

Working Paper

El Futuro de PEMEX: ¿Apuntalar el modelo rentista o fortalecer la resiliencia energética de México?

(The Future of Pemex: A Return to a State-centered Model or a Means to Strengthen Mexico's Energy Resilience? [in Spanish])

Isidro Morales, Ph.D.

Nonresident Scholar, Center for the United States and Mexico, Baker Institute for Public Policy and Senior Professor and Researcher, Tecnológico de Monterrey

© 2019 Rice University's Baker Institute for Public Policy

This material may be quoted or reproduced without prior permission, provided appropriate credit is given to the author and the Baker Institute for Public Policy.

Wherever feasible, papers are reviewed by outside experts before they are released. However, the research and views expressed in this paper are those of the individual researcher(s) and do not necessarily represent the views of the Baker Institute.

Introducción

La reforma energética no solo abrió todas las cadenas del sector energético a la participación privada, nacional o internacional, sino también planteó la posibilidad de que PEMEX se convirtiera en una Empresa Productiva de Estado (EPE). Los frutos y límites de la Reforma Energética de 2013-2014 apenas se empiezan a divisar y será justamente durante la administración de Andrés Manuel López Obrador (AMLO) que dichas reformas podrán ser potenciadas o, por el contrario, frenadas. Hasta ahora, la mayoría de los análisis que han justificado las reformas han subrayado los montos de las inversiones privadas que las nueve subastas realizadas hasta ahora han atraído. Sus detractores, apuntan la caída de la producción de crudo y el crecimiento acelerado en las importaciones de gas natural y petrolíferos. Sin embargo, otra manera de ponderar el derrotero y éxito de las reformas es a través del nuevo perfil que podría adquirir PEMEX, si se convierte efectivamente en una empresa eficiente y capaz de generar valor en las diversas cadenas de valor que aún posee y coadyuvar así a mitigar la vulnerabilidad energética en que se encuentra el país.

La administración entrante, sin embargo, pareciera volver a centrar sus objetivos de política de hidrocarburos en torno a la reactivación de las inversiones de la empresa estatal para cumplir metas de producción en materia de crudo y producción de gasolinas para 2024, es decir, hacia el final de la administración. Una estrategia de este tipo es volver a los años de López Portillo (1976-1982) o incluso de Vicente Fox (2000-2006), cuando se le exigía al entonces monopolio estatal maximizar su producción de crudo y refinados sin tomar en cuenta restricciones financieras, geológicas, tecnológicas o de otra índole. Hoy, la administración tiene el acierto de poner como prioridad el desarrollo de PEMEX como una empresa líder en materia de hidrocarburos, pero debe tener claro que para que esto sea posible, la empresa tiene que integrarse al nuevo entorno competitivo y emergente inaugurado por las reformas con el fin de reducir sus riesgos y potencializar sus fortalezas. El presente trabajo hace una revisión de estos riesgos y fortalezas que enfrenta hoy la empresa y subraya el peligro que su dirección y Consejo de Administración queden subordinados a las prioridades políticas de un sexenio. El trabajo reflexiona, además, sobre la gran diferencia de anclar una política energética en torno a la autosuficiencia de hidrocarburos y sus refinados y otra que busque descarbonizar progresivamente la matriz energética del país con miras a elevar su resiliencia y sustentabilidad. La primera obedece más a un proyecto de legitimidad sexenal, con resultados dudosos y costos potencialmente altos, mientras que la segunda podría constituirse en una verdadera política de Estado que permitiría afianzar la transición energética del país a lo largo del presente siglo, con las oportunidades económicas, políticas y sociales que esto pueda desencadenar. En ambas posibilidades, PEMEX está obligado a jugar un papel primordial, pero definitivamente no puede volver a tener el papel protagónico que tuvo durante el régimen de monopolio estatal. La empresa debe ante todo especializarse en las cadenas en que es más competitiva y pugnar por su autonomía financiera y corporativa, es decir, dejar de seguir siendo una agencia recaudadora de ingresos para el Estado, algo que la reforma energética no modificó.

El trabajo contiene cinco secciones. En la primera se analiza lo limitado y riesgoso que resulta anclar la nueva política energética del país en torno a la autosuficiencia, sin tomar

en cuenta objetivos de mayor alcance y largo plazo como afianzar la descarbonización y la transición energética del país. En la segunda sección se revisan las severas restricciones impositivas a las que ha estado sometida la empresa durante los últimos años, y los desafíos que tiene para obtener capital fresco para destinarlo a objetivos tan múltiples impuestos por el Ejecutivo y no por su Consejo, como son elevar la producción de petróleo y gas, modernizar las refinerías y construir una nueva, además de abatir las importaciones de gas y petrolíferos. Las últimas tres secciones del trabajo se abocan justamente a explicar los retos de la empresa para cumplir dichos objetivos tan diversos, haciendo hincapié que los desafíos y vulnerabilidades existentes en cada una de dichas cadenas (extracción de crudo, de gas y elaboración de refinados) son de distinta naturaleza. Entender la naturaleza diferenciada de los desafíos ayudará a PEMEX a jerarquizar sus metas.

¿Autosuficiencia o Resiliencia Energética?

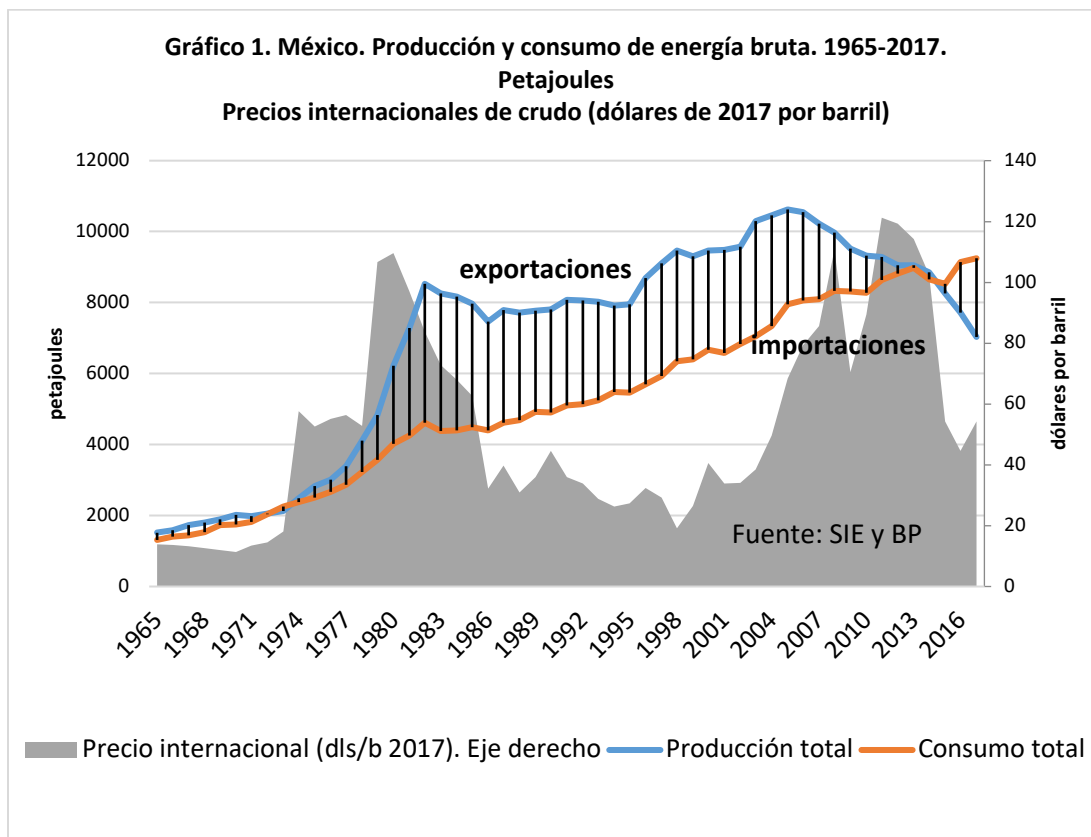
Petróleos Mexicanos (PEMEX), que hasta el 2014 fungió como monopolio público para explorar, extraer, procesar y distribuir hidrocarburos en México, ha sido más que una simple compañía estatal. Desde su fundación, a raíz de la expropiación petrolera de 1938, la compañía se convirtió en el adalid de la recuperación y defensa de la soberanía del Estado mexicano sobre los recursos del subsuelo del país. Si bien la Constitución del 1917 ya había decretado en su artículo 27 la reintegración de dichos recursos a la Nación, no fue sino hasta 1938 en que el gobierno de Lázaro Cárdenas hizo efectiva dicha reincorporación al decretar la expropiación.¹ Desde entonces y hasta 1975, el objetivo principal de la compañía fue asegurar, a precios subsidiados por el Estado, la oferta de combustibles fósiles que demandaba el país, lo que se convirtió en un instrumento muy poderoso para impulsar políticas industriales y de gestión social.

El Gráfico 1 muestra la evolución de la balanza energética total de México a lo largo de los últimos 50 años. En él se puede distinguir claramente tres ciclos por los que ha atravesado la compañía, si se considera que todavía en la actualidad 85% del consumo energético descansa en los hidrocarburos.² El primero que va de 1965 a 1975, en el que la producción total de energía (medida en petajoules) seguía aún de cerca al consumo. De hecho, este ciclo es mucho más largo, ya que se inició alrededor de finales de los 1950, cuando el Estado mexicano hizo de la autosuficiencia energética otra de las banderas de PEMEX. A partir de 1976, es decir, durante el último año de la administración de Luis Echeverría (1970-1976) y durante prácticamente todo el sexenio de José López Portillo (1976-1982), se inició el ciclo rentista del Estado mexicano. Durante este ciclo, se ve claramente cómo la producción total de energía excedió con creces las necesidades del consumo nacional, cuya tasa de crecimiento promedio durante todo el período que abarca el gráfico fue de 3.9% anual. Los excedentes durante todo este ciclo se explican por el crecimiento de la oferta nacional de crudo, que permitió al país reincorporarse como uno de los principales exportadores a nivel global. La producción energética del país llegó a su

¹ Para un recuento histórico de la política energética del país desde la expropiación hasta después del llamado “auge petrolero” de la administración López Portillo, véase Meyer y Morales, 1990.

² La cifra corresponde al consumo primario de energía. Si se le agrega el carbón (7%), el consumo de energía fósil asciende a 92%, lo que muestra la alta carbonización de la economía mexicana.

récord histórico en 2005, cuando se alcanzó la cifra de 10,624.5 petajoules, para iniciar una caída en promedio anual de 3.35% a partir de 2006.



El Gráfico 1 muestra también la evolución de los precios internacionales de crudo en términos reales, contrastándola con la evolución del balance energético mexicano. La reinscripción del país al mercado petrolero internacional se realizó en paralelo al ciclo de precios altos que se abrió a partir de 1973, y del que la industria petrolera parece no haber salido aún. En efecto, tan solo de 1973 a 1974 los precios se elevaron, en términos reales, de 18.15 dls/b a 58 dls/b, un incremento del más del 300%. En 1980 el precio llegó a su nivel récord de 109.56 dls/b, el más alto desde que prácticamente la industria petrolera empezó a desarrollarse.³ Con todo, los precios también oscilaron a la baja, aunque nunca volvieron a los niveles conocidos desde la segunda postguerra hasta 1973. A partir del año 2000, los precios iniciaron un nuevo ciclo al alza para alcanzar un récord de 121.24 dls/b en 2011 y experimentar un nuevo desplome desde mediados de 2014 para ubicarlos alrededor de los 50 dls/b. Con todo, los precios actuales siguen estando, en términos reales, por encima del precio promedio de 16 dls/b que prevaleció entre 1946 y 1974, por lo que se puede decir que la industria se mantiene en un ciclo de “petróleo caro.”

³ De acuerdo con el récord histórico que mantiene la British Petroleum (BP) desde el año 1861, sólo en 1864, en los albores de la industria, el precio internacional del crudo alcanzó los 125.81 dls de 2017. Los precios internacionales de referencia que aquí se utilizan fueron obtenidos de BP 2018.

Los fundamentos del ciclo “caro” del petróleo son básicamente de dos tipos: económico-geológicos, por un lado, y geopolíticos por el otro. Entre los primeros están la presión que un incremento constante en el consumo de crudo y petrolíferos ha hecho sobre los países productores tradicionales, ubicados en su mayoría en el Golfo Pérsico y cuyos costos de exploración y producción son de los más bajos. A medida que la demanda global empezó a rebasar la capacidad productiva de dichas cuencas, los precios empezaron a elevarse para estimular nuevas inversiones en nuevos campos petroleros. Por el lado geopolítico, la conformación de la OPEP en 1960, cuyo primer objetivo fue defender la caída de los precios hasta principios de los 1970 para después mantener los precios al alza mediante un sistema de cuotas que no siempre se ha respetado, y los conflictos y rivalidades regionales que han prevalecido en el Medio Oriente, han hecho del petróleo una mercancía estratégica, capaz de ser utilizada como arma de negociación, lo cual genera una volatilidad en los precios. El Gráfico 1 da muestra de dicha volatilidad, pues si bien los precios a partir de 1974 se mantienen en promedio por encima de los que prevalecieron desde la postguerra, los picos alcanzados a lo largo de este período son más bien el resultado de factores geopolíticos: guerras intrarregionales (como la del 6 de octubre de 1973 o la guerra Irán-Iraq que tuvo lugar entre 1980 y 1988), caídas de gobiernos pro-occidentales (como la del Sha de Irán en 1979) y habilidad de Arabia Saudita para imponer disciplina al interior de la OPEP o castigar—con cálculos geoestratégicos—a los indisciplinados (Yergin 1991).

Como sea, desde 1976, cuando al final de la administración Echeverría se decidió desarrollar los campos del sureste mexicano en Tabasco-Reforma, hasta la actualidad, la reincorporación de México al mercado petrolero mundial ha tenido el objetivo de optimizar las rentas generadas por la volatilidad de los petroprecios. En efecto, si se entiende por renta petrolera las ganancias que están por encima de los costos de exploración y producción de un barril de petróleo, más los márgenes razonables de ganancia en condiciones de competencia y equilibrio en los mercados, el Gráfico 1 da cuenta de las súper-ganancias generadas que, en última instancia, fungieron como incentivos para elevar la oferta de crudos. Dichos márgenes se mantienen en la actualidad, en un momento en que los precios se consideran moderados. En la actualidad, PEMEX estima en 25 dls/b el costo de descubrimiento y producción en aguas someras, frente a un precio de la mezcla mexicana de exportación que ha oscilado entre los 35 y 45 dls/b (infra). Se puede inferir que los costos para PEMEX hasta 2004 fueron inferiores, es decir, antes de que los campos de Cantarell iniciaran su declive acelerado. La alta productividad de dichos campos—lo que redujo los costos a escala—contribuyó en ese año con 63% de la oferta total de crudo.

Por consiguiente, el período que se abre a partir de 1976 se le puede considerar como “rentista,” pues desde entonces hasta la reforma energética de 2013-2014, el objetivo del gobierno mexicano fue maximizar los ingresos petroleros de exportación a través de PEMEX, con el fin de allegarse recursos extraordinarios para ampliar los márgenes de gasto e inversión gubernamentales. Esto provocó a su vez una “adicción” a los ingresos petroleros por parte del gobierno, cuyo monto ha oscilado entre el 30 y 40% del total de ingresos públicos hasta fecha reciente), y que lo ha históricamente desalentado para poner en marcha una política fiscal progresiva que le permita una mayor autonomía financiera.

Si bien la política rentista tuvo en sus inicios una narrativa triunfalista (“administrar la abundancia” durante la administración López Portillo), posteriormente se le justificó y legitimó por la importancia que el país tiene en el mercado petrolero internacional, lo que en ocasiones le ha permitido márgenes de maniobra frente a Estados Unidos, el principal destinatario de los abastecimientos mexicanos de crudo (Morales 2011). La reincorporación de México al mercado internacional se construyó además como una proyección de PEMEX en los mercados de exportación, que prolongaba y afianzaba las narrativas soberanas y de autosuficiencia que se habían estado construyendo con anterioridad.

No fue sino hasta la administración de Felipe Calderón (2006-2012) que el discurso soberanista y de autosuficiencia bajo el cual se legitimaban las actividades de la compañía se desplazaron hacia la meta de fortalecer la seguridad energética, entendida en su versión tradicional como la manera de asegurar el abastecimiento oportuno y a precios razonables de la oferta energética del país (SENER 2011). En efecto, la caída de la producción de crudo, a partir de 2005 y posteriormente la de gas (2009) hicieron que la administración Calderón tuviera como meta elevar la producción de hidrocarburos a sus niveles históricos mediante el desarrollo de los campos de Chicontepec y el freno a la caída acelerada de Cantarell. En 2008, el presidente logró avanzar una reforma, sin modificar el texto constitucional, que permitió crear la figura de consejeros ciudadanos, así como instituir la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), ente ligado a la Secretaría de Energía (SENER), que desde entonces ha fungido como un revisor y supervisor técnico de las actividades de exploración y producción de PEMEX.

Ante el fracaso de detener la caída de la producción, la disminución de las exportaciones, y el crecimiento de las importaciones de gas y petrolíferos, al inicio de la administración Peña, se logró convocar a una coalición de los principales partidos políticos del país en torno al liderazgo del PRI, quien había regresado al poder después de un interregno de 12 años del PAN. La alianza interpartidista, conocida como “Pacto por México,” convino en un proyecto programático de gobierno compuesto de una serie de prioridades, entre las que se encontraba la necesidad de realizar una radical reforma del sector energético que permitiera la inyección de capital privado en todas sus cadenas de valor. Así, desde fines de 2013 y a lo largo de 2014, el congreso mexicano votó una serie de leyes y reglamentaciones que, sin renunciar a la propiedad estatal de todos los recursos del subsuelo, dio por terminado el régimen de duopolio energético que había privado en México, al menos desde 1960, abriendo la industria a la inversión extranjera tanto nacional como internacional. El conjunto de estas reformas es lo que se conoce como “Reforma Energética.” Mediante ella se modificaron varios artículos constitucionales, pero sobre todo el 27, que explícitamente legalizó la participación de contratistas privados en actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante el sistema llamado de subastas públicas comprendidas en tres rondas. Gracias a ellas, los interesados pudieron firmar con la CNH y la SENER contratos o licencias de producción y contratos de ganancias compartidas. Entre 2014 y diciembre de 2018, es decir, al finalizar la administración Peña, el gobierno logró firmar 110 contratos que se subastaron en las tres rondas y que incluyeron un total de 9 licitaciones, tanto de producción como de exploración, y que lograron recabar 7, 568 millones de dólares por pagos

e inversiones de diferente tipo (PEMEX 2019b). El sistema de subastas públicas y la firma de contratos entre la SENER y los participantes privados inició un nuevo ciclo para la industria petrolera y energética mexicanas: el de la extracción y manejo de la renta petrolera a través de mecanismos de mercado.

Aunque la administración López Obrador ha respetado la vigencia de todos estos contratos, sí ha suspendido las subastas tal y como se había previsto en el Plan Quinquenal del gobierno anterior (SENER 2017) y ha rechazado la posibilidad de desarrollar los yacimientos de lutitas de petróleo y gas. Desde el inicio de su gobierno, López Obrador consideró la reforma petrolera como parte de un proyecto privatizador, mediante el cual se buscó debilitar tanto a PEMEX como a la CFE. De acuerdo con el presidente y los funcionarios allegados a su gobierno, la reforma no cumplió con su cometido—elevar la producción de petróleo y gas y atraer inversiones privadas por montos superiores a los que efectivamente se han captado. Sin embargo, hasta ahora no ha habido intentos por revertir las legislaciones de la administración Peña. La nueva administración ha decidido no continuar, al menos por ahora, con las rondas y subastas y ha preferido, como se verá en las secciones siguientes, asignar directamente los contratos a particulares o recurrir al sistema de “licitaciones restringidas,” en donde el gobierno decide de antemano—como fue en el caso de la Refinería de Dos Bocas—seleccionar a los concursantes.

Es importante mencionar que, si la modificación al artículo 27 de la Constitución permitió abiertamente la participación de compañías privadas en el sector energético, los artículos 25 y 28 mantienen las actividades de exploración y producción de hidrocarburos como áreas estratégicas, y por lo tanto bajo el control “exclusivo” del Estado. Es decir, el artículo 27 permite la participación privada en actividades primarias, bajo condiciones siempre acotadas por el Estado a través de contratos o licencias. En ambos esquemas, sin embargo, los derechos y beneficios podrían ser suspendidos por las autoridades estatales si los inversores no se ajustan a los objetivos y requisitos de los contratos firmados. En caso de litigio, las disputas pueden ser manejadas por los tribunales internacionales en el caso de empresas privadas (mientras no sean suspensiones de tipo administrativo) y por los tribunales nacionales en el caso de PEMEX.

La nueva legislación también otorgó mayor independencia a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), encargada de administrar las condiciones de venta y de acceso a de los nuevos inversionistas, así como a la CNH, y eliminó a los representantes del sindicato petrolero en el Consejo de Administración de la empresa. Por su parte, PEMEX dejó de ser un ente paraestatal para convertirse en una Empresa Productiva de Estado (EPE), al igual que la CFE, y cuyo mandato prioritario es la generación de valor.

El espíritu original de la reforma fue fortalecer y ampliar la oferta de hidrocarburos del país, es decir, al igual que las enmiendas de la administración Calderón, buscó apuntalar la seguridad energética. De acuerdo con los principios programáticos de la reforma, se buscaba detener la caída en la producción de crudo y elevarla a los 3 MBD en 2018 (y 3.5 MBD en 2025), y la de gas natural a 8,000 MPC diarios (10,400 MPC diarios en 2015) (México 2014:3). En materia de refinados, el gobierno Peña visualizaba la entrada en funciones de una nueva refinería—sin que necesariamente estuviera en manos de PEMEX—para 2026. Sin embargo, a medida que el espíritu reformador avanzaba en el congreso, y

después de varios debates y discusiones, los legisladores también aprobaron una nueva ley de electricidad, así como otra que mandataba la transición energética del país. La importancia de la Ley de Electricidad de 2014 es que los congresistas por fin decidieron que el gas natural cesaba de ser considerado como una fuente “limpia” de energía. Hasta entonces SENER así lo había entendido ya que, al emitir menos emisiones de carbón con respecto al combustóleo, el gas natural se había convertido en el combustible de transición para alimentar la demanda creciente de las plantas de ciclo combinado. La ley de 2014 sólo considera al gas como energía limpia en la medida que se realice el llamado secuestro de carbón. Con la entrada en vigor de la Ley de Transición Energética, en diciembre de 2015, se volvió obligatorio el uso de combustibles limpios—renovables y energía nuclear—en la generación de energía eléctrica. La ley estableció que, en 2024, 35% de la generación eléctrica deberá provenir de estas fuentes, estableciendo para tal efecto un mercado de carbón para la compra e intercambio de “certificados verdes.”

Estas dos legislaciones dejaron claro que el espíritu de la reforma, al menos para varios legisladores que en ese entonces eran de la oposición, iba más allá de un simple apuntalamiento de la seguridad energética a través de mecanismos de mercado liderados por el Estado. La reforma también sentó las bases para iniciar una descarbonización de la economía mexicana, con miras no sólo a abatir el cambio climático y ser coherente con los compromisos adquiridos por México en el marco del Acuerdo de París, sino también para fortalecer su resiliencia energética ante su gran dependencia tanto en la producción y consumo de combustibles fósiles.

Si se entiende por resiliencia energética la capacidad de responder y adaptarse a cambios o choques imprevistos que alteren uno o más sistemas energéticos considerados vitales (Cherp y Jewell 2014; Jewell, Cherp y Riahi 2014; Rutherford y Coutard 2014), los procesos de descarbonización se consideran hoy como una de las estrategias para reducir las vulnerabilidades ocasionadas por la extrema dependencia de los hidrocarburos. La descarbonización de los procesos económicos y productivos por energías verdes, como la solar o la eólica, tienen la ventaja de renovar sus insumos de forma permanente. Sin embargo, los sistemas energéticos alimentados por recursos renovables también enfrentan sus limitantes y vulnerabilidades. Entre las primeras está su todavía limitada capacidad de almacenamiento, que sin duda irá ampliándose a medida que los avances tecnológicos hagan más potentes y eficientes las baterías de acumulación. Entre las segundas está el hecho que son fuentes intermitentes de generación, lo que obliga a seguir dependiendo de las fuentes fósiles para asegurar la oferta ininterrumpida de energía.

Lo anterior pone en claro que la resiliencia energética no remite a la capacidad de respuesta de un sólo sistema vital de energía, sino al conjunto de ellos y a la forma en que se interconectan para asegurar la oferta total de energía de un país, una región, y hasta de una región transfronteriza. En otras palabras, son sistemas que interrelacionan fuentes distintas de energía, con sistemas tecnológicos y de distribución diferenciados, y que tienen una localización geográfica determinada. Visto de esta manera, México, a pesar de ser un país que prácticamente produce y consume energía fósil, cuenta con varios sistemas energéticos que, interrelacionados entre sí, aseguran su oferta y consumo. En materia de hidrocarburos, existen al menos tres: el de exploración y extracción de crudo, con su propia logística

geológica, de almacenamiento y recolección; el de gas natural, que puede estar asociado o no al crudo, o que puede ser de extracción no convencional, con su logística y tecnologías particulares (por ejemplo, la fractura hidráulica); y el de refinación y transformación industrial, con su logística propia de refinación, almacenamiento y distribución. Paralelo a esto tres sistemas, existen otros para la generación de energía secundaria, como la electricidad. Hay, como se sabe, carboeléctricas y termoeléctricas que requieren de los combustibles fósiles para la generación. En México, 76% del total del fluido eléctrico se genera con esos combustibles. El resto, se genera con las llamadas energías limpias, que incluye capacidad hídrica, nuclear, eólica, y solar. Cada una de estas fuentes energéticas conforma un sistema en sí mismo, pues no es igual operar una planta hidroeléctrica que una nuclear. Cada fuente exige tecnologías y procesos distintos, con infraestructura de operación y transmisión diferenciadas.

De esta manera, si bien la reforma energética sentó las bases para que México incursionara de manera decisiva en la transición energética, esto no garantiza que el país pueda fortalecer su “seguridad” energética y mucho menos su resiliencia. Como se ha dicho, desde la administración Calderón, el discurso soberanista que tradicionalmente el país había tenido sobre sus recursos energéticos fue desplazado por el de seguridad energética. Sin embargo, dicho concepto se ha seguido entendiendo en su acepción tradicional como la capacidad de asegurar la oferta de energía a precios costeables. La primera pregunta que surge es qué “oferta” se quiere asegurar. En México es por supuesto la de hidrocarburos, pero si los vemos como sistemas vitales interconexos, la pregunta que sigue es: ¿Cuál de todos ellos? ¿El crudo, el gas natural, los refinados? ¿Todos a la vez? Si las vulnerabilidades y restricciones son las mismas en las distintas cadenas que componen esos tres sistemas energéticos, las preguntas que siguen serían: ¿Por qué no desarrollar otro tipo de oferta energética, tal y como el discurso y la práctica de la descarbonización lo proponen? Para algunos países la respuesta ha sido la energía nuclear, mientras que para otros ha sido las renovables. Entonces: ¿Qué ofertas de descarbonización debería seguir el país, tomando en cuenta su dotación de recursos y su acceso a la tecnología? En fin, después vendrían preguntas por el lado del consumo.

Mientras la seguridad energética ha puesto énfasis en la oferta y costos de los recursos energéticos, la resiliencia energética se plantea también el problema del consumo y de la infraestructura de operación: ¿Cómo castigar el consumo de fósiles por las emisiones de efecto invernadero que producen? ¿Cómo incentivar el consumo de energías renovables? ¿Qué infraestructura de operación y transmisión fortalecer: la de ductos o la de generación distribuida; la de cable; o la de acumuladores y baterías?

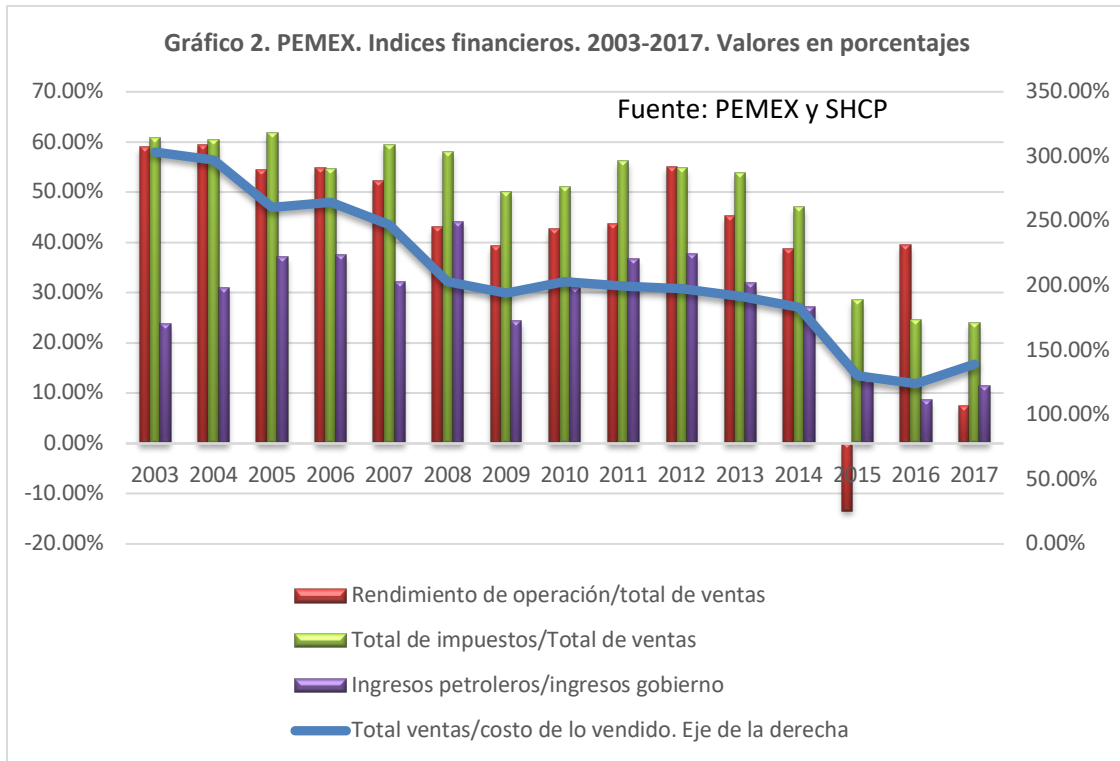
A pesar de que la administración de López Obrador no ha terminado el primer año de su mandato, esta ha dado ya indicios claros del rumbo que podría adoptar la política energética del país. Se ha desmarcado abiertamente de la reforma energética pactada y puesta en marcha por su antecesor, pero sin todavía anularla en su margo legal y regulatorio. Ha quedado simplemente suspendida. Sin embargo, a nivel discursivo, el equipo entrante ha vuelto a una narrativa soberanista y de autosuficiencia energética que remite a los años anteriores del modelo rentista. Un discurso de esta naturaleza ha puesto nuevamente a la CFE

y a PEMEX en el epicentro de los sistemas energéticos mexicanos, en donde el capital privado participaría como contratista que comparte riesgo y servicios con alguna de las dos empresas. Ahora bien, la política energética del nuevo gobierno se inicia en un momento en que la renta petrolera está en peligro de desaparecer, tanto por la caída en la producción de crudo como por el incremento acelerado de las importaciones de gas y petrolíferos, tal y como lo demuestra el Gráfico 1. Es por ello por lo que en la jerga de la administración actual se habla también de recuperar las nociones de seguridad nacional y geopolítica en materia energética (PEMEX 2019b).

En otras palabras, para la administración actual, recuperar la autosuficiencia e incrementar la producción de crudo es elevar la capacidad de acción y de autonomía del Estado, tanto por la renta adicional que se generará como por el fortalecimiento de las dos empresas públicas más importantes que todavía le quedan. En las siguientes secciones se analizará de qué manera PEMEX, en la situación que se encuentra, podrá cumplir con el mandato de la administración actual: ¿Podrá elevar la producción de crudo hasta 2.4 MBD en promedio para 2024? ¿Podrá elevar la producción de gas natural a los 6,933 millones de pies cúbicos (MPC) a finales de ese año? ¿Podrá también construir una refinería con capacidad para procesar 340,000 barriles diarios de crudo en 2021? ¿Se alcanzará con estas metas la autosuficiencia? ¿Cuál será el costo de esa autosuficiencia? Dicha autosuficiencia: ¿Cancela acaso la transición energética que había anunciado la reforma de 2013 y 2014? La autosuficiencia: ¿es una meta que fortalece la resiliencia de los sistemas energéticos del país?

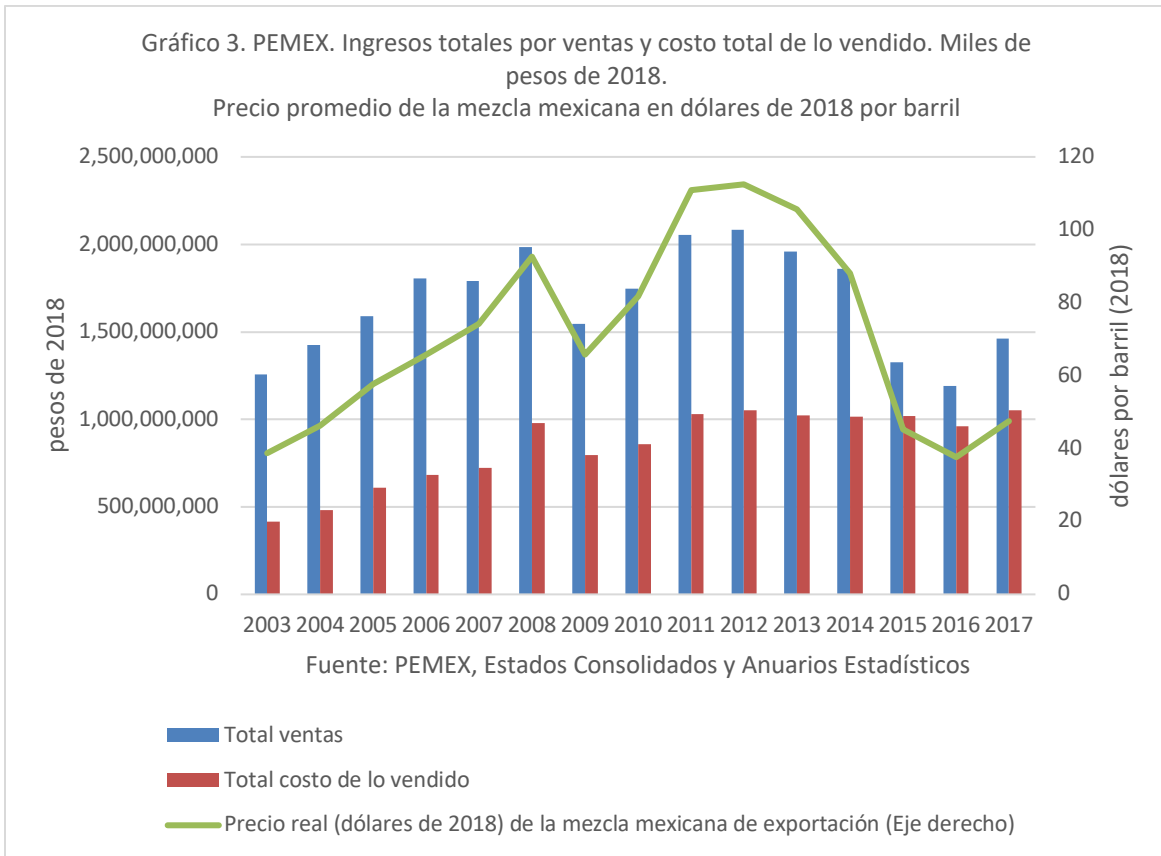
Los Avatares de una Empresa Recaudadora de Ingresos para las Arcas Públicas

Desde que se inició el ciclo rentista del petróleo, PEMEX ha fungido como una agencia recaudadora de ingresos para el gobierno mexicano. El cuadro 2 muestra indicadores financieros clave con los que ha venido operando la empresa hasta antes y después de la reforma energética. Todavía hasta 2014, año en que los precios internacionales del crudo se desplomaron, los ingresos totales por ventas de la petrolera superaban con creces sus costos, que todavía doblaban a estos últimos el año mismo del desplome. A partir de 2015, los ingresos por ventas sólo superaron en un 50% los costos.



El Gráfico 2 también muestra los rendimientos de operación como porcentaje de las ventas totales. Dichos ingresos reflejan los remanentes monetarios una vez deducidos los costos por las ventas totales más otros gastos incurridos como los de distribución, transporte, venta, administración y hasta ciertos beneficios por plan de pensiones, es decir, prácticamente todos los costos directos e indirectos salvo los financieros (deuda, servicio, pérdidas cambiarias). El gráfico también es elocuente pues muestra claramente cómo los rendimientos de operación, que mostraban una tendencia a la baja con respecto a 2003, se contraen severamente—con excepción de 2016—después del desplome del mercado petrolero. En 2015 por primera vez PEMEX tiene pérdidas netas en operación y en 2017 los rendimientos exigüos representaron tan sólo 7.5% del total de ingresos por ventas, lejos del 60% conocido en los primeros años del presente siglo.

El mismo gráfico muestra también que la petrolera se ha mantenido como recaudadora de ingresos para las arcas gubernamentales, lo que ha generado una adicción a dichos ingresos. Tradicionalmente PEMEX ha transferido entre el 50 o 60% de sus ingresos por ventas al gobierno, sobre todo por los llamados “derechos de los hidrocarburos” que se mantuvieron en esos niveles hasta muy reciente. A partir de 2014, la sangría de ingresos se redujo, llegando a representar solo el 24% de las ventas en 2017. Así mismo, la porción de los ingresos petroleros sobre el total de los ingresos gubernamentales se mantuvo en sus niveles históricos, llegando a representar más del 40% en 2008. Después de 2014, la porción de dichos ingresos se contrajo, representando 11% del total de los ingresos fiscales en 2017.



La contracción de las transferencias de PEMEX y por tanto de los ingresos petroleros en las arcas gubernamentales no debe leerse como un cambio del papel jugado por la empresa en las políticas públicas de México. Reflejan más bien la crisis en la que se sumergió el sector energético del país poco después de haber entrado en vigor la reforma energética. Si bien las transferencias de PEMEX al erario se han ajustado en los últimos años para permitirle mantener mayores recursos, la reforma energética no modificó substancialmente la subordinación de su Consejo de Gobierno a la Secretaría de Energía (SENER), que se mantiene a la cabeza de este, y de la Secretaría de Hacienda, que mantiene la última palabra en materia de gasto presupuestal y de exacción fiscal de la compañía. Esta es una de las principales limitantes corporativas de la empresa, ya que sin independencia del Ejecutivo y sin la capacidad de procurar y administrar sus propios recursos, PEMEX no tendrá la autonomía para fijar sus objetivos y retos.

En efecto, PEMEX ha operado con pérdidas netas durante los últimos años, con excepción de 2006 y 2012, debido a que sus transferencias a Hacienda han sido por igual o incluso de mayor monto que sus rendimientos de operación. La empresa es por consiguiente dependiente de los ingresos por exportación y vulnerable por las transferencias al erario. En el primer flanco, la dependencia es doble, por el lado de la oferta de crudo y por la fluctuación de los precios internacionales. En el segundo, la subordinación de la empresa a las exacciones anuales de Hacienda (SHCP), que varían de acuerdo con los requerimientos gubernamentales de los ingresos petroleros y no a transferencias pactadas tal y como lo ha hecho el gobierno

en los contratos privados con las empresas que han participado en las nueve subastas después de la reforma, ha impuesto una suerte de embargo a los ingresos de PEMEX.

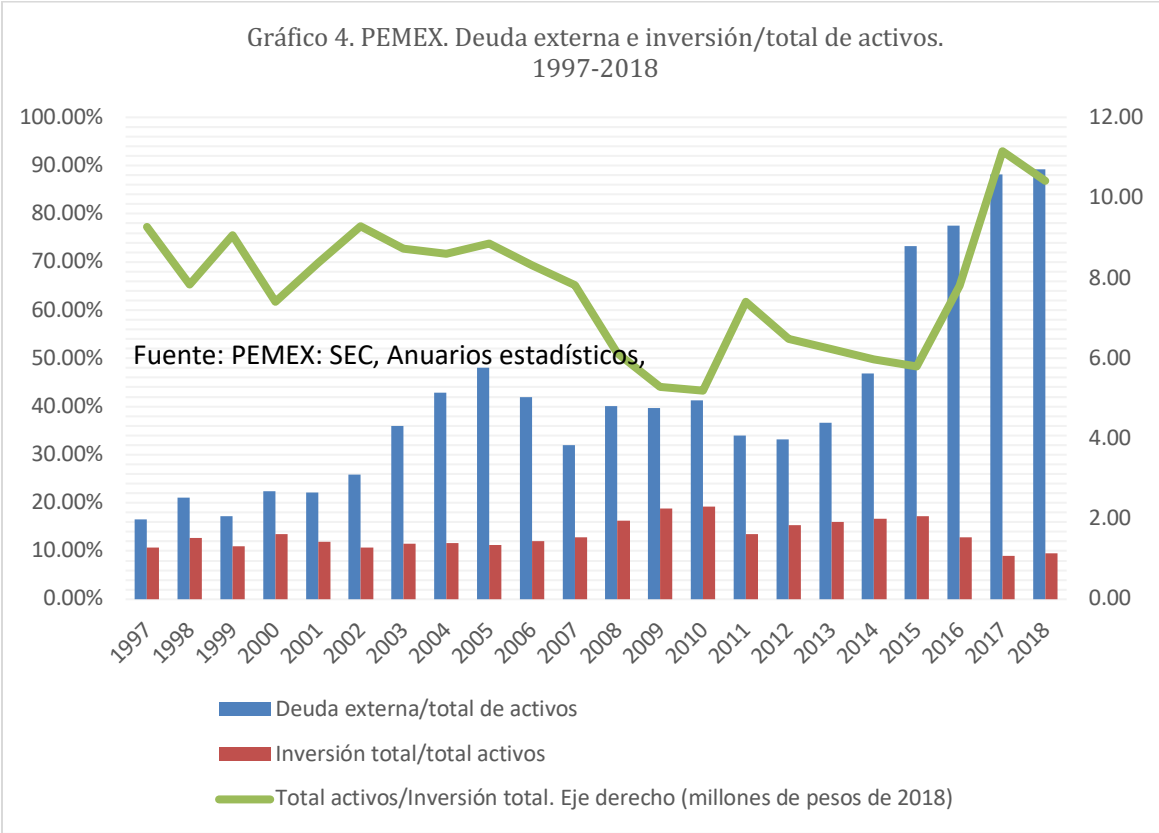
El Gráfico 3 muestra cómo la fluctuación de los ingresos totales por ventas oscila conforme al comportamiento del precio promedio de la mezcla mexicana de exportación en el mercado internacional. Ello explica por qué, desde la administración Calderón, el objetivo más importante de las administraciones gubernamentales, incluyendo la de López Obrador, es volver a elevar la producción de crudo a sus niveles históricos. El Gráfico también muestra que, a pesar de la contracción de los ingresos por ventas, los costos de estas, estimados en términos reales, no decrecieron. En otras palabras, la empresa no ha mostrado flexibilidad para ajustar sus costos internos ante la contracción del mercado internacional y ante la caída de su producción.

De acuerdo con cifras oficiales de PEMEX, los costos de producción y de exploración se han elevado en los últimos años. Los primeros han evolucionado de 6.8 dólares por barril (dls/b) en 2012 a 10.50 dls/b en 2017, mientras que en 2015 la compañía estimaba los costos de descubrimiento y desarrollo en 14.35 dls/b (PEMEX 2017 y PEMEX 2015). Esta cantidad da un promedio de aproximadamente 25 dls/b para descubrir y producir un barril de crudo en aguas someras, área en la que la compañía se ha enfocado en los últimos años. Con todo, dicho costo sigue siendo atractivo para la empresa incluso después del desplome de precios en 2014, ya que el promedio de la mezcla de exportación ha oscilado entre los 35 y 45 dls/b (Gráfico 3). La posibilidad de reducir costos y elevar la eficiencia de la empresa podría estar del lado laboral. Hartley y Medlock ya habían señalado que la petrolera mexicana, comparada con otras empresas estatales como PDVSA (Venezuela), ARAMCO (de Arabia Saudita), o Statoil (Noruega), arrojaba el mayor número de empleados con respecto a sus activos totales (Hartley y Medlock 2011). Mientras que para fines de los 1990 PEMEX contaba con menos de 130,000 empleados de planta, en 2015 la cifra había subido a 153,085 (PEMEX: 2007 y 2017^a). A esta cifra habría que agregarle la infinidad de trabajadores eventuales que tradicionalmente han laborado para la empresa y cuyas cifras no se reportan. Esta observación va de acuerdo con el Gráfico 4, en el que se muestra la rentabilidad de la inversión total de la empresa con respecto a la acumulación de activos. Mientras que para finales de los 1990 por cada peso invertido la petrolera obtenía nueve en activos, en 2015 la relación había caído de uno a cinco. La situación se reversionó rápidamente más como producto de la contracción sufrida por el lado de la inversión en los últimos años que por una mayor eficiencia de esta.

A pesar de que en los últimos años la empresa ha adelgazado su personal,⁴ el problema central para ajustar la carga laboral es la estructura rígida del sindicato petrolero. Ante una coyuntura adversa, la reducción de personal se realiza sobre todo en los llamados trabajadores de confianza, es decir, los no sindicalizados. La mano de obra sindicalizada cuenta además con una serie de prestaciones y beneficios, entre ellos un esquema de pensión muy redituable,

⁴ En 2017, los empleados de planta habían caído a 124,660.

que ha incrementado el pasivo laboral de la empresa, provocando un saldo negativo en su patrimonio total. Al igual que la subordinación del Consejo de la Empresa al Ejecutivo, la carga laboral es otra limitante corporativa de la compañía. Con la entrada en vigor de una legislación laboral que permitirá una mayor libertad sindical de los trabajadores, aprobada por el Congreso en abril de 2019, es probable que la reestructuración laboral que requiere la empresa se facilite.



Además de los costos y pasivos laborales, la empresa también se enfrenta al crecimiento acelerado de su deuda externa en los últimos años. En términos absolutos la deuda a largo plazo de la compañía (tanto interna como externa) creció de 56,339 millones de pesos en 1997 a 1 billón, 903,230 millones de pesos en 2018, equivalente a 95,086 de millones de dólares.⁵ Es importante resaltar que el volumen de dicha deuda prácticamente se triplicó en el sexenio de Enrique Peña (2012-2018), pues pasó de 672,618 millones en 2012 a los casi dos billones de pesos en 2018. Estimada con respecto al total de activos de la empresa, el crecimiento de la deuda externa subió, de representar el 16.6% del total de activos al 89% en 2018. En otras palabras, la deuda de la compañía es prácticamente equivalente al total de sus

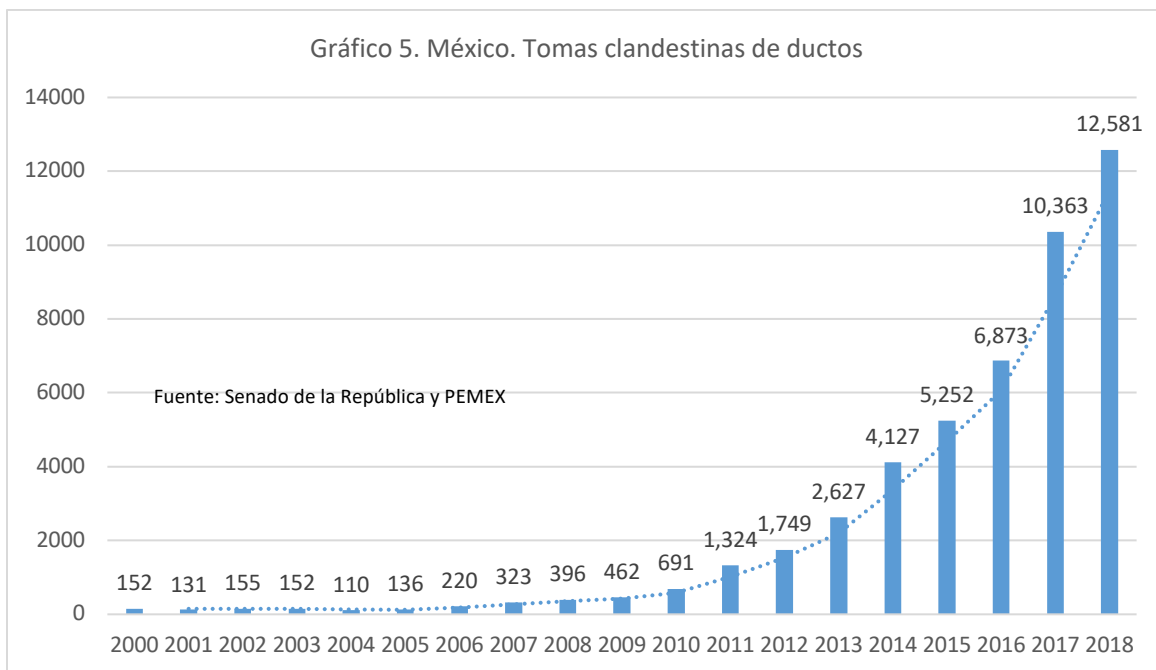
⁵ Para junio de 2018, el monto de la deuda externa de largo plazo de PEMEX era de 1 billón, 661,071 millones de pesos, mientras que la interna era de 242,158 millones. (SEC 2018). El 85% de la deuda está contratada a tasas de interés fijas, mientras que el 15% a tasas variables; 75% de la misma se concentra en bonos internacionales, 6% en banca internacional y el resto en otros instrumentos financieros, mientras que el 65% está contratada en dólares, 17% en euros, 11% en pesos y el resto en otras monedas (PEMEX 2018).

activos. Esto ha generado presiones en términos de costos financieros (amortización del principal más pagos de servicios) y de las calificadoras crediticias que, muy recientemente, han evaluado a la baja las expectativas de desempeño de la compañía. Es el caso por ejemplo de la empresa *Fitch Ratings*, que redujo el grado de calificación crediticia de la petrolera de BBB+ a BBB-, lo que la pone a un paso de perder el grado de inversión (Para la calificación crediticia de PEMEX, véase PEMEX 2019).

Desde el inicio de su gobierno, López Obrador hizo explícito que los nuevos recursos que se inyectarán a la empresa no implicarán un incremento de su deuda, al menos durante el primer año de gobierno. Ante las presiones de las calificadoras crediticias y la necesidad de mejorar el perfil crediticio de la petrolera, la SHCP anunció la posibilidad de disponer 100,000 millones de pesos del Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios (que cuenta con aproximadamente 300,000 millones de pesos), para liquidar parte de la deuda de la empresa (EFE 2019). Esta medida hubiera equivalido a liquidar solamente el 5% de la deuda, utilizando un tercio de un Fondo que fue pensado, por la reforma energética para garantizar el equilibrio macroeconómico de las finanzas públicas en momentos difíciles.⁶ Afortunadamente esta medida se descartó y en mayo de 2019 la SHCP recurrió a un recorte muy severo del gasto público—que afectó tanto a universidades públicas como a todas las dependencias del sector gubernamental, incluyendo el de salud—con el fin de transferir recursos frescos a la empresa.

Paralelo a las medidas de austeridad, la administración López Obrador inició, desde diciembre de 2018, un combate a las tomas clandestinas a ductos de crudo, gasolina y gas que crecieron de manera exponencial durante la administración Peña, tal y como se puede apreciar en el Gráfico 5. Con ayuda del ejército, y en pleno debate sobre la necesidad de constituir una Guardia Nacional, López Obrador logró reducir significativamente en tres meses la ordeña ilegal de combustible, al pasar de un promedio de 56,000 BD en 2018 a 8,000 BD hacia fines de marzo del 2019 (Guerrero 2019a).

⁶ En efecto, la Reforma previó la creación de un Fondo Petrolero alimentado por los impuestos, regalías y excedentes provenientes de las nuevas condiciones de explotación de la riqueza petrolera y que será gestionado no por la Secretaría de Hacienda sino por el Banco de México. Dicho fondo, está de hecho conformado por una variedad de fondos, como es el de compensación, cuyo monto será igual al 4.7% del PIB anual del país, y que tendrá como función realizar las transferencias necesarias a la Secretaría de Hacienda con el objeto de administrar el gasto público. Existe también un fondo de reserva, cuyo monto debe representar el 3% del PIB del país, y que tendrá como objetivo preservar dicha riqueza para las generaciones futuras. Aunque las nuevas disposiciones fiscales mantienen las transferencias de PEMEX al Fondo (hasta 71.5% de sus ingresos de operación), el objetivo del Fondo fue transparentar la extracción y administración de la renta petrolera a la par de aligerar la presión fiscal sobre PEMEX, situación que hasta ahora no se ha reflejado en la práctica como ya se ha dicho.



El abatimiento no sólo implicó la toma de la refinería de Salamanca por parte del Ejército, sino la apertura de indagaciones sobre los involucrados, como ha sido el caso del general Eduardo León Trauwitz, exsubdirector de Salvaguardia Estratégica de PEMEX, durante el sexenio de Peña, y de quien se sospecha que ha sido una pieza importante en la substracción ilícita de combustible (Barajas 2019). La corrupción en PEMEX no es novedad, pero todo parece indicar que durante la administración pasada los niveles alcanzados fueron inéditos. Además de la ordeña ilegal y acelerada de combustible, existe evidencia que el cohecho y la compra de contratos por parte de la compañía Odebrecht, que tanto escándalo ha ocasionado en Brasil, Perú, Argentina y otros países, también involucró a PEMEX, y a su exdirector, Emilio Lozoya, de quien la Fiscalía General ha abierto ya una indagatoria.

El combate a la corrupción en PEMEX y el sector energético pareciera ser una de las insignias con las que operará la administración López Obrador. El objetivo es cerrar fugas ilegales que han sangrado a la empresa, y con ello restituir parte de sus ingresos y patrimonio. Por ejemplo, la administración actual ha estimado en 40,000 millones de pesos lo recuperado en combustible robado a finales de marzo de 2019, de los que 80% se restituyó a PEMEX.

El Reto de Elevar la Producción de Crudo: ¿Cuánto y Para Qué?

En febrero de 2019, México produjo 1.720 MBD de hidrocarburos líquidos,⁷ cifra por debajo de los 2.129 MBD extraídos en 1980, poco antes de que el país entrara en el efímero “auge” petrolero” de la primera mitad de los 1980. En ese entonces, el país había iniciado una carrera contra el tiempo para elevar aceleradamente su plataforma de producción que dos años después alcanzó los 3 MBD. Esa cifra constituyó un primer récord histórico, ya que ni antes

⁷ Incluye crudo y condensados.

ni después de la expropiación petrolera, el país había logrado producir semejante volumen. En 2004, la producción mexicana alcanzó los 3.830 MBD en promedio, marcando un récord, sólo para iniciar su caída progresiva hasta la actualidad, debido principalmente al desplome de la producción de los campos de Cantarell, ubicados en la Sonda de Campeche. Como se sabe, el último yacimiento súper gigante encontrado en el país llegó a su producción máxima en 2004, durante la administración de Vicente Fox, para iniciar su caída acelerada a partir del año siguiente. En 2004 Cantarell aportó 63% de la producción total de crudo mientras que en febrero de 2019 sólo fue 5.6% (CNIH 2019). El ritmo del declive y la incapacidad para pausarlo han hecho ver que el yacimiento sufrió una sobreexplotación, derivada de las presiones políticas por maximizar la producción de PEMEX, sin cuidar las limitantes técnicas y geológicas que caracterizan a todo campo petrolero (Lajous 2014:75-82). Los yacimientos desarrollados por PEMEX para compensar el declive de Cantarell, como los de Ku y Maloob-Zaap, no han logrado hacerlo.

El Gráfico 6 muestra también el declive de las exportaciones. Sin embargo, a partir de 2014, la caída de estas últimas parece detenerse, a pesar de que la producción total se mantiene a la baja. Esto se explica debido a los menores volúmenes de crudo que se han enviado, hasta la fecha, a las 6 refinerías mexicanas. De hecho, la disminución del crudo procesado se inicia desde 2008, y se precipita a partir de 2013, lo que muestra que las refinerías mexicanas están trabajando muy por debajo de su capacidad. Las razones de ello son varias. La mayor extracción de crudos pesados sobre los ligeros es una de ellas, ya que las refinerías no han sido suficientemente reconvertidas para procesar el primer tipo de crudo que caracteriza a la mezcla mexicana.⁸ La falta de mantenimiento de las refinerías es otra, ya que la política de extracción rentista en México ha privilegiado la inversión y desarrollo de las actividades primarias respecto a las de refinación, sobre todo durante los últimos 15 años, que es cuando la extracción llegó a su pico histórico en un momento en que los precios internacionales superaron los niveles de principios de los 1980s. Una tercera razón podría ser que, ante la falta de modernización de las refinerías, el rendimiento de destilados blancos como las gasolinas no se haya podido incrementar respecto a los combustibles residuales, como el combustóleo.

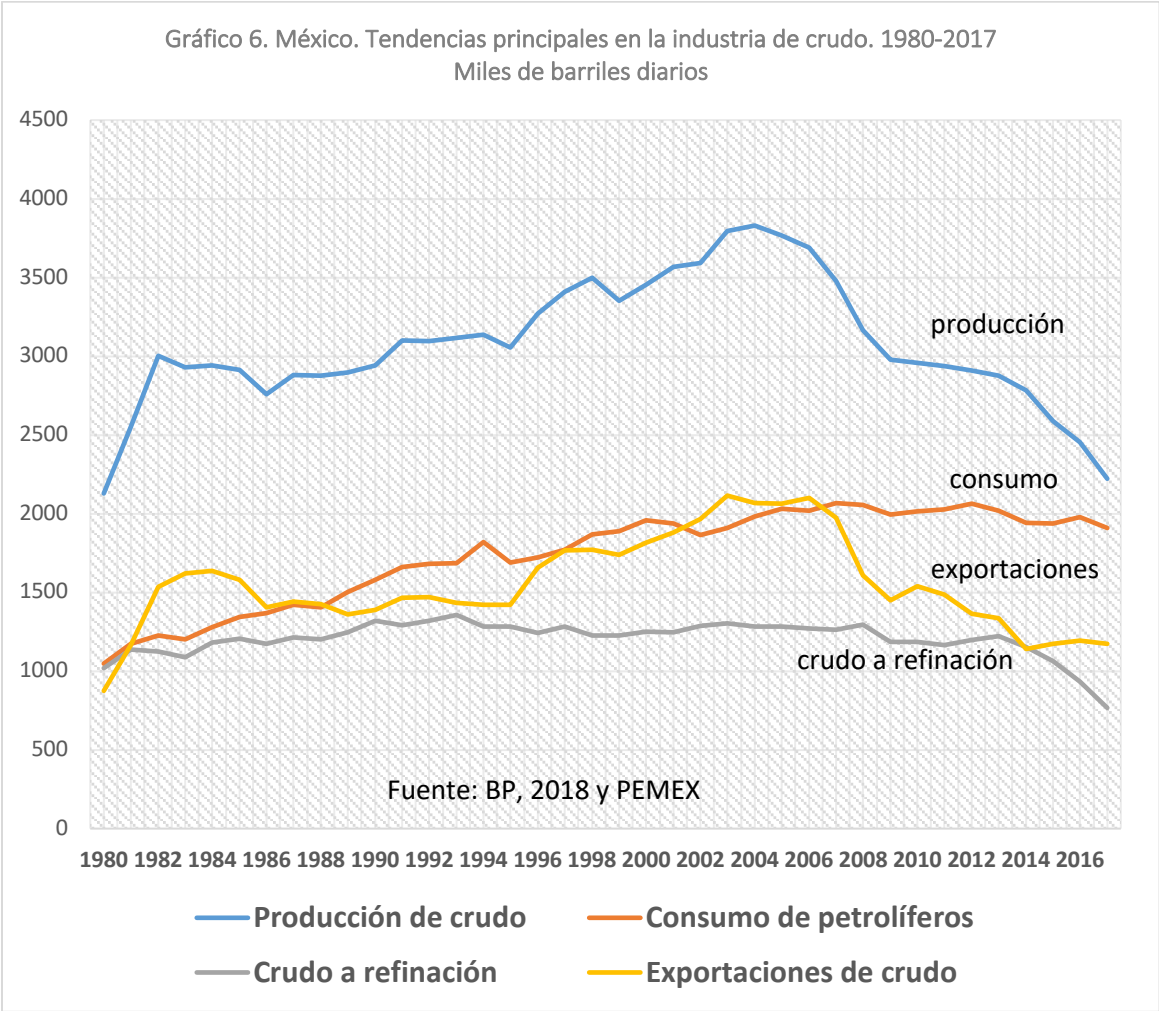
Esto podría explicar la prioridad por mantener un “piso” de las exportaciones de crudo, que aparentemente los directivos de PEMEX han fijado a partir de 2013, lo que implicó que la caída en la producción haya reducido el crudo enviado a refinación. A fin de cuentas, la extracción de las rentas para la compañía estatal está en la exportación de crudo más que en la elaboración de petrolíferos, mismos que mantuvieron sus subsidios hasta 2017, cuando la reforma energética liberalizó los precios de venta internos (*infra*).

Al final, la realidad es que las exportaciones mexicanas se han reducido de 1.870 MBD en 2004 (año pico) a 1.184MBD en 2018, una caída de 686,000 BD.⁹ Las exportaciones

⁸ En 2017, 54% de la producción mexicana era de crudo Maya, 21.81° API.

⁹ Para la última fecha, las exportaciones de crudo Maya representaban 91% del total, mientras que las de Istmo (33.7° API) eran de 7% y el remanente de crudo Olmeca (39° API), el aceite más ligero de los mexicanos (PEMEX 2018).

a Estados Unidos, el principal cliente de PEMEX, cayeron de 1.590 MBD en 2004 a 674,000 BD en 2018 (PEMEX, 2019).



Desde la administración de Calderón, y sobre todo la de Enrique Peña, revertir la caída de crudo se convirtió en una prioridad. De hecho, el objetivo de la reforma energética fue abrir a la inversión extranjera las cadenas de exploración y producción con el fin de inyectar capital fresco y compartir el riesgo financiero en aras de elevar la producción de crudo. Con los cambios introducidos por la reforma, PEMEX dejó de ser una empresa monopólica para convertirse en una empresa productiva de Estado (EPE), lo que significa que su principal objetivo es optimizar sus recursos para obtener beneficios. Para ello, el consejo de la empresa tendría la autonomía para preparar su plan operativo anual y quedaba reducido a 10 miembros, de los cuales cinco eran escogidos por el Ejecutivo y cinco eran consejeros ciudadanos propuestos por el Ejecutivo y avalados por el senado. Los cinco representantes del sindicato petrolero que hasta entonces conformaban parte del Consejo, quedaron desde entonces excluidos. A pesar de que al Consejo de Administración se le dieron facultades para decidir las prioridades de inversión y de asignación de recursos, el régimen fiscal de la empresa quedó todavía sujeto, como ya se ha dicho, a los criterios de la Secretaría de SHCP, sobre todo al diseñar tanto el presupuesto de ingresos y egresos del país.

De acuerdo con la nueva legislación, PEMEX o cualquier otra empresa pública mexicana tiene el derecho para operar bajo un régimen de asignaciones, es decir, bloques y campos de hidrocarburos adjudicados directamente por el gobierno mexicano a la empresa de Estado. Estas asignaciones se otorgaron a través de la llamada Ronda Cero. Por su parte, los operadores privados sólo pueden participar bajo contratos (de producción o de utilidades compartidas) o licencias. Aunque la ley no define las distinciones entre las asignaciones, los contratos y las licencias, los derechos y beneficios derivados de cada una de estas modalidades son significativamente diferentes.

La Secretaría de Energía tiene la facultad de otorgar asignaciones, tomando en consideración la capacidad técnica y financiera de las empresas públicas, así como criterios estratégicos y políticos en materia de seguridad energética. Este proceso explica por qué a través de la "Ronda Cero", PEMEX pudo retener la mayor parte de los depósitos con reservas probadas y probables, ya sea bajo tierra o en aguas someras. En las asignaciones, los operadores privados pueden participar mediante contratos de servicio, aunque la nueva ley le permite a PEMEX migrar sus asignaciones a contratos o externalizar parte de sus operaciones con compañías privadas (*farmouts*). Las asignaciones otorgadas a PEMEX representan el 86% de las reservas 3P tradicionalmente estimadas por la compañía (un total de 65,000 millones de barriles de petróleo equivalente -MBPE), 39.4% de los recursos prospectivos convencionales, ubicados en su mayoría en aguas profundas (un total de 20,700 MBPE), y 0.8% de los recursos prospectivos no convencionales (un total de 5,200 MBPE). Las asignaciones se otorgaron por cinco años y pueden ser renovadas por SENER, o devueltas a la misma, en caso de que PEMEX no pueda operarlas con eficiencia para poder ser licitadas eventualmente bajo el régimen de contratos y licencias.¹⁰

Además de la dotación de asignaciones, las diferentes subastas organizadas por la CNH a lo largo de tres Rondas que tuvieron lugar entre 2015 y 2018, le permitieron a PEMEX obtener bloques adicionales de reservas prospectivas, sobre todo en aguas someras y profundas, mediante la participación en forma individual o en consorcio/asociación con empresas privadas extranjeras. Así mismo, la petrolera estatal logró asociarse mediante la figura del *farmout* con tres empresas internacionales para desarrollar reservas tanto en aguas profundas como terrestres y ha logrado migrar algunas de sus asignaciones a contratos con el fin de estimular la participación del capital privado (PEMEX 2018a)

De esa manera, la compañía ha quedado dotada con los suficientes bloques y campos, así como de recursos adicionales, para liderar el incremento en la producción de crudo para los próximos años. De acuerdo con la última prospectiva de crudo y petrolíferos publicada por SENER durante la administración de Enrique Peña, se anticipaba que la producción de

¹⁰ El nuevo cuerpo legislativo también habilita a la Secretaría de Energía para requerir una participación del 30% de PEMEX con contratistas privados si la Secretaría juzga que es procedente por la cercanía de los bloques operados por la compañía pública con los privados o si existen oportunidades de transferencia tecnológica en beneficio de la primera. En el caso de los yacimientos transfronterizos, que se rigen por un Acuerdo firmado ya con los Estados Unidos, PEMEX podría participar con al menos un 20% de la inversión con contratistas privados. Por último, la ley prevé el establecimiento de "zona reservadas" por decreto presidencial si los intereses nacionales del país y consideraciones de seguridad energética así lo requieren. La nueva legislación también requiere en promedio 35% de "contenido nacional" para cualquier operador que participe en actividades de exploración y producción, salvo en aguas profundas. Inicialmente se ha pedido un porcentaje de 25% que se irá incrementando en 10 puntos.

PEMEX podría elevarse por encima de los 2MBD en 2023, y sostenerse por arriba de los 1.8 MBD hasta 2031. En dicho año, la producción podría alcanzar los 3.5 MBD (2017^a), pero prácticamente la mitad provendrían de las licitaciones realizadas o por hacer, de acuerdo al Plan Quinquenal de licitaciones que regían las subastas del gobierno anterior (SENER, 2017). Empero, de acuerdo con cálculos estimados por la CNH, y tomando en cuenta sólo las licitaciones que se efectuaron hasta el final de la administración anterior, se ha estimado que la producción proveniente de las mismas alcanzaría los 305,400 BD en 2024, es decir, al final de la administración de AMLO, y alcanzaría los 734,00 BD en 2032.¹¹ De acuerdo con estos últimos cálculos, la producción total del país podría llegar a los 2.5 MBD a comienzos de la tercera década.

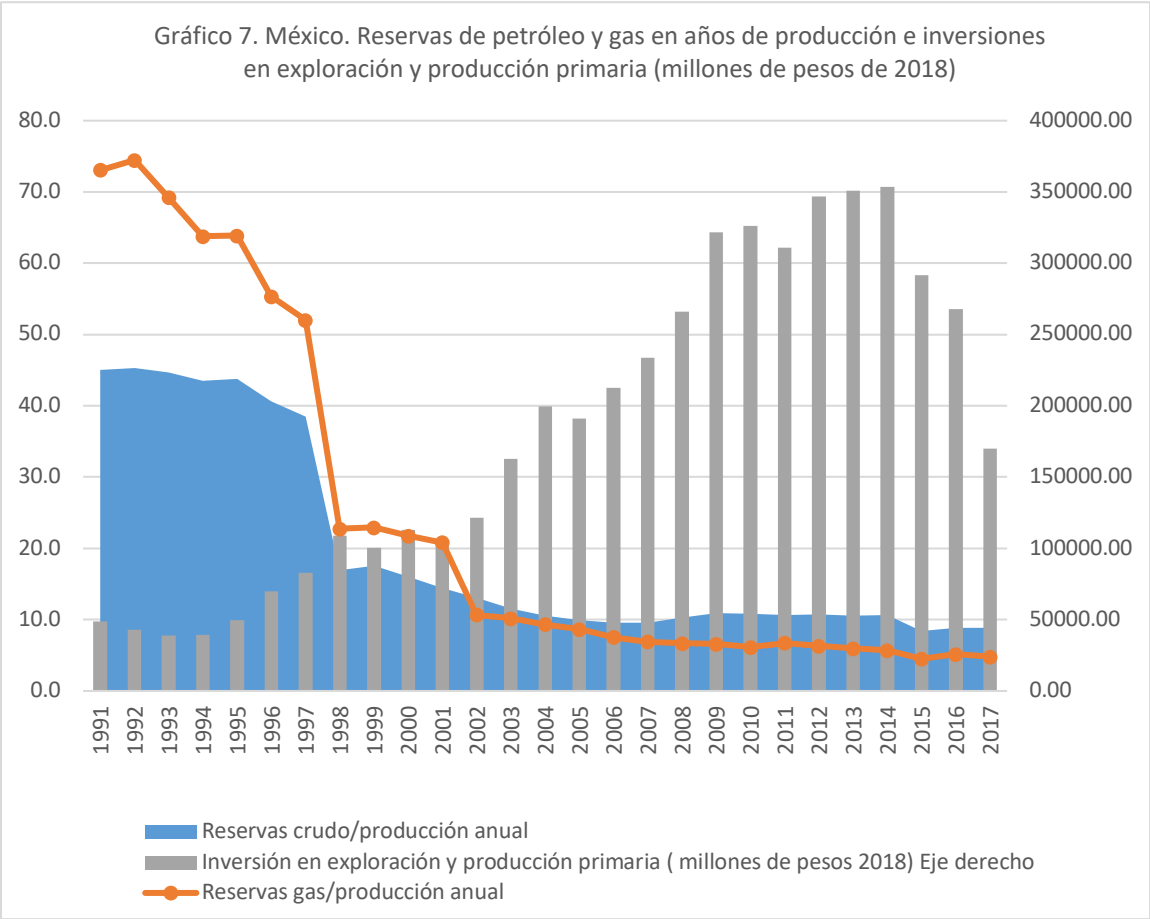
Frente a esos escenarios, el nuevo equipo de AMLO ha puesto uno nuevo: llegar a los 2.6 MBD al final de su administración, es decir, en 2024, de los cuales PEMEX aportaría 2.480 MBD en promedio, aproximadamente 700,000 BD por encima de lo que la compañía produce en la actualidad. Los aumentos provendrían por un incremento substancial a la inversión en actividades primarias, lo que permitiría a la empresa elevar sus actividades de exploración tanto tradicional como de frontera, de nuevos desarrollos, de recuperación secundaria, de reducción en la tasa de declinación de los yacimientos, y de elevar la producción en los campos de explotación (PEMEX, 2019a). Se anticipa que dichos incrementos provendrán de 20 nuevos campos cuyo desarrollo empezó en 2019, 16 ubicados en aguas someras en el Golfo de México y 4 en campos terrestres. Para ello se necesitará perforar 116 nuevos pozos, construir 16 plataformas de perforación (la mayoría en el mar), 27 ductos y mejorar la infraestructura ya existente (PEMEX 2019b).

Si bien los contratos que se licitaron durante la administración Peña se han respetado, la empresa petrolera estatal ha quedado como la locomotora que se encargará tanto de elevar la producción de fósiles (crudo y gas) y de productos refinados. Bajo el nuevo modelo, la participación de contratistas privados se mantiene, pero como proveedores de materiales y servicios a la empresa, bajo el esquema de “contratos de servicios integrales de exploración y producción” (CSIEE), mediante el cual se otorgan incentivos a los contratistas en función del riesgo de sus operaciones. En otras palabras, la administración AMLO ha suspendido por ahora las licitaciones de nuevos campos bajo el esquema del Plan Quinquenal que había seguido la administración Peña, mediante las cuales las empresas privadas participaban para la obtención de licencias y contratos de producción o ganancias compartidas. En el nuevo modelo de la administración AMLO, los contratistas participan para desarrollar e incrementar los campos asignados a PEMEX bajo la Ronda Cero.

Si bien las licitaciones de contratos tienen que ser públicas, la administración actual ha favorecido lo que ha llamado “licitaciones restringidas” y adjudicaciones directas. Mediante las primeras se selecciona a un número limitado de empresas que pueden concursar por los contratos, como ha sido el caso para elevar la recuperación de los campos maduros, o la construcción de la refinería Dos Bocas, que finalmente se declaró desierta (*infra*). En el segundo caso, los contratos se otorgan directamente a compañías que la empresa elige, como ha sido el caso para desarrollar obras de ingeniería sísmica y de construcción (Omaña 2019).

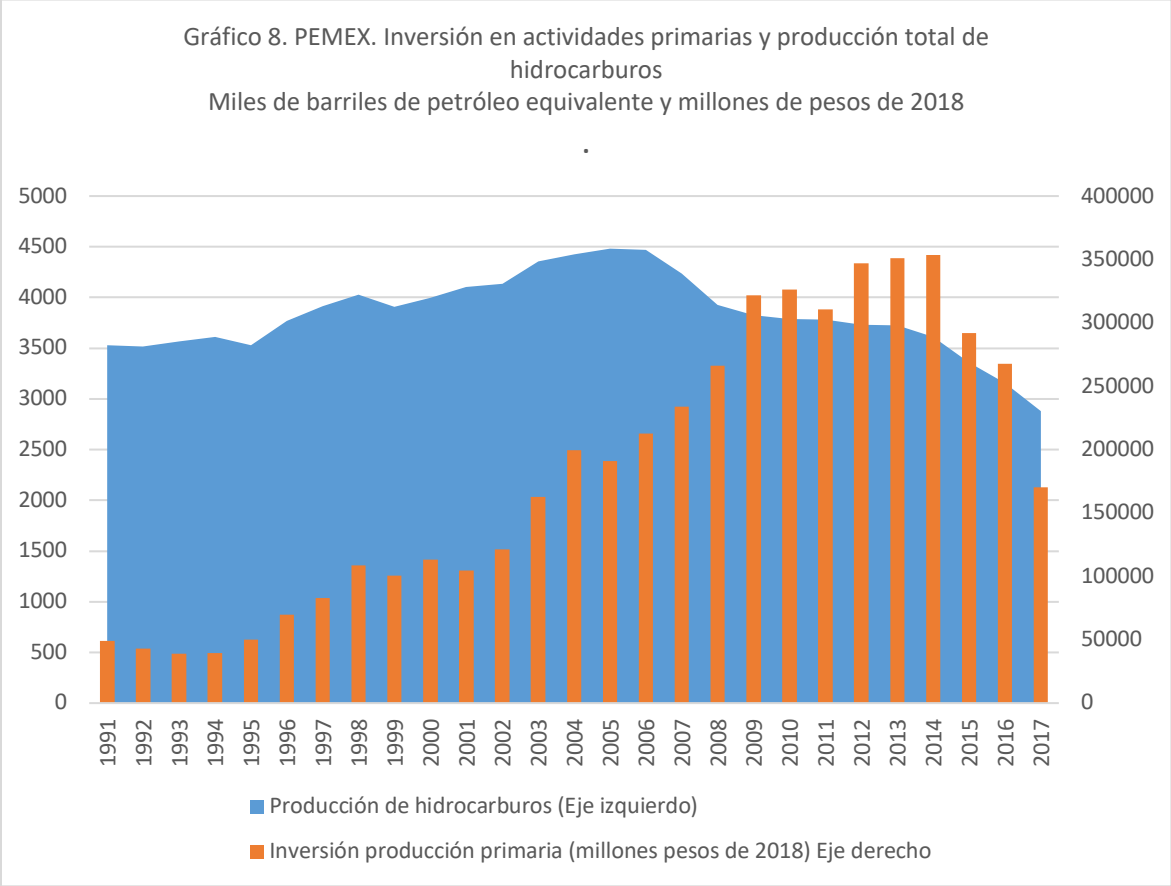
¹¹ Esta última información no se pudo conseguir directamente del portal público de la CNH, pero lo presentó el mismo AMLO en una comparecencia pública en donde por primera vez manifestaba sus metas en materia de hidrocarburos, poco antes de tomar las riendas de la presidencia (Sin autor, 2018).

Todo esto parece indicar que elevar los montos de inversión en las actividades primarias (*upstream*) de la empresa resultará crucial para desarrollar las reservas potenciales y elevar la producción de crudo y gas en el corto y mediano plazos. Empero, dadas las presiones financieras bajo las que opera PEMEX, analizadas en la sección anterior—sangría fiscal, poca flexibilidad para reducir costos, caída en los ingresos de operación, alto endeudamiento y baja en su certificación crediticia—la inyección de dinero fresco para elevar sus inversiones productivas no será fácil. Aunado a ello, la compañía tendrá que optimizar el uso de sus recursos escasos para alcanzar de manera eficiente sus metas ambiciosas. Hasta 2014, PEMEX destinó el grueso de sus inversiones a actividades primarias sin necesariamente obtener los resultados que se propuso.



El Gráfico 7 da cuenta de la evolución de la inversión en actividades primarias de la empresa en los últimos 26 años, contrastado con el capital de reservas de crudo y gas medidos en años de producción. La comparación es válida porque si bien parte de las inversiones se han destinado a incrementar la producción de crudo y gas, al menos durante las administraciones tanto de Ernesto Zedillo (1994-2000) como de Vicente Fox (2000-2006), a partir de la administración Calderón el objetivo fue frenar la caída de las reservas o, como se dijo entonces, elevar su tasa de restitución al 100%. El Gráfico 7 muestra claramente un desplome de las reservas de hidrocarburos—medidos en términos de años producción—en 1998. El desplome se debió más a razones técnicas que geológicas, ya que PEMEX tuvo que ajustar sus reservas en ese año de acuerdo con estándares internacionales, exigido por la Bolsa de

Valores de Nueva York si la empresa quería seguir emitiendo bonos de deuda en dicha ciudad. En otras palabras, la empresa tenía hasta entonces sus reservas “infladas” y tuvo que ajustarlas a criterios geológicos y técnicos más estrictos para mantener la confianza y transparencia ante inversionistas internacionales. Con todo, la gráfica muestra, antes y después del ajuste, una tendencia a la baja del inventario de reservas. La situación se torna apremiante cuando Cantarell inicia su declive precipitado en 2005.



El Gráfico 8 muestra la misma evolución de las inversiones de PEMEX en actividades primarias –y ajustadas a pesos de 2018- contrastándolas esta vez con la evolución en la producción de hidrocarburos totales de la empresa, es decir, tanto de crudo y gas expresados en miles de petróleo crudo equivalente. Como se aprecia, es a partir de 2007 que la producción total empieza a declinar hasta el presente. Sin embargo, la inversión en términos reales no cesa de crecer y se acelera a partir de esa fecha hasta alcanzar un récord histórico de 353,566 millones de pesos (de 2018) en 2014, es decir, el mismo año en que el precio de la mezcla mexicana de exportación se desploma debido a la caída de los precios internacionales. Si se compara este Gráfico con el número tres, mostrado anteriormente, se puede apreciar que en 2010 y 2011 la mezcla mexicana rebasó los 100 Dls./b, mientras que en 2015 el precio promedio fue de 43.12 y un años después de 35.6. Elevar las inversiones para frenar la caída de reservas y producción tenía pues sentido en la medida en que las condiciones del mercado internacional aseguraban una renta jugosa en la extracción de crudo. Sin embargo, PEMEX no logró, al menos a lo largo de este periodo, ni revertir la caída en el

monto de reservas ni frenar la caída en la producción de hidrocarburos. ¿Significa acaso que el grueso de las inversiones efectuadas por la empresa fue improductivo?

Dado que la información que la empresa hace pública no desglosa las inversiones en producción primaria por áreas o actividades, es difícil de responder a la pregunta. Sin embargo, los casos de Cantarell y Chicontepec muestran que no siempre las inversiones de la empresa logran su cometido. De acuerdo a datos de la CNH, los intentos por pausar la caída acelerada en la producción de los pozos de Cantarell provocaron un venteo descontrolado de gas natural que logró controlarse en 2010, mientras que, en el caso de Chicontepec, el monto de inversiones que PEMEX destinó para desarrollar e impulsar la producción de más de 19,000 pozos perforados no se compensó por la productividad tan baja de los mismos,¹² por lo que la CNH sugirió interrumpir la producción (CNH 2013:92 y 2010).

Durante los años analizados, el grueso de la inversión de PEMEX se ha destinado a exploración y producción. Tan solo en la administración de Peña, el 85% de las inversiones se destinaron a dichas áreas, mientras que el 11 % a refinación y el restante a otras cadenas, incluyendo petroquímica (PEMEX 2017). La administración López Obrador ha anunciado que los montos de inversión se elevarán, al menos con respecto a los de 2018. PEMEX aumentará su inversión total en 280,000 millones de pesos, equivalente a 14,000 millones de dólares,¹³ cifra 41% superior a la del año pasado (PEMEX 2019a). Dicha cifra se cubrirá con ingresos extraordinarios que recibirá PEMEX de la SHCP, como producto de las transferencias y recortes presupuestales que dicha Secretaría ha anunciado para apuntalar a la empresa de Estado (*supra*). De dicha cantidad, 226,000 mil millones (78%) se destinarán a las cadenas de producción primaria y 58,000 millones (20%) a transformación industrial. La primera cifra, aunque es un incremento con respecto a los últimos dos años de la administración Peña, es inferior al monto invertido en 2016, que en pesos de 2018 fue de 267,620 millones, y muy inferior a los montos desembolsados entre 2009 y 2014 cuyos montos anuales rebasaron los 300,000 millones en términos reales (Gráfico 7). Queda claro que los montos de inversión que con muchas restricciones la empresa obtendrá de Hacienda durante los próximos años, o del combate a la corrupción, tendrán que ser muy bien invertidos si en verdad la compañía quiere optimizar sus recursos y elevar la producción primaria tal y como el presidente López Obrador se lo ha mandado.

Los casos de Cantarell y Chicontepec muestran, sin embargo, que cuando se somete a presión de tipo político a la empresa, las posibilidades de realizar malas decisiones aumentan. La creación de la CNH como órgano supervisor e independiente de PEMEX se convirtió en un organismo útil y valioso para reducir la quema de gas durante el descontrol de Cantarell y frenar el desarrollo de Chicontepec ante la baja productividad por pozo que arrojaba. Como se dijo, la Reforma Energética otorgó aún más independencia a este organismo, así como a la CRE. En la medida que estos organismos se mantengan independientes de las decisiones y preferencias de PEMEX, SENER, y el mismo Ejecutivo,

¹² De 2006 a 2009 PEMEX invirtió 52,520 millones de pesos (equivalente a 74,521 millones de pesos de 2018) para desarrollar los pozos de Chicontepec, con resultados poco menos que satisfactorios (CNH 2010:7)

¹³ A un tipo de cambio de 20 pesos por un dólar.

podrán fungir como contrapesos ante medidas que puedan provocar un daño al patrimonio o las finanzas de la empresa. Sin embargo, la renuncia de Guillermo García Alcocer, quien fungió como director de la CRE desde 2016 y quien debería haberse mantenido en el puesto hasta 2023, así como la manera en que se renovaron cuatro consejeros de esta,¹⁴ hacen dudar sobre la continuidad y supervivencia de dichos contrapesos.

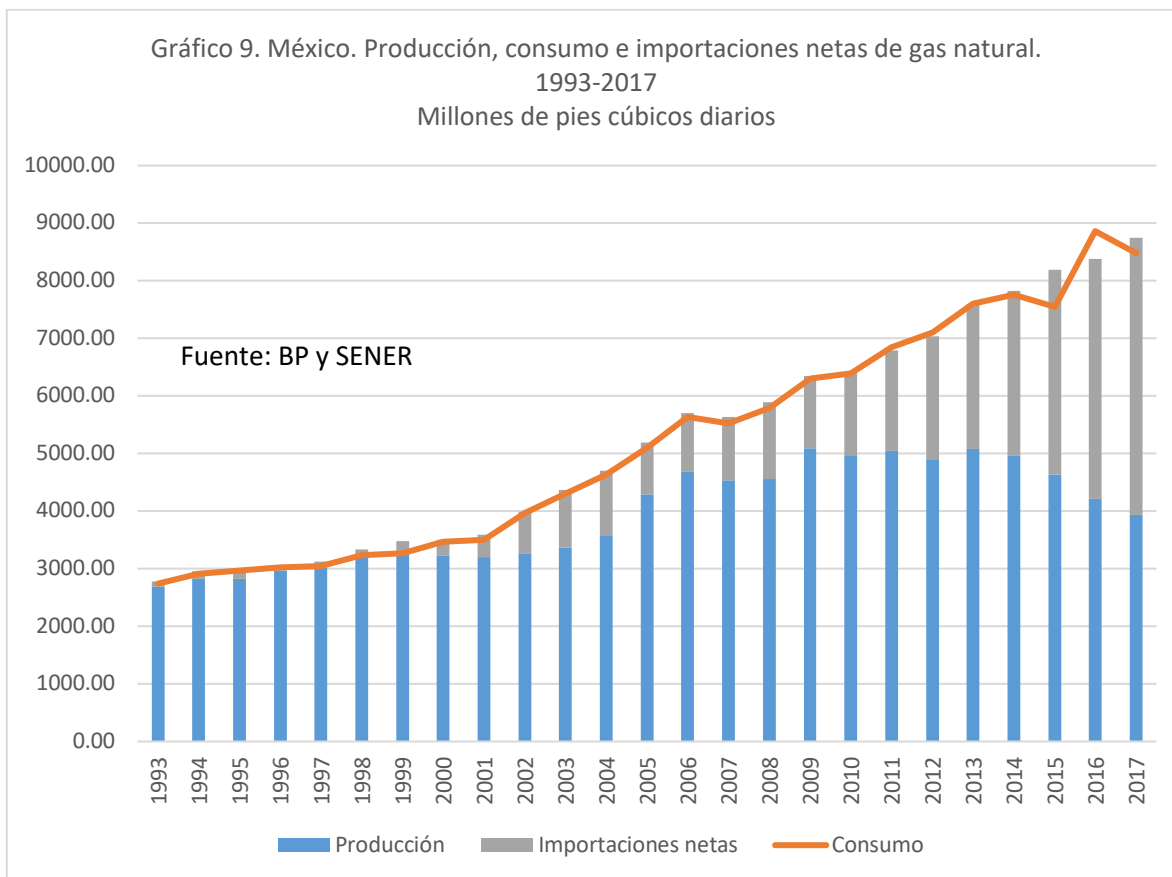
El Dilema del Gas Natural

PEMEX ha sido y continúa siendo un gran productor de gas natural. Dicho combustible conforma un sistema energético vital en sí mismo, aunque se encuentra interconectado con el de crudo debido a que 76% de la producción nacional está asociada a la extracción del segundo. Debido a la concentración geológica de las reservas y a la infraestructura de recolección y transmisión, existen en el país prácticamente tres mercados del gas. El primero lo conforman los 6 estados del norte que colindan con los Estados Unidos. Las principales reservas de la región se encuentran en las cuencas del noreste, en los campos de Sabinas-Burro-Picacho, y en la de Burgos, que concentran el 76.5% de la producción de gas no asociado del país. Debido a que existe solamente un gasoducto que vincula el noreste con el sureste del país, en donde se localiza el grueso de las reservas y producción de gas asociado, el noreste y noroeste mexicanos han dependido tradicionalmente de las importaciones provenientes de Texas. Existen varios puntos de interconexión a lo largo de toda la frontera mexicano-estadounidense, aunque 97% de las importaciones provienen de Monterrey, Reynosa, y Camargo. El noroeste tradicionalmente ha importado por El Paso y Naco, donde recién se construyeron sendos gasoductos que abastecen la zona noroccidental del país. Este mercado se abastece cada vez más de importaciones provenientes de Texas, en donde prevalecen los precios de gas natural más baratos de Norteamérica debido al auge gasero que vive ese estado y en general los Estados Unidos por la explotación de gas de esquisto. Esto ha hecho que las importaciones totales de gas hayan aumentado en los últimos años, por lo que en 2017 representaban ya 57% del consumo (Gráfico 9). Dicho mercado cuenta además con dos terminales de regasificación para importar gas natural licuado (GNL), Altamira, en la costa del Golfo, y Ensenada en la del Pacífico.

El segundo mercado se ubica en el centro y sursureste del país, en donde se localiza la mayor parte de la población y las cuencas tradicionales de producción de gas asociado. Ahí se ubican 7 de las 9 plantas de procesamiento del combustible. La infraestructura de abastecimiento para dicho mercado es la más vasta y se ha fortalecido por la planta regasificadora ubicada en Manzanillo, los nuevos ductos privados y en construcción que conectan el centro del país con el centro-Occidente, y la terminación del ducto sumergido que conecta a Tuxpan con Brownsville, de donde se podrá importar también gas texano. El tercer mercado lo conforma la península de Yucatán, y se puede considerar como emergente, ya que recién se ha ligado con la infraestructura de transporte y distribución del centro por

¹⁴ Durante el primer semestre de 2019, el Presidente Obrador mandó sus propuestas de candidatos para renovar la CRE al Senado mexicano, sin embargo, fueron dos veces rechazados por considerarlos ineptos para el cargo. Al final, y conforme la legislación lo prescribe, el Presidente designó a los cuatro nuevos consejeros de la lista de rechazados, sin tomar en cuenta las observaciones y críticas de los senadores (López 2019).

un gasoducto privado que abastece las necesidades de las termoeléctricas de la CFE ubicadas en dicha península.



A pesar de que México cuenta con reservas probables de 11,543 billones de pies cúbicos (BPC), y de recursos prospectivos convencionales estimados en 76.4 BPC (de los que 13.1 BPC se encuentran en Burgos y la mayoría del resto en el Golfo Profundo) y los no convencionales, es decir, gas de esquisto, en 141.5 BPC, de los que 85% se encuentran en las cuencas en tierra del noreste del país ya mencionadas (CNIH 2019),¹⁵ el país ha acelerado la importación de gas natural, sobre todo de Estados Unidos (aunque México sigue importando GNL de otros países), sobre todo a partir de la segunda década del presente siglo, que es cuando la producción nacional empezó a decrecer, tal y como se mencionó en la sección anterior. La razón de la caída de la producción nacional está íntimamente ligada al declive en la extracción de crudo, ya que, como se ha mencionado, tres cuartos de la producción de gas están asociados al primero.

Con todo, la caída en la producción nacional y el incremento acelerado de las importaciones de este producto, en un país con amplias reservas prospectivas, tanto convencionales como no convencionales, muestra bien que los problemas y dilemas que enfrenta PEMEX en la industria gasera no son los mismos, y en ocasiones tampoco son

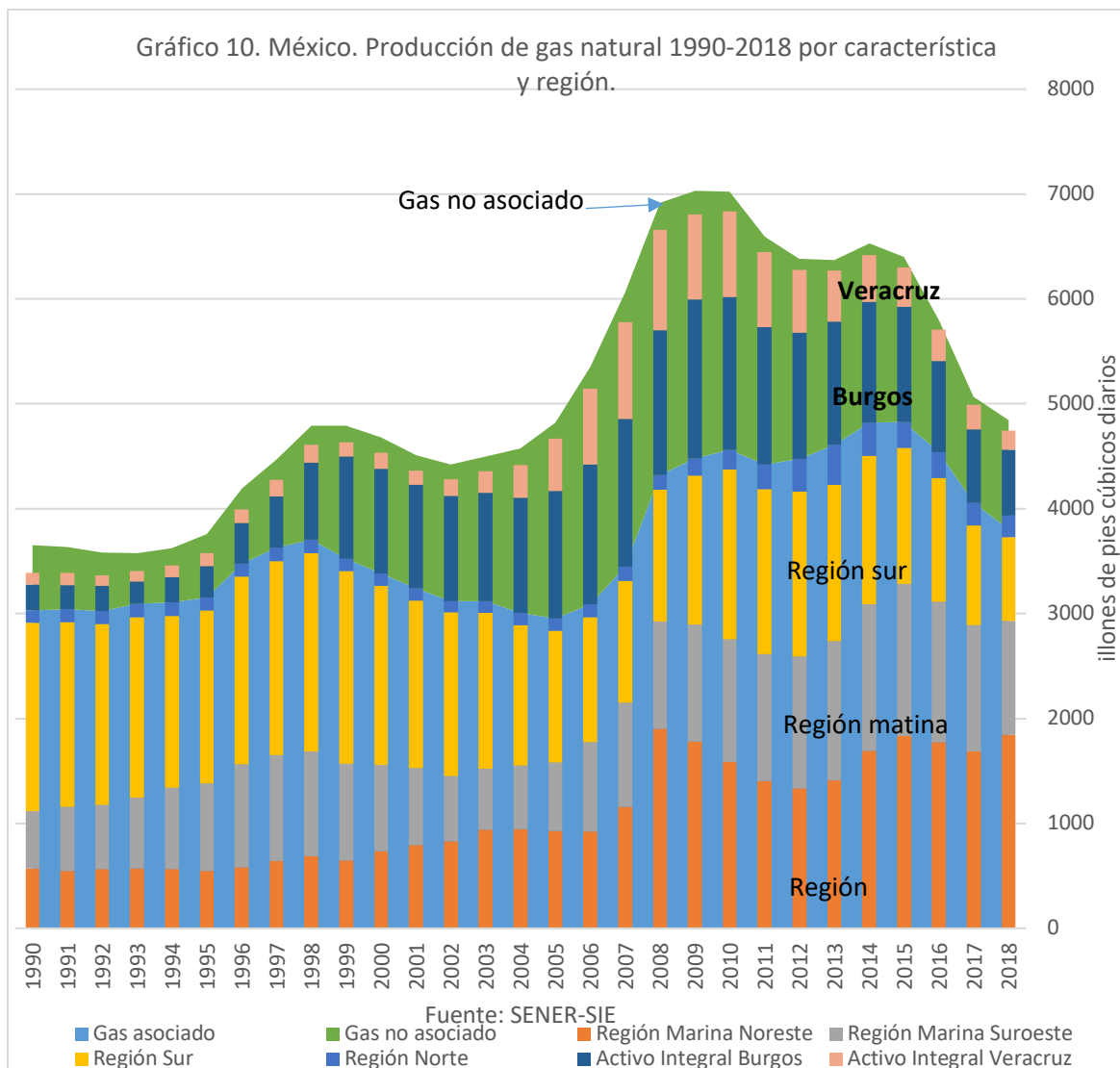
¹⁵ De acuerdo con la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos, México cuenta con un potencial de recursos técnicamente recuperables de gas en lutitas de 545 BPC (USEIA 2013).

equiparables, a los que afronta en las cadenas de crudo. Mientras que en la industria del crudo lo que está en juego es defender y, en su caso, ampliar una renta que los mercados internacionales de crudo todavía ofrecen, en el caso de las cadenas de gas natural lo que está en juego es abastecer el consumo creciente de las terminales de ciclo combinado de la CFE y de productores independientes para generar gas. El sistema del gas natural muestra, por consiguiente, una interconexión con las cadenas de crudo en la fase de extracción (la del gas asociado) y otra con las del sistema eléctrico como principal combustible en la generación. Es un sistema tan estratégico y vital como el del crudo y el de la electricidad, sólo que cumple con funciones distintas. Es en la capacidad o incapacidad para cumplir dichas funciones que se puede sopesar la resiliencia o vulnerabilidad de un sistema, tal y como se sugirió en la primera sección de este trabajo. En el caso de México, el sistema gasero es el que muestra hoy más vulnerabilidad que en el de crudo o refinados, y no queda claro aún cómo PEMEX enfrentará dicha vulnerabilidad.

Las razones de ello son variadas. A lo largo del ciclo rentista iniciado a finales de los 1970s, la extracción de gas natural no ha sido una meta prioritaria para PEMEX, ya que la renta ha estado en la extracción y exportación de crudo. A diferencia del crudo, el comercio internacional de gas ha estado históricamente regionalizado, ya que hasta la fecha el costo de transporte más económico sigue siendo por ducto, y no por barco como en el caso del crudo. A medida que la innovación tecnológica ha reducido los costos de congelamiento y regasificación de GNL, un mercado global de gas natural ha empezado a surgir, pero con precios todavía muy superiores a los que prevalecen en los mercados transfronterizos conectados por ductos. Además, PEMEX ha favorecido el desarrollo de la infraestructura de recolección, almacenamiento y distribución de crudo sobre la de gas, lo que ha generado pocos excedentes para la exportación y más bien cuellos de botella para aprovechar la producción nacional, propiciando la quema y venteo del combustible.

Ahora bien, a diferencia del crudo, en donde el colapso de la producción se explica por el desplome de Cantarell, en el caso del gas natural se explica más por la caída del gas asociado ubicado en los pozos terrestres del sur, y en los activos de gas no asociado del noreste, sobre todo de la cuenca de Burgos. En efecto, tal y como se puede apreciar en el Gráfico 10, la producción de gas alcanzó su pico histórico en 2019, cuando PEMEX produjo 7.03 BPC diarios.¹⁶ Esto se logró gracias a los incrementos logrados tanto en la región marina suroeste y los pozos en tierra del noreste, sobre todo de la cuenca de Burgos. La producción proveniente de la primera región alcanzó su pico en 2015, compensando la declinación histórica de los pozos en tierra localizados en el sur del país. En 1990, la producción de estos pozos representaba 49% de la producción total de gas mientras que en 2018 proveía solo el 16.4%. Por su parte, la región marina noreste contribuyó, en esos mismos años, en 15.6 y 38% respectivamente. En dicha región, paradójicamente, los campos de Cantarell, mientras producían cada vez menos petróleo, elevaron su rendimiento en gas asociado. Hubo un desplazamiento, por consiguiente, de los pozos terrestres a los marinos, ubicados en aguas someras, en la extracción de este combustible asociado al crudo.

¹⁶ La producción bruta de gas natural en México incluye nitrógeno y otros gases.



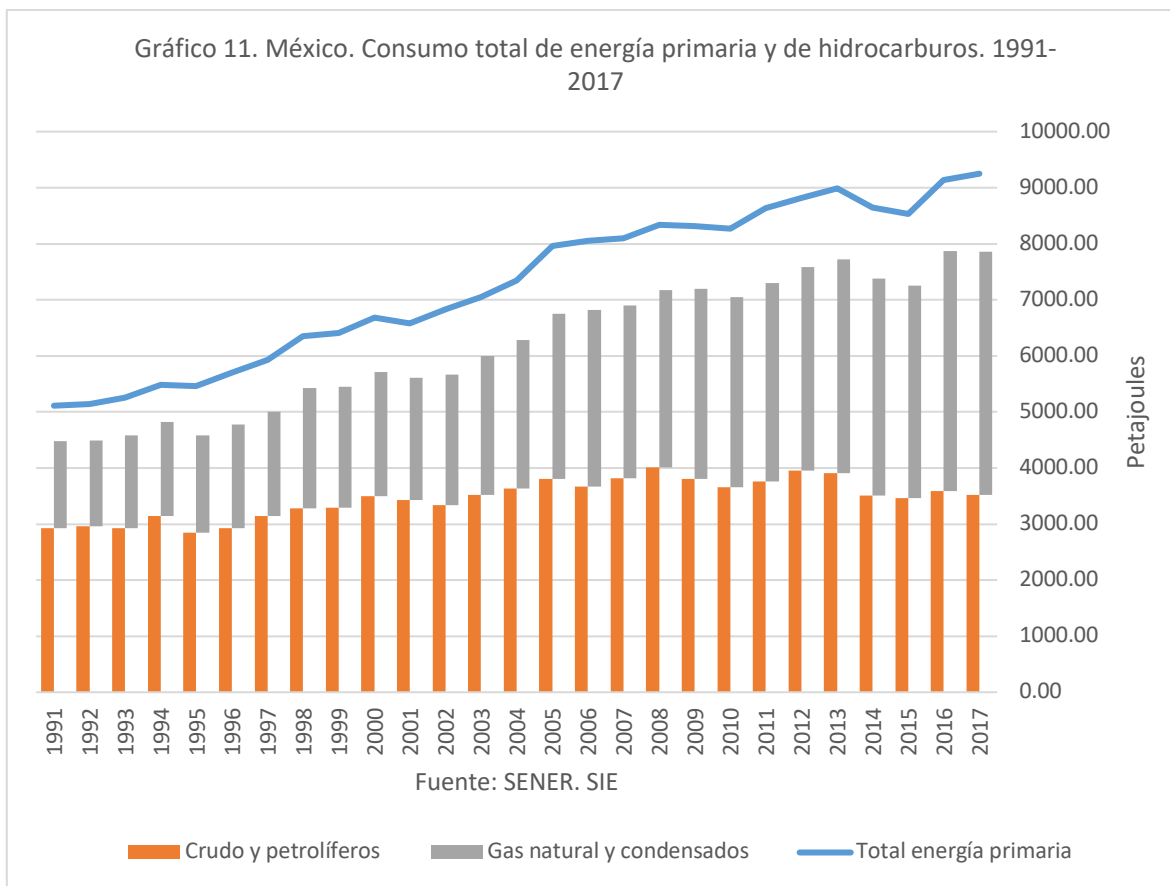
Resulta importante destacar la evolución de la producción de gas no asociado, ubicado en su mayoría en las cuencas de Coahuila, Nuevo León, y Tamaulipas, y en menor medida en Veracruz. Como se puede apreciar en el Gráfico 10, su participación en el total de la producción se incrementó tanto en términos absolutos como relativos. En 2007, 43% de la producción total provenía de las fuentes de gas no asociado, mientras que en 1990 su participación era de solo 17%. La mayor cuenca productora fue la de Burgos, tal y como se sobresalta en el Gráfico. Lo que resulta importante aquí destacar es también su declive, pues para 2018 el gas no asociado contribuía con apenas 21.5% de la producción total, un monto más cercano al de 1990. La caída de la producción en Burgos y de gas no asociado en general, no ha sido por un problema de restricción geológica, sino más bien de inversiones. Dado que PEMEX le ha tradicionalmente dado más importancia a la exploración, desarrollo y producción de crudo, desde la administración de Zedillo, y sobre todo durante la de Fox (2000-2006), ha habido un interés del gobierno por atraer inversiones privadas para desarrollar los recursos no asociados de las cuencas del noreste. En 1995, en un momento de severa restricción del gasto público provocada por la crisis financiera de finales de 1994, el

gobierno de Zedillo lanzó los “Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo,” más conocidos como PIDIREGAS, con lo cual buscó atraer inversión financiada con capital privado para proyectos de exploración y desarrollo de campos petroleros y gaseros que una vez terminados pasarían a manos de PEMEX y el gobierno amortizaría las inversiones con los productos así generados. Esto dio un impulso definitivo a la producción de gas no asociado en el noreste mexicano que se prolongó con los llamados contratos de “servicios múltiples” impulsados por el gobierno de Fox.

A pesar de que ese esquema se ha mantenido vigente hasta hoy, su uso ha generado polémica ya que las inversiones realizadas se traducen en un incremento de la deuda externa de la compañía. Las inversiones dejaron de fluir para desarrollar dichas cuencas gaseras y se orientaron a desarrollar más los campos de Chicontepec y de aguas someras dando preferencia a la extracción de crudo. Lo mismo sucedió con la infraestructura de recolección, transporte, y distribución, a pesar de que desde 1995 habían quedado privatizadas. Ello explica el declive en la producción de la cuenca de Burgos, a pesar de ser una región que, como ya se mencionó, cuenta con amplios recursos prospectivos tanto de gas convencional como de gas en lutitas.

El consumo del gas natural, como insumo energético, es distinto al del crudo y petrolíferos. El primero se ha caracterizado por la existencia de un monopsonio en el mercado interno, es decir, de un solo consumidor, que son las seis refinerías de PEMEX. A nivel del mercado internacional, PEMEX ha contado con una variedad de clientes en distintas partes del mundo, aunque su mercado se ha concentrado en los últimos años en la costa estadounidense del Golfo de México. Por lo que toca al mercado de petrolíferos, está conformado por una serie de productos destinados en su mayoría al consumo nacional, con mercados segmentados y diferenciados, de los que sobresalen las gasolinas, el diésel, el gas licuado propano (LP) y las turbosinas. El consumo de gas natural se encuentra concentrado en dos sectores: el de generación de electricidad (51% del consumo), en el que CFE es un actor dominante, y el mismo sector petrolero (26.4% del consumo total). El sector industrial manufacturero consume el 21.1%, mientras que el sector residencial y el de autotransporte son todavía marginales (SENER 2018:35-36).

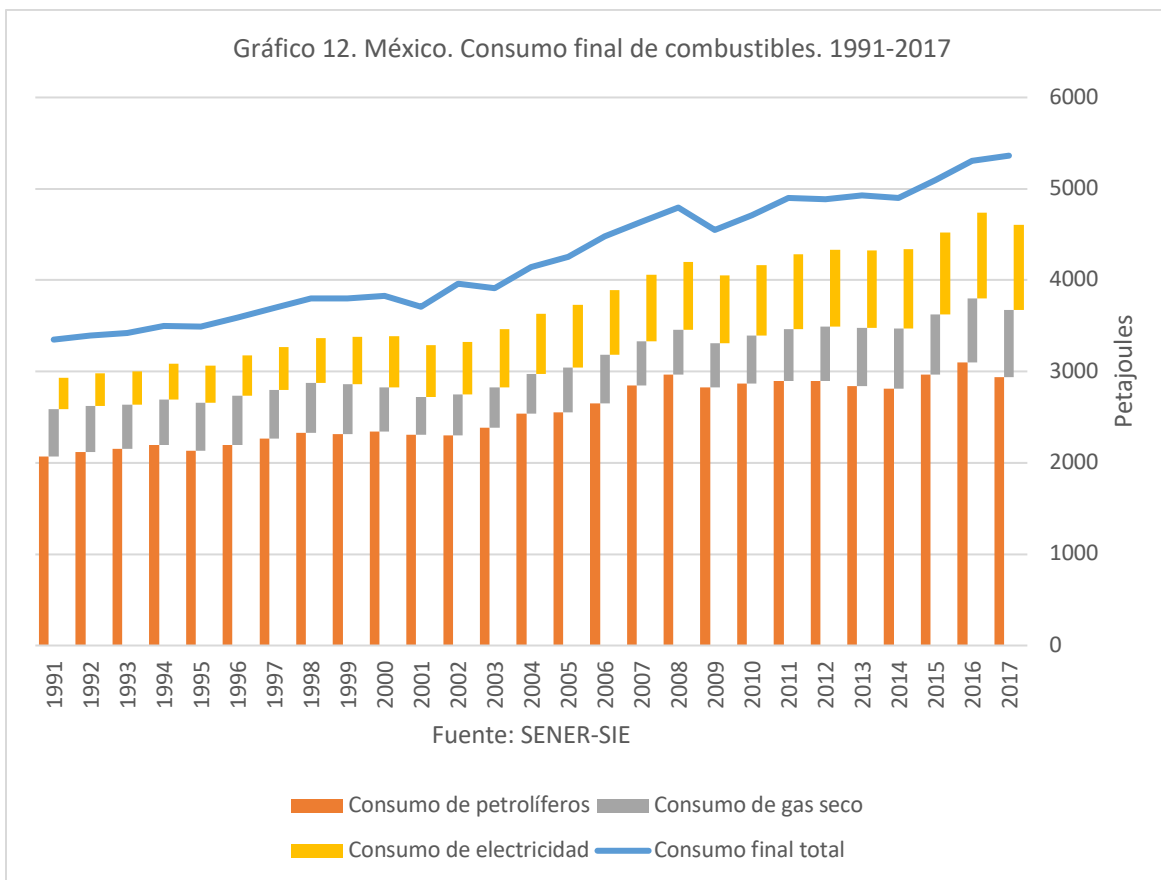
Dada esta diferenciación compleja de mercados y productos, el consumo del gas natural es el que ha conocido las tasas más altas en los últimos 30 años. El Gráfico 11 abajo da cuenta de ello. Mientras que a mediados del sexenio de Carlos Salinas el consumo de crudo representaba 57% del total del consumo primario, y el gas el 31%, en 2017 la participación se invirtió, representando el gas natural 47% del consumo y el crudo 38%. En efecto, es durante este período, sobre todo a partir de la administración de Zedillo, cuando el gas natural empieza a substituir al combustóleo como insumo más eficiente y menos contaminante en la generación de electricidad. Posteriormente, durante la administración de Felipe Calderón Hinojosa y la de Enrique Peña Nieto, el gas natural se consolida como “combustible de transición” para eliminar al combustóleo en la generación eléctrica.



Al mismo tiempo, el gas natural se convierte en un insumo estratégico para la industria del cemento, cerámica, siderurgia, y la química y petroquímica. Durante el período en revisión el consumo bruto de crudo creció a una tasa promedio de 1%, por abajo del 2.4% promedio del crecimiento anual del consumo total de energía primaria. Por el contrario, el consumo de gas natural creció a tasas de 4% anual, lo que explica las presiones que generó a PEMEX suplir este combustible desde finales de los 1990.

Si bien en la actualidad todavía la generación de electricidad utiliza un 8% de combustóleo y 11% de carbón, las últimas proyecciones realizadas al final del sexenio de Peña apuntaban a la eliminación de estos combustibles por gas natural y por la entrada obligatoria de las energías limpias, tal y como la Ley de Transición Energética lo había dictaminado (SENER 2018a:74) De seguir estas tendencias, la presión en los requerimientos de gas natural se mantendrán, ya que como se puede apreciar en el Gráfico 12 abajo, del consumo final de energía secundaria, el consumo eléctrico es el que conoció las tasas más altas durante el periodo en revisión (1991-2017), 4% en promedio anual respecto a 2% del total.

Prioridad rentista que favorece la producción de crudo sobre el gas, caída en la producción de gas asociado y freno a las inversiones en los campos de gas no asociado, e incremento acelerado en el consumo primario del gas para abastecer los requerimientos crecientes de las termoeléctricas, fueron los factores más importantes que explican el declive en la oferta nacional de gas por parte de PEMEX a partir de 2009.



Entre los objetivos mandados por la nueva administración de López Obrador se encuentra el de revertir dicha caída y hacer que PEMEX produzca, para el último mes de 2024, 6.9 BPC diarios, cantidad muy similar a la alcanzada por la compañía en 2008. La manera de lograrlo es muy similar a la que se seguirá en la extracción de crudo, es decir, frenar el declive en la medida de lo posible, acelerar los nuevos desarrollos, e incrementar la exploración (PEMEX 2019b). Hasta ahora, ni el presidente ni el nuevo director de PEMEX, Octavio Romero, han anunciado un plan más específico para el desarrollo de los campos gaseros, lo que presupone que los incrementos vendrán prioritariamente de los 20 nuevos campos ya anunciados para elevar la producción de crudo. En otras palabras, la recuperación de la producción de gas descansará en PEMEX en la medida que se exploren y desarrollen los campos en los que existe gas asociado; es decir, en aguas someras del Golfo de México.

Desde el inicio de la administración actual, López Obrador ha hecho público que ni PEMEX ni privados desarrollarán el vasto potencial de gas no convencional ubicado en el noreste del país. Con anterioridad, PEMEX ya había perforado 18 pozos de gas y aceite no convencional, del que solo 11 de ellos resultaron con valor comercial pero con productividad muy baja (CNH 2019a). Aunque el gobierno actual no ha profundizado en las razones para no hacerlo, se entiende que no quiere polemizar con los grupos ambientalistas que han advertido sobre los costos sociales, de infraestructura y de recursos hídricos y químicos que conlleva la exploración y producción de fósiles no convencionales.

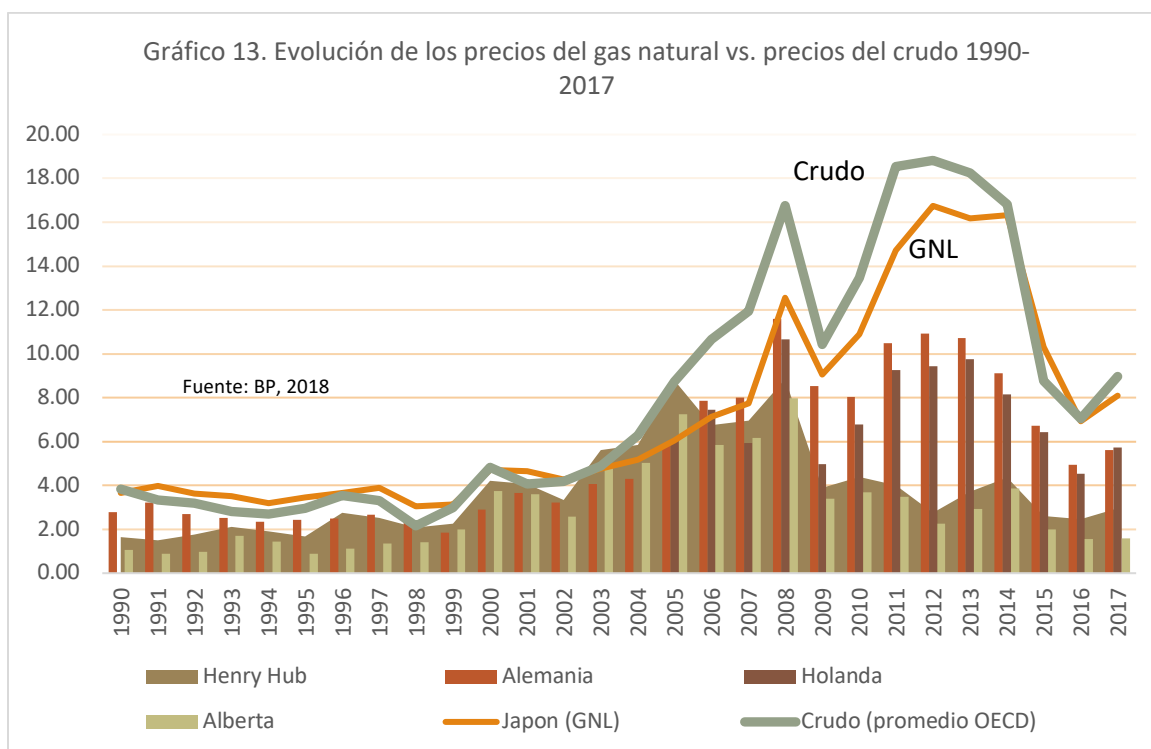
Todo esto hace ver que a lo largo de la administración actual, las importaciones de gas natural provenientes sobre todo de los Estados Unidos se mantendrán y hasta podrían incrementarse tanto en términos absolutos como relativos. El monto de las importaciones dependerá del factor de recuperación de la producción nacional, que seguirá descansando en PEMEX y que aparentemente seguirá ligada a la evolución de la producción de crudo. Una forma más agresiva de enfrentar el problema, sin tener que enfrascarse en el desarrollo de los recursos no convencionales, sería sin duda elevar las inversiones de los campos de gas no asociado ubicados en el noreste mexicano, ya sea licitando campos a productores privados, ya sea asociando a PEMEX con privados bajo el esquema de los “farmouts.” Sin embargo, esta última fórmula también ya ha sido descartada por el gobierno actual.

Seguir importando gas de los Estados Unidos es, por ahora, la forma más económica de asegurar el suministro del producto. En 2017, México importó de los Estados Unidos el 57% de su consumo de gas natural, mientras que, en 2009, año pico de la producción interna, importaba el 20% (Gráfico 9). México se ha convertido así en el principal cliente de los Estados Unidos. Lo atractivo de las importaciones texanas son la contigüidad y el precio. Desde 2006, los precios del gas natural en dicho país han dejado de estar ligados a los del crudo, a pesar de que por esas fechas los precios del petróleo empezaron un nuevo ciclo al alza. La razón de ello fue la revolución en la extracción de gas y petróleo de lutitas, utilizando el sistema de inyección de químicos disueltos en arena y agua para provocar la llamada fractura hidráulica, y realizar perforaciones horizontales que evitan la proliferación de pozos verticales. Mientras que en 2007 Estados Unidos producía poco menos de 2 BPC anuales de gas en lutita, representando apenas el 8% del total producido, en 2017 producía ya 19,018 BPC en promedio anualizado, equivalente al 57% de su producción total (USEIA 2019). La revolución en la producción de gas de lutitas más que compensó el declive en la extracción de gas natural y ha hecho que en la actualidad Estados Unidos sea un exportador neto de dicho producto, perfilándose en el futuro próximo como un exportador global de GNL.

El grueso de la producción no convencional estadounidense proviene, como se sabe, de las cuencas de *Permian*, *Eagle Ford*, y otras ubicadas tanto en Texas, Nuevo México y otros estados de la costa del Golfo de México, así como de los campos ubicados en la cuenca de *Marcellus* en la zona de los Apalaches estadounidenses. Son dichos campos que seguirán alimentando el crecimiento en la producción de gas natural en los próximos años y cuyos excedentes crecientes serán exportados, ya sea por ducto o vía marítima. De acuerdo a las últimas estimaciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos, México seguirá siendo el principal cliente importador de la Unión Americana por ducto, pero las exportaciones de GNL se incrementarán aceleradamente (USEIA 2019^a).

El auge exportador en los Estados Unidos ha hecho que los precios del gas no solo se hayan desvinculado de los del petróleo, como se ha dicho, sino que sean por ahora los más baratos del mundo. En efecto, el Gráfico 13 muestra claramente esta evolución y compara los precios del *Henry Hub* (Luisiana y sombreado en el Gráfico) con los principales marcadores del resto del mundo. El precio del gas que priva en América del Norte (si se incluye también el de Alberta) es inferior a los que prevalecen en Europa y en Asia, si se toma como referencia a los precios del GNL; es también inferior al del crudo (a poder

calorífico equivalente). De hecho, el GNL vendido a Asia cuesta más del doble del de América del Norte y este último equivale a un tercio del precio del crudo. Ante precios tan competitivos, no es de sorprenderse que las industrias intensivas en gas, sobre todo las de generación eléctrica, hayan adquirido un nuevo impulso en los Estados Unidos. México, como ya se ha dicho, no ha sido la excepción.



Lo que ha imposibilitado que México adquiera el total de sus importaciones de Estados Unidos ha sido más bien un problema de infraestructura, no de disponibilidad. La abundancia de gas natural en Texas se ha acentuado además por la producción de gas asociado proveniente de campos productores de petróleo no convencional, lo que ha hecho que en el hub de *Waha*, situado cerca de El Paso, los precios del gas sean aún más baratos que los que privan en el *Henry Hub*. Durante la administración Peña, la apuesta fue incrementar la infraestructura de conexión, sobre todo con el estado de Texas, con el fin de ampliar la capacidad importadora del país. Algunos de esos ductos ya entraron en operación y otros están a punto de hacerlo. Esto por supuesto ha desalentado aún más las inversiones tanto de PEMEX como de particulares en la extracción de gas no asociado en el norte del país, ya que los contratos de importación son de largo plazo. En otras palabras, la infraestructura que se desarrolló durante la administración anterior, y que quedará terminada en la presente, ha atado en el largo plazo al sistema gasero mexicano con el texano, apostando a que los precios de importación seguirán manteniéndose bajos respecto al petróleo y otros mercados de gas.

Si bien una apuesta de este tipo resuelve el problema de la seguridad de la oferta gasera, no lo es tanto en términos de resiliencia de los sistemas energéticos del país. La integración de la red de abastecimiento de gas del país a la red de producción y transmisión de Texas ha vuelto vulnerable los aprovisionamientos del combustible ante un choque

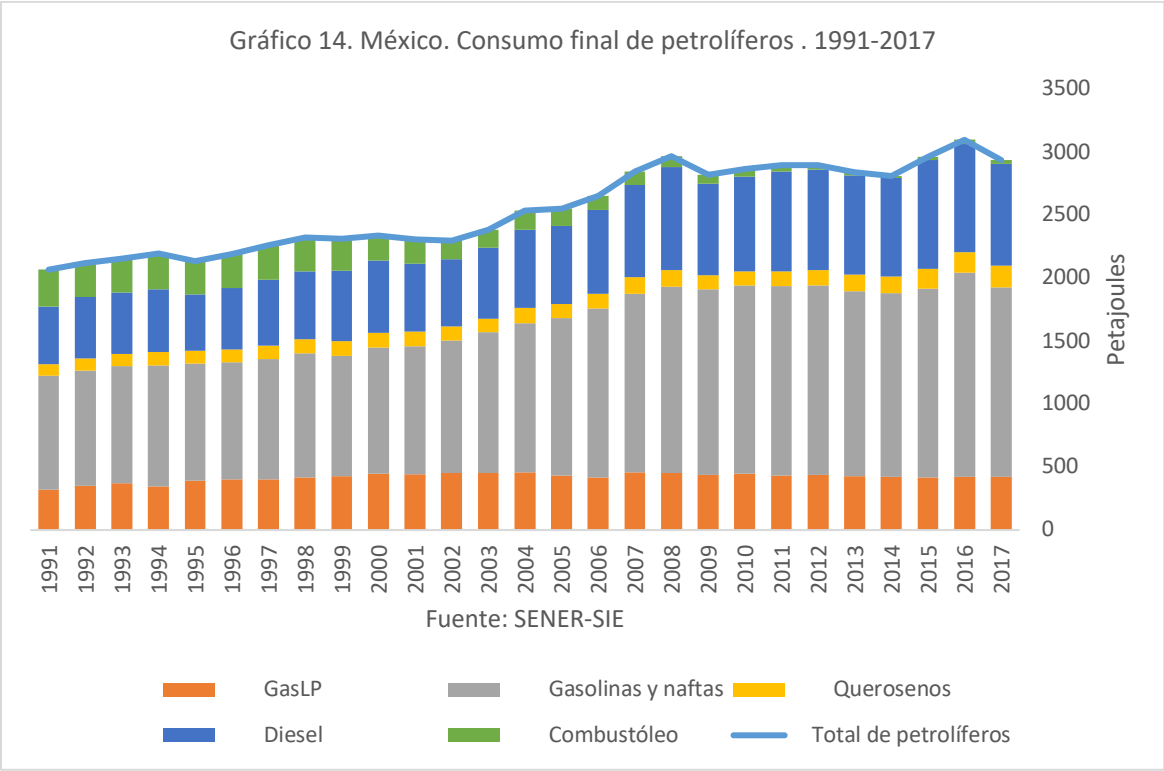
externo de cualquier tipo que pueda afectar a la red. Dicho choque puede ser climático, en caso de que catástrofes naturales frenen o alteren la producción de gas ubicadas en zonas de riesgo. Puede ser de mercado, si por ejemplo, las presiones/alicientes para elevar la exportación de GNL genera presión al alza sobre las exportaciones por ducto. Puede ser geológica, si la productividad de los pozos de los recursos no convencionales se modifican a la baja, un escenario que siempre es estimado por el Departamento de Energía en sus proyecciones anuales. En fin, puede ser un choque de tipo diplomático-geopolítico, si en un momento la Casa Blanca decide imponer un impuesto de exportación a las exportaciones texanas por razones de “seguridad nacional” u de otro tipo. No hay que subestimar las presiones recientes del presidente Trump, de imponer un impuesto del 5% en todas las importaciones mexicanas, a pesar de haber negociado el T-MEC, si México no frenaba substancialmente la migración ilegal de centroamericanos por la frontera sur del país. Usar el comercio y el acceso al mercado estadounidense como arma de presión ha sido un instrumento muy socorrido por la administración Trump, que en un momento podría afectar el flujo de gas de Texas a México. Un choque que altere el suministro, por alguna u otra razón, afectará no solamente a las industrias consumidoras de gas en México, sino a la generación y precios de electricidad, ya que como se ha dicho, se ha convertido, y lo seguirá siendo, el principal combustible para la producción del fluido eléctrico.

Por último, pero no menos importante, anclar la oferta mexicana a los suministros estadounidenses, por ahora baratos, podría también retardar la entrada de las fuentes limpias de energía, sobre todo para la generación eléctrica. La descarbonización de la economía mexicana es una manera de reducir su vulnerabilidad frente a los costos ambientales, sociales, económicos y geopolíticos derivados de su alta dependencia de los combustibles fósiles, ya sea producidos internamente o abastecidos por sus redes transfronterizas. Desde esa perspectiva, el gas natural debe ser visto como un combustible de transición, mientras las fuentes renovables de energía maduran y logran consolidarse como las más importantes. El potencial de energía solar en México es mucho más alentador que sus recursos prospectivos fósiles tanto convencionales como no convencionales. Desalentar el desarrollo de la energía renovable, ya sea cancelando nuevas subastas “verdes,” como la administración actual ha hecho, o apostando a una oferta barata de gas natural en el largo plazo, retardarán riesgosamente las inversiones en infraestructura, tecnología, desarrollo y producción de los sistemas energéticos alimentados por fuentes limpias o renovables.

El Dilema de las Gasolinas y Refinados

Durante los últimos 30 años el consumo de productos petrolíferos ha tenido cambios importantes en el consumo final de combustibles. Mientras que para principios de los 1990 el consumo de gasolina y de diésel representaban 43 y 23% respectivamente del consumo final de petrolíferos, en 2017 dicha proporción era de 51 y 28% respectivamente. Por su parte, el consumo final de combustóleo, combustible que se substituirá completamente como insumo en la generación eléctrica, y que todavía se usa como combustible de transporte marítimo, se redujo de 14% al 1% del consumo final. Queda claro que el grueso del consumo mexicano descansa en las gasolinas y el diésel, mientras que el combustóleo quedará eliminado de la canasta de petrolíferos mexicanos. De hecho, entre 1991 y 2017 el consumo

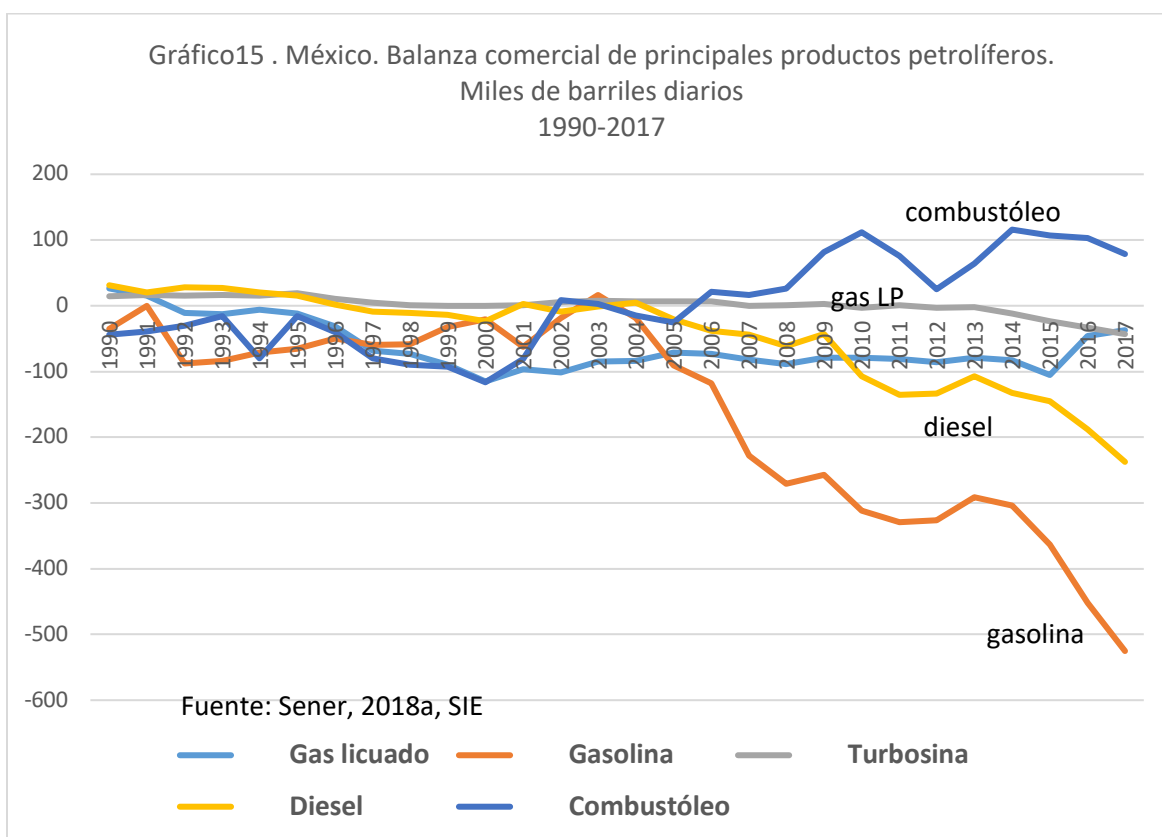
de gasolinas y diésel creció a tasas promedio anuales de 2.25% y 2.55% respectivamente, por encima del 1.5% anual del total de petrolíferos, mientras que el combustóleo decreció en tasas promedio del 7% anual. Por su parte, el gas LP, todavía consumido en el sector residencial, creció a tasas de 1.32% promedio anual y representa 14% del consumo total de petrolíferos. El Gráfico 14 da cuenta de esta evolución en el consumo final.



Ahora bien, mientras el consumo de petrolíferos se mantiene concentrado en las gasolinas, el diésel, y el gas LP, y así será si se mantienen las tasas históricas de crecimiento, no es el caso de su elaboración. En 1992, cuando la refinería de Azcapotzalco ya no operaba, las 6 refinerías restantes del país y activas en la actualidad (Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz, y Tula) producían 4.1% de gas LP, 30.4% de gasolinas, 21% de diésel, 4.8% de turbosina y 30.7% de combustóleo; pero en 2017, dichas proporciones evolucionaron a 2%, 33%, 20%, 5% y 20% respectivamente. En otras palabras, en un lapso de 27 años PEMEX no ajustó la elaboración de sus petrolíferos de acuerdo con los cambios en el consumo nacional, en donde las gasolinas y el diésel se han hecho más preponderantes respecto al combustóleo. No sólo ello, sino que la elaboración misma de petrolíferos se redujo. Mientras que en 1992 se producía un total de 1.325 MBD de productos refinados, en 2017 dicha cantidad fue solo de 787,000 BD, una caída de 538,200 BD.

La razón de la caída en la elaboración de petrolíferos se debe a varios factores. Desde 2014, y como se hizo ver desde el Gráfico 6, PEMEX empezó a reducir los volúmenes de crudo para su procesamiento. Mientras que en 2013 se refinaron 1.224 MBD de crudo, en 2018 dicho volumen se redujo a 612,00 BD, prácticamente la mitad procesada hace 5 años. Además de los paros técnicos y la obsolescencia en que se encuentran la mayoría de dichas

refinerías, y de las prioridades que PEMEX le ha dado para mantener un piso de crudo exportable, otra razón por la que la compañía procesó menos crudo radica también en la composición química de los mismos. Tradicionalmente PEMEX prefiere refinar crudos ligeros a los pesados, debido a que los primeros permiten un mayor rendimiento en gasolinas y diésel y uno menor en la elaboración de combustóleo. Como ya se anotó, la elaboración de combustóleo todavía es muy alta (20% del total de petrolíferos en la actualidad), respecto a las tendencias del consumo. Esto se debe tanto a la calidad del crudo procesado como a la tecnología de las plantas refinadoras. El rendimiento en combustóleo es mayor si se procesan crudos pesados, pero también si no se cuenta con coquizadoras modernas que permitan elevar el rendimiento de los destilados ligeros frente a los pesados. La merma tanto en la extracción de crudo ligero como el atraso tecnológico de las refinerías mexicanas, explican también, por consiguiente, el deterioro en la capacidad de elaborar más gasolinas y destilados que satisfagan el consumo nacional.



Esto ha hecho que las refinerías operen por debajo de su capacidad¹⁷ y que la demanda interna se satisfaga con importaciones. En la actualidad, PEMEX importa 70% de su oferta interna de gasolina y diésel, mientras que paradójicamente ha elevado sus exportaciones de combustóleo. Si las tendencias en el consumo se mantienen como en el presente, es muy probable que las importaciones de estos y otros productos sigan creciendo.

¹⁷ 40% de capacidad ociosa en 2018, de acuerdo con datos publicados por la nueva administración (PEMEX 2019^a).

En materia de refinados el gobierno de AMLO ha sido más explícito respecto a la extracción y procesamiento de gas natural. Desde un principio se planteó que se invertiría en los próximos tres años 49 mil millones de pesos para la rehabilitación de las seis refinerías del país y 160 mil millones de pesos para la construcción de una nueva refinería en Dos Bocas, Tabasco (El imparcial, 2018), con posibilidades de procesar 400,000 BD (Forbes, 2018¹⁸). Con ello, según el gobierno entrante, se buscaba recuperar la autosuficiencia en la elaboración de gasolinas y otros refinados. Además, desde su campaña el mismo AMLO hizo explícito su rechazo a lo que él ha llamado otro “gasolinazo,” es decir, al aumento brusco de los precios de gasolina. Según él, los incrementos solo se harán para ajustarlos al incremento de la inflación. Autosuficiencia en gasolinas y estabilidad en sus precios se convirtieron muy pronto en las dos metas distintivas en materia energética por parte del nuevo gobierno. La construcción de la refinería Dos Bocas se volvió el acto más inmediato del gobierno entrante para reafirmar la nueva política energética.

Desde un principio se afirmó que la nueva refinería tendría un costo de 160,000 millones de pesos (8,000 millones de dólares en junio de 2019) y entraría en operación en 2022. A pesar del optimismo del gobierno, el inicio de la construcción de la nueva refinería ha tenido contratiempos serios. Desde un principio, tanto el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)—el centro de investigación ingenieril y técnica gubernamental que apoya tanto a PEMEX como a la SENER—como el Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), un centro de investigación privado que realiza reportes económicos y sociales, consideraron que Dos Bocas era un proyecto inviable tanto en términos de tiempo como de costos. El estudio del IMCO, después realizar 30 mil escenarios financieros, llegó a la conclusión de que semejante operación tenía el 2% de ser rentable, por lo que proponía invertir el dinero planeado para la refinería en actividades más productivas para PEMEX (IMCO 2019). Después de descalificar la opinión del IMP (Guerreo 2019), López Obrador se apresuró a realizar una “licitación restringida” para recibir propuestas para la construcción de la nueva refinería cuya capacidad de destilación se bajó a 340,000 BD. Se escogieron cuatro constructoras que, de acuerdo con el presidente, eran reconocidas a nivel mundial por su capacidad y profesionalidad para construir refinerías de complejidad.¹⁹ Sin embargo, poco después el mismo presidente declaró desierto el resultado, ya que ninguna de las constructoras se comprometió a realizar la obra ni en los tiempos ni costos deseados por el gobierno. De acuerdo con las ofertas, los costos iban de 10 mil a 14,740 millones de dólares y la entrada en operación se postergaba hasta 2025, es decir, una vez terminada la administración actual. Se decidió que la refinería la haría el gobierno, en coordinación con la SENER y estaría terminada, según lo estipulado, en mayo de 2022 (Guerrero 2019b).

Sin contar con un proyecto técnico-financiero que se haya hecho público ni con evaluación de impacto ambiental o social, la refinería en Dos Bocas inició su construcción en junio del 2019.²⁰ La manera en que se ha tomado y manejado esta decisión muestra

¹⁸ La misma fuente informativa aclaró que, aunque AMLO mencionó que el monto total se refería a la producción de gasolinas, el entonces presidente electo se refería más bien a la capacidad total de destilación de la nueva refinería.

¹⁹ Las cuatro participantes fueron Bechtel (EE. UU.) en consorcio con Techint (Argentina), Worley Parsons asociada con Jacobs, la empresa francesa Technip y la estadounidense KBR.

²⁰ Es hasta el 11 de agosto que la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), expidió su autorización ambiental “condicionada” a cumplir con medidas de mitigación ambiental y de seguridad para las comunidades aledañas al lugar (Cervantes 2019).

claramente que consideraciones técnico-financieras de proyectos tan delicados como la construcción de una refinería, han quedado subordinadas a las prioridades políticas del gobierno. En efecto, la decisión de construir una refinería tiene más un fundamento de legitimidad política que de racionalidad tecno-económica o de política pública que busque elevar la resiliencia energética del país. La construcción de la refinería se ha justificado para recuperar la “autosuficiencia” en gasolinas por parte de PEMEX, algo que ni la nueva refinería logrará, independientemente de los costos y tiempos que lleve su construcción. Una refinería capaz de producir 340,000 BD de petrolíferos tendría un rendimiento promedio, siendo optimistas, de 170,000 BD de gasolinas, es decir, un rendimiento del 50% sobre el crudo procesado, muy superior al rendimiento promedio actual de las 6 refinerías (33%). Tal incremento en la elaboración de gasolinas, más incrementos esperados de la modernización de las otras seis, podrían reducir las importaciones de este combustible, pero no las eliminaría, sobre todo si su consumo sigue creciendo a las tasas actuales, como ya se ha hecho ver. Más que autosuficiencia, su impacto se resentiría en la reducción de importaciones de gasolinas y otros petrolíferos, pero a un costo que podría ser alto.

Si el gobierno actual fundara sus políticas energéticas más en términos de elevar la resiliencia energética que de lograr la autosuficiencia, lo más conveniente sería atacar el consumo elevado de gasolinas y otros combustibles líquidos, como el diésel o la turbosina. Es decir, más que ampliar la oferta interna, se buscaría atemperar y reducir los niveles de consumo. Como es sabido, el gobierno ha tradicionalmente mantenido subsidios al consumo final de energía, ya sea en petrolíferos y electricidad. A raíz de la reforma de 2013-2014, los subsidios a la gasolina se eliminaron a partir de 2017, con el fin de mantener un mercado abierto a la importación, en donde el precio final reflejara no sólo los márgenes de refinación de las destiladoras sino los costos de transporte y distribución. La política de subsidios—que aún se mantiene en el consumo del gas LP y de la electricidad—ha resultado onerosa para el gobierno²¹ y ha beneficiado en última instancia el consumo dispendioso de los sectores más privilegiados del país. De acuerdo con la consultora CIDAC (2012), 75% de los subsidios a la gasolina, vigentes todavía en 2011 beneficiaban al 40% de la población con mayores ingresos del país. Solo 12.5% de dichos subsidios eran aprovechados por el 40% de ingresos más bajos. En el campo, 60% de los subsidios a la electricidad beneficiaban al 10% de los agricultores más ricos del país (Ibid.: 22 y 25).

Los subsidios no solo promueven las tasas altas de consumo que han prevalecido, sino que además tienen un impacto nocivo para el medio ambiente. El gobierno actual está revisando las prácticas para abatir las contingencias ambientales que cada vez son más frecuentes en las principales zonas metropolitanas del país. En ese sentido, anclar una política de refinados con base a un congelamiento de precios (“no más gasolinazos”) resulta regresiva desde el punto de vista social, dañina al medio ambiente, y adversa a mitigar el calentamiento global, así como atentatoria al fortalecimiento de la resiliencia energética.

A diferencia del gas natural, en el que México ha quedado atado a un mercado transfronterizo cuyo pivote es la producción texana, en el caso de las gasolinas y de otros refinados, si bien la mayoría de las importaciones proviene aún de Estados Unidos, éstas se pueden diversificar con relativa facilidad. Los refinados operan bajo la lógica del mercado global, similar a la del crudo, por lo que un choque externo puede ser más fácilmente

²¹ Para una estimación histórica del costo de los subsidios en México, véase OECD/IEA, 2012.

asimilado por una red de proveedores que en el caso del gas natural. Es cierto que los precios podrían tornarse volátiles, no solo por los márgenes cambiantes de las refinerías, sino por el comportamiento mismo del mercado de crudo que, como se ha dicho, es incierto. Sin embargo, los precios finales se transmitirían al consumidor final que, como ya se ha dicho, son los sectores más privilegiados de la sociedad. De esta manera, el consumo de refinados en México podría evolucionar hacia las prácticas imperantes en la mayoría de los países de la OECD, en donde el precio de los combustibles fósiles tiende a castigar el consumo de los conductores privados con el fin de fomentar el ahorro, la eficiencia y la transición hacia economías más descarbonizadas. Para proteger los ingresos de los sectores más necesitados, el gobierno podría mantener los subsidios al transporte público, además de fomentarlo y mejorarlo, tal como sucede en la mayoría de los países de la Unión Europea. Mientras que un recorte inesperado en la oferta de gas natural, o un incremento súbito en los precios de importación podrían impactar de manera general al sistema gasero y transmitir esa vulnerabilidad al sistema eléctrico, como el desabasto en la península de Yucatán lo está mostrando recientemente. No es el caso para la red de destilados, en donde el abastecimiento se puede satisfacer por importaciones globales y el aumento de precios moderar el consumo de los sectores privilegiados, con consecuencias positivas para el medio ambiente y la salud.

En ese contexto resulta inquietante que el nuevo gobierno se aferre a mantener estables los precios de la gasolina como un objetivo emblemático de la nueva política energética. Como ya se ha argumentado, ni la nueva refinería—en caso de que se termine en los plazos fijados—ni la modernización del sistema nacional de refinación logrará la autosuficiencia energética en materia de petrolíferos. Mucho menos la estabilidad de precios que, si se quiere que se mantengan competitivos, deberían oscilar de acuerdo con los precios de exportación del crudo. Cuando el gobierno entrante lanzó su campaña para combatir el robo de combustibles, tal y como se mencionó en la segunda sección de este trabajo, se generó un problema de desabasto en la ciudad de México y otras ciudades ubicadas alrededor de la refinería de Salamanca, uno de los centros neurálgicos del saqueo. Dado que el desabasto generó presión sobre los precios de la gasolina, el Presidente López Obrador llegó a sugerir la creación de una empresa estatal distribuidora del combustible para evitar la subida de precios (Vázquez 2019). Todo esto hace ver la relevancia que el nuevo gobierno le ha dado a mantener los precios y reducir las importaciones de gasolina, como una manera de anclar el éxito de una política energética destinada a alcanzar la autosuficiencia y el fortalecimiento del estado rector. Con todo, tanto el director de PEMEX como los funcionarios de Hacienda deberán estar al tanto de lo pactado por el país en el T-MEC, acuerdo comercial que, de aprobarse por el parlamento canadiense y los congresos respectivos de Estados Unidos y México, prohibirá las prácticas anticompetitivas de empresas estatales en materia de gas, petróleo, petrolíferos y electricidad. En otras palabras, volver a la política de subsidios y congelamiento de precios en materia energética, tan socorrido durante la época dorada de la hegemonía del PRI, no será tan fácil para el gobierno de la Cuarta Transformación.

Conclusiones

PEMEX podría convertirse en una empresa eficiente, competitiva, y líder para apuntalar una nueva política industrial capaz de detonar el crecimiento regional y nacional que el gobierno actual desea. Sin embargo, con las limitantes que padece y las metas ambiciosas establecidas más con criterios políticos que corporativos, y que apuntan en varias direcciones, la empresa

no está en la mejor situación para lograrlo. A pesar de la Reforma Energética, la compañía no cuenta con la autonomía corporativa para establecer sus propias metas y prioridades que le permitan desarrollar a pleno sus cadenas más competitivas, sin duda ubicadas en la exploración y producción primaria de hidrocarburos. A pesar de que la Secretaría de Hacienda ha anunciado un régimen fiscal más flexible y generoso para la empresa, el mandato prioritario para la compañía estatal es elevar la producción de hidrocarburos, tanto crudo como gas, con el fin de recuperar la autosuficiencia energética y mantener el modelo rentista con el que ha estado operando desde fines de los 1970. Aunado a ello, se le pide y exige—a pesar de varias evidencias en contra—que construya una nueva refinería con el objeto de reducir las importaciones de gasolinas y otros refinados. Aunado a ello, PEMEX enfrenta un exceso de personal y un alto pasivo laboral que mantiene elevados sus costos de operación a pesar de la reducción de sus ingresos por ventas.

Por otro lado, el discurso soberanista y de autosuficiencia energética recuerda el marco ideológico que guio la política energética del post-cardenismo hasta fines de los 1970s, pero con la intención de mantener vigente el modelo rentista que se inició en esa última fecha. Es como si para el gobierno actual incrementar la renta petrolera por parte del Estado y asegurar la autosuficiencia son sinónimos de fortaleza y autonomía geopolítica. En este trabajo se ha argumentado lo contrario: Que la mejor manera de elevar la autonomía energética del país, con rendimientos políticos para el Estado, es impulsar la resiliencia de sus sistemas energéticos, tanto de los fósiles como de los no fósiles. En ese sentido, la política energética mexicana no debe enmarcarse ni en los principios de autosuficiencia, ni de soberanía, ni en los de seguridad—entendida en su sentido estrecho: Asegurar la oferta de energía—sino en los de más largo plazo y aliento que promuevan la transición y resiliencia energéticas de sus recursos.

Una estrategia de ese tipo no está peleada ni con la soberanía, ni con la seguridad, ni con el mercado, ya que la descarbonización progresiva de la economía mexicana y el impulso de las energías renovables, en la que el sector privado tiene mucho que aportar tanto en términos de tecnología y capital, reducirían las vulnerabilidades de los sistemas energéticos vitales del país y ampliarían el margen fiscal del gobierno para financiar sus políticas públicas. Desde esta perspectiva, ¿cuáles deberían ser entonces las prioridades de PEMEX, si se quiere mantener como una empresa pública competitiva? La fuerza y activos de la compañía están sin duda en el subsuelo, con los recursos ubicados sobre todo en campos terrestres y aguas someras que le dotó el Estado en la Ronda Cero. De hecho, parte de la nueva producción que espera el gobierno actual vendrá de estos campos. Sin embargo, resulta peligroso imponerle a PEMEX una plataforma de producción sexenal, similar a lo que sucedió durante el gobierno de López Portillo. Esto puede llevar a la sobreexplotación de campos y errores de todo tipo, como los casos de Cantarell y Chicontepec han mostrado. En todo caso, si al gobierno actual le urge elevar la renta petrolera debido a la caída acelerada de la producción, tendrá que reconsiderar la participación del capital privado, que es una manera de compartir riesgo (geológico y financiero) y tecnología. La experiencia de PEMEX en Trión, podría ser el modelo que seguir si se quiere que la empresa incursione en la frontera tecnológica del desarrollo de campos en aguas profundas.

Al desarrollar sus campos en tierra y aguas someras, PEMEX podría optimizar la recolección del gas asociado, para elevar la oferta interna de este combustible vital, que se ha convertido en el insumo de transición para el sector eléctrico. Para ello, PEMEX tendría que dedicar parte de sus recursos en desarrollar infraestructura de recolección y de procesamiento del gas natural asociado. Esto no bastará sin duda para reducir significativamente las importaciones de gas que, por ahora, resultan muy atractivas en Texas. Mientras los precios del gas se mantengan deprimidos en Norteamérica, PEMEX no tendrá incentivos económicos para desarrollar las reservas no asociadas ubicadas en el noreste mexicano, lo que jugaría a favor de las importaciones. Ya que el gobierno actual decidió no impulsar el desarrollo del gas no convencional—por razones sin duda diversas—podría estimular la producción del gas no asociado ya sea licitando nuevos campos en el noreste — como se había planeado—o permitiendo a PEMEX asociarse con empresas privadas para lograrlo. Elevar la extracción de este combustible es más prioritario que elevar la de crudo por la vulnerabilidad creciente en la que ha entrado el sistema gasero del país.

Desde una perspectiva de transición y resiliencia, construir una refinería, con los recursos escasos de PEMEX para desarrollar crudo y gas, resultaría contraproducente para la empresa, tanto más que los consorcios privados que iban a participar en el proyecto han confirmado que éste no se ajusta ni a los tiempos ni presupuestos concebidos por el gobierno. En materia de refinados, y sobre todo de gasolinas, el gobierno actual debe dar la señal clara de que el país tiene que acelerar su transición hacia energías limpias, por razones ambientales, de sustentabilidad, de salud pública y de cálculo geoestratégico. El gobierno debería respetar la liberación de precios de las gasolinas que se logró con la Reforma, y reducir su consumo elevando incluso los impuestos por emisión de carbón y canalizar recursos públicos para acelerar la entrada de renovables. Esto no es incompatible con mantener subsidios y apoyos para el uso y desarrollo del transporte público. El consumo de gasolinas también se desacelerará y eventualmente, reducirá, con la entrada de los vehículos híbridos y eléctricos, cuyos adelantos tecnológicos se han acelerado durante los últimos años. La puesta en vigor del T-MEC podría acelerar dichos cambios, ya que se espera que los vehículos armados en México incorporen los cambios tecnológicos de las automotrices multinacionales.

Por último, la transparencia y la rendición de cuentas resultan indispensables si el país quiere fortalecer sus industrias energéticas y el margen de autonomía de todos sus participantes, incluyendo al Estado. Llevó años crear organismos autónomos y altamente profesionalizados como son la CRE y la CNH. La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y otros organismos similares que tienen como objetivo vigilar el buen funcionamiento de las políticas públicas deberían tener una evolución similar. Resulta por consiguiente inquietante que la administración actual busque debilitarlos o asegurar su renovación con personal no capacitado o adecuado para los puestos. Querer mirar al pasado, sin reconocer los errores que se cometieron en materia energética, sobre todo al imponer metas más con objetivos políticos de corto plazo que seguir una estrategia de Estado de largo alcance, podría comprometer aún más la viabilidad técnico-financiera de PEMEX y, por tanto, fragilizar aún más la sustentabilidad y resiliencia energéticas del país.

Referencias

- Barajas, Abel. 2019. "Comparece General acusado de huachicol." *Reforma* (10 de abril).
- Cervantes, Evlyn. 2019. "Dan autorización ambiental a Dos Bocas." *Reforma* (12 de Agosto).
- Cherp, A. y Jewll, J. 2014. "The Concept of Energy Security: Beyond the Four As." *Energy Policy* 75:415-421.
- CIDAC. 2012. *No más subsidios injustos*. www.cidac.org (consultado el 12 de septiembre de 2012).
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2010. *Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2013. *Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva)*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2019a. *Exploración y extracción de petróleo y gas en lutitas*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
- EFE (Agencia). 2019. "México prevé aumentar su producción petrolera desarrollando 20 campos nuevos." <https://www.efe.com/efe/america/mexico/mexico-preve-aumentar-su-produccion-petrolera-desarrollando-20-campos-nuevos/50000545-3952259> (13 de abril).
- El Imparcial*. 2018. "AMLO anuncia que se invertirán 175 mmdp para comenzar el rescate energético" (3 de septiembre).
- Forbes*. 2018. "Nueva refinería producirá 400,000 barriles por día, según AMLO" (4 de septiembre).
- Guerrero, Claudia. 2019. "No tiene fundamento estudio de IMP. AMLO." *Reforma* (30 de enero).
- Guerrero, Claudia. 2019a. "Presumen ahorro de 12 mmdp y menos huachicol." *Reforma* (23 de abril).
- Guerrero, Claudia. 2019b. "Hará PEMEX refinería de Dos Bocas." *Reforma* (9 de mayo).
- Hartley, Peter y Kenneth B. Medlock. 2011. "The Revenue Efficiency of PEMEX: A Comparative Approach." *The Future of Oil in Mexico*. Houston, Texas: University of Oxford and Baker Institute.
- Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO)*. 2019. "Diagnóstico IMCO. Refinería Dos Bocas." Ciudad de México: IMCO (9 de abril).
- Jewell, Jessica; Cherp, Aleph; y Riahi, Keywan. 2014. "Energy Security under Decarbonization Cenarios: An Assessment Framework and Evaluation under Different Technology and Policy Choices." *Energy Policy* 65:743-760.

- Lajous, Adrián. 2014. *La industria petrolera mexicana. Estrategias, gobierno y reformas*, México. Ciudad de México: Fondo de Cultura Económica.
- López, Mayolo. 2019. “Tunde oposición a propuestos para CRE.” *Reforma* (2 de abril).
- Gobierno de la República. 2014. *Reforma Energética*. Ciudad de México: GOM.
- Meyer, Lorenzo e Isidro Morales. 1990. *Petróleo y Nación. (1900-1987). La Política Petrolera en México*. Ciudad de México: Fondo de Cultura Económica - SEMIP.
- Morales, Isidro. 2011. “The Energy Factor in Mexico-U.S. Relations.” *The Future of Oil in Mexico*. Houston, Texas: Baker Institute.
- OECD/IEA. 2012. <http://www.oecd.org/environment/fossilfuelsubsidies.htm> (Consultado el 12 de Septiembre).
- Omaña, Karla. 2019. “Da PEMEX contratos sin concurso.” *Reforma* (23 de abril).
- PEMEX. 2018a. Presentación a inversionistas.
- PEMEX, 2017. Ciudad de México: PEMEX Fact Sheet.
- PEMEX. 2017a. Anuario Estadístico.
- PEMEX. 2015. Presentación a Inversionistas.
- PEMEX. 2019a. Presentación a Inversionistas.
- PEMEX. 2019b. Presentación a Inversionistas. Avances estratégicos:
<http://www.pemex.com/ri/herramientas/Presentaciones%20Archivos/Presentaci%C3%B3n%20Inversionistas%2018%20Febrero%202019.pdf>.
- Rutherford, J. y O. Coutard. 2014. “Urban Energy Transitions : Places, Processes and Politics of Socio-technical Change.” *Urban Studies* 51(7):1353-1377.
- Secretaría de Energía (SENER). 2011. Estrategia Nacional de Energía, 2013-2027. <http://www.energia.gob.mx/> (Consultado el 17 de mayo de 2013).
- SENER. 2017. *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019*. Ciudad de México: Secretaría de Energía.
- SENER. 2017a. *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos, 2017-2031*.
- SENER. 2018. *Prospectiva de Gas Natural, 2018-2031*.
- SENER. 2018a. *Prospectiva del Sector Eléctrico, 2018-2031*.
- Sin autor. 2018. “Evolución de la industria petrolera en México.” *Regeneración*. <http://regeneracion.mx/> (Consultado el 28 de septiembre de 2018).

United States Energy Information Administration (EIA). 2013. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, Washington, D.C.: EIA.

United States Energy Information Administration (EIA). 2019a. *Annual Energy Outlook 2019 with projection to 2050*. Washington, D.C.: EIA.

Vásquez, Azucena. 2019. “Ve COFECE riesgos con gasolineras de Estado.” *Reforma* (10 de abril).

Yergin, Daniel. 1991. *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money and Power*. New York, NY: Free Press.

Bases de Datos

British Petroleum (BP). 2018. Statistical Review of World Energy (Junio).

Comisión Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). 2019. <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/> (Consultado el 23 de abril).

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). 2018. “Producción de contratos.” https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Producción%20de%20contratos.pdf (Consultado el 8 de mayo de 2019).

United States Energy Information Administration (USEIA). 2019. www.eia.gov (Consultado el 17 de mayo de 2019).

PEMEX. 2019. www.pemex.com (Consultado el 17 de mayo de 2019).

PEMEX. 2018. Anuario Estadístico 2017.

Pemex. 2007. Anuario Estadístico 2006.

Secretaría Nacional de Energía (SENER). 2019. Sistema de Información Energética (SIE). <http://sie.energia.gob.mx/> (Consultado el 25 de mayo de 2019).

Securities and Exchange Commission (SEC). 2018. “Petróleos Mexicanos.” Form 20 6-K. Washington, D.C.: SEC.

Este ensayo fue revisado por Tony Payan, Director del Centro para los Estados Unidos y Mexico del Instituto Baker.