

Transición energética: obstáculo o estímulo al desarrollo

Energy transition: an obstacle or stimulus to development

Journal of Economic Literature (JEL):
L71, Q43, Q48

Palabras clave:
hidrocarburos (extracción y refinado)
Energía y macroeconomía
Política gubernamental

Keywords:
Extraction and Refining;
Hydrocarbon Fuels
Energy and the Macroeconomy
Government Policy

Fecha de recepción:
20 de septiembre del 2019
Fecha de aceptación:
11 de diciembre del 2019

Resumen

Desde fines de 2018 el gobierno despliega acciones para superar la crisis estructural del sector energético que aqueja a la economía; rescatar al sector y erradicar la corrupción forman parte de esas acciones. Sin embargo, no se dispone aún de una estrategia de largo plazo que incorpore el tránsito mundial hacia un nuevo paradigma energético sustentable, en proceso de construcción y que en lo interno tome en cuenta la inviabilidad de un pretendido desarrollo cimentado en el ahora menguado potencial petrolero. Ventilar y articular esas realidades con la superación de la crisis es necesario y urgente. Pero también converge con la aspiración de un Estado democrático, como el actual, que aspira a reivindicar la soberanía de la nación sobre sus recursos naturales.

Abstract

Since the end of 2018 the government has deployed actions to overcome the structural crisis of the energy sector that afflicts the economy; rescuing the sector and eradicating corruption are part of those actions. However, there is not yet a long-term strategy that incorporates the global transit towards a new sustainable energy paradigm, under construction, and that internally takes into account the unfeasibility of an alleged development based on the now diminished potential oil. Ventilate and articulate these realities with overcoming the crisis is necessary and urgent. But it also converges with the aspiration of a democratic State, like the current one, which aspires to claim the sovereignty of the Nation over its natural resources.

Introducción

La economía mexicana se encuentra inmersa en una crisis acumulada de larga gestación y profundas raíces estructurales. Los cambios jurídicos e institucionales, instrumentados en los últimos seis años al amparo de la reforma energética, magnificaron su magnitud y complejidad. La administración pública actual ha centrado la atención inmediata en lo que ha denominado el rescate del sector energético y de las empresas del Estado, también en desterrar la corrupción y los ilícitos que a su juicio son la principal causa de la crisis. La sociedad no cuenta aún con una visión estratégica que sitúe esas accio-

Ramón Carlos Torres Flores*
Programa Universitario de Estudios del
Desarrollo PUED-UNAM
< rctorres@prodigy.net.mx >

nes inmediatas en una visión de largo plazo, democráticamente consensuada, que tome en cuenta la irremediable transición energética universal y el agotamiento relativo de nuestra riqueza petrolera nacional. Son dos realidades que merecen ventilarse, o al menos cuestionarse, en la necesaria construcción de la estrategia con visión de largo plazo que reclama el país.

Este artículo propone en la primera parte caracterizar la crisis energética que vive el país; la segunda, hace referencia a los esfuerzos que realiza el gobierno para superarla y corregir de fondo sus causas. En la tercera, se destacan dos realidades que aparecen como nuevas en la construcción de la estrategia energética de largo plazo, nuevas porque no se había aquilatado su trascendencia o porque su evidencia se ha precipitado recientemente. En lo externo se aceleró la transición energética universal; es difícil soslayar las implicaciones que acarrea la inserción del país en esa dinámica. En lo interno, también es difícil ignorar las consecuencias del –hasta ahora– inevitable agotamiento relativo de la riqueza petrolera nacional, o para decirlo con precisión, ignorar la precariedad de insistir en cimentar la estrategia de desarrollo en maximizar la extracción de hidrocarburos generadora de renta petrolera como un eje principal.

La crisis energética estructural en el México actual

El petróleo, el gas y otros combustibles fósiles constituyen el principal componente de la oferta interna de energía primaria (89% en 2017) (Secretaría de Energía [Sener], 2018a). La extracción e industrialización de los hidrocarburos registra con altibajos descensos permanentes desde hace tres lustros y las reservas petroleras han caído sistemáticamente durante casi cuatro décadas. El deterioro de la producción, sin reemplazo suficiente de otras fuentes de suministro, explica en medida importante la crisis por la que atraviesa el sector energético del México actual y los consecuentes trastornos que derivan a la economía nacional.

Los volúmenes de producción de hidrocarburos distan de cubrir las necesidades crecientes del mercado nacional y de atender los requerimientos de la exportación tradicional. El abasto importado suple las deficiencias de la producción local, no sin riesgos, por la vulnerabilidad externa que entraña depender de productos estratégicos sensibles a la geopolítica mundial y porque, además, las importaciones demandan solventar dificultades de pago, de logística y de disponibilidad de infraestructura propia del mercado de los energéticos. Por añadidura, la insuficiente extracción de hidrocarburos ha impactado adversamente la generación de la renta petrolera; tal incidencia es grave por el peso que tienen esos recursos en las finanzas públicas y la economía, ante la rigidez de otras formas de recaudación impositiva.

La extracción de petróleo cayó en 2018 a 1.8 millones de barriles de petróleo diarios, la de gas a 3.8 mil millones de pies cúbicos por día y la refinación de petróleo a 612 miles de barriles diarios (Petróleos Mexicanos [Pemex], 2019b). Esos volúmenes no tienen precedente cercano, son los más reducidos que se registran en el país en cuatro décadas y resultan insuficientes, como se mencionó, para atender los requerimientos de la demanda interna y colocar excedentes exportables en los montos habituales del pasado. Algo análogo ocurre en la industrias petroquímica y la de fertilizantes; que dependen del suministro de hidrocarburos.

La generación de electricidad, a diferencia de lo que sucedió en la extracción y transformación industrial de hidrocarburos, alcanzó en 2018 un máximo histórico de 317 TWh. Sin embargo, 51% se generó con gas natural. Como se mencionó en el párrafo anterior, la producción nacional se ha desplomado, por lo que sólo cubrió en 2018 un tercio de la demanda nacional de gas natural (Tabla 1). En otras palabras, la crisis de producción se extendió también al servicio de electricidad, por la vía de los combustibles requeridos para generar el fluido eléctrico.

Tabla 1. Participación del gas natural en la generación de electricidad 2010-2019

(por cientos)

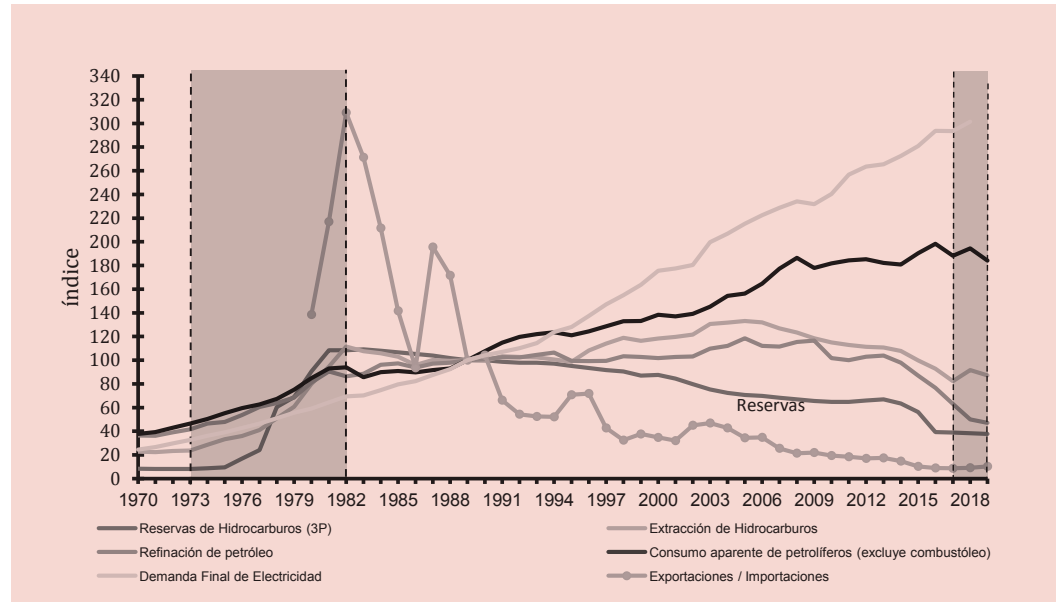
| Año | Generación de electricidad con gas natural (ciclo combinado) | Contenido importado de la demanda nacional de gas natural |
|------|--|---|
| 2010 | 47.5 | 22.8 |
| 2011 | 45.9 | 26.8 |
| 2012 | 45.1 | 31.9 |
| 2013 | 49.1 | 36.2 |
| 2014 | 50.7 | 39.8 |
| 2015 | 51.5 | 47.3 |
| 2016 | 51.7 | 54.9 |
| 2017 | 49.9 | 61.7 |
| 2018 | 51.1 | 66.2 |
| 2019 | | 67.8 |

Las fuentes renovables participan marginalmente en la oferta interna de energía, a pesar del dinamismo mostrado en los últimos años. En 2018 esa participación fue de 17% y la de otras fuentes limpias como la nuclear no rebasó 5% (Sener, 2019b).

La crisis por insuficiente producción de energéticos se expresa en las tendencias desequilibrantes de los mercados. Durante las últimas cuatro décadas se observó la declinación persistente en las reservas de hidrocarburos y el deterioro en la extracción y refinación del petróleo. Frente a ello, la demanda de electricidad y petrolíferos registraron un crecimiento tenaz y sostenido, aun-

que moderado en el caso de estos últimos. La disparidad acumulada de tendencias entre la oferta y la demanda de energía explica el inusitado aumento de las importaciones y el decaimiento de las exportaciones de hidrocarburos. La combinación de ambos efectos se reflejó en el abatimiento secular de las exportaciones netas de energía, descontadas las importaciones (figura 1).

Figura 1



Nota: el consumo aparente de petrolíferos incluye gasolinas, diésel, queroseno y Gas LP. Los datos de 2019 son estimaciones al mes de julio.

Fuente: elaboración propia con datos de Sener (2019a), Torres, (1999), Banco de México (2019a) y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía [INEGI] (2002).

La brecha creciente entre demanda y producción nacional de hidrocarburos se ha cubierto con importaciones de petrolíferos y gas natural, cada vez mayores. En 2018 el contenido importado de los consumos nacionales de gasolinas, diésel, gas LP y gas natural alcanzaron elevadas magnitudes: 78, 76, 77% y 66%, respectivamente (Tablas 1 y 2). El abasto depende, además, en grado extremo, del suministro proveniente de Estados Unidos, acotado en particular al Estado de Texas; el país está sujeto a altos riesgos de seguridad energética.

Tabla 2. Contenido importado
del consumo nacional de petrolíferos, 2010-2019
(por cientos)

| año | gasolinas | Diésel | Turbosina | Combustóleos | Gas LP |
|------|-----------|--------|-----------|--------------|--------|
| 2010 | 51 | 29 | 7 | 6 | 27 |
| 2011 | 54 | 36 | 2 | 13 | 28 |
| 2012 | 49 | 34 | 5 | 21 | 29 |
| 2013 | 45 | 27 | 5 | 16 | 28 |
| 2014 | 48 | 34 | 18 | 11 | 29 |
| 2015 | 54 | 38 | 32 | 15 | 37 |
| 2016 | 61 | 49 | 43 | 22 | 46 |
| 2017 | 72 | 67 | 52 | 28 | 51 |
| 2018 | 78 | 76 | 65 | 29 | 77 |
| 2019 | 76 | 69 | 67 | 37 | 64 |

Nota: *estimación anual al mes de agosto.

Fuente: elaboración propia con datos de Sener (2019a, 2019c, 2019d) y (Pemex, 2019a).

Por vez primera desde la década de 1970, la balanza comercial petrolera arrojó en 2015 un saldo negativo de 10 mil millones de dólares; en 2018 el saldo se elevó a 23 mil millones y en los primeros nueve meses de 2019 llegó a 16 mil millones (Tabla 3).

Tabla 3. Balanza comercial petrolera, 2010-2019
(miles de millones de dólares)

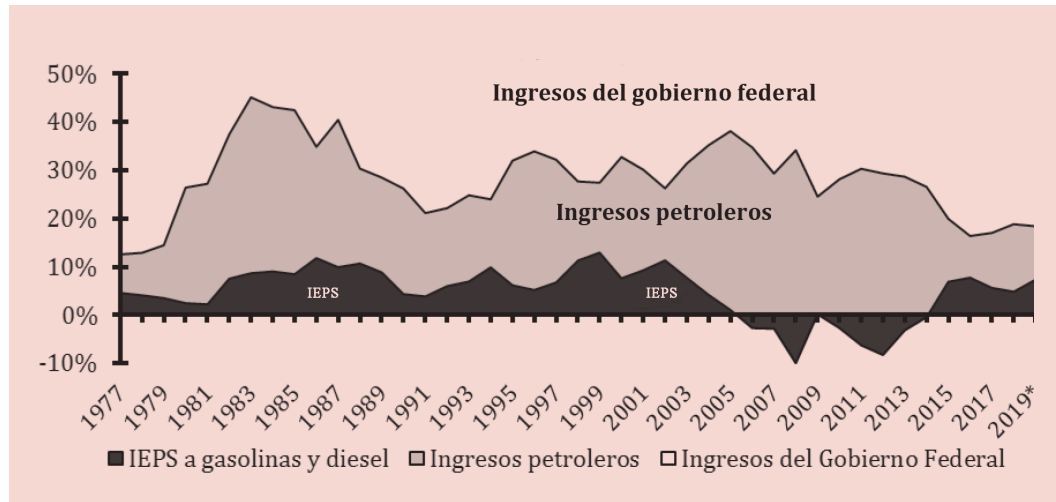
| año | Exportaciones | Importaciones | Balanza comercial petrolera | Balanza comercial total |
|------|---------------|---------------|-----------------------------|-------------------------|
| 2010 | 42 | 30 | 11 | -3 |
| 2011 | 56 | 43 | 14 | -1 |
| 2012 | 53 | 41 | 12 | 0 |
| 2013 | 49 | 41 | 9 | -1 |
| 2014 | 42 | 41 | 1 | -3 |
| 2015 | 23 | 33 | -10 | -15 |
| 2016 | 19 | 32 | -13 | -13 |
| 2017 | 24 | 42 | -18 | -11 |
| 2018 | 31 | 54 | -23 | -14 |
| 2019 | 20 | 36 | -16 | 3 |

Nota: *Cifras a septiembre de 2019.

Fuente: elaboración propia con datos de Banco de México (2019a).

Otra manifestación de la crisis energética es el deterioro en los ingresos petroleros que recibe el gobierno federal, muy marcado a partir de 2015, debido principalmente a la menor extracción de hidrocarburos, a lo que se sumó la baja de los precios internacionales del petróleo (Figura 2).

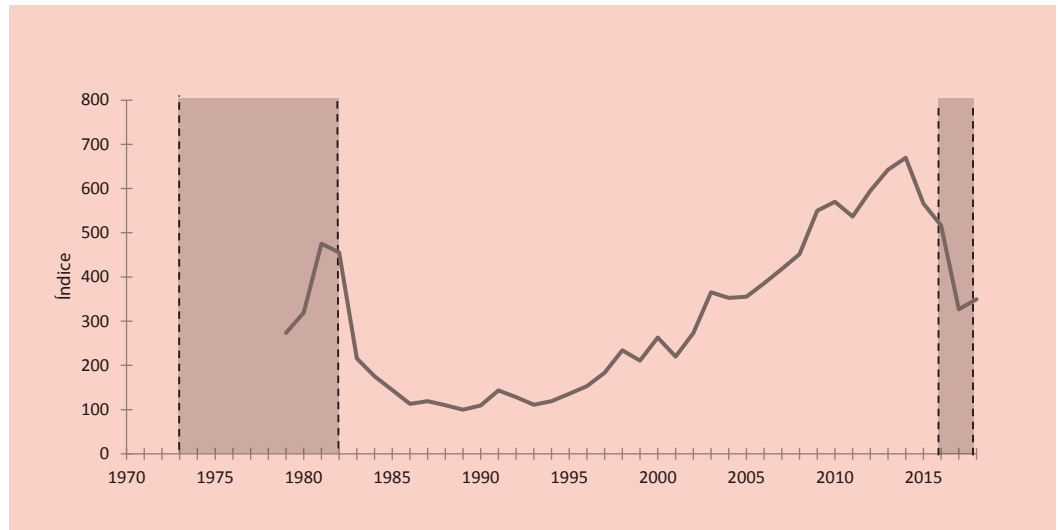
Figura 2



Fuente: elaboración propia con datos de Banco de México, (2019b).

Una de las raíces más hondas que explican la menor extracción de hidrocarburos ha sido la astringencia crónica acumulada de inversiones en actividades de exploración y, consecuentemente, la escasez de descubrimientos para reemplazar la pérdida de reservas petroleras por extracción (Figura 3).

Figura 3



Fuente: estimaciones propias con información de Sener (2019a) y Cordera & Provencio (2016).

caída sistemática y permanente de las reservas petroleras del país durante casi cuatro décadas se asocia precisamente a la caída de inversiones en exploración. Las inversiones no garantizan el éxito exploratorio, pero la falta de recursos destinados a ese propósito ha tenido como consecuencia directa la dificultad de restituir reservas. En 1981, las inversiones en el sector de hidrocarburos alcanzaron el máximo registrado hasta ese momento en la historia petrolera de México. A partir de entonces descendieron sistemáticamente y se recuperaron paulatinamente hasta ubicarse en un nuevo máximo en 2014 e iniciar la trayectoria declinante observada en años recientes.

Se subraya que las inversiones en hidrocarburos, después de 1981, se han concentrado principalmente en las actividades de extracción; a las de exploración se les ha otorgado menor prioridad, ante el apremio inmediato de obtener mayor cuantía de renta petrolera. La evidencia más elocuente fueron las inversiones realizadas al final del siglo pasado y principios del actual, en la inyección de nitrógeno en el Complejo Cantarell, a fin de acelerar y anticipar la extracción futura de hidrocarburos y obtener con ello mayor renta petrolera en lo inmediato.

Las reservas probadas de hidrocarburos contabilizadas al primero de enero de 2019 equivalen a menos de nueve años de extracción al ritmo de 2018 (CNH, 2019a).

Hasta antes de la reforma energética, los gobiernos en turno trataron de suplir la inversión pública con privada, mediante mecanismos heterodoxos que resultaran atractivos a los particulares y que al mismo tiempo se apegaran a los preceptos constitucionales: financiamiento extra presupuestal, Pidiriegas, contratos de servicios múltiples, esquema de productores independientes, autoabastecimiento y desincorporación de activos. Se trata de ejemplos de esos intentos institucionales de apertura a la inversión privada en las actividades petrolera y de electricidad.

La pretensión de abrir el sector energético a la inversión privada encontró su momento culminante en diciembre de 2013, con motivo de los cambios constitucionales llevados a cabo en esa fecha, y de las consecuentes modificaciones legales e institucionales que se instrumentaron hasta 2018, como parte de la reforma energética. Se conformó así, al menos en lo formal, el marco jurídico vigente que norma la apertura a la inversión privada y estimula, en teoría, el accionar competitivo de las fuerzas del mercado.

En los hechos, sin embargo, las cosas son distintas. La inversión privada participa marginalmente en la capitalización del sector y en la oferta de energéticos del país. Las empresas productivas del Estado (Pemex y la Comisión Federal de Electricidad [CFE]), en cambio, como antaño, ocupan el lugar preponderante de productores, oferentes y comercializadores de energía; del mismo modo que desempeñaban esas funciones antes de la reforma, sólo que

ahora con menos recursos, con funciones restringidas y sujetas a un andamiaje institucional que limita su operación. Pemex administra 95% de las reservas probadas del país y mantiene el objetivo de maximizar la generación de recursos que entrega al gobierno federal por concepto de derechos y otras obligaciones fiscales, pese a que ese objetivo no constituya una obligación formal de la empresa. CFE mantiene la función de ser garante de la prestación del servicio público de electricidad, pese también a que la modificación constitucional de 2014 la eximió de esa función.

En suma, en el período coincidente con la reforma energética, se acentuó la brecha estructural entre demanda y oferta nacional de energéticos, aumentaron drásticamente las importaciones, disminuyó la generación de la renta petrolera y creció notablemente la deuda de Pemex ante el apremio de cubrir una carga fiscal superior a la utilidad obtenida en la operación de la empresa.

Se destaca al respecto que en los últimos cuatro sexenios el pago de las obligaciones fiscales de la empresa superó en más de 100% el valor de las utilidades brutas, antes de cubrir esos pagos. En el último sexenio, el pago de obligaciones fiscales fue en promedio 238% el valor de las utilidades brutas. Una de las consecuencias de cubrir obligaciones fiscales superiores a las utilidades brutas repercute en el imperativo de contraer pasivos por encima de los activos. En ese sexenio la relación entre pasivos y activos fue de 167% (Tabla 4).

Tabla 4. Pemex: Obligaciones fiscales entre utilidades brutas* y relación de pasivos entre activos, 1994-2018 (por cientos)

| Sexenios | Obligaciones fiscales entre utilidad bruta | Pasivos/ Activos (al final de año) |
|-----------|--|------------------------------------|
| 1994-2000 | 102 | 73 |
| 2001-2006 | 107 | 97 |
| 2007-2012 | 110 | 113 |
| 2013-2018 | 238 | 167 |

Nota: *Utilidades brutas definidas como beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

Fuente: elaboración propia con datos de los reportes de resultados de Pemex (2019c).

La situación operativa, técnica y financiera de las Empresas Productivas del Estado se tornó más grave de lo que fue su funcionamiento crítico previo a la reforma. Lo anterior se refleja en la estructura de sus estados financieros. En el caso del balance general de Pemex, al finalizar 2018 los pasivos superaron 1.4 billones de pesos el valor de los activos; en 2010 ese exceso fue de 0.1 billones (Tabla 5).

(billones de pesos)

| Año | 2010 | 2015 | 2018 | 2019** |
|-----------------------------------|------|------|------|--------|
| Activos totales | 1.4 | 1.8 | 2.1 | 2.0 |
| Pasivos totales | 1.5 | 3.1 | 3.5 | 3.8 |
| Pasivos financieros a largo plazo | 0.6 | 1.3 | 1.9 | 1.8 |
| Provisiones beneficios empleados | 0.7 | 1.3 | 1.1 | 1.4 |
| Otros pasivos | 0.2 | 0.5 | 0.5 | 0.6 |
| Capital contable | -0.1 | -1.3 | -1.5 | -1.7 |

Notas: *Las sumas parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo de cifras.

**Los datos de 2019 se refieren al último día de septiembre.

Fuente: elaboración propia con datos de los reportes de resultados de Pemex (2019c).

Respecto al estado de resultados de la empresa, la utilidad de operación, antes de deducir los gastos financieros, los pagos y los pagos al fisco, entre otros rubros, la utilidad de operación fue 0.2 billones de pesos. La utilidad neta después de esas deducciones se tornó en pérdida neta de 0.2 billones de pesos (Tabla 6).

Tabla 6. Estado de resultados de Pemex, 2010-2019*

(billones de pesos)

| Año | 2010 | 2015 | 2018 | 2019** |
|------------------------------------|------|------|------|--------|
| Ingresos | 1.3 | 1.2 | 1.7 | 1.1 |
| Utilidad de Operación | 0.1 | -0.2 | 0.4 | 0.2 |
| Gastos financieros (neto) | 0.0 | -0.2 | -0.1 | -0.1 |
| Utilidades antes de pagos al fisco | 0.1 | -0.4 | 0.3 | 0.1 |
| Pagos al fisco | 0.2 | 0.3 | 0.5 | 0.3 |
| Utilidad neta | 0.0 | -0.7 | -0.2 | -0.2 |

Notas: *Las sumas parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo de cifras.

**Los datos de 2019 se refieren al último día de septiembre.

Fuente: elaboración propia con datos de los reportes de resultados de Pemex (2019c).

Política energética para superar la crisis

El Ejecutivo Federal ha puesto en marcha un conjunto de acciones que considera indispensables para superar la difícil situación energética. Entre esas acciones destacan, además del rescate de Pemex, desterrar actos ilícitos e inmorales, brindar apoyo a las empresas productivas del Estado y lo que es de la mayor relevancia, hacer partícipe a la inversión privada en los programas y proyectos energéticos prioritarios identificados por el gobierno y concertados con los particulares.

El Plan de Negocios 2019-2024 de Pemex y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2019-2033, formulados durante la actual administración federal, otorgan una alta prioridad a las acciones men-

cionadas y al cumplimiento de los objetivos enunciados en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. Conforme a estos instrumentos, una de las metas inmediatas de Pemex es detener y revertir la caída en la extracción de hidrocarburos mediante la ejecución de proyectos de inversión en aguas someras y terrestres. En el sexenio se pretende aumentar la extracción de petróleo crudo en 48% y la del gas natural en 28%, respecto a los niveles de 2018 (Pemex, 2019b).

Otra meta es incrementar la refinación de petróleo crudo de 612 mil barriles diarios, que promedió en ese año, a 1,485 mil barriles en 2024, mediante el mejor aprovechamiento de la capacidad instalada en las seis refinerías con que cuenta el país y la instalación de una nueva en la Terminal Marítima de Dos Bocas

En lo que hace a CFE, una meta inmediata es –también– detener la tendencia declinante de la generación de electricidad a cargo de la empresa. En el horizonte de planeación de los próximos quince años el Prodesen prevé que la demanda de electricidad crecerá a un ritmo anual de 3.2%, cifra superior a la proyección de Producto Interno Bruto (PIB) prevista para ese período 2019-2033, aunque inferior desde luego a 4% promedio referido en el Plan Nacional de Desarrollo. Se adopta el supuesto implícito de que disminuirá significativamente la intensidad energética respecto al PIB (Sener, 2019b).

Se propone instalar nuevas centrales de generación de electricidad en una magnitud similar a la capacidad instalada actual (70 GW), y se propone también, de conformidad con ello, ampliar, rehabilitar y modernizar los sistemas de transmisión y distribución de electricidad. Respecto a la generación, 53% de las nuevas instalaciones correspondería a fuentes renovables de energía –fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas–, 42% a plantas de ciclo combinado a base de gas natural y el restante 5% a otras fuentes de energía renovable y fósil. El Programa de la CFE no considera ampliar o construir nuevas plantas nucleares, ni retirar centrales de generación existentes que utilizan combustibles fósiles distintos del gas natural.

El gobierno pretende que las inversiones requeridas para alcanzar las metas sean financiadas con recursos de las empresas del Estado y del gobierno federal, y con la participación de inversionistas privados. No contempla que el origen del financiamiento recaiga en endeudamiento público, ni en aumento de tasas impositivas o nuevos impuestos, ni en una participación más activa de la banca de desarrollo en la producción de energéticos.

Aún no se dispone de información integrada de las propuestas de inversión que consignan el Plan de Pemex, el Programa de CFE y otros instrumentos oficiales o de organizaciones privadas comprometidas con el cumplimiento de metas de producción de energía. A juzgar por la información suministrada por el gobierno, se trabaja activamente con organizaciones empresariales y

empresarios en la identificación de mecanismos y fórmulas que concilien el interés de los particulares, respecto a criterios de rentabilidad, garantía y derechos de propiedad (expresado en el postulado genérico de “confianza”), con el interés público y el interés nacional.

En el mes de noviembre pasado (2019), el gobierno federal y organizaciones empresariales dieron a conocer el Acuerdo Nacional de Inversiones en Infraestructura del Sector Privado, por 859 mil millones de pesos, para la ejecución de 147 proyectos de inversión. De esa cifra, 149 mil millones corresponden a 13 proyectos en el sector de energía; se ofreció que hasta el próximo mes de enero de 2020 se informaría sobre ellos.

En síntesis, el país cuenta con planes y programas orientados a superar en lo inmediato la grave crisis originada por la caída acumulada de la oferta interna de energía primaria (extracción de hidrocarburos) y secundaria (petrolíferos y electricidad). Superar la precariedad operativa, económica y financiera de Pemex y CFE constituye uno de los ejes fundamentales para lograr ese propósito. Otro eje es desterrar la corrupción, el robo y otras prácticas ilícitas en esas empresas que en el diagnóstico del gobierno subyacen en su precariedad productiva. Otro más es el financiamiento de la inversión pública en proyectos prioritarios de inversión identificados por ambas empresas y la búsqueda de mecanismos que permitan la participación de inversionistas privados en esos y en otros proyectos de infraestructura.

La nueva realidad energética

El país no cuenta aún con una estrategia energética de largo plazo, que permita ubicar el alcance y contenido de los programas y planes encaminados a superar la grave crisis del sector. Contar con ello es indispensable y se entiende que se encuentra en elaboración como parte del planteamiento gubernamental de la Cuarta Transformación de la vida nacional.

Las decisiones de inversión en energía son de larga maduración, montos significativos y de alto riesgo. Decidir sobre su conveniencia o factibilidad implica consideraciones que rebasan el ámbito circunscrito de decisiones fragmentarias de inversión de corto plazo. El entorno externo es sumamente cambiante y la exposición de la economía muy abierta. Además, son fundamentales para garantizar el cumplimiento de objetivos nacionales de producción y bienestar, entre otros. Quizás ahora más que en el pasado, las orientaciones estratégicas consensuadas de largo plazo son fundamentales y persuasivas en la toma de decisiones sobre inversión, sea ésta pública, privada o mixta.

Al tiempo que logren superarse los apremios de la coyuntura derivados de la grave crisis energética del país, es apremiante afrontar viejos y nuevos desafíos en materia energética. En lo externo, se transita hacia un nuevo

paradigma mundial de cambios, reacomodos y alcance profundo en el uso y transformación de la energía. Insertarse en función de los intereses de la nación es un imperativo básico en la formulación de la estrategia energética que requiere el desarrollo. El régimen político del México actual lo permite.

La transición energética mundial es una realidad universal; se transita de las fuentes fósiles a las renovables, del desperdicio a la eficiencia; y de la incertidumbre a la seguridad energética. La Unión Europea ha anunciado el propósito de constituir el primer continente neutral en la emisión de gases efecto invernadero en 2050. Pero también en el mundo se persiste en incursionar vías renovadas de explotar los hidrocarburos y el carbón. La transición es dispareja, sinuosa, con retrocesos y tensiones y los resultados no son del todo predecibles.

Es dable concluir, con base en estudios de prospectiva energética mundial, elaborados por organizaciones internacionales, empresas multinacionales, instituciones académicas y gobiernos de países líderes en el ramo, que las fuentes fósiles disminuirán gradualmente su participación en la oferta mundial de energía primaria. Se estima que, a mediados del presente siglo, esa participación se situará en el orden de 56%, nivel inferior al nivel actual de 81%. Se prevé además que los patrones de transformación y uso de la energía se modificarán drásticamente y que la intensidad energética se reducirá a la mitad entre 2017 y 2047 (Det Norske Veritas [DNV-GL], 2019).

Los factores que impulsan la transición energética mundial son múltiples, entre ellos se destacan las acciones preventivas y de combate al cambio climático, auspiciadas por la comunidad internacional; la disminución relativa de los recursos naturales no renovables susceptibles de explotación comercial; el recrudecimiento de disputas por la apropiación y el usufructo de las reservas de fuentes de energía; y, desde luego, el avance de la ciencia y sus aplicaciones tecnológicas, que en el caso de las energías renovables y la eficiencia energética, diseminan transformaciones profundas en los mercados de los bienes y servicios de alto consumo energético.

Varios indicadores del cambio de paradigma energético universal son elocuentes. Se estima que la máxima demanda de energía del sector transporte se alcanzará en 2026 y la de los hogares y el sector manufacturero en 2033 y 2034 respectivamente; que la mitad de los vehículos de pasajeros vendidos serán eléctricos en 2032 y la mitad de la flota vehicular de pasajeros, comercial y de 2 y 3 llantas también será eléctrica en 2035; que la venta de vehículos comerciales eléctricos será superior a los comerciales de combustión interna en 2048; y que 95% de la población mundial tendrá acceso a la electricidad en 2036 (DNV-GL, 2019).

Respecto a la oferta de energía, el Informe de la empresa noruega DNV-GL ofrece información de los años en que estima alcanzarán su máximo la oferta de combustibles fósiles: carbón 2014, hidrocarburos 2022 y gas natural 2033.

El punto máximo en la oferta de energía nuclear estima que será en 2030. Respecto a las fuentes renovables calcula que las instalaciones fotovoltaicas generarán 1 TW en 2023 y 10 TW en 2046; y que la oferta de energía eólica superará la hidroeléctrica en 2032.

Es posible concluir, con base en esta información, que los mercados mundiales de energía experimentarán cambios significativos en la composición de la oferta y demanda de energéticos, y que serán aún más determinantes en la configuración de los mercados locales de países altamente vulnerables y expuestos al exterior, como es el caso de nuestro país. El desafío de insertarse en esa dinámica en función de los intereses nacionales es un formidable desafío, no nuevo, por cierto.

El tránsito universal hacia las fuentes no fósiles de energía y la mayor eficiencia en su uso y transformación convergen con la nueva realidad mexicana. Durante décadas el país centró su actividad petrolera en una apremiante extracción de hidrocarburos. Escasa prioridad mereció equilibrar esa preocupación con una política de exploración de largo plazo que permitiera abrir nuevos horizontes del conocimiento y aprovechamiento de los hidrocarburos. Tampoco mereció mayor empeño la política nacional para el desarrollo de las fuentes renovables de energía y la incursión hacia nuevos estándares de eficiencia en el uso y transformación de la energía.

Es cuestionable suponer ahora que pueda perdurar indefinidamente la dependencia mexicana de los hidrocarburos, en espera de que se repita un eventual hallazgo petrolero como sucedió con el yacimiento de Cantarell, o como se cifró expectativas en el proyecto del paleocanal de Chicontepec, por citar dos ejemplos de singular importancia. Sin duda las posibilidades están abiertas. Pero la política de desarrollo del país no puede ni debe fincarse en la aleatoriedad de explotar los recursos no renovables, en especial cuando las consecuencias ambientales de hacerlo y la transición energética universal marchan ahora en sentido contrario. Asumir la nueva realidad energética requiere de un formidable ajuste en la conducción de la economía, la recaudación impositiva y la política macroeconómica. Prescindir o aceptar la disminución de la renta petrolera implica, entre otras cosas, asumir la inminencia de una reforma impositiva de gran calado.

El potencial petrolero explotable del país se integra por reservas y recursos prospectivos. Las reservas, a su vez, comprenden las denominadas probadas, probables y posibles. Las probadas son certificadas y ofrecen razonable certidumbre de que son explotables comercialmente (probabilidad de 0.9), en tanto las probables y posibles están sujetas a menor certidumbre (probabilidades de 0.5 y 0.1, respectivamente). Una forma habitual y precaria de referirse a ellas es mediante simples sumas aritméticas: las llamadas 1P se refieren a probadas; las 2P resultan de adicionar las probables; y las 3P del añadido de las

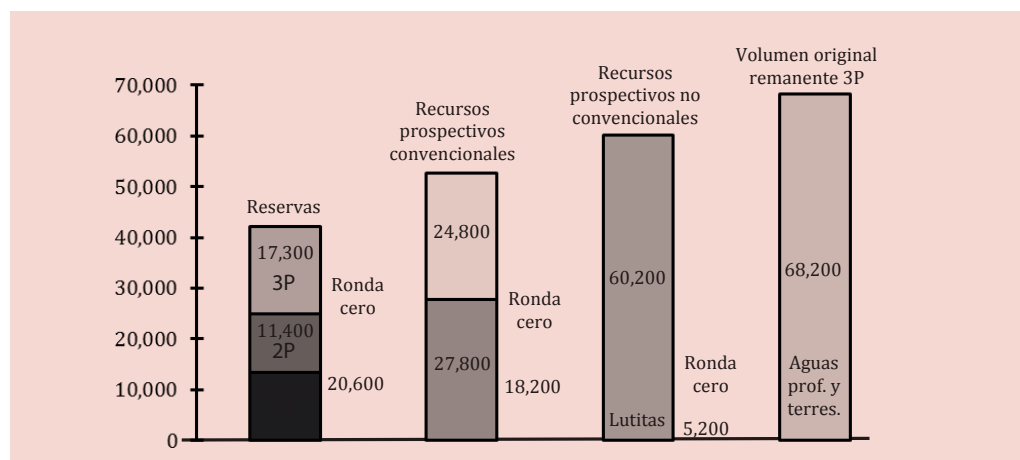
posibles (CNH, 2019a; Pemex, 2019d).

Los recursos prospectivos, en cambio, corresponden a hidrocarburos alojados en el subsuelo que mediante métodos científicos y técnicos es posible formular inferencias sobre su existencia, volúmenes y factibilidad de explotación. La información resultante está sujeta a factores de incertidumbre geológica y técnica, además de comercial, económica y financiera.

Se consideró necesario hacer esta aproximación descriptiva de reservas y recursos prospectivos, en el caso de México, porque con frecuencia se ha minimizado las diferencias y se induce a apreciaciones equivocadas sobre el tiempo, requerimientos, costo y volumen potencial de aprovechamiento. Se pasan por alto su escasa disponibilidad de conocimiento y las marcadas diferencias sobre la viabilidad de su explotación.

El mejor ejemplo de lo anterior fue la información oficial diseminada sobre la asignación a Pemex en 2014 de los derechos para explotar campos petroleros y áreas de exploración en 2014 (lo que se denominó coloquialmente Ronda Cero). En ese año se inició la instrumentación de los cambios constitucionales aprobadas por el Poder Legislativo a fines del año anterior. En ese entonces, las reservas probadas ascendían a 13.4 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las probables a 11.4 y las posibles a 17.3 mil millones (las 1P, 2P y 3P sumaban 13.4, 24.8 y 42.1, respectivamente, cifras en miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, figura 4).

Figura 4. Reservas y recursos prospectivos, 2014 (miles de barriles diarios)



Fuente: elaboración propia con base en información de Sener, CNH y Pemex.

Se anunció en esa oportunidad que las asignaciones incluían el derecho a explotar reservas 2P por 20.6 miles de millones de barriles, suficientes para extraer hidrocarburos durante 20 años, al ritmo de explotación del año previo

a la asignación.¹ Ese horizonte –según se anunció– sería mayor al añadir el resultado exploratorio exitoso de los recursos prospectivos asignados a Pemex (35% del total nacional de prospectivos convencionales y 10% de los no convencionales). Las conjeturas de aritmética simple indujeron a apreciaciones alejadas de la realidad sobre lo que Pemex recibió en asignación y sobre lo que podría hacer en los años venideros (figura 4).

A lo anterior se añadieron las conjeturas vertidas sobre el impacto que tendrían en la producción petrolera nacional y en los ingresos del gobierno llevar a cabo subastas públicas de derechos a explotar campos y áreas petroleras, con reservas y recursos prospectivos que reservó el Estado para ese propósito.

El momento que ahora vive el país reclama ponderar y evaluar con realismo el potencial de la riqueza petrolera, en el marco del interés nacional y de la construcción de una estrategia de transición energética de largo plazo. Para ello es fundamental disponer de información sobre la viabilidad geológica, técnica, ambiental, económica, comercial y estratégica; que ofrece el aprovechamiento de los recursos naturales.

Varios elementos estratégicos se derivan de la información disponible sobre las reservas y los recursos petroleros prospectivos con que cuenta el país en la actualidad. Alrededor de 80% de la extracción de hidrocarburos se concentra en menos de 30 campos petroleros situados en aguas someras frente a las costas de Campeche y Tabasco; sólo el Complejo Ku Maloob Zaap suministra casi la mitad del total de la extracción nacional.

La producción proveniente de los campos en producción se encuentra en fase de declinación, debido al agotamiento natural de los yacimientos. El Plan de Negocios 2019-2024 plantea un programa de inversiones, ahora en ejecución, destinado a amortiguar esa declinación. También incluye la aplicación de recursos propios en nuevos campos que habían sido descubiertos en años recientes y que requerían culminar su fase de desarrollo a fin de incrementar las reservas probadas y entrar en operación productiva. En conjunto estos esfuerzos, se estima, permitirán, en conjunto, lograr el objetivo de revertir la caída de reservas y producción.

El Plan contempla además la ejecución de inversiones privadas como condición indispensable para alcanzar las metas de producción del sexenio. Se tiene previsto suscribir con empresas privadas contratos de servicios integrales de exploración y extracción (CSIEE) a fin de reincorporar a la actividad productiva pozos cerrados, abandonados o de baja producción. La expectativa del

1 Se asignaron a Pemex derechos para extraer hidrocarburos en los campos donde se localizaba 83% de las reservas 2P (incluía las probadas y 63% de las probables). Es decir, se asignó a Pemex la “joya de la corona” petrolera, susceptible de explotación comercial en el corto plazo, con costos e inversiones reducidas, alto nivel de certidumbre comercial y geológica y régimen fiscal propicio para obtener significativa renta petrolera.

gobierno es identificar otras oportunidades donde se aplique esta modalidad contractual.

Otra fuente de inversiones consideradas en el Plan se asocia a la ejecución de más de un centenar de contratos suscritos con empresas privadas, en el marco de las subastas públicas realizadas en años pasados y de la suscripción de contratos de coinversión con Pemex (farm-out). Se estima que a principios de 2019 las reservas probadas de hidrocarburos ascendieron a 7.9 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra 47% inferior al registro de 2014 y equivalente si acaso a ocho años de extracción. 70% de esas reservas se concentra en los campos marinos de producción actual (CNH, 2019a).

El Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, publicado por la Sener en 2018 y sin actualizar al concluir el año de 2019, contempla que en los próximos años se podrían licitar contratos para explorar 48% de las recursos prospectivos convencionales y no convencionales registrados en 2014 (principalmente en aguas profundas y en formaciones de lutitas). No se dispone de información que permita formular previsiones razonables sobre la magnitud de la eventual contribución de esos contratos en el volumen de reservas probadas del país, y menos aún el horizonte de tiempo que tomaría suscribirlos y llevarlos a ejecución. En todo caso se trataría de plazos muy largos y sujetos a múltiples contingencias aleatorias.

Conclusiones

El gobierno federal y las empresas productivas del Estado llevan a cabo acciones de rescate del sector energético, a fin de detener la caída acumulada de la producción de hidrocarburos y recuperar su senda de crecimiento. Las acciones se enmarcan en lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el Plan de Negocios de Pemex 2019-2024 y el Programa de Desarrollo Eléctrico Nacional 2019-2033.

En el sexenio se propone aumentar 48% la extracción de crudo y 28% la de gas natural, 143% la refinación de petróleo y alrededor de una cuarta parte las reservas probadas de hidrocarburos. Se propone también incrementar la capacidad de generación de electricidad –duplicarla en el horizonte de los próximos 15 años– mediante nuevas plantas que utilizan gas natural, fuentes renovables de energía (fotovoltaica, eólica e hidráulica) y cogeneración; se excluyen centrales nucleares.

Entre las acciones desplegadas para alcanzar las metas del sector se destacan: desterrar la corrupción y las prácticas delictivas, adoptar medidas de austeridad, financiar las inversiones con recursos propios y apoyo federal (sin endeudamiento), rescatar las capacidades operativas de Pemex y CFE y hacer partícipe a las empresas privadas en el financiamiento de inversiones y la eje-

cución de proyectos productivos y de infraestructura.

Si se tiene éxito con esas acciones, se estima que al final del sexenio podrían alcanzarse los niveles de extracción prevalecientes hace seis años. El contenido importado del consumo de petrolíferos (gasolinas y diesel, principalmente) disminuiría drásticamente; el déficit nacional de gas natural dejaría de aumentar; y se detendría la tendencia decreciente de la exportaciones de crudo. El efecto combinado de esas acciones sería atenuar la vulnerabilidad externa y evitar que aumente el saldo negativo de la balanza comercial externa de petróleo, registrado a partir de 2015.

En lo que hace a los ingresos petroleros del gobierno federal, la expectativa es recuperar la parte del descenso que ocasionó el menor nivel de actividad extractiva de hidrocarburos acumulada desde hace más de una década. En adición, se fortalecería el rango de maniobra de la política económica instrumentada por el gobierno para impedir que los aumentos y fluctuaciones de los precios internacionales de los energéticos se reflejen directamente en el sistema local de precios de los energéticos y se afecte el bienestar de la población.

El incremento de la actividad energética propuesto por el gobierno se finca en la transformación y uso de combustibles fósiles, particularmente los hidrocarburos. Es previsible la generación de impactos adversos en la emisión de contaminantes primarios a la atmósfera y de gases efecto invernadero, entre otras afectaciones ambientales a la biodiversidad, agua, suelos y residuos. No se dispone aún de información integrada sobre la evaluación de esos impactos, ni de las medidas preventivas y de mitigación que se emprenderán, en acato a las disposiciones jurídicas en la materia.

Se concluye, en el horizonte de corto plazo (primera parte del sexenio de gobierno actual) que es factible rescatar al sector energético de la grave crisis estructural en que se encuentra inmerso, como resultado de las acciones que despliega. Esto sujeto, desde luego, a que fructifique el proceso de remover los obstáculos que limitan la participación de particulares en inversiones y proyectos previstos en los instrumentos programáticos.

Más allá de la inmediatez del rescate energético, la situación del sector requiere afrontar el hecho de que las reservas probadas de hidrocarburos tienden a agotarse rápidamente y que no hay evidencia técnica, ambiental, económica, social y política sobre la factibilidad de que sea posible restituir las con los recursos prospectivos con que cuenta el país, al menos en el horizonte de los próximos quince años. Poco más de la mitad de esos recursos no están documentados y se localizan en formaciones de lutitas (shale). La otra mitad se ubica en partes similares entre aguas profundas y aguas someras y terrestres.

En adición, la matriz energética mundial transita hacia el objetivo de cero emisiones neta de gases efecto invernadero en el curso de los próximos 30

años. Los desafíos y las oportunidades para el país son múltiples y convergentes; rebasan con mucho el ámbito estricto de la producción nacional de energéticos.

Uno de esos desafíos es desacoplar la densidad de energía que se emplea en las actividades de producción y consumo de la economía. La clave es hacer más eficiente el uso de la energía en el transporte (principal consumidor final), al interior del propio sector energético, en las actividades industriales y en el consumo de los hogares.

Otro desafío es entrar de lleno a las fuentes renovables de energía en todo el amplio espectro que ofrecen de escalas, diversidad de fuentes, usos y aplicaciones y expansión de sistemas distribuidos e híbridos. La persistente reducción de costos y el avance de la ciencia y la tecnología abren nuevas posibilidades de desarrollo; es fundamental auspiciarlo desde el Estado, por las enormes externalidades positivas que generan.

Un tercer desafío es asumir la inviabilidad práctica de que la extracción de hidrocarburos se recupere y genere por esa vía suficientes ingresos al gobierno federal. Es previsible que en los próximos años esa recuperación sea modesta y que también disminuya la generación de ingresos por unidad de hidrocarburos extraídos (efecto de las recientes modificaciones en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos). Esto implica asumir la impostergable necesidad de encontrar fuentes alternas de recaudación impositiva. Liberar las finanzas públicas del ancla de maximizar la extracción petrolera permitiría, además, conciliar el aprovechamiento de la riqueza petrolera con los objetivos de sustentabilidad ambiental y seguridad energética.

Por último, uno cuarto es racionalizar el aprovechamiento de la menguada riqueza petrolera del país. Su relativa abundancia del pasado, los bajos costos de producción e inversiones y la permanente y urgente necesidad de financiar el gasto público con fuentes de ingreso de menor resistencia política orillaron al desperdicio y a decisiones de política energética inapropiadas (ejemplos, la excesiva quema de gas, la contaminación y el agotamiento prematuro de yacimientos, el robo de hidrocarburos y otros ilícitos).

La superación de los aspectos coyunturales de la crisis energética permite, ahora, construir la inserción del sector en el paradigma donde los dictados de los mercados se supediten a los intereses de la nación. Se abre la posibilidad de conciliar objetivos de seguridad energética, sustentabilidad ambiental e igualdad en el reparto social de beneficios y costos, así como de reivindicar la soberanía de la nación sobre el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales.

Referencias

- Banco** de México (2019a). Balanza comercial de mercancías en México (sin apertura de maquiladoras) [archivo de datos]. México: Banco de México. Obtenido de <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=1&accion=consultarCuadroAnalitico&idCuadro=CA176&locale=es>
- (2019b). Ingresos Presupuestales del Sector Público [Archivo de datos]. México. Obtenido de <http://www.anterior.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=9&accion=consultarCuadro&idCuadro=CG8&locale=es>
- CNH** (2019a). Análisis de reservas de Hidrocarburos 1P, 2P Y 3P. Al 1 de enero de 2019. México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/460767/Analisis_de_Reservas_1P_2P_3P_2019._vf-cnh-web.pdf
- (2019b). Balance de gas natural. México: CNH. Obtenido de <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>
- Cordera**, R., & Provencio, E. (2016). Informe del desarrollo en México 2015. México: UNAM.
- DNV-GL** (2019). Energy Transition Outlook 2019. Executive Summary. A global and regional forecast to 2050. Høvik, Noruega: DNV-GL. Obtenido de <https://eto.dnvgl.com/2019>
- INEGI** (2002). Sector energético. Importaciones y exportaciones de petrolíferos [Archivo de datos]. México. Obtenido de Banco de Información Económica.
- Pemex** (2019a). Anuario estadístico 2018. México. Obtenido de https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2018.pdf
- (2019b). Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019-2033 (versión pública). México: PEMEX. Obtenido de https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/pn_2019-2023_total.pdf
- (2019c). Resultados. Obtenido de PEMEX: <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>
- (2019d). Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos. 1 de Enero de 2019. México.
- PND** (2019). Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. Gaceta Parlamentaria(5266-XVIII).
- Sener** (2018a). Balance Nacional de Energía 2017. Ciudad de México: SE-

- NER. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energ_a_2017.pdf
- (2018b). Prospectiva de Gas Natural 2018-2032. México: SENER. Obtenido de https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf
- (2018c). Indicadores de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Agosto 2018. México: Subsecretaría de Hidrocarburos. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/403328/Indicadores_agosto_2018_versi_n_publica.pdf
- (2019a). Sistema de Información Energética [Base de datos]. México: SENER. Obtenido de <http://sie.energia.gob.mx/>
- (2019b). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033. Ciudad de México: SENER. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/documentos/prodesen-2019-2033>
- (2019c). Prontuario estadístico de gas licuado de petróleo, agosto 2019. México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/499181/Prontuario_Gas_L.P._agosto_2019.pdf
- (2019d). Prontuario estadístico de petrolíferos, agosto de 2019. México. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/499182/Prontuario_Petrol_feros_AGOSTO_2019_vf.pdf
- Torres, R. (1999). México: Impacto de las reformas estructurales en la formación de capital del sector petrolero. Serie Reformas Económicas. Obtenido de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/7464-mexico-impacto-reformas-estructurales-la-formacion-capital-sector-petrolero>