionó el adelanto del calendario originalmente establecido en la Ley de Hidrocarburos (LH) y la liberalización gradual de los precios de gasolinas y diésel, iniciando en marzo de 2017 y terminando el 30 de noviembre de ese año en todo el territorio nacional.

¹⁰ El 15 de noviembre de 2016 se publicó en el DOF el "DECRETO por el que se expide la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2017". Disponible en <https://bit.ly/2fu3w1N>.

Así, el 1 de enero de 2017, de conformidad con el ACUERDO A/098/2016¹¹ emitido por la CRE el 26 de diciembre de 2016, el precio de los combustibles dejó de ser un único precio nacional administrado para contar con precios regionales (83 regiones). Además, antes de iniciar la liberalización por regiones del país,¹² como ya se mencionó, el precio de la gasolina regular en México tuvo su mayor aumento histórico: en enero de 2017 el gobierno ajustó los precios máximos, aumentando, por ejemplo, el precio de la gasolina regular de MXN 13.98 a MXN 16.00 por litro. Este aumento se debió a que, por una parte, se ajustaron los precios de las gasolinas y el diésel a su referencia internacional antes de la liberalización definitiva de precios¹³ y, por otra parte, para tratar de mantener, o al menos no seguir perdiendo, los niveles recién adquiridos de recaudación por concepto del IEPS.

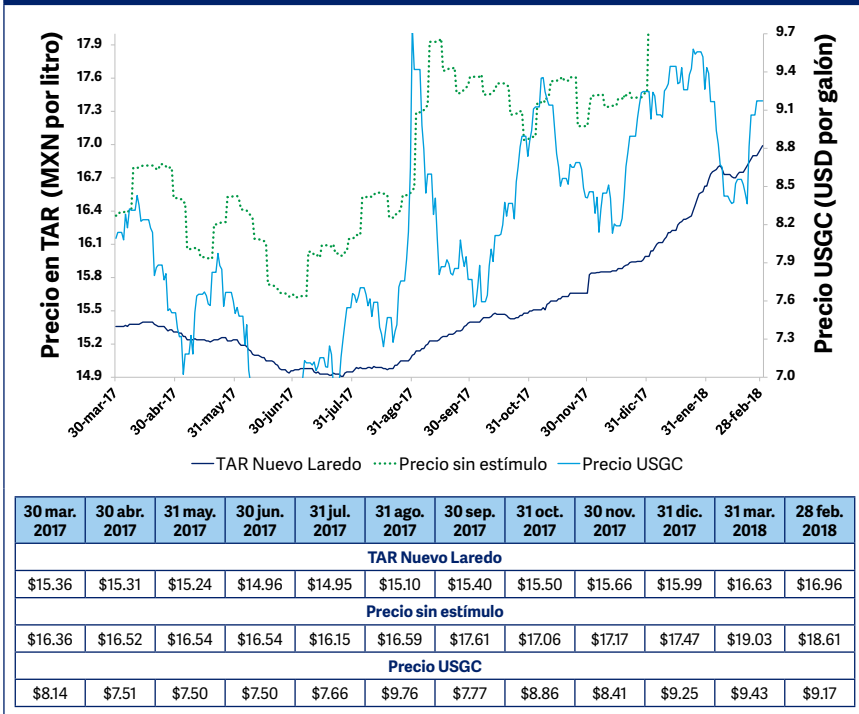
Para 2017, aun cuando se fueron liberalizando los precios a lo largo del año en las distintas regiones del país, la política del estímulo fiscal continuó mitigando alzas o reducciones abruptas en precios. En la gráfica 7 se puede observar el comportamiento del precio de venta de Pemex Tri en la Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) de Nuevo Laredo, y cómo éste sigue un movimiento muy suavizado a pesar de movimientos de mayor magnitud en el precio de referencia internacional, usgc. Asimismo, muestra cuál hubiera sido el precio de venta de Pemex Tri en esa TAR si no hubiera existido el estímulo fiscal. La diferencia entre el precio con estímulo y sin estímulo da una idea del efecto de mitigación y la carga sobre la recaudación de esta política fiscal.

11 El 26 de diciembre de 2016, la CRE publicó en el DOF el acuerdo que establece el cronograma de flexibilización de precios de gasolinas y diésel previsto en el artículo Transitorio Décimo Segundo de la LIF para el ejercicio fiscal de 2017. Disponible en <https://bit.ly/2i4a4J3>.

12 El 30 de marzo se liberó el precio en la primera región considerada en el calendario, que incluía los estados de Baja California y Sonora.

13 El precio del crudo se venía recuperando de su caída durante 2014 y 2015. Aunado a ello, el tipo de cambio frente al dólar se encontraba en un periodo de depreciación y superaba los MXN/USD 20.

Gráfica 7. Comparativo del precio en la TAR Nuevo Laredo (MXN por litro) —con y sin estímulo fiscal— vs. el precio de referencia de USGC (USD por galón). Marzo de 2017 a febrero de 2018

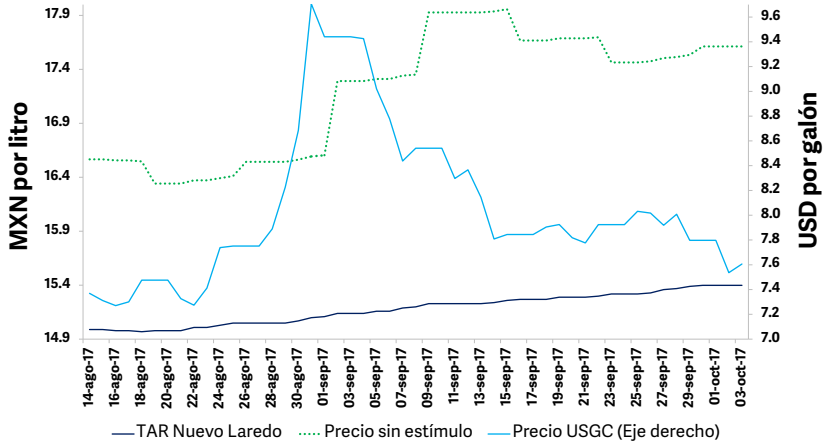


Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP, EIA, CRE, Banco de México.

El efecto resulta más pronunciado en momentos de aumentos importantes en el precio de referencia internacional, como aquel derivado de la suspensión de operaciones en las refinerías de Houston a finales de agosto de 2017 (detalle que se puede observar más claramente en la gráfica 7.1). Esta suspensión fue resultado del huracán Harvey, el cual tocó tierra en la última semana de agosto y provocó fuertes inundaciones en toda el área del este de Texas, forzando a todas las refinerías en la zona, que representan cerca de un cuarto de todas las de ese país, a suspender operaciones por casi dos semanas.¹⁴

14 De acuerdo con la Energy Information Administration de los EUA (EIA), del total de refinerías en EUA (135), actualmente 29 están en Texas. Véase *Refinery Capacity Report*, 2018, p. 1. Disponible en <https://bit.ly/2T7zXqU>.

Gráfica 7.1 Comparativo del precio en la TAR Nuevo Laredo (MXN por litro) —con y sin estímulo— vs. el precio de referencia de USGC (USD por galón) de agosto a octubre de 2017



| AGOSTO 2017 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | | |
| TAR Nuevo Laredo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \$14.98 | \$14.97 | \$14.98 | \$14.98 | \$14.98 | \$15.01 | \$15.01 | \$15.03 | \$15.05 | \$15.05 | \$15.05 | \$15.05 | \$15.05 | \$15.07 | \$15.10 | | |
| Precio sin estímulo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \$16.56 | \$16.55 | \$16.34 | \$16.34 | \$16.34 | \$16.37 | \$16.37 | \$16.39 | \$16.51 | \$16.54 | \$16.54 | \$16.54 | \$16.54 | \$16.56 | \$16.59 | | |
| Precio USGC | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \$7.36 | \$7.47 | \$7.48 | \$7.48 | \$7.27 | \$7.36 | \$7.41 | \$7.71 | \$7.76 | \$7.75 | \$7.92 | \$7.92 | \$8.14 | \$8.65 | \$9.76 | | |
| SEPTIEMBRE 2017 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| TAR Nuevo Laredo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \$15.11 | \$15.14 | \$15.14 | \$15.14 | \$15.16 | \$15.16 | \$15.19 | \$15.20 | \$15.23 | \$15.23 | \$15.23 | \$15.23 | \$15.23 | \$15.24 | \$15.26 | \$15.27 | \$15.27 |
| Precio sin estímulo | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \$16.60 | \$17.29 | \$17.29 | \$17.29 | \$17.31 | \$17.31 | \$17.34 | \$17.35 | \$17.93 | \$17.93 | \$17.93 | \$17.93 | \$17.94 | \$17.94 | \$17.94 | \$17.67 | \$17.67 |
| Precio USGC | | | | | | | | | | | | | | | | |
| \$9.42 | \$9.44 | \$9.44 | \$9.44 | \$8.98 | \$8.79 | \$8.45 | \$8.60 | \$8.54 | \$8.54 | \$8.28 | \$8.41 | \$8.08 | \$7.81 | \$7.87 | \$7.84 | \$7.84 |

Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP, EIA, CRE, Banco de México

Cuadro 1. Acuerdo A/122/2017 – Metodología para calcular el estímulo fiscal durante 2018

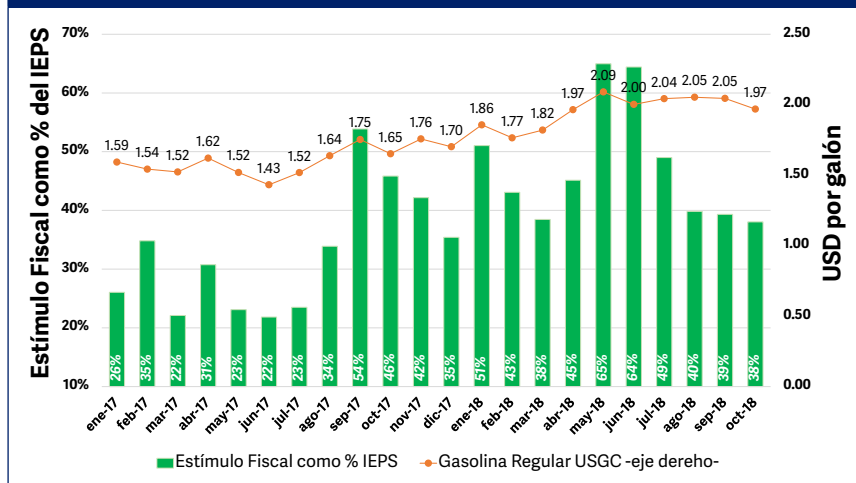
La SHCP publicó este ACUERDO el 29 de noviembre de 2017 en el DOF¹⁵ para operar el suavizamiento de los precios finales mediante ajustes semanales al IEPS durante 2018.

La nueva fórmula del estímulo fiscal incluida en el mismo tiene dos elementos principales: i) el precio de referencia internacional, y ii) el precio base suavizado, de cuya diferencia se determina el estímulo fiscal aplicable. Utilizando esta metodología se hace un cálculo semanal del monto fiscal aplicable al IEPS por cada uno de los productos.

La aplicación de esta metodología arroja resultados como el siguiente: Un aumento en el precio de referencia internacional de MXN 8.50 por litro a MXN 9.35 por litro (85 centavos), se refleja posteriormente en un aumento de MXN 15.89 por litro a MXN 15.98 por litro en el precio al consumidor final (9 centavos). (Para conocer los elementos de esta metodología y su aplicación para obtener los resultados aquí descritos, ver Anexo 2).

Así, el continuo aumento en los precios internacionales del petróleo durante 2017 y 2018 implicó que el uso del estímulo fiscal como mecanismo de administración de precios se volviera cada vez más significativo, disminuyendo de manera considerable el monto total de recaudación fiscal a partir de este impuesto, lo cual nuevamente ha tenido efectos considerables sobre el erario (ver gráfica 8).

Gráfica 8. Relación del estímulo fiscal con los precios de referencia internacionales, enero 2017-octubre 2018



Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP, EIA, CRE.

15 "ACUERDO por el que se da a conocer la metodología para determinar el estímulo fiscal en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicable a los combustibles que se indican", DOF. Disponible en <https://bit.ly/2j0TtWj>.

Si bien de enero a julio de 2017 el estímulo fiscal representó en promedio 26% del IEPS, desde agosto de 2017 hasta marzo de 2018 ese promedio subió a 44%, lo cual representó un monto no recaudado por el gobierno federal de MXN 2,894 millones de pesos promedio al mes. En otras cifras, durante 2017 la recaudación del IEPS disminuyó 21.9% con respecto 2016, equivalente a MXN 60,765 millones de pesos menos que el año anterior.¹⁶

Durante la segunda mitad de 2018, los precios de referencia internacionales mostraron cierta estabilidad. En este escenario, se presentó una disminución del estímulo fiscal aparejada a un incremento gradual de los precios al consumidor en nuestro país. El estímulo fiscal alcanzó un valor de cero (es decir, comenzó a cobrarse el monto completo de IEPS) a partir de la última semana de octubre de 2018 para gasolina especial, de la segunda mitad de noviembre de 2018 para la gasolina regular y a partir de la primera semana de enero de 2019 para el diésel.

En resumen, si bien la política fiscal en materia de gasolinas y diésel tiene la finalidad de disminuir la volatilidad de sus precios, también tiene consecuencias importantes sobre las finanzas públicas. Un ejemplo reciente de la disminución de esta recaudación es la semana del 26 de mayo al 1 de junio de 2018, en la cual el estímulo fiscal fue de 75.56% del IEPS para la gasolina regular, 61.6% para la gasolina especial y 73.02% para el diésel, lo que llevó a una recaudación mínima de aproximadamente 25, 40 y 30% del IEPS, respectivamente.

Además, al mismo tiempo que este mecanismo ha absorbido la volatilidad al alza mediante la reducción de recaudación, también ha absorbido posibles bajas en el precio de los combustibles; es decir, aquellos momentos en los que han existido movimientos a la baja del precio de referencia internacional, estos no fueron trasladados a comercializadores ni a los consumidores finales.

¹⁶ Informe Tributario y de Gestión, SHCP, Cuarto trimestre de 2017. Disponible en <https://bit.ly/2FOhc8f>.

Así, el mecanismo de estabilización de precios adoptado por la administración 2012-2018 a través de la aplicación del estímulo fiscal al IEPS alcanzó sus límites en ciertos momentos. Con una política de este tipo, ante una depreciación del tipo de cambio y/o un aumento de los precios internacionales del crudo, se corre el riesgo de dejar de recaudar. Asimismo, fijar una variabilidad máxima del precio topada a un rango que nada tiene que ver con el movimiento del precio de referencia internacional de las gasolinas y el petróleo —como podría ser el valor de inflación— provoca desfases en el precio de venta que no son sostenibles en el tiempo. Una situación en donde el gobierno no pueda mantener el estímulo podría ocasionar un alza considerable y súbita en los precios de los combustibles. Entre mayor sea el control sobre el precio de gasolinas y diésel, el costo podría ser mayor para el erario (como en el caso de 2008) y mayor será el aumento requerido en el precio al público de los combustibles cuando el Ejecutivo Federal no pueda mantener el estímulo o subsidio, como sucedió en 2008 y 2017.

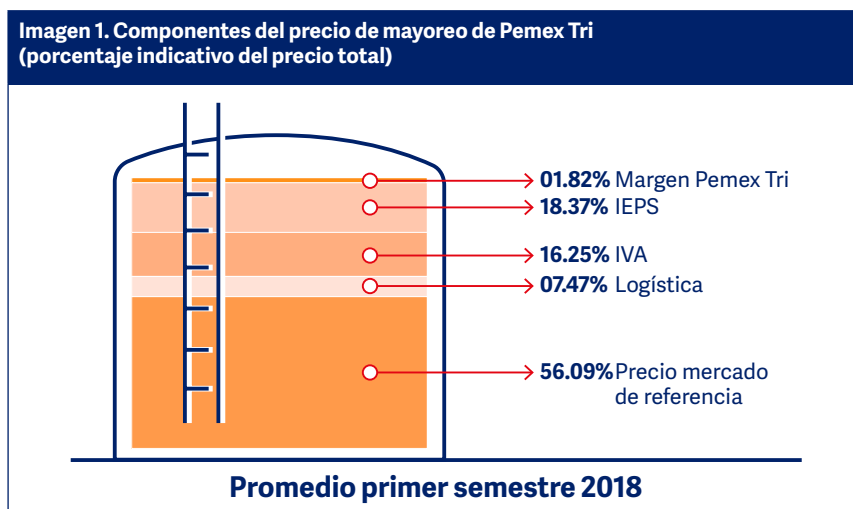
II. VENTAS AL MAYOREO

Antes de la Reforma Energética, Petróleos Mexicanos operaba todas las actividades que conforman la cadena de valor del mercado de gasolinas y diésel (ver Anexo 1) y garantizaba a sus franquiciatarios en el expendio al público un margen comercial. No obstante, ese modelo impidió el desarrollo de un mercado de mayoreo que, en mercados competidos, tiene la importante función de asegurar el abastecimiento eficiente, transparentar los costos logísticos y comerciales a lo largo de la cadena de valor —es decir, desde las refinerías o puntos de importación hasta los centros de consumo o expendio al público—, y propiciar que la competencia en el mercado de expendio al público sea efectiva y refleje los verdaderos costos de proveer cada producto en determinado momento y lugar.

Esta sección explica algunos de los principales aspectos de la regulación de las actividades de venta al mayoreo, así como las políticas comerciales implementadas por Pemex Tri, que pudieran tener efectos sobre la competencia en estos mercados.

II.1 Conformación del precio de Venta de Primera Mano (VPM) y la comercialización en las TAR hasta diciembre de 2018

Bajo el marco jurídico vigente y dadas las condiciones actuales del mercado, el interesado en suministrar combustible al público tiene la opción de adquirir producto refinado o importado por Pemex Tri o importado de alguna fuente de abasto en el extranjero. Como se puede apreciar en la imagen 1, el principal componente del costo que pagan los permisionarios de expendio al público por abastecer sus estaciones de servicio de combustible en México es el precio de referencia internacional de la gasolina y el diésel, seguido de los impuestos aplicables (IEPS e Impuesto sobre el Valor Agregado [IVA]). Otro costo relevante es el asociado al costo logístico de llevar la gasolina desde el punto de producción o internación a las terminales de almacenamiento, que tiene un impacto directo de aproximadamente 7.5% en el precio de los combustibles al mayoreo.



Fuente: Elaboración propia con información de la SHCP, EIA y CRE.

En diciembre de 2016, la CRE emitió el ACUERDO A/061/2016,¹⁷ relacionado con los precios de VPM de gasolinas y diésel —es decir, los precios de la primera enajenación que realiza esta empresa en territorio nacional a un tercero— mismo que estableció que:

- i)** en las regiones en las que aún no se determinaban los precios al público bajo condiciones de mercado conforme a la LIF para el ejercicio fiscal de 2017, los precios máximos de VPM se determinarían ajustando los precios máximos al público establecidos por la SHCP, por los costos de logística, transporte y distribución, así como la diferencia de calidad que corresponda al punto de VPM de que se trate (lo anterior, con la finalidad de que los precios de VPM se determinaran en armonía con los precios al público);
- ii)** en las regiones en donde los precios al público se determinarían bajo condiciones de mercado y en donde las Temporadas Abiertas¹⁸ hubieran tenido como resultado la contratación de capacidad de transporte y almacenamiento, el precio de VPM se determinaría libremente con la finalidad de dar a Pemex Tri la flexibilidad necesaria para adaptarse a la evolución de las condiciones del mercado; y,

¹⁷ Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se precisan y aclaran diversos elementos de las resoluciones RES/1258/2016, que ajusta a Pemex Tri el modelo de contrato de comercialización de gasolinas y diésel, y RES/1383/2016, que ajusta el modelo de contrato de VPM de gasolinas y diésel, presentados por Pemex Tri. Disponible en <https://bit.ly/2R2jym0>.

¹⁸ De conformidad con el artículo 4, fracción XXXVII de la LH, las Temporadas Abiertas son el procedimiento regulado por la CRE mediante el cual se asigna a un permisionario o un tercero, capacidad disponible a terceros de un sistema o de un nuevo proyecto para ponerla a disposición del público, a efecto de reasignar capacidad o determinar las necesidades de expansión o ampliación de capacidad. Se retoman con mayor detalle más adelante en este documento.

iii) en las regiones en donde los precios al público se determinaran en condiciones de mercado pero el procedimiento de Temporada Abierta de la infraestructura de transporte y almacenamiento de Pemex Log se hubiera declarado desierto,¹⁹ los precios máximos de VPM se determinarían ajustando los precios máximos al público que resulten de la metodología que expida la SHCP, por los costos de logística, transporte y distribución, así como la diferencia de calidad que corresponda al punto de VPM de que se trate.

En un segundo momento, en noviembre de 2017, la CRE publicó la RES/2508/2017,²⁰ que estipulaba en su primer resolutivo que, mientras agentes distintos a Pemex Tri no cubran al menos 30% de las ventas conjuntas de gasolina y diésel en cada región del país,²¹ esta empresa estaría sujeta a la regulación asimétrica establecida por la CRE, por lo que sus precios de VPM y los precios en las TAR deberían determinarse de acuerdo con la metodología aprobada por el regulador, la cual establecía un precio de lista único diario para la primera venta en territorio nacional y un precio de lista único en cada TAR. La CRE determinó en el Anexo Único de la resolución RES/2508/2017 la metodología para calcular los precios máximos de VPM de Pemex Tri y los precios máximos de comercialización en sus TAR.

Para calcular el precio máximo de VPM, dicha metodología contemplaba: i) el precio de referencia internacional de cada uno de los combustibles (incluyendo ajustes por calidad); ii) la logística aplicable; así como iii) un factor de ajuste a las condiciones de mercado (factor K), el cual es el tope de ganancia máximo que Pemex Tri podía agregar al resultado de la fórmula. Adicionalmente, para calcular el precio máximo en TAR, además de los factores anteriores, consideraba el costo de almacenamiento.

De acuerdo con la RES/2508/2017, Pemex Tri determinaría el valor del factor K. Las únicas limitantes que contemplaba dicha resolución eran que el factor K debía ser igual o menor a MXN 500 por metro cúbico (m³), y debía ser el mismo para todos los clientes que adquirieran los combustibles en condiciones contractuales similares. Asimismo, contemplaba que Pemex Tri presentaría a la CRE los valores y criterios de aplicación de este. Por lo tanto, el factor K otorgaba a Pemex Tri un rango de discrecionalidad al momento de determinar el resultado de la fórmula señalada, mismo que podría haber generado incertidumbre en la conformación

19 Resultado de no haber asignado permiso a ningún solicitante.

20 Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que ajusta a Pemex Transformación Industrial la metodología para determinar los precios de venta de primera mano y en las terminales de almacenamiento. Disponible en <https://bit.ly/2Cyj3GW>.

21 Las regiones son las cinco que se definieron para el proceso de liberalización de precios en 2017, conforme al Anexo II de la RES/1828/2016 de la CRE. Disponible en <https://bit.ly/2HnrY7V>.

de los precios de VPM y los precios en TAR. Además, la metodología o criterios que se utilizaron para determinar este tope no fueron mencionados en la RES/2508/2017 y no son conocidos.

Aunado a lo anterior, esta resolución establecía lo siguiente:

1. Pemex Tri debía publicar en su portal electrónico y presentar a la CRE los criterios para el otorgamiento de descuentos respecto de estos precios;
2. Podía ofrecer esquemas de mitigación de volatilidad de los precios de VPM y de los precios en las TAR, siempre y cuando hubieran sido solicitados de manera expresa por el cliente;
3. Debía informar a la CRE los valores iniciales y los cambios al día siguiente de que estos se daban;
4. Debía publicar en su portal electrónico y presentar a la CRE diariamente los precios de VPM y de venta en TAR que resultaran de la metodología de la CRE; y
5. **Debía obligatoriamente** aplicar, además de informar a la CRE sobre el mismo, **un esquema de mitigación de precios**, independientemente de los esquemas de coberturas o suavizamiento que ofreciera a sus usuarios, en concordancia con las medidas fiscales de la SHCP.

Precisamente entre los aspectos más relevantes de esta resolución se encontraba la obligación para Pemex Tri de implementar un mecanismo de mitigación o suavizamiento a los precios de las gasolinas adicional al estímulo del IEPS, mismo que se comenta a continuación.

II.2 Suavizamiento de precios por parte de Pemex Tri hasta diciembre de 2018

Dado que de sólo aplicarse el estímulo al IEPS descrito en la sección I, los precios intra-semanales (de un día a otro, o en una misma semana) tendrían movimientos más volátiles, el gobierno federal implementó un esquema adicional de suavizamiento de precios a través de Pemex Tri que podría no haber sido neutral en términos de competencia.

Como ya se mencionó, la RES/2508/2017 estableció la metodología de cálculo de precios de VPM y en las TAR. Además, le brindaba a Pemex Tri el derecho de ofrecer esquemas de mitigación de volatilidad de precios de VPM y de los precios en las TAR cuando este le hubiera sido solicitado expresamente por sus clientes, los cuales debían ser desagregados en la factura de manera separada a la compra de la molécula y que por ningún motivo se condicionara la venta del producto a la compra de dicho servicio.

Aunado a lo anterior, como ya se mencionó arriba, esta misma resolución establecía en su resolutivo noveno que Pemex Tri (...) **deberá aplicar de manera transitoria un esquema que mitigue la volatilidad de los precios de referencia y el tipo de cambio, en congruencia con las medidas fiscales en materia de impuestos y estímulos a las gasolinas y el diésel que el Gobierno Federal implemente a través de la SHCP, por el tiempo que éstas se encuentren vigentes.** Pemex Transformación Industrial informará a esta Comisión [CRE] sobre el esquema de mitigación de precios que aplique y sus modificaciones." Sin embargo, la resolución no obligaba a Pemex Tri a publicar la metodología que podría haber aplicado para esa mitigación obligatoria de la volatilidad en los precios.

Se esperaba que con la liberalización de los precios de venta al público y la aplicación de la metodología a los precios de VPM, el comportamiento de los precios en TAR fuera similar al de un mercado abierto (descontando el efecto de la mitigación de la volatilidad a través del IEPS). Sin embargo, durante 2018, es decir, el tiempo de aplicación de la RES/2508/2017, el precio de venta en las TAR tuvo variaciones diarias dentro de un rango muy acotado, mientras que el precio de referencia internacional USGC mostró variaciones mas importantes. Este fenómeno lo ilustran las tablas 2 y 2.1, que muestran algunos datos básicos sobre cambios de precio en TAR y USGC para el periodo entre el 1 de diciembre de 2017 al 12 de noviembre de 2018.

| Tabla 2. Variaciones máximas en el precio de venta de gasolina regular en las TAR de un día al siguiente (periodo del 1 de diciembre de 2017 a 12 de noviembre 2018) | | |
|---|-------------------------|---|
| Concepto | Número de días | % que representa del total de días |
| Días sin cambio en precio con respecto al día anterior en todas las TAR | 110 | 32 |
| Días con cambio entre -2 y 2 centavos en al menos una TAR del país, | 215 | 62 |
| Días con cambio entre -5 y 5 centavos, en al menos una TAR del país | 320 | 92 |
| Días con cambio mayor a 5 centavos y menor a -5 centavos en al menos una TAR del país | 27 | 0.6 |
| Total de días | 348²² | 100 |

Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

²² Los valores de esta columna no suman 348 ya que, por ejemplo, las 215 ocasiones en que el cambio fue menor a +/- 2 centavos son un subconjunto de las 320 ocasiones en que el cambio fue menor a +/- 5 centavos.

| Tabla 2.1. Variaciones máximas en el precio USGC de un día al siguiente (periodo del 1 de diciembre de 2017 a 12 de noviembre 2018) convertido a pesos | | |
|---|-------------------------|---|
| Concepto | Número de días | % que representa del total de días |
| Días sin cambio en precio con respecto al día anterior | 0 | 0 |
| Días con cambio entre -2 y 2 centavos | 25 | 11 |
| Días con cambio entre -5 y 5 centavos | 59 | 25 |
| Días con cambio mayor a 5 centavos y menor a -5 centavos | 179 | 75 |
| Total de días | 239²³ | 100 |
| Cambio promedio de un día al siguiente: 15 centavos | | |

Fuente: Elaboración propia con información de la EIA.

La tabla 2 muestra que en el periodo analizado (de 348 días) hubo 110 ocasiones en que todas las TAR mantuvieron el mismo precio que el día anterior. En 215 ocasiones, el mayor cambio de precio de un día al siguiente en alguna TAR del país fue menor o igual a dos centavos. En 320 ocasiones, el cambio máximo de precio en alguna TAR del país fue menor o igual a 5 centavos, y solo en 27 ocasiones rebasó esta cifra. En contraste, el cambio de precio USGC de un día al siguiente fue mayor a cinco centavos en 179 ocasiones. De hecho, el cambio promedio (positivo o negativo) de un día al siguiente en el periodo analizado fue de 15 centavos.

El hecho de que Pemex Tri no modificara sus precios de acuerdo con la volatilidad del mercado implica que la petrolera pudiera haber estado absorbiendo las pérdidas derivadas del incremento en sus costos cuando se depreciaba el tipo de cambio respecto del dólar y/o aumentaba el precio de la molécula, o bien, que estuviera aumentando artificialmente sus utilidades cuando caían los precios de referencia (o se aprecia la moneda), en vez de que esta caída se viera reflejada en una disminución del precio que oferta al mayoreo.

Lo anterior podría haber representado un desincentivo a la entrada de nuevos comercializadores ya que, por lo general, resulta difícil competir contra un participante que, además de ser el de mayor participación en el mercado, pudiera estar asumiendo pérdidas (que al final absorbe el Estado mexicano) mediante un mecanismo de mitigación de la volatilidad del precio poco transparente.

²³ El número de días es menor debido a que el precio USGC no se cotiza en fines de semana, mientras que sí existen datos de precios en TAR para dichos días.

Un elemento que apunta a que la posible aplicación del suavizamiento de Pemex Tri pudiera haber tenido implicaciones negativas sobre las finanzas de la empresa es el bajo impacto que el aumento de importaciones de gasolinas y diésel ha tenido sobre las variaciones de sus precios al mayoreo. El porcentaje total de la demanda cubierta por las importaciones de gasolinas pasó de 62% en 2016 a 79% en 2018,²⁴ lo cual debería traducirse en que Pemex Tri y la SHCP tuvieran cada vez mayor interés por reflejar las variaciones de precio del mercado internacional en los precios al mayoreo. No obstante, como ya se mencionó, esto no sucedió.

Así, este suavizamiento obligatorio podría haber estado generando un problema en el desempeño financiero de Pemex Tri, ya que, al menos mientras se cumplen las proyecciones de la SENER sobre reducción de importaciones mediante una mayor producción del Sistema Nacional de Refinación, la compra de combustible importado seguirá siendo el principal componente de su costo. Además, las políticas fiscales que incidan en los precios y tengan como consecuencia inhibir la entrada de nuevos participantes al mercado, limitarán las posibilidades de crear un mercado de combustibles competido.

II.3 Regulación de precios para 2019

El 13 de diciembre de 2018 la CRE emitió el Acuerdo A/057/2018 con nuevas medidas regulatorias que buscan abordar las preocupaciones expresadas en la subsección anterior.

Por una parte, el esquema de mitigación de volatilidad de precios que era obligatorio para Pemex Tri en la RES/2508/2017, bajo el nuevo acuerdo ahora es opcional: “(...) [Pemex Tri] **podrá** aplicar conforme lo apruebe su Consejo de Administración o las instancias competentes de Petróleos Mexicanos, un esquema que mitigue la volatilidad de los precios de referencia y el tipo de cambio, en congruencia con las medidas fiscales en materia de impuestos y estímulos a las gasolinas y el diésel que el Gobierno Federal implemente a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por el tiempo que éstas se encuentren vigentes.”

Además, dota al regulador con mayores elementos para poder analizar los impactos de la aplicación de un posible esquema de mitigación de precios. Contempla que, de aplicarse, Pemex Tri deberá:

24 Promedio anual calculado a julio de 2018.

- Informar a la CRE sus modificaciones con 10 días hábiles previos a su aplicación (así como para sus modificaciones).
- Publicar en su Sistema de Información y Portal Comercial, de manera separada: i) el precio de venta resultante después de aplicar el esquema de suavización, y ii) el monto de suavización aplicado.
- Informar a la CRE las pérdidas y/o ganancias que resulten del esquema de mitigación de precios de manera mensual y dentro de los primeros 10 días hábiles del mes siguiente al que se reporte.

Adicionalmente, el Acuerdo obliga a Pemex Tri a presentar a la CRE, todos los días, los precios de VPM y precios en TAR, señalando de forma explícita que estos deben resultar de la metodología contemplada en el Anexo 1 de dicho Acuerdo. Esta metodología señala que el precio de VPM corresponde a la suma del precio de referencia, ajuste por calidad, premio de internación, costos de logística y el factor K, menos el 80% de las cotizaciones del RVO (*Renewable Volume Obligations*). Por su parte, el precio máximo en TAR considera los mismos conceptos, y además suma el costo de almacenamiento.

Asimismo, exige en los primeros cinco días de cada mes, el desglose de los costos de logística, los cuales incluyen el transporte (fletes marítimos o terrestres, ajustes e inspecciones por carga y descarga, servicios portuarios y de aduanas) y el almacenamiento para el caso de las ventas en TAR. Este acuerdo menciona que en tanto Pemex Tri se encuentre sujeto a regulación asimétrica deberá de presentar a la CRE de manera diaria los precios de VPM y los precios de venta en TAR.

Así, el Acuerdo A/057/2018 establece un marco regulatorio con el potencial de disminuir el impacto de las medidas de mitigación de precios sobre las finanzas de Pemex y sobre el proceso de competencia en los mercados, con respecto a la regulación que le antecedió. Sobre todo, le permite al regulador tener más elementos para analizar y entender los impactos del comportamiento de la Empresa Productiva del Estado sobre sí misma y el mercado. Ante esta posibilidad, resulta de la mayor importancia asegurar el cumplimiento del Acuerdo por parte Pemex Tri.

RECOMENDACIONES

- Asegurar el estricto cumplimiento de las obligaciones de Pemex Tri establecidas en el Acuerdo A/057/2018, y aplicar las sanciones correspondientes en caso de incumplimiento. [CRE]

II.4 Descuentos a la comercialización por parte de Pemex Tri

Otra práctica que llevaba a cabo Pemex Tri en las ventas al mayoreo que pudiera haber tenido efectos sobre la concurrencia y la competencia en este mercado, es el otorgamiento de descuentos a la comercialización. Mediante el resolutivo segundo de la RES/2508/2017, la CRE le daba la opción a Pemex Tri de otorgar dichos descuentos por razones de volumen, plazo y condiciones de pago. Las condiciones bajo las cuales la CRE autorizó estos descuentos fueron:

1. No ser discriminatorios; es decir, tratar igualmente a todos los clientes que tuvieran las mismas condiciones de volumen, plazo y condiciones de pago. No debía hacer diferencia si pertenecían a la franquicia de Pemex Tri, o si tenían o no infraestructura propia de almacenamiento y distribución;
2. No condicionar el descuento a la adquisición de otros productos o servicios ofrecidos por Pemex Tri; y
3. La escala de descuentos debía ser única a nivel nacional.

Aunado a lo anterior, la CRE requirió a Pemex Tri hacer públicos los criterios para el otorgamiento de los descuentos.²⁵

En atención a lo anterior, Pemex Tri comenzó a publicar "*Catálogos de beneficios para usuarios de comercialización y adquirentes de venta de primera mano de Pemex Transformación Industrial*", que incluyen una sección con tablas y parámetros para calcular los descuentos que se habrían otorgado a compradores de gasolinas y diésel. Desde que la empresa comenzó a publicar estos catálogos, utilizó dos esquemas para la aplicación de los descuentos. Estos dos esquemas se explican a continuación. Para cada uno se hacen algunas estimaciones de los descuentos diferenciados que podría estar otorgando Pemex Tri.

En el primer esquema, que apareció en los catálogos por última vez en junio de 2018, para determinar los descuentos aplicables en las TAR, Pemex Tri definía nueve "grupos" de clientes según el rango de volumen de consumo mensual (en m³) para cada tipo de combustible. Para cada uno de estos grupos, definía porcentajes de descuento dependientes de los plazos del contrato de comercialización (aunque no señalados claramente) y valores (montos en pesos por m³) sobre los que aplicaría el descuento señalado. En estos criterios, tampoco quedaban claras las condiciones de pago.²⁶

²⁵ Acuerdo 075-2017, CRE.

²⁶ Conforme al CATÁLOGO DE BENEFICIOS PARA USUARIOS DE COMERCIALIZACIÓN Y ADQUIRENTES DE VENTA DE PRIMERA MANO DE PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL, de junio 2018. Disponible en <https://bit.ly/2Cz3e6R>.

Un ejemplo de aplicación de los criterios anteriores arroja lo siguiente: Un cliente con un consumo mensual de gasolina de 87 octanos de entre 75,001 y 104,167 m³ caería dentro del “grupo” 9, según la clasificación de Pemex. Dependiendo del plazo del contrato, podría tener un descuento de entre MXN 173.74 por m³ y MXN 845.11 por m³.²⁷ Considerando que el precio promedio por m³ en todas las TAR del país para este combustible durante el mes de junio de 2018 fue de MXN 17,110,²⁸ el descuento de MXN 173.29 pesos implicaría 1% del valor del m³, mientras que el descuento de MXN 845 que representaría 5%, es decir 5 veces más. Así, estos criterios permitían a Pemex Tri otorgar descuentos con diferencias significativas entre clientes.

En agosto de 2018, Pemex Tri publicó un segundo esquema con modificaciones a las tablas de descuentos para gasolina de 87 y 91 octanos, así como para el diésel.²⁹ Este esquema establecía los mismos “grupos” según el volumen de consumo, e introducía mayor claridad en plazos del contrato (que pueden ser de 1, 2 o 3 años como máximo, con descuentos mayores conforme mayor sea el plazo), así como una clasificación geográfica que dividía al territorio nacional en tres zonas, cada una con sus propios descuentos según el origen del producto y mercado de referencia (USGC, Pacífico y Frontera Norte del país).

Utilizando este segundo esquema, con los descuentos ofrecidos para el periodo del 16 de octubre al 15 de noviembre de 2018³⁰ se puede observar que en el caso de un contrato para un volumen de entre 75,001 m³ y 104,167 m³ mensuales para TAR situadas en la zona 1 (que se suministra con producto de USGC y concentra la mayor cantidad de TAR del país), el descuento que se podía llegar a obtener era de hasta MXN 660 por m³ en un contrato a tres años, y en el otro extremo, en la misma zona y para el mismo “grupo” de volumen, pero para un plazo de un año, el descuento era de menos de la mitad, es decir de MXN 297 por m³.

27 Por ejemplo, el valor de 173.29 MXN/m³ se obtiene aplicando el “Alfa%” del “grupo” 9 de 44.9% al “Valor sobre el que aplicará el % de descuento” mínimo, de 387 MXN/m³. Dichos parámetros están establecidos en el “Catálogo de beneficios” de Pemex Tri referido en la nota al pie anterior.

28 Tarifas máximas anuales de venta de primera mano y terminales de almacenamiento de petrolíferos, CRE. Disponible en <https://bit.ly/2S5b56c>.

29 El CATÁLOGO DE BENEFICIOS PARA USUARIOS DE COMERCIALIZACIÓN Y ADQUIRENTES DE VENTA DE PRIMERA MANO para agosto de 2018. Disponible en <https://bit.ly/2FFANsa>.

30 Disponible en <https://bit.ly/2U4LuY8>.

Asimismo, si consideramos la diferencia de descuentos entre niveles de volúmenes para contratos con plazo de un año, entonces el descuento para el "grupo" más alto de volumen (MXN 297 por m³) representaba 9 veces el descuento para el rango menor de volumen (MXN 33 por m³). Por ejemplo, el precio promedio por m³ en todas las TAR del país para este combustible en el periodo del 16 de octubre al 15 de noviembre de 2018 fue de MXN 17,256, entonces el descuento de MXN 33 implicaría 0.2% del valor del m³, y un descuento de MXN 297 representaría 1.7%. Así, con estos nuevos criterios Pemex Tri podía seguir otorgando descuentos con diferencias significativas entre clientes.

En este sentido, el modelo de otorgamiento de descuentos de Pemex Tri implementado durante 2018 tenía dos potenciales efectos negativos en la dinámica de competencia y el desempeño de los precios al consumidor final de esta cadena productiva:

1. Debido a que los descuentos se incrementan con los plazos y volúmenes, se pudo haber vuelto más atractivo para las estaciones de servicio comprometerse a adquirir combustibles a Pemex Tri en contratos a 3 años. Por lo tanto, habría disminuído su incentivo a adquirir combustibles importados y comercializados por terceros. Con ello, se habría retrasado la creación de un mercado mayorista, ya que habría disminuído la probabilidad de que los posibles competidores de Pemex Tri encontraran compradores de volúmenes suficientes para hacer rentable sus inversiones en nueva infraestructura de almacenamiento y distribución.
2. Las gasolineras que compran grandes volúmenes pudieron no haber estado reflejando en sus precios de venta los descuentos recibidos por parte de Pemex Tri en la venta al mayoreo. La teoría económica plantea que cuando dos empresas compiten vía precios y venden un producto homogéneo (como las gasolinas o diésel), la empresa que lo adquiere a menor costo fijará su precio mínimamente por debajo del costo del competidor que adquiere el producto a precio más alto.³¹ Este tema se aborda nuevamente con mayores detalles en la Sección IV "Expendio al público".

31 Esta es una de las conclusiones del modelo de Bertrand cuando existen costos diferenciados entre ambos oferentes. Ver Tirole, Jean (1988) *The Theory of Industrial Organization*.

Ahora bien, como se mencionó en la sección II.1 *“Conformación del precio de VPM y la comercialización en las TAR”*, la fórmula del precio de VPM incluía un factor de ajuste a las condiciones de mercado llamado factor K, que representa el tope de ganancia máximo que Pemex Tri podría agregar al resultado de la fórmula (MXN 500 por m³). Si este factor es menor al valor de los descuentos que ofrece Pemex Tri a sus clientes, se podrían estar generando pérdidas para esta empresa. Además, estas pérdidas pudieron alcanzar niveles importantes si se considera que, bajo la RES/2508/2017, el valor del factor K no tenía una cota mínima, es decir, podía ser negativo.

En parte, Pemex Tri pudo haber otorgado estos descuentos a sus clientes porque pudo haber trasladado el descuento que a su vez obtiene por las RVO, que son las obligaciones de los refinadores en EUA de utilizar biocombustibles como componentes de las gasolinas y diésel. Al exportar gasolina a México, los refinadores no necesitan cumplir con las RVO, por lo que pueden trasladar este beneficio al comprador (Pemex Tri) en forma de descuento. Sin embargo, mientras Pemex Tri pueda seguir utilizando los esquemas de descuentos diferenciados detallados arriba basados en plazos y volúmenes, sin que el aprovechamiento de este beneficio sea regulado, podría estar llegando solo a los adquirientes de grandes volúmenes. Los pequeños compradores, que no tienen acceso al mercado de EUA y adquieren volúmenes menores de Pemex Tri, podrían no haber estado recibiendo estos beneficios.

Lo señalado en esta subsección sugiere la necesidad de acotar el margen de maniobra que tiene Pemex Tri para ofrecer descuentos diferenciados.³² El reciente Acuerdo A/057/2018 acota las herramientas que tiene Pemex Tri para su aplicación, con el potencial de disminuir su dispersión.

Por una parte, establece claramente la cota inferior del valor K en cero. Es decir, el valor K no podrá ser negativo. Asimismo, obliga a Pemex Tri a presentar a la CRE los valores y criterios de la aplicación del mismo. Por la otra, se modifica la fórmula del precio de VPM (y, por lo tanto, el precio en TAR) para incorporar un nuevo componente relacionado con el descuento que recibe Pemex Tri por concepto de RVO. Con ello, se busca que este beneficio se transfiera de manera más directa a todos los participantes posteriores en la cadena de suministro, y no solo a los grandes compradores de Pemex. A esto se suma que el desglose de información que Pemex Tri debe entregar a la CRE incluye el valor K aplicado en cada caso, así como el valor restado por concepto de RVO. Esto facilitará al regulador dar seguimiento a la correcta aplicación de

³² Aunque desde finales de 2017 otros agentes distintos a Pemex Tri han traído exitosamente combustibles de otras marcas (por ejemplo: Andeavor en Baja California y Sonora, Exxon en San Luis Potosí), los nuevos participantes en el mercado de expendio al público venden mayoritariamente gasolina producida e importada por Pemex Tri.

esta nueva regulación por parte de la empresa.

Sin embargo, dicho Acuerdo aún permite que Pemex Tri otorgue descuentos por razones de volumen, plazo y condiciones de pago, y deja a discreción de Pemex Tri el valor del factor K sin transparentar los criterios para definirlo.

RECOMENDACIONES

- Fortalecer la regulación asimétrica que actualmente se aplica a Pemex Tri con la finalidad de:
 1. Minimizar aún más la dispersión en los descuentos por volumen otorgados por Pemex Tri;
 2. Revisar los descuentos por plazo del contrato. [CRE]
- Exigir a Pemex Tri informes periódicos sobre las ganancias efectivas de la empresa por la venta al mayoreo de gasolina. [CRE]
- Transparentar el descuento que recibe Pemex Tri del RVO. [CRE]

III. INFRAESTRUCTURA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

Como se expuso en la sección anterior, el esquema de suavizamiento de precios de Pemex Tri y los descuentos asociados a sus contratos de comercialización, pudieron afectar los incentivos para invertir en nueva infraestructura, al disminuir el grado de certeza de los nuevos participantes mayoristas respecto de poder asegurar suficientes volúmenes de venta de gasolina y diésel que les permitan anclar sus inversiones.

Los proyectos de desarrollo de infraestructura que generen mayor competencia en el transporte y almacenamiento de gasolinas y diésel resultan particularmente relevantes, ya que el costo logístico de los petrolíferos (es decir, el costo de transportarlos y almacenarlos) es un componente importante del precio que pagan los usuarios finales.

Ello adquiere mayor importancia si consideramos que Pemex Log, subsidiaria de Petróleos Mexicanos, mantiene el control de la infraestructura de almacenamiento y transporte de gasolinas y diésel existente en el país: menos de 10% de la capacidad de almacenamiento actualmente está en manos de privados,³³ mientras que su participación en ductos es nula.³⁴ Ante esta situación, la Reforma Energética previó que los participantes privados tendrían acceso inmediato a la infraestructura de almacenamiento y transporte de Pemex Log a través de Temporadas Abiertas y esquemas de obligación de acceso abierto a dichas instalaciones. Sin embargo, dichos procesos de asignación han tenido contratiempos.

33 De acuerdo con el "Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México", SENER, 2017. Del 100% de la capacidad de almacenamiento disponible, el 50% es de Pemex Log, el 43% es de CFE y el 7% es de privados. Diagnóstico disponible en <https://bit.ly/2CQaE9f>.

34 De acuerdo con el "Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México" Pemex Log es propietario de los 8,915 km de poliductos los cuales recorren las 8 regiones del país.

Así, esta sección explora la relación de Pemex Log con su principal cliente, Pemex Tri, y sus efectos en el mercado. Asimismo, aborda las diversas razones por las que los participantes privados no han tenido suficiente acceso a la infraestructura existente a través de las Temporadas Abiertas. Considera también otros aspectos relevantes del almacenamiento de petrolíferos y su transporte por diferentes medios que se deben atender para generar una dinámica competitiva de esta actividad.

III.1 Pemex Log

Pemex Log se creó como una Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos,³⁵ con personalidad jurídica y patrimonio propios, sujeta a la conducción central, dirección estratégica y coordinación de Petróleos Mexicanos, de conformidad con lo establecido en la Ley de Pemex y su Reglamento,³⁶ así como en el Estatuto Orgánico de la propia empresa subsidiaria.³⁷ Pemex Log tiene como finalidad generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano y su objeto es prestar a Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros, servicios de almacenamiento y transporte de hidrocarburos, transporte de petrolíferos y petroquímicos a través de ductos, buques tanque, carros tanque y autos tanque, entre otros.³⁸

Como se explicará en la sección “III.6 Acceso a la infraestructura existente de almacenamiento y ductos propiedad de Pemex Log”, la capacidad disponible en la infraestructura de transporte por ducto y almacenamiento de hidrocarburos y petrolíferos de esta empresa debe licitarse a través de Temporadas Abiertas, mismas que sujetan a Pemex Log a las reglas de acceso abierto establecidas en: i) la LH; ii) el Reglamento de las actividades a las que se refiere el Título Tercero de la LH y iii) la regulación que emita la CRE. De acuerdo con estos ordenamientos, Pemex Log está obligada a prestar los servicios de transporte y almacenamiento de su capacidad disponible en condiciones no discriminatorias entre sus usuarios, en particular, entre Pemex Tri y mayoristas que están ingresando por primera vez al mercado mexicano. Con ello, la normativa busca atender la necesidad de generar acceso para los privados a la infraestructura existente. No obstante, como se explicará más adelante a detalle, Andeavor es el único cliente privado de Pemex Log tras ganar una licitación de Temporada Abierta, que le dio acceso al 16% de la capacidad del sistema Zona Rosarito y Guaymas. Ello implica que los principales clientes de Pemex Log siguen siendo Pemex Tri y Pemex Exploración y Producción.

35 Mediante el acuerdo CA-128-2014 publicado en el DOF el 28 de abril de 2015. Disponible en <https://bit.ly/2FOQIU6>.

36 Artículo 1 del Acuerdo de creación de Pemex Log. Disponible en <https://bit.ly/1EN9VjI>.

37 Artículos 2 y 3 del Estatuto Orgánico de Pemex Log. Disponible <https://bit.ly/2io9ogG>.

38 Artículo 2 del Acuerdo de creación de Pemex Log.

Los estados e indicadores financieros que publica Pemex Log muestran que dicha empresa reportó pérdidas operativas por MXN 6'903,567,124 en 2015, MXN 18'187,400,323 en 2016 y MXN 1'654,729,479 en 2017.³⁹

En contraste, los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos (es decir, los que reportan ganancias y pérdidas del conjunto de subsidiarias y filiales) muestran ganancias operativas positivas en esos tres años. Si bien no existen datos públicos de los precios cobrados por Pemex Log a Pemex Tri por servicios logísticos, los resultados operativos ya mencionados sugieren la posible existencia de subsidios cruzados entre subsidiarias y filiales. De los estados financieros que publica Pemex Log no es posible determinar con claridad las razones por las cuales esta Empresa Productiva del Estado tiene una rentabilidad negativa. Sin embargo, dado que Pemex Tri es uno de sus principales clientes, podría existir la posibilidad de que Pemex Log le ofrezca precios bajos de almacenamiento y transporte que expliquen las pérdidas de esta subsidiaria. De ser cierto lo anterior, esta circunstancia podría contribuir a poner a Pemex Tri en una posición de ventaja con respecto a otros mayoristas (existentes o potenciales) que no tendrían acceso preferencial a prácticamente la única infraestructura de almacenamiento y transporte de petrolíferos que existe en el país.

Por otra parte, Pemex Log, en su papel de subsidiaria de Petróleos Mexicanos, ha tenido un incremento de su gasto programable de 61.48% de 2016 a 2019, pasando de tener MXN 29,463 millones en 2016 a MXN 47,578 millones para el ejercicio fiscal de 2019. Sin embargo, éste incremento en el gasto total programable no implica una mayor inversión en infraestructura logística. El rubro "*Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos*"⁴⁰ ha tenido una disminución del 93.46% de 2016 a 2019, pasando de invertir MXN 2,707 millones de pesos que representaban el 9.2% del total del gasto programable de Pemex Log en 2016, a invertir MXN 177 millones, lo que representa el 0.4% del total del gasto programable de la subsidiaria para 2019. En contraste, el gasto en el rubro de "*Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos*"⁴¹ ha incrementado 101.12% y para 2019 representa el 97.5% del total de gasto programable para 2019 (ver tabla 3).

39 Información obtenida de la Cuenta Pública, disponible en <https://bit.ly/2FEAUE2>. Para obtener las pérdidas operativas, se restan los 'Gastos de funcionamiento' de los 'Ingresos de la gestión'.

40 En la clasificación de programas presupuestarios del Presupuesto de Egresos de la Federación 2019, la descripción "Proyectos de infraestructura económica e hidrocarburos" tiene asignada la clave K002 y corresponde a la modalidad de programas K: "Proyectos de inversión". Disponible en <https://bit.ly/2SdZodh>.

41 En la clasificación de programas presupuestarios del Presupuesto de Egresos de la Federación 2019, la descripción "Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos" tiene asignada la clave E010 y corresponde a la modalidad de programas E: "Prestación de servicios públicos". Disponible en <https://bit.ly/2SdZodh>.

Tabla 3. Gasto programable de Pemex Log para 2016 y 2019 (datos en millones de pesos).

| Modalidad de Programa | 2016 ⁴² | | 2019 ⁴³ (Proyecto) | |
|---|--------------------|-------------|-------------------------------|-------------|
| Dist. de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos | \$23,057 | 78.3% | \$46,373 | 97.5% |
| Proyectos de infra. económica de hidrocarburos | \$2,707 | 9.2% | \$177 | 0.4% |
| Mantenimiento de infraestructura | \$2,452 | 8.3% | \$812 | 1.7% |
| Estudios de pre-inversión | \$36 | 0.1% | | |
| Programas de adquisiciones | \$423 | 1.4% | \$44 | 0.1% |
| Otros proyectos de infraestructura | \$328 | 1.1% | \$85 | 0.2% |
| Conservación de infra. marítimo-portuaria | \$368 | 1.3% | \$80 | 0.2% |
| Operación y mantenimiento de la infra. en ecología | \$88 | 0.3% | \$5 | 0.0% |
| Total | \$29,463 | | \$47,578 | |

Resulta relevante estimar cuánta infraestructura podría construirse con el gasto programable para 2019 del rubro “Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos”. Suponiendo que se utilizara exclusivamente para el desarrollo de nueva infraestructura de almacenamiento, se podría incrementar la capacidad de almacenamiento del país en 97 mil barriles.⁴⁴ Considerando que la capacidad disponible de almacenamiento en 2018 rebasa los 30 millones de barriles,⁴⁵ la construcción de capacidad para almacenar 97 mil barriles significa un aumento de solo 0.3%.

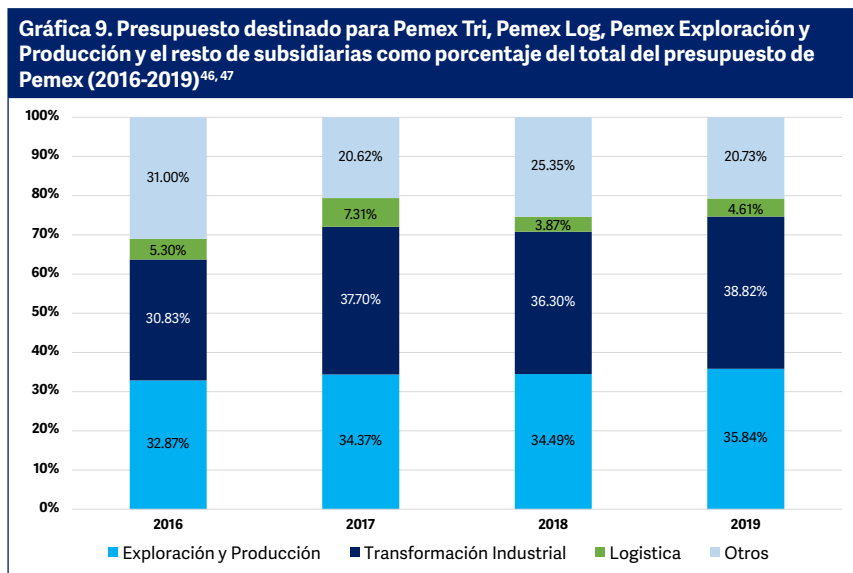
Al respecto, llama la atención que el porcentaje de presupuesto que recibe Pemex Log como parte del total del presupuesto de Pemex muestra una tendencia a la baja, mientras que el porcentaje que reciben otras subsidiarias como Pemex Tri o Pemex Exploración y Producción muestran tendencias al alza. Lo anterior, a pesar de la importancia que tiene la infraestructura logística para fortalecer las cadenas de suministros de petrolíferos y poder cumplir sus funciones de proveer estos servicios a Pemex Tri y a terceros. En la gráfica 9 se puede observar los porcentajes del presupuesto total destinado a Pemex que han recibido cada una de sus subsidiarias desde el año 2016 hasta el programado para el 2019.

42 Ver Secretaría de Hacienda y Crédito Público, “Empresas Productivas del Estado” (2016). Disponible en <https://bit.ly/2Rn9FPH>.

43 Ver Secretaría de Hacienda y Crédito Público, “Empresas Productivas del Estado” (2019). Disponible en <https://bit.ly/2SgSns2>.

44 Este cálculo se realizó utilizando información de SENER (disponible en <https://bit.ly/2WnHT9C>) relacionada con la inversión privada estimada en capacidad de almacenamiento para 2018 y suponiendo que el costo de construcción de dicha infraestructura sería el mismo para Pemex Log.

45 De acuerdo con el “Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México”, SENER, 2018. Disponible en <https://bit.ly/2AYA1V>.



Al parecer, una de las consecuencias de la integración vertical de Pemex Log y otras subsidiarias de Pemex es que, al momento de la asignación del presupuesto, no se ve como prioridad la inversión y mantenimiento de la infraestructura de almacenamiento y transporte, sino que ésta podría estar siendo supeditada a decisiones estratégicas para Pemex en su conjunto. Lo anterior, a pesar de la importancia que tiene la expansión de la infraestructura logística para poder contar con cadenas de suministro robustas, redundantes y seguras.

Por último, debe considerarse que, en el contexto de la reforma energética, para el diseño de la apertura de los mercados energéticos (petrolíferos, electricidad y gas natural) se pensaron distintos modelos para asegurar la utilización de la infraestructura de almacenamiento y transporte (o sus análogos) propiedad de las empresas del productivas del estado en forma no discriminatoria para todos los jugadores del mercado, sin importar que fueran filiales o competidores de CFE y Pemex.

46 Ver Secretaría de Hacienda y Crédito Público, "Empresas Productivas del Estado" (2017). Disponible en <https://bit.ly/2MDpv8b>.

47 Ver Secretaría de Hacienda y Crédito Público, "Empresas Productivas del Estado" (2018). Disponible en <https://bit.ly/2S7ue7q>.

Este esfuerzo resultó necesario dado que los eslabones de almacenamiento y transporte de las cadenas productivas del sector energético tienden a ser monopolios naturales. Esto quiere decir que una vez instalada la infraestructura, por ejemplo, un ducto (o una línea de transmisión eléctrica) que une dos puntos en la cadena logística (o de una red eléctrica), resulta poco probable que la instalación de un segundo ducto en ese mismo segmento (o segunda línea de transmisión) por parte de un competidor sea rentable, sobre todo mientras quede capacidad disponible en el primer ducto (o línea de transmisión). A ello debe sumarse que las cuantiosas inversiones y las trabas regulatorias para el despliegue de la infraestructura son barreras a la entrada.

Como ejemplo, en el caso del mercado eléctrico, se determinó que las redes de transmisión y distribución permanecen como propiedad de CFE Transmisión y CFE Distribución respectivamente, pero su control está a cargo de un operador independiente, el Centro Nacional de Control de Energía, organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal (APF) sectorizado a la SENER.⁴⁸ Este es el encargado de ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y de garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución para todos los generadores.⁴⁹

Otro ejemplo se da en la industria del gas natural. El Centro Nacional de Control del Gas Natural, organismo público descentralizado de la APF sectorizado a la SENER,⁵⁰ es el gestor y administrador del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), y cuenta con independencia respecto de los permisionarios cuyos sistemas conforman el SISTRANGAS.⁵¹

Los dos casos anteriores contrastan con el diseño regulatorio del mercado de petrolíferos, que en el caso mexicano presenta una complejidad adicional pues la empresa que es dueña de la infraestructura existente de transporte y almacenamiento (Pemex Log) está integrada verticalmente con el mayorista de petrolíferos que tiene la mayor participación del mercado (Pemex Tri). Ello pone a Petróleos Mexicanos en una situación de ventaja en el eslabón mayorista. En este mercado, la normativa contempla la posibilidad de acceso a la infraestructura a través de Temporadas Abiertas, mismas que han tenido poco éxito. La sección III.6 *Acceso a la infraestructura existente de almacenamiento y ductos propiedad de Pemex Log*, proporciona más detalles al respecto.

48 ARTÍCULO PRIMERO del DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía. Disponible en <https://bit.ly/2DGe3G7>.

49 Artículos 107 y 108 de la Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en <https://bit.ly/2n1OKUp>.

50 ARTÍCULO PRIMERO del DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Gas Natural. Disponible en <https://bit.ly/1tGg1Kx>.

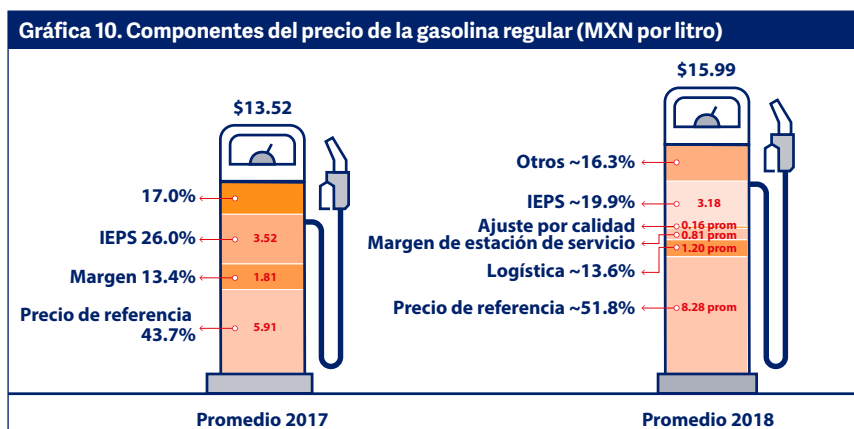
51 Artículo 66 de la LH. Disponible en <https://bit.ly/2yEWCmL>.

RECOMENDACIONES

- Solicitar a Petróleos Mexicanos los estados financieros de sus empresas subsidiarias y filiales. [CRE]
- Solicitar las condiciones contractuales que mantiene Pemex Log con Pemex Tri en la prestación de sus servicios. [CRE]

III.2 Costo logístico e insuficiencia de infraestructura existente

En 2016, antes de la liberalización de los precios de venta al público, el costo de logística de los combustibles estaba incluido en el componente Margen de la fórmula para la determinación de los precios máximos, el cual tenía el mismo valor para todas las regiones del país.⁵² En 2016, el valor del Margen fue de MXN 1.81 por litro.⁵³ A partir de enero de 2017, cuando se implementaron precios máximos por regiones del país para preparar la entrada de la liberalización de precios, se desagregó el costo logístico del componente Margen y su valor fue de MXN 1.20 por litro. A manera de comparación, en 2017, incluyendo el nuevo costo logístico en las variables del componente Margen, el valor se ubicaría en MXN 2.17 por litro, MXN 0.34 por litro más que el valor del 2016.⁵⁴ Es decir, como parte de la preparación del mercado para la liberalización de los precios, el costo logístico de Pemex Log se ajustó a un nivel más cercano a la realidad (ver gráfica 10).



Fuente: Elaboración propia con base a datos de CRE, EIA, Banco de México.

52 ACUERDO por el que se da conocer la banda de precios máximos de las gasolinas y diésel (A/24/2015) establece que el Margen es la suma de flete, merma, margen comercial, transporte, ajustes de calidad y costo de manejo observados en 2015. Disponible en <https://bit.ly/1Pv8jin>.

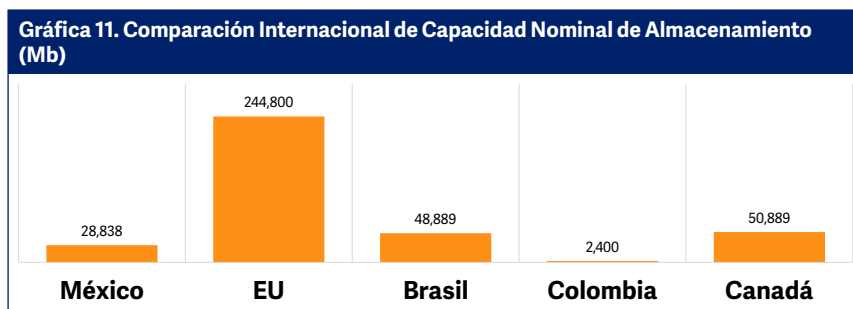
53 De acuerdo con información publicada por la CRE. Disponible en <https://bit.ly/2F1xA1s>.

54 *Ídem*.

El costo logístico está influenciado directamente por el tipo de infraestructura de transporte y de almacenamiento utilizado para distribuir las gasolinas y diésel hasta los diferentes puntos de venta del país. Por ejemplo, el costo del transporte por ducto puede ser hasta 14 veces menor que el transporte por auto tanque por barril de gasolina.⁵⁵

Al respecto, la infraestructura logística para el transporte y almacenamiento de petrolíferos existente en México presenta una saturación significativa, ya que durante mucho tiempo —derivado del esquema anterior (monopolio constitucional)— no hubo inversión suficiente que permitiera su adecuado desarrollo. La situación podría cambiar debido a que el potencial de inversión en logística de petrolíferos está valuado en 15 mil millones de dólares.⁵⁶

Al realizar una comparación de este tipo de infraestructura respecto a la de otros países en América, podemos notar las principales necesidades en el país. En cuanto a capacidad de almacenamiento, México es el segundo país con menor capacidad, sólo superando a Colombia, cuyo consumo de combustibles es casi 7 veces menor. Por otra parte, podemos observar un rezago significativo en infraestructura de ductos respecto a EUA y Canadá, a pesar de que este último tiene una demanda de combustibles 3 veces menor que nuestro país⁵⁷ (ver gráficas 11 y 12).

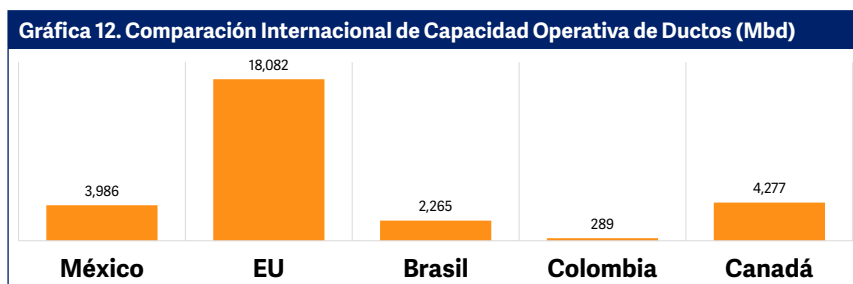


Fuente: Elaboración propia con información de la SENER, EIA, Agencia Nacional de Petróleo de Brasil, Ministerio de Minas y Energía de Colombia y National Energy Board Canada.

55 "Perspectivas del Sector, Precios, Reportes y Regulación", CRE.

56 Mena, S. "Alista Pemex 22 proyectos por 15 mil millones de dólares". *El Financiero*. Disponible en <https://bit.ly/2UoyexM>.

57 Información disponible en <https://bit.ly/2FEbR45>.



Fuente: Elaboración propia con información de la SENER, Association of Oil Pipeline, Transpetro, Ecopetrol, y National Energy Board Canada.

III.3 Infraestructura de almacenamiento

Como se ha señalado, la infraestructura de almacenamiento juega un papel clave en la apertura y funcionamiento del mercado de gasolinas y diésel, ya que permite la creación y desarrollo de un mercado de suministro al mayoreo alternativo al de la comercialización de Pemex Tri en sus TAR. Un comercializador podrá obtener un margen de ganancia atractivo en la medida que cuente con almacenamiento suficiente para conseguir combustibles en condiciones competitivas y venderlos con un margen razonable de ganancia.⁵⁸ De igual forma, el almacenamiento es un servicio que es contratado por el comercializador cuando no es dueño de la infraestructura. Actualmente, el 50% de la capacidad de almacenamiento existente es propiedad de Pemex Log,⁵⁹ la cual es, además, insuficiente para almacenar y comercializar petrolíferos por parte de terceros.

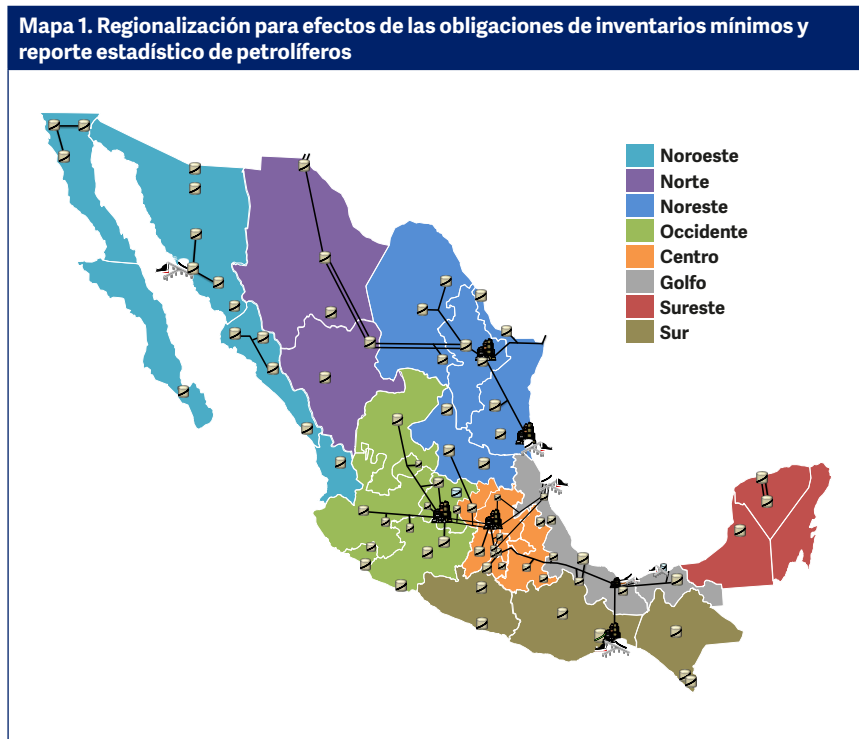
Para solventar las necesidades de almacenamiento del país, en diciembre de 2017 se publicó el Acuerdo por el que se emite la *"Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos"*.⁶⁰ Esta política busca asegurar el abasto oportuno y suficiente de petrolíferos a la población como medida de seguridad energética y sujeta a los titulares de permisos de comercialización y distribución de gasolinas y diésel (y que vendan a estaciones de servicio o a usuarios finales) a mantener inventarios de seguridad.

⁵⁸ El arbitraje de combustibles (almacenar producto a la espera de que los precios suban) es sólo una de las fuentes de ganancias posibles de un almacenista. Otra fuente de negocio proviene del "trading" (por ejemplo, conseguir producto a precios competitivos en las refinerías para colocarlo en zonas de alta demanda de combustible, como el centro del país).

⁵⁹ De acuerdo con el Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México, SENER, 2017. Diagnóstico disponible en <https://bit.ly/2AYAI1V>.

⁶⁰ "POLÍTICA PÚBLICA DE ALMACENAMIENTO MÍNIMO DE PETROLÍFEROS". Disponible en <https://bit.ly/2SNSAQt>.

La obligación para los permisionarios está considerada en días de venta y tiene como objetivo que en 2025 se llegue a tener entre 10 y 13 días de ventas en inventarios (según la región del país, ver mapa 1). La primera obligación para los permisionarios es alcanzar los 5 días de ventas en inventario en las 8 regiones en las que se dividió al país a partir de enero de 2020.⁶¹ En 2017, el país contaba con 28,838 mb de capacidad nominal de almacenamiento y con un promedio de 3 días de ventas en inventarios en el país.⁶²



Fuente: Elaboración de la SENER.

Si bien esta política busca asegurar el abasto oportuno y suficiente, la regionalización puede retrasar la presencia de comercializadores en ciertas zonas del país, toda vez que, con la definición de estas 8 regiones se impone a los comercializadores y distribuidores de combustible la obligación de contar con almacenamiento físico en la misma región en la

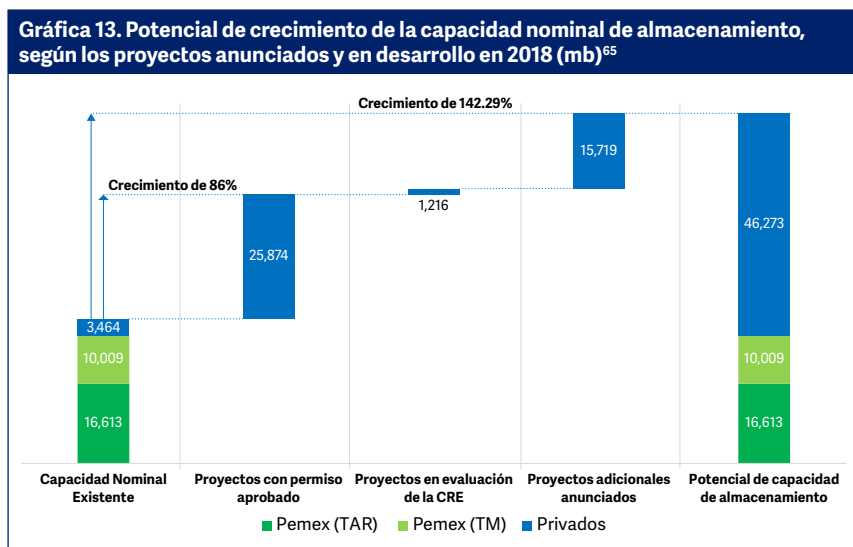
61. Estas 8 regiones logísticas comprenden: Noroeste: Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa y Nayarit; Norte: Chihuahua y Durango; Noreste: Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y San Luis Potosí; Occidente: Zacatecas, Aguascalientes, Jalisco, Guanajuato, Michoacán, y Colima; Centro: Querétaro, Hidalgo, Tlaxcala, Puebla, Morelos, Estado de México, y la Ciudad de México; Golfo: Veracruz y Tabasco; Sur: Guerrero, Oaxaca y Chiapas; Sureste: Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

62. En contraste, los inventarios totales de Italia, Reino Unido, EUA y Francia son 56, 31, 27 y 22 días, respectivamente. "POLÍTICA PÚBLICA DE ALMACENAMIENTO MÍNIMO DE PETROLÍFEROS". Disponible en <https://bit.ly/2SNSAQt>.

que realizan sus ventas. Esto quiere decir que, si los comercializadores y distribuidores realizan sus ventas en más de una región, deberán cumplir con los volúmenes mínimos de almacenamiento en cada una de ellas.⁶³ Lo anterior, podría impedir la explotación de economías de escala en el almacenamiento.

Además, con la implementación de esta política se siguen dando ventajas competitivas a Pemex Log frente a terceros, ya que ésta cuenta con infraestructura existente de almacenamiento en prácticamente todo el país y no requiere de una inversión sustancial como cualquier otro nuevo comercializador para tener presencia nacional.

Respecto de la creación de nueva infraestructura, a la fecha, la CRE ha aprobado 35 permisos para el almacenamiento de gasolinas y diésel, así como un permiso de distribución (que incluyen infraestructura de almacenamiento) a empresas privadas.⁶⁴ Los 36 proyectos con permisos suman una capacidad nominal de 28,073 mb, lo que representaría un incremento de 86% a la capacidad nominal actual de 30,086 mb (ver gráfica 13).



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

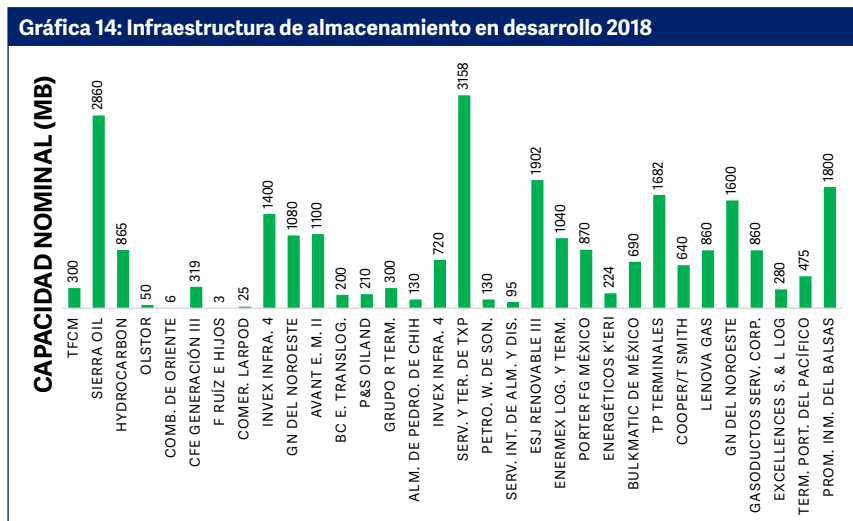
63 Ver apartado 5.3.3 de la "POLÍTICA PÚBLICA DE ALMACENAMIENTO MÍNIMO DE PETROLÍFEROS".

64 "Flexibilización de precios de las gasolinas y el diésel en las zonas 4 y 5", CRE. Disponible en <https://bit.ly/2U4z3vr>.

65 Excluye todas las terminales de almacenamiento que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) esté considerando convertir de combustóleo a petrolíferos (10.7 mb para 2030). El proceso debió haber empezado en 2016; sin embargo, fue hasta junio de 2018 cuando se asignó la primera capacidad a Andeavor.

El desarrollo de infraestructura para almacenamiento puede materializarse en el corto plazo, estimando entre 12 y 18 meses para desarrollar una terminal de 300 mb, una vez que se cuenta con los permisos necesarios. La inversión requerida, así como la capacidad de cada proyecto es variable, lo cual permite que se desarrollen una amplia gama de proyectos de almacenamiento, motivo por el cual existe mayor interés y actividad, comparado con el desarrollo de nueva infraestructura de ductos, que no tiene tanta flexibilidad.⁶⁶

De los 36 proyectos mencionados anteriormente, las terminales que ya se encuentran en operación son las de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (en Guanajuato); Vopak México, S.A. de C.V. (en Veracruz); y Asfaltos Mesoamericanos, S.A. de C.V. (en Tabasco).⁶⁷ Por su parte, la terminal en Progreso (Hidrocarburos del Sureste, S.A. de C.V.) inicialmente contaba con un permiso de distribución el cual fue terminado de manera anticipada y, en su lugar, se le otorgó un permiso de almacenamiento; iniciando operaciones en enero de 2019. Además, existen aún 32 proyectos importantes en construcción y desarrollo, como son la terminal de *Hydrocarbon Storage* en el Estado de México y el proyecto Servicios y Terminales de Tuxpan, Veracruz (ver gráfica 14).



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.⁶⁸

66 Otra de las razones por las que no existe suficiente inversión en ductos, como se explica más adelante en este documento, son los trámites para el derecho de vía y el robo de combustible en ductos.

67 Esta terminal inició operaciones el 24 de agosto del 2018. Disponible en <https://bit.ly/2RVIF3b>.

68 Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos 2018 – Parte 2. Disponible en <https://bit.ly/2AYA1IV>.

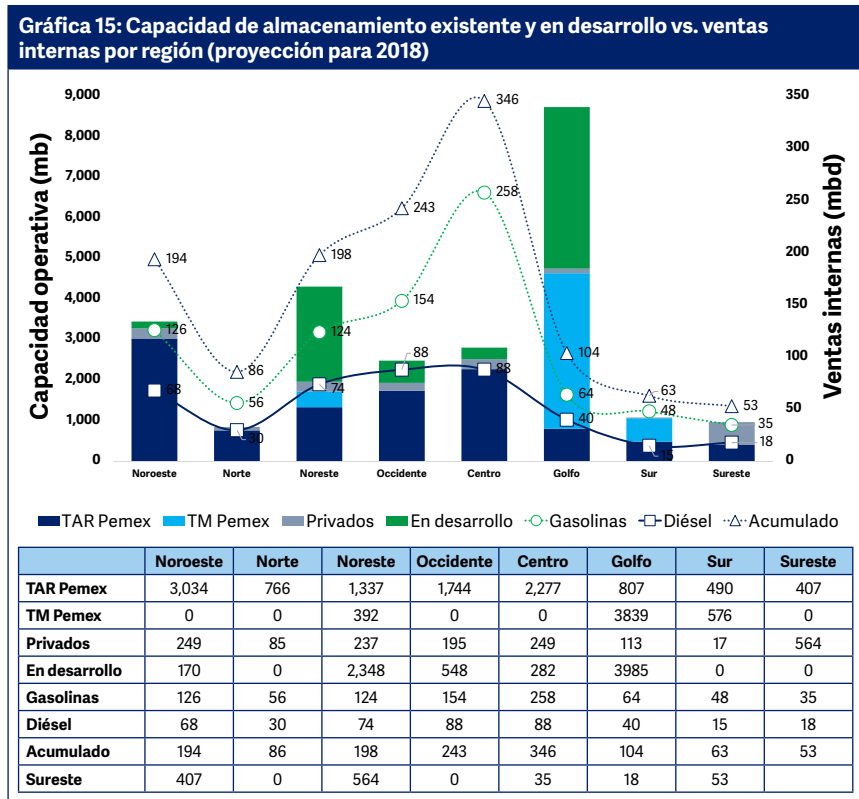
El desarrollo de infraestructura no se dará de manera homogénea en el país (ver mapa 2). De forma natural, los planes de inversión se concentran en las zonas de mayor consumo o en los puntos de internación del producto.



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE y SENER.

Con la finalidad de visualizar las regiones de mayor interés para la iniciativa privada, y en dónde se podría comenzar a observar una mayor competencia en la comercialización de gasolinas y diésel, en la gráfica 15 se puede observar una comparación de las ventas internas esperadas para 2018,⁶⁹ respecto de la capacidad de almacenamiento a cargo de Pemex Log, privados y en desarrollo de nueva infraestructura por región.

⁶⁹ Para el ejercicio se consideraron las tasas de crecimiento anual estimadas por la SENER: 1.9% para gasolinas y 2.7% para diésel. Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México, SENER, 2017.



Fuente: Elaboración propia con información de la SENER.

De la gráfica 15 se desprende que hay una concentración de los nuevos desarrollos de almacenamiento en las zonas del país en las que se reciben importaciones de producto. Destaca la zona de la costa del Golfo de México en donde está prevista más de 50% de la creación de la capacidad de almacenamiento, a pesar de presentar una menor demanda que otras regiones del país. Sin embargo, lo anterior se explica por la facilidad de importar producto por medio de buque tanque (la forma de importación más eficiente) y la facilidad para su posterior transporte hacia el centro del país, zona geográfica de mayor consumo nacional de combustible (debido a la existencia de infraestructura de ductos que une ambas regiones).

Por otra parte, la región noreste es un centro de consumo importante y al mismo tiempo es la segunda región con mayor importación de gasolinas del país. Por ello, concentra alrededor de 30% de los proyectos que generarán nueva capacidad de almacenamiento.

El resto de la nueva capacidad de almacenamiento se dividirá entre dos regiones de alta demanda: la región occidente que incluye a Guadalajara, una de las ciudades con mayor consumo de gasolina, y la región centro que incluye la zona metropolitana del Valle de México, la cual no cuenta con ningún punto de importación, pero es la zona de mayor consumo de gasolinas del país.

Hasta el momento no se ha manifestado interés por parte de participantes privados en desarrollar infraestructura de almacenamiento en las regiones norte, sur y sureste (con excepción de una terminal de almacenamiento en Chihuahua y la de Hidrocarburos del Sureste S.A. de C.V., en Progreso, Yucatán), lo que está asociado principalmente a la baja demanda de gasolina y diésel en estas regiones.

Finalmente, un aspecto adicional que debe considerarse para entender el potencial de almacenamiento de petrolíferos en nuestro país es la capacidad instalada de la CFE. Como se mencionó líneas atrás, actualmente el 50% de la capacidad de almacenamiento existente es propiedad de Pemex Log.⁷⁰ La capacidad restante se encuentra repartida entre la CFE (43%) y empresas privadas (7%).⁷¹

En 2017, la CFE anunció que pondría a disposición de privados su capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos (lo que incluye petrolíferos), equivalente a 10,745 mb, de forma paulatina a lo largo de 12 años.⁷² Lo anterior, forma parte de su estrategia para sustituir el uso de combustóleo y diésel por gas natural en la generación de energía eléctrica, lo que libera la infraestructura de almacenamiento de petrolíferos de esa empresa. En su propuesta, la infraestructura seguirá siendo propiedad de CFE y buscará socios para financiar la conversión y adecuación de las instalaciones.⁷³

Este proyecto inició con dos pruebas piloto en los estados de Sonora y Baja California. En el caso de Sonora, puso a disposición de terceros 1,020 mb de capacidad de almacenamiento en tres ubicaciones: Guaymas, Puerto Libertad y Caborca.⁷⁴ En Baja California, fueron 574 mb

70 De acuerdo con el *Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México*, SENER, 2017. Diagnóstico disponible en <https://bit.ly/2AYA1IV>.

71 *Idem*.

72 Notimex, "Plan de almacenamiento de combustibles garantizará seguridad energética: CFE". Disponible en <https://bit.ly/2TIT14Y>.

73 Fórmula Financiera, "En julio de 2018 entrará en operación estrategia de almacenamiento de CFE: Hernández". Disponible en <https://bit.ly/2HDbmZN>.

74 "455 CFE: Conversión de la Infraestructura de Almacenamiento de Combustibles Líquidos en Sonora". Disponible en <https://bit.ly/2ME6Mto>.

en Rosarito, Ensenada y Mexicali.⁷⁵ En ambos casos, los concursos se declararon desiertos. De haber sido exitosos, se hubiera incrementado la capacidad de almacenamiento de petrolíferos en 5%. Así, será importante analizar por qué las convocatorias no resultaron interesantes para la iniciativa privada y hacer los ajustes necesarios.

Esta estrategia de CFE cobra relevancia si se considera que la capacidad de almacenamiento que planea liberar a lo largo de 12 años representaría un aumento de 35.71% respecto de la capacidad total de almacenamiento en el país en 2018.

Ahora bien, el desarrollo de infraestructura para el almacenamiento es sólo una parte de la cadena logística de los mercados de gasolinas y diésel. Otro desafío es el acceso a la infraestructura necesaria para alimentar continuamente esas terminales de almacenamiento, y permitir la salida de petrolíferos de las mismas a un bajo costo, es decir, la conectividad de éstas con la red de ductos, la red ferroviaria y/o la red carretera.

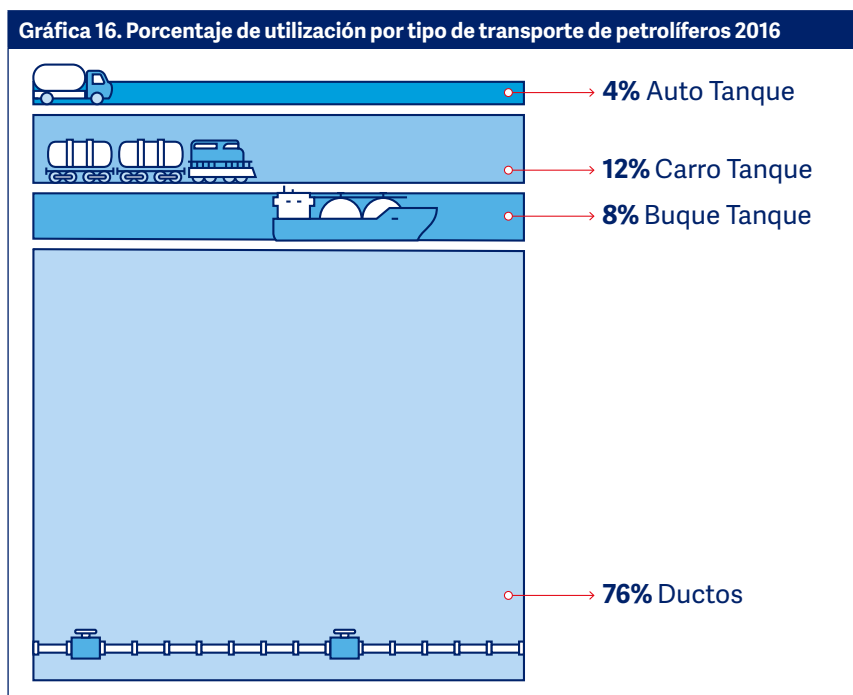
III.4 Infraestructura de ductos

Mientras no se materialicen los proyectos de desarrollo de nueva infraestructura de ductos y/o no se tenga acceso a la infraestructura de ductos de Pemex Log, los competidores de Pemex Tri tendrán que valerse principalmente de auto tanques para internar el producto desde sus terminales de almacenamiento hasta los centros de distribución y/o consumo, lo que incrementará sus costos logísticos. En este sentido, quienes podrán competir con Pemex Tri serán aquellos que logren desarrollar (o acceder a) un sistema de logística integral que les permita abastecer los centros de consumo.

Existen cuatro formas de transportar combustible hacia/desde una terminal de almacenamiento, que además tienen costos diferentes al ducto; buque tanque (2 veces más costoso que el ducto), carro tanque (6 veces más costoso que el ducto) y auto tanque (14 veces más costoso que el ducto).⁷⁶ La infraestructura del sistema de ductos es vital para el país, ya que el transporte de petrolíferos desde las refinerías y puntos de internación hacia los diferentes puntos de consumo se realiza en su mayoría a través de la red de ductos de Pemex Log: de acuerdo con la SENER, en 2017, el 76% del transporte de petrolíferos fue realizado a través de ductos (ver gráfica 16).

75 "455 CFE: Conversión de la Infraestructura de Almacenamiento de Combustibles Líquidos en Baja California". Disponible en <https://bit.ly/2RoY0zY>.

76 En distancias cortas el ducto no es necesariamente más barato que el carro tanque o auto tanque. Información disponible en <https://bit.ly/2T5HYwJ>.



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

De acuerdo con el Sistema de Información Energética (SIE) de la SENER,⁷⁷ la longitud operable de poliductos ha disminuido un promedio anual de 1.7% de 2001 a 2017. Mientras que, en 2001 la longitud operable era de 12,231 km,⁷⁸ en 2017 únicamente se disponía de 8,915 km (8,805 km considerando únicamente poliductos para gasolinas y diésel); es decir 27% menos. Esto debido, en parte, a la disminución del presupuesto de Petróleos Mexicanos destinado a la distribución de crudo y petrolíferos que en términos reales ha disminuido 27.8% en los últimos 5 años.⁷⁹

Actualmente, Pemex Log cuenta con seis sistemas de ductos distribuidos en las ocho regiones antes señaladas. De los dos sistemas principales y de mayor longitud, uno permite la internación de combustibles desde el Golfo de México hacia el centro del país, al Bajío y al Pacífico, y el otro a través de ductos transfronterizos en el norte (ver mapa 3).

⁷⁷ SIE. Disponible en <http://sie.energia.gob.mx/>.

⁷⁸ *Idem*.

⁷⁹ Recursos presupuestales de Pemex, CIEP. Disponible en <https://bit.ly/2R0sfNC>.



Fuente: "Política pública de almacenamiento mínimo de petrolíferos" SENER, 2017.

De acuerdo con la CRE, recientemente se han anunciado seis proyectos para el desarrollo de ductos para el transporte de petrolíferos, de los cuales uno tiene origen en Tuxpan, Veracruz, con destino al centro del país, y otro para aumentar la capacidad de transporte de un trayecto en el sistema sur-golfo-centro-occidente. El resto de los proyectos contemplan la construcción de poliductos transfronterizos en el norte. De realizarse estos proyectos, representarían un incremento de 9.77% en capacidad operativa y 11.39% de longitud respecto de la red existente (ver tabla 4).

| Tabla 4. Infraestructura de ductos existente y por desarrollarse | | |
|--|---------------|---------------------------|
| Ductos | Longitud (km) | Capacidad Operativa (mbd) |
| Pemex Log | 8,583 | 4,094.5 |
| Nuevos de iniciativa privada | 1,011.7 | 400 |
| Incremento % | 11.39% | 9.77% |

Fuente: CRE, 2018.

A pesar de que el transporte por ductos es el de menor costo y de mayor eficiencia, existen retos importantes para su desarrollo, principalmente asociados a las grandes sumas de inversión requeridas. Para construir y financiar sistemas de ductos, las empresas dependen en gran medida de capital externo, el cual se asegura a través de contar con clientes y contratos de largo plazo que se comprometan al uso y pago de la capacidad de los ductos. De aquí la importancia de que la CRE vigile los contratos de comercialización de Pemex Tri, para que los nuevos participantes puedan tener la posibilidad de atraer demanda para uso de los nuevos ductos.⁸⁰

Mientras no se construya esta infraestructura de transporte, es de esperarse que los privados utilicen otros medios menos eficientes como los auto tanques, con impactos relevantes en los costos logísticos. Los mayores costos asociados al transporte impactan necesariamente a los precios de venta al consumidor. De ahí la insistencia de que, para que incremente la competencia en esta actividad y haya una baja estructural en los precios de venta de gasolinas y diésel, es necesario incentivar el desarrollo de nueva infraestructura de transporte.

III.5 Derechos de vía para la construcción de ductos

La construcción de nueva infraestructura de transporte necesita derechos de vía. El derecho de vía es un *"bien del dominio público de la Federación constituido por la franja de terreno de anchura variable, cuyas dimensiones fija la Secretaría [de Comunicaciones y Transportes], que se requiere para la construcción, conservación, ampliación, protección y en general para el uso adecuado de una vía de comunicación carretera y sus servicios auxiliares"*.⁸¹ El acceso, cruzamiento, instalaciones marginales, así como obras en el derecho de vía (construcción, modificación o ampliación) de caminos de jurisdicción federal, requieren de un permiso emitido por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), el cual puede ser obtenido en un plazo de 30 a 45 días naturales dependiendo de cada caso.⁸²

Históricamente, la adquisición del derecho de vía ha sido una importante barrera al desarrollo de infraestructura, por lo que resulta de especial importancia el cumplimiento de lo dispuesto en la LH en su artículo 98 que establece que la CRE, con opinión de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), emitirá las disposiciones necesarias para permitir el acceso al derecho de vía destinado a las actividades de trans-

80 De acuerdo con el artículo 22 fracción XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

81 "Reglamento para el aprovechamiento del derecho de vía de las carreteras federales y zonas aledañas" Disponible en <https://bit.ly/2HzKn1u>.

82 Relación de trámites. Disponible en <https://bit.ly/2sMQfdz>.

porte por ducto, y vigilará el cumplimiento de esta obligación así como la forma en que se afectarán las tarifas de las actividades permitidas por los ingresos que perciban los permisionarios por el uso de terceros de sus derechos de vía.

Sin embargo, el derecho de vía no solamente es requerido en las carreteras federales y zonas aledañas, sino también en propiedad privada y/o en bienes nacionales.⁸³ Por ello, es necesario el trabajo en conjunto entre la CRE, la SCT, ASEA y demás autoridades involucradas (Comisión Nacional del Agua, CFE, Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano, y autoridades estatales y municipales) para facilitar el otorgamiento, aprovechamiento, modificación y cruzamiento de derechos de vía correspondientes.⁸⁴

III.6 Acceso a la infraestructura existente de almacenamiento y ductos propiedad de Pemex Log

Como ya se mencionó, la falta de infraestructura logística tiene implicaciones para el mercado en términos de incremento de los costos logísticos, lo que a su vez impacta necesariamente en los precios de venta al consumidor final. En ese sentido, la reforma contempló que en tanto no se desarrollase nueva infraestructura, los privados podrían tener acceso a la infraestructura de Pemex Log a través de Temporadas Abiertas (artículo 70 de la LH), lo que a su vez permitiría la entrada inmediata de importadores de gasolina y diésel al mercado.⁸⁵

Con el fin de dar cumplimiento a esta obligación de acceso abierto, la CRE aprobó la resolución RES/899/2015 publicada en el DOF el 12 de enero de 2016⁸⁶ (la cual posteriormente fue modificada mediante la resolución RES/184/2016, del 30 de marzo de 2016,⁸⁷ y después mediante el acuerdo A/051/2017 el 27 de octubre de 2017)⁸⁸ con la que expidió las *Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos*.

83 A los que se refiere el artículo 113 de la Ley de Aguas Nacionales, para lo cual es necesario contar con un permiso para la construcción o modificación de obras en cauces y zonas federales. Disponible en <https://bit.ly/2hQ5HmA>.

84 Al respecto, en el otorgamiento de estos permisos se toman en cuenta temas de protección ambiental y de seguridad civil.

85 Cabe señalar que la obligación de acceso abierto aplica para toda la infraestructura de ductos (incluida aquella que no es de Pemex Log) y de almacenamiento que no sea para uso propio. El principio de acceso abierto procede de la naturaleza misma de este tipo de infraestructura (que tiene características de monopolio natural) cuya duplicación es ineficiente en la misma ruta.

86 RES/899/2015. Disponible en <https://bit.ly/1OfNo0D>.

87 RES/184/2016. Disponible en <https://bit.ly/2MIM6pO>.

88 A/051/2017. Disponible en <https://bit.ly/2Mp4wWu>.

En estas disposiciones se establece que los transportistas y/o almacenistas deberán establecer en sus Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio (TCPS), las condiciones para garantizar el acceso abierto en la prestación de los servicios en sus sistemas.

Estos TCPS tienen como propósito establecer las reglas para que el servicio se realice de manera eficiente, garantizando el acceso abierto sujeto a la disponibilidad de capacidad, en condiciones no discriminatorias en cuanto a calidad, tarifa, oportunidad y cantidad. La CRE tiene la facultad de regular las tarifas del servicio mediante el mecanismo de las Temporadas Abiertas. También se señala que eventualmente la regulación tarifaria no será aplicable cuando, a juicio de la COFECE, existan condiciones de competencia efectiva. En dicho caso, la tarifa acordada entre las partes se incluirá en el contrato de servicio respectivo.⁸⁹

En este contexto, cualquier interesado podría solicitar el acceso a la infraestructura existente de Pemex Log, siempre y cuando esta solicitud sea técnica y económicamente factible y esté apegada a las normas aplicables. La única limitante en este caso sería la capacidad disponible de cada sistema, en donde Pemex Log tiene la facultad de determinar si cuenta o no con ésta para ponerla a disposición de terceros.

Al respecto, el 13 de diciembre de 2016 la CRE aprobó un proceso de Temporada Abierta, dividido en diferentes etapas, que permite a los interesados concursar para utilizar parte de la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto propiedad de Pemex Log a través de un mecanismo de subasta.⁹⁰

Sin embargo, la ejecución del cronograma de estas Temporadas Abiertas sufre un atraso significativo pues, aunque inicialmente se previó que durante 2017 se debían celebrar cinco procesos regionales, únicamente se logró llevar a cabo el procedimiento de la Etapa 1.1.

Los resultados de la primera etapa correspondiente a la infraestructura de transporte y almacenamiento de la zona Noroeste del país se dieron a conocer el 2 de mayo de 2017. Tesoro (ahora Andeavor) fue la empresa ganadora del proceso, iniciando operaciones en octubre de ese mismo año con un contrato firmado por tres años.

En esta primera etapa, la capacidad ofertada para el uso de terceros respecto de la capacidad disponible para reserva fue apenas de 17%, a pesar de lo cual se pudo crear un sistema integral que resultó atractivo para los participantes. En específico, Andeavor ha logrado utilizar este sistema logístico para importar 300 mb al mes (equivalente a un cargamento completo de buque tanque) para abastecer sus estaciones de Servicio ARCO en el noroeste del país.

89 *Idem.*

90 "Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México". SENER, 2017.

Debido a ajustes realizados y lecciones aprendidas tras el procedimiento de la Etapa 1.1, la CRE modificó el cronograma de las etapas subsecuentes: 1.2 Sistema Norte Zona Frontera, 1.2.2 Sistema Norte Zona Madero y 2.1 Sistema Pacífico Zona Topolobampo, mediante las resoluciones RES/3068/2017 y RES/3069/2017, aplazando sus subastas hasta el primer semestre de 2018.

Además del ajuste al calendario, la resolución RES/3068/2017 específica, en su Anexo I, que la capacidad operativa disponible de los Sistemas Norte y Pacífico para las correspondientes Temporadas Abiertas será el remanente de la capacidad de Pemex Log una vez asignada la capacidad necesaria para que Pemex Tri desaloje su producción de gasolinas y diésel.

Como se estableció en el nuevo calendario, en el primer semestre del 2018 se llevaron a cabo las Temporadas Abiertas 1.2, 2.1 y 1.2.2 (ver tabla 5). Sin embargo, en ninguno de los tres procesos se obtuvieron ofertas para solicitar capacidad en la infraestructura y, por lo tanto, se declararon desiertos.

| Etapas | Sistema/ Zona | Convocatoria, preselección y evaluación | Fecha de asignación | Resultado |
|---------------|--------------------------|--|----------------------------|------------------|
| 1.2 | Norte/ Frontera | 9 enero – 13 marzo 2018 | 14 – marzo – 18 | Sin ofertas |
| 2.1 | Pacífico/ Topolobampo | 13 febrero – 19 de abril 2018 | 20 – abril – 18 | Sin ofertas |
| 1.2.2 | Norte/Madero | 13 marzo – 18 de mayo 2018 | 21 – mayo – 8 | Sin ofertas |

Fuente: Pemex Log.

La falta de ofertas se debe, en parte, a que en los tres casos se dejó fuera de la subasta infraestructura clave para poder crear sistemas logísticos integrales y competitivos que permitieran importar y mover volúmenes eficientes de petrolíferos que generaran economías de escala. Por ejemplo, en el caso de la Temporada 1.2, no se incluyó como parte del concurso la terminal de almacenamiento de Santa Catarina (se postergó el acceso a esta terminal para la etapa 2.2), terminal estratégica por su cercanía con la ciudad de Monterrey y la refinería de Cadereyta.

A su vez, en el caso de la Temporada Abierta 2.1, no se ofertó capacidad de reserva en las terminales de Mazatlán, Topolobampo y La Paz, que son las que se suministran por medio de buque tanque — Topolobampo y La Paz son puntos de importación de producto, mientras

que Mazatlán recibe cabotaje desde Salina Cruz—. El acceso a la terminal de Topolobampo cobra mayor importancia al ser el medio principal por el cual se suministra producto a las terminales de Guamúchil y Culiacán, ya que éstas se encuentran conectadas por un sistema de ductos. Al no tener acceso a la terminal de Topolobampo, suministrar la terminal de Guamúchil y Culiacán dejó de ser atractivo en términos de costo, ya que tendrían que abastecerse por medio de auto tanques en lugar de por ducto.

Por su parte, la etapa 1.2.2. para el Sistema Norte Zona Madero incluía las TAR de Mante, Victoria, Ciudad Valles y Matehuala. La oferta de capacidad disponible en estas terminales iba de 0% para uno de los tanques (gasolina especial en Ciudad Valles) hasta 25% como máximo en algunas de las terminales. Si bien en términos porcentuales 25% pudiera ser un nivel razonable de apertura, no necesariamente se traduce en un volumen que permita alcanzar una operación de escala suficiente para competir con Petróleos Mexicanos.

A partir de los resultados de los procesos de las Temporadas Abiertas de principios de 2018, en los meses siguientes la CRE decidió tanto replantear las Temporadas Abiertas, como a la vez optar por un mecanismo de cesión de capacidad.

La Temporada Abierta replanteadada para el Sistema Norte (Juárez, Cadereyta y Frontera) y Sistema Pacífico (Topolobampo) se lanzó el 22 de mayo de 2018 (ver tabla 6).⁹¹ Esta nueva Temporada Abierta (rediseñada) contempla el acceso a infraestructura para gasolina regular, especial y diésel en 16 terminales y 6 poliductos en los dos sistemas, incluyendo terminales que no tenían capacidad disponible en las etapas previas. Además, permite el acceso a ductos y terminales de almacenamiento en puntos de internación de producto al país. Aunque se pone capacidad a disposición en todas las TAR (con la excepción de almacenamiento de diésel en la terminal de Juárez), el 38% de los casos ofertan el 5% del total de la capacidad disponible de las TAR. Además, no se oferta más de 25% de la capacidad en ninguna de ellas.

91 De acuerdo con el Resumen Ejecutivo emitido por Pemex Log. Disponible en <https://bit.ly/2AUJrPt>.

Tabla 6. Cronograma de temporadas abiertas vigentes

| Sistema/Zona | Convocatoria, preselección y evaluación | Fecha de asignación | Resultado |
|-------------------------------------|---|---------------------|----------------------|
| Norte: Juárez, Cadereyta y Frontera | 22 de mayo – 23 de julio | 24 de julio de 2018 | Cedida ⁹² |
| Pacífico: Topolobampo | 22 de mayo – 23 de julio | 24 de julio de 2018 | Cedida ⁹³ |

Fuente: Pemex Log.

Para el caso de los ductos Monclova-Salinas y Topolobampo-Guamúchil, sí se incluyó capacidad de reserva para la TAR asociada al trayecto del ducto; sin embargo, como cambio de último momento, se retiró el ducto Topolobampo-Guamúchil, el cual, por el alto número de tomas clandestinas fue sacado de operación.

En el caso del mecanismo de cesión de capacidad por parte de Pemex Log hacia terceros, este se aprobó a través del acuerdo A/015/2018 de la CRE. La cesión consiste en un esquema mediante el cual Pemex Log cede capacidad en sus sistemas cuando pierda clientes en comercialización. Es decir, si el cliente final decide irse con un suministrador, distribuidor o comercializador distinto a Pemex Tri, éstos podrán solicitar el uso equivalente de esa capacidad en los sistemas de logística de Pemex Log, considerando que la capacidad reservada por Pemex Tri quedaría sin utilizarse.

Específicamente, lo que se busca con la cesión de capacidad es permitir que cualquier tercero que adquiera producto de VPM o lo importe al país con el fin de suministrar estaciones de servicio, pueda solicitar a Pemex Log recibir la capacidad para almacenar y transportar dicho producto. Además, si fuese cierto que Pemex Log cobra lo mismo a Pemex Tri que a cualquier comercializador por el uso de su infraestructura, Pemex Log recibirá los mismos ingresos independientemente de quien haya reservado la capacidad.⁹⁴

La cesión de capacidad está considerada por la CRE como un mecanismo transitorio de no más de tres años, pensando en que en ese periodo se podría contar ya con capacidad nueva en infraestructura de transporte y almacenamiento. Sin embargo, Pemex Log promovió una demanda de amparo en contra de este acuerdo, el cual se está

⁹² De las 16 terminales y 13 poliductos que se licitaron, 2 poliductos con una capacidad de 1,550 barriles por día (bpd) se adjudicaron a Tesoro/Andeavor. Disponible en <https://bit.ly/2T712vK>.

⁹³ *Idem*.

⁹⁴ De acuerdo con la Resolución "RES/1775/2017 se establece a Pemex Log las tarifas máximas para los sistemas de almacenamiento y transporte por ducto de petrolíferos resultados de la Temporada Abierta 1.1 en las modalidades de reserva contractual y uso común", Pemex Log solo está obligado a cobrar menos del máximo establecido por el uso de su infraestructura.

tramitando en el Juzgado Sexto de Distrito en Materia Administrativa en la Ciudad de México, y mientras se resuelve el fondo del asunto, el Juez de Distrito decretó la suspensión definitiva.

En retrospectiva, parte fundamental de las complicaciones de las Temporadas Abiertas radica en la obligación asumida *de facto* por Petróleos Mexicanos, en el sentido de garantizar suministro de gasolinas y diésel en todo el país, lo cual implica que requiere el uso de la mayor parte de su capacidad de infraestructura de ductos y almacenamiento, existiendo poca disponibilidad para ofrecer al mercado. Asimismo, la CRE no tiene acceso a la información necesaria para asegurar que la capacidad disponible declarada por Pemex Log corresponda a la realidad, sino que depende que lo que la subsidiaria le declare como viable.

Adicionalmente, existen complejidades operativas de integrar a terceros dentro del sistema logístico de Petróleos Mexicanos, incluyendo la creación de protocolos de operación y gestión, así como procedimientos de nominaciones, tamaños de lotes, bancos de calidad, entre otros. En este sentido, una de las acciones a explorar para facilitar el transporte de petrolíferos de las empresas a través de los ductos de Pemex Log, es el esquema de *swaps de producto*. Bajo este esquema, las empresas introducen al ducto una cantidad determinada de petrolíferos en un punto geográfico para recibir la cantidad equivalente en otro punto, sin necesidad de “bloquear” el ducto para transportar los petrolíferos de una empresa determinada.⁹⁵

Otra alternativa que se desprende de la experiencia internacional es el uso de mecanismos como los *Exchange agreements*. En el estado de Nueva York, por ejemplo, los *Exchange agreements* son utilizados para equilibrar la oferta de manera eficiente, cuando un proveedor cuenta con un excedente de producto en un área geográfica, éste puede intercambiar dicho producto con otro proveedor en una ubicación diferente, aunque ambos puntos no estén conectados por infraestructura de transporte, disminuyendo los costos de transporte y agilizando el suministro del producto.⁹⁶

Aun con todas las complicaciones aquí descritas para el desarrollo de infraestructura, es fundamental seguir trabajando para garantizar que los privados puedan acceder a la máxima brevedad posible a infraestructura logística, sea nueva o de Pemex Log, sin comprometer la capacidad de suministro de esta última.

95 National Competition Council, “Gas Swaps”, 2006. Disponible en <https://bit.ly/2RXQmBa>.

96 ICK International, “New York State Transportation Fuels Infrastructure Study”, 2012. Disponible en <https://bit.ly/2U3EFGk>.

RECOMENDACIONES

- Dado que, en función de la regulación de la CRE respecto a las Temporadas Abiertas, Pemex Log tiene la facultad de determinar si cuenta o no con capacidad para ponerla a disposición de terceros, para asegurar que la capacidad que está poniendo a disponibilidad en las Temporadas Abiertas refleje las condiciones reales de saturación de la infraestructura, es necesario que existan entre la CRE y Pemex Log criterios objetivos y transparentes que le permitan al regulador avalar la elegibilidad de la infraestructura participante en las Temporadas Abiertas. [CRE]
- Es necesario acelerar la construcción de los proyectos ya anunciados y aliviar la carga regulatoria necesaria para obtener todos los permisos. Para lograrlo se propone:
 - a. Implementar un programa de incentivos presupuestales a las entidades federativas que elaboren y apliquen planes de fomento a la inversión en infraestructura que hoy es cuello de botella para el desarrollo del sector (esto incluye facilitar el otorgamiento, aprovechamiento, modificación y cruzamiento de derechos de vía). [SHCP]
 - b. Crear un grupo de trabajo de alto nivel en el gobierno federal para que, con una visión estratégica, dé seguimiento al desarrollo de sistemas logísticos integrales, incluyendo el desarrollo integral de puertos, ductos, espuelas adicionales, y terminales de almacenamiento, para que en conjunto con las autoridades como la CRE y la ASEA, facilite todos los trámites y permisos que requieren ser emitidos por estas autoridades. [SCT, SENER, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), CRE y ASEA]
- Considerar modificar la Ley de Pemex y la LH para que Pemex Log deje de operar como una empresa subsidiaria de Petróleos Mexicanos y se convierta en un operador independiente de su infraestructura de almacenamiento y transporte. [Congreso de la Unión]

III.7 Seguridad en transporte de ducto

Un problema adicional al uso de la infraestructura de transporte de Pemex Log es el robo de gasolinas y otros productos en algunos tramos de la red de ductos. Entre 2013 y 2017 se registraron 28,736 perforaciones a ductos para el robo de combustible. Sólo en 2017 se registró la cifra récord de 10,363 perforaciones ilegales en todo el país,⁹⁷ un aumento de 57.4% respecto al registrado en 2016.⁹⁸ Esto representa pérdidas diarias de MXN 54 millones, y una afectación anual de MXN 19,640 millones, lo cual se suma a los MXN 2,809 millones que Pemex Log invierte para la reparación de tomas.⁹⁹ Los estados más afectados son Guanajuato, Puebla, Tamaulipas, Hidalgo y Veracruz, que concentran 62% de los casos registrados.

Actualmente, la Fiscalía General de la República tiene 19,747 investigaciones abiertas por el delito de robo de hidrocarburos desde 2011. A partir de ese año, 3 mil personas han sido detenidas, de las cuales solo 712 han sido sentenciadas. Hasta 2017, se habían recuperado 17 millones de litros de combustible robados.¹⁰⁰

La CRE mediante la resolución RES/179/2017 determinó que cuando terceros utilicen los servicios de transporte por ducto de Pemex Log, los daños económicos por el combustible que no sea entregado a su propietario por el transportista serán responsabilidad de este último. Sin embargo, Pemex Log puede solicitar que se le reditúe elevando la tarifa que cobra por prestar sus servicios, trasladándose por consiguiente el sobrecosto al usuario final (al consumidor).¹⁰¹ Para que estas pérdidas, conocidas como no operativas, puedan ser transferidas a los usuarios es necesario que queden fuera del control del transportista; es decir, que ocurran a pesar de las acciones de mitigación y mantenimiento realizado al sistema asociado, siempre y cuando no rebasen un porcentaje aprobado.

De acuerdo con el artículo cuarto de dicha resolución, como regla general, los costos trasladables por mermas y pérdidas no operativas en los sistemas de transporte estarán sujetos a un límite máximo de 0.2% del volumen de los petrolíferos transportados.

97 De acuerdo con el Reporte de Tomas Clandestinas 2017. Elaborado por PEMEX. Disponible en <https://bit.ly/2MzfDcl>.

98 Nayeli González, "Reservan 5 años daños de ordeña; Pemex alega «seguridad nacional»", *Excelsior*. Disponible en <https://bit.ly/2FC3wOx>.

99 Jorge Monroy, "Pemex pierde 54 mdp diarios por robo de hidrocarburos: ASF", *El Economista*. Disponible en <https://bit.ly/2sCrr7N>.

100 Jorge Monroy, "Crece carpeta por robo de hidrocarburos". Disponible en <https://bit.ly/2HxltOW>.

101 CRE, RES/179/2017. Disponible en <https://bit.ly/2CyQiy4>.

Lo anterior significa que los usuarios de la infraestructura de Pemex Log (incluido Pemex Tri) ya pagan una tarifa que incluye cobros por pérdidas.¹⁰² Sin embargo, el límite máximo transferible de pérdidas de 0.2% en algunos casos podría no ser suficiente para compensar las posibles pérdidas por el robo de combustible al nivel que actualmente se presentan.

Por ejemplo, tomemos como referencia el caso de Andeavor, ganadora de una capacidad de transporte por ducto de 9,535 bpd a lo largo de 472.5 km, repartidos en 4 poliductos de Pemex Log. Suponiendo que esta capacidad se utiliza en su totalidad, en un día el volumen sobre el que se pueden transferir pérdidas sería de 190.7 barriles. Tomando como referencia que Pemex Log sufre un robo de combustibles de 27,000 bpd en su red de ductos de 8,915 km de longitud, y extrapolando esta pérdida potencial a la longitud de la red de ductos utilizada por Andeavor, las pérdidas de esta empresa serían 1,431 bpd, monto superior al límite máximo sobre el que puede transferir pérdidas.

III.8 Infraestructura asociada a puertos

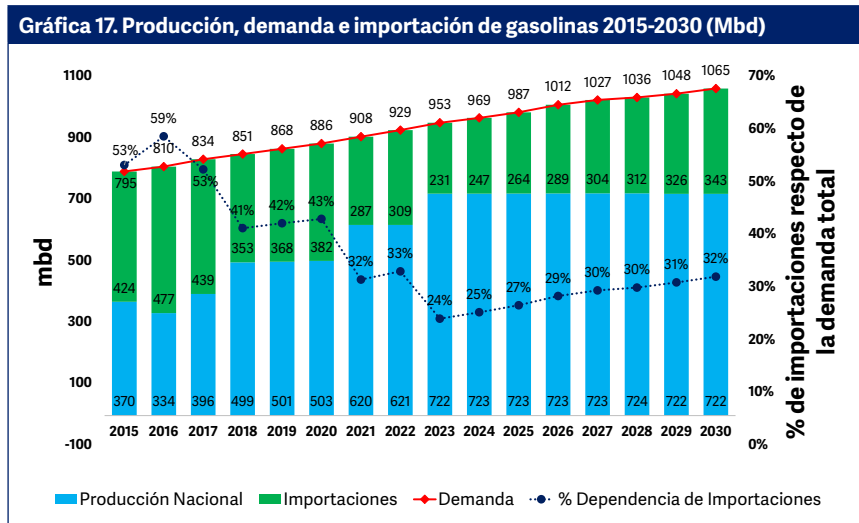
El transporte de gasolinas y diésel vía marítima resulta muy relevante: alrededor de 80% de la importación de combustible se realiza a través de los distintos puertos del país,¹⁰³ lo que a su vez representa 55% del consumo nacional. Además de las importaciones, las instalaciones portuarias alimentan al sistema de distribución nacional con cabotaje, llegando a regiones del Noroeste y Sureste en donde el tamaño del mercado no justifica económicamente el desarrollo de ductos para su abastecimiento. Esto subraya la importancia de las instalaciones portuarias de Pemex Log para la importación de petrolíferos y la necesidad de las actividades de cabotaje dentro del territorio nacional.¹⁰⁴ Finalmente, el transporte marítimo representa ventajas competitivas por su potencial de transportar altos volúmenes y la cercanía geográfica con el principal centro de refinación a nivel internacional en la USGC.

Como se señaló anteriormente, el país recurre a las importaciones de gasolinas para cubrir sus necesidades de consumo. Ello se debe, en parte, a la creciente demanda de gasolinas y diésel. Por ello, es necesario contar con distintos puntos de importación para facilitar el suministro del producto. La gráfica 17 muestra la importancia que han tenido y tendrán las importaciones de gasolina en el mercado nacional.

102 *Ídem.*

103 Prontuario Estadístico de Petrolíferos 2017, SENER. Disponible en <https://bit.ly/2T6XQz0>.

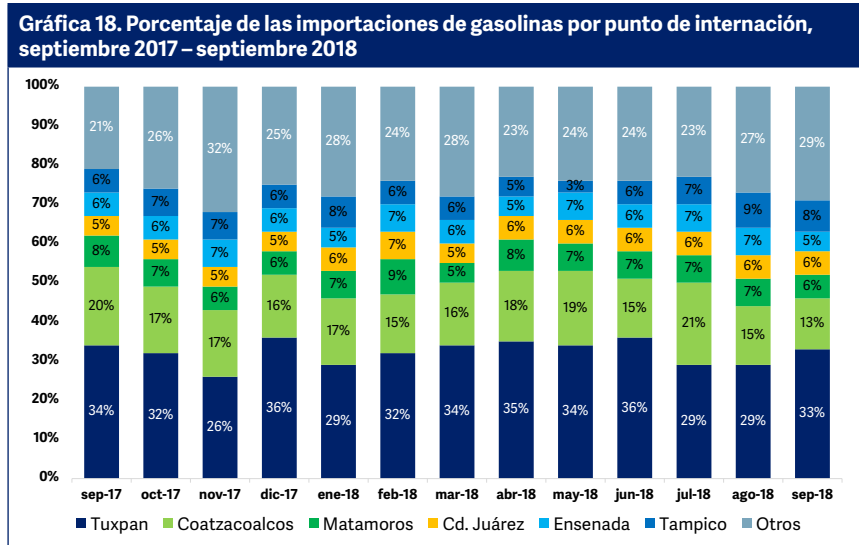
104 COFEC (2016). *Transición hacia mercados competidos de gasolina y diésel*. p. 32. Disponible en <https://bit.ly/2C0aF9f>.



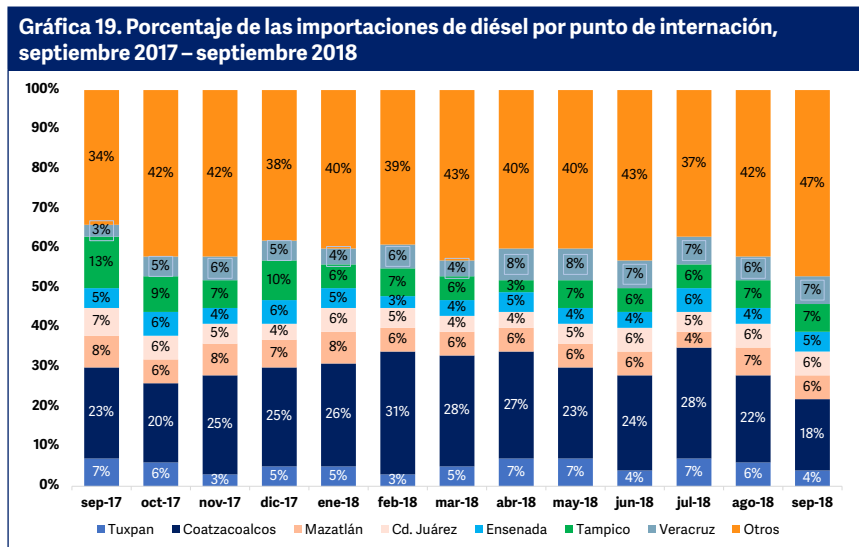
Fuente: Elaboración propia con información de SENER.

Pemex Log tiene presencia en 15 puertos del país, con 5 terminales marítimas y 10 instalaciones portuarias. Actualmente, Pemex Tri importa petrolíferos vía marítima en 12 de estos 15 puertos, de los cuales 7 se ubican en el Pacífico y 5 en el Golfo de México. De acuerdo con información de la SENER, de septiembre de 2017 a septiembre de 2018, 32% de la importación de gasolinas fue realizada en el puerto de Tuxpan, Veracruz y 17% en el puerto de Coatzacoalcos, en el mismo estado, en la terminal marítima de Pajaritos. Por otro lado, respecto de las importaciones de diésel, 25% de éstas fueron registradas en el puerto de Coatzacoalcos (ver gráficas 18 y 19).¹⁰⁵

105 Prontuario Estadístico de Petrolíferos, agosto 2018. Disponible en <https://bit.ly/2yVePx>.



Fuente: Elaboración propia con información de la SENER



Fuente: Elaboración propia con información de la SENER.

En particular, Coatzacoalcos y Tuxpan¹⁰⁶ son puertos que cuentan con una localización estratégica, ya que ambos se conectan con los principales sistemas de poliductos que abastecen al centro del país: Tuxpan-Tula, Tuxpan-Azcapotzalco, Minatitlán-Pajaritos y Minatitlán-México. Otros puertos, también importantes por su conectividad con algún sistema de ductos son Dos Bocas, Tabasco y Ciudad Madero, Tamaulipas. Este último se conecta con el sistema de ductos que abastece el Noreste del país, el tercer centro de consumo nacional.

En este sentido, los particulares que tengan acceso a terminales e instalaciones portuarias en el Golfo de México podrían contar con una ventaja competitiva respecto del resto de los participantes del mercado que atiendan el centro del país. Actualmente, ya se encuentra en operación la instalación marítima de Vopak México, S.A. de C.V. (en el puerto de Veracruz). Adicionalmente, en agosto de 2018 entró en operación la terminal de Glencore en Dos Bocas, Tabasco. Aunado a lo anterior, existen proyectos en construcción y desarrollo en el puerto de Tuxpan, Veracruz, como lo son las terminales de Glencore y de Invex.

Respecto al desarrollo de nueva infraestructura portuaria, la COFECE ha analizado¹⁰⁷ once procesos licitatorios sobre instalaciones marítimas.¹⁰⁸ Sin embargo, solo en las Terminales de Veracruz, Coatzacoalcos y Topolobampo se ha declarado un ganador.

Para que el traslado por buque tanque sea eficiente, es necesario que los puertos cuenten con la infraestructura para recibir buques de por lo menos 300,000 barriles de capacidad. Esta condición limita el número de puertos en donde se descargarían este tipo de volúmenes de combustibles, ya que se requiere de un calado mínimo de 11 metros (36 pies) en canales de acceso, además de muelles para este tipo de embarcaciones. En este sentido, es necesario que las autoridades competentes inviertan en dragado más profundo cuando sea técnica y económicamente viable. Tanto el acceso a las instalaciones portuarias como la autorización para el dragado está regido por la Ley de Puertos y su regulación secundaria, y regulado por la SCT a través de la Coordinación General de Puertos y Marina Mercante.

106 Se tiene conocimiento que CFE cuenta con monoboyas —estructura de acero flotante que se mantiene anclada costa afuera con una capacidad para recibir buques de hasta 60 mil toneladas de peso muerto, integrando así, una posición adicional de descarga— en Tuxpan que pueden usarse para la recepción de productos petrolíferos y combustóleo pesado. Información disponible en <https://bit.ly/2R3bcum>.

107 De acuerdo con la LFCE, la COFECE debe resolver sobre la incorporación de medidas protectoras y promotoras en materia de competencia económica en los proyectos de los documentos de concursos para construir y operar una terminal o instalación portuaria.

108 Ubicadas en Veracruz, Michoacán, Tamaulipas, Sinaloa, Baja California Sur, y Jalisco.

Otro punto a tomar en cuenta, que en su momento se abordó en el documento *"Transición hacia mercados competidos de gasolina y diésel"*¹⁰⁹, es la importancia de reformar la Ley de Inversión Extranjera (LIE) a fin de permitir la participación de la inversión extranjera en el transporte de combustibles vía marítima y en el suministro de estos productos para embarcaciones, aeronaves, y equipo ferroviario y con ello, poder generar alternativas para que los importadores puedan movilizar combustibles entre los diferentes puertos mexicanos. Recordemos que estas restricciones se encuentran establecidas en la fracción III del artículo 7 de la LIE, la cual limita hasta el 49% la participación que podrá tener la inversión extranjera en los servicios portuarios de pilotaje a las embarcaciones para realizar operaciones de navegación interior en los términos de la Ley de la materia,¹¹⁰ y en sociedades navieras dedicadas a la explotación comercial de navegación interior y cabotaje.¹¹¹

III.9 Infraestructura ferroviaria

Las líneas ferroviarias conectan los principales puntos de internación de mercancías al país, tanto portuarios como fronterizos, con las áreas de consumo en zonas metropolitanas e industriales. Por esta razón, en sus recorridos pasan por puntos estratégicos para el posible almacenaje de petrolíferos.

La configuración de las redes nacionales ferroviarias y su factibilidad técnica para transportar grandes cantidades de petrolíferos de manera continua facilita el desarrollo de sistemas que transporten gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo a TAR nuevas y previamente existentes. Lo anterior, permite conformar sistemas de transporte ferroviario para estos productos con niveles de eficiencia cercanos a los ductos. Esto cobra relevancia dados los elevados niveles de inseguridad, la sustracción ilegal de productos y el deterioro de los ductos, factores que elevan significativamente los costos y afectan no sólo al propietario de los ductos, sino también a los comercializadores de petrolíferos.

En estas condiciones, los servicios ferroviarios que se interconecten a la infraestructura de almacenamiento constituyen recursos fundamentales para garantizar el abasto eficiente, suficiente y oportuno de combustibles. De acuerdo con la Agencia Reguladora del Transporte Ferroviario, actualmente sólo 9.2% de la carga ferroviaria se destina al transporte de hidrocarburos,¹¹² mismo que alcanzó 11.7 millones de toneladas en 2017, de las cuales gasolinas y diésel representaron 28%.

109 COFECE (2016). *Transición hacia mercados competidos de gasolina y diésel*, p. 34.

110 De conformidad con el inciso u del artículo 7 de la LIE.

111 De conformidad con el inciso v del artículo 7 de la LIE.

112 Diagnóstico de la industria de petrolíferos en México, SENER.

Las rutas que actualmente se destinan para el transporte de estos petrolíferos principalmente conectan las refinerías de Cadereyta y Madero con las TAR de Durango y San Luis Potosí.

Al cierre del 2017, la CRE había otorgado 6 permisos de transporte de petrolíferos a empresas ferroviarias: Baja California Railroad, Ferrocarril Mexicano, Kansas City Southern de México (KCSM), Línea Coahuila Durango, Ferrosur y Ferrocarril del Istmo de Tehuantepec. Por la configuración de la red ferroviaria de la empresa KCSM, ésta concentra el mayor número de destinos,¹¹³ incluyendo centros de consumo importantes como Puebla y Ciudad de México, y conecta cinco de las seis refinerías del país.

En enero de 2017, Pemex Tri comenzó con las importaciones por ferrocarril de la empresa KCSM, trasladando desde Texas hasta Guanajuato 60,000 barriles semanales de diésel. Tiene programado recibir 75,000 barriles de gasolina semanales por este medio.

También se tiene conocimiento de la participación de KCSM en sociedad con Watco Companies en un proyecto (*joint venture*) cuyo objetivo es ampliar la importación de combustibles líquidos desde Texas, EUA a San Luis Potosí, México. Este proyecto incluye la construcción de una terminal ubicada en el Parque Industrial de San Luis Potosí (WTC Industrial). La instalación contará con el servicio de KCSM.¹¹⁴ Además de dicha empresa, Grupo México, que tiene empresas de transporte ferroviario (Ferromex y Ferrosur), podría también invertir en el desarrollo de infraestructura para el manejo de petrolíferos.

Asimismo, Energéticos K'eri, empresa dedicada al desarrollo de infraestructura, realizó una Temporada Abierta relacionada con la construcción de un ferropuerto, en el que privados podrán rentar capacidad de almacenamiento. El proyecto contempla una capacidad de almacenaje de 220 mb, conectará con las redes ferroviarias de KCSM y Ferromex, y tendrá penetración en la zona del Bajío.¹¹⁵

113 *Ídem.*

114 Disponible en <https://bit.ly/2T6FoCi>.

115 CONVOCATORIA DE PROCEDIMIENTO DE TEMPORADA ABIERTA APLICABLE A LA PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE PETROLÍFEROS PERMISIONADA A ENERGÉTICOS KÉRI, S.A.P.I. DE C.V. Disponible en <https://bit.ly/2Cx898p>.

Igualmente se tiene conocimiento que, desde diciembre de 2017, ExxonMobil abastece de combustible propio a sus estaciones de servicio en Querétaro, transportándolo desde sus refinerías en Texas, a través de la red ferroviaria que opera KCSM.¹¹⁶ Contar con el acceso a esta infraestructura ferroviaria le ha permitido proveer gasolinas y diésel en esa entidad federativa ante la situación de límites al abasto que se ha presentado al inicio de 2019.¹¹⁷

Por último, de acuerdo con información periodística, a mediados de enero del año en curso, Total también ha utilizado el ferrocarril para transportar gasolina desde Texas y abastecer sus estaciones de servicio en Guanajuato.¹¹⁸

En consecuencia, es de gran importancia que se garantice el acceso no discriminatorio y suficiente a los servicios ferroviarios, principalmente, cuando los prestadores de estos tengan vínculos de propiedad o de control, directos o indirectos, con empresas propietarias de infraestructura de almacenamiento o se dediquen a la comercialización de petrolíferos, ya que controlar de manera conjunta la propiedad de una red ferroviaria y la de infraestructura de almacenamiento y/o la comercialización de combustibles, podría implicar la integración vertical de un agente económico. Esto, bajo ciertas circunstancias le podría conferir al transportista la capacidad para restringir el abasto y fijar unilateralmente los precios de sus servicios. Esto resulta particularmente relevante dado que, como se comenta en los párrafos anteriores, el transporte de petrolíferos por ferrocarril comienza a volverse no solo una realidad, sino el mejor sustituto para el transporte de petrolíferos por ducto.

Para evitar que la participación cruzada entre empresas ferroviarias, almacenistas y/o comercializadoras de petrolíferos lleve al acaparamiento del acceso a los servicios ferroviarios por parte de los prestadores de estos servicios integrados verticalmente, es necesario incluir el servicio de transporte ferroviario de hidrocarburos y petrolíferos en el artículo 83 de la LH. De esta manera, antes de operar, las autoridades tendrían que analizar los efectos de la participación accionaria cruzada, y contribuir al establecimiento de las medidas que garanticen el desarrollo competitivo de estos mercados.

116 Karol García y Miguel Blancarte, "Exxon llega a Querétaro con gasolina propia", *El Economista*. Disponible en <https://bit.ly/2jphruv>.

117 Víctor Polenciano, "La ruta por tren que sigue Mobil hasta Querétaro", *El Universal Querétaro*. Disponible en <https://bit.ly/2G3ThBU>.

118 Shayra Albañil, "Abre Gobernador de Guanajuato caminos para gasolina importada", *AM León*. Disponible en <https://bit.ly/2WtqA7l>.

Finalmente, otros tramos que pudieran ser interesantes para transportar gasolinas y diésel en ferrocarril son Tampico-San Luis Potosí y Tampico o Veracruz a Guadalajara. Sin embargo, para favorecer el surgimiento de nuevas rutas que involucren el uso de terminales o instalaciones portuarias y el ferrocarril, se requiere de mayor inversión para conectar la infraestructura portuaria a las redes ferroviarias, así como en dragado de puertos

RECOMENDACIONES

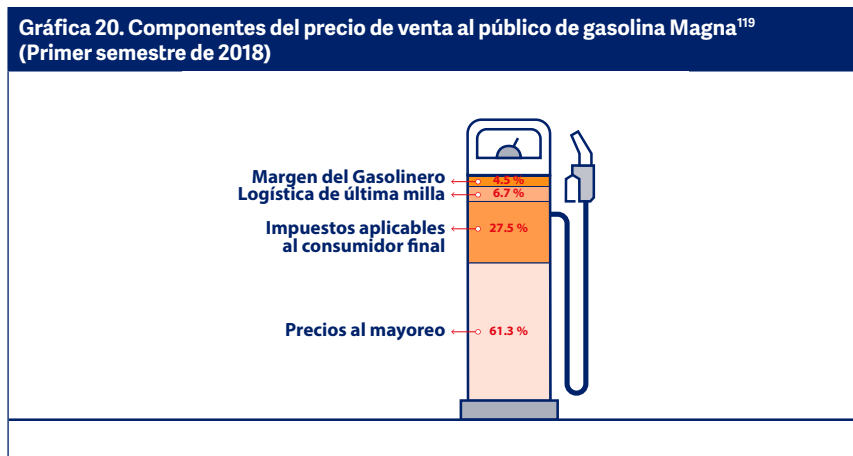
- Modificar el artículo 83 de la LH para que se incluya como supuesto de participación cruzada a las personas que sean, directa o indirectamente, propietarios de capital social de usuarios finales, productores, comercializadores, transportistas por ducto o almacenadores de hidrocarburos y petrolíferos, y participen directa o indirectamente, en el capital social de transportistas por medios distintos a ducto (carros tanque). [Congreso de la Unión]

IV. EXPENDIO AL PÚBLICO

La cara más visible para el consumidor de un mercado competido de gasolinas y diésel se encuentra en las estaciones de servicio en las que se expende el combustible al público. Este mercado es el último eslabón de esta cadena de valor, por lo que es en donde se reflejan todos los efectos de la apertura: no solamente el margen de venta en las estaciones de servicio, sino también de los costos de operación de todos los demás eslabones aguas arriba en la cadena.

Recordemos que después de un ajuste al precio de la gasolina el primero de enero de 2017 tuvo lugar un proceso gradual de liberalización de precios de gasolinas y diésel dividido en cuatro etapas, que dio inicio el 20 de marzo de ese año en Baja California y Sonora, continuó por el norte y el centro del país y culminó en el sur el 30 de noviembre de 2017. Así, todos los permisionarios de expendio al público son libres de determinar su margen de ganancia y el precio final de venta.

A partir de la liberalización, el precio de venta al público está compuesto por cuatro elementos básicos: i) el precio mayorista, que paga la estación de servicio por el combustible a su proveedor; ii) los impuestos aplicables; iii) el costo de la logística de última milla, es decir el costo por transportar la gasolina de la TAR hasta la estación de servicio; y iv) el margen del gasolinero (ver gráfica 20).



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE, EIA, SHCP, Banco de México.

De estos elementos, solo los impuestos aplicables son los mismos para los diversos expendedores. Los otros tres elementos pueden ser distintos entre estaciones de servicio e incidir en diferencias en el precio al público.

Por una parte, dado que Pemex Tri sigue siendo prácticamente el único mayorista en México, las diferencias de precio al mayoreo pagado por diferentes estaciones de servicio derivarían principalmente de la política de descuentos diferenciados por volumen y plazo de contrato de dicha empresa.^{120,121} El costo de logística de última milla estaría determinado, al menos en parte, por la distancia entre la TAR y la estación de servicio, que también varía para cada estación de servicio.

El margen del gasolinero dependerá de las políticas empresariales de cada grupo expendedor (relacionadas con calidad del servicio, oferta de valor agregado, entre otras), y de la presión competitiva entre estaciones de servicio en una misma área geográfica. Esta sección se enfocará en los costos logísticos de última milla y el margen del gasolinero.

119 Todos los porcentajes corresponden al primer semestre de 2018, en el que el IVA representó, en promedio, 13.8% del precio final del litro de gasolina, mientras que el IEPS representó 13.7%. Es así como casi un tercio del precio final es para el pago de impuestos. En el caso del litro de la gasolina regular, el precio promedio del litro fue de MXN 17.92, de estos, MXN 2.47 fueron para el pago del IVA. El IVA se aplica al precio final de los combustibles sin considerar la carga impositiva del IEPS.

120 Ver sección "II.3 Descuentos a la comercialización por parte de Pemex Tri".

121 Otros factores que determinan la conformación del precio hasta llegar a la TAR, como el costo de producción o internación y los costos de transporte o almacenaje hasta ese punto, ya se discutieron en secciones anteriores.

Con la apertura del mercado de expendio al público se esperaba que aumentara el número de agentes participantes en este eslabón, con marcas distintas, dando lugar a una mayor diversidad de opciones para los consumidores—ya sea por el suministro original de la molécula o por la aditivación del producto final—y distintos niveles de precios. Si bien es cierto que actualmente hay 17 empresas diferentes a Pemex que tienen autorizado el uso de 40 aditivos, las diferenciaciones en el suministro original de la molécula no han tenido lugar de forma significativa.

Por una parte, el 76% de todas las estaciones de servicio operan aún bajo el formato de franquicia Pemex, y en este sentido se abastecen de Pemex Tri. Por la otra, dentro del 24%¹²² de las estaciones de servicio que operan bajo marcas diferentes a Pemex, existen dos modelos de negocio: i) las que operan con un nombre distinto a Pemex, pero que venden molécula de esta empresa; y ii) en menor proporción, las que venden molécula importada por otros agentes. De hecho, solo el 6.2% de las gasolinas importadas son ingresadas al país por agentes distintos de Pemex.¹²³

Cuadro 3. Estaciones de servicio que venden gasolinas importadas por agentes distintos a Pemex.

Desde junio de 2018, la empresa Glencore importa gasolina vía Tuxpan y abastece de gasolina a las estaciones de G500.¹²⁴

Por otro lado, Andeavor es propietario de las estaciones de servicio Arco y al mismo tiempo ha resultado ganador en varias Temporadas Abiertas convocadas por Pemex Log.¹²⁵

Otra empresa que ha logrado importar su propia molécula es ExxonMobil, quien en conjunto con kcsM y Bulkmatic, importa gasolina hacia las terminales de San Luis Potosí, San Luis Potosí y San José Iturbide, Guanajuato.¹²⁶

En proyectos a futuro, Koch anunció que comenzará la importación de gasolinas a partir de mayo de 2019, aunque no ha mencionado las estaciones de servicio a las que proveería, al mismo tiempo que ve a Pemex como un cliente potencial.¹²⁷

122 CRE, "43 marcas de gasolineras en México multiplican las opciones de suministro, calidad y precio para los consumidores: PJC". Disponible en <https://bit.ly/2AUnn7L>.

123 SIE. Disponible en <https://bit.ly/QoGfS7>.

124 Arturo Solís, "Glencore pospone importación de gasolina hasta junio", *Forbes México*. Disponible en <https://bit.ly/2Badrqs>.

125 Redacción, "Andeavor celebra un año en México con un centenar de gasolineras ARCO", *El Universal*. Disponible en <https://bit.ly/2HCCQx0L>.

126 Axel Sánchez, "ExxonMobil ABRIRÁ 170 gasolineras en México", *El Financiero*. Disponible en <https://bit.ly/2HK9Qp4>.

127 Arturo Solís, "Koch importará gasolina a partir de mayo de 2019" *Forbes México*. Disponible en <https://bit.ly/2FX9BVC>.

Cuadro 3. Estaciones de servicio que venden gasolinas importadas por agentes distintos a Pemex.

Valero, una de las empresas petroleras más importantes de EUA, anunció que tiene planes de desarrollar proyectos de almacenamiento y reparto en Monterrey, Nuevo León; San Luis Potosí, San Luis Potosí; y Altamira, Tamaulipas. Al mismo tiempo planea incursionar con estaciones de servicio tipo franquicia suministradas por gasolina de sus refinerías en Texas.¹²⁸

Finalmente, Chevron y BP se asociaron con IEnova para que esta última se encargue de la importación, almacenamiento y entrega de gasolina y diésel a sus estaciones de servicio. En el caso de BP, será hasta el 2020 y únicamente para sus estaciones de servicio ubicadas en los estados de Sonora y Baja California.¹²⁹ Por su parte, Chevron¹³⁰ firmó un contrato de largo plazo con IEnova para almacenamiento y entrega de gasolina y diésel importados en la terminal de Topolobampo, Sinaloa.

En esta sección se explorarán los factores que pudieran incidir en el número de estaciones de servicio, la dificultad que enfrentan algunos para migrar de la franquicia de Pemex hacia otras marcas, los márgenes de venta en estación de servicio y la dinámica competitiva entre ellas. Entre otras cuestiones se señalará que no se ha observado un aumento significativo en el número de estaciones de servicio y que en meses recientes se han presentado incrementos en los márgenes de venta de éstas. Ello, podría deberse a la existencia de ciertas barreras o dificultades para su instalación, sumado a que la inversión necesaria para migrar de franquicias Pemex hacia otras marcas es menor que la requerida para poner en operación una estación completamente nueva. Asimismo, se aportarán elementos que apuntan hacia la importancia de la entrada al mercado de más estaciones de servicio competidoras entre sí.

IV.1 Número de estaciones de servicio y comportamiento reciente de sus márgenes

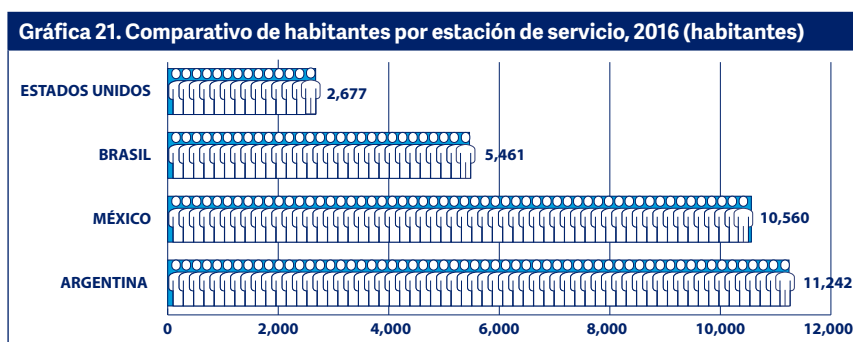
Como se señaló anteriormente, uno de los determinantes del precio al público tras la liberalización de este es el margen de ganancia del gasolinero. A mayor número de estaciones de servicio, se esperaría que éstas compitan en precios, disminuyendo su margen, y por lo tanto el precio de venta al público, buscando aumentar sus ventas totales a través de incrementos en el número de litros vendidos. Así, el número de estaciones de servicio es un indicador del nivel de competencia en este último eslabón de la cadena de valor.

128 Noé Cruz Serrano, "ExxonMobil y Valero alistan sus gasolineras en México", *El Universal*. Disponible en <https://bit.ly/2RkDMra>.

129 Arturo Solís, "BP comienza a independizarse de la gasolina de Pemex", *Forbes México*. Disponible en <https://bit.ly/2Sa1aMG>.

130 Arturo Solís, "Chevron también le dice adiós a la gasolina de Pemex", *Forbes México*. Disponible en <https://bit.ly/2MFSQjY>.

Comparado con otros países, el número de habitantes por estación de servicio en México es alto. De 2014 a 2015 hubo un incremento de 3.5% en el número de estaciones de servicio,¹³¹ tasa que disminuyó a 2.5% anual de 2015 a 2017.¹³² Dicho año cerró con 11,808 estaciones de servicio. De continuar con tendencias similares de crecimiento, es decir, que en los próximos 10 años el número de estaciones de servicio creciera 2.9% anual, y si la población lo hiciera a un ritmo de 0.9% durante el mismo periodo,¹³³ la tasa de habitantes por estación de servicio se reducirá a cerca de 8,800. A pesar de que es un decremento significativo, esta tasa resulta insuficiente para tener una densidad de estaciones de servicio similar a la de otros países con extensión territorial y/o desarrollo comparable a la de México, como es el caso de Brasil (ver gráfica 21). Ello sugiere que se requiere de un crecimiento más rápido del número de estaciones de servicio.



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

Resulta relevante señalar que la diferencia entre el precio por litro de expendio al público y el precio por litro al que las estaciones adquieren el combustible en TAR, ha ido incrementando en meses recientes. Ello puede deberse a los siguientes motivos, que no necesariamente son excluyentes entre sí: i) un incremento en los costos logísticos de última milla; y/o ii) un incremento en el margen de las estaciones de servicio.

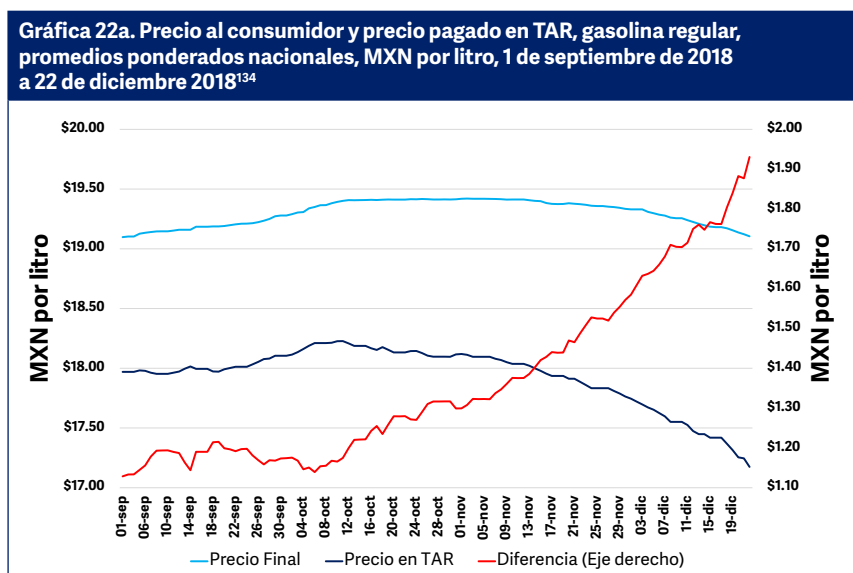
Como se puede observar en la gráfica 22a, el precio al consumidor el 1 de septiembre de 2018 fue de MXN 19.10 por litro, mismo valor que tuvo el 22 de diciembre de 2018. En contraste, el precio pagado en TAR por este combustible disminuyó de MXN 17.97 a MXN 17.17 por litro, es decir, 80 centavos.

131 Anuario estadístico y geográfico por entidad federativa 2016. Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), 2017. Disponible en <https://bit.ly/2BVf11p>.

132 Apertura gradual y ordenada del mercado de gasolinas y diésel en México. CRE, 2017. Disponible en <https://bit.ly/2F1xA1s>.

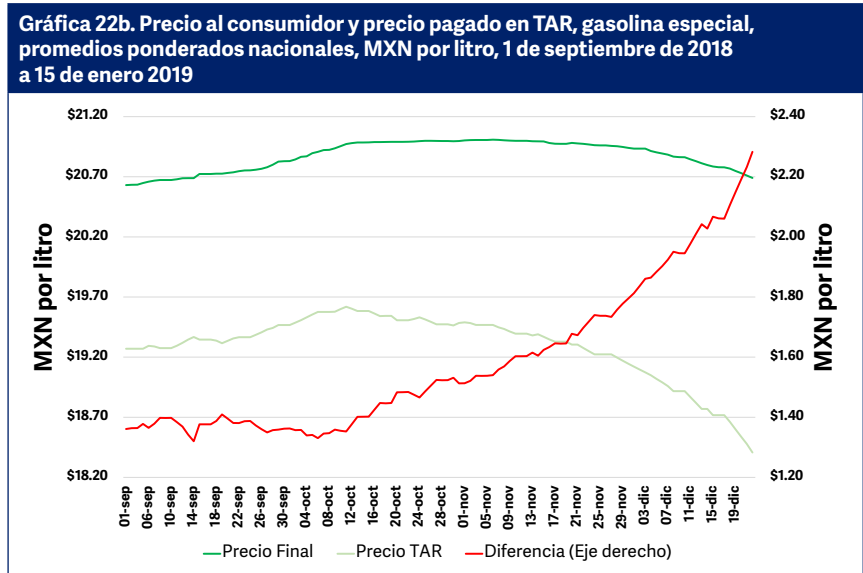
133 Proyecciones de la población 2010-2050, Secretaría de Gobernación. Disponible en <https://bit.ly/2FP7d2u>.

La gráfica 22b cuenta una historia similar para la gasolina especial. En ese periodo, el precio al consumidor aumentó de MXN 20.63 a MXN 20.69 por litro, mientras que el precio pagado en TAR disminuyó 86 centavos, de MXN 19.27 a MXN 18.41 por litro. Algo similar se observa en el diésel (gráfica 22c). El precio al público aumentó de MXN 20.12 a MXN 20.57 por litro y el precio pagado en TAR se mantuvo sin cambios en MXN 18.81 por litro.

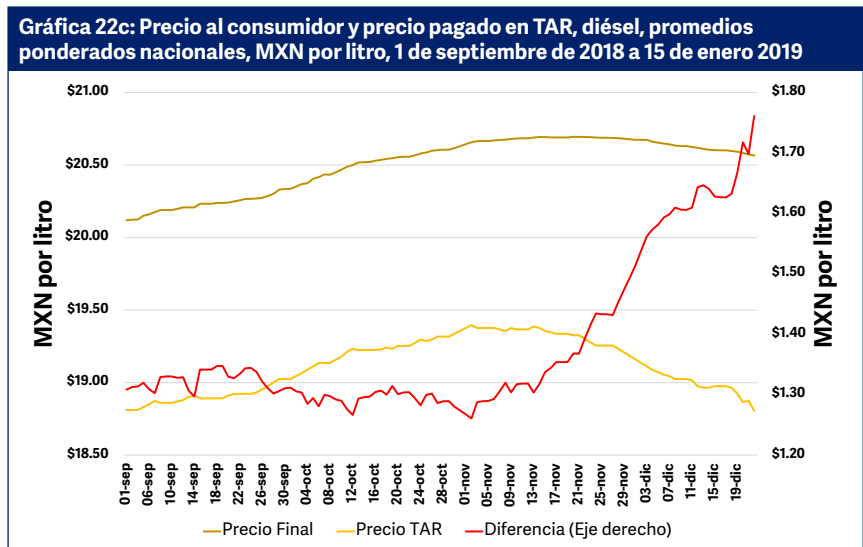


Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

134 Para las gráficas 22a, 22b y 22c se obtuvieron promedios nacionales ponderados por el volumen de litros comercializados en la TAR de cada entidad federativa, tanto para los precios al consumidor como los precios pagados en TAR.



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

En un mercado con precios liberalizados, un contexto de márgenes crecientes es un incentivo para la entrada de nuevos participantes interesados en beneficiarse de dichos márgenes, lo que a su vez genera presión competitiva a los actores ya establecidos, para que en un segundo momento disminuyan los precios al consumidor. En este sentido, resulta importante generar los incentivos para la incursión de privados en la instalación de nuevas estaciones de servicio.

Para ello, es relevante que los posibles interesados en invertir en el sector conozcan la información útil para entender la viabilidad financiera de entrar a este mercado. De igual forma, el crecimiento de márgenes sin la entrada de nuevos participantes puede apuntar hacia la existencia de obstáculos normativos para la instalación de nuevas estaciones (aspecto que se comenta con mayor detalle en la siguiente subsección). Es decir, la información sobre la rentabilidad de esta actividad puede ser útil tanto para revelar a las autoridades la posible existencia de dichos obstáculos, como de oportunidades de negocio. En todo caso, la información que se haga pública sobre los márgenes de venta debe ser suficientemente agregada para no facilitar cualquier conducta anticompetitiva entre los participantes del mercado.

En este contexto, resultará importante contar con información sobre los costos logísticos de última milla para conocer y comprender el comportamiento de los mismos y el impacto que tienen sobre los costos totales de las estaciones de servicio y el precio final al consumidor.

RECOMENDACION

- Hacer del conocimiento del público información agregada regional sobre los márgenes de las estaciones de servicio para permitir a los particulares detectar oportunidades de inversión y a las autoridades posibles obstáculos a la instalación de nuevas estaciones de servicio. [CRE]
- Contar con datos precisos sobre los costos de "última milla" para tener un mejor entendimiento de esta actividad. [CRE]

IV.2 Apertura de nuevas estaciones de servicio

Como se mencionó, abrir una estación de servicio nueva es más complicado que adquirir estaciones de servicio que ya se encuentran establecidas. Los permisos, regulaciones ambientales y de uso de suelo, de distancias mínimas entre estaciones de servicio, entre otro tipo de disposiciones locales, aunado a posibles malas prácticas administrativas de las autoridades locales, dificultan y retrasan el proceso para instalar una nueva estación de servicio. Por ello, los nuevos participantes del mercado han preferido, para agilizar su entrada, adquirir estaciones de servicio existentes —estaciones que antes operaban bajo la bandera de Pemex—.

Al respecto, el Anexo 3 de este documento retoma los hallazgos de la COFECE tras una revisión de la normativa estatal y municipal relacionada con la construcción de estaciones de servicio en donde se identificaron disposiciones que podían generar restricciones para la construcción de nuevas estaciones de servicio o que limitaban la competencia entre las existentes, toda vez que: i) imponían distancias mínimas entre estaciones de servicio; ii) contenían restricciones relativas a la superficie y características que debe tener el predio donde se construyan, iii) establecían requisitos inconsistentes con la regulación federal en materia energética, y iv) generaban incertidumbre con respecto a la obtención de permisos, licencias o autorizaciones para establecer y operar estaciones de servicio.

La existencia de este tipo de trabas normativas podría explicar por qué a pesar de la liberalización del mercado, el número de estaciones de servicio no se ha incrementado en mayor proporción que en años anteriores. Muchos permisionarios —los cuales ahora forman parte tanto de empresas nacionales (Gasored, Petro-7, Hidrosina, etc.) como extranjeras (BP, Shell, Chevron, etc.)— optaron por salir de la franquicia de Pemex y crear sus propias franquicias, o bien, adquirir estaciones de servicio para expandir su marca. Así, resulta importante generar las modificaciones normativas necesarias para eliminar estos obstáculos a la construcción y apertura de nuevas estaciones de servicio.

RECOMENDACIÓN

- En el marco del Consejo Nacional de Mejora Regulatoria, impulsar una directriz de mejora regulatoria en materia de establecimiento de estaciones de servicio. [Comisión Nacional de Mejora Regulatoria].
- Implementar un programa de incentivos presupuestales a través de una bolsa concursable de recursos para fomentar la instalación de nuevas estaciones de servicio y eliminar las barreras artificiales de entrada por medio de regulación local. [SHCP]

IV.3 Franquicias Pemex

El 76% de las estaciones de servicio en el país aún operan con la identidad comercial de Pemex. El 15 de noviembre de 2017, Petróleos Mexicanos anunció la renovación de su modelo de franquicia ofreciendo mejores condiciones a los interesados en asociarse con ellos, entre las que destacan: programas de fidelidad comercial, mercadotecnia, capacitación y flexibilización en el desarrollo de franquicias.¹³⁵

Por otra parte, algunos participantes del mercado han expresado su preocupación por la falta de transparencia en el proceso de migración hacia otras marcas o franquicias. Sobre el particular, en enero de 2016, la Comisión emitió una opinión sobre el contenido del modelo de contrato de franquicia y del modelo de contrato de suministro presentados por Pemex Tri a la CRE en ese momento.¹³⁶

Relativo al modelo de contrato de franquicia, la opinión identificó, entre otras cuestiones, que:

- i)** Las cláusulas de terminación anticipada eran rígidas y limitativas para los franquiciatarios. La COFECE recomendó que, adicionalmente a las causales mencionadas en el contrato de franquicia,¹³⁷ la terminación anticipada pudiera ser solicitada por los franquiciatarios a partir del 2016 sin mayor requisito que una notificación previa por escrito, y

135 "Se renueva franquicia Pemex", 15 de noviembre de 2017. Disponible en <https://bit.ly/2T6DdD1>.

136 Comisión Federal de Competencia Económica (2016). "OPN-015-2015". Disponible en <https://bit.ly/2SdUxc7>.

137 Mutuo consentimiento; resolución judicial o administrativa firme; muerte del franquiciatario, salvo que se presente solicitud de cambio en favor de la sucesión, de los herederos o legatarios; cambio de circunstancias que afecten de manera significativa el cumplimiento de las obligaciones del contrato (ésta última causal sólo podía ser invocada por Pemex Tri).

ii) La vigencia de 15 años propuesta, aunado a que las partes podían acordar la ampliación de dicha vigencia por periodos adicionales de 5 años, podría generar problemas de competencia al prolongar en el tiempo las relaciones de suministro exclusivo. La Comisión recomendó reducir al mínimo la duración obligatoria de los contratos para que, en la etapa de transición, existiera una mayor movilidad por parte de los comercializadores y propietarios de estaciones de servicio entre diferentes fuentes de suministro.

Por otra parte, en relación con el modelo de contrato de suministro, la COFECE señaló que el mismo era omiso en establecer una disposición que permitiera al adquirente dar por terminado el contrato de manera unilateral, recomendando que se incluyera una disposición explícita en este sentido.

Dado que no existe una versión pública de los contratos de franquicia y suministro vigentes, no es posible saber si estas recomendaciones fueron atendidas en posteriores modelos de contrato y, por lo tanto, si la relación contractual de Pemex con sus clientes y franquiciatarios, sigue siendo un obstáculo a la competencia en el expendio.

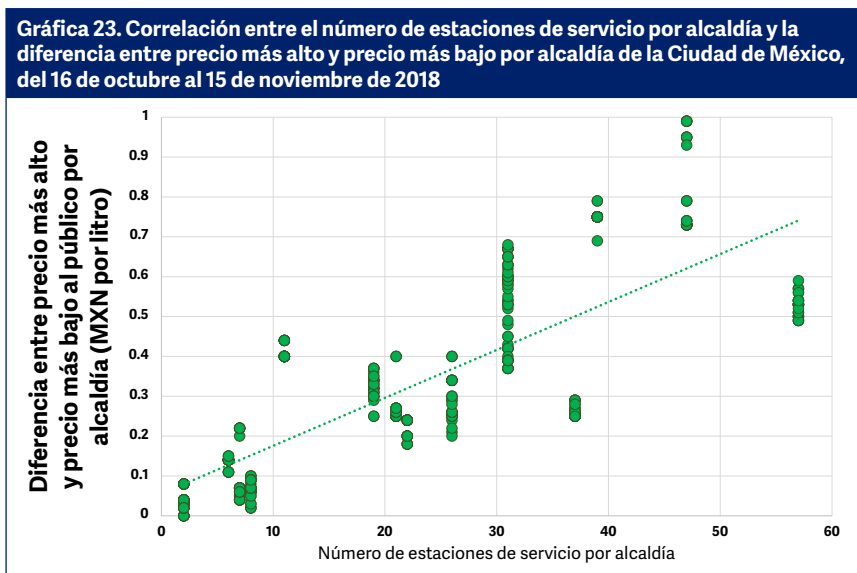
Por lo anterior, es indispensable tener completa transparencia y certeza en los requisitos del proceso de salida de la franquicia de Pemex y de la relación de suministro con dicha empresa. Además, es de suma importancia cuidar que se cumplan los plazos estipulados para dicha salida, que no existan condiciones de coerción contra los franquiciatarios y que, en caso de que existan, Petróleos Mexicanos y la CRE tomen acciones para corregir la problemática.

RECOMENDACIÓN

- Transparentar por parte de Petróleos Mexicanos todas las condiciones que son necesarias para que un franquiciatario pueda terminar anticipadamente el contrato de franquicia y suministro y, en su caso, sancionarle por incumplimiento de esta obligación. [CRE]

IV.4 Diferencia en el precio al público entre estaciones de servicio

La gráfica 23 muestra la relación entre i) el número de estaciones de servicio en cada alcaldía de la Ciudad de México y ii) la diferencia entre el precio al público más alto y el más bajo en cada alcaldía, para el periodo del 16 de octubre al 15 de noviembre de 2018. Como puede observarse, existe una correlación positiva: mientras más estaciones de servicio existen en una alcaldía, mayor tiende a ser la dispersión de precios entre estaciones de servicio.



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

Lo anterior puede tener distintas explicaciones. En las alcaldías con más estaciones, es más probable que exista una mayor variedad de oferentes competidores entre sí con acceso a diferentes precios al mayoreo, derivados de distintos niveles de descuento por parte de Pemex Tri. Dado el mayor número de oferentes, quienes tienen acceso a mayores descuentos tienen más incentivos a incrementar sus ingresos reflejando por parte de estos descuentos en sus precios finales, reduciendo estos y vendiendo un mayor volumen.

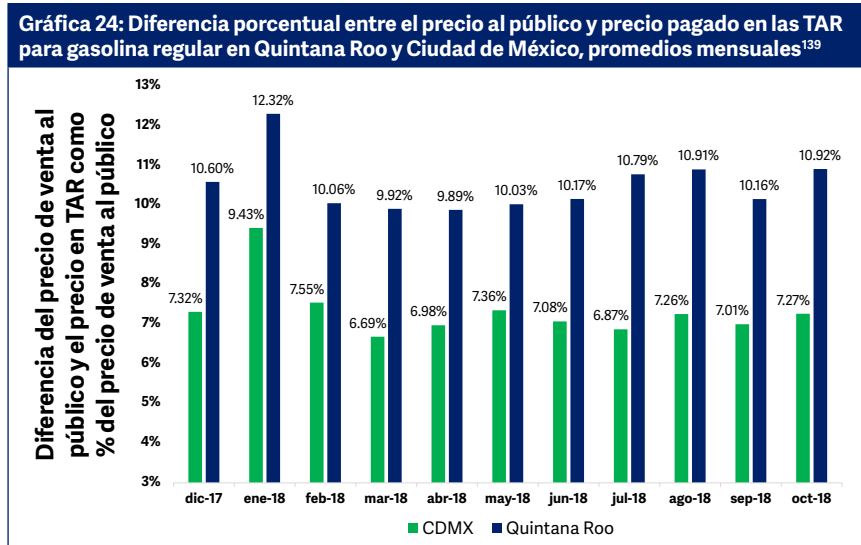
En contraste, en las alcaldías con pocas estaciones de servicio y con menor dispersión de precios al público, pueden estarse presentando diversos fenómenos. Una alternativa es que una proporción importante de las estaciones de servicio (o todas) pertenezcan al mismo grupo, por lo que no tienen incentivos a diferenciarse en precios. Otro escenario es que algunas estaciones podrían pertenecer a grupos con acceso a descuentos mayores que otras, pero al enfrentar poca competencia, tienen incentivos a colocar su precio de venta justo por debajo del costo de su competidor, como predice el modelo de Bertrand.¹³⁸

En cualquier caso, las recomendaciones vertidas en esta sección y a lo largo del documento resultan pertinentes. En aquellas zonas donde existen menos estaciones de servicio (y, por lo tanto, menor competencia entre ellas) pueden generarse mayores márgenes de ganancia y por lo tanto mayores precios al consumidor, y es ahí en donde resulta más importante que no existan barreras regulatorias a la instalación de nuevas estaciones de servicio. En aquellos casos donde existan pocos competidores con acceso a descuentos diferenciados, y donde podría presentarse un resultado como el que predice el modelo de Bertrand, resulta conveniente tanto la instalación de nuevas estaciones de servicio (generando mayores incentivos a vender al mejor precio posible) como acotar las diferencias en los descuentos que Pemex Tri otorga a sus clientes.

IV.5 Diferencias regionales entre el precio al público y el precio pagado en TAR

La gráfica 24 muestra la diferencia porcentual entre el precio de venta al público en Quintana Roo y la Ciudad de México y el precio al mayoreo para gasolina regular en las TAR que abastecen a estas zonas, entre diciembre de 2017 y octubre de 2018. Es decir, este diferencial captura la suma de impuestos, costo logístico de última milla y margen del gasolinero. Se pueden observar diferencias entre las entidades federativas. En la Ciudad de México, la diferencia porcentual entre el precio de venta al público y el precio en TAR osciló entre 6.7% y 9.4%, mientras que en Quintana Roo osciló entre 9.9% y 12.3%.

138 Este fenómeno se mencionó en la sección "II.3 Descuentos a la comercialización por parte de Pemex Tri" y en la nota al pie 33.



Fuente: Elaboración propia con información de la CRE.

Si consideramos la estructura del precio al público, las diferencias entre Quintana Roo y Ciudad de México pueden deberse a dos factores, no excluyentes entre sí:

- i) Diferencias en los costos logísticos de última milla. Por ejemplo, en Quintana Roo no existen TAR. La más cercana se encuentra en Mérida y es más lejana que aquellas TAR que proveen a las estaciones de servicio de la Ciudad de México. Ello puede explicar, al menos en parte, la diferencia observada en la gráfica 23; y
- ii) Diferencias en el margen del gasolinero, porque la intensidad de la competencia entre estaciones de servicio es menor en Quintana Roo que en la Ciudad de México.

¹³⁹ Para el caso de Quintana Roo se utilizó el precio de la TAR de Mérida, debido a que dicho estado no cuenta con TAR y la más cercana tanto en distancia como en vías de acceso es la de la capital yucateca. En el caso de la CDMX se utilizó el promedio simple del precio en las TAR de Añil, Azcapotzalco y Barranca del Muerto que son las que se encuentran dentro de su delimitación geográfica. Para los precios al público se calcularon los promedios simples del mes para todas las estaciones de servicio de cada entidad federativa.

Ambos factores se atienden con algunas de las recomendaciones que ya se expresaron en este documento. Por una parte, resulta relevante fomentar la construcción de mayor infraestructura de transporte y almacenaje en aquellos lugares donde esta sea escasa y dispersa y asegurar que la normativa no obstaculice estos desarrollos para disminuir los costos logísticos de última milla. Por la otra, la eficiencia del mercado pasa también por incrementar la intensidad de la competencia entre estaciones de servicio, sobre todo a través de la construcción de nuevas estaciones en los lugares donde las existentes tienen un margen alto de ganancia. Para ello, resulta importante que la regulación no limite las posibilidades de construir nuevas gasolineras ni limite la intensidad de la competencia entre las mismas.

V. CONSIDERACIONES FINALES

La transición hacia mercados abiertos de gasolinas y diésel ha ido avanzando. Existen 17 empresas diferentes a Petróleos Mexicanos que venden combustibles al público y tienen autorizado el uso de 40 aditivos diferenciados. Asimismo, el precio de venta al público de las gasolinas y diésel fue liberalizado en 2017, permitiendo que cada estación de servicio establezca su precio de venta de forma independiente.

Sin embargo, faltan muchos elementos para que podamos hablar de un mercado eficiente y competitivo. Como se documentó en los capítulos previos, hay tres rubros donde existen obstáculos para llegar a ello: la formación de precios de mayoreo, la disponibilidad de infraestructura, y las condiciones de expendio al público.

En términos de la formación de precios de mayoreo es crítico que se reconozca la incidencia que ha tenido la política de comercialización y fijación de los precios de mayoreo de Pemex Tri en desincentivar la participación de otros jugadores en el mercado mayorista. En este sentido, se vuelve primordial que la CRE acote las posibilidades de Pemex Tri para fijar su política de descuentos diferenciados, en términos de la dispersión que puede haber por volumen y por plazo del contrato.

La disponibilidad de infraestructura se vincula directamente con la creación de un mercado competitivo de mayoreo para gasolinas y diésel. Como se señaló en el documento, el esquema de suavizamiento de precios de Pemex Tri y los descuentos asociados a sus contratos, pudieron haber disminuido durante todo 2018 los incentivos para invertir en la infraestructura de transporte y almacenamiento necesarios por parte de terceros. En este sentido, será importante dar seguimiento a la efectividad de las más recientes modificaciones regulatorias de la CRE, de diciembre de 2018, tanto para acotar la posibilidad de Pemex Tri de mitigar la volatilidad de precios, como para ofrecer descuentos diferenciados.

En el corto plazo, es urgente encontrar un mecanismo que permita el acceso abierto efectivo a la infraestructura de transporte y almacenamiento existente en el país; es decir, a las TAR y ductos de Pemex Log. Asimismo, es fundamental acelerar las inversiones para la creación de nueva infraestructura. En este documento, como solución estructural, se recomienda modificar la Ley de Pemex y la LH a fin de que Pemex Log deje de operar como una empresa subsidiaria de Petróleos Mexicanos y se convierta en un operador independiente de su infraestructura de almacenamiento y transporte. La experiencia en otros sectores, como el eléctrico y el gas natural, se considera una buena referencia para el mercado de petrolíferos para promover la transparencia e imparcialidad en el acceso a la infraestructura de este mercado. Además, será necesario transparentar las condiciones contractuales que mantiene Pemex Log con Pemex Tri en la prestación de sus servicios para conocer de cualquier ventaja indebida que pudiera estar ofreciendo.

Un habilitador clave para sobrellevar las limitantes al mercado competido es la estricta aplicación de la regulación existente, como la señal que permitirá dar certidumbre a los participantes que han invertido en el país y a aquéllos que están evaluando oportunidades de inversión en los próximos meses y años. En el documento se señalan áreas en donde la CRE podría fortalecer la regulación asimétrica que se le impone a Pemex, tales como: i) ajustar el contrato de comercialización para limitar las diferencias en los descuentos por razón del plazo y volumen; ii) obligarlo a transparentar todas las condiciones que son necesarias para que un franquiciatario pueda terminar anticipadamente su contrato y, en su caso, sancionarle por incumplirlo; iii) obligarlo a transparentar y justificar las capacidades que hace disponibles para las Temporadas Abiertas; y iv) exigirle informes periódicos sobre sus ganancias efectivas por la venta al mayoreo de gasolina. Asimismo, la CRE deberá asegurar que Pemex Tri cumpla las obligaciones incluidas en el acuerdo A/057/2018 a las que se hace referencia en este documento, con el propósito de contar con un mayor desglose y transparencia de los componentes del precio VPM y precio en TAR.

Finalmente, el gobierno federal y los gobiernos estatales deben hacer todo lo posible por facilitar la inversión en infraestructura, lo que implica trabajar en dos vertientes. Por una parte, implementar un programa de incentivos presupuestales para que las entidades federativas elaboren y apliquen planes de fomento a la inversión en infraestructura que hoy es cuello de botella para el desarrollo del sector y, por otra parte, implementar un grupo de trabajo de alto nivel en el gobierno federal para que, con una visión estratégica, dé seguimiento al desarrollo de sistemas logísticos integrales de puertos, ductos, vías férreas, TAR y estaciones de servicios.

Como último apunte se señala que, si bien la regulación en materia de petrolíferos plantea las bases para contar con un mercado de gasolinas y diésel competido, resulta fundamental atender los problemas identificados en este documento para garantizar una transición exitosa que se traduzca en beneficios concretos para la población. Dada la importancia que las gasolinas y el diésel tienen sobre el bienestar de las empresas y familias mexicanas, es fundamental que se promueva y facilite la entrada de más participantes, se incentive la inversión en todos los eslabones de la cadena de valor y se eliminen todas las barreras que actualmente limitan la competencia y libre concurrencia en estos mercados.

ANEXO I.

CADENA DE VALOR DEL MERCADO DE PETROLÍFEROS EN MÉXICO

La cadena de valor está compuesta por seis eslabones: origen, transporte, almacenamiento, distribución, expendio y comercialización (ver figura A1). Hasta antes de la reforma energética, estos seis eslabones estaban controlados por un único participante (Petróleos Mexicanos). Sin embargo, con el nuevo marco regulatorio los eslabones están abiertos a la participación privada.



Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada por SENER.

A continuación, se explica la actividad que se realiza en cada eslabón de la cadena de valor:

- **Origen:** Actividades que comprenden tratamiento y refinación de petróleo, así como la importación de petrolíferos a territorio nacional.
- **Transporte:** La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir petrolíferos, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios.
- **Almacenamiento:** Recepción de petrolíferos, propiedad de terceros, en el punto de su instalación o sistema, conservarlos en depósito, resguardarlos y devolverlos al permisionario o a quien éste designe.
- **Distribución:** Actividad logística relacionada con la adquisición, recepción, guarda y, en su caso, conducción, de un determinado volumen de petrolíferos para su expendio al público o consumo final.
- **Expendio al Público:** Venta al menudeo directa al consumidor de petrolíferos en estaciones de servicio, —gasolineras— estaciones con fin específico o multimodal.

ANEXO II.

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL ESTÍMULO FISCAL AL IEPS

El 29 de noviembre de 2017, en el contexto de la liberalización de precios al público, se publicó en el DOF el "Acuerdo por el que se da a conocer la metodología para determinar el estímulo fiscal en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicable a los combustibles que se indican",¹⁴⁰ mediante el cual la SHCP continúa operando el suavizamiento de los precios finales mediante ajustes semanales al IEPS.

Su objetivo es absorber la volatilidad del mercado a través de una fórmula que provoca un amortiguamiento de los cambios en el precio respecto a las condiciones reales de un mercado abierto. La fórmula del estímulo fiscal tiene dos elementos principales: i) el precio del mercado de referencia, y ii) el precio base ya suavizado, de cuya diferencia se determina el estímulo fiscal aplicable. Utilizando esta metodología se hace un cálculo semanal del monto fiscal a aplicarse al IEPS por cada uno de los productos

La fórmula del estímulo fiscal tiene dos elementos principales, (el precio referente ligado al mercado y el precio base suavizado) de cuya diferencia se determina el estímulo fiscal aplicable:

$$\text{Estímulo Fiscal}_t = \text{Pref}_{x,t} - \text{Pbase}_{x,t}$$

Donde:

1. Precio referente ligado al mercado

$$\text{Pref}_{x,t} = \text{Pr}_{x,t-2} + \text{AC}_{x,t-2} + \text{Log}_{x,t-2} + \text{MargenES}_x + \text{IEPS}_x + \text{Otros}_{x,t}$$

$\text{Pref}_{x,t}$ = Precio referente del combustible x para el período t, expresado en pesos por litro.

$\text{Pr}_{x,t-2}$ = Precio de referencia para cada uno de los combustibles para el periodo t: Magna (Unleaded 87, USGC, Houston, Waterbone), Premium (Unleaded 93, USGC, Houston, Waterbone), y diésel (Ultra Low Sufur Diesel, USGC, Houston).

$\text{AC}_{x,t-2}$ = Ajuste de calidad del combustible x para el período t-2 aplicable a los precios de referencia.

¹⁴⁰ ACUERDO por el que se da a conocer la metodología para determinar el estímulo fiscal en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicable a los combustibles que se indican, DOF. Disponible en <https://bit.ly/2j0TtWj>.

$Log_{x,t-2}$ = Costo de logística y almacenamiento, y costo de distribución del período t-2, determinado como la suma de Costo de Logística y Almacenamiento y Costo de Distribuciones para cada tipo de combustible.

$MargenES_x$ = Valor estimado máximo del margen comercial para el combustible x, en pesos por litro.

$IEPS_x$ = Cuotas del IEPS establecidas en el artículo 2º, fracción I, inciso D), de la LIEPS considerando estímulos fiscales.

$Otros_{x,t}$ = Cuotas del IEPS establecidas en el artículo 2º, fracción I, inciso H), numerales 3 y 5 de la LIEPS, cuotas establecidas en el artículo 2º A de la LIEPS, y el IVA correspondiente.

2. Precio base suavizado

$$Pbase_{x,t} = Pbase_{x,t-1} X \left(\frac{Pref_{x,t}}{Pref_{x,t-1}} \right)^\alpha X \left(\frac{Pref_{x,t-1}}{Pbase_{x,t-1}} \right)^\rho$$

$Pbase_{x,t}$ = Precio base del combustible x para el periodo t, expresado en pesos por litro.

$Pbase_{x,t-1}$ = Precio base del combustible x para el periodo t-1, expresado en pesos por litro.

$Pref_{x,t}$ = Precio referente del combustible x para el periodo t, expresado en pesos por litro.

$Pref_{x,t-1}$ = Precio referente del combustible x para el periodo t-1, expresado en pesos por litro.

α = Parámetro de ajuste con valor de 0.10

ρ = Parámetro de ajuste con valor de 0.01

Representación del cálculo del estímulo fiscal sobre el precio base suavizado de la gasolina regular

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo el estímulo puede absorber (suavizar) movimientos fuertes del mercado de acuerdo con la metodología actual:

| Ejemplo 1. Suavizamiento de precios vía estímulo fiscal IEPS mediante la metodología actual (Proporción 1/10) (MXN por litro) | | | | |
|---|--|--------|--------|-------|
| | | t | t+1 | t+2 |
| Fórmula precio de referencia ligada al mercado | Precio de referencia (USGC)¹⁴¹ | 10.29 | 11.32 | 12.45 |
| | (+) Ajuste Calidad¹⁴² | 0.16 | 0.16 | 0.16 |
| | (+) Logística¹⁴³ | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| | (+) Margen de la estación de servicio¹⁴⁴ | 0.81 | 0.81 | 0.81 |
| | (+) IEPS¹⁴⁵ | 4.3 | 4.3 | 4.3 |
| | (+) Otros¹⁴⁶ | 2.61 | 2.61 | 2.61 |
| | (-) Pref¹⁴⁷ | 17.59 | 18.44 | 19.37 |
| | <i>Cambio Pref¹⁴⁸</i> | | 0.85 | 0.94 |
| Fórmula Precio base suavizado¹⁴⁹ | 15.89 | 15.98 | 16.08 | |
| <i>Cambio Pbase</i> | | 0.09 | 0.1 | |
| Estímulo IEPS | 1.7 | 2.46 | 3.29 | |
| <i>Cambio % Estímulo</i> | | 44.74% | 33.93% | |

■ Valores dados

En el ejemplo anterior, se mantienen constantes todas las variables excepto el precio de mercado (o precio de referencia), al que se le aumentó 10% por cada movimiento en t. Como se puede observar, el efecto de la fórmula es limitar las variaciones del precio base a una proporción cercana a 1/10 respecto a la variación del precio de referencia

141 Gasolina regular.

142 De acuerdo con la fórmula es el Ajuste de calidad del combustible x para el período t-2 aplicable a los precios de referencia.

143 De acuerdo con la fórmula es el Costo de logística y almacenamiento y costo de distribución del período t-2, determinado como la suma de Costo de Logística y Almacenamiento y Costo de Distribuciones para cada tipo de combustible. Valor supuesto.

144 De acuerdo con la fórmula es Valor estimado máximo del margen comercial para el combustible x, en MXN por litro.

145 Cuota establecida para el IEPS del año 2017 para gasolina menor a 92 octanos. Disponible en <https://bit.ly/2f4zWpe>.

146 De conformidad con la fórmula es la Cuotas del IEPS establecidas en el artículo 2º, fracción I, inciso H), numerales 3 y 5 de la LIEPS, cuotas establecidas en el artículo 2º A de la LIEPS, y el IVA correspondiente. Valor dado.

147 Resultado de la suma de todos los elementos más el precio de referencia de dos días anteriores (precio mercado en t-2= 8.5 y precio mercado en t-1=9.35).

148 Resultado de la resta del precio de referencia menos el precio de referencia de un día anterior (t-1).

149 De acuerdo con la formula del Precio base.

(85 centavos de cambio en precio de referencia contra 9 centavos de cambio en el precio base). Lo anterior permite cerrar la brecha de la volatilidad en 10 días, siempre y cuando todas las otras variables se mantengan sin cambios. El efecto final de lo anterior es un incremento considerable en el estímulo del IEPS, el cual absorbe la mayor parte de la volatilidad del mercado.

En otro escenario es en el que se incorpora un ajuste en la metodología para que el suavizamiento sea menor. Se hace un ajuste de $1/20^{150}$ en el cambio del precio base respecto a la variación del precio de referencia (85 centavos de cambio en precio de referencia contra 17 centavos de cambio en el precio base). Lo anterior permitiría que se reflejara una mayor volatilidad en el precio, es decir, la proporción $1/20$ permitiría que cuando exista una situación externa a la industria nacional que aumente considerablemente el precio de referencia, el estímulo fiscal al IEPS absorbiera en menor proporción la volatilidad del mercado, y el precio base presentará movimientos más cercanos a los del mercado de referencia.

| Ejemplo 2. Suavizamiento de precios vía estímulo fiscal IEPS mediante la metodología actual (Proporción 1/20) (MXN por litro) | | | | |
|--|--|----------|------------|------------|
| | | t | t+1 | t+2 |
| Fórmula precio de referencia ligada al mercado | Precio de referencia (USGC) | 10.29 | 11.32 | 12.45 |
| | (+) Ajuste Calidad | 0.16 | 0.16 | 0.16 |
| | (+) Logística | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| | (+) Margen de la estación de servicio | 0.81 | 0.81 | 0.81 |
| | (+) IEPS | 4.3 | 4.3 | 4.3 |
| | (+) Otros | 2.61 | 2.61 | 2.61 |
| | (-) Pref | 17.59 | 18.44 | 19.37 |
| | <i>Cambio Pref</i> | | 0.85 | 0.94 |
| Fórmula | Precio base suavizado | 15.89 | 16.06 | 16.25 |
| | <i>Cambio Pbase</i> | | 0.17 | 0.19 |
| | Estímulo IEPS | 1.07 | 2.38 | 3.13 |
| | <i>Cambio % Estímulo</i> | | 40.10% | 31.48% |

■ Valores dados

150 Porcentaje del cambio que absorbe el estímulo fiscal sobre el precio de referencia internacional y que se ve reflejado en el precio base suavizado. Es decir, en la fórmula el parámetro de ajuste "p" con valor de 0.01 tendría un valor de 0.05 (1/20).

ANEXO III.

OPN-012-2016 NORMATIVA ESTATAL Y MUNICIPAL APLICABLE A LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE ESTACIONES DE SERVICIO

El 13 de diciembre de 2016, el Pleno de la Comisión emitió opinión sobre la normatividad estatal y municipal¹⁵¹ aplicable a la construcción y operación de estaciones de servicio,¹⁵² en la cual se identificaron disposiciones que podían generar restricciones para la construcción de nuevas estaciones de servicio o que limitaban la competencia entre las existentes, toda vez que: i) imponían distancias mínimas entre estaciones de servicio; ii) contenían restricciones relativas a la superficie y características que debe tener el predio donde se construyan, iii) establecían requisitos inconsistentes con la regulación federal en materia energética, y iv) generaban incertidumbre con respecto a la obtención de permisos, licencias o autorizaciones para establecer y operar estaciones de servicio.

Con el objeto de eliminar las restricciones identificadas, se recomendó que las entidades federativas, los Ayuntamientos y Alcaldías adecuaran su regulación conforme a lo siguiente:

- 1. Eliminar disposiciones que prevean distancias mínimas entre estaciones de servicio.**
- 2. Eliminar las disposiciones que establezcan superficies mínimas y frentes principales que deben tener los predios para construir estaciones de servicio.**
- 3. Actualizar los ordenamientos que regulen aspectos relativos al establecimiento de estaciones de servicio conforme al nuevo marco normativo.** Para ello, sugirió:
 - a. Eliminar cualquier remisión a las autorizaciones o especificaciones establecidas por PEMEX para las estaciones de servicio.**

151 Para los 54 municipios que por su número de habitantes y desarrollo económico (industrial y/o turístico) se consideran relevantes, con base en el Catálogo Único de Claves de Áreas Geoestadísticas, Estatales, Municipales y Localidades del INEGI.

152 Comisión Federal de Competencia Económica (2016). "OPN-012-2016". Disponible en <https://bit.ly/2L2RWei>.

- b. Adecuar o referir los requisitos técnicos para el establecimiento de estaciones a los previstos en la normatividad federal. En todo caso, establecer acciones de coordinación con las instancias federales para agilizar los trámites para la construcción y operación de estaciones de servicio.
- 4. Establecer criterios transparentes y públicos que brinden certidumbre jurídica y garanticen el acceso y permanencia de los competidores en el mercado. Para ello, sugirió:**
- a. Definir y publicar los formatos, trámites, criterios y procedimientos para resolver las solicitudes que tengan por objeto obtener autorizaciones, licencias o permisos para construir y operar estaciones de servicio. Por ejemplo, en los sitios de internet de las autoridades locales.
 - b. Establecer tiempos de respuesta a las solicitudes, preferentemente expeditos.
 - c. Evitar la inclusión de disposiciones que permitan a las autoridades modificar discrecionalmente las condiciones de entrada u operación de las estaciones de servicio.

En la tabla A3 se muestra un resumen de los resultados de la revisión de la normativa. La columna **A1. Ambiental** señala aquellas entidades y municipios que establecían explícitamente la emisión de Manifestación de Impacto Ambiental o Estudios de Riesgo Ambiental para estaciones de servicio; la columna **A2. PEMEX** muestra las entidades y municipios que consideraban la adopción de estándares establecidos por PEMEX o la presentación de documentación que emite este órgano para la instalación de estaciones de servicio para autorizar construcción o remodelación de estaciones de servicio.

Por su parte, la columna **B1. Autorizaciones** señala las entidades y municipios que omitían señalar criterios, procedimientos y plazos para que las autoridades locales den respuesta a las solicitudes para establecer estaciones de servicio u otorgan discrecionalidad para que éstas impongan condiciones sobre su funcionamiento u operación. La columna **B2. Distancias** indica las entidades y municipios que imponían distancias mínimas entre estaciones de servicio, y la columna **B3. Superficies**, las entidades y municipios que establecían restricciones relativas a la superficie y frente principal que debe tener el predio donde se establezca una estación de servicio.

Finalmente, la columna **B4. Requisitos** muestra las localidades que establecían requisitos adicionales o inconsistentes con los previstos en la normativa federal (NOM-005-ASEA-2016).

Tabla A3. Resumen de obstáculos regulatorios a la construcción de estaciones de servicio y competencia entre las mismas en la normativa estatal y municipal

| | A1. Ambiental | A2. PEMEX | B1. Autorizaciones | B2. Distancias | B3. Superficies | B4. Requisitos |
|----------------------------|------------------|--------------|-----------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| AGUASCALIENTES | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | | | |
| Aguascalientes | | | | | | ✓ |
| BAJA CALIFORNIA | | | | | | |
| Estatal | | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Ensenada | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Mexicali | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Tijuana | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| BAJA CALIFORNIA SUR | | | | | | |
| Estatal | | | | | | ✓ |
| La Paz | ✓ | | ✓ | | | ✓ |
| CAMPECHE | | | | | | |
| Estatal | | | | | | ✓ |
| Campeche | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CHIAPAS | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | | | |
| Tuxtla Gutiérrez | | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ |
| Tapachula | | | | | | ✓ |
| CHIHUAHUA | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Chihuahua | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Delicias | | | | | | ✓ |
| Hidalgo del Parral | | | | | | ✓ |
| Juárez | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Nuevo Casas Grandes | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CIUDAD DE MÉXICO | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ |

Tabla A3. Resumen de obstáculos regulatorios a la construcción de estaciones de servicio y competencia entre las mismas en la normativa estatal y municipal

| | A1. Ambiental | A2. PEMEX | B1. Autorizaciones | B2. Distancias | B3. Superficies | B4. Requisitos |
|-------------------------|------------------|--------------|-----------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| COAHUILA | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | | ✓ | ✓ |
| Torreón | | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ |
| Saltillo | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Monclova | ✓ | | | | ✓ | ✓ |
| COLIMA | | | | | | |
| Estatal | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ |
| Colima | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| DURANGO | | | | | | |
| Estatal | | | | | | |
| Durango | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Gómez Palacio | ✓ | | ✓ | | ✓ | ✓ |
| ESTADO DE MÉXICO | | | | | | |
| Estatal | | | | | | |
| Nezahualcóyotl | | | | | | ✓ |
| GUANAJUATO | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | | | | |
| Irapuato | | | ✓ | | | |
| León | | ✓ | ✓ | ✓ | | |
| Salamanca | | ✓ | ✓ | | | ✓ |
| GUERRERO | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | | | ✓ |
| Acapulco de Juárez | | | | | | ✓ |
| Chilpancingo | | | | | | ✓ |
| HIDALGO | | | | | | |
| Estatal | ✓ | ✓ | | ✓ | | |
| Pachuca | | | ✓ | | | ✓ |
| JALISCO | | | | | | |
| Estatal | | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ |
| Guadalajara | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Zapopan | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

Tabla A3. Resumen de obstáculos regulatorios a la construcción de estaciones de servicio y competencia entre las mismas en la normativa estatal y municipal

| | A1. Ambiental | A2. PEMEX | B1. Autorizaciones | B2. Distancias | B3. Superficies | B4. Requisitos |
|------------------------|------------------|--------------|-----------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| MICHOACÁN | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Zamora | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Uruapan | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| MORELOS | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | | | |
| Cuernavaca | ✓ | | ✓ | | | ✓ |
| NAYARIT | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | | | |
| Tepic | | | | | | ✓ |
| NUEVO LEÓN | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | ✓ | | |
| Monterrey | | | | | | ✓ |
| OAXACA | | | | | | |
| Estatal | | | | | | |
| Puebla | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | | | |
| Puebla | | | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Querétaro | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | | | ✓ |
| QUINTANA ROO | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | | | |
| Othon P. Blanco | | | ✓ | | | ✓ |
| SAN LUIS POTOSÍ | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | ✓ | | ✓ |
| San Luis Potosí | | | | | | ✓ |
| SINALOA | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Ahome | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Culiacán | | | ✓ | | | ✓ |
| Mazatlán | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

Tabla A3. Resumen de obstáculos regulatorios a la construcción de estaciones de servicio y competencia entre las mismas en la normativa estatal y municipal

| | A1. Ambiental | A2. PEMEX | B1. Autorizaciones | B2. Distancias | B3. Superficies | B4. Requisitos |
|-------------------|------------------|--------------|-----------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| SONORA | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | ✓ | | |
| Cajeme | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Hermosillo | | | | | | ✓ |
| Guaymas | | | ✓ | | | ✓ |
| Nogales | | ✓ | ✓ | | | ✓ |
| TABASCO | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | | | |
| TAMAULIPAS | | | | | | |
| Estatal | ✓ | ✓ | | | | ✓ |
| Ciudad Madero | | | | | | |
| Matamoros | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Reynosa | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Tampico | | | ✓ | | | |
| TLAXCALA | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | | | | |
| Tlaxcala | ✓ | | | | | |
| VERACRUZ | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | ✓ | ✓ | | ✓ |
| Córdoba | | | ✓ | ✓ | | |
| Orizaba | ✓ | | | | | |
| Veracruz | | | ✓ | | | ✓ |
| Xalapa | | | ✓ | | | |
| Poza Rica | | | ✓ | | | |
| YUCATÁN | | | | | | |
| Estatal | ✓ | | | | | |
| Mérida | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| ZACATECAS | | | | | | |
| Estatal | | | ✓ | | | |

REFERENCIAS

1. AM (2019). Shayra Albañil. "Abre Gobernador de Guanajuato caminos para gasolina importada". Edición en línea, 15 de enero de 2019. Disponible en: <https://www.am.com.mx/2019/01/15/local/abre-diego-sinhue-rodriguez-vallejo-gobernador-de-guanajuato-caminos-para-gasolina-importada-539207>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
2. Business Wire. KCS, Watco, WTC Announce Mexico Refined Energy Products Terminal to Facilitate Increased U.S. Export of Liquid Fuels. Portal de Business Wire. 11 de enero de 2017. Disponible en: <https://www.businesswire.com/news/home/20170111005855/en/KCS-Watco-WTC-Announce-Mexico-Refined-Energy>. (última fecha de consulta: 2 de julio de 2018)
3. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2014). Ley de la Industria Eléctrica. 11 de agosto de 2014. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
4. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2014). Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Edición en línea. 11 de agosto de 2014. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf (última fecha de consulta: 11 de noviembre de 2018)
5. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2016). Ley de Aguas Nacionales. Edición en línea. 24 de marzo de 2016. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/16_240316.pdf (última fecha de consulta: 22 de noviembre de 2017)
6. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2016). Ley de Hidrocarburos. Edición en línea. 5 de noviembre de 2016. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf (última fecha de consulta: 20 de noviembre de 2018)
7. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2018). Ley de Inversión Extranjera. Edición en línea. 15 de junio de 2018. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/44_150618.pdf (última fecha de consulta: 26 de noviembre de 2018)
8. CFENERGÍA (2017). Plan de almacenamiento de combustibles garantizará seguridad energética: CFE. 15 de marzo de 2017. Disponible en: http://www.cfenergia.com/pdf/news/0317_ES_almacenamiento.pdf. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)

9. Comisión Federal de Competencia Económica (2015). Guía para el intercambio de información entre agentes económicos. COFECE. México, 2015. 040 pp. Disponible en: http://www.amanac.org.mx/Descargas/guia0072015_intercambioinf.pdf (última fecha de consulta: 11 de junio de 2018)
10. Comisión Federal de Competencia Económica (2016). "OPN-015-2015". Disponible en: <https://www.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Mercados%20Regulados/V9/1/2312874.pdf>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
11. Comisión Federal de Competencia Económica (2016). "OPN-012-2016". Disponible en: <http://cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V16/4/3673619.pdf> (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
12. Comisión Federal de Competencia Económica (2016). Transición hacia mercados competidos de gasolinas y diésel. COFECE. México, 2016. Disponible en: <https://www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/01/DOC-GASOLINAS-FINAL.pdf> (última fecha de consulta: 21 de noviembre de 2018)
13. Comisión Federal de Competencia Económica (2018). Plan Estratégico 2018-2021, COFECE, México, 2018. 043 pp.
14. Comisión Reguladora de Energía (2016) . Comunicado. "La CRE aclara los tiempos para suscribir los contratos de comercialización o venta de primera mano de gasolinas y diésel entre permisionarios de expendio y Pemex Tri". Disponible en: <https://www.gob.mx/cre/prensa/comunicado-de-prensa-cre-016-2016?idiom=es> (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
15. Comisión Reguladora de Energía (2016). "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana nom-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos". DOF. 29 de agosto de 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5450011&fecha=29/08/2016 (última fecha de consulta: 19 de junio de 2018)
16. Comisión Reguladora de Energía (2016). "Anexo II de la Resolución Núm. RES/1828/2016". 13 de diciembre de 2016. Disponible en: <http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucionAnexo/?id=1253> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)

17. Comisión Reguladora de Energía (2016). "Resolución RES/899/2015, por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos". DOF, 12 de enero de 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422482&fecha=12/01/2016 (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
18. Comisión Reguladora de Energía (2016). Acuerdo A/061/2016 de la Comisión Reguladora de Energía por el que se precisan y aclaran diversos elementos de las resoluciones RES/1258/2016, que ajusta a Pemex Transformación Industrial el modelo de contrato de comercialización de gasolinas y diésel, y RES/1383/2016, que ajusta el modelo de contrato de venta de primera mano de gasolinas y diésel, presentados por Pemex Transformación Industrial. Disponible en: <http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo?id=544> (última fecha de consulta: 21 de noviembre de 2018)
19. Comisión Reguladora de Energía (2016). Comunicado. "La Comisión Reguladora de Energía aprueba la Temporada Abierta de Pemex Logística", publicado 24 de noviembre de 2016. Disponible en: <https://www.gob.mx/cre/prensa/la-comision-reguladora-de-energia-aprueba-la-temporada-abierta-de-pemex-logistica?idiom=es> (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
20. Comisión Reguladora de Energía (2017). Comunicado de prensa CRE/29/2017 La CRE adelanta la flexibilización de mercados de la quinta etapa, y establece las condiciones y metodología de precios de vpm de Pemex". 16 de noviembre de 2017. Disponible en: <https://www.gob.mx/cre/es/prensa/la-cre-adelanta-la-flexibilizacion-de-mercados-de-la-quinta-etapa-y-establece-las-condiciones-y-metodologia-de-precios-de-vpm-que-realice-pemex?idiom=es> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
21. Comisión Reguladora de Energía (2017). Anexo único de la Resolución RES/2508/2017 de la Comisión Reguladora de Energía que ajusta a Pemex Transformación Industrial la metodología para determinar los precios de venta de primera mano y en las terminales de almacenamiento. Disponible en: <http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucionAnexo?id=1637> (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)

22. Comisión Reguladora de Energía (2017). Apertura gradual y ordenada del mercado de gasolinas y diésel en México. Edición en línea. 15 de junio de 2017. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/aperturagradyordenadadelmercado.pdf> (última fecha de consulta: 27 de noviembre de 2017)
23. Comisión Reguladora de Energía (2017). Comunicado. "La CRE realiza ajustes a la Temporada Abierta de Pemex Logística para las etapas 1.2, 2.1, 2.2 y 2.3.", publicado el día 08 de marzo de 2017. Disponible en: <https://www.gob.mx/cre/prensa/la-cre-realiza-ajustes-a-la-temporada-abierta-de-pemex-logistica-para-las-etapas-1-2-2-1-2-2-y-2-3?idiom=es> (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
24. Comisión Reguladora de Energía (2017). Flexibilización de precios de la gasolina y el diésel en las zonas 4 y 5. Presentación PowerPoint. 30 de noviembre de 2017. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/Flexibilizaciondemercadosdegasolinasydiésenelcentroystestedelpais.pdf> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
25. Comisión Reguladora de Energía (2017). Retos y Avances de la Reforma Energética: La Perspectiva de la CRE. Presentación. 10 de febrero de 2017. Disponible en: <https://www.americ.org.mx/wp-content/uploads/2017/02/PRESENTA.pdf> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
26. Comisión Reguladora de Energía (2017). Resolución RES/179/2017 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se emite la metodología del costo trasladable de las pérdidas no operativas aplicable a las tarifas que forman parte de los términos y condiciones para la prestación del servicio de transporte por ducto de petrolíferos autorizados a Pemex Logística. Edición en línea. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/349998232/Resolucion-RES-179-2017> (última fecha de consulta: 21 de noviembre de 2018)
27. Comisión Reguladora de Energía (2017). Resolución RES/2508/2017 de la Comisión Reguladora de Energía que ajusta a Pemex Transformación Industrial la metodología para determinar los precios de venta de primera mano y en las terminales de almacenamiento. Disponible en: <http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucion/?id=14246> (última fecha de consulta: 21 de noviembre de 2018)
28. Comisión Reguladora de Energía (2018). Tarifas máximas anuales de venta de primera mano y terminales de almacenamiento de petrolíferos. Datos Abiertos. México, 2018. Disponible en: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/tarifas-maximas-anuales-de-venta-de-primera-mano-y-terminales-de-almacenamiento-de-petroliferos> (última fecha de consulta: 9 de noviembre de 2018)

29. Comisión Reguladora de Energía (S/F). Flexibilización de mercados de gasolinas y diésel, estados del centro y sur del país. Edición en línea. Disponible en: http://www.cre.gob.mx/documento/Infografi%CC%81ainversionontransporte1_2.pdf (última fecha de consulta: 22 de noviembre de 2018)
30. Consejo Nacional de Población (2016). Proyecciones de la población 2010-2050. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/63977/Documento_Metodologico_Proyecciones_Mexico_2010_2050.pdf (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
31. Diario Oficial de la Federación (1992). REGLAMENTO para el aprovechamiento del derecho de vía de las carreteras federales y zonas aledañas. Edición en línea. 5 de febrero de 1992. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4648466&fecha=05/02/1992 (última fecha de consulta: 23 de noviembre de 2018)
32. Diario Oficial de la Federación (2014). DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía. Edición en línea. 28 de agosto de 2014. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5357927&fecha=28/08/2014&print=true (última fecha de consulta: 6 de noviembre de 2018)
33. Diario Oficial de la Federación (2014). DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Gas Natural. Edición en línea. 28 de agosto de 2014. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5357928&fecha=28/08/2014 (última fecha de consulta: 8 de noviembre de 2018)
34. Diario Oficial de la Federación (2014). DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales. Edición en línea. 11 de agosto de 2014. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014 (última fecha de consulta: 9 de noviembre de 2018)
35. Diario Oficial de la Federación (2015). ACUERDO A/24/2015 por el que se da a conocer la banda de precios máximos de las gasolinas y el diésel para 2016 y otras medidas que se indican. Edición en línea. 24 de diciembre de 2015. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421290&fecha=24/12/2015 (última fecha de consulta: 22 de noviembre de 2018)

36. Diario Oficial de la Federación (2015). ACUERDO de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Logística. Edición en línea. 28 de abril de 2015. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5390329&fecha=28/04/2015 (última fecha de consulta: 9 de noviembre de 2018)
37. Diario Oficial de la Federación (2015). DECRETO por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta, de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, del Código Fiscal de la Federación y de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Edición en línea. 18 de noviembre de 2015. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5415878&fecha=18/11/2015 (última fecha de consulta: 14 de noviembre de 2018)
38. Diario Oficial de la Federación (2015). ESTATUTO Orgánico de Pemex Logística. Edición en línea. 29 de octubre de 2015. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5413557&fecha=29/10/2015 (última fecha de consulta: 9 de noviembre de 2018)
39. Diario Oficial de la Federación (2016). ACUERDO A/059/2016 que establece el cronograma de flexibilización de precios de gasolinas y diésel previsto en el artículo Transitorio Décimo Segundo de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2017. Edición en línea. 26 de diciembre de 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5467173&fecha=26/12/2016 (última fecha de consulta: 15 de noviembre de 2018)
40. Diario Oficial de la Federación (2016). ACUERDO A/99/2016 por el que se actualizan las cuotas que se especifican en materia del impuesto especial sobre producción y servicios. Edición en línea. 27 de diciembre de 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5467669&fecha=27/12/2016 (última fecha de consulta: 23 de noviembre de 2017)
41. Diario Oficial de la Federación (2016). DECRETO por el que se expide la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2017. Publicado en el DOF el 15 de noviembre de 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5460968&fecha=15/11/2016 (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
42. Diario Oficial de la Federación (2016). DECRETO por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta, de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, del Código Fiscal de la Federación y de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Proceso Legislativo. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/sedia/bilibio/prog_leg/Prog_leg_LXIII/009_DOF_18nov15.pdf (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)

43. Diario Oficial de la Federación (2017). ACUERDO por el que se modifica el diverso por el que se dan a conocer las regiones en que se aplicarán precios máximos al público de las gasolinas y el diésel, así como la metodología para su determinación, publicado el 27 de diciembre de 2016. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472384&fecha=17/02/2017 (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
44. Diario Oficial de la Federación (2017). REGLAS de Carácter General en Materia Portuaria. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5461714&fecha=22/11/2016 (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
45. Diario Oficial de la Federación (2017). ACUERDO A/051/2017 de la Comisión Reguladora de Energía que modifica la disposición 39.1. y el Apartado 7 de las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de petrolíferos y petroquímicos, aprobada mediante la Resolución RES/899/2015 y modificada mediante la Resolución RES/184/2016. Edición en línea. 21 de noviembre de 2017. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5505113&fecha=21/11/2017 (última fecha de consulta: 26 de noviembre de 2018)
46. Diario Oficial de la Federación (2017). ACUERDO A/122/2017 por el que se da a conocer la metodología para determinar el estímulo fiscal en materia del impuesto especial sobre producción y servicios aplicable a los combustibles que se indican. Edición en línea. 29 de noviembre de 2017. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506057&fecha=29/11/2017 (última fecha de consulta: 20 de noviembre de 2018)
47. Diario Oficial de la Federación (2018). AVISO General relacionado con el artículo Noveno transitorio del Reglamento de la Ley de Aeropuertos. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5528569&fecha=21/06/2018 (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
48. Diario Oficial de la Federación (2018). AVISO mediante el cual la autoridad investigadora de la Comisión Federal de Competencia Económica informa del inicio de la investigación por denuncia identificada con el número de expediente DE-018-2017 por la posible realización de una concentración ilícita en el mercado de la comercialización, distribución y expendio al público de diésel y gasolinas. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5515181&fecha=06/03/2018 (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)

49. Diario Oficial de la Federación (2018). RESOLUCIÓN Final de la investigación antidumping sobre las importaciones de tubería de acero sin costura originarias de la República de Corea, Reino de España, República de la India y Ucrania, independientemente del país de procedencia. Edición en línea. 3 de abril de 2018. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5517946&fecha=03/04/2018 (última fecha de consulta: 26 de noviembre de 2018)
50. Economía hoy (2018). Glencore inicia operaciones de terminal de almacenamiento en Dos Bocas, Tabasco. Edición en línea. 24 de agosto de 2018. Disponible en: <https://www.economiahoy.mx/empresas-eAm-mexico/noticias/9348525/08/18/Glencore-inicia-operaciones-de-terminal-de-almacenamiento-en-Dos-Bocas-Tabasco.html> (última fecha de consulta: 26 de noviembre de 2018)
51. El Economista (2017). Crecen carpetas por robo de hidrocarburos. Edición en línea. 20 de agosto de 2017. Disponible en: <https://www.economista.com.mx/politica/Crecen-carpetas-por-robo-de-hidrocarburos-20170820-0012.html> (última fecha de consulta: 20 de noviembre de 2017)
52. El Economista (2017). Karol García y Miguel Blancarte. Exxon llega a Querétaro con gasolina propia. Edición en línea. 7 de diciembre de 2017. Disponible en: <https://www.economista.com.mx/empresas/Exxon-llega-a-Queretaro-con-gasolina-propia-20171207-0014.html>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
53. El Economista (2017). Pemex pierde 54 mdp diarios por robo de hidrocarburos: ASF". Edición digital. 2 de noviembre de 2017. Disponible en: <https://www.economista.com.mx/empresas/Pemex-pierde-54-mdp-diarios-por-robo-de-hidrocarburos-ASF-20171102-0102.html> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
54. El Financiero (2017). Sergio Mena, Alista Pemex 22 proyectos por 15 mil millones de dólares. Edición en línea. 9 de junio de 2017. Disponible en: <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/pemex-va-por-22-proyectos-logisticos.html> (última fecha de consulta: 14 de noviembre de 2018)
55. El Financiero (2018). Axel Sánchez. ExxonMobil abrirá 170 gasolineras en México. Edición en línea. 16 de mayo de 2018. Disponible en: <https://www.elfinanciero.com.mx/empresas/exxonmobil-abrira-terminales-de-almacenamiento-en-nl-e-hidalgo>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
56. El Universal (2017). Noé Cruz Serrano. ExxonMobil y Valero alistan sus gasolineras en México. Edición en línea. 18 de mayo de 2018. Disponible en: <https://www.eluniversal.com.mx/articulo/cartera/negocios/2017/05/18/exxonmobil-y-valero-alistan-sus-gasolineras-en-mexico>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)

57. El Universal (2018). Redacción. Andeavor celebra un año en México con un centenar de gasolineras ARCO. Edición en línea. 21 de septiembre de 2018. Disponible en: <https://www.eluniversal.com.mx/cartera/negocios/andeavor-celebra-un-ano-en-mexico-con-un-centenar-de-gasolineras-arco>. (última de fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
58. El Universal (2019). Víctor Polenciano. La ruta por tren que sigue Mobil hasta Querétaro. Edición en línea. 8 de enero de 2019. Disponible en: <http://www.eluniversalqueretaro.mx/cartera/la-ruta-por-tren-que-sigue-mobil-hasta-queretaro>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
59. Excelsior (2018). Reservan 5 años daños de ordeña; Pemex alega "seguridad nacional". Edición en línea. 12 de enero de 2018. Disponible en: <https://www.excelsior.com.mx/nacional/2018/01/12/1213194> (última fecha de consulta: 23 de noviembre de 2018)
60. Federal Trade Commission (1986). A Theory of Input Exchange Agreements. Edición en línea. Julio 1986. Disponible en: <https://www.ftc.gov/sites/default/files/documents/reports/theory-input-exchange-agreements/wp147.pdf> (última fecha de consulta: 26 de noviembre de 2018)
61. Ferropuerto Midstream para Hidrocarburos. Convocatoria de Procedimiento de Temporada Abierta Aplicable a la Planta de Almacenamiento de Petrolíferos Permisionada a Energéticos K'eri, S.A.P.I. DE C.V. Disponible en: <https://www.amegas.com.mx/noticias/TA%20KERI.pdf> (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
62. Forbes (2018). Arturo Solís. Glencore pospone importación de gasolina hasta junio. Edición en línea. 10 de mayo de 2018. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/glencore-pospone-apertura-de-terminales-por-tramites-y-pruebas/>. (última fecha de consulta: 129 de enero de 2019)
63. Forbes (2018). Arturo Solís. BP comienza a independizarse de la gasolina de Pemex. Edición en línea. 10 de septiembre de 2018. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/bp-comienza-a-independizarse-de-la-gasolina-de-pemex/>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
64. Forbes (2018). Arturo Solís. Chevron también le dice adiós a la gasolina de Pemex. Edición en línea. 13 de septiembre de 2018. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/gasolineras-de-chevron-tambien-le-dicen-adios-a-pemex/>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)

65. Forbes (2018). Arturo Solís. Koch importará gasolina a partir de mayo de 2019. Edición en línea. 9 de noviembre de 2018. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/koch-importara-gasolina-en-mayo-de-2019/>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
66. INEGI (2016). Anuario estadístico y geográfico por entidad federativa 2016. Disponible en: http://internet.contenidos.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/nueva_estruc/AEGPEF_2016/702825087357.pdf (última fecha de consulta: 19 de junio de 2018)
67. Michel Gutiérrez, Verónica. La recaudación fiscal por enajenación de gasolinas y diésel en México. Portal del Centro de Investigación Económica y Presupuestaria. 4 de julio de 2012. Disponible en: <http://ciep.mx/la-recaudacion-fiscal-por-enajenacion-de-gasolinas-y-diesel-en-mexico/> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
68. Milenio Digital (2019). NA. Más de 70 gasolineras traerán combustible a Guanajuato desde Texas. Edición en línea. 14 de enero de 2019. Disponible en: <http://www.milenio.com/politica/gasolina-70-gasolineras-traeran-combustible-texas>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
69. Motta, Massimo (2018). Política de competencia. Teoría y práctica. cofece/fce/cide/unam. México, 2018. 713 pp.
70. National Competition Council (2006). NCC Occasional Series Gas Swaps. Edición en línea. Abril 2006. Disponible en: <http://ncc.gov.au/images/uploads/NOSGS-001.pdf> (última fecha de consulta: 27 de noviembre de 2018)
71. Pemex Logística (2018). Resultados Subasta. Edición en línea. 26 de octubre de 2018. Disponible en: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/logistica/TemporadasAbiertas/temporada3.1/Paginas/Resultados.aspx> (última fecha de consulta: 26 de noviembre de 2018)
72. Pemex Logística (2018). Temporada Abierta Sistema Norte; Zona Juárez, Zona Cadereyta y Zona Frontera, y el Sistema Pacífico; Zona Topolobampo. Edición en línea. 21 de mayo de 2018. Disponible en: <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/logistica/TemporadasAbiertas/temporada3.1/Paginas/default.aspx> (última fecha de consulta: 27 de noviembre de 2018)
73. Petróleos Mexicanos (2016). Se renueva la franquicia Pemex. 15 de noviembre de 2017. Disponible en: http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-097-nacional.aspx (última fecha de consulta: 19 de junio de 2018)

74. Petróleos Mexicanos (2017). Ajustes a los tcps según RES/2507/17. Portal Oficial de Pemex Log. 29 de noviembre de 2017. Disponible en: http://www.pemex.com/nuestro-negocio/logistica/Paginas/Ajustes_TCPS_RES2507-17.aspx (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
75. Petróleos Mexicanos (2017). Comunicado. "Se dan a conocer los ganadores de la 1a subasta de la Temporada Abierta de Pemex Logística", publicado el 2 de mayo de 2017. Disponible en: http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-040-nacional.aspx (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
76. Petróleos Mexicanos (2018). Catálogo de beneficios para usuarios de comercialización y adquirientes de venta de primera mano de Pemex Transformación Industrial. Edición en línea. Junio de 2018. Disponible en: http://www.pemex.com/Documents/Catalogo_beneficios_COFECE_jun_2018.pdf (última fecha de consulta: 13 de noviembre de 2018)
77. Petróleos Mexicanos. Formatos de Documentos y Procedimientos VPM .Disponible en: https://www.comercialrefinacion.pemex.com/portal/sccli036/controlador?Destino=sccli036_01.jsp. (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
78. Petróleos Mexicanos. Tomas clandestinas 2017. Disponible en: http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/tomas-clandestinas2017.aspx (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
79. Presidencia de la República (2014). Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas". DOF. 11 de agosto de 2014. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355989&fecha=11/08/2014 (última fecha de consulta: 2 de julio de 2018)
80. Proyectos México (2017). Diseño, construcción, modernización, operación y mantenimiento para la conversión de tanques de almacenamiento combustible para gasolina y diésel en Sonora. 16 de octubre de 2017. Disponible en: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/455-cfe-conversion-de-la-capacidad-de-almacenamiento-de-combustible-de-la-cfe-a-gasolina-y-diesel-en-sonora/. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)

- 81.** Proyectos México (2018). Diseño, construcción, modernización, operación y mantenimiento para la conversión de tanques de almacenamiento combustóleo para gasolina y diésel en Baja California. 2 de marzo de 2018. Disponible en: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/456-cfe-conversion-de-la-capacidad-de-almacenamiento-de-combustoleo-de-la-cfe-a-gasolina-y-diesel-en-baja-california/. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
- 82.** Ramones F., Fernando. "Recursos Presupuestales de Pemex". Portal del Centro de Investigación Económica y Presupuestaria. 21 de enero de 2014. Disponible en: <http://ciep.mx/recursos-presupuestales-de-pemex/> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
- 83.** Secretaría de Comunicaciones y Transportes (2016). Sección de trámites que deben realizarse para el aprovechamiento del derecho de vía en las autopistas y puentes de cuota y su reglamento. Portal oficial de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes. Disponible en: <http://www.sct.gob.mx/carreteras/direccion-general-de-desarrollo-carretero/atencion-al-usuario/tramites/> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
- 84.** Secretaría de Comunicaciones y Transportes (2017). Programa Maestro de Desarrollo Portuario del Puerto de Tuxpan 2017-2022. Edición en línea. 18 de agosto de 2017. Disponible en: <https://www.puertotuxpan.com.mx/Documentos/Pmdp.pdf> (última fecha de consulta: 22 de noviembre de 2018)
- 85.** Secretaría de Energía (2017). Acuerdo por el que se emite la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos. DOF. 12 de diciembre de 2017. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507473&fecha=12/12/2017 (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
- 86.** Secretaría de Energía (2017). Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México Parte 1. noviembre de 2017. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/272210/Diagnostico_de_la_Industria_de_Petroliferos_2017_Parte_1.pdf (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)
- 87.** Secretaría de Energía (2017). Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México Parte 2. Edición en línea. Noviembre 2017. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/272211/Diagnostico_de_la_Industria_de_Petroliferos_2017_Parte_2.pdf (última fecha de consulta: 16 de noviembre de 2018)
- 88.** Secretaría de Energía (2017). Prontuario Estadístico 2017. Portal Oficial de la Secretaría de Energía. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/documentos/prontuario-estadistico-2017-109491> (última fecha de consulta: 20 de junio de 2018)

89. Secretaría de Energía (2017). Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031. SENER. México. 182 pp. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284344/Prospectiva_de_Pret_leo_Crudo_y_Petrol_feros_2017.pdf (última fecha de consulta: 19 de junio de 2018)
90. Secretaría de Energía (2018). Blog. 43 marcas de gasolineras en México multiplican las opciones de suministro, calidad y precio para los consumidores: PJC. Edición en línea, 16 de mayo de 2018. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/43-marcas-de-gasolineras-en-mexico-multiplican-las-opciones-de-suministro-calidad-y-precio-para-los-consumidores-pjc-157490?idiom=es>. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
91. Secretaría de Energía (2018). Sistema de Información Energética. Disponible en: <http://sie.energia.gob.mx/> (última fecha de consulta: 26 de noviembre de 2018)
92. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2015). Cuenta Pública 2015, Tomo VIII. Edición en línea. Disponible en: https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx/en/CP/Tomo_VIII-2015 (última fecha de consulta: 21 de noviembre de 2018)
93. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2016). Presupuesto de Egresos de la Federación 2016. Tomo VII Empresas Productivas del Estado. Disponible en: https://www.pef.hacienda.gob.mx/es/PEF/Empresas_Productivas_del_Estado#. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
94. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2017). Cuenta Pública 2017, Tomo VIII. Edición en línea. Disponible en: https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx/es/CP/Petroleos_Mexicanos-2017 (última fecha de consulta: 21 de noviembre de 2018)
95. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2017). Informe Tributario y de Gestión, Cuarto trimestre de 2017. SAT. México, 2017. Disponible en: http://omawww.sat.gob.mx/transparencia/transparencia_focalizada/Documents/ITG_4to_trimestre%202017_180202%20.pdf (última fecha de consulta: 15 de noviembre de 2018)
96. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2017). Presupuesto de Egresos de la Federación 2017. Tomo VII Empresas Productivas del Estado. Disponible en: https://www.pef.hacienda.gob.mx/es/PEF2017/empresas_productivas. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
97. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2018). Presupuesto de Egresos de la Federación 2018. Tomo VII Empresas Productivas del Estado. Disponible en: https://www.pef.hacienda.gob.mx/en/PEF2018/empresas_productivas. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)

98. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2019). Presupuesto de Egresos de la Federación 2019. Tomo VII Empresas Productivas del Estado. Disponible en: https://www.ppef.hacienda.gob.mx/es/PPEF2019/empresas_productivas. (última fecha de consulta: 19 de enero de 2019)
99. Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Comunicado 193., "Metodología para la determinación de precios máximos de gasolinas y diésel, así como precios máximos vigentes en enero de 2017. Disponible en: <https://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-193-metodologia-para-la-determinacion-de-precios-maximos-de-gasolinas-y-diesel-asi-como-precios-maximos-vigentes-en-enero-de-2017> (última fecha de consulta: 13 de diciembre de 2018)
100. Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Estructura Programática a emplear en el proyecto de Presupuesto de Egresos de 2019. Disponible en: https://www.ppef.hacienda.gob.mx/work/models/PPEF/2019/estructura_programatica/1_EstructurasProgramaticas_paraPPEF2019.pdf (última fecha de consulta 24 de enero de 2019)
101. Statistics Canada (2018). Sales of fuel used for road motor vehicles. Edición en línea. 22 de noviembre de 2018. Disponible en: <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/en/tv.action?pid=2310006601> (última fecha de consulta: 22 de noviembre de 2018)
102. Suprema Corte de Justicia de la Nación (2018). Órganos jurisdiccionales en materia administrativa especializados en competencia económica, radiodifusión y telecomunicaciones, con residencia en la Ciudad de México y jurisdicción en toda la República. Son competentes para conocer de los juicios de amparo o sus recursos cuando los actos reclamados tengan como objetivo crear condiciones de libre competencia y concurrencia en el mercado de los petrolíferos, como lo son la determinación de los precios de las gasolinas y el diésel. Semanario Judicial de la Federación. Edición en línea. Libro 56, Julio de 2018, Tomo I. Disponible en: <https://sjf.scjn.gob.mx/sjfsist/paginas/DetalleGeneralV2.aspx?id=2017325&Clase=DetalleTesisBL> (última fecha de consulta: 21 de noviembre de 2018)
103. U.S. Energy Information Administration (2018). Refinery Capacity Report. EIA. Junio de 2018. Disponible en: <https://www.eia.gov/petroleum/refinerycapacity/refcap18.pdf> (última fecha de consulta: 13 de noviembre de 2018)



UN MÉXICO MEJOR ES COMPETENCIA DE TODOS

Comisión Federal de Competencia Económica

Av. Santa Fe N° 505, piso 24, Col. Cruz Manca,
Alcaldía Cuajimalpa, C.P. 05349,
Ciudad de México, México.

www.cofece.mx