

---

# Diagnóstico IMCO

## Refinería Dos Bocas

INSTITUTO MEXICANO PARA LA COMPETITIVIDAD A.C. (IMCO)

—  
**Jorge Andrés Castañeda**

Coordinador de proyectos del IMCO / [jorge.castaneda@imco.org.mx](mailto:jorge.castaneda@imco.org.mx)  
@jorgeacast

**Ana Thais Martínez**

Investigadora del IMCO / [ana.thais@imco.org.mx](mailto:ana.thais@imco.org.mx)  
@AnnTHMTZ

09.04.19



Bld. Miguel de Cervantes Saavedra 169,  
Piso 14 Oficina 103 Granada, CP 11520,  
CDMX, México

 [www.IMCO.org.mx](http://www.IMCO.org.mx)

 @IMCOmx

 /IMCOmx

—  
T. +52(55) 5985 1017

F. +52(55) 5280 1891

 /IMCOmexico

## DIAGNÓSTICO IMCO. REFINERÍA DOS BOCAS

### RESUMEN EJECUTIVO

En diciembre de 2018, el Gobierno federal anunció la intención de construir una nueva refinería en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, con una inversión estimada en 160 mil millones de pesos u 8 mil millones de dólares. Para ello, el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2019 contempla recursos por 50 mil millones para la etapa de planeación, casi un tercio del costo del proyecto. El proyecto se inscribe en un entorno económico adverso. En días recientes, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) anunció menores ingresos presupuestarios, menor crecimiento y mayores recortes al gasto para 2019.

La justificación del Gobierno para su construcción es que entre 2000 y 2018, la producción de petrolíferos ha caído de forma sostenida, la cual se debe revertir para alcanzar la soberanía energética, explicada por el mismo Gobierno como la no dependencia en la importación de productos refinados. No obstante, hay cinco preocupaciones sobre este proyecto:

- La producción de petróleo crudo a nivel nacional ha mostrado una tendencia a la baja en los últimos 18 años, con un decrecimiento anual de 2.63%. De continuar esta tendencia, Petróleos Mexicanos (Pemex) tendría que importar petróleo para abastecer a la nueva refinería.
- La refinación de petróleo es la etapa menos rentable de la cadena de valor. En Norteamérica no se ha construido una refinería de estas dimensiones desde 1977<sup>1</sup>. Además, en la última década, el margen de refinación (la diferencia entre el valor del producto refinado como producto final y el valor del petróleo crudo como insumo) promedio observado es de 1.9 dólares por barril de productos refinados, una cifra mucho menor al promedio de 70 dólares por barril de la mezcla de crudo mexicana.
- En 2017 se utilizó menos de la mitad de la capacidad instalada de las refinerías mexicanas. Lo anterior indica que actualmente existe suficiente capacidad instalada para aumentar la producción de refinados, sin embargo, la baja inversión en los últimos 18 años en la infraestructura del Sistema Nacional de Refinación ha provocado que las refinerías actuales no tengan los niveles de productividad necesarios para hacerlas rentables.
- Los costos de inversión y los tiempos de ejecución para un proyecto de esta naturaleza son altos y volátiles. Los beneficios se sobreestiman entre un 20% y 70% en comparación con los desarrollos reales<sup>2</sup>.
- En la industria energética mundial se observa una disminución en la demanda de hidrocarburos debido a la inversión en fuentes más limpias y eficientes.

---

<sup>1</sup> National Energy Board, *Canadian Refinery Overview Energy Market Assessment (Canada: NEB, 2018)*; Frequently asked questions, "When was the last refinery built United States?", Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=29&t=6>. Solo han abierto operaciones 18 refinerías nuevas (17 en Estados Unidos y una en Canadá), con un promedio bajo de refinación de 31 mil barriles diarios de productos petrolíferos altamente especializados.

<sup>2</sup> Bent Flyvbjerg, Nils Burzelius y Werner Rothengatter, *MegaProjects and Risk: An Anatomy of Ambition (Cambridge: Cambridge University Press, 2003)*; Alan Altshuler y David Luberoff, *Mega-Projects: The Changing Politics of Urban Public Investment (Washington DC: Brookings Institution, 2003)*.

El objetivo de este diagnóstico es presentar una evaluación de la viabilidad financiera de la refinería de Dos Bocas. Se analiza desde la perspectiva de negocio y trata de responder a la pregunta **¿es rentable para México llevar a cabo este proyecto?**

El IMCO concluye que la refinería de Dos Bocas traerá más costos que beneficios para Pemex y para México, al tener una probabilidad de apenas 2% de ser rentable, a partir del análisis de 30 mil escenarios financieros, a diferencia de la evaluación de un solo escenario exigido por la SHCP. Cada uno de esos escenarios sigue los lineamientos establecidos por la SHCP para evaluar la rentabilidad financiera de proyectos de infraestructura, y modifica parámetros clave como márgenes de refinación, inversión total, tiempos de construcción, ingresos y gastos operativos esperados, de forma que los resultados reflejan de forma sólida las debilidades del proyecto. Es importante subrayar que este ejercicio no considera la obligada construcción de infraestructura adicional, como ductos e instalaciones de almacenamiento, o la remodelación del puerto de Dos Bocas, Tabasco para recibir buques de hondo calado.

A la fecha, el Gobierno federal no ha presentado un estudio de factibilidad económica de este proyecto, a pesar de que ese análisis es clave ante un panorama de austeridad del gasto público. Estos recursos no podrán ser utilizados dentro de Pemex en actividades más rentables que incrementen la viabilidad financiera de la empresa estatal, o para otros fines como educación, salud u otras obras de infraestructura que son necesarias en el país.

Un descalabro financiero en Pemex puede generar una grave crisis de las finanzas públicas. La empresa necesita un plan de negocios coherente y realista para salir de su delicada situación. Este proyecto es un serio obstáculo para alcanzar ese objetivo.

Con base en estos resultados, el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO) propone, entre otras medidas, cancelar el proyecto de la refinería, invertir recursos en la adecuación de las refinerías existentes para aumentar su productividad o reorientar más recursos de Pemex a las actividades rentables: exploración y producción, así como mantener la inversión pública en la infraestructura del Sistema Nacional de Refinación para aumentar su utilización y rentabilidad.

## CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>6</b>
<b>2. CONTEXTO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN NACIONAL</b>	<b>6</b>
2.1 SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN	6
2.2 PERFIL HISTÓRICO DEL SNR	7
<b>3. PREOCUPACIONES RELACIONADAS AL PROYECTO</b>	<b>10</b>
3.1 (1) PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO	10
3.2 (2) MÁRGENES DE REFINACIÓN	11
3.3 (3) CAPACIDAD INSTALADA	14
3.4 (4) RENTABILIDAD DE LOS MEGAPROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA	16
3.5 (5) TRANSICIÓN ENERGÉTICA	17
<b>4. EVALUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>18</b>
4.1 LINEAMIENTOS DE LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO PARA LA ELABORACIÓN DE ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO	18
<b>5. METODOLOGÍA</b>	<b>19</b>
5.1 INDICADORES DE RENTABILIDAD	19
5.2 SIMULACIÓN MONTE CARLO	20
5.3 SUPUESTOS	20
5.3.1 CAPEX	21
5.3.2 <i>Tiempo de construcción</i>	22
5.3.3 <i>Ingresos</i>	23
5.3.3.1 <i>Producción</i>	23
5.3.3.2 <i>Utilización</i>	24
5.3.3.3 <i>Margen de refinación</i>	25
5.3.4 <i>Costos variables de operación</i>	26
5.3.5 <i>Inventario</i>	26
5.3.6 <i>Tasa de descuento</i>	27
<b>6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES</b>	<b>27</b>
6.1 RESULTADOS GENERALES	28
6.2 CONSIDERACIONES ADICIONALES	32

<b>7. IMCO PROPONE</b>	<b>32</b>
<b>8. ANEXO. PRINCIPALES ADECUACIONES AL SNR</b>	<b>34</b>
<b>9. BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>36</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

En diciembre de 2018 el presidente Andrés Manuel López Obrador anunció la decisión de invertir recursos públicos a la construcción de una nueva refinería en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco. La construcción se incluye en el Plan Nacional de Refinación el cual también incluye la rehabilitación de las seis refinerías de Petróleos Mexicanos (Pemex)<sup>3</sup>. El objetivo del plan es garantizar la soberanía energética de la Nación a través del incremento de la producción de combustibles, mejoramiento de los procesos de refinación y la renovación con tecnología de punta de las instalaciones petroleras.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2019 se destina un total de 50 mil millones de pesos para los estudios de preinversión y el desarrollo de la ingeniería, procura y construcción de las plantas de proceso, equipos y servicios auxiliares para la instalación de la refinería Dos Bocas<sup>4</sup>.

Hasta la fecha el Gobierno federal no ha presentado el estudio de factibilidad económica del proyecto de la refinería Dos Bocas. Asegurar que el proyecto genere ganancias es factor clave ante un panorama de austeridad del gasto público. Los recursos públicos que se utilicen para la construcción de la refinería Dos Bocas tendrán un costo de oportunidad, es decir, no se podrán utilizar para otras actividades más rentables dentro de Pemex, como exploración y producción, u otros fines como educación y salud.

Sin embargo, el desarrollo de una refinería que dé beneficios a Pemex y a la sociedad mexicana enfrenta un escenario adverso por múltiples factores. En la primera sección del documento se presenta brevemente el funcionamiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y el contexto histórico de la producción nacional de petrolíferos. En la segunda sección se establecen las principales preocupaciones relacionadas con el proyecto Dos Bocas para dar contexto a la importancia de su rentabilidad. En la tercera sección del estudio se presentan los lineamientos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para la evaluación de rentabilidad financiera del proyecto. En la cuarta sección se presenta la metodología utilizada para evaluar la rentabilidad del proyecto de la refinería Dos Bocas, así como los supuestos utilizados y su justificación. La quinta sección muestra los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología al caso de Dos Bocas. Finalmente, se establecen recomendaciones para enriquecer la política pública del Gobierno federal en la industria energética y de infraestructura.

## 2. CONTEXTO HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN NACIONAL

### 2.1 SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN

Pemex Transformación Industrial es la empresa subsidiaria de Pemex encargada de realizar las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos y petrolíferos en México.

---

<sup>3</sup> Minatitlán, Salamanca, Tula, Cadereyta, Madero y Salina Cruz.

<sup>4</sup> Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Presupuesto de Egresos de la Federación 2019 Programas y Proyectos de Inversión. SHCP. 2019.

Para poder obtener productos de consumo final, el petróleo crudo debe someterse a diferentes procesos físicos y químicos de refinación. México cuenta con seis refinерías que forman parte del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

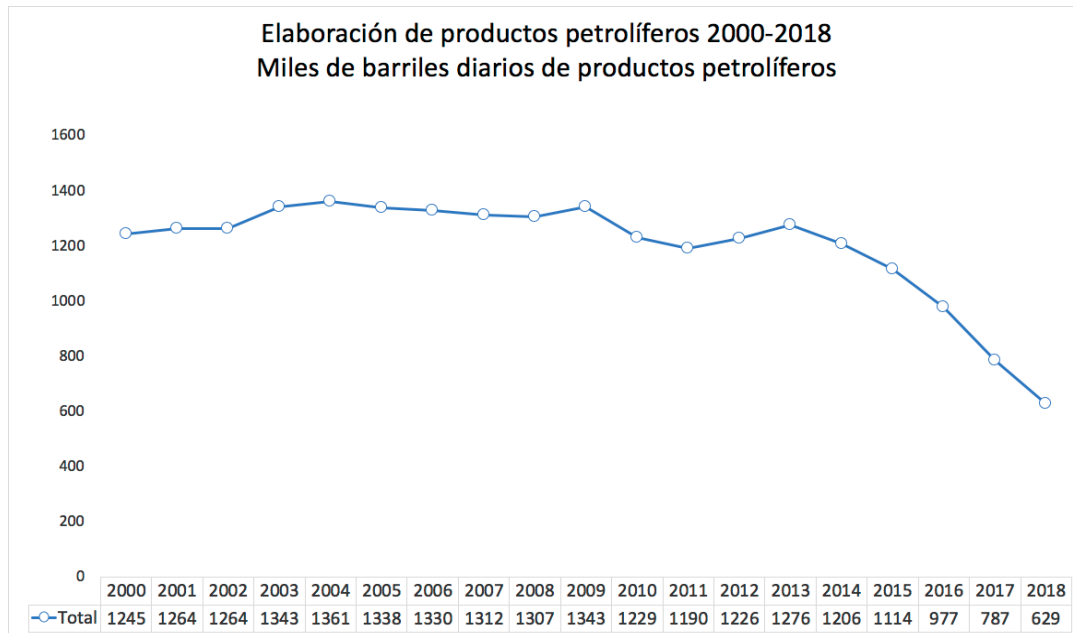
- Minatitlán - Veracruz
- Salamanca - Guanajuato
- Tula - Hidalgo
- Cadereyta - Nuevo León
- Madero - Tamaulipas
- Salina Cruz - Oaxaca

Estas refinерías cuentan con procesos primarios de destilación atmosférica, destilación al vacío, procesos secundarios de desintegración catalítica y térmica, reducción de viscosidad, reformación de naftas, hidrodesulfuración, alquilación e isomerización y tres de ellas (Cadereyta, Madero y Minatitlán) con proceso de coquización.

## 2.2 PERFIL HISTÓRICO DEL SNR

El perfil histórico de refinación en México de 2000 a 2018 se caracteriza por un promedio de refinación de mil 196 barriles de productos petrolíferos diarios, un máximo de mil 361 en 2004 y un mínimo de 626 en 2018. En la Gráfica 1 se presenta la refinación anual desde 2000. Si bien es notoria la caída en producción, acentuada de 2009 a 2018, esto se puede deber a factores asociados a los bajos márgenes de refinación, la baja utilización de la capacidad instalada y el estancamiento de la inversión pública en la infraestructura del Sistema Nacional de Refinación (SNR). Estos tres factores se presentan con mayor profundidad en la sección Preocupaciones relacionadas con el proyecto.

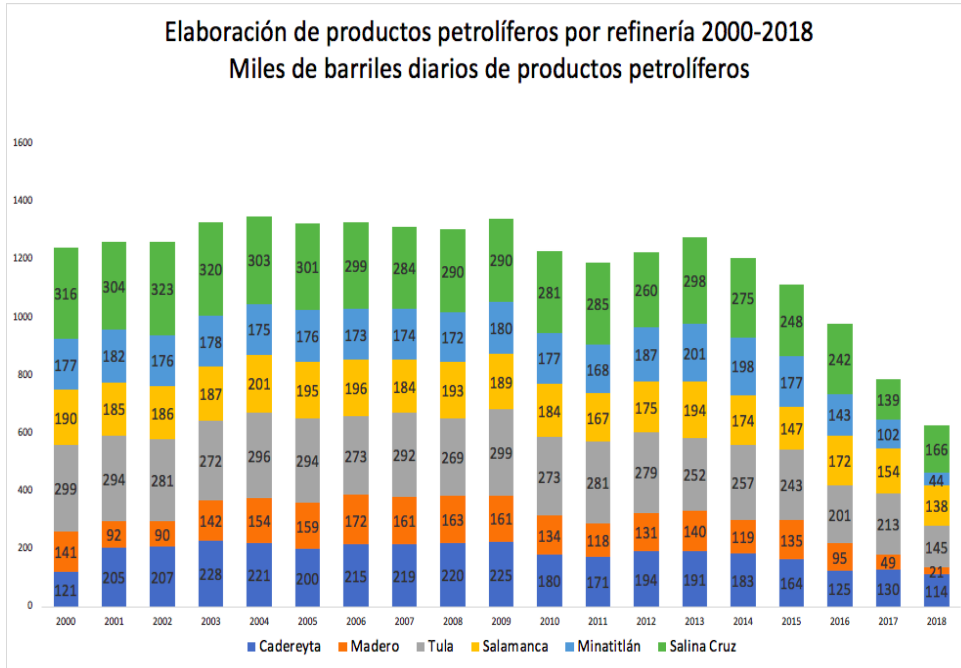
**Gráfica 1. Producción de petrolíferos 2000 a 2018**



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética-Pemex.

En la Gráfica 2 se desgrega la producción de petrolíferos de 2000 a 2018 por refinería.

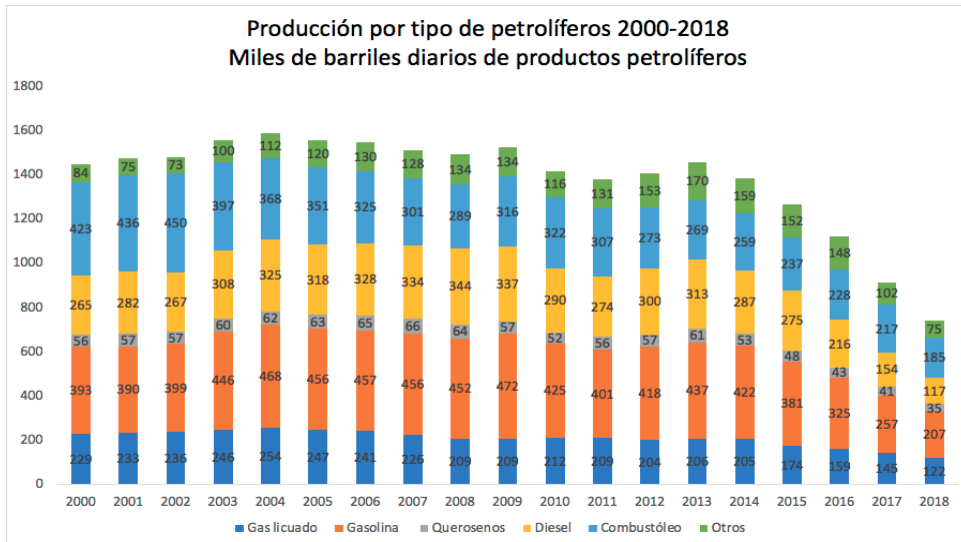
**Gráfica 2. Producción de petrolíferos por refinería 2000 a 2018**



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética-Pemex.

En la Gráfica 3 se muestra el perfil de la producción de los años 2000 a 2018 por tipo de petrolífero producido.

**Gráfica 3. Producción por tipo de petrolífero 2000 a 2018**



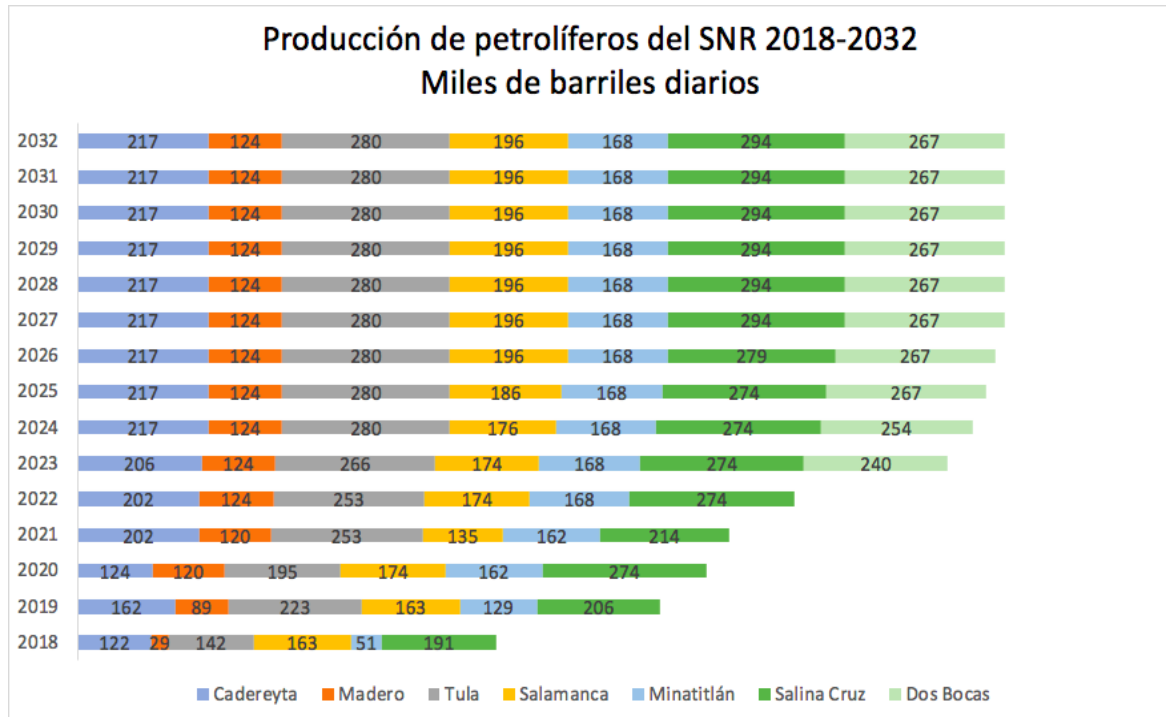
Fuente: Elaboración propia con datos de Sistema de Información Energética-Pemex.



Según datos de la Secretaría de Energía<sup>5</sup> (Sener), en 2022, el procesamiento de crudo nacional aumentará un 71% respecto a 2018. La prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos presentada por Pemex indica que Dos Bocas será un factor fundamental para aumentar la capacidad de procesamiento de crudo dentro del SNR.

La Gráfica 4 muestra la capacidad de procesamiento del Sistema Nacional de Refinación en 2018 y su prospectiva en 2032 con la refinera Dos Bocas. Los 240 mil barriles diarios (mbd) de crudo que procesará Dos Bocas a partir de su puesta en operación en 2023, permitirán duplicar el volumen nacional de crudo procesado respecto a 2018 para mantenerse constante hasta 2032 (mil 546 mbd).

**Gráfica 4. Prospectiva en la producción de petrolíferos con la refinera Dos Bocas 2018-2032**



Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, 2018.

A partir de 2023, se espera que Dos Bocas aporte 188 mbd de productos petrolíferos, de los cuales un 83% será la producción combinada de gasolinas y diésel. Hacia 2025, la prospectiva indica que Dos Bocas será la tercer refinera en procesamiento de crudo y producción de petrolíferos con 209 mbd, detrás de Salina Cruz (253 mbd) y Tula (214 mbd). Con esto, la aportación de Dos Bocas a la producción nacional de petrolíferos será del 16%<sup>6</sup>.

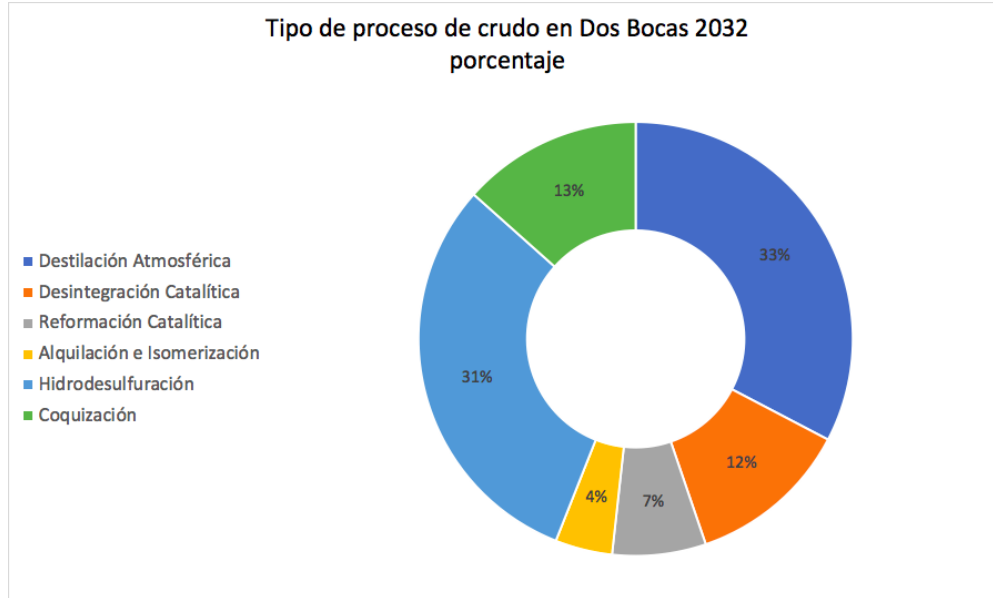
La tasa de crecimiento en la capacidad de refinación se estima en un 121%. En particular, Dos Bocas destinará el 33% de su capacidad de procesamiento a la destilación atmosférica y el 31% a

<sup>5</sup> Secretaría de Energía, *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2018-2032* (México: Sener, 2018).

<sup>6</sup> *Ibíd.*

desintegración catalítica. La Gráfica 5 muestra la distribución de procesos que se prevé para Dos Bocas.

**Gráfica 5. Porcentaje por tipo de proceso de Dos Bocas en 2032**



Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, 2018.

### 3. PREOCUPACIONES RELACIONADAS AL PROYECTO

Aun con la prospectiva anterior, la construcción de la refinería Dos Bocas resulta cuestionable desde el punto económico y de generación de beneficios sociales. En particular, destacan dos factores fundamentales alrededor de la industria de la refinación: (1) caída en la producción de petróleo crudo, (2) los márgenes de utilidades, (3) la utilización de la capacidad instalada, (4) rentabilidad en los megaproyectos de infraestructura y (5) la transición energética.

#### 3.1 (1) PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO

La cadena productiva de los hidrocarburos, en particular la industria de petróleo y gas, se divide en tres etapas: upstream-exploración y producción de petróleo y gas-, midstream-actividades logísticas y de transporte de crudo, gas sin proceso y productos refinados- y downstream- abarca la refinación de crudo y el procesamiento de gas natural, así como la comercialización de petrolíferos y petroquímicos-.

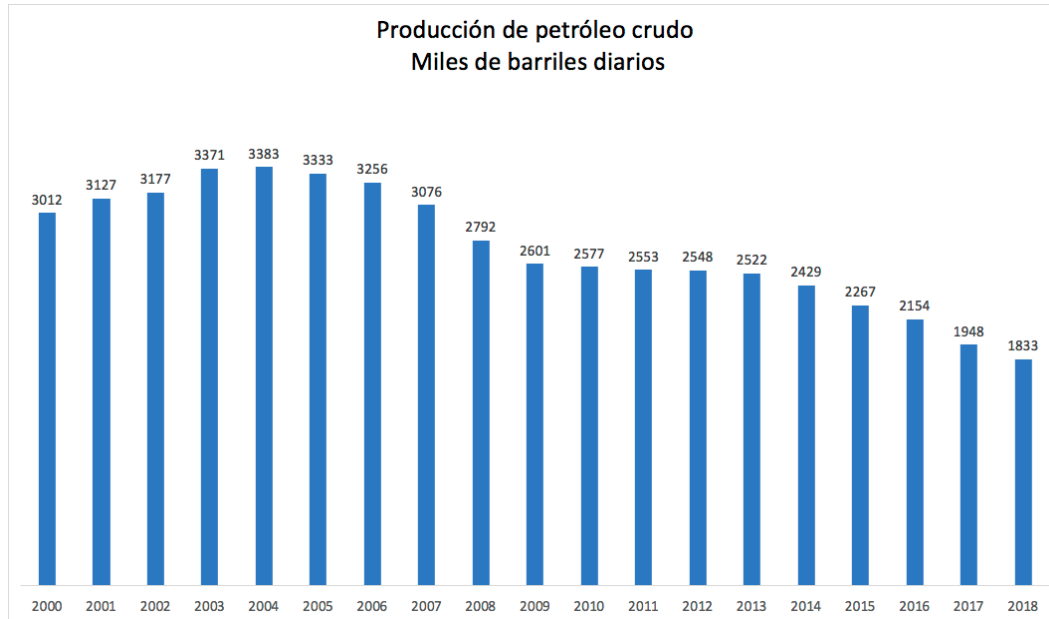
Según Dominik y Handscomb (2015)<sup>7</sup>, por mucho, el sector que genera más valor o renta es el de exploración y producción –upstream-. De acuerdo con un estudio de la consultora McKinsey realizado por ellos, tanto para petróleo- como gas, el retorno a la inversión del upstream es un 150%

<sup>7</sup> Mark Dominik y Christopher Handscomb, “Unlocking the benefits of a tailored upstream operating model”. McKinsey, (2015), <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/unlocking-the-benefits-of-a-tailored-upstream-operating-model> (Consultado el 13/03/2019).

mayor al retorno de la refinación -downstream-, y entre el 150% y el 200% mayor con respecto a logística y transporte -midstream-.

Esto es de particular importancia ante un contexto nacional en el cual la producción de petróleo crudo, el insumo principal para la producción de refinados, ha mostrado una caída en los últimos 18 años. Desde el 2000, el crecimiento promedio anual de la producción de crudo ha decrecido a una tasa de -2.63%. En la Gráfica 6 se muestra la producción nacional de petróleo crudo.

**Gráfica 6. Producción nacional del petróleo crudo 2000-2018**



*Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética-Pemex.*

En 2018, se alcanzó el mínimo en producción de crudo con 1 mil 833 barriles de crudo diarios. Sin la inversión pública necesaria o la apertura a la industria privada en las etapas de exploración y producción será imposible tener los insumos necesarios para que el Sistema Nacional de Refinación pueda cumplir con sus objetivos de producción de refinados.

### 3.2 (2) MÁRGENES DE REFINACIÓN

La refinación de petróleo es la etapa de la cadena de producción menos rentable<sup>8</sup> y los márgenes de utilidad en refinación han sido extremadamente volátiles en los últimos años<sup>9</sup>. En particular, los

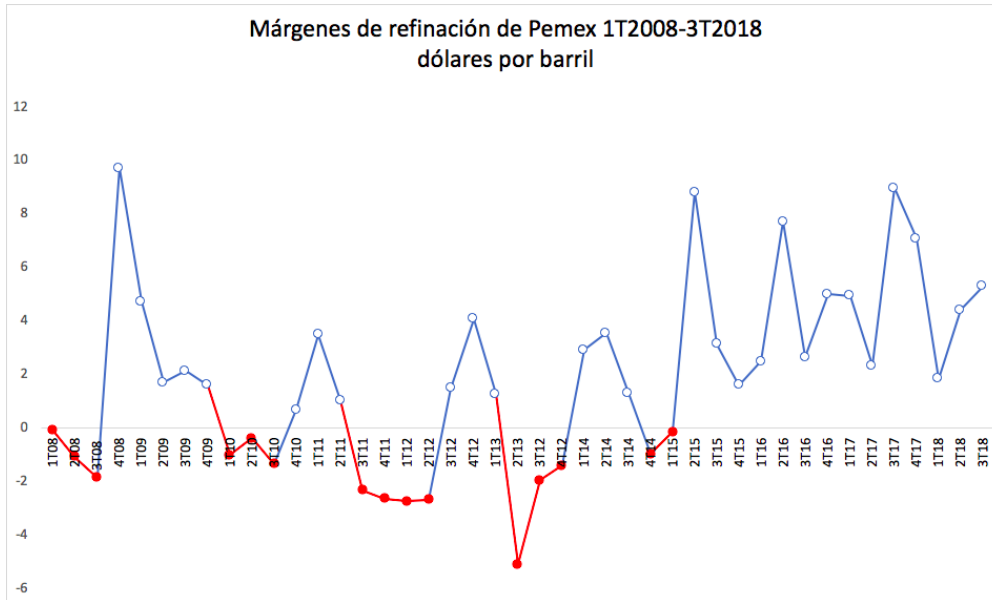
<sup>8</sup> La cadena productiva de los hidrocarburos, en particular la industria de petróleo y gas, se divide en tres etapas: upstream-exploración y producción de petróleo y gas-, midstream-actividades logísticas y de transporte de crudo, gas sin proceso y productos refinados- y downstream- abarca la refinación de crudo y el procesamiento de gas natural, así como la comercialización de petrolíferos y petroquímicos-. Por mucho, el sector que genera más valor o renta es el de exploración y producción -upstream-. De acuerdo con un estudio de McKinsey, tanto para petróleo como para gas, el retorno a la inversión del upstream es un 150% mayor al retorno del downstream, y entre un 150% y un 200% mayor con respecto al midstream.

<sup>9</sup> Las incógnitas sobre la tasa de crecimiento futuro de la economía mundial, el precio del petróleo crudo, las regulaciones gubernamentales y la economía de los combustibles de transporte alternativos están causando mucha incertidumbre en la industria.

márgenes de refinación para la región de América del Norte<sup>10</sup> -Canadá, Estado Unidos y México- en los últimos 10 años han mostrado un pobre crecimiento promedio anual del 0.9%.

En particular, los márgenes de refinación presentados por Pemex en los últimos 10 años muestran mucha volatilidad, con un margen promedio de 1.9 dólares por barril y una tasa anual promedio de -39.5% en los últimos 10 años. La Gráfica 7 presenta el comportamiento de los márgenes de refinación con mayor detalle.

**Gráfica 7. Margen de refinación de Pemex, 2008 a 2018**



Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex. Resultados trimestrales de 2008 a 2018.

Más aún, según la consultora Boston Consulting Group (BCG) factores como el constante mejoramiento en la economía de los transportes de combustibles alternativos están causando mucha incertidumbre para la industria petrolera. Según el documento de BCG es difícil llegar a un consenso hacia dónde se dirige la rentabilidad en los próximos 5 a 10 años. Algunas compañías están vendiendo activos y desintegrando sus negocios de refinación, o incluso especializándose en otras partes de la cadena productiva como la exploración y producción de petrolíferos o las actividades logísticas y de transporte de crudo, gas sin proceso y productos refinados<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> El margen de refinación presentado es un márgenes de referencia para uno de los tres centros de refinación globales principales: la Costa del Golfo de los EE. UU. (USGC). Se basa en un solo petróleo crudo representativo para la región y tiene rendimientos de producto optimizados basados en una configuración de refinería genérica (craqueo, hidrocrqueo o coquización), nuevamente apropiado para la región. Los márgenes son variables, es decir, el margen después de todos los costos variables y los costos fijos de energía.

<sup>11</sup> Brad VanTassel, "The Future of Oil Refining Profit Margins", Boston Consulting Group, (2012). <https://www.bcg.com/en-mx/publications/2012/energy-environment-engineered-products-infrastructure-the-future-of-oil-refining-profit-margins.aspx> (Consultado el 14/01/2019).

Como ejemplo tenemos a las empresas estatales Saudi Aramco de Arabia Saudita, Petrobras de Brasil y Petrotrin de Trinidad y Tobago, así como empresas privadas como la inglesa BP y la estadounidense Exxon Mobil.

Saudi Aramco, la gigante empresa paraestatal de Arabia Saudita cuenta con las segundas reservas probadas de petróleo crudo más grandes del mundo<sup>12</sup>, y la segunda mayor producción diaria de petróleo<sup>13</sup>. La empresa, catalogada por Bloomberg como la empresa más rentable en el mundo<sup>14</sup>, anunció en 2019 su objetivo de frenar la producción de gasolina en sus refinerías para 2024<sup>15</sup>. Una de las razones de esta decisión radica en las regulaciones ambientales más estrictas que impondrá en 2020 la Organización Marítima Internacional (OMI) para la industria naviera. Se prevé que la regulación reduzca significativamente la mayor fuente de demanda de gasolinas para la petrolera de Arabia Saudita. Cabe destacar que esta medida de la OMI se impondrá en todos países miembros, entre los que se encuentra México.

La empresa nacional brasileña, Petrobras, planea la venta del 60% de su participación en cuatro de sus refinerías, las cuales, representan el 25% de la capacidad instalada de refinación en el país. La decisión fue impulsada por la autoridad antimonopolio de Brasil después de determinar el papel dominante de Petrobras en toda la cadena productiva, así como el freno al crecimiento y débil competencia por el uso de la compañía como un vehículo de inversión en áreas que carecen de financiamiento, lo cual, obliga a los consumidores a soportar el mayor costo de la volatilidad en los precios internacionales. Más aún, el apoyo gubernamental al plan de desinversión de Petrobras para 2019-2023 está enfocado a aumentar la inversión privada en la refinación de Brasil, y de esta forma centrarse en la exploración y producción de crudo y gas natural<sup>16</sup>.

En agosto de 2018, la empresa paraestatal petrolera de Trinidad y Tobago, Petrotrin, anunció la decisión de cerrar su refinería Pointe-a-Pierre debido a las pérdidas acumuladas. El ministro de energía, Franklin Khan, aseguró que las deudas financieras y pérdidas multimillonarias de la empresa petrolera podrían dejar quebrado al país<sup>17</sup>. Mientras que el director de la refinería afirmó que “con la terminación de las operaciones de refinación y el rediseño de exploración y producción, Petrotrin

---

<sup>12</sup> Organization of the Petroleum Exporting Countries, *OPEC Annual Statistical Bulletin (Austria, OPEC, 2017)*, [https://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/ASB2017\\_13062017.pdf](https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2017_13062017.pdf) (Consultado el 14/03/2019).

<sup>13</sup> Agencia Internacional de Energía, “Production of Crude Oil including Lease Condensate”, EIA, 2016.

<sup>14</sup> Bloomberg News, “The Aramco Accounts: Inside the World’s Most Profitable Company”, Bloomberg, (2018), <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-04-13/the-aramco-accounts-inside-the-world-s-most-profitable-company> (Consultado el 14/03/2019).

<sup>15</sup> Tsvetana Paraskova, “Saudi Aramco To Discontinue Fuel Oil Production By 2024”, Oilprice, (2019), <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Saudi-Aramco-To-Discontinue-Fuel-Oil-Production-By-2024.html> (Consultado el 14/03/2019).

<sup>16</sup> James Bambino, “Brazil’s CADE suggests Petrobras sell refining assets, end monopoly”, S&P Global Platts, (2019), <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/010719-brazils-cade-suggests-petrobras-sell-refining-assets-end-monopoly> (Consultado el 26/03/2019).

<sup>17</sup> Mariana Parraga, “Trinidad’s state-run Petrotrin to cease oil refining operations”, Reuters, (2018). <https://www.reuters.com/article/us-refinery-operations-trinidadtobago-pe/trinidad-s-state-run-petrotrin-to-cease-oil-refining-operations-idUSKCN1LD2NG> (Consultado el 26/03/2019).

ahora podrá financiar de manera independiente toda su deuda y convertirse en un negocio sostenible”<sup>18</sup>.

BP, la petrolera inglesa cerró en 2015 su refinería Bulwer Island en Australia. El presidente de BP Australia aseguró que la competencia de las refinerías del Pacífico-Asiático ponían presión a sus operaciones australianas de forma que la mejor decisión de negocio a largo término era dejar de producir y comprar los productos refinados. Esto en un contexto en el cual la compañía Shell cerró en el mismo año sus estaciones minoristas y la refinería de Geelong, y la petrolera Caltex cerró su refinería Kurnell en Sydney en 2012<sup>19</sup>.

La empresa estadounidense con mayor producción de petróleo en el mundo, Exxon Mobil, anunció en 2017 que su nuevo director, Darren Woods, está reorganizando las operaciones de refinación de la compañía, parte de un impulso para aumentar las ganancias en medio de los volátiles precios del petróleo y el gas natural. La compañía estableció que la reorganización apunta a mejorar sus operaciones de exploración y producción, que desde 2014, han luchado por ajustarse a los precios más bajos del petróleo y el gas<sup>20</sup>.

Al predecir las perspectivas de la industria y al intentar maximizar la rentabilidad de las refinerías, las empresas deben ser conscientes no solo de los factores locales, sino de la combinación de factores globales y locales.

### 3.3 (3) CAPACIDAD INSTALADA

Otra de las justificaciones del Gobierno federal se basa en la caída de la producción de petrolíferos que se observa en los últimos 10 años, alcanzado su mínimo histórico en 2018. Sin embargo, la capacidad instalada proporcionada por las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación se ha subutilizado. En particular, en los últimos cinco años solo se ha utilizado en promedio el 66% de la capacidad instalada de las refinerías mexicanas, llegando a un mínimo histórico del 49.6% de utilización en 2017.

Si bien, lo anterior, indica que actualmente existe suficiente capacidad instalada para aumentar la producción de refinados, el problema también emana de una baja inversión en la infraestructura del Sistema Nacional de Refinación. El promedio de inversión anual en la infraestructura de refinación de Pemex<sup>21</sup> en los últimos 12 años asciende a 28 mil 335 millones de pesos. El año de mayor inversión fue 2016 con 56 mil 770 millones de pesos. La Gráfica 8 presenta el presupuesto asignado para cada año.

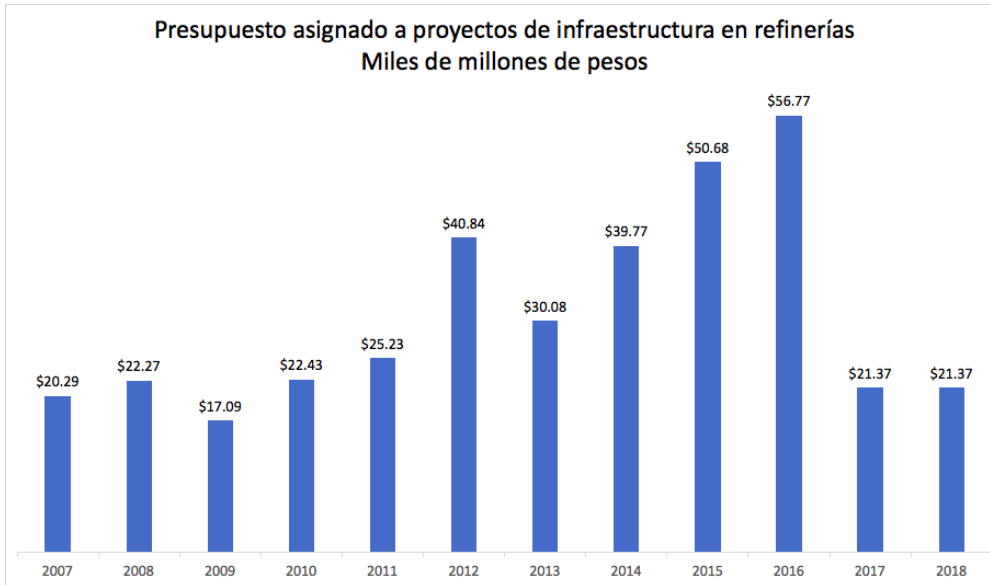
<sup>18</sup> Robert Brelford, “Petrotrin to exit refining business”, *Oil and Gas Journal*, (2018). <https://www.ogj.com/articles/print/volume-116/issue-9/general-interest/petrotrin-to-exit-refining-business.html> (Consultado el 26/03/2019).

<sup>19</sup> Michael Safi, “BP closes Brisbane refinery, with hundreds of jobs to go”, *The Guardian*, (2014), <https://www.theguardian.com/world/2014/apr/02/bp-closes-brisbane-refinery-putting-hundreds-of-jobs-at-risk> (Consultado el 26/03/2019).

<sup>20</sup> Ernest Scheyder y Erwin Seba, “Exxon Mobil CEO makes first big changes to refining”, *Reuters*, (2017), <https://www.reuters.com/article/us-exxon-mobil-restructuring/exxon-mobil-ceo-makes-first-big-changes-to-refining-idUSKBN1DR0J> (Consultado el 26/03/2019).

<sup>21</sup> Inversión hecha en proyectos de infraestructura o mantenimiento en Pemex Refinación (2006 a 2012) y Pemex Transformación Industrial (2013-2018).

**Gráfica 8. Presupuesto asignado al SNR para inversión en infraestructura**



*Fuente: Elaboración propia con datos de la SHCP y Pemex.*

En particular, en los seis últimos años las refinerías mexicanas han recibido un total de 220 mil 036 millones de pesos de inversión pública para su continuo mantenimiento, adecuaciones y expansiones. En los últimos seis años, muchos de los proyectos de inversión para las adecuaciones de refinerías representan un alto porcentaje o incluso rebasan el presupuesto total asignado para ese año en este rubro, lo cual indica falta de inversión pública en la infraestructura ya existente del SNR. En el Anexo 1 se detallan algunas de las principales adecuaciones a las refinerías en los últimos seis años<sup>22</sup>.

Más aún, para 2018 el calendario de inversión registrado en la cartera de la SHCP estimaba una inversión pública necesaria de 40 mil 812 millones de pesos, de los cuales solo se asignaron 21 mil 369 mil millones de pesos, es decir, solo el 52% de lo requerido. Para 2019, en la cartera de inversión se estimó un monto de 71 mil 906 millones de pesos requeridos para infraestructura, de los cuales solo se asignaron 57 mil 500 millones de pesos. De estos 57 mil 500 millones el 87% -50 mmdp- se irán exclusivamente al proyecto de la refinería Dos Bocas. Lo anterior implica que únicamente se invertirán 7 mil millones en el SNR y que se dejarán de lado 119 programas y proyectos relacionados con mantenimiento, adecuaciones y expansiones de la infraestructura para la refinación nacional.

La baja inversión en infraestructura del SNR se traduce en refinerías menos eficientes que producen menos de lo que deberían y, por lo tanto, son menos rentables. Lo cual puede explicar la constante baja en la producción nacional de productos refinados, así como el bajo crecimiento de los márgenes de refinación en los últimos años.

Tanto los márgenes de refinación como la capacidad instalada son factores fundamentales que afectan la producción de todas las empresas petroleras. Al ser fundamentales dentro la industria

<sup>22</sup> Pemex. Estados de Resultados trimestrales de 2008 a 2018. Pemex.

estos factores son críticos en el momento de realizar una evaluación de rentabilidad para grandes proyectos de infraestructura. Sin embargo, más allá de las particulares del proyecto de Dos Bocas, las preocupaciones de rentabilidad se intensifican con la complejidad que este tipo de proyectos de infraestructura muestran en el contexto internacional y nacional.

### 3.4 (4) RENTABILIDAD DE LOS MEGAPROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA

A nivel internacional los grandes proyectos de infraestructura como el que se planea construir en Dos Bocas presentan sobrecostos, retrasos y falta de beneficios sociales. Más aún, en el estudio *“Over Budget, Over Time, Over and Over Again: Managing Major Projects”*, del académico Bent Flyvbjerg, la estadística muestra que solo uno de cada mil proyectos logra ser un éxito, es decir, se entrega en el tiempo y presupuesto estimados, y genera los beneficios sociales esperados<sup>23</sup>. El autor concluye que la causa principal del bajo rendimiento de los grandes proyectos de infraestructura es el hecho de que los planificadores de proyectos tienden a subestimar sistemáticamente, o incluso ignorar, los riesgos de complejidad, cambios de alcance, ingresos y costos durante el desarrollo del proyecto.

En otros estudios recientes de proyectos de infraestructura, nueve de cada 10 muestran sobrecostos: entre un 50% y un 100% de sobrecosto es común, y por encima del 100% son frecuentes. En el lado de la demanda y los beneficios, las estimaciones utilizadas para justificar la obra fueron erróneas en promedio entre un 20% y un 70% en comparación con los desarrollos reales<sup>24</sup>. Asimismo, los estudios de Flyvbjerg (2004) y Wachs (1990) apoyan con evidencia que en situaciones de alta presión política y organizativa para llevar a cabo un proyecto de infraestructura, los promotores y pronosticadores utilizan intencionalmente la fórmula de subestimar costos y sobrestimar beneficios para asegurar la aprobación y el financiamiento de estos proyectos<sup>25</sup>.

De esta forma, los gobiernos no implementan los mejores proyectos, sino los proyectos que artificialmente se ven mejor en el papel. No es ninguna sorpresa que estos son los proyectos que durante su implementación muestran los mayores sobrecostos, el déficit de beneficios y los riesgos de no viabilidad. Han sido diseñados de esa forma.

Lo anterior es de gran importancia y se relaciona con la posible sobrestimación de beneficios para el proyecto de la refinería Dos Bocas. El experto en la industria petrolera de McKinsey, Tim Fitzgibbon, estima que de 2018 a 2021 la capacidad instalada de refinación mundial aumentará de tal forma que el mercado de petrolíferos tendrá exceso de oferta. El exceso de oferta en el mercado de refinados provocará, a su vez, la caída en los márgenes de refinación<sup>26</sup>.

---

<sup>23</sup> Bent Flyvbjerg, *“Over Budget, Over Time, Over and Over Again: Managing Major Projects”* en *The Oxford Handbook of Project Management* (Oxford: Oxford University Press, 2011), 321-344.

<sup>24</sup> Flyvbjerg, Burzeluis y Rothengatter, *MegaProjects and Risk: An Anatomy of Ambition*, 2003.

<sup>25</sup> Bent Flyvbjerg, Mette Skamris y Soren Buhl, *“Underestimating costs in public works projects: error or lie?”*, *Journal of the American Association* 68, no. 3 (2002), <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1303/1303.6604.pdf> (Consultado el 07/03/2019).

<sup>26</sup> Tim Fitzgibbon, *“Surge in global refinery additions could cut margins in 2019”*, McKinsey, (2018), <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/petroleum-blog/surge-in-global-refinery-additions-could-cut-margins-in-2019> (Consultado el 08/03/2019).



### 3.5 (5) TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Según el estudio de la consultora McKinsey sobre la prospectiva en la industria energética mundial, hacia 2050 en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) se observará una disminución en la demanda de energía debido a la inversión en fuentes de energía más ecológicas y eficientes. Al mismo tiempo, estima que la demanda de gas continuará creciendo hasta 2035, cuando se estabiliza y luego disminuye. Mientras tanto, se espera que el crecimiento de la demanda de petróleo alcance su nivel máximo a principios de 2030. A su vez, la demanda de carbón desacelerará, llegando al 40% en 2050, una caída ligada al precio de las energías renovables que se convierten en la opción más barata<sup>27</sup>.

En contraparte, después de 2035, más del 50% de la generación de energía será renovable. La energía eólica y la solar representaron más de la mitad de las nuevas incorporaciones de capacidad de generación de energía en los últimos años. Las energías renovables continuarán penetrando en el mercado energético global, y se espera que de 2015 a 2050 la generación de energía solar aumente en un factor de 60 y la energía eólica en un factor de 13<sup>28</sup>.

Asimismo, McKinsey estima que las preferencias de los consumidores juegan a favor de las energías renovables. Se espera que las ventas de vehículos eléctricos superen los 100 millones para 2035, lo que hará que la demanda de petróleo del transporte por tierra disminuya. Más aún, el número de pasajeros que utilizan transportes eléctricos se estima que crezca por un factor de 60 de 2018 a 2050.

El cambio de preferencias de los consumidores, el aumento de la eficiencia y la reducción en los precios de las energías renovables indican que el crecimiento de la demanda por productos petrolíferos ha llegado a su fin. La prospectiva de los ingresos derivados de un mercado que, de forma simultánea, enfrenta una demanda con tendencia a la baja y un exceso de oferta en los próximos años indican, en el mejor de los casos, la necesidad imperativa de evaluar un proyecto de infraestructura que iniciará ante este panorama adverso.

Hay dos consecuencias ligadas a no estimar correctamente la prospectiva descrita en la estimación de beneficios del proyecto de Dos Bocas. La primera es que el proyecto puede resultar artificialmente viable y, con esto, se apruebe la etapa de construcción. La segunda es que tanto el contexto internacional como el nacional acaban mostrando que los proyectos de infraestructura que sobreestiman beneficios y subestiman costos acaban siendo subsidiados durante toda su vida útil con los recursos de los contribuyentes.

El contexto de la industria energética mundial y la complejidad tanto a nivel internacional como nacional para asegurar que una refinería genere ganancias y no pérdidas implican la necesidad de contar con un estudio de factibilidad económica que asegure que la inversión pública en el proyecto representa la mejor alternativa para generar beneficios sociales. El proyecto no solo debe de probar que es rentable, sino ser la mejor alternativa entre todos los proyectos de infraestructura requeridos

---

<sup>27</sup> Industries-Oil and Gas, "Global Energy Perspective 2019", McKinsey & Company, <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2019>

<sup>28</sup> *Ibid.*

por las necesidades de la sociedad mexicana. En la siguiente sección se presentan los lineamientos establecidos por la SHCP para la evaluación de rentabilidad de los proyectos de infraestructura.

## 4. EVALUACIÓN FINANCIERA

### 4.1 LINEAMIENTOS DE LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO PARA LA ELABORACIÓN DE ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

Los lineamientos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público tienen por objeto establecer a las dependencias públicas los cinco tipos de evaluaciones socioeconómicas que serán aplicables a los programas y proyectos de inversión: ficha técnica, análisis costo-beneficio simplificado, análisis costo-beneficio, análisis costo-eficiencia simplificado y análisis costo-eficiencia.

El análisis costo-beneficio aplica para los programas o proyectos de inversión con monto total de inversión superior a 500 millones de pesos y proyectos de infraestructura a largo plazo. Dado que el Gobierno federal estima un costo de construcción de 8 mil millones de dólares, los lineamientos establecen que a Pemex le corresponde la elaboración y presentación de este tipo de evaluación socioeconómica. Este análisis costo-beneficio, según SHCP, es una:

*“Evaluación socioeconómica del programa o proyecto a nivel de prefactibilidad, y consistirá en determinar la conveniencia de un programa o proyecto de inversión mediante la valoración en términos monetarios de los costos y beneficios asociados directa e indirectamente, incluyendo externalidades, a la ejecución y operación de dicho programa o proyecto de inversión.”<sup>29</sup>*

Los lineamientos señalan que dicha evaluación debe de contener, además de las principales conclusiones de los análisis de factibilidad técnica, legal, económica y ambiental:

- Resumen Ejecutivo
- Situación actual del programa o proyecto de inversión
- Situación sin el programa o proyecto de inversión
- Situación con el programa o proyecto de inversión
- Evaluación del programa o proyecto de inversión
- Conclusiones y recomendaciones
- Anexos
- Bibliografía

Dentro de la Evaluación del programa o proyecto de inversión, la SHCP, establece que se debe de incluir:

- Identificación, cuantificación y valoración de los costos: flujo anual de costos tanto en la etapa de ejecución como de operación.

---

<sup>29</sup> SHCP, Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión, SHCP, (2013), [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/21174/Lineamientos\\_costo\\_beneficio.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/21174/Lineamientos_costo_beneficio.pdf)

- Identificación, cuantificación y valoración de los beneficios: flujo anual de los beneficios tanto en la etapa de ejecución como de operación.
- Cálculo de los indicadores de rentabilidad: a partir de los flujos netos a lo largo del horizonte se calculan los indicadores de valor presente neto, tasa interna de retorno y tasa de retorno inmediata.
- Análisis de sensibilidad: identificar los efectos que ocasionaría la modificación de las variables relevantes sobre los indicadores de rentabilidad.
- Análisis de riesgos: identificarse los principales riesgos asociados al programa o proyecto de inversión en sus etapas de ejecución y operación.

Para los indicadores de rentabilidad de valor presente y neto y la tasa interna de retorno, la SHCP, indica los cálculos necesarios para dicha evaluación. Asimismo, la SHCP a través de la Unidad de Inversiones es la encargada de establecer la Tasa Social de Descuento (TSD) contra la cual se compara la tasa interna de retorno del proyecto. La TSD se recalculó en 2014, pasó del 12% al 10%. Los cálculos para obtener los indicadores de rentabilidad son retomados en este estudio y se precisan en el capítulo siguiente.

## 5. METODOLOGÍA

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto de la refinería de Dos Bocas se llevó a cabo un análisis financiero que utiliza como indicadores de rentabilidad el valor presente neto y la tasa interna de retorno del proyecto.

El resultado de este análisis permite saber si llevar a cabo este proyecto crea o destruye valor para la empresa que lo considera, en este caso Pemex. Para analizar este proyecto se consideró el proyecto en sí mismo, es decir, cuál será la rentabilidad del proyecto por sí solo, sin tomar en cuenta la serie de inversiones adicionales que se requieren, como poliductos u otra infraestructura logística y de transporte. Adicionalmente, se está evaluando el proyecto sin financiamiento de deuda y previo al cobro de impuestos. Esto nos permite saber cual es en realidad el valor intrínseco del proyecto.

### 5.1 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Al igual que lo establece la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para estimar el valor de realizar la inversión pública en la construcción de la refinería se utilizó un análisis de inversión con los indicadores de rentabilidad: valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR). Para los fines de este estudio, se explican brevemente, el método del VPN y la TIR.

Usualmente los análisis de rentabilidad de proyectos de infraestructura utilizan un solo flujo de efectivo descontado. El flujo de efectivo descontado nos permite evaluar, en cada año de la vida útil del proyecto, la diferencia entre las ganancias y los costos de inversión, operación y mantenimiento generados por el proyecto. Y ya que el valor del dinero cambia con cada año, el valor presente neto (VPN) trae el flujo de todos los años del proyecto a precios de hoy.

El VPN se calcula restando la inversión inicial de la suma de los valores descontados de los flujos de efectivo futuros del proyecto. La regla general del VPN indica que si este es positivo el total de ganancias y beneficios estimados a lo largo de la vida útil del proyecto son mayores a los costos de inversión, operación y mantenimiento. Si el VPN es cero las ganancias y beneficios son iguales a los costos, y si el VPN es negativo las ganancias acabarán siendo menores a los costos, por lo que, el

Estado tendrá que subsidiar la obra para que esta pueda operar. A continuación, se presenta la fórmula del VPN:

$$VPN = \sum_{t=1}^t \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0$$

Donde  $C_t$  es el flujo de efectivo neto *-beneficios menos costos-* en el periodo  $t$ ,  $r$  es el interés compuesto y  $C_0$  representa la inversión inicial del proyecto.

Otro de los indicadores para la evaluación de rentabilidad es la Tasa Interna de Retorno. La TIR es la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero. La regla general de la TIR indica que si esta es mayor que el costo de capital o tasa de descuento, se debe de considerar aceptar el proyecto. La fórmula de la TIR se basa en la fórmula del VPN:

$$VPN = \sum_{t=1}^t \frac{C_t}{(1+TIR)^t} - C_0 = 0$$

## 5.2 SIMULACIÓN MONTE CARLO

Como se mencionó, los lineamientos de la SHCP establecen la necesidad de que la dependencia que solicita la construcción del proyecto de infraestructura realice la evaluación de rentabilidad a través del cálculo del valor presente neto y la tasa interna de retorno del proyecto. Sin embargo, considerar un solo escenario de beneficios y costos limita a una sola estimación los indicadores de rentabilidad, los cuales no lograrán reflejar la compleja realidad de este tipo de proyectos de infraestructura.

Para robustecer este método, se aplicó una simulación Monte Carlo<sup>30</sup>. La simulación Monte Carlo realiza un análisis de escenarios: construye 30 mil escenarios donde varias variables clave son simuladas. En este caso, el proyecto se evalúa con los miles de valores presentes netos y tasas internas de retorno generadas en todos los escenarios construidos. De esta forma el análisis de rentabilidad se ve fortalecido y puede estimar de mejor manera los múltiples escenarios en los que podría desarrollarse el proyecto.

## 5.3 SUPUESTOS

El modelo lleva a cabo la simulación Monte Carlo sobre los principales supuestos: (1) costos de capital (CAPEX), (2) tiempo de construcción, (3) ingresos y (4) gastos operativos (OPEX).

<sup>30</sup> Para la simulación Monte Carlo se utilizó el paquete SimVoi Monte Carlo Simulation Add-in for Excel propiedad de TreePlan Software. Para más información: <https://treeplan.com/simvoi/>

### 5.3.1 CAPEX

El tipo de industria determina la naturaleza de los costos de capital requeridos, la industria petrolera es particularmente intensiva en capital. La Tabla 1 muestra la capacidad, costos de capital y costos por barril de ocho refinерías a nivel internacional, estas refinерías fueron diseñadas y construidas desde cero, es decir, no representan expansiones de refinерías existentes al igual que el proyecto de Dos Bocas.

**Tabla 1. Costos de capital en la industria petrolera**

REFINERÍA	CAPACIDAD (MBD)	COSTO DE INVERSIÓN (DÓLARES)	COSTO DE CAPITAL POR BARRIL (DÓLARES)	ESTATUS
JAMNAGAR 1-INDIA	580,000	\$6,750,000,000	\$11,638	Terminada
HIDRO COQUERA INCLUYE ISBL & OSBL-SUR ESTE DE ASIA	125,000	\$3,087,500,000	\$24,700	Terminada
OSBL GREENFIELD-MEDIO ORIENTE	300,000	\$7,425,000,000	\$24,750	Terminada
ELK POINT-ESTADOS UNIDOS	400,000	\$10,000,000,000	\$25,000	Cancelada
ISBL / OSBL GREENFIELD-MEDIO ORIENTE	250,000	\$6,362,500,000	\$25,450	Terminada
IZMIR-TURQUÍA	200,000	\$6,300,000,000	\$31,500	Terminada
COMPERJ-BRASIL*	150,000	\$14,000,000,000	\$93,333	En construcción
STURGEON-CANADÁ*	79,000	\$9,700,000,000	\$122,785	En construcción

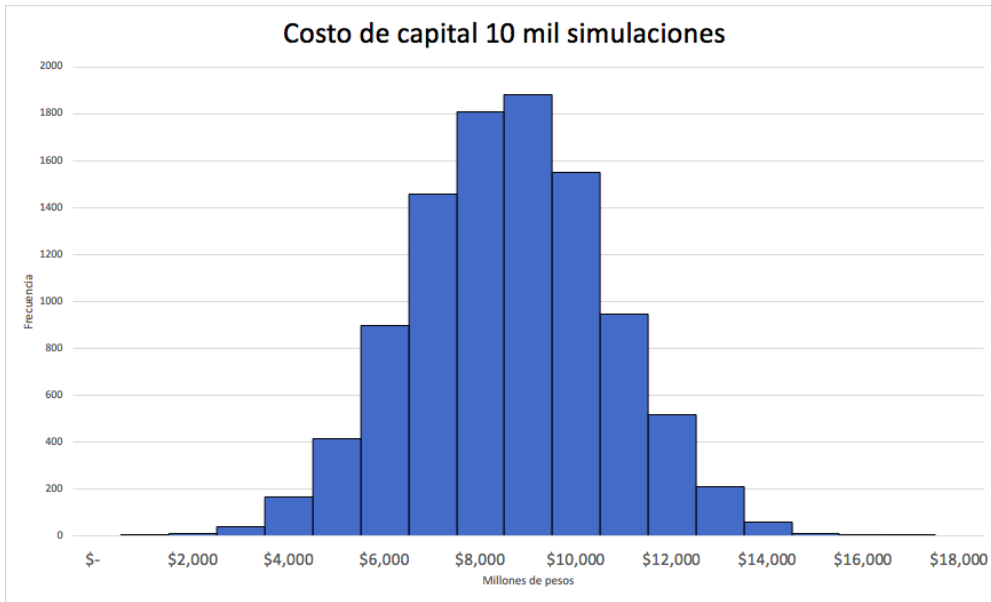
*Fuente: Elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de Energía, Compass International, North West Refining, Reliance Industry Limited.*

*\*No incluidas en el análisis.*

Para el modelo se utiliza como punto de referencia los costos de capital de seis de las refinерías presentadas en la Tabla 1, con características similares a la que se pretende construir en Tabasco,

se exceptúan la refinería Comperj en Brasil y Sturgeon en Canadá. Los costos de capital se modelan con una distribución normal observada en la Gráfica 9, el costo promedio de capital por barril es de 23 mil 840 dólares y la desviación estándar es de 5 mil 959 dólares. Esto da como resultado una inversión promedio de 8,098 millones de dólares y una desviación estándar de 2,035 miles de millones de dólares. A continuación se muestra el histograma de los valores de CAPEX utilizados en el modelo.

**Gráfica 9. Costos de capital distribuidos de manera normal**



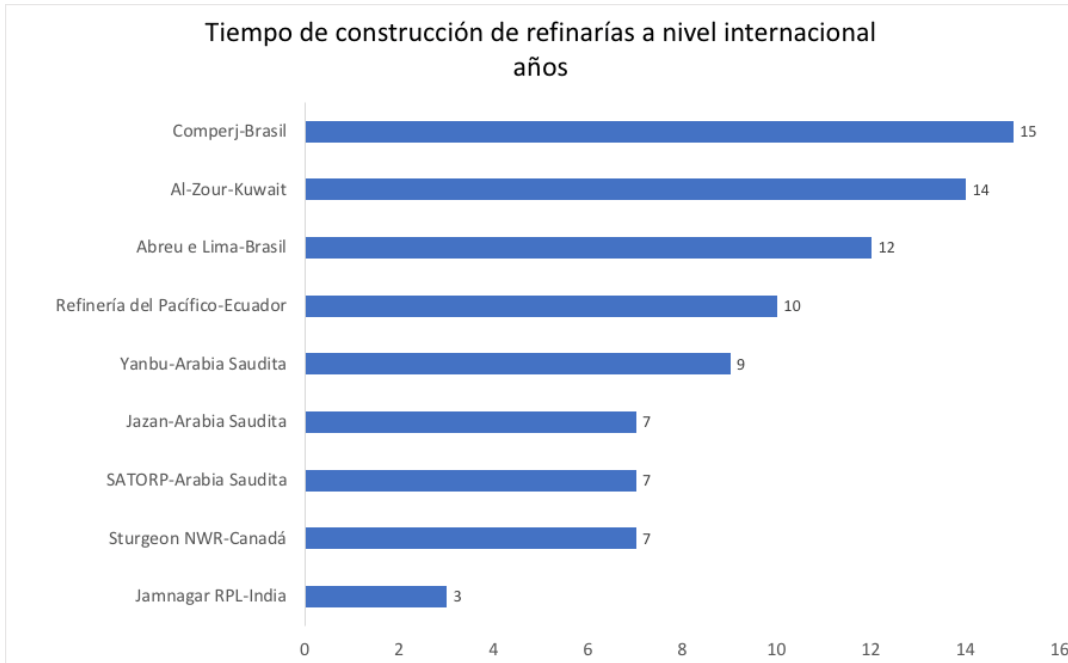
Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.2 Tiempo de construcción

No se cuenta con información oficial ni un proyecto ejecutivo que indique el tiempo de construcción de la Refinería Dos Bocas. Sin embargo, el presidente Andrés Manuel López Obrador señaló que la construcción tomaría cuatro años y la prospectiva de Pemex sitúa el inicio de operaciones de la refinería en 2023<sup>31</sup>. En la Gráfica 10, se presentan los tiempos de construcción de algunas de las refinerías de más reciente construcción en el mundo.

<sup>31</sup> Secretaría de Energía, *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2018-2032*, (México: Sener, 2018).

**Gráfica 10. Tiempo de construcción de refinerías a nivel internacional**



*Fuente: Elaboración propia con datos de Turner, Mason & Company, Sturgeon Refinery y Reliance Industries Limited.*

El tiempo de construcción de la refinería se relaciona estrechamente con los costos de inversión necesarios para su construcción. Retrasos en el tiempo estimado de construcción conllevan sobrecostos que podrían poner en peligro la rentabilidad del proyecto, por lo que, el tiempo de construcción es un dato fundamental para la evaluación de rentabilidad. Sin embargo, los tiempos de construcción de refinerías en otros países muestran mucha variación y no existe información disponible sobre el tiempo de construcción para la refinerías nacionales, debido a lo cual, el modelo utiliza una distribución uniforme que contempla un intervalo de tres a siete años para la construcción de la refinería Dos Bocas.

### 5.3.3 Ingresos

#### 5.3.3.1 Producción

Para la producción esperada de la refinería Dos Bocas se utilizan los datos publicados por la Secretaría de Energía en la Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2018-2032. En 2023, cuando se espera que inicie operaciones Dos Bocas, procesará 240 mbd. En 2024, la capacidad de procesamiento aumentará a 254 mdb y en 2025 alcanzará su capacidad máxima con 267 mdb.

En particular, la producción de la refinería Dos Bocas se concentrará en gasolinas y diésel. La Tabla 2 muestra la prospectiva de producción de petrolíferos para 2032 de Dos Bocas.

**Tabla 2. Prospectiva de producción de petrolíferos a 2032**

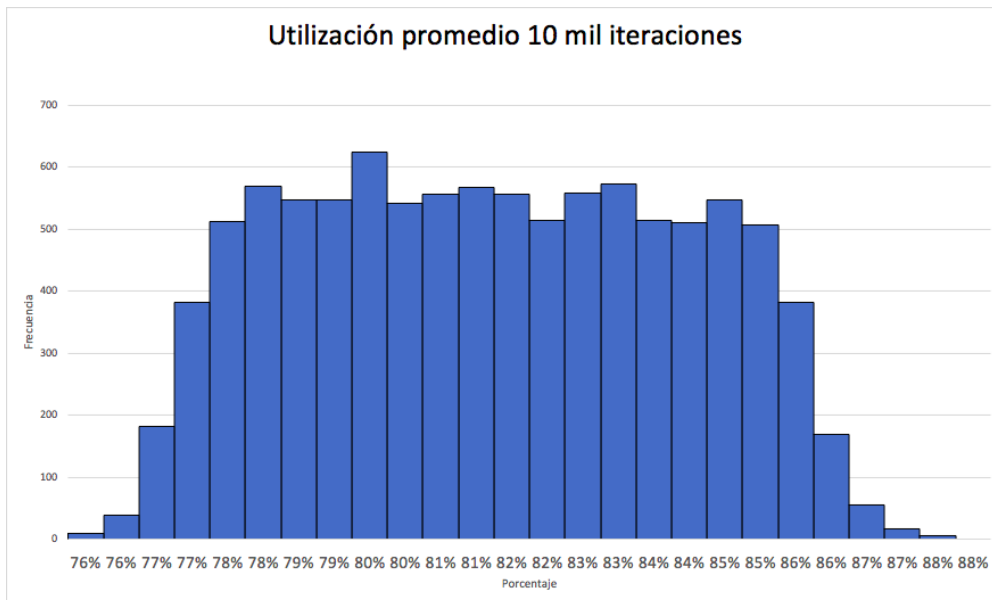
MBDEP	AÑOS									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>GASOLINAS</b>	94.2	99.5	104.7	104.7	104.7	104.7	104.7	104.7	104.7	104.7
<b>DIÉSEL</b>	65.6	69.3	72.9	72.9	72.9	72.9	72.9	72.9	72.9	72.9
<b>TURBOSINA</b>	9.3	9.8	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3
<b>COQUE DE PETRÓLEO</b>	19.7	20.8	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9	21.9
<b>TOTAL</b>	188.9	199.4	209.9	209.9	209.9	209.9	209.9	209.9	209.9	209.9

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.

### 5.3.3.2 Utilización

Se modeló el nivel de utilización con una distribución uniforme anual entre el 85% y el 100%. Este es un supuesto laxo ya que, en los últimos cinco años, el promedio observado de utilización de la capacidad instalada a nivel nacional es del 66%, llegando a un mínimo histórico del 49.6% de utilización en 2017. La Gráfica 11 muestra la distribución uniforme empleada para la utilización de capacidad instalada.

**Gráfica 11. Distribución uniforme de utilización de capacidad instalada en la refinería**



Fuente: Elaboración propia.



### 5.3.3.3 Margen de refinación

Para modelar el margen de refinación de la nueva refinería, es decir la diferencia entre el valor de los productos refinados y el costo del crudo utilizado para su producción, utilizamos datos de referencia publicados por la Agencia Internacional de energía. Las referencias utilizadas, de acuerdo al perfil de producción publicado en la prospectiva de energía 2018-2032, fueron las de refinerías del Golfo de México que cuentan con coquera<sup>32</sup>:

- (1) 50/50 LLS/HLS,
- (2) 50/50 Maya/Mars y
- (3) ASCI

La Tabla 3 muestra las principales estadísticas para los márgenes de refinación utilizados.

**Tabla 3. Márgenes de refinación de coqueras utilizadas**

	50/50 LLS/HLS COQUERA	50/50 MAYA/MARS COQUERA	ASCI COQUERA
<b>MEDIANA</b>	\$7.50	\$8.09	\$8.32
<b>MEDIA</b>	\$8.06	\$7.96	\$8.13
<b>DESVIACIÓN ESTÁNDAR</b>	\$3.99	\$4.77	\$4.49
<b>MÁXIMO</b>	\$21.08	\$23.70	\$24.26
<b>MÍNIMO</b>	-\$0.33	-\$3.49	-\$1.16

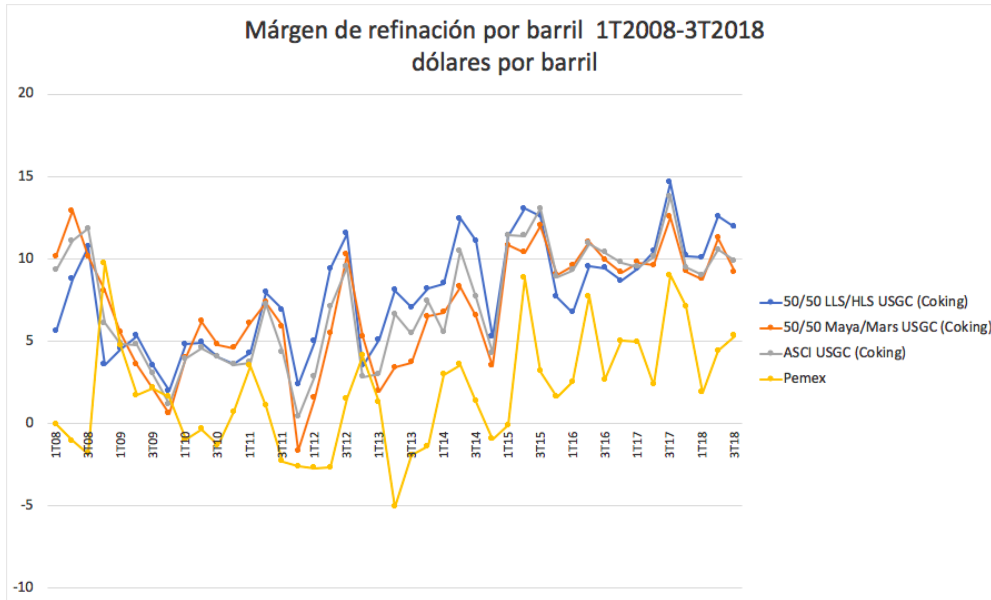
*Fuente: Elaboración propia con datos de Agencia Internacional de Energía.*

Para el modelaje de los márgenes se utilizó una distribución normal con los parámetros de cada uno de estos modelos de refinería. Esto permitió que la simulación Monte Carlo contara, en cada iteración, con un margen de refinación para cada mes durante toda la vida útil de la refinería.

Cabe destacar, que los márgenes de refinación utilizados como referencia en el modelo son históricamente superiores a los obtenidos por Pemex como se observa en la Gráfica 12.

<sup>32</sup> Agencia Internacional de Energía, IEA Refinery Margins Methodology Notes Oil Industry and Markets Division, IEA, 2016.

Gráfica 12. Márgenes de refinación internacionales y de Pemex



Fuente: Elaboración propia con datos de la Agencia Internacional de Energía y Pemex. Resultados trimestrales de 2008 a 2018.

#### 5.3.4 Costos variables de operación

Los costos de operación de las refinerías fluctúan con dependencia de parámetros como el tamaño, complejidad de la refinería y el costo de salarios. Por lo anterior, las regiones muestran una amplia variación en los gastos de operación, lo cual impacta directamente en los márgenes netos de ganancias.

Para los costos variables operativos se utiliza como referencia los datos publicados por la Agencia Internacional de Energía para América del Norte. Los costos operativos son reportados por Valero Energy -mayor refinador independiente de la región-, Marathon Petroleum, Western Refining, Tesoro y Phillips 66<sup>33</sup>.

El costo operativo mínimo es de 2.2 dólares por barril, el costo promedio es de 3.3 dólares por barril y el máximo es de 5.59 dólares por barril. Este costo de producción no incluye gastos de mantenimiento, depreciación, ni amortización. Para el modelaje de la Simulación Monte Carlo utilizamos una distribución uniforme con el mínimo y máximo como parámetros.

#### 5.3.5 Inventario

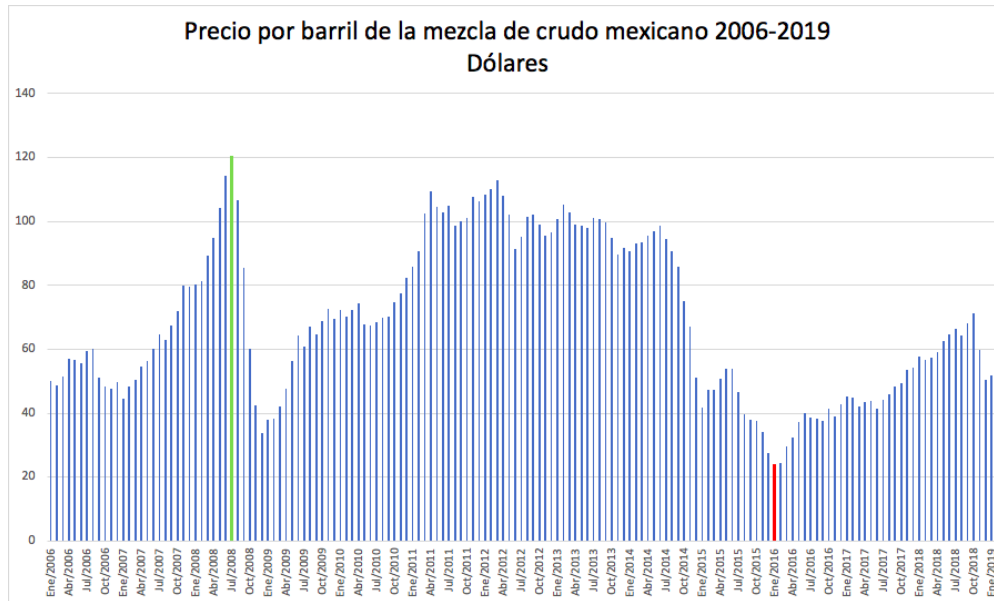
Se consideró un inventario de materia prima o insumos de 15 días. Por lo tanto, al inicio de operación hay un costo hundido equivalente a 15 días multiplicado por el precio de los 240 mil barriles que se estima que procesará diariamente Dos Bocas. Para estimar el precio de cada barril

<sup>33</sup> *Ibid.*

se simuló un precio spot aleatorio cada día utilizando los precios históricos de la mezcla mexicana desde enero de 2006 a enero de 2019.

La Gráfica 13 muestra el histórico de precios observado por la mezcla de crudo mexicano de los últimos 13 años. El precio promedio de la mezcla es de 69 dólares por barril, el máximo observado es 120 dólares por barril (verde) y el mínimo es de 24 dólares por barril (rojo).

**Gráfica 13. Precios de la mezcla mexicana 2006-2019**



Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética.

### 5.3.6 Tasa de descuento

Para evaluar el Valor Presente Neto del proyecto se utiliza la tasa de descuento del 10% de forma fija. Esto de acuerdo a los lineamientos para proyectos de infraestructura de SHCP<sup>34</sup>.

## 6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los resultados de las tres simulaciones Monte Carlo se muestran a continuación. Cada una de estas simulaciones se realizó con 10 mil iteraciones donde los parámetros siguientes fueron simulados:

- Margen de refinación - distribución normal
  - 50/50 LLS/HLS
  - 50/50 Maya/Mars
  - ASCI
- Costos de operación - distribución triangular
- Utilización anual - distribución uniforme

<sup>34</sup> Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Oficio Circular No. 400.1.410.14.009. SHCP. 13 de enero de 2014. <https://www.gob.mx/shcp/documentos/tasa-social-de-descuento-tsd>

- Capex por barril - distribución normal
- Tiempo de construcción - distribución uniforme
- Costo de barril de mezcla mexicana - aleatoria dentro de muestra histórica

Se realizaron tres modelos para tomar en cuenta las diferencias margen de refinación de los 3 grupos de refinerías de la costa del Golfo de México que cuentan con coquera.

## 6.1 RESULTADOS GENERALES

**Tabla 4. Probabilidad de éxito de la refinería según modelo**

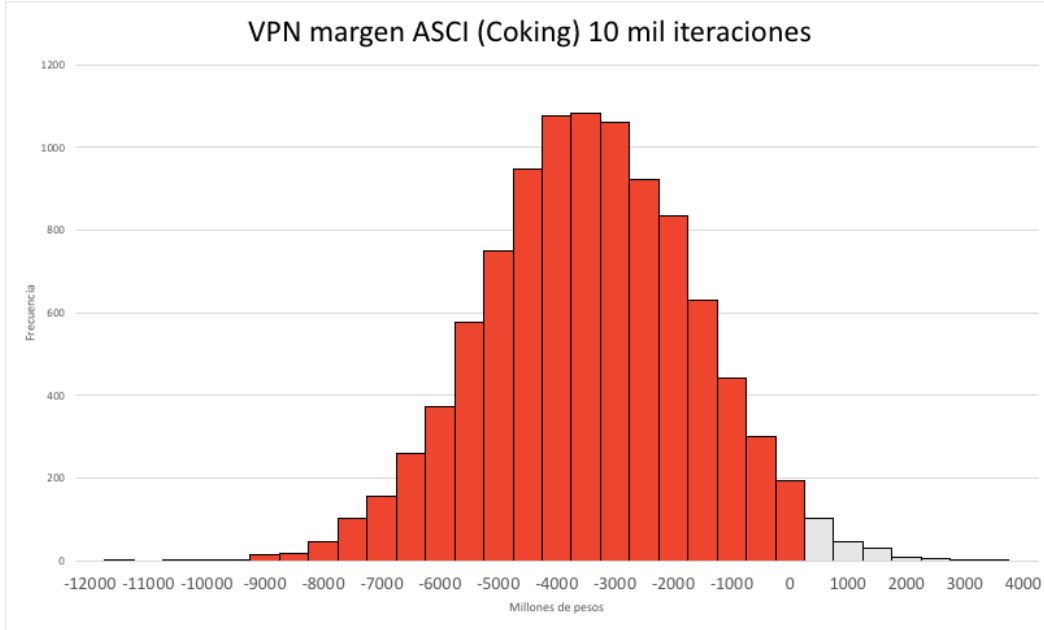
MODELO DE MÁRGENES DE REFINACIÓN	PROBABILIDAD DE QUE EL VALOR PRESENTE NETO (VPN) SEA POSITIVO = PROBABILIDAD DE QUE EL PROYECTO NO PIERDA DINERO	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) PROMEDIO	VPN PROMEDIO DE LOS 10,000 ESCENARIOS (USD)
50/50 LLS/HLS (COQUERA)	2.07%	4.84%	\$ (3,684,960,67)
50/50 MAYA/MARS (COQUERA)	2.30%	4.89%	\$ (3,658,554,33)
ASCI (COQUERA)	2.00%	4.88%	\$ (3,679,543,26)

*Fuente: Elaboración propia.*

Estos resultados muestran que la probabilidad de que el proyecto tenga un VPN positivo es inferior al 3% en los tres casos. Esto quiere decir que en menos de tres casos de 100 el proyecto es viable y crea valor para Pemex. En los tres escenarios la TIR promedio es significativamente inferior a la tasa social de descuento establecida por la SHCP en un 10%, por lo que, el proyecto no logra ser socialmente rentable. En el 97% de los escenarios modelados, el proyecto de la refinería de Dos Bocas destruye valor para Pemex y por ende no debería de ser llevado a cabo.

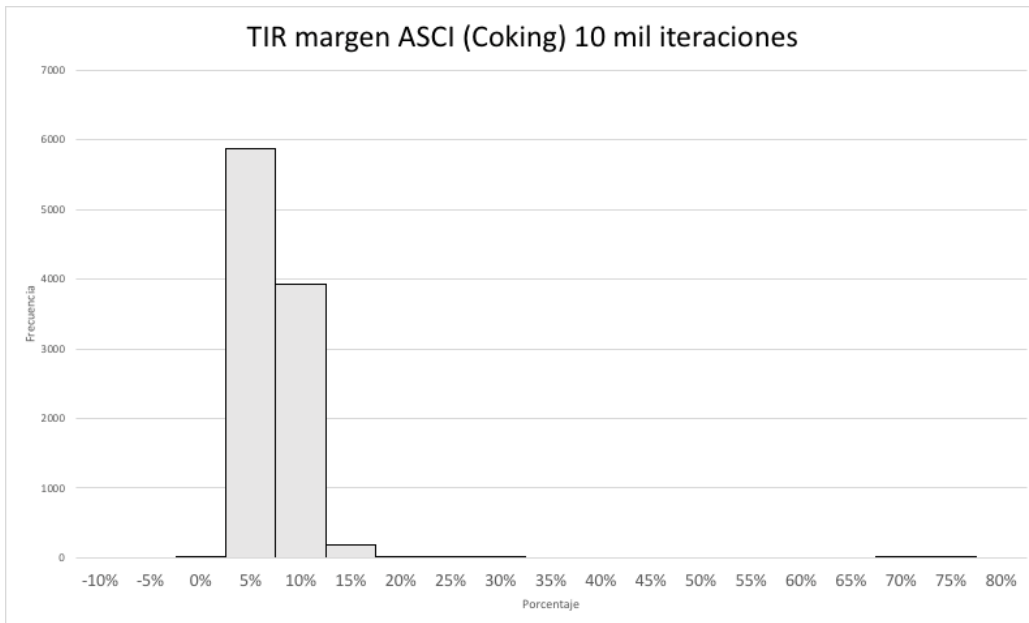
a. Modelo ASCI (Coking)

**Gráfica 14. Resultados de la simulación Monte Carlo para VPN con márgenes de refinación ASCI (Coking)**



Fuente: Elaboración propia.

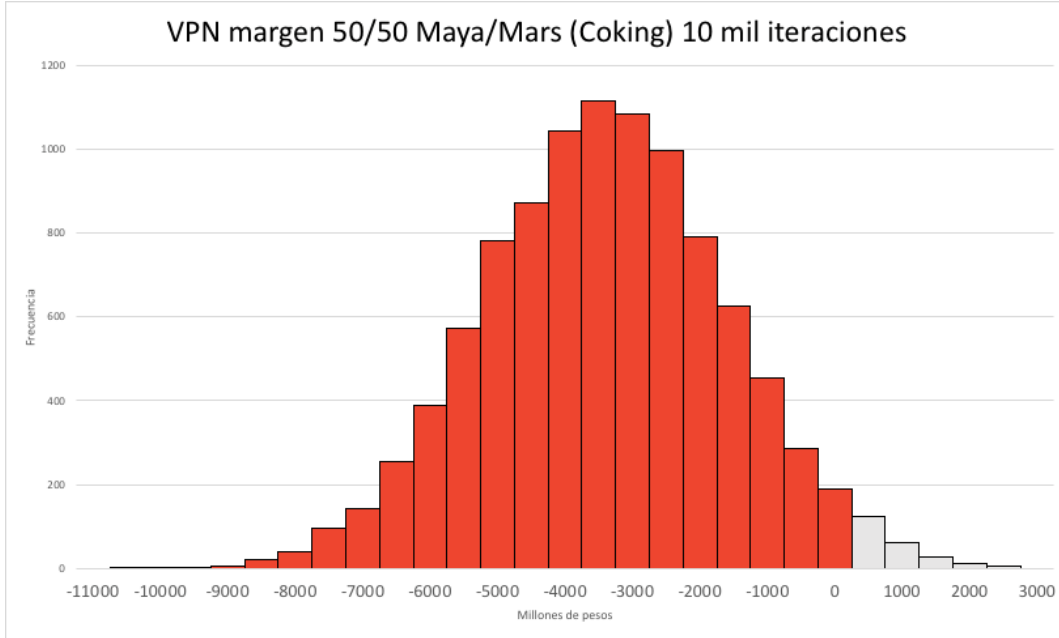
**Gráfica 15. Resultados de la simulación Monte Carlo para TIR con márgenes de refinación ASCI (Coking)**



Fuente: Elaboración propia.

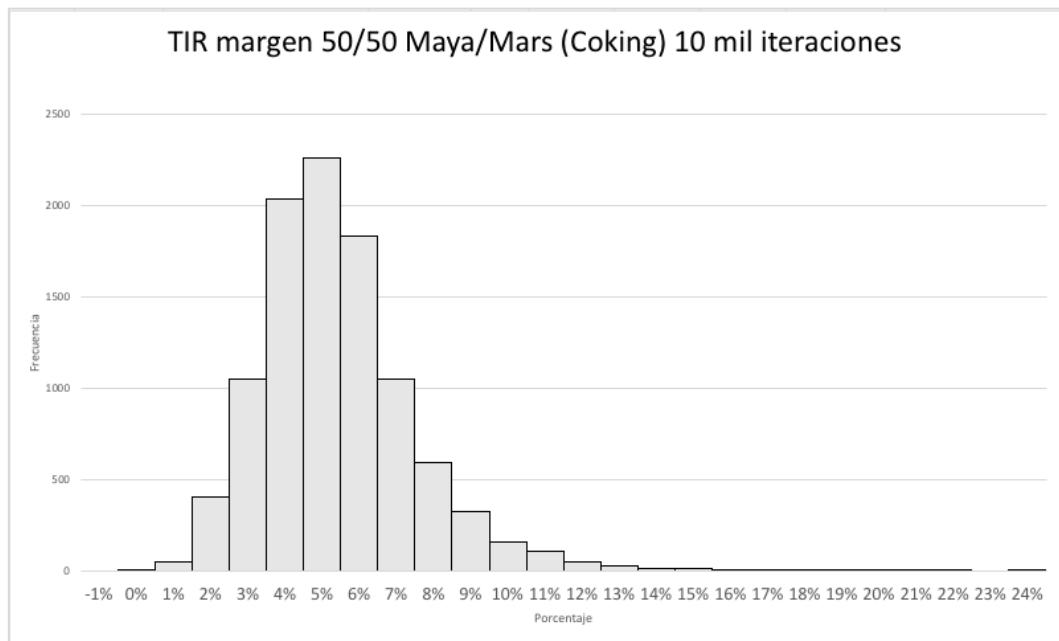
b. Modelo 50/50 Maya/Mars (Coking)

**Gráfica 16. Resultados de la Simulación Monte Carlo para VPN con márgenes de refinación 50/50 Maya/Mars (Coking)**



Fuente: Elaboración propia.

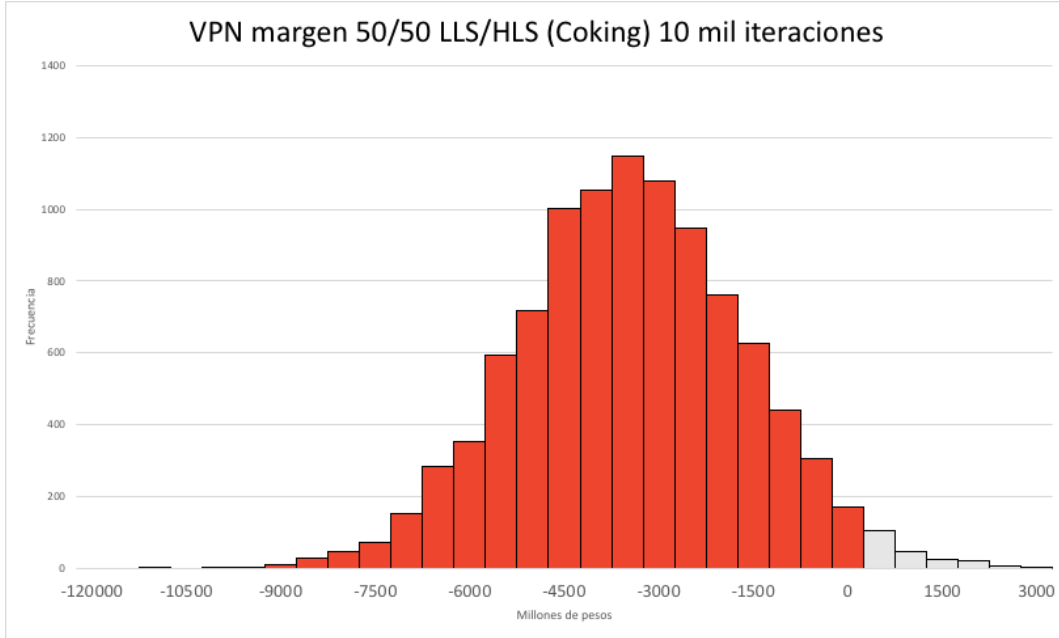
**Gráfica 17. Resultados de la simulación Monte Carlo para TIR con márgenes de refinación 50/50 Maya/Mars (Coking)**



Fuente: Elaboración propia.

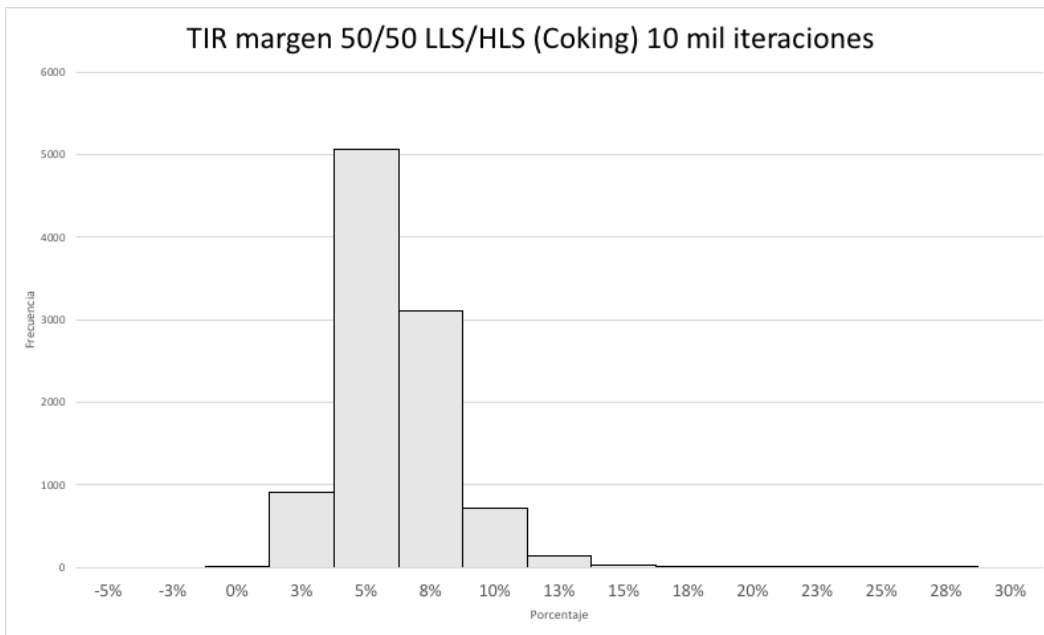
c. Modelo 50/50 LLS/HLS (Coking)

**Gráfica 18. Resultados de la simulación Monte Carlo para VPN con márgenes de refinación 50/50 LLS/HLS (Coking)**



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 19. Resultados de la simulación Monte Carlo para TIR con márgenes de refinación 50/50 LLS/HLS (Coking)**



Fuente: Elaboración propia.

## 6.2 CONSIDERACIONES ADICIONALES

Cabe destacar que este análisis toma en cuenta únicamente la construcción de la refinería y no incluye las inversiones de capital adicionales que este proyecto requeriría. Entre estas inversiones adicionales se encuentran:

- Construcción de ductos hacia la refinería para sacar la gasolina producida e incorporarla al Sistema Nacional.
- Ampliación o remodelación del puerto de Dos Bocas Tabasco para recibir el petróleo crudo de buques de hondo calado Hoy en día el puerto tiene un calado de ocho metros, el cual deberá ser adecuado para recibir los insumos de la refinería.
- Construcción de terminales de almacenamiento tanto de petróleo para mantener inventarios de insumos, como de gasolina y turbosina para tener inventarios de producto terminado.
- Inversión en infraestructura en Chiapas y Tabasco para evitar crecidas del Río Seco y la anegación de la nueva refinería.
- Inversión en diques marítimos para prevenir inundaciones.

## 7. IMCO PROPONE

Como se ha demostrado a través de este análisis, la construcción de la refinería de Dos Bocas Tabasco es un proyecto que casi con certeza destruirá valor para Pemex y México. Como es bien sabido, Pemex se encuentra en una situación financiera crítica. Los enormes pasivos que enfrenta (más de 100 mil millones de dólares de deuda) en conjunto con la baja de producción ponen en duda la viabilidad financiera de la principal empresa productiva del Estado mexicano. Para rescatar a Pemex es necesario desligarla de las decisiones políticas y manejarla como una empresa que busca maximizar valor, esto se hace a través de proyectos rentables y con valor presente neto positivo.

Pemex cuenta con una capacidad limitada de recursos para invertir. Comprometer una cantidad importante de recursos a una refinería, incluso en el caso de que fuera rentable, limita la capacidad de invertir en actividades mucho más rentables e indispensables como son exploración y producción. Pemex está al borde del abismo y su desempeño está íntimamente relacionado con las finanzas públicas del país. Es urgente que las decisiones con respecto a esta empresa se tomen con base en evidencia y criterios de rentabilidad, no con agendas políticas. Por eso el IMCO propone:

- Cancelar el proyecto de la refinería de Dos Bocas.
- Dedicar los recursos de Pemex a las actividades más rentables en la industria como la exploración y producción.

Para aumentar la capacidad del Sistema Nacional de Refinación:

- Invertir en la adecuación de las refinerías existentes para aumentar su utilización de forma rentable.
- Abrir la oportunidad a la industria privada para invertir en nuevas refinerías, si ellos encuentran la forma de hacerlas rentables más adelante.
- Evaluar asociaciones público-privadas entre Pemex y refinerías en el sur de Estados Unidos. Se sugiere seguir un modelo similar de asociación público-privada como la existente entre Pemex y Royal Dutch Shell en la refinería Deer Park en Texas, Estados Unidos. La asociación permite



alimentar a Deer Park con petróleo crudo mexicano a contraprestación de la gasolina producida. Aproximadamente, el 50% del total de gasolina producida en Deer Park regresa al Sistema Nacional. Lo anterior ayuda a asegurar la demanda de los consumidores nacionales.

## 8. ANEXO. PRINCIPALES ADECUACIONES AL SNR

Tabla 1. Principales adecuaciones a las refinerías mexicanas

AÑO	REFINERÍA	ADECUACIÓN
2012	Salina Cruz.	La refinería recibe la primera de cuatro torres de proceso para el proyecto de gasolinas limpias con ultra bajo azufre.
2013	Minatitlán, Salamanca, Tula, Cadereyta, Madero y Salina Cruz.	Se presupuesta 1 mil 300 millones de dólares para el Programa para Mejorar el Desempeño Operativo para revertir los resultados de los procesos de refinación en el corto plazo y establecer un proceso de mejora continua.
2014	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Salamanca.</li> <li>2) Tula y Cadereyta.</li> <li>3) Tula</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Se inaugura planta recuperadora de azufre líquido para disminuir gases contaminantes.</li> <li>2) Pemex acuerda la constitución de sociedades para la ejecución conjunta de proyectos para la cogeneración de energía eléctrica con un valor de inversión de 1 mil 410 millones de dólares.</li> <li>3) Inversión de 4 mil 600 millones de dólares en la reconfiguración de la refinería para producir más gasolinas de ultra bajo azufre, diésel y turbosina.</li> </ol>
2015	Salina Cruz.	Modernización de la terminal marítima para reanudar las exportaciones de crudo a Asia, Norte y Sur América sin cruzar por el Canal de Panamá

<p><b>2016</b></p>	<p>Minatitlán, Salamanca, Tula, Cadereyta, Madero y Salina Cruz.</p>	<p>Inversión de 4 mil millones de dólares para la construcción y modernización de plantas para la producción de combustibles limpios como diésel de ultra bajo azufre.</p>
<p><b>2017</b></p>	<p>Tula</p>	<p>Inversión de 4 mil 600 millones de dólares para la instalación de una torre fraccionadora de la planta de coque que permita incrementar la producción de gasolinas, diésel y turbosina.</p>
<p><b>2018</b></p>	<p>1) Tula. 2) Madero.</p>	<p>1) Pemex licita obras para la rehabilitación de la planta H-Oil de la refinería.  2) Alianza con la empresa alemana Linde para el suministro de hidrógeno en la refinería para reducir paros no programados e incrementar la confiabilidad de operación y rentabilidad.</p>

*Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex.*

## 9. BIBLIOGRAFÍA

Agencia Internacional de Energía. “IEA Refinery Margins Methodology Notes Oil Industry and Markets Division”. IEA, 2016.

Agencia Internacional de Energía. “Production of Crude Oil including Lease Condensate”. EIA, 2016.

López Obrador, Andrés Manuel. “Presentación del Plan de rescate de Pemex. Conferencia presidente”. 15 de febrero de 2019. <https://www.youtube.com/watch?v=OWIzaUQeCeo>

Alís, Krupskaja. “AMLO anuncia rescate ambicioso de Pemex en aniversario de la expropiación petrolera”. *CNN*, (2019). <https://cnnspanol.cnn.com/video/expropiacion-petrolera-81-aniversario-amlo-pemex-rescate-pkg-krupskaja-alis/> (Consultado el 25/03/2019).

Altshuler, Alan y David Luberoff. *Mega-Projects: The Changing Politics of Urban Public Investment*. Washington DC: Brookings Institution, 2003.

Aristegui Noticias. “Sí se puede salvar Pemex: Rocío Nahle”. *Aristegui Noticias*, (2018). <https://aristeguinoticias.com/1112/mexico/si-se-puede-salvar-pemex-rocio-nahle-enterate/> (Consultado el 25/03/2019).

Bambino, James. “Brazil’s CADE suggests Petrobras sell refining assets, end monopoly”. *S&P Global Platts*,(2019). <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/010719-brazils-cade-suggests-petrobras-sell-refining-assets-end-monopoly> (Consultado el 26/03/2019).

BBC News Mundo. “AMLO y Pemex: el polémico plan del presidente de México para rescatar la petrolera de su peor crisis de producción en 40 años”. *BBC News*. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-47620358> (Consultado el 20/03/2019).

Bloomberg News. "The Aramco Accounts: Inside the World's Most Profitable Company". Bloomberg, (2018). <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-04-13/the-aramco-accounts-inside-the-world-s-most-profitable-company> (Consultado el 26/03/2019).

BP. "BP: Statistical Review of World Energy." BP, (2018). <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (Consultado el 29/01/2019).

Brelsford, Robert. "Petrotrin to exit refining business". Oil and Gas Journal, (2018). <https://www.ogj.com/articles/print/volume-116/issue-9/general-interest/petrotrin-to-exit-refining-business.html> (Consultado el 26/03/2019).

Chim, Lorenzo. "Rescate de Pemex y CFE, propósito del gobierno: Nahle". *La Jornada*, (2019). <https://www.jornada.com.mx/ultimas/2019/02/28/rescate-de-pemex-y-cfe-proposito-del-gobierno-nahle-5783.html> (Consultado el 01/03/2019).

Compass International. "CAPEX & OPEX Refinery Cost per Barrel a Day Benchmarks Total Installed Engineering, Procurement & Construction (EPC) 2018 Cost Basis". 2018.

De Jong, Feike. "AMLO: Dos Bocas refinery construction to start in 3 months." *Business News Americas*, (2019). <http://www.bnamericas.com/news/oilandgas/amlo-dos-bocas-refinery-construction-to-start-in-3-months> (Consultado el 29/03/2019).

Dominik, Mark y Christopher Handscomb. "Unlocking the benefits of a tailored upstream operating model". McKinsey, (2015). <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/unlocking-the-benefits-of-a-tailored-upstream-operating-model> (Consultado el 13/03/2019).

Energy Information Administration, "When was the last refinery built United States?", Frequently asked questions, <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=29&t=6> (Consultado el 18/01/2019).

Expansión. “El equipo de AMLO valora eliminar el IEPS a gasolinas.” *Expansión*, (2018). <https://expansion.mx/economia/2018/10/17/el-equipo-de-amlo-valora-eliminar-el-ieps-a-gasolinas> (Consultado el 18/01/2019).

Fitzgibbon, Tim. “Surge in global refinery additions could cut margins in 2019”. McKinsey, (2018). <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/petroleum-blog/surge-in-global-refinery-additions-could-cut-margins-in-2019> (Consultado el 29/01/2019).

Flyvbjerg, Bent. “Over Budget, Over Time, Over and Over Again: Managing Major Projects”. En *The Oxford Handbook of Project Management*, 321-344. Oxford: Oxford University Press, 2011.

Flyvbjerg, Bent, Mette Skamris Soren Buhl. “Underestimating costs in public works projects: error or lie?”. *Journal of the American Association* 68, no. 3 (2002). <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1303/1303.6604.pdf> (Consultado el 07/03/2019).

Flyvberg, Bent, Nils Burzeluis y Werner Rothengatter. *MegaProjects and Risk: An Anatomy of Ambition*. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.

García, Karol. “Rescate permitirá a Pemex competir con privados: AMLO”. *El Economista*, (2019). <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Rescate-permitira-a-Pemex-competir-con-privados-AMLO-20190319-0004.html> (Consultado el 23/03/2019).

Grupo Fórmula. “Rocío Nahle García, titular de la Sener.- Programa de rescate a Pemex”. *Grupo Fórmula*, (2019). <https://www.radioformula.com.mx/audio-y-video/audio/20190218/rocio-nahle-garcia-titular-de-la-sener-programa-de-rescate-a-pemex/> (Consultado el 19/02/2019).

Instituto Mexicano para la Competitividad “Índice de Competitividad 2013.” (México: IMCO, 2013). <https://imco.org.mx/wp-content/uploads/internacional/ICI2013-completo.pdf>

Kwak, Y.H. y L. Ingall. “Exploring Monte Carlo simulation applications for project management”. *Risk Management: Volumen 9, No. 1, febrero 2007*, pp. 44–57.

Loredo, Daniela. “Gobierno de AMLO invita a 4 grupos para la refinería de Dos Bocas”. *El Financiero*, (2019). <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/gobierno-de-amlo-anuncia-inicio-de-proceso-de-licitacion-de-la-refineria-en-dos-bocas> (Consultado el 19/02/2019).

McKinsey & Company. “Global Energy Perspective 2019”. Industries-Oil and Gas. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2019> (Consultado el 26/03/2019).

Muñoz, Alma. “No hay experiencia suficiente en México para construir Dos Bocas: AMLO”. *La Jornada*, (2019). <https://www.jornada.com.mx/ultimas/2019/03/22/201cno-hay-experiencia-suficiente-en-mexico-para-construir-dos-bocas-amlo-100.html> (Consultado el 25/03/2019).

National Energy Board. “Canadian Refinery Overview Energy Market Assessment.” NEB. Abril 2018. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdIndptrlmprdct/rprt/2018rfnryrprt/2018cndnrfnrvrw-eng.pdf>

North West Redwater Partnership. “Sturgeon Refinery Progress”. *NWRP*. 2019. <https://nwrsturgeonrefinery.com/about/progress/> (Consultado el 26/03/2019).

Organization of the Petroleum Exporting Countries. OPEC Annual Statistical Bulletin. Austria, OPEC, 2017. [https://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/ASB2017\\_13062017.pdf](https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2017_13062017.pdf) (Consultado el 19/02/2019).

Paraskova, Tsvetana. “Saudi Aramco To Discontinue Fuel Oil Production By 2024”. *Oilprice*, (2019). <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Saudi-Aramco-To-Discontinue-Fuel-Oil-Production-By-2024.html> (Consultado el 26/03/2019).

Parraga, Mariana. “Trinidad's state-run Petrotrin to cease oil refining operations”. *Reuters*, (2018). <https://www.reuters.com/article/us-refinery-operations-trinidadtobago-pe/trinidads-state-run-petrotrin-to-cess-oil-refining-operations-idUSKCN1LD2NG> (Consultado el 26/03/2019).

Pemex. “Con Plan Nacional de Refinación, México alcanzará soberanía energética: Romero Oropeza.” Pemex, (2018).  
[http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2018-093-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-093-nacional.aspx)

Pemex. “Estados de Resultados”. 2008-2018.  
<http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>

Político MX. “Nahle: Pemex surte 98% de gasolineras, pese a concesiones”. *Político MX*, (2019).  
<https://politico.mx/minuta-politica/minuta-politica-gobierno-federal/nahle-pemex-surte-98-de-gasolineras-pese-concesiones/> (Consultado el 00/00/0000).

Reliance Industries Limited. “About Jamnagar Complex”. RIL. 2011.  
[https://web.archive.org/web/20111027062343/http://www.ril.com/downloads/pdf/about\\_jamnar.pdf](https://web.archive.org/web/20111027062343/http://www.ril.com/downloads/pdf/about_jamnar.pdf)

Remer, D.S. y AP Nieto. “A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 1: Net Present Value and Rate of Return Methods.” *International Journal of Production Economics*: Volumen 42, No. 1, noviembre 1995. pp. 79-96.

Reuters. “Pemex podría retrasar alianzas en 2020: Rocío Nahle”. *El Sol de México*. 13 de marzo de 2019. <https://www.elsoldemexico.com.mx/finanzas/pemex-podria-retrasar-alianzas-al-2020-rocio-nahle-3181221.html>

Safi, Michael. “BP closes Brisbane refinery, with hundreds of jobs to go “. *The Guardian*, (2014).  
<https://www.theguardian.com/world/2014/apr/02/bp-closes-brisbane-refinery-putting-hundreds-of-jobs-at-risk> (Consultado el 26/03/2019).

Scheyder, Ernest y Erwin Seba. “Exxon Mobil CEO makes first big changes to refining”. Reuters, (2017). <https://www.reuters.com/article/us-exxon-mobil-restructuring/exxon-mobil-ceo-makes-first-big-changes-to-refining-idUSKBN1DR0JJ> (Consultado el 26/03/2019).

Secretaría de Energía. “Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2018-2032.” Sener. 2018.  
[http://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP\\_2018\\_2032\\_F.pdf](http://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PPP_2018_2032_F.pdf)



Secretaría de Hacienda y Crédito Público. “Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión”. SHCP. Diciembre 2013. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/21174/Lineamientos\\_costo\\_beneficio.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/21174/Lineamientos_costo_beneficio.pdf)

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. “Oficio Circular No. 400.1.410.14.009”. SHCP. 13 de enero de 2014. <https://www.gob.mx/shcp/documentos/tasa-social-de-descuento-tsd>

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. “Presupuesto de Egresos de la Federación 2019 Programas y Proyectos de Inversión”. SHCP. 2019.

Turner, Mason & Company. ““Around the World in a Day” – Global Refinery Construction: Next Stop the Middle East.” Turner, Mason & Company. 26 de abril de 2016.

Turner, Mason & Company. ““Better in the USA”- Domestic Project Cost and Execution Benefits.” Turner, Mason & Company. 26 de abril de 2016.

Wachs, M. “Ethics and advocacy in forecasting for public policy”. *Business and Professional Ethics Journal*: pp. 141–57. 1990.

VanTassel, Brad. “The Future of Oil Refining Profit Margins”. Boston Consulting Group, (2012). <https://www.bcg.com/en-mx/publications/2012/energy-environment-engineered-products-infrastructure-the-future-of-oil-refining-profit-margins.aspx> (Consultado el 14/01/2019).