

## Reforma Energética: balance de cierre a 2018

### Ideas clave

- > La reforma energética<sup>1</sup> fue aprobada en diciembre de 2013; sus leyes secundarias se expedieron en agosto de 2014.
- > La reforma ha avanzado conforme a lo programado en su marco legal. A mayo de 2018, se han llevado a cabo tres rondas de licitación y adjudicado 104 contratos para la exploración y producción de hidrocarburos; se liberalizaron precios y permisos de importación de combustibles; y se avanzó en las subastas de generación de electricidad, entre otros temas.
- > Se estima que la inversión privada comprometida en el sector energético ascenderá a 200 mil millones de dólares al cierre de 2018.<sup>2</sup> Sin embargo, persisten cuestionamientos sobre el *fracking*<sup>3</sup>, y sobre las expectativas de precios de combustibles y de la producción de hidrocarburos.
- > A futuro, se puede pensar en cambios para facilitar la acumulación de mayores recursos en la reserva del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED); así como en fortalecer la capacidad de refinación para mejorar la balanza comercial petrolera, entre otros.

### 1. Antecedentes

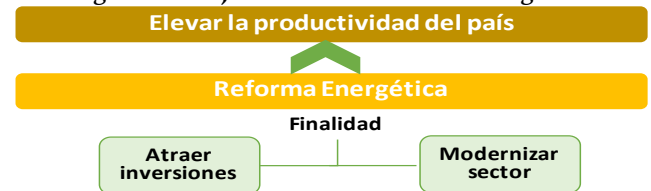
Los problemas de la industria petrolera mexicana han sido discutidos en numerosas ocasiones, y suelen vincularse con: la intervención administrativa directa del Gobierno Federal en Petróleos Mexicanos (Pemex) por muchos años como mecanismo de control; la priorización de los objetivos de corto plazo; y la concentración en su aportación a los recursos del fisco (Lajous, 2014).

Lajous (2014) mencionaba la carestía de personal técnico y gerencial de alto nivel en la empresa; la excesiva integración vertical de Pemex, que provocó que se quedara al margen de las transformaciones mundiales y de los avances tecnológicos; y un sindicato poderoso que se apropió de una importante parte de la

renta económica. Lo anterior derivó en la insuficiente producción de hidrocarburos, en crecientes importaciones de petrolíferos y en deficiencias en el transporte de dichos productos (Del Río, Rosales, Ortega, Maya, 2016).

Para el sector eléctrico se señalaba, entre otros temas, un marco jurídico que no tomaba en cuenta la generación privada de electricidad en modalidades que no se consideraran servicio público, ni en regiones con alto potencial en energías renovables. La debilidad financiera de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se atribuyó al esquema tarifario y a elevados costos administrativos, que provocaron déficits que tuvieron que ser subsanados con disminuciones al patrimonio de la empresa (Del Río *et al*, 2016).

Figura 1.1. Objetivos de la Reforma Energética



#### Objetivos particulares:

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo.
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a Pemex y CFE como EPE's 100% mexicanas.
- Permitir que la Nación ejerza exclusivamente la planeación y control del SEN, en beneficio de un sistema competitivo.
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas.
- Combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético.
- Fortalecer el ahorro de largo plazo a través del FMPED.
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y protegiendo al medio ambiente.
- Atraer inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.
- Reducir los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de gas.

EPE: Empresa Productiva del Estado. SEN: Sistema Eléctrico Nacional. FMPED: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Fuente: elaboración propia con información de reformas.gob.mx

En este contexto, la reforma energética fue uno de los temas prioritarios a impulsar desde el comienzo de la administración federal 2013-2018. Ello se reflejó en su inclusión en el Pacto por México, en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, así como en los programas

<sup>1</sup> De aquí en adelante, reforma energética o reforma se utilizan de manera indistinta.

<sup>2</sup> Presidencia de la República (2018).

<sup>3</sup> Se refiere al proceso de fracturación hidráulica para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

sectoriales de energía, y de medio ambiente y recursos naturales.

La reforma energética se clasificó dentro de las reformas que tuvieron como objetivo elevar la productividad, y su finalidad fue atraer inversiones y modernizar el sector energético. Algunos de sus objetivos particulares fueron la modernización y el fortalecimiento de Pemex y CFE, así como la atracción de inversión privada al sector energético (Figura 1.1).

Los objetivos anteriores derivaron en las modificaciones a los artículos constitucionales 25, 27 y 28, la expedición de nueve leyes y la modificación de 12. Estos cambios se tradujeron en transformaciones de tipo institucional, operacional y hacendario (Del Río *et al*, 2016).

**Cuadro 1.2. Leyes secundarias involucradas en reforma energética**

Leyes expedidas (9)	Leyes reformadas (12)
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos</li> <li>- Ley del FMPED</li> <li>- Ley de la Industria Eléctrica</li> <li>- Ley de Energía Geotérmica</li> <li>- Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética</li> <li>- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos</li> <li>- Ley de Hidrocarburos</li> <li>- Ley de Pemex</li> <li>- Ley de CFE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ley Federal de Derechos</li> <li>- Ley de Coordinación Fiscal</li> <li>- Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria</li> <li>- Ley General de Deuda Pública</li> <li>- Ley de Aguas Nacionales</li> <li>- Ley Orgánica de la APF</li> <li>- Ley de Inversión Extranjera</li> <li>- Ley Minera</li> <li>- Ley de Asociaciones Público Privadas</li> <li>- Ley Federal de Entidades Paraestatales</li> <li>- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.</li> <li>- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.</li> </ul>

Fuente: Del Río *et al* (2016).

El presente documento se propone responder las siguientes preguntas: ¿cuál ha sido el avance en la implementación de la reforma energética?, ¿cuáles son los temas que tienen posiciones a favor y en contra de esta reforma?, y ¿cuáles son los temas que aún quedan pendientes de atender? La respuesta a dichas interrogantes constituye la estructura general del estudio.<sup>4</sup>

## 2. Estado actual de implementación

El estado actual de implementación se revisa en torno a los siguientes temas seleccionados: los resultados de las rondas y la migración de contratos; la liberalización de los precios y de los permisos de importación de combustibles; la conversión de CFE y Pemex en Empresas Productivas del Estado (EPE's); la creación del Mercado Eléctrico y la implementación de las

<sup>4</sup> Para una revisión más detallada de los antecedentes de la reforma energética, de los diagnósticos que le sustentaron, el contenido de dicha reforma y un análisis de su consistencia, se recomienda el libro "Análisis de la Reforma Energética" que puede ser consultado en: <http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx/bitstream/handle/123456789/3404/ENERGETICA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

subastas eléctricas; y la colocación de las fibras E de la CFE.

### 2.1 Ronda Cero, farm-outs y migración de contratos

El otorgamiento de asignaciones a Petróleos Mexicanos (Pemex), considerado en la reforma constitucional y denominado Ronda Cero, tuvo como objetivos, por un lado, otorgar a Pemex los recursos necesarios para asegurar un nivel de producción eficiente ante el nuevo escenario energético nacional; y por el otro, multiplicar la inversión en exploración y extracción de gas a través de licitaciones en las que Pemex también puede participar. El 13 de agosto de 2014 se dieron a conocer los resultados de la Ronda Cero.

**Cuadro 2.1. Reservas y recursos prospectivos otorgados a Pemex en Ronda Cero**

Tipo	Volumen otorgado (mmbpce)	Otorgado/solicitado (%)	Superficie otorgada (km <sup>2</sup> )	Reservas/producción (años)
Reservas				
2P <sup>1</sup>	20,589	100	17,010	15.5
Recursos prospectivos	23,447	67	72,897	5.0*
Convencional	18,222	70.9	64,489	
No convencional	5,225	58.8	8,408	

mmbpce: millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

<sup>1</sup>Recursos convencionales, localizados casi por completo en campos terrestres y aguas someras.

\* Cálculo con base en la reserva a incorporar.

Fuente: Sener (sf). *Resultado de la Ronda Cero*.

Pemex puso a consideración de la Secretaría de Energía (Sener) la adjudicación de las áreas en exploración y los campos en producción que consideró estar en capacidad de operar. Los títulos de las concesiones fueron otorgados a Pemex en agosto de 2014. Con tales asignaciones, se estimó que Pemex contaría con 83% de las reservas 2P y 21% de los recursos prospectivos del país.<sup>5</sup> Con ello, se estimó que la empresa podría producir 2,500 miles de barriles diarios (mbd) por los próximos 20.5 años (Sener, sf).

La Ley de Hidrocarburos permite la migración de asignaciones a contratos para la exploración y extracción, ya sea Pemex por sí sola o por medio de alianzas o asociaciones con otras empresas (*farm-outs*), con el fin de potenciar el desarrollo de los campos y áreas asignadas inicialmente a Pemex. En éstas últimas, la selección del socio debe realizarse por medio de licitación.

En mayo de 2017, Pemex realizó la primera migración sin socio para los campos Ek y Balam,

<sup>5</sup> Las reservas 2P son la suma de las reservas probadas (que tienen al menos una probabilidad de extracción de 90%) y las reservas probables (que son más factibles de ser comercialmente recuperables que lo contrario). Por su parte, los recursos prospectivos son recursos que no han sido descubiertos pero que han sido inferidos y que se estiman potencialmente recuperables.

situados en aguas someras de la Sonda de Campeche. A partir de la fecha mencionada, los campos comenzaron a operar bajo un contrato de producción compartida. La expectativa es que Pemex triplique la producción de 30 mbd a 90 mbd, aproximadamente, para el periodo 2020-2023 (Pemex, 2017).

Para marzo de 2018, Pemex ya había concretado también tres *farm-outs*: Trión, en aguas profundas frente a la costa de Tamaulipas, con la empresa australiana BHP; para el bloque terrestre Cárdenas-Mora, en Tabasco, con la empresa egipcia Cheiron; y para el campo terrestre Ogarrio, también en Tabasco, con la empresa alemana Dea Deutsche Erdoel. En los tres casos, se trata de contratos de licencia. El proyecto en Trión implica una inversión de 11 mil millones de dólares (mdd) durante la vida del proyecto y se canalizarán inicialmente para obtener un mejor conocimiento del subsuelo (Pemex, 2016); se espera que la producción inicie en 2023. En los campos situados en Tabasco se pretende incrementar la extracción al menos en 27%, y se prevé que atraigan inversiones por más de 1,500 mdd (Pemex, 2018).

A su entrada en vigor, la Ley de Hidrocarburos estipuló en el art. vigésimo octavo transitorio que Pemex y sus contratistas podrían solicitar la migración de los contratos integrales de exploración y producción (CIEP) o contratos de obra pública financiada (COPF),<sup>6</sup> licitados y suscritos previamente a la entrada en vigor de dicha ley, a las nuevas modalidades de contratos para la exploración y extracción. Dicha migración podría llevarse a cabo siempre y cuando representara ventajas en términos de producción, reservas e inversión, sin necesidad de licitación.

En diciembre de 2017, Pemex y la empresa británica Petrofac firmaron el primer contrato de exploración y extracción<sup>7</sup> en la modalidad de producción compartida, correspondiente a los campos Santuario y El Golpe, situados en Tabasco, que desde 2011 operaban bajo la modalidad de CIEP (Pemex, 2017b). Posteriormente, en marzo de 2018, Pemex y el consorcio Servicios Múltiples de Burgos (SMB) firmaron el contrato de producción compartida del campo Misión, localizado en Tamaulipas y Nuevo León (Pemex, 2018b), el cual previamente operaba un COPF.

Para los primeros dos campos, se informó que la migración contempla inversiones por 1,590 mdd, que

<sup>6</sup>Por medio de los CIEP los contratistas realizaban obras y servicios requeridos por Pemex-Exploración y Producción, y su pago se determinaba en función del cumplimiento de indicadores explícitos y cuantificables utilizados en la industria petrolera internacional. Los COPF son contratos de obra pública que sobre la base de precios unitarios agrupan en una sola unidad distintos servicios; anteriormente se denominaban contratos de servicios múltiples (Pemex, 2007, 2012).

<sup>7</sup>De 22 migraciones contempladas inicialmente. Ver Sener (sf). *Migración de Contratos de Servicios*. Recuperado de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55589/Ficha\\_tecnica\\_migracion.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55589/Ficha_tecnica_migracion.pdf)

permitirán alcanzar una producción máxima de 31 mbd de petróleo crudo equivalente en dichos campos en 2027. Respecto a Misión, se prevén inversiones por 637 mdd y una producción máxima de alrededor de 103 millones de pies cúbicos diarios (mpcd) de gas en 2020.

#### Recuadro 1. Modalidades de participación en exploración y extracción de hidrocarburos

La reforma energética trajo consigo nuevas formas de participación: las asignaciones y los contratos; también consideró el otorgamiento de permisos para realizar ciertas actividades.

El Estado otorga **asignaciones** a las EPE's (Pemex) para realizar la exploración y extracción de hidrocarburos. Además, se pueden suscribir cuatro tipos de **contratos** tanto con EPE's como con privados: licencia, utilidad compartida, producción compartida y de servicios.<sup>1</sup>

- Licencia.** Los contratistas reciben sus contraprestaciones en producción (hidrocarburos), mientras que el gobierno recibe los impuestos y las regalías en efectivo.
- Utilidad compartida.** Los contratistas entregan la totalidad de la producción contractual al comercializador, el cual transferirá los ingresos producto de la comercialización; el FMPEd conservará las contraprestaciones que correspondan al Estado y pagará las que le pertenezcan al contratista.
- Producción compartida.** Las contraprestaciones a favor del contratista se pagarán en especie, con una proporción de la producción contractual de hidrocarburos equivalente al valor de dichas contraprestaciones; también las regalías y el porcentaje de la utilidad operativa a favor del Estado.
- Servicios.** Los contratistas entregarán la totalidad de la producción contractual al Estado y las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo.

La Ley de Hidrocarburos determina que las actividades que requerirán de **permiso** son: el tratamiento y la refinación de petróleo, procesamiento de gas natural, e importación de hidrocarburos y petrolíferos (autorizados por la Secretaría de Energía). También el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, así como gestión de sistemas integrados.

<sup>1</sup>Ver Título Segundo, Capítulo 1, Secciones primera y segunda de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (2016).

## 2.2 Rondas Uno, Dos y Tres

La reforma energética permitió la participación del sector privado en la exploración y extracción de hidrocarburos a través de cuatro tipos de contratos: licencia, utilidad compartida, producción compartida y de servicios. Los contratos se diferencian en la forma en que se llevan a cabo las actividades de exploración y extracción, y en las contraprestaciones que representan tanto para el Estado como para los mismos contratistas.

La adjudicación de los contratos se realiza mediante paquetes de licitaciones, denominados "rondas", en los

cuales las empresas privadas y Pemex participan de manera individual, en consorcio o en asociación. Los contratos se otorgan al concursante que ofrezca mayores beneficios fiscales para el Estado.

**Cuadro 2.2. Procesos licitatorios para la exploración y extracción de hidrocarburos. Rondas 1, 2 y 3**

Concepto	Convocatoria 1	Convocatoria 2	Convocatoria 3	Convocatoria 4
<b>Ronda 1</b>				
Tipo de áreas	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres	Aguas profundas
Tipo de contrato	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia
Áreas contractuales	14	5	25	10
Localización	Cuencas del Sureste	Litoral de Tabasco (principalmente)	Campos Burgos, Norte y Sur	Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina
Presentación y apertura de propuestas	15-jul-14	30-sep-15	15-dic-15	05-dic-16
Áreas adjudicadas	2	3	25	8
<b>Ronda 2</b>				
Tipo de áreas	Aguas someras	Terrestres	Terrestres	Aguas profundas
Tipo de contrato	Producción compartida	Licencia	Licencia	Licencia
Áreas contractuales	15	10	14	29
Localización	Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste	Cuencas de Burgos y del Sureste	Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste	Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina
Presentación y apertura de propuestas	19-jun-17	12-jul-17	12-jul-17	31-ene-18
Áreas adjudicadas	10	7	14	19
<b>Ronda 3</b>				
Tipo de áreas	Aguas someras	Terrestres	Terrestres	
Tipo de contrato	Producción compartida	Licencia	Licencia	
Áreas contractuales	35	37	9	
Localización	Burgos, Tampico-Misantla-Veracruz y Cuencas del Sureste	Burgos, Tampico-Misantla-Veracruz, Cuencas del Sureste	Norte de Tamaulipas (Burgos)	
Presentación y apertura de propuestas	27-mar-18	27-sep-18	27-sep-18	
Áreas adjudicadas	16	-	-	

Fuente: elaboración propia con información de rondasmexico.gob.mx

La Ronda Uno tuvo cuatro convocatorias de licitaciones. El 15 de julio de 2015 se llevó a cabo la primera licitación, el 30 de septiembre de 2015 la segunda licitación, el 15 de diciembre de 2015 la tercera licitación; el 17 de diciembre de 2015 se anunció la cuarta convocatoria de dicha ronda, la cual fue modificada y aplazada, y sus resultados se hicieron públicos el 5 de diciembre de 2016.

La Ronda Dos también tuvo cuatro convocatorias de licitación. Los resultados de la primera licitación se presentaron el 21 de junio de 2017, los de la segunda y

tercera licitaciones el 14 de julio de 2017, y los de la cuarta licitación el 2 de febrero de 2018.

La Ronda Tres tiene fecha para la publicación del fallo de sus primeras dos licitaciones, la primera ya se llevó a cabo el 2 de abril de 2018, y la segunda se presentará el 27 de julio de 2018. El 1 de marzo de 2018 se presentó la tercera convocatoria de licitación de la Ronda Tres.

A mayo de 2018, se concretaron nueve convocatorias de licitaciones públicas internacionales correspondientes a las tres rondas, lo que ha implicado la adjudicación de 104 contratos con empresas nacionales, extranjeras y el propio Pemex.<sup>8</sup> Por el tipo de área, 46 corresponden a terrestres, 31 a aguas someras y 27 a aguas profundas. Según el tipo de contrato, 31 son de producción compartida y el resto de licencia.

**2.3 Liberalización de los precios e importación de petrolíferos**

La nueva Ley de Hidrocarburos estipuló plazos para terminar con los controles de precios de las gasolinas, el diésel y el gas licuado, así como para otorgar permisos de importación de dichos combustibles a agentes distintos a Pemex (ver Cuadro 2.3).

Para la gasolina y el diésel, en noviembre de 2015 se introdujo un esquema de impuesto de cuota fija, y de manera temporal, la fórmula para determinar los precios máximos, así como una banda de fluctuación para dichos precios máximos (Clavellina, Rosales, Ortega, 2017). En diciembre de ese mismo año se aprobaron para 2016 estímulos fiscales a las cuotas de las gasolinas<sup>9</sup> y una cuota complementaria para que los precios se ubicaran entre los máximos y mínimos establecidos de +/- 3.0%.

A finales de 2016 se volvieron a establecer estímulos fiscales para reducir la cuota fija mediante acuerdos que fijaron porcentajes y montos del estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas aplicables (IBD, 2018).

Para 2017 se determinó también un calendario de liberalización de los precios de los combustibles por regiones. A partir del 30 de noviembre de ese año, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dejó de publicar precios máximos para los combustibles automotrices y la determinación de precios se hace bajo condiciones de mercado.

Sin embargo, en el contexto de precios crecientes del petróleo, para 2018 la política de estímulos fiscales se ha mantenido. Por ejemplo, del 16 al 22 de junio de 2018 se fijaron estímulos fiscales del IEPS de 2.982, 2.122 y 3.254 pesos por litro, respectivamente, para la

<sup>8</sup>Al cierre de marzo de 2018, en cuatro convocatorias Pemex ya había obtenido 14 contratos: tres en solitario y el resto en consorcio con otras empresas.

<sup>9</sup> Los estímulos fiscales se refieren a los mencionados en la nota al pie siguiente.

magna, la premium y combustibles no fósiles, y para el diésel,<sup>10</sup> por lo que las cuotas reducidas se situaron en 1.608, 1.758 y 1.786 pesos por litro, respectivamente (SHCP, 2018).

**Cuadro 2.3. Disposiciones para gasolina, diésel y gas licuado**

Fecha	Gasolina y diésel		Gas licuado	
	Precios	Permisos	Precios	Permisos
01-ene-15	Establecidos por el Ejecutivo Federal mediante acuerdo*	Permisos para importación de gasolina y diésel a Pemex o sus subsidiarias**	Establecidos por el Ejecutivo mediante acuerdo en tanto no se implemente Programa de apoyos focalizados a consumidores	Permisos para la importación de gas licuado a Pemex, sus subsidiarias o filiales
31-dic-15				
01-ene-16	Determinados por el mercado	Permisos a cualquier interesado que cumpla con disposiciones	Determinados por el mercado	Permisos a cualquier interesado que cumpla con disposiciones
31-dic-16				
01-ene-17	Determinados por el mercado	Permisos a cualquier interesado que cumpla con disposiciones	Determinados por el mercado	Permisos a cualquier interesado que cumpla con disposiciones
31-dic-17				
01-ene-18	Determinados por el mercado	Permisos a cualquier interesado que cumpla con disposiciones	Determinados por el mercado	Permisos a cualquier interesado que cumpla con disposiciones
31-dic-18				
Años subsiguientes				

\* La SHCP dejó de publicar precios máximos el 30 de noviembre de 2017 y a partir de entonces se determinan por condiciones de mercado, si bien, la política de estímulos fiscales continúa.

\* En febrero de 2016 se decidió adelantar la fecha en que cualquier interesado podrá importar gasolina y diésel a partir de abril de 2016. Fuente: elaboración propia con información de la Ley de Hidrocarburos (2016) y Sener (2016).

Los permisos de importación de gasolinas y diésel se otorgaron a cualquier interesado que cumpliera con los requisitos a partir del 1 de abril de 2016 (Sener, 2016). Se estimó que esto permitiría incentivar la libre competencia, la inversión en infraestructura de transporte y almacenamiento, así como incrementar el número de estaciones de servicio, entre otras ventajas.<sup>11</sup>

En materia de gas licuado, el Gobierno Federal controló mediante decretos tanto los precios máximos de venta de primera mano, como de venta a usuarios finales hasta el 31 de diciembre de 2016. Dicho año cerró con precios fijos de venta en promedio simple nacional de 11.55 pesos por kilogramo antes del impuesto al valor agregado (IVA) (Presidencia de la República, 2016).

En enero de 2017, los precios del gas licuado al público se liberaron, mientras que los correspondientes a la venta de primera mano (VPM) de Pemex (precios de mayoreo) comenzaron a

determinarse por condiciones de mercado en junio del mismo año. Sin embargo, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) continúa regulando la VPM a través de los términos y condiciones, así como de los modelos de contratos de comercialización de Pemex (CRE, 2017).

En concordancia con lo estipulado con la Ley de Hidrocarburos, los permisos de importación del gas licuado comenzaron a otorgarse en 2016 a cualquier interesado que cumpliera los requisitos.

## 2.4 Conversión de Pemex y CFE en empresas productivas del Estado

La reforma energética implicó que Pemex y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se convirtieran en EPE's. Así, se mantuvieron como propiedad del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, y con autonomía técnica, operativa y de gestión. En este contexto, ambas empresas se sujetan al balance financiero y al techo de gasto de servicios personales que, a propuesta de la SHCP, apruebe el Congreso de la Unión.

Con la Reforma se creó un consejo de administración para CFE mientras que el de Pemex se modificó, de manera que ambos integran funcionarios del Gobierno Federal, consejeros independientes y sólo en CFE, un representante de los trabajadores. Las empresas modificaron su estructura productiva para conformarse por subsidiarias y filiales (Figura 2.1).<sup>12</sup>

**Figura 2.1. Estructura productiva actual de Pemex y CFE**

<b>Subsidiarias</b>			
- Exploración y Producción		- 6 de Generación - Distribución	
- Transformación Industrial		- Transmisión - Serv. Básicos	
<b>Filiales</b>			
-Perforación	-Fertilizantes	-Contratos Legados	-Internacional
-Logística	-Etileno	-Suministro Calificado	-Capital
-Cogeneración y Servicios		-Energía	

Fuente: elaboración propia con información de Pemex y CFE

Se aprobó además un nuevo régimen fiscal para Pemex, lo que supuso la simplificación y eliminación de distintos derechos que anteriormente se cobraban a la empresa. En este sentido, la reforma estableció tres derechos, además del impuesto por la exploración y extracción de hidrocarburos, el impuesto sobre la renta (ISR), el IEPS y el dividendo.<sup>13</sup>

<sup>10</sup> En 2016, 2017 y 2018 se decidió además continuar con el estímulo fiscal aplicable a las cuotas del IEPS de las gasolinas para la frontera norte y para el sector pesquero y agropecuario. A estos se suman el acreditamiento del IEPS del diésel para auto-transportistas, consumidores que lo utilicen para maquinaria o combustible en vehículos marinos, de combustibles fósiles utilizados para procesos productivos y que no se destinen para combustión. Ver, por ejemplo, SHCP (2017).

<sup>11</sup> Al 16 de mayo de 2018 se encontraban vigentes 390 permisos de importación de gasolinas, 512 de diésel, 108 de gas LP y 82 de turbotina.

<sup>12</sup> En Del Río, *et al* (2016) se explica con más detalle cómo quedaron conformados los consejos de administración.

<sup>13</sup> La Ley de Pemex inicialmente estipuló que el dividendo comenzaría a cobrarse en 2016 (sobre los ingresos de 2015) cuando sería mínimo de 30%; dicho porcentaje se reduciría a 15% en 2021 y a 0% en 2026. A partir de 2027, SHCP propondrá el monto que Pemex y sus

**Cuadro 2.4. Modificación al régimen fiscal de Pemex**

Régimen anterior	
Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos	Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización
Derecho para la Investigación Científica	Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo
Derecho para la fiscalización petrolera	Derecho sobre extracción de hidrocarburos
Derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos	Derecho especial sobre hidrocarburos
Derecho adicional sobre hidrocarburos	
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	Impuesto al Valor Agregado
Impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados <sup>1</sup>	Impuesto a los rendimientos petroleros <sup>2</sup>
Impuestos y demás contribuciones a la importación	
Nuevo régimen	
Derecho por la utilidad compartida	Derecho de Extracción de Hidrocarburos
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	
Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos	Impuesto Sobre la Renta
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	
Dividendo <sup>3</sup>	

<sup>1</sup>Según las facultades referidas en el artículo 131 constitucional.  
<sup>2</sup> Pemex y sus organismos subsidiarios, a excepción de Pemex Exploración y Producción, estaban obligados a pagarlo.  
<sup>3</sup>El porcentaje mínimo sería de 30% en 2016, el cual se reducirá a 15% en 2021 y a 0% en 2026. Sin embargo, de 2016 a 2018 se ha decidido no cobrarlo.  
 Fuente: elaboración propia con información de las Leyes de Ingresos de la Federación 2014 y 2015, Ley Federal de Derechos (DOF 11-12-2013, 11/08/2014) y Ley de Pemex.

La reforma energética también consideró la posibilidad de que el Gobierno Federal asumiera un porcentaje de las pensiones y jubilaciones en curso de pago de Pemex y CFE, bajo la condición de que las empresas alcanzaran los acuerdos para modificar los contratos colectivos de trabajo correspondientes,<sup>14</sup> además de implementar un programa de austeridad del gasto. Se debían introducir esquemas de cuentas individuales para los nuevos trabajadores y un ajuste gradual de los parámetros para determinar las pensiones de los trabajadores activos.

En 2016, el Gobierno Federal asumió una proporción de la obligación de pago de las pensiones y

subsidiarias deberán entregar como dividendo, el cual deberá ser discutido y aprobado en el Congreso. Sin embargo, de 2016 a 2018 se eximió a Pemex de pagar dicha obligación (FMPED, 2015, 2016, 2017). CFE también está obligado a pagar el dividendo, pero ante los resultados reportados desde 2015, también se le ha eximido de su pago.

<sup>14</sup>Pemex también debía de modificar el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza.

jubilaciones de Pemex y CFE, con montos de 134 mil 200 millones de pesos (mdp) y 161 mil 100 mdp, respectivamente. Dichos montos corresponden a los ahorros de las obligaciones de las empresas derivados de los acuerdos realizados para disminuir sus pasivos pensionarios (SHCP, 2017b).<sup>15</sup>

**2.5 La creación del Mercado Eléctrico y la implementación de subastas eléctricas**

La reforma energética preservó el control de la nación en la planeación y control del sistema eléctrico nacional, así como en la transmisión y distribución de electricidad; sin embargo, abrió a la libre competencia las actividades de generación y comercialización.

La reforma también consideró que el Estado podrá realizar contratos con particulares que permitieran expandir y mejorar las redes de transmisión y distribución. Asimismo, se contempló que la inclusión de participación privada en condiciones de competencia de mercado dentro del sector permitiría la creación y consolidación del Mercado Eléctrico Mayorista,<sup>16</sup> el cual comenzó a operar en enero de 2016.

Adicionalmente, se abrió la posibilidad de que existan proveedores particulares de electricidad generada a partir de fuentes renovables y limpias que puedan vender directamente la energía a compradores calificados. Como una medida para impulsar la generación de energía renovable, también se incluyó la creación de Certificados de Energías Limpias (CEL's), los cuales comenzaron a ser aplicables a partir del año 2018. Los generadores y distribuidores de energía que no alcancen el porcentaje mínimo de generación a través de energías limpias, fijado de manera periódica por el Estado, deberán comprar estos certificados a aquellos que sí lo cumplan, de lo contrario serán acreedores a sanciones.

Para impulsar la generación de energía geotérmica, se implementó una Ronda Cero para que CFE solicitara las áreas de campos geotérmicos que estuviera interesada en aprovechar. La Sener otorgó en julio de 2015 a CFE cinco títulos de concesión y 13 sitios geotérmicos para exploración que representan el 52% del potencial solicitado por esta empresa productiva del Estado. En noviembre de 2015 se otorgó la primera concesión a privados para la exploración de yacimientos geotérmicos en Nayarit.

<sup>15</sup>El apoyo financiero total para Pemex en relación con su pasivo laboral asciende a 184,231 millones de pesos (mdp), pues en 2015 se realizó una operación preliminar por 50 mil mdp. En 2016 Pemex también recibió una aportación por 26,500 mdp para fortalecer su posición financiera (SHCP, 2017b).

<sup>16</sup> El Mercado Eléctrico Mayorista es el mercado operado por el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) en el que los participantes del mercado pueden realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica, servicios conexos, potencia, derechos financieros de transmisión y certificados de energías limpias. Ver Del Río *et al* (2016).

Respecto a las subastas del Mercado Eléctrico Mayorista, a la fecha se han concluido tres de largo plazo, por medio de las cuales distintas empresas han adquirido contratos para producir y vender energía eléctrica a CFE, a partir de 2018. Las subastas han permitido cubrir la mayor parte de la demanda original solicitada por CFE, a precios cada vez menores (ver Cuadro 2.5). Los contratos representan montos significativos de inversión por la construcción de las centrales eléctricas.

En marzo de 2018 se publicó la convocatoria de la Cuarta Subasta Eléctrica de Largo Plazo; el fallo de dicha subasta se emitirá el 2 de noviembre y la firma de contratos está prevista para el 15 de febrero de 2019 (Sener, 2018). Asimismo, en abril de 2018 se firmó el contrato de la Primera Subasta Eléctrica de Mediano Plazo, el cual consiste en la venta de potencia de una central de ciclo combinado en Durango.<sup>17</sup>

Cuadro 2.5. Resultados de las subastas eléctricas de largo plazo

Concepto	Subasta		
	Primera	Segunda	Tercera
	mar-16	sep-16	nov-17
No. Empresas ganadoras	11	23	9
Precios energía limpia (dólares por MWh)	47	33.47	20.57
Energía adjudicada (millones MWh)	5.4	8.9	5.5
CEL (millones)	5.4	9.3	5.9
Potencia MW-año	-	1,187	593
Fuente de energía	Solar y eólica	Ciclo combinado, solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica	Solar, eólica, ciclo combinado

Fuente: elaboración propia con información de los boletines de prensa de CENACE y Sener.

Por otro lado, a finales de enero de 2018 se lanzó la convocatoria de la primera licitación de las líneas de transmisión eléctrica para la interconexión de Baja California al Sistema Interconectado Nacional. Este proyecto se desarrollará bajo la modalidad de una Asociación Público-Privada (APP) mediante una concesión por 30 años; Sener estima que requerirá una inversión de 1,100 mdd. Con este proyecto se buscará mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y profundizar la integración energética con Norteamérica. Asimismo, se incorporarán cerca de 2,000 megawatts (MW) de energía solar y eólica en los próximos 15 años en la región noroeste del país.

## 2.6 Colocación de las Fibras E de la CFE

En febrero de 2018, la CFE emitió el primer Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura, conocido como Fibra E, a través del cual se emitieron certificados bursátiles fiduciarios de Inversión en Energía e Infraestructura mediante la Bolsa Mexicana de Valores.<sup>18</sup> Este instrumento permitirá a CFE contar con una fuente de recursos adicional y recurrente para cumplir con el compromiso de desarrollo de infraestructura eléctrica nacional (CFE, 2018). Se colocaron 16,388 mdp y tuvo una demanda superior a los 25 mil mdp entre inversionistas institucionales, banca privada y fondos de inversión de México y otros países.

De acuerdo con CFE (2018), este instrumento permite a la empresa, a través de CFE Transmisión, mantener la totalidad del control y propiedad sobre el servicio público de transmisión eléctrica en México, así como de los activos de la red nacional eléctrica. En el fideicomiso se depositará un porcentaje de los derechos de cobro futuros, de una parte de los activos de transmisión de la CFE. La Fibra E será administrada por CFE Capital, una de las filiales de CFE.

Los recursos derivados de la Fibra E explican que los ingresos de CFE al primer trimestre de 2018 se incrementaron 3.7% en términos reales respecto al mismo periodo del año anterior, dado que en ese lapso las ventas de la empresa disminuyeron 0.2% por volumen y 20.4% por precio.<sup>19</sup>

## 3. Posiciones a favor y en contra de la Reforma Energética

En esta sección se revisan algunos de los temas de la reforma energética que han suscitado polémica. Los temas seleccionados se vinculan a la participación de la inversión privada en el sector energético, el *fracking*, y el incumplimiento de expectativas en cuanto a la reducción de precios de energéticos y al incremento en la producción de hidrocarburos. Tras una breve descripción de cada tema, se sintetizan algunas de las posiciones a favor o en contra respecto al mismo.

### 3.1 Participación de la inversión privada en el sector para revertir tendencias decrecientes en inversión y producción

Ante las dificultades de Pemex y CFE para realizar todas las inversiones que requiere el sector energético, se optó por permitir la entrada de inversión privada nacional y extranjera mediante la reforma. Asimismo, partir de la reforma, Pemex puede asociarse con

<sup>18</sup>Un certificado bursátil fiduciario es un título de crédito que representan la participación individual de sus tenedores en un crédito colectivo a cargo de un patrimonio afecto en fideicomiso. Ver [www.cnbv.gob.mx](http://www.cnbv.gob.mx).

<sup>19</sup> Ver IBD (2018).

empresas privadas para llevar a cabo actividades de refinación, transformación, transporte, almacenamiento, distribución, exportaciones e importaciones de hidrocarburos y derivados, procesamiento de gas y petroquímica. Pemex puede realizar estas actividades en el país, en zona económica exclusiva o en el extranjero.

Por otro lado, la reforma preserva el control de la nación en la planeación y control del sistema eléctrico nacional, así como en la transmisión y distribución de electricidad; sin embargo, abrió a la libre competencia las actividades de generación y comercialización. La reforma también consideró que el Estado podrá realizar contratos con particulares que permitan expandir y mejorar las redes de transmisión y distribución. Asimismo, se contempló que la inclusión de participación privada en condiciones de competencia de mercado dentro del sub-sector permitiría la creación y consolidación del Mercado Eléctrico. Adicionalmente, la reforma abrió la posibilidad de que existan proveedores particulares de electricidad generada a partir de fuentes renovables y limpias que puedan vender directamente la energía a compradores calificados.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) (2017) reporta que la reforma energética ha sido exitosa en atraer jugadores privados a la cadena de valor del sector. De acuerdo con el FMI (2017), la inversión total comprometida durante los primeros años de implementación de la reforma tan sólo en proyectos de exploración de hidrocarburos es de aproximadamente 3,000 millones de dólares, cifra que podría superar los 60,000 millones de dólares dependiendo del éxito en la tasa de exploración.

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (2017) enfatiza que la reforma energética ha contribuido a incrementar la inversión extranjera directa. Al comparar lo que sucedió antes y después de la aprobación de las leyes secundarias de la reforma energética (2014) se observa un nivel promedio superior en la inversión extranjera directa (IED) destinada al sector energético. Así, mientras que en el trienio 2011-2013 se destinó anualmente un promedio de IED de 72.5 millones de dólares (mdd) a la extracción de petróleo y gas, y de 640.8 mdd a electricidad, en el trienio 2015-2017 se alcanzaron 617.4 mdd y 957.7 mdd, respectivamente.

El Banco Mundial (2018) señala que con la entrada de inversión privada se revertirá la tendencia decreciente de inversión y producción de hidrocarburos, lo cual contribuirá al crecimiento económico. Similarmente, investigadores del Fondo Monetario Internacional (FMI) argumentan que el efecto de la reforma a mediano plazo sobre los precios de los energéticos tendrá un impacto positivo en la

producción industrial y por ende en el crecimiento económico de México (Álvarez y Valencia, 2015).

La participación de la inversión privada permitirá revertir la tendencia de insuficiente inversión por parte de CFE en el sub-sector eléctrico en general, y en la generación de electricidad a partir de fuentes renovables y limpias en particular. Sin embargo, cabe destacar que los proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos, así como los de generación de nuevas plantas eléctricas, requieren un período de maduración de varios años antes de entrar en una fase productiva. En este sentido, el incremento en la inversión en proyectos energéticos tendría un impacto en el mediano plazo en el aumento de la producción en el sector.

En cuanto a posiciones en contra de la entrada de inversión privada al sector energético, posiblemente la crítica más técnica -y menos política- que se ha hecho está vinculada a potenciales riesgos de información asimétrica en proyectos petroleros entre empresas privadas e instituciones que representan al Estado Mexicano. Dicha crítica señala que no puede descartarse la posibilidad de una manipulación de costos por parte de las empresas privadas con el objeto de apropiarse de una mayor parte del excedente petrolero, debido a la enorme asimetría de información entre el Estado y las compañías contratistas (Clavellina y Ortega, 2015).

Lo anterior es relevante porque una de las contraprestaciones que recibirá el contratista es la recuperación de costos, gastos e inversiones considerados y permitidos por la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y desarrollados en los lineamientos publicados por la SHCP.<sup>20</sup> Sin embargo, es fundamental que dicha secretaría tenga la capacidad técnica y de recursos humanos para supervisar que la recuperación de los costos, gastos e inversiones cumpla con la regulación correspondiente, en especial aquella en materia de Precios de Transferencia.

### 3.2 Beneficios económicos vs impactos ambientales y sociales por la implementación de proyectos de petróleo y gas shale

La reforma energética incluye la promoción de una industria de exploración y explotación de hidrocarburos intensiva en recursos no convencionales (i.e. petróleo y gas *shale*). La recuperación de petróleo y gas *shale* se asocia a procesos de fracturación hidráulica (*fracking*) con la finalidad de perforar pozos (Ehrenberg, 2012; Sener, 2012; Jackson et al, 2014). Dichos procesos se llevan a cabo al inyectar grandes

<sup>20</sup> “Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones: la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del Derecho de Extracción de Hidrocarburos” publicados en el Diario Oficial de la Federación en marzo de 2015.



volúmenes de agua y una combinación de arena y diversos químicos bajo una elevada presión para fracturar formaciones geológicas y recuperar petróleo o gas natural (Garmezy, 2013; Perry, 2012).

El *fracking* implica riesgos ambientales, como la fuga de gas metano a la atmósfera; la contaminación de cuerpos subterráneos o superficiales de agua con metano o con los químicos que son mezclados con los millones de litros de agua utilizados en el proceso; la contaminación de suelos con dichos químicos y la contaminación del aire por la combustión del diésel utilizado por los equipos de perforación y bombeo (Ehrenberg, 2012; Perry, 2012; Peduzzi, Harding, 2013; Garmezy, 2013; Walton, Woocay, 2013; Jackson *et al*, 2014; Sovacool, 2014).

Derivado de lo anterior, el *fracking* incrementa el riesgo de daños ambientales con consecuencias para la salud pública y el desarrollo productivo de actividades como el turismo, la agricultura y la pesca (Ruiz, 2015). Con la finalidad de evitar riesgos de afectaciones al medio ambiente y a la salud humana o animal, países como Francia, Bulgaria, Alemania y Escocia han prohibido el *fracking*. Mientras tanto, países como Reino Unido, Rumania, Dinamarca, Irlanda, Sudáfrica, y República Checa han impuesto moratorias a la realización de proyectos que utilicen el *fracking* bajo el argumento de que hay poca información acerca de sus posibles impactos sobre las personas y el planeta.<sup>21</sup>

Por un lado, el recurrir al *fracking* para extraer petróleo y gas *shale* implica significativos riesgos al medio ambiente y la salud; por otro lado, representa una oportunidad para obtener significativos beneficios económicos. El aprovechamiento de sus reservas de petróleo y gas *shale* ha sido un factor decisivo que ha contribuido a que Estados Unidos se haya podido posicionar y mantener como el principal productor mundial de gas natural desde 2012, y de petróleo desde 2013. México cuenta con significativas reservas potenciales de petróleo *shale*, las cuales ascienden a 13 mil millones de barriles de crudo y ubican a México como el octavo productor potencial de ese hidrocarburo no convencional (EIA, 2013). Similarmente, México posee la sexta mayor dotación potencial de gas *shale* del mundo, equivalente a 32 veces las reservas probadas actuales de México de gas natural convencional (EIA, 2013).

El principal reto para aprovechar la potencial dotación de petróleo y gas *shale* de México consistiría en reducir a su mínima expresión las posibles afectaciones ambientales, de salud pública, y sociales que podrían ocasionar los proyectos de explotación de este tipo de hidrocarburos no convencionales. Se ha argumentado que existen alternativas que harían más sustentable esta actividad desde una perspectiva

ambiental. Kiger (2014) señala que existen cinco tecnologías para tener energía *shale* más limpia: i) *fracking* con reducido uso de agua, al utilizar un gel que contiene propano se emplea entre 1/4 y 1/8 de agua respecto al procedimiento estándar; ii) utilizar agua reciclada (aguas grises); iii) substituir el diésel por gas natural en equipos de perforación y bombeo; iv) tratamiento de las aguas de desecho generadas; v) tapar las fugas de gas metano.

### 3.3 Expectativas sobre los precios y producción de energéticos

Como parte de la publicidad para impulsar la reforma energética, se apuntó que ésta permitiría una reducción de las tarifas de la luz y del gas natural, y como consecuencia, de los precios de algunos alimentos y servicios. También se señaló que la participación de marcas distintas a Pemex en el expendio al público permitiría precios más competitivos, menores a los precios máximos.

A tres años de implementación de la reforma, no se percibe una tendencia clara en los precios de los combustibles y de la electricidad. Los precios del conjunto de los energéticos mostraron una variación cada vez más pequeña que se volvió incluso negativa a principios de 2016. Sin embargo, desde finales de 2016, la inflación interanual de los energéticos comenzó a aumentar, impulsada principalmente por el incremento del precio de las gasolinas y del gas (ver gráfica 3.2); la cifra más elevada se registró en diciembre de 2017, con 17.7% para el conjunto de los energéticos. En cuanto a la electricidad, luego de mostrar disminuciones en gran parte de 2015 y 2016, la inflación también aumentó, pero a un ritmo menor.

Los incrementos recientes en los precios de los combustibles pueden asociarse a los cambios relacionados con el IEPS (ver sección 2.3), al incremento de los precios internacionales de los hidrocarburos y a la depreciación del tipo de cambio, cuyo incremento se traspasó de tajo al consumidor en enero de 2017.<sup>22</sup> Los precios internacionales de los hidrocarburos y el tipo de cambio inciden ahora de manera directa dado que más de la mitad de la gasolina y el diésel que se consumen en México se importan, principalmente de Estados Unidos.

El precio de la electricidad también responde al aumento en el costo de los combustibles fósiles utilizados en su generación, que se ha traducido en incrementos de las tarifas, con excepción de las correspondientes al sector doméstico de bajo consumo.<sup>23</sup>

Es importante señalar que los incrementos señalados hubieran sido mayores si el Gobierno Federal no hubiera implementado estímulos fiscales y

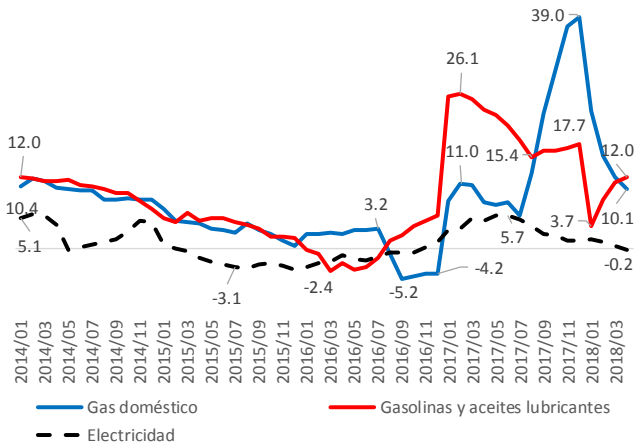
<sup>21</sup> <http://www.onegreenplanet.org/environment/countries-except-united-states-that-have-banned-fracking/>

<sup>22</sup> Ver Campos (2017).

<sup>23</sup> Ver Boletines de Prensa de 2017 de CFE.

subsidios. En el caso de los combustibles automotrices, se estima que en 2017 el estímulo fiscal en materia de IEPS costó 74,910 mdp (SHCP, 2017d).<sup>24</sup> Para 2017 se erogaron 66,677.6 mdp de subsidios a tarifas eléctricas para uso residencial, mientras que para 2018 se presupuestaron 50,179 mdp.<sup>25,26</sup>

**Gráfica 3.2. Inflación interanual de los combustibles y la electricidad**



Nota: gas doméstico incluye gas natural y gas LP; las gasolinas y aceites lubricantes incluyen gasolina de bajo octanaje y de alto octanaje, así como aceites lubricantes; electricidad considera tres tarifas (básica, media, alto consumo) por ciudad donde se cotiza el INPC.

Fuente: elaboración propia con información de INEGI

Similarmente, en la etapa de discusión de la reforma energética se estimaron incrementos en la producción de hidrocarburos que difícilmente podrían haberse cumplido en el corto plazo. Así, por ejemplo, se dijo que la producción de petróleo en 2018 alcanzaría los 3,000 mbd, y que la producción de gas llegaría a 8,000 mpcd. Sin embargo, al primer trimestre de 2018 las cifras alcanzadas fueron menores a las esperadas: la producción de petróleo se ubicó en 1,864 mbd, y la de gas natural en 4,803 mpcd.

Los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos adjudicados en las distintas rondas de licitación deben seguir un proceso de implementación que suele durar varios años, antes de que puedan comenzar a extraer hidrocarburos. Se estima que será hasta 2021 cuando en los escenarios de la plataforma de

producción de petróleo se podrá percibir el efecto de las adjudicaciones en las licitaciones de las Rondas 1 a 4.<sup>27</sup> Para 2023 se estima una producción promedio de crudo en México de 2,593 mbd (SHCP, 2017c).

#### 4. Asignaturas pendientes

La energética fue una de las reformas estructurales más amplias por los sectores involucrados y por las diversas modificaciones operativas e institucionales que implicó. Con el propósito de situar a la siguiente legislatura de la Cámara de Senadores, y, en general, a la sociedad sobre los aspectos pendientes y hacia dónde se puede avanzar, en esta sección se abordan algunos temas seleccionados. Primero, se explica brevemente por qué se considera que se enfrentan problemas en estos temas, y posteriormente, si se vislumbran algunas, se ofrecerán alternativas para su solución. Los temas que han sido seleccionados se relacionan con el FMPED, la generación distribuida de electricidad, la capacidad de refinación, la vulnerabilidad financiera de las EPE's y la generación de electricidad a partir de fuentes renovables.

##### 4.1 Avanzar en modificaciones que permitan al FMPED acumular e invertir un mayor ahorro de largo plazo para obtener un beneficio intertemporal

La reforma energética incorporó la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), el cual comenzó a operar en 2015. El fondo recibe, administra y distribuye los ingresos petroleros (Del Río, Rosales, Pérez, 2015).

Conforme a su marco legal, el FMPED tiene que contribuir anualmente al Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) con una aportación equivalente a 4.7% del PIB, incluidas las transferencias ordinarias<sup>28</sup> menos lo recaudado por el ISR petrolero. Si después de realizar dicha transferencia hubiera recursos remanentes, éstos se deben de acumular en la reserva del fondo como ahorro de largo plazo. A partir de éste, el FMPED podría impulsar el desarrollo y la inversión, o fungir como mecanismo de respuesta contracíclica ante crisis económicas.

El FMPED también puede obtener recursos para la reserva de los reintegros que en su caso reciba, cuando las transferencias ordinarias al Gobierno Federal

<sup>24</sup> En este contexto, conviene discutir la funcionalidad del IEPS a combustibles como un impuesto ambiental. Campos (2017) refiere la utilización de los recursos generados por este tipo de impuestos en el mundo para fines vinculados con la infraestructura y el transporte, entre otros.

<sup>25</sup> Con ello se cubre el subsidio que otorga el Gobierno Federal a través de la Comisión Federal de Electricidad al usuario final de energía eléctrica.

<sup>26</sup> Organismos como la OCDE (2018) han señalado la necesidad de eliminar los subsidios paulatinamente, brindar apoyo focalizado a grupos vulnerables y cambiar la estructura de tarifas para que reflejen mejor los costos de distribución y las variaciones por hora de los precios de electricidad.

<sup>27</sup> García (2018) señala que los contratos otorgados a privados están teniendo resultados favorables. El caso más destacado es la petrolera Lifting de México, que pasó de producir 388 barriles diarios a 2,216 en la actualidad.

<sup>28</sup> Las transferencias ordinarias incluyen las aportaciones que realiza el FMPED a los fondos de estabilización y sectoriales, para los costos de fiscalización petrolera y las transferencias a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice la salida del país de hidrocarburos. Los montos correspondientes se especifican en el Título Quinto de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

superen lo establecido en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF), una vez hechas las compensaciones previstas, según lo estipulado en el artículo 93 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH).<sup>29</sup>

Los ingresos petroleros llegaron a representar 10.3% del PIB en 2008, pero a partir de entonces han sido menores; en 2017 cerraron en 3.8% del PIB. La menor recaudación de ingresos petroleros en los últimos años se explica por precios de la mezcla mexicana de crudo de exportación inferiores a los 47.0 dpb a partir de 2015, y de una plataforma de producción de crudo decreciente desde 2004, que cerró en 1,872.8 mbd en 2017.

La dinámica anterior y el tiempo esperado de maduración de los contratos adjudicados en las rondas de licitación lleva a suponer que los ingresos petroleros no alcanzarán un nivel equivalente al 4.7% del PIB, al menos en los siguientes cinco años. Debido a lo anterior, el FMPED no podrá acumular recursos por esta vía, por lo que será difícil que el fondo funja como promotor del desarrollo en el mediano plazo.

Sin embargo, en 2017 el FMPED logró acumular recursos en su reserva de largo plazo, dado que en dicho año aportó transferencias ordinarias mayores a las aprobadas en la LIF. En febrero de 2018 la reserva de largo plazo del FMPED fue de 17,905.9 millones de pesos (mdp).<sup>30</sup>

Si se quisiera potenciar el proceso de despetrolización y de fortalecimiento de las fuentes estables de ingresos públicos, observado en los últimos años, además de incentivar la acumulación de recursos en la reserva del FMPED, sería necesario plantear modificaciones para disminuir la aportación que debe de realizar este fondo al PEF, antes de poder acumular recursos en su reserva.<sup>31</sup> Al respecto, la Auditoría Superior de la Federación (ASF, 2017) señaló que el contexto de menores precios y producción de crudo, plantea la necesidad de revisar el marco institucional que regula el diseño y funcionamiento del FMPED, con el fin de realizar adecuaciones que le permitan cumplir cabalmente con los objetivos para los que fue establecido.

Lo anterior permitiría un mejor aprovechamiento intertemporal de la riqueza petrolera del país, al

tiempo que se conformaría un amortiguador más para enfrentar las fases bajas del ciclo económico.<sup>32</sup>

#### 4.2 Resolver discrepancias en la generación distribuida de electricidad

La figura de generación distribuida permite a los pequeños generadores y ciudadanos producir electricidad con paneles solares en sus hogares, vender los excedentes a CFE y consumir la energía del servicio público cuando es necesario (Shields, 2018). Este tipo de generación cuenta con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes generales de distribución, así como a los mercados donde pueda vender su producción.

En marzo de 2017, la CRE emitió los lineamientos referentes a la generación distribuida. En los mismos se contempló que el suministrador de servicios básicos -CFE- debe pagar a los generadores exentos por la cantidad de energía que éstos entreguen en exceso de la que consumieron de CFE (CRE, 2017b). Sin embargo, la CFE se amparó en abril de 2017 al disentir de las condiciones en que tendría que pagar ese excedente. En los hechos, si un usuario genera más energía de la que consume, CFE no la paga, sino que sólo compensa contra consumos.

El caso fue llevado a tribunales, y después de perder ante un juez de distrito, la CFE lo presentó en la Suprema Corte de Justicia de la Nación, donde a mayo de 2018 seguía sin resolución.<sup>33</sup>

Shields (2018) apunta que CFE no ve con agrado que lo obliguen a adquirir energía solar en volúmenes pequeños, sobre todo cuando esa energía, al ser inyectada en forma continua desde muchas microfuentes, puede desestabilizar la red eléctrica. Adicionalmente, la empresa considera que no se están reconociendo otros costos implícitos en las tarifas de llevar electricidad a los hogares, que un generador exento no tendrá al generar en su propia casa (Sigler, 2017).

#### 4.3 Aprovechar la capacidad instalada de refinación para mejorar la balanza comercial petrolera

El aprovechamiento de la capacidad instalada de refinación de Pemex ha mantenido una tendencia decreciente desde el año 2014. Con base en datos de

<sup>29</sup>Una explicación gráfica sobre la forma en que se constituye la reserva de largo plazo se encuentra en <http://www.fmped.org.mx/administracion-reserva.html>.

<sup>30</sup>Ver IBD, 2018.

<sup>31</sup> La Auditoría Superior de la Federación (ASF) ya había hecho una recomendación a la Cámara de Diputados en este sentido. Ver ASF (2017). *Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Medios Institucionales para la Estabilización de las Finanzas Públicas*. En Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2015.

<sup>32</sup>No está de más mencionar que una de las iniciativas presentadas en la discusión de la Reforma Energética proponía una aportación decreciente del FMPED al Gobierno Federal, para quedar en 2.35% del PIB en 2024. Ver Del Río *et al*, 2015.

<sup>33</sup>Shields (2018) cuestiona las dificultades de cooperación entre las distintas áreas de gobierno para resolverla y la capacidad de los magistrados para solucionar un tema de gran complejidad técnica.

Pemex se observa que durante el período 2000-2017, el nivel máximo de refinación de petróleo en México se alcanzó en el año 2004 con 1,303.4 miles de barriles diarios (mbd). Diez años más tarde el promedio de refinación había disminuido a 1,155.1 mbd, cifra equivalente al 88.6% del nivel de 2004. En 2017 el promedio de refinación se ubicó en 767 mbd, nivel equivalente al 58.8% respecto al de 2004. Cabe destacar, que las proyecciones de Sener (2013) en relación con la refinación de petróleo en 2017 eran de 1,369 mbd. En este sentido, el monto de petróleo refinado en dicho año representó el 56.0% del que se proyectó durante el proceso de preparación de la reforma.

Las deficiencias en la capacidad de refinación en México han contribuido al deterioro de la balanza comercial de productos petroleros. Desde 2015, México se convirtió en un importador neto de productos petroleros, lo cual ha sido ocasionado en buena medida por la creciente importación de gasolina. Actualmente, más del 60% de la gasolina que se consume en México es importada; esta proporción podría reducirse significativamente si las refinerías aprovecharan mejor su capacidad instalada. El que México sea importador neto de productos petroleros es un factor que puede afectar la competitividad del país, ya que su planta productiva dependería de otros mercados para la provisión de insumos estratégicos como son los energéticos.

De acuerdo con Lajous (2014), los análisis periódicos de desempeño comparativo contratados por Pemex han mostrado que sus refinerías se encuentran entre las más ineficientes del mundo, y que este resultado es atribuible al deterioro del desempeño operativo y financiero de Pemex Refinación. Lajous (2014) señala que el eslabón de refinación de Pemex podría tomar las siguientes medidas para mejorar su eficiencia: i) reducir la intensidad energética de sus plantas de proceso; ii) corregir el sobre-empleo que caracteriza a sus centros de trabajo; iii) asignar más y mejores recursos al mantenimiento de sus instalaciones para reducir costos y mejorar la confiabilidad de sus equipos; iv) reducir los periodos de paro programado e imprevisto para aumentar la disponibilidad de las plantas.

Una tendencia adicional que ha significado un reto para el aprovechamiento de la capacidad instalada de refinación en el país ha sido la cada vez mayor proporción de extracción de petróleo pesado respecto a la de petróleo ligero. La mayoría de las refinerías de México fueron diseñadas para procesar predominantemente petróleo ligero, el cual es más

líquido y contiene menos impurezas como el exceso de azufre y nitrógeno que contamina al aceite (Romo, 2016).

A pesar de la cuantiosa inversión que implicó, desde la década de los noventa México inició un proceso de reconfiguración en algunas de sus refinerías para adaptarlas a procesar una mezcla de crudo con una mayor proporción de petróleo pesado. Con la excepción de las refinerías de Tula y Salamanca, las cuatro refinerías restantes de Pemex no estaban adaptadas para procesar crudo pesado, por lo que hace diez años era necesario suministrar al sistema nacional de refinación un promedio de 45% de petróleo pesado y 55% de petróleo ligero con el fin de mantener rendimientos aceptables en términos de la producción de destilados (Barnés, 2008). Las refinerías de Madero, Cadereyta y Minatitlán fueron sometidas a procesos de reconversión para que pudieran procesar una mayor proporción de petróleo pesado (Barnés, 2008). Como resultado, se estima que las refinerías en México requieren actualmente un promedio de 70% de crudo pesado y 30% de crudo ligero para operar.

Jorge Ancheyta (2016), experto del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), argumenta que una opción más sostenible para México que la reconversión de refinerías consistiría en mejorar sus crudos pesados mediante una tecnología de transformación desarrollada en el IMP que ha sido denominada HIDRO-IMP. Como señala Ancheyta (2016), dicha tecnología ya ha sido patentada en diversos países; mediante este proceso tecnológico se alcanza una mejora parcial en la calidad de los crudos pesados al incrementar su contenido de destilados, a la vez que se reduce su contenido de impurezas tales como azufre y nitrógeno. Ancheyta (2016) explica que la tecnología HIDRO-IMP requiere bajos niveles de inversión y bajos costos de operación, mientras que optar por el diseño o reconversión de refinerías para procesar crudos pesados es complejo y costoso.

Por otro lado, cabe destacar que la opción de construir nuevas refinerías puede verse afectada por el previsible escenario mundial de un uso significativamente menor del petróleo como energético. Expertos en temas energéticos estiman que este escenario se presentará en los próximos 20 ó 30 años, y será ocasionado por factores como el cambio tecnológico orientado hacia un uso cada vez más intensivo en energías renovables y limpias, la creciente necesidad de reducir la extracción, producción y uso de combustibles fósiles debido a su impacto en el calentamiento global, y el mayor costo de extraer

petróleo en términos energéticos (Senado de la República, 2013; Del Río *et al*, 2015).

#### 4.4 Fortalecer las finanzas de Pemex y CFE

El fortalecimiento de las finanzas de las EPEs tendrá un impacto positivo en su desempeño en un entorno de mayor competencia en el sector; asimismo, será positivo para las finanzas públicas de México. El estatus del patrimonio de Pemex y CFE refleja el nivel de fortaleza de sus finanzas, por lo que es relevante identificar qué ha contribuido a explicar la situación de dicho patrimonio.

El principal factor que explica el patrimonio negativo de Pemex es su pasivo laboral, el cual es una carga financiera que obstaculiza su viabilidad como empresa (Senado de la República, 2013). De acuerdo con el Informe Anual 2015 de Pemex, desde el año 2012 el patrimonio de esta empresa ha sido negativo, lo que implica que sus activos totales han sido menores que sus pasivos totales.

A finales de 2015 el patrimonio negativo de Pemex alcanzó el peor nivel de su historia -hasta ese entonces- con 1,331.7 miles de millones de pesos, cifra equivalente al 7.3% PIB de México en dicho año. A finales de 2015 el pasivo laboral de la empresa requeriría para su financiamiento de 1,279.4 miles de millones de pesos, monto equivalente al 7.1% del PIB de México en dicho año. Mientras tanto, en el año 2016 el patrimonio negativo de esta EPE fue de 1,233 miles de millones de pesos, cifra que representó el 6.1% del PIB en dicho año. Asimismo, el patrimonio negativo de Pemex en 2017 ascendió a 1,502.3 miles de millones de pesos, monto equivalente a 6.9% del PIB de ese año. La situación financiera de Pemex se ha agravado en los últimos años debido a la reducción significativa de sus ingresos ocasionada por la caída en los precios internacionales del petróleo y las reducciones de las plataformas nacionales de producción y exportación del hidrocarburo.

Por otro lado, de acuerdo con los estados financieros de CFE, el patrimonio acumulado de esta empresa productiva del Estado mantuvo una tendencia decreciente casi constante en términos reales durante el período 2001-2015,<sup>34</sup> aunque dicho patrimonio se mantuvo positivo. Al cierre del primer trimestre de 2016 por primera vez se contabilizó un patrimonio negativo acumulado en CFE, el cual ascendió a 77,822 millones de pesos y fue equivalente al 0.4% del PIB de 2015. CFE además ha enfrentado un pasivo laboral que le ha representado una fuerte carga financiera. Al 31 de

marzo de 2016 el pasivo laboral de la empresa requería de un financiamiento de 635,000 millones de pesos, monto equivalente al 3.5% del PIB de 2015.

En los reportes de cierre de los años 2015, 2016 y 2017 CFE alcanzó a mantener un patrimonio positivo. En 2015 el patrimonio de CFE ascendió a 129,946.7 millones de pesos, en 2016 a 540,696.5 millones de pesos, y en 2017 a 618,135.1 millones de pesos. Si bien el apoyo del Gobierno Federal a CFE le permitió reducir una parte significativa de sus obligaciones en términos de pensiones y jubilaciones, y con ello de su pasivo laboral, este aún representa una pesada carga financiera para la empresa. El pasivo laboral de CFE en 2016 ascendía a 361,114.3 millones de pesos, monto equivalente al 1.8% del PIB en dicho año. Mientras tanto, el pasivo laboral de CFE en 2017 alcanzaba la cifra de 361,780.4 millones de pesos, la cual representaba el 1.7% del PIB de ese año.

Tanto Pemex como CFE han recibido apoyos significativos del Gobierno Federal y han implementado estrategias para reducir las presiones de su pasivo laboral. Sin embargo, se considera necesario avanzar aún más en la reducción de las presiones de dichos pasivos laborales con la finalidad de mejorar sus respectivos patrimonios, y fortalecer las finanzas y competitividad de estas EPEs.

#### 4.5 Continuar el avance hacia la meta de generar 35% de la electricidad a partir de energías renovables y limpias en 2024

México enfrenta el reto de cumplir con la meta estipulada en su Ley General de Cambio Climático acerca de producir al menos el 35% de la electricidad a partir de fuentes renovables y limpias en el año 2024. Las subastas eléctricas han impulsado la inversión en proyectos de energías renovables y limpias para la generación de electricidad.

La proporción que representó la generación de electricidad con energías renovables respecto a la generación total electricidad en México osciló en un rango de 12.9% a 19.7% durante el período 2002-2017. Durante 2017 dicha proporción fue de 14.89%, y en ese año la generación de electricidad mediante energías renovables y limpias ascendió a 37,889,598 MWh (megawatts-hora). Del total de la electricidad generada mediante energías renovables en 2017, el 79.2% correspondió a energía hidroeléctrica, el 15.6% a geotérmica, el 5.2% a eólica, y el 0.03% a solar.

Los proyectos que resultaron ganadores en las primeras tres subastas eléctricas de largo plazo podrían incrementar en 8,423 MW la capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional, y la mayor parte de

<sup>34</sup>Durante el período 2001-2015, únicamente en los años 2006, 2007 y 2014 el patrimonio de CFE tuvo un incremento anual real.

dicho incremento provendría de fuentes renovables y limpias. De mantenerse la tendencia de impulso a nuevos proyectos de generación de electricidad mediante energías renovables que se ha observado a partir de la aprobación de la reforma energética, será más factible acercarse a la meta de generar el 35% de la electricidad a partir de fuentes renovables y limpias en el año 2024.

Mediante un ejercicio de simulación<sup>35</sup> con datos del Sistema de Información de Energía (SIE) se estima que, para alcanzar dicha meta, se requerirá que durante el período 2018-2024 en promedio la generación de electricidad mediante energías renovables se incremente aproximadamente en una proporción cuatro veces mayor que el incremento de la generación de electricidad mediante fuentes no renovables. Así, por ejemplo, si durante el período 2018-2024 el incremento anual promedio de la generación de electricidad mediante fuentes no renovables fuese de 5%, entonces el incremento promedio anual de la generación de electricidad mediante energías renovables tendría que ser aproximadamente del 20% para alcanzar la meta planteada en la Ley General de Cambio Climático.

Cabe destacar, que además de los avances alcanzados y esperados en las energías renovables mencionadas, México podría incursionar en la generación de electricidad a partir de la energía oceánica. El Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt) informa que desde 2017, científicos mexicanos, en coordinación con organismos públicos e iniciativa privada, incluyendo el Conacyt, evalúan la capacidad de generación de energía eléctrica a través del aprovechamiento de las corrientes marinas; dicha iniciativa es encabezada por el Centro Mexicano de Innovación en Energía Océano (Cemie-Océano). Conacyt explica que el Cemie-Océano ha identificado el golfo de California y el mar Caribe como dos sitios clave en México para el desarrollo de investigación y aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las corrientes oceánicas como fuentes de energía.

Si México avanza hacia la sustitución de combustibles fósiles por energías renovables para producir electricidad, se unirá a una tendencia cada vez más generalizada a nivel mundial de reducción en el uso energético de dichos combustibles. Como ejemplo puede citarse el ambicioso plan de la principal

empresa petrolera noruega, Statoil, de focalizarse cada vez más en la producción de energía renovable con miras a la sustitución gradual y total del petróleo como fuente de energía (Dagenborg y Adomaitis, 2018).

#### 4.6 Mantener el impulso a la participación de la inversión privada en proyectos energéticos

La participación de la inversión privada ha sido un factor determinante para el impulso de proyectos energéticos a partir de la entrada en vigor de la reforma. Mientras mayor claridad se tenga en las normas que regularán la participación de la inversión privada en el sector energético en el corto, mediano y largo plazos, se minimizará cualquier tipo de posible incertidumbre sobre este tema, lo cual contribuye de forma positiva a incentivar dicha participación.

### 5. Indicadores

A continuación, se presentan diversos indicadores que permiten monitorear el desempeño de los subsectores energéticos de hidrocarburos, eléctrico, y energías renovables. Estos indicadores fueron seleccionados por Del Río *et al* (2015) porque se asociaban a los principales problemas detectados en el diagnóstico del sector energético con la finalidad de evaluar ex-ante si la reforma energética era consistente para atender los retos y oportunidades que enfrentaba dicho sector.

<sup>35</sup> La simulación consistió en encontrar la proporción promedio que durante el período 2018-2024 debería tener el crecimiento de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables en relación con el crecimiento de dicha generación a partir de fuentes no renovables para poder alcanzar la meta de 35% de generación de electricidad mediante energías renovables en el año 2024.

Hidrocarburos					
Objetivo particular	Indicador	Unidades	2014	2017	Crecimiento (% o real)
- Contar con mayor abasto de energéticos a mejores precios.	Plataforma de Producción	Miles de barriles diarios	2,428.8	2,153.5	-11.3%
	Plataforma de Exportación	Miles de barriles diarios	1,142.2	1,174.0	2.8%
	Producción de Gas Natural	Millones de pies cúbicos diarios	7,712.4	6,134.6	-20.5%
	Importación de Gas Natural	Millones de pies cúbicos diarios	1,357.8	1,739.8	28.1%
	Importaciones de Gas Natural/Producción de Gas Natural	Ratio	17.6%	28.4%	10.8 puntos porcentuales (pp)
	Producción de Gas Licuado	Miles de barriles diarios	205.4	144.6	-29.6%
	Importación de Gas Licuado	Miles de barriles diarios	84.6	42.6	-49.6%
	Importaciones de Gas Licuado/Producción de Gas Licuado	Ratio	41.2%	29.5%	-11.7 pp
	Perforación de pozos	Número de pozos	538.0	83.0	-84.6%
	Producción de Gasolina	Miles de barriles diarios	421.6	256.9	-39.1%
	Importación de Gasolina	Miles de barriles diarios	370.0	570.2	54.1%
	Importaciones de Gasolinas/Producción de Gasolinas	Ratio	87.8%	222.0%	134.2 pp
	Precio del gas LP	Precio por kg (pesos constantes, año base 2017)	15.4	n.d.	n.d.
	Precio de la gasolina (Magna)	Precio por litro (pesos constantes, año base 2017)	14.1	n.d.	n.d.
Reservas de hidrocarburos (probadas + probables)	Millones de barriles equivalentes de crudo	42,158.4	22,148.5	-47.5%	
- Atraer inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país	Inversión extranjera directa en extracción de petróleo y gas	Millones de dólares	260.1	564.7	117.1%
	IED en extracción de petróleo y gas / IED Minería	Porcentaje	10.6	55.6	44.95
- Modernizar y fortalecer a Pemex	Ingresos totales por ventas y servicios	Millones de pesos constantes (año base 2017)	1,778,286	1,404,877	-21.0%
	Capital de inversión	Miles de millones de dólares	26.8	10.8	-59.7%
	Rendimiento neto del ejercicio	Millones de pesos constantes (año base 2017)	-295,478.5	-333,354	12.8%
- Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar ahorro de largo plazo	Patrimonio contable del FMPED	Millones de pesos constantes (año base 2017)	55.2	18,103.8	32697%

Fuente: elaboración propia con base en datos de SIE, Pemex, CFE, EIA, CANIE, INECC, INEGI.

Eléctrico					
Objetivo particular	Indicador	Unidades	2014	2017	Crecimiento (% o real)
- Contar con mayor abasto de energéticos a mejores precios	Tarifas eléctricas (totales)	Centavos por kilowatts-hora a precios constantes (año base 2017)	177.1	151.6	-14.4%
	Tarifas eléctricas (residenciales)		134.2	109.4	-18.5%
	Tarifas eléctricas (servicios)		264.0	260.5	-1.3%
	Tarifas eléctricas (comerciales)		340.0	316.6	-6.9%
	Tarifas eléctricas (agrícolas)		54.5	55.6	2.0%
	Tarifas eléctricas (industriales)		181.0	154.1	-14.9%
	Empresa mediana		195.6	165.9	-15.2%
	Gran industria		154.7	127	-17.7%
	Generación total de electricidad	Megawatts-hora (acumulados)	258,255,774.3	256,736,780.0	-0.6%
	Capacidad efectiva total de generación de electricidad	Megawatts (promedio)	53,379.3	55,609.6	4.2%
	Pérdidas de electricidad/Generación total de electricidad	Ratio	14.3%	n.d.	n.d.
	Importaciones de electricidad/Generación total de electricidad	Megawatts-hora (acumulados)	0.8%	n.d.	n.d.
- Atraer inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país	Inversión extranjera directa en energía eléctrica	Millones de dólares	544.1	975.9	79.4%
	IED en energía eléctrica / IED electricidad, agua y suministro de gas	Porcentaje	78.5	99.1	20.6
- Modernizar y fortalecer a CFE	Ingresos totales por ventas y servicios	Millones de pesos constantes (año base 2017)	373,404.8	466,141.5	24.8%
	Resultado neto	Millones de pesos constantes (año base 2017)	52,451.9	9,922.7	-81.1%
Energías Renovables					
Objetivo particular	Indicador	Unidades	2014	2017	Crecimiento (% o real)
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y protegiendo el medio ambiente	Generación de electricidad a partir de fuentes renovables	megawatts-hora (acumuladas)	46,234,119.5	37,989,598.0	-17.8%
	Capacidad efectiva de generación de electricidad con fuentes renovables	Megawatts (promedio)	13,685.3	13,083.1	-4.4%
	Generación de electricidad a partir de fuentes renovables/Generación total de electricidad	Ratio	17.9%	14.8%	-3.1 pp
	Capacidad efectiva de generación de electricidad con fuentes renovables/Capacidad efectiva total de generación de electricidad	Ratio	25.6%	23.5%	-2.1 pp
	Emisiones de GEI	Millones de toneladas equivalentes de bióxido de carbono	521.7	n.d.	n.d.

Fuente: elaboración propia con base en datos de SIE, Pemex, CFE, EIA, CANIE, INECC, INEGI.



## Consideraciones finales

La reforma energética incluyó cambios estructurales profundos en los subsectores de hidrocarburos y eléctrico por la forma en que se facilitó la participación del sector privado, y por las modificaciones que implicó en la estructura y la forma de intervención del Estado. Una de las mayores fortalezas de la reforma energética radicó precisamente en abrir la posibilidad para que la inversión privada contribuya en la producción e innovación tecnológica en dichos subsectores, lo cual permitirá que el sector energético de México esté mejor preparado para reaccionar ante los retos y oportunidades que enfrenta. La claridad en las normas que regularán la participación de la inversión privada en proyectos del sector energético en el corto, mediano y largo plazos, es una condición necesaria para minimizar cualquier tipo de incertidumbre sobre este tema, lo cual contribuye a incentivar dicha participación.

Las rondas de licitación de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como las subastas eléctricas, son mecanismos que permitirán incrementar la inversión en el sector energético, lo que en el mediano plazo tendrá un impacto positivo en el aumento de la producción en dicho sector. Algunas externalidades positivas de este incremento en la inversión del sector que también podrán presentarse en el mediano plazo serán la creación de empleo y el impulso al crecimiento económico. Este tipo de impactos suelen necesitar tiempo para materializarse en su totalidad debido a que los proyectos energéticos pueden requerir años de maduración antes de entrar en una fase productiva.

La creación del FMPED representa una destacada fortaleza potencial de la reforma energética, ya que abre la posibilidad de que la riqueza petrolera de México pueda aprovecharse de forma inter-temporal, siempre y cuando se facilite la acumulación e inversión de ahorro de largo plazo a partir de los ingresos petroleros. Para ello, sería necesario aprovechar la oportunidad de buscar una mayor sinergia entre las reformas hacendaria y energética para reducir gradualmente, e idealmente de forma total, la dependencia de las finanzas públicas respecto a los ingresos petroleros.

Se requiere tomar medidas para aprovechar de forma óptima la capacidad instalada de refinación del país. Se estima que actualmente dicha capacidad instalada se aprovecha aproximadamente en un nivel cercano al 40%. La creciente importación de gasolina ha sido un factor decisivo para explicar el deterioro de la balanza comercial de productos petroleros, lo cual es un factor que puede afectar la competitividad del país.

Se enfrenta el desafío de fortalecer las finanzas de Pemex y CFE en un contexto de mayor competencia de mercado. Una mayor fortaleza financiera de Pemex y CFE puede tener un impacto positivo en las finanzas públicas de México.

Una de las mayores fortalezas de la reforma energética en el sub-sector eléctrico radicó en incentivar la participación de empresas privadas en la generación de electricidad a partir de fuentes renovables y limpias. Esta medida podrá contribuir a la reducción de la dependencia energética en los combustibles fósiles para la producción de electricidad, con lo que se incrementará la sustentabilidad ambiental de dicha actividad. Asimismo, facilitará la implementación de proyectos que podrían impulsar el desarrollo económico y la creación de nuevos polos de desarrollo regional en el país. Sería conveniente no perder de vista que en los próximos 20 o 30 años el escenario energético mundial podría ser muy distinto al actual. Planear e implementar estrategias para reducir la dependencia tanto energética como financiera en los combustibles fósiles y apostar por las energías renovables sería una forma de prepararse para un escenario como el que se vislumbra.

El proceso de implementación de la reforma energética ha implicado un reto en términos de coordinación interinstitucional y de adaptación a diversos cambios. Así, por ejemplo, discrepancias entre CFE y la CRE por el tema de la generación distribuida es uno de los casos en los que deberá encontrarse una solución que facilite esa coordinación interinstitucional para continuar con la implementación de la reforma.

Cabe enfatizar que la reforma energética es a final de cuentas una estrategia de desarrollo, y como tal debe buscar armonizar las distintas dimensiones de sustentabilidad (económica, social, ambiental e institucional). Si alguno de los componentes de esta reforma puede afectar una o más de estas dimensiones de sustentabilidad en aras de favorecer a otra, entonces sería necesario evaluar de forma integral e intertemporal el costo-beneficio socioeconómico de dicho componente. Así, por ejemplo, el *fracking* es un componente de la reforma energética que, si bien podría impulsar importantes beneficios económicos dado el gran potencial de México en la producción de hidrocarburos *shale*, por otro lado, podría implicar afectaciones en las dimensiones ambiental y social de la sustentabilidad. Si en México se ha decidido seguir adelante con proyectos de *fracking*, sería recomendable que se tomen las medidas necesarias para asegurar que se sigan las mejores prácticas

internacionales en términos de mitigación de afectaciones ambientales y sociales en este tipo de proyectos.

La reforma energética tiene elementos que si son bien aprovechados podrán convertirla en el mediano plazo en una palanca para el crecimiento económico y desarrollo de México. De llevarse a cabo los ajustes requeridos en diversos temas pendientes, se potenciará el impacto positivo de dicha reforma.

## Referencias

- Álvarez, J. and Valencia, F. (2015), *Made in Mexico: Energy Reform and Manufacturing Growth*, IMF Working Paper, WP/15/45, International Monetary Fund.
- Ancheyta, J. (2016), *Deactivation of Heavy Oil Hydroprocessing Catalysts: Fundamentals and Modeling*, Wiley.
- Arezki, R. and Blanchard, O. (2014), *Seven Questions About Recent Oil Price Slump*, IMF, Recuperado de: <http://blog-imfdirect.imf.org/2014/12/22/seven-questions-about-the-recent-oil-price-slump/>
- Auditoría Superior de la Federación (2017). *Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2015*. Recuperado de: <http://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2015j/index.html>
- Auditoría Superior de la Federación (2018). *Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2016*. Recuperado de: <http://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2016i/index.html>
- Barnés, F. (2008), *Hacia una estrategia nacional para el abasto de combustibles: ¿Dependencia, autosuficiencia o integración regional?*, Comisión Reguladora de Energía (CRE). Recuperado de: <http://www.cre.gob.mx/documento/1428.pdf>
- BDO (2014), *Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias: Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 e informe de los auditores independientes*, Castillo Miranda y Compañía S.C. (BDO México).
- BDO (2015), *Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias: Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 e informe de los auditores independientes*, Castillo Miranda y Compañía S.C. (BDO México).
- BDO (2016), *Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias: Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 e informe de los auditores independientes*, Castillo Miranda y Compañía S.C. (BDO México).
- BDO (2017), *Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias: Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 e informe de los auditores independientes*, Castillo Miranda y Compañía S.C. (BDO México).
- BDO (2018), *Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y Compañías Subsidiarias: Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 e informe de los auditores independientes*, Castillo Miranda y Compañía S.C. (BDO México).
- Brandt, A., Egländer, J. and Baradwaj, S. (2013), *The energy efficiency of oil sands extraction: Energy return ratios from 1970 to 2010*, *Energy*, Vol. 55, Elsevier.
- Brino, A. and Nearing, B. (2011), *New waterless fracking method avoids pollution problems, but drillers slow to embrace it*, Inside Climate News.
- Cámara de Diputados (2014). *Ley de la Industria Eléctrica*. Nueva Ley DOF 11-08-2014. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIEIec\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIEIec_110814.pdf)
- Cámara de Diputados (2016). *Ley de Hidrocarburos*. Última Reforma DOF 15-11-2016. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro\\_151116.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf)
- Cámara de Diputados (2016b). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. Última Reforma DOF 07-12-2016. Recuperado de: [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH\\_060117.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_060117.pdf)
- Campos, M. (2017). *Impuesto a la gasolina ¿A cambio de qué?* Nexos. Recuperado de: <https://www.nexos.com.mx/?p=31114>
- Centro Nacional de Control de Energía (2018). *Ejecución de MBP y SMP 2017 muestran perspectivas en mercado eléctrico mexicano*. Recuperado de: <https://www.gob.mx/cenace/articulos/ejecucion-de-mbp-y-smp-2017-muestran-perspectivas-en-mercado-electrico-mexicano?idiom=es>
- Clavellina, J., Rosales, M., Ortega, V. (2017). *Aspectos relevantes sobre la liberalización de los precios de las gasolinas y el diésel en 2017*. Dirección General de Finanzas, Serie Análisis de Coyuntura. Instituto Belisario Domínguez, Senado de la República, México.
- Clavellina, J., Ortega, V. (2015), *Reforma energética y nuevo régimen fiscal del sector hidrocarburos*, Cuaderno de Investigación, Dirección General de Finanzas, Instituto Belisario Domínguez del Senado de la República.
- Cleveland, C. and O'Connor P. (2010), *An Assessment of the Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale*, Western Resource Advocates.

- Comisión Federal de Electricidad (2018). *La CFE emite la primera Fibra E especializada en el sector eléctrico en México por 16,400 millones de pesos*. Boletín de Prensa, 7 de febrero de 2018. Recuperado de: [saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8485/](http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8485/)
- Comisión Reguladora de Energía (2017). *Se elimina el precio máximo de venta de primera mano de gas natural*. Comunicado. Recuperado de: <https://www.gob.mx/cre/prensa/se-elimina-el-precio-maximo-de-venta-de-primera-mano-de-gas-natural>
- Comisión Reguladora de Energía (2017b). *Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida*. DOF: 07/03/2017. Recuperado de: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017)
- Crowe Horwath Gossler (2014), *Comisión Federal de Electricidad Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal: Estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2013 y 2012*, Gossler S.C.
- Crowe Horwath Gossler (2015), *Comisión Federal de Electricidad Empresa Productiva del Estado: Estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2014 y 2013*, Gossler S.C.
- Cruz, N. (2017), *México arranca en 2018 importación de crudo*, El Universal. Recuperado de: <http://www.eluniversal.com.mx/articulo/cartera/economia/2017/01/31/mexico-arranca-en-2018-importacion-de-crudo>
- Cruz, N. (2017b), *Producción de Pemex roza mínimo de 36 años*, El Universal. Recuperado de: <http://www.eluniversalqueretaro.mx/cartera/22-07-2017/produccion-de-pemex-roza-minimo-de-36-anos>
- Dagenborg, J., Adomaitis, N. (2018), *Statoil to rebrand as Equinor in green energy push*, Reuters. Recuperado de: <https://www.reuters.com/article/us-statoil-name-equinor/statoil-to-rebrand-as-equinor-in-green-energy-push-idUSKCN1GRoK2>
- Del Río, J., Rosales, M., Ortega, V., Maya, S. (2016). *Análisis de la Reforma Energética*. Serie: Reformas estructurales: avances y desafíos, Número 6, Primera edición. Instituto Belisario Domínguez, Senado de la República.
- Del Río, J., Rosales, M., Pérez, N. (2015). *Más vale tarde que nunca: ¿qué es, cómo funciona y cuál es el potencial del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo?* Revista Pluralidad y Consenso, Instituto Belisario Domínguez, Senado de la República, Nueva Época, Año 5, Número 24
- Dutzik, T. et al (2013), *Who Pays the Costs of Fracking? Weak Bonding Rules for Oil and Gas Drilling Leave the Public at Risk*, Environment Colorado Research & Policy Center.
- Ehrenberg, R. (2012), *The facts behind the FRACK: Scientists weigh in on the hydraulic fracturing debate*, *Science News*, Vol.182, No. 5, Society for Science and the Public.
- EIA (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, U.S. Energy Information Administration (EIA).
- El Financiero (2018), *Océanos, la alternativa para generar electricidad en México*, El Financiero. Recuperado de: <http://www.elfinanciero.com.mx/ciencia/oceanos-la-alternativa-para-generar-electricidad-en-mexico>
- Ernst & Young Global Limited (2016), *Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo: Estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, con informe de los auditores independientes*, Ernst & Young Global Limited.
- Ernst & Young Global Limited (2018), *Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo: Estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, con informe de los auditores independientes*, Ernst & Young Global Limited.
- Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (2015). *Opinión del Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo sobre la propuesta de dividendo para Petróleos Mexicanos*. Comunicado de prensa. Recuperado de: <http://www.fmped.org.mx/prensa/%7B52F1042D-51F-2B36-23C6-1865D728D1Do%7D.pdf>
- Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (2016). *Opinión del Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo sobre la propuesta de dividendo estatal*. Comunicado de prensa. Recuperado de: <http://www.fmped.org.mx/prensa/%7B15D26D30-93D9-B354-D254-4F894BAD84A2%7D.pdf>
- Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (2017). *Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo emite opinión favorable a la propuesta de la Secretaría de Hacienda sobre el monto de dividendo a cargo de Pemex para el ejercicio fiscal 2018*. Comunicado de prensa. Recuperado de: <http://www.fmped.org.mx/prensa/%7B81651735-F062-725E-A666-1BAD941C4C09%7D.pdf>
- García, K. (2018). *Contratos petroleros aportan 3% de la producción nacional*. El Economista. Recuperado de:

- <https://www.economista.com.mx/empresas/Cont-ratos-petroleros-aportan-3-de-la-produccion-nacional-20180614-0033.html>
- Garmezy, A. (2013), *Balancing hydraulic fracturing's environmental and economic impacts: The need for a comprehensive federal baseline and the provision of local rights*, Duke Environmental Law & Policy Forum, Vol. XXIII, Duke University.
- Greenstone, M. and Looney, A. (2012), *Paying too much for energy? The true costs of our energy choices*, Daedalus, Vol.141, No.2, American Academy of Arts & Sciences.
- Instituto Belisario Domínguez (2018). *Reporte Trimestral de los Ingresos Presupuestarios. Cuarto Trimestre de 2017*. Número 1, febrero 2018, Dirección General de Finanzas. Recuperado de: <http://bibliodigitalibd.senado.gob.mx/bitstream/handle/123456789/3864/1%20Publicaci%C3%B3n%20Reporte%20trimestral%20de%20ingresos%20presupuestarios%201.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Instituto Belisario Domínguez (2018b). *Reporte Trimestral de los Ingresos Presupuestarios. Primer Trimestre de 2018*. Número 2, mayo 2018, Dirección General de Finanzas.
- International Monetary Fund (2017), *Mexico: Selected Issues and Analytical Notes*, IMF Country Report No. 17/347, International Monetary Fund.
- Jackson, R. et al (2014), *The environmental costs and benefits of fracking*, The Annual Review of Environmental Resources, Vol. 39, No. 7, Stanford University.
- Jiménez, B. (2018), *Le suma pérdidas sindicato a Pemex*, *Reforma*, 5 de marzo de 2018.
- Kiger, P. (2014), *Green Fracking? 5 Technologies for Cleaner Shale Energy*, National Geographic, No. 9, Recuperado en: <http://www.polyestertime.it/files/Green-Fracking--21-03-2014.pdf>
- KPMG (2012), *Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias: Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, con el informe de los auditores independientes*, KPMG Cárdenas Dosal S.C.
- KPMG (2013), *Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias: Estados financieros consolidados por los años terminados el 31 de diciembre de 2012, 2011 y al 1 de enero de 2011, con el informe de los auditores independientes*, KPMG Cárdenas Dosal S.C.
- KPMG (2017), *Comisión Federal de Electricidad Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias: Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016, con el informe de los auditores independientes*, KPMG Cárdenas Dosal S.C.
- KPMG (2018), *Comisión Federal de Electricidad Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias: Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017, con el informe de los auditores independientes*, KPMG Cárdenas Dosal S.C.
- Lajous, A. (2014), *La industria petrolera mexicana: Estrategias, gobierno y reformas*, Fondo de Cultura Económica, Consejo Nacional para la Cultura y las Artes.
- Lajous, A. (2017). *Del oro negro al número rojo: la dependencia de las importaciones de hidrocarburos de México*. Nexos. Recuperado de: <https://www.nexos.com.mx/?p=31468>
- Muciño, F. (2015), *Lo bueno, lo malo y lo feo de la reforma energética*, Forbes. Recuperado de: <https://www.forbes.com.mx/lo-bueno-lo-malo-y-lo-feo-de-la-reforma-energetica/>
- Notimex (2017), *Producción de crudo y opción para refinación en México*, Notimex. Recuperado de: <https://www.20minutos.com.mx/noticia/291931/o/p-roduccion-de-crudo-opcion-para-refinacion-en-mexico-experto/>
- OECD (2017), *Economic Survey of Mexico 2017*, OECD Economics Department. Recuperado de: <http://www.oecd.org/eco/surveys/economic-survey-mexico.htm>
- OECD (2017b), *Economic Survey of Mexico 2017*, OECD Economics Department. Recuperado de: <http://www.oecd.org/mexico/economic-survey-mexico.htm>
- Peduzzi, P. and Harding, R. (2013), *Gas fracking: Can we safely squeeze the rocks?* Environmental Development, Vol. 6, Elsevier, Université de Gênevè, Archive Ouverte UNIGE.
- Perry, S. (2012), *Addressing the societal costs of unconventional oil and gas exploration and production: A framework for evaluating short-term, future, and cumulative risks and uncertainties of hydrofracking*, Environmental Practice, Vol. 14, No. 4.
- Petróleos Mexicanos (2007). *Memoria de Labores 2006*. Recuperado de: [http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Documents/memorias/completas/Memoria\\_Laboral\\_2006\\_full.pdf](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/memorias/completas/Memoria_Laboral_2006_full.pdf)
- Petróleos Mexicanos (2012). *Contratos Integrales de Exploración y Producción. Preguntas frecuentes*. Recuperado de: <http://contratos.pemex.com/Paginas/preguntas.aspx>
- Petróleos Mexicanos (2016). *Pemex desarrollará con BHP Billiton el proyecto del bloque Trión en aguas profundas*. *Boletín Nacional* No. 73. Recuperado de: [http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2016-073-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-073-nacional.aspx)

- Petróleos Mexicanos (2017). *La CNH y Pemex firman contrato para migrar las Asignaciones de los campos Ek y Balam a Contratos de Producción Compartida, sin socio*. Boletín Nacional No. 41. Recuperado de: [http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2017-041-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-041-nacional.aspx)
- Petróleos Mexicanos (2017b). *Firman Pemex, Petrofac y CNH la primera migración de un contrato de exploración y producción*. Boletín Nacional No. 106. Recuperado de: [http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2017-106-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2017-106-nacional.aspx)
- Petróleos Mexicanos (2018). *Pemex firma contratos con Cheiron y con Deutsche Erdoel México para explotación de los campos Cárdenas-Mora y Ogarrio*. Boletín Nacional No. 23. Recuperado de: [http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2018-023-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-023-nacional.aspx)
- Petróleos Mexicanos (2018b). *Pemex firma contrato de exploración y producción con SMB para incrementar su rentabilidad*. Boletín Nacional No. 19. Recuperado de: [http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines\\_nacionales/Paginas/2018-019-nacional.aspx](http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2018-019-nacional.aspx)
- Presidencia de la República (2016). *Decreto por el que se amplía la vigencia del diverso por el que se sujeta el gas licuado de petróleo a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales, publicado el 31 de diciembre de 2015*. DOF: 30/11/2016. Recuperado de: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5463148&fecha=30/11/2016](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463148&fecha=30/11/2016)
- Presidencia de la República (2018). *En democracia, los mexicanos tendremos oportunidad de comparar consistencia y congruencia de propuestas políticas en sector energético: EPN*. Comunicado. Recuperado de: <https://www.gob.mx/presidencia/es/prensa/en-democracia-los-mexicanos-tendremos-oportunidad-de-comparar-consistencia-y-congruencia-de-propuestas-politicas-en-sector-energetico-epn?idiom=es>
- Romo, D. (2016), *Refinación de petróleo en México y perspectiva de la reforma energética*, Revista Problemas del Desarrollo, Vol. 187, No. 47, Instituto de Investigaciones Económicas, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- Ruíz, V. (2015), *Los pros y los contras de la reforma energética de acuerdo con el paradigma del desarrollo sustentable*, Revista Digital Universitaria (RDU), Vol. 16, No. 1, UNAM. Recuperado de: <http://www.revista.unam.mx/vol.16/num1/art8/art8.pdf>
- Saldaña, S. (2014), *10 consecuencias económicas de la reforma energética*, Forbes. Recuperado de: <https://www.forbes.com.mx/10-consecuencias-economicas-de-la-reforma-energetica/>
- Secretaría de Energía (sf). *Resultado de la Ronda Cero*. Recuperado de: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55586/Documento\\_WEB\\_Ronda\\_CeroSSH.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55586/Documento_WEB_Ronda_CeroSSH.pdf)
- Secretaría de Energía (2012), *¿Qué es el shale gas/oil y cuál es su importancia?*, Secretaría de Energía. Recuperado de: [http://www.energia.gob.mx/webSener/shale/shale\\_sp.html](http://www.energia.gob.mx/webSener/shale/shale_sp.html)
- Secretaría de Energía (2013), *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2013-2027*, Secretaría de Energía.
- Secretaría de Energía (2016). *Aviso por el que se informa que a partir del 1 de abril de 2016, la Secretaría de Energía podrá otorgar permisos de importación de gasolinas y diésel a cualquier interesado que cumpla con las disposiciones jurídicas aplicables*. DOF: 23/02/2016. Recuperado de: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5426554&fecha=23/02/2016](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426554&fecha=23/02/2016)
- Secretaría de Energía (2016b), *Concluyó hoy el proceso de la Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo del Mercado Eléctrico Mayorista*, Boletín de Prensa No. 031. Recuperado de: <https://www.gob.mx/sener/prensa/concluyo-hoy-el-proceso-de-la-primera-subasta-electrica-de-largo-plazo-del-mercado-electrico-mayorista>
- Secretaría de Energía (2016c), *35 por ciento de la electricidad que se genere en 2024 será limpia*, Boletín de Prensa 050, Secretaría de Energía.
- Secretaría de Energía (2016d), *México cuadruplicará la inversión en tecnologías de energías limpias*, Boletín de Prensa 062, Secretaría de Energía.
- Secretaría de Energía (2017), *Anuncian SENER y CENACE, resultados preliminares de la Subasta de Largo Plazo de 2017*, Boletín de Prensa No. 108. Recuperado de: <https://www.gob.mx/sener/prensa/anuncian-sener-y-cenace-resultados-preliminares-de-la-subasta-de-largo-plazo-de-2017>
- Secretaría de Energía (2017b), *En la tercera subasta eléctrica se obtuvo uno de los precios más bajos internacionalmente*, Boletín de Prensa No. 111. Recuperado de: <https://www.gob.mx/sener/prensa/en-la-tercera-subasta-electrica-mexicana-se-obtuvo-uno-de-los-precios-mas-bajos-internacionalmente-pjc>
- Secretaría de Energía (2018). *La CRE y el CENACE publican la convocatoria de la Cuarta Subasta Eléctrica de Largo Plazo*. Comunicado. Recuperado de: <https://www.gob.mx/sener/prensa/la-cre-y-el-cenace-publican-la-convocatoria-de-la-cuarta-subasta-electrica-de-largo-plazo-151283>
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2015), *Acuerdo por el que se emiten las disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de*

- pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias*, Diario Oficial de la Federación, 24 de diciembre de 2015.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2017). *Presupuesto de Gastos Fiscales 2017*. Recuperado de: <https://www.gob.mx/shcp/documentos/presupuesto-de-gastos-fiscales-2017>
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2017b). *Informes sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública. Cuarto Trimestre 2016*. Recuperado de: [http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/mo-dels/Finanzas\\_Publicas/docs/congreso/infotrim/2016/ivt/oiinf/itinf\\_201604.pdf](http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/work/mo-dels/Finanzas_Publicas/docs/congreso/infotrim/2016/ivt/oiinf/itinf_201604.pdf)
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2017c). *Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación Correspondientes al Ejercicio Fiscal 2018*.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2018). *Acuerdo por el que se dan a conocer los porcentajes y los montos de estímulo fiscal, así como las cuotas disminuidas del impuesto especial sobre producción y servicios aplicables a los combustibles que se indican, correspondientes al periodo que se especifica*. Acuerdo 31/2018, DOF: 23/03/2018. Recuperado de: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5517104&fecha=23/03/2018](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5517104&fecha=23/03/2018)
- Secretaría de Medio Ambiente del Estado de México (2009), *Iniciativa ante el Cambio Climático en el Estado de México*, Secretaría de Medio Ambiente del Estado de México. Recuperado de: [http://sma.edomex.gob.mx/iniciativa\\_ante\\_el\\_cambio\\_climatico](http://sma.edomex.gob.mx/iniciativa_ante_el_cambio_climatico)
- Senado de la República (2013). *Dictamen de las Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales; de Energía, y Estudios Legislativos, Primera, con Proyecto de Decreto por el que se Reforman y Adicionan Diversas Disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía*, Senado de la República. Recuperado de: [http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2013/12/asun\\_3054419\\_20131210\\_1386743657.pdf](http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2013/12/asun_3054419_20131210_1386743657.pdf)
- Shields, D. (2017). *Pemex: la crisis de refinación*. Energía a Debate. Recuperado de: <https://www.energiaadebate.com/blog/1439/>
- Shields, D. (2018). *¿Quién fijará mi tarifa eléctrica?* Energía a Debate. Recuperado de: <https://www.energiaadebate.com/blog/3250/>
- Vanguardia (2018), *Refinerías sólo trabajan al 40% de su capacidad*, Vanguardia. Recuperado de: <https://www.vanguardia.com.mx/articulo/refinerias-solo-trabajan-al-40-de-su-capacidad-denuncian>
- World Bank (2018), *Mexico Overview*, The World Bank. Recuperado de: <http://www.worldbank.org/en/country/mexico/overview>

## Sitios consultados

- Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) (<https://www.eia.gov/>)
- Banco de México (<http://www.banxico.org.mx/>)
- Banco Mundial (<http://www.worldbank.org/>)
- Base de Datos Institucional de Pemex (<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>)
- Centro Nacional de Control de Energía, CENACE (<https://www.gob.mx/cenace>)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE) ([www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx))
- Comisión Reguladora de Energía, CRE ([www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx))
- Cooperación de América del Norte en Información Energética ([http://base.energia.gob.mx/nacei/comercio\\_exterior.aspx](http://base.energia.gob.mx/nacei/comercio_exterior.aspx))
- Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED) ([www.fmped.org.mx](http://www.fmped.org.mx))
- Fondo Monetario Internacional (FMI) (<http://www.imf.org/external/index.htm>)
- Instituto Belisario Domínguez del Senado de la República (IBD) ([www.senado.gob.mx/ibd](http://www.senado.gob.mx/ibd))
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (<https://www.gob.mx/inecc>)
- One Green Planet (<http://www.onegreenplanet.org/environment/countries-except-united-states-that-have-banned-fracking/>)
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (<http://www.oecd.org/>)
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI) ([www.inegi.org.mx](http://www.inegi.org.mx))
- Petróleos Mexicanos (Pemex) (<http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx>)
- Proyectos México, Oportunidades de Inversión (<http://www.proyectosmexico.gob.mx>)
- Reformas en Acción (<http://reformas.gob.mx/>)
- Rondas México (<https://rondasmexico.gob.mx/>)
- Secretaría de Energía, Sener ([www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx))
- Servicio Geológico Mexicano (<http://portalweb.sgm.gob.mx>)
- Sistema de Información Energética (<http://sie.energia.gob.mx/>)
- Statista (<https://www.statista.com>)