



SERIE
Apuntes
Didácticos 

Reforma Energética

2017

Apuntes Didácticos es una colección publicada por la Auditoría Superior de la Federación con los objetivos de fortalecer la capacitación de su personal y compartir el conocimiento en materia de fiscalización superior con la sociedad.

Los materiales firmados se consideran responsabilidad exclusiva de su autor y no necesariamente coinciden con los puntos de vista de la Auditoría Superior de la Federación.

Queda estrictamente prohibida la reproducción de los contenidos e imágenes de la publicación sin previa autorización de la Auditoría Superior de la Federación.

Índice general

Índice de figuras III

Índice de cuadros IV

Acrónimos V

1 Antecedentes de la Reforma Energética 1

- 1.1 Antecedentes en materia de hidrocarburos 2
 - 1.1.1 Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional 2
 - 1.1.2 Ley de Petróleos Mexicanos 3
 - 1.1.3 Ley Federal de Derechos 3
 - 1.1.4 Ley del IEPS 3
 - 1.1.4.1 IEPS variable 4
 - 1.1.4.2 Cuota estatal (o cuota IEPS) 4
 - 1.1.5 Impuestos a los rendimientos petroleros 5
- 1.2 Antecedentes en materia eléctrica 5
 - 1.2.1 Ley Federal de Derechos 6
 - 1.2.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 6
- 1.3 El rol histórico de los ingresos energéticos en las finanzas públicas 6
 - 1.3.1 Ingresos petroleros del sector público 8
 - 1.3.2 Ingresos públicos del sector eléctrico 11

2 La Reforma Energética 12

- 2.1 Sector hidrocarburos 12
 - 2.1.1 Ronda Cero 12
 - 2.1.2 Ronda Uno 13
 - 2.1.3 Ronda Dos 13
 - 2.1.4 Ronda Tres 14
 - 2.1.5 Ingresos por contratos 15
 - 2.1.6 Ingresos por asignatarios 16
 - 2.1.7 Ley del Fondo Mexicano del Petróleo 17
 - 2.1.8 Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria 18
- 2.2 Sector eléctrico 19
- 2.3 Impacto de la Reforma Energética 20
 - 2.3.1 Sector hidrocarburos 20
 - 2.3.1.1 Fondo Mexicano del Petróleo 21
 - 2.3.1.2 Liberación del mercado de combustibles 22
 - 2.3.2 Sector eléctrico 23
 - 2.3.2.1 Resultados de 1ra Subasta de Largo Plazo 23



2.3.2.2	Resultados de la 2da Subasta de Largo Plazo	24
2.3.2.3	Avance de la matriz eléctrica acorde a los objetivos de energías limpias	24
3	Sostenibilidad de largo plazo	26
4	Comentarios finales	32
	Bibliografía	34

Índice de figuras

1.1	Porcentaje de ingresos energéticos (como porcentaje de los ingresos presupuestarios)	7
1.2	Porcentaje de ingresos energéticos (como porcentaje del PIB)	7
1.3	Producción nacional de crudo (por activo)	8
1.4	Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME)	9
1.5	Estructura de ingresos presupuestarios	9
1.6	Ingresos Petroleros del Sector Público (como % del PIB)	10
1.7	Reservas 3p (totales) de crudo mexicano	10
1.8	Tarifas eléctricas (en función del precio del gas natural) vs demanda de energía eléctrica	11
2.1	Ingresos petroleros desagregados	23
2.2	Generación eléctrica por tecnología	24
3.1	Página principal del Simulador Fiscal CIEP v3	27
3.2	Tipo de cambio	27
3.3	Ingresos petroleros	28
3.4	Precios del barril ⁽¹⁾	28
3.5	Incidencia ⁽¹⁾	28
3.6	Perfiles ⁽¹⁾	29
3.7	Ingresos petroleros del gobierno federal ⁽¹⁾	29
3.8	Precio del barril ⁽²⁾	29
3.9	Incidencia ⁽²⁾	31
3.10	Perfiles ⁽²⁾	31
3.11	Proyecciones de ingresos petroleros del gobierno federal ⁽²⁾	31

Índice de cuadros

2.1	Licitaciones de Ronda Uno	13
2.2	Información de R1 y R2	14
2.3	Desempeño del FMP	21
2.4	Ingresos derivados de contratos y asignaciones	22

Acrónimos

CCFE	Cuota Contractual para Fase Exploratoria
CEL	Certificados de Energías Limpias
CENACE	Centro de Control Nacional de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DEXP	Derecho de exploración
DEXT	Derecho de extracción
DOF	Diario Oficial de la Federación
DUC	Derecho de Utilidad Compartida
FEIEF	Fondo de estabilización de Ingresos de Entidades Federativas
FEIP	Fondo de estabilización de Ingresos Presupuestarios
FMP	Fondo Mexicano del Petróleo
FV	Energía solar fotovoltaica
IAEEH	Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
IEPS	Impuesto Especial a Producción y Servicios
IPSP	Ingresos petroleros del Sector Público
ISR	Impuesto sobre la Renta
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LFD	Ley Federal de Derechos
LIEPS	Ley del IEPS
LIF	Ley de Ingresos de la Federación
LISH	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
LSPEE	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
PAES	Precio Antes de Llegar a la Estación de Servicio

PEF Presupuesto de Egresos de la Federación
Pemex Petróleos Mexicanos
PEP Pemex Exploración y Producción
PIB Producto Interno Bruto
PP Precio al Productor
SENER Secretaría de Energía
SHCP Secretaría de Hacienda y Crédito Público
TAR Terminal de Almacenamiento y Reparto

1 Antecedentes de la Reforma Energética

El objetivo del presente documento es esclarecer los cambios importantes que se han derivado de la Reforma Energética, a cuatro años de su promulgación. Para esto, el trabajo está dividido en cinco partes: 1) antecedentes del sector energético, 2) características de la Reforma, 3) impacto de la Reforma, 4) sostenibilidad 5) a largo plazo y comentarios finales.

En la presente actualización del cuadernillo, destaca la **adición del sector eléctrico** al análisis. Cada una de las secciones previamente mencionadas será descrita y analizada desde la perspectiva de cada sector: el de hidrocarburos y el eléctrico.

En los antecedentes se explicará el rol histórico de los ingresos energéticos en el sector público desde la perspectiva legal y la de finanzas públicas. En la segunda parte, se mencionan las particularidades de la Reforma para ambos sectores (hidrocarburos y eléctrico), pasando por artículos modificados, surgimiento de nuevas herramientas, actores y leyes. En la sección de impacto de la Reforma, se analiza el efecto que la Reforma ha tenido desde ambas industrias, cada una con sus respectivos instrumentos. En la de sostenibilidad, apoyado por el Simulador Fiscal v3, se realizan una serie de ejercicios para observar la sostenibilidad de los ingresos petroleros del gobierno federal. Finalmente, se incluye una breve conclusión y comentarios sobre el resultado hasta ahora de la Reforma, desde ambos sectores, así como las consideraciones que deben tomarse en cuenta si se desea que los efectos de ésta, sean positivos.

La **Reforma Energética**, aprobada en diciembre de 2013, trajo una serie de modificaciones legales que permitieron la entrada de nuevos actores al sector energético nacional. Para ello, se crearon siete nuevas leyes:

1. Ley de Hidrocarburos
2. Ley de la Industria Eléctrica
3. Ley de Energía Geotérmica
4. Ley de Petróleos Mexicanos
5. Ley de la Comisión Federal de Electricidad
6. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
7. Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Sin embargo, para fines del presente cuadernillo, se definirán únicamente las que conciernen al sector de hidrocarburos y eléctrico, en su respectiva subsección.

1.1 Antecedentes en materia de hidrocarburos

Antes de que se llevara a cabo la Reforma Energética, la exploración y extracción de hidrocarburos dependía exclusivamente del Estado mexicano. Esta actividad era protegida en su totalidad por el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Bajo esta condición existían dos leyes que procuraban la rectoría del sector:

- la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, para el ramo petrolero, y
- la Ley de Petróleos Mexicanos.

Estas, en conjunto, establecían que el petróleo era propiedad de la Nación y que sólo a ésta le correspondía extraerlo y beneficiarse de él. Acorde a ello, para garantizarse rentabilidad, el Estado constituyó un régimen fiscal para el sector, respaldado por las siguientes leyes¹:

- Ley Federal de Derechos
- Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)
- Ley de Ingresos de la Federación (LIF)

De esta manera, el objetivo de la presente sección es hacer un resumen del panorama legal, régimen fiscal y de finanzas públicas del sector petrolero, para tener un contexto de los cambios sustanciales que se dieron con la Reforma Energética.

1.1.1 Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional

Esta ley explica las actividades que le competen a la industria petrolera en México que, de acuerdo con el artículo 3o., son las siguientes:

1. Exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación.
2. Exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano del gas, así como su transporte y almacenamiento necesario.
3. La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos².

Dichas actividades se llevarán a cabo, según el artículo 4o. de la Ley Reglamentaria, por parte de Pemex y sus organismos subsidiarios.

¹ Las cuales, una vez aprobada la Reforma Energética, dejaron de formar parte del régimen fiscal petrolero.

² Por ejemplo: propano, butano, etano, naftas, entre otros.

1.1.2 Ley de Petróleos Mexicanos

En esta ley se nombra a Pemex (2014) como un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, con el objetivo de realizar actividades³ que le corresponden exclusivamente al Estado en el área petrolera, de hidrocarburos y petroquímica básica. Para fines prácticos de este cuadernillo, se mencionan las cinco subsidiarias principales encargadas de dichas actividades:

Pemex Exploración y Producción (PEP) Su función principal era explorar, explotar, transportar, almacenar y realizar las ventas de primera mano del petróleo y el gas natural.

Pemex Refinación Encargada de refinar, almacenar, distribuir y vender petrolíferos y derivados del crudo.

Pemex Gas y Petroquímica Básica Dedicada, antiguamente, a procesar, almacenar, transportar y vender gas natural, gas licuado de petróleo y petroquímicos básicos.

Pemex Petroquímica Procesaba, almacenaba, distribuía y vendía petroquímica no básica.

Pemex Comercio Internacional Proveía de servicios mercadeo internacional, distribución, administración de riesgo, seguro y logística.

Por lo tanto, una vez establecido que el petróleo y gas encontrado y explotado por el Estado era propiedad de éste, se instauraron los siguientes derechos e impuestos.

1.1.3 Ley Federal de Derechos

De acuerdo con esta ley (Cámara de Diputados, 2016), PEP debía realizar pagos al gobierno federal por el uso y aprovechamiento de los bienes de dominio público para extraer hidrocarburos del subsuelo, así como en forma de contribución⁴ por prestar servicios exclusivos del Estado. Los derechos que se pagaban eran los siguientes: derecho ordinario sobre hidrocarburos, derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía, derecho para la fiscalización petrolera, derecho extraordinario sobre exportación de petróleo crudo, derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, derecho sobre extracción de hidrocarburos, derecho especial sobre hidrocarburos y derecho para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos.

1.1.4 Ley del IEPS

Los impuestos definidos en el artículo 2o. A, fracciones I y II, de la Ley del impuesto Especial sobre Producción y Servicios (LIEPS), vigente al 2013, se dividían en:

³ Regidas por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional.

⁴ Los derechos estaban determinados por el Título II, Capítulo XII de Hidrocarburos, de tal ley.

1.1.4.1 IEPS variable

Se refería a la tasa que fluctúa mensualmente de acuerdo con la brecha existente entre el precio del productor (PP) y el precio de venta antes de llegar a la estación de servicio (PAES, i.e., excluyendo el costo del flete, la ganancia de los franquiciatarios y los impuestos).

La brecha entre el PP y el PAES, referida en la fracción I, existía debido a que el PP variaba de acuerdo con el precio internacional de referencia y era diferente para cada una de las Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR) de Pemex; por el contrario, el PAES era homogéneo a lo largo del país⁵ y relativamente constante con referencia al Índice Nacional de Precios al Consumidor. De modo que la tasa estaba expresada en términos de dichas brechas como porcentaje del PP y, para hallar el monto de recaudación del IEPS variable, se debía multiplicar la tasa por el PP y por el volumen de ventas de cada combustible. En particular, antes, para obtener los ingresos federales por concepto del IEPS variable, se sumaban los resultados al aplicar la fórmula siguiente a cada TAR:

$$IEPS_{Variable} = [PAES - PP] * VolumenDeVentas \quad (1.1)$$

Donde,

$$PAES = (PrecioFinal - CuotaEstatad) / (1 + TasaIVA) - MargenComercial - Flete - Merma \quad (1.2)$$

$$PP = PrecioDeReferencia + AjusteDeCalidad + CostoDeManejo + CostoDeTransporte \quad (1.3)$$

De acuerdo con la fórmula, cuando el PAES era mayor que el PP, la recaudación era positiva. En caso contrario, si el PP era mayor que el PAES, el IEPS variable resultaba en un monto negativo y el gobierno federal incurría en un gasto fiscal. Ello quiere decir que se deja de recaudar el monto potencial del IEPS variable al permitir que el precio local de los combustibles sea más barato que el precio de mercado internacional. De tal forma, la SHCP compensaba ese diferencial de precios a Pemex mediante la acreditación de los pagos positivos del IEPS variable, del IVA a los combustibles o de los derechos sobre hidrocarburos, según sea el caso, como lo indicaba el artículo 7, fracción II, de la Ley de Ingresos de la Federación 2013.

1.1.4.2 Cuota estatal (o cuota IEPS)

Estas son las segundas figuras impositivas del IEPS a las gasolinas y corresponden a una tarifa por litro enajenado, que era de 0.0655 pesos/litro para la Magna, 0.0799 para la Premium y 0.0543 para el Diésel.

⁵ Excepto en la región de la frontera norte, donde los precios para la gasolina Premium son diferentes.

1.1.5 Impuestos a los rendimientos petroleros

El impuesto a los rendimientos petroleros (IRP) era la contribución que Pemex efectuaba al gobierno federal en sustitución del ISR. En particular, los organismos que estaban obligados a pagarlo⁶ eran Pemex Corporación, Pemex Refinación, Pemex Gas Natural y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica. Estos, debían calcular el impuesto a pagar aplicando una tasa del 30 % sobre el rendimiento neto del ejercicio fiscal.

1.2 Antecedentes en materia eléctrica

Los inicios de la energía eléctrica en México se refieren a mediados de la década de 1880, con la construcción de pequeños generadores en empresas mineras, agrícolas y textiles. Sin embargo, la entrada de capital privado y especializado (nacional y extranjero), permitió la generación de electricidad a gran escala, por lo que se pudo ofrecer el servicio a hogares.

La expansión del consumo eléctrico obligó a los gobiernos a tomar participación en la industria; primero, para gravar la actividad, más tarde, para generar energía. Posteriormente, se reglamentó que la electricidad generada por los privados, llamados **Productores Independientes de Energía (PIE)**, estuviera sujeta a tres funciones, exclusivamente: venta directa a un órgano centralizado (CFE), exportación y/o autoabastecimiento. Así, comienza a operar la CFE en 1937, con el objetivo de *organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales* (Zarrabal García, 2016).

El 27 de sept de 1960, el presidente Adolfo López Mateos, anunció la nacionalización de la industria eléctrica, estableciendo en el artículo 27 que: “Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares, y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”. A partir de entonces, fueron dos los organismos descentralizados encargados de proveer de electricidad al país: **CFE** y **LyFC**. En el caso de la primera, el régimen fiscal estaba constituido por dos leyes:

- Ley Federal de Derechos
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

Sin embargo, al aprobarse la Reforma Energética, estas dejan de formar parte del régimen fiscal eléctrico. De esta manera, el objetivo de la presente sección es hacer un resumen del panorama legal y del régimen fiscal de la industria eléctrica (para fines del cuadernillo presente, la atención se centra en la CFE), anterior a la Reforma Energética.

⁶ Según lo expresado en el artículo 7, fracción V, de la LIF 2013.

1.2.1 Ley Federal de Derechos

Según la Ley Federal de Derechos (artículo 2o, párrafo segundo), los organismos públicos descentralizados que usen o aprovechen bienes del dominio público de la nación o presten los servicios públicos exclusivos del Estado, están obligados a pagar los derechos que se establecen en dicha ley. Conforme a esto, la CFE debía hacer dos principales contribuciones: **a)** derecho por uso o aprovechamiento de aguas nacionales⁷, y **b)** aprovechamiento por obras de infraestructura eléctrica (instituido en artículo 46 del Capítulo IX de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; descrito más adelante).

Sin embargo, a partir de 2014, se instauró en el artículo 6o, decreto sexto de las disposiciones transitorias de la LFD, que la CFE gozará de la exención en el pago de derechos, siempre y cuando acredite haber contado con servicio de agua expedido por la CONAGUA.

1.2.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Esta Ley, abrogada el 11/08/2014, establece en su artículo 1 que corresponde exclusivamente a la nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica, teniendo por objeto la prestación del servicio público, en los términos del artículo 27 constitucional (Cámara de Diputados, 2014b). Además, establecía en el artículo 7, que la prestación de éste servicio público estaría a cargo de la CFE, la cual asumiría la responsabilidad de realizar las actividades a que se refiere el artículo 4° de dicha ley⁸.

Sin embargo, con la promulgación de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad y la consecuente abrogación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, **desaparece la figura del aprovechamiento** prevista en el artículo 46 de este último ordenamiento, por lo que la CFE (y sus empresas subsidiarias) comienzan a cumplir sus obligaciones fiscales en términos del Título II de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

1.3 El rol histórico de los ingresos energéticos en las finanzas públicas

El sector hidrocarburos y eléctrico, a pesar de pertenecer al ramo energético, tienen actividades distintas que generan también ingresos en diferentes proporciones. Sin embargo, como conjunto, el sector energético en México ha ejercido, históricamente, un peso importante en los ingresos públicos, representando en promedio, de 2005 a 2017⁹, 41.0 % del total de estos¹⁰. Sin embargo, como se observa en la figura 1.1, tal proporción ha disminuido, al menos, desde 2005.

Otra manera de ver la importancia relativa de los ingresos energéticos, es por medio de la comparación con el PIB del año correspondiente. La figura 1.2 refleja el peso que los ingresos energéticos han tenido en la economía nacional. Se observa que los ingresos públicos totales han aumentado en proporción del PIB, impulsados, principalmente, por un crecimiento de los ingresos no petroleros, mientras que la aportación de los ingresos energéticos presenta disminuciones anuales desde, al menos, 2005.

⁷ Según el Artículo 231 de esta ley, el monto dependía de la zona y de la disponibilidad del recurso.

⁸ Por prestación del servicio público se entiende la planeación del SEN, la generación, conducción, transformación y venta de energía eléctrica.

⁹ Son datos a mayo 2017; es decir, datos observados, no propuestos.

¹⁰ En el presente cuadernillo, los ingresos energéticos se consideran como la suma de los ingresos petroleros del sector público, más los ingresos propios de la CFE.

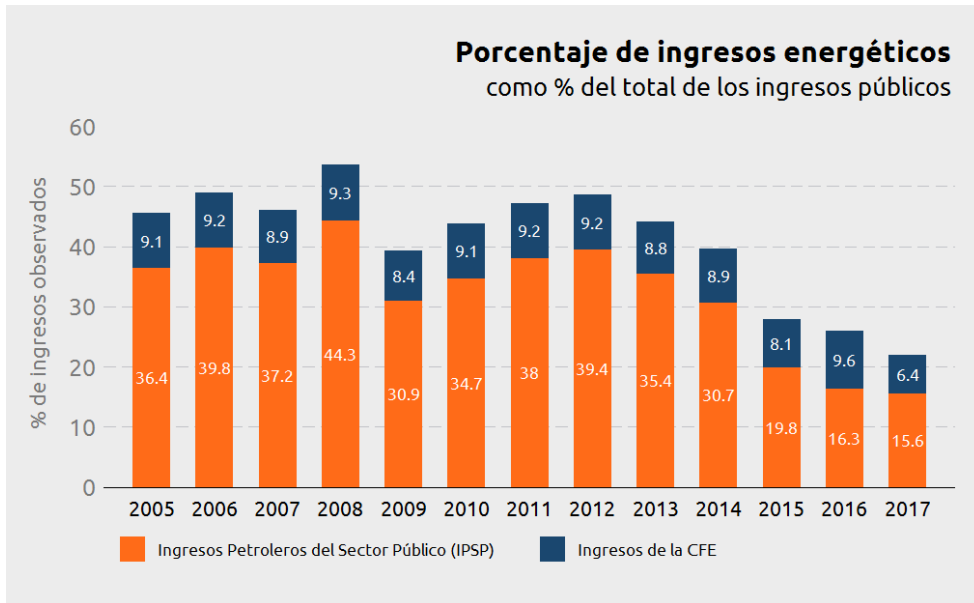


Figura 1.1:
Porcentaje de
ingresos
energéticos
(como porcentaje
de los ingresos
presupuestarios)

Notas: Ingresos Petroleros del Sector Público: Ingresos Petroleros del Gobierno Federal + Ingresos Propios de Pemex

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información de la SHCP, EOFP (2017).

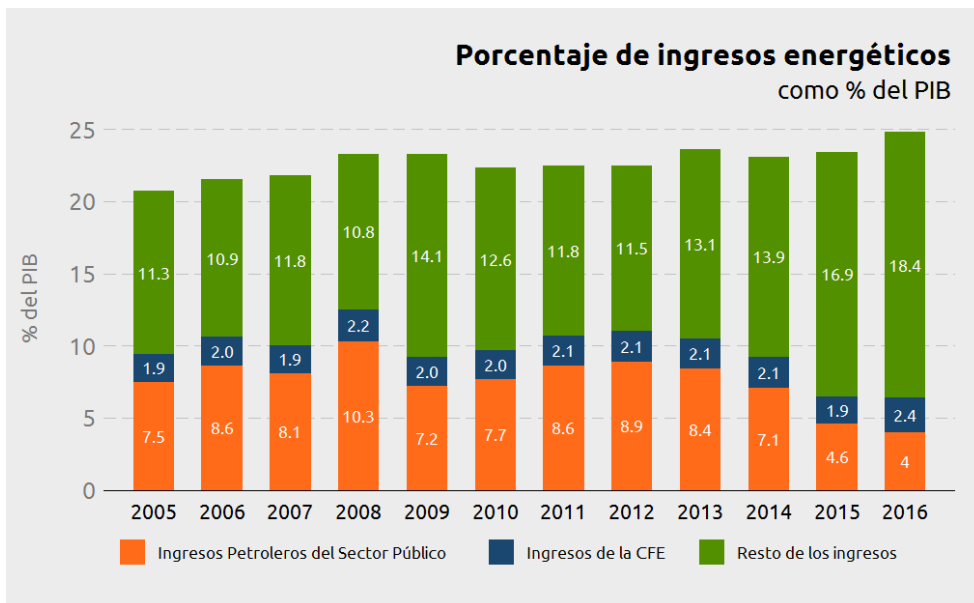


Figura 1.2:
Porcentaje de
ingresos
energéticos
(como porcentaje
del PIB)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información de la SHCP, EOFP (2017).

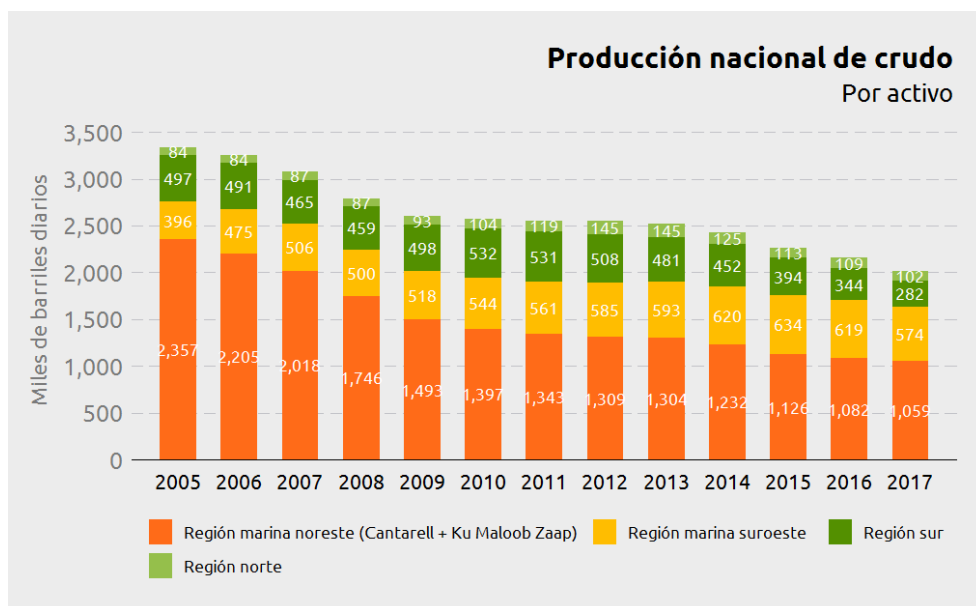


Figura 1.3:
Producción nacional de crudo (por activo)

Notas: Los datos de 2017 son al mes de mayo.
Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del SIE (2017).

Sin embargo, debido a la gran cantidad de diferencias que existen entre el sector hidrocarburos y el eléctrico, es preciso analizar, de manera desagregada, el rol que cada sector ha tenido en las finanzas públicas.

1.3.1 Ingresos petroleros del sector público

Antes de la Reforma Energética, los ingresos petroleros del sector público resultaban de la suma de los ingresos petroleros del gobierno federal (IPGF) y de los ingresos propios de Pemex; es decir, igual que en el régimen actual, excepto que las definiciones de los IPGF han cambiado¹¹. Los segundos consideraban los ingresos por ventas de bienes y servicios, netos de impuestos indirectos y de las compras de mercancías para reventa (importaciones). Además, se agregaban ingresos diversos que, para Pemex, se referían a la recuperación del IEPS por enajenación de gasolinas y diésel (IEPS petrolero), cuando éste era negativo. En seguida, se le restaban los gastos por pago de derechos que efectuaba al gobierno federal.

En México, los hidrocarburos han tenido una relación muy cercana con los ingresos públicos. Sin embargo, se ha debilitado en los últimos cuatro años, debido a dos factores, principalmente: la caída en los precios internacionales del petróleo, y la caída en la producción de Pemex (ver figuras 1.3 y 1.4).

Con la caída en precios y producción, los ingresos derivados de hidrocarburos cayeron. Así, la proporción histórica de “ingresos petroleros” entre “ingresos presupuestarios totales” disminuyó más de la mitad, pasando de representar el 35.4 % en 2013 (antes de la caída de los precios del petróleo) a 15.7 % en 2017 (según lo observado en el periodo enero – mayo), como refleja la figura 1.5:

Otra manera de ver la disminución del impacto de los ingresos petroleros en la economía nacional es por medio de observarlos como proporción del PIB, a través del tiempo (ver figura 1.6). Antes de la caída de los precios, el promedio de proporción de ingresos petroleros como porcentaje del PIB, era de 8.4 % (de 2005 a 2013), mientras que de 2014 a 2016 promedió 5.2 %.

¹¹ Anteriormente se conformaban por los derechos sobre los hidrocarburos, Impuesto Especial de Productos y Servicios (IEPS) a las gasolinas y el diésel y el impuesto al rendimiento petrolero.

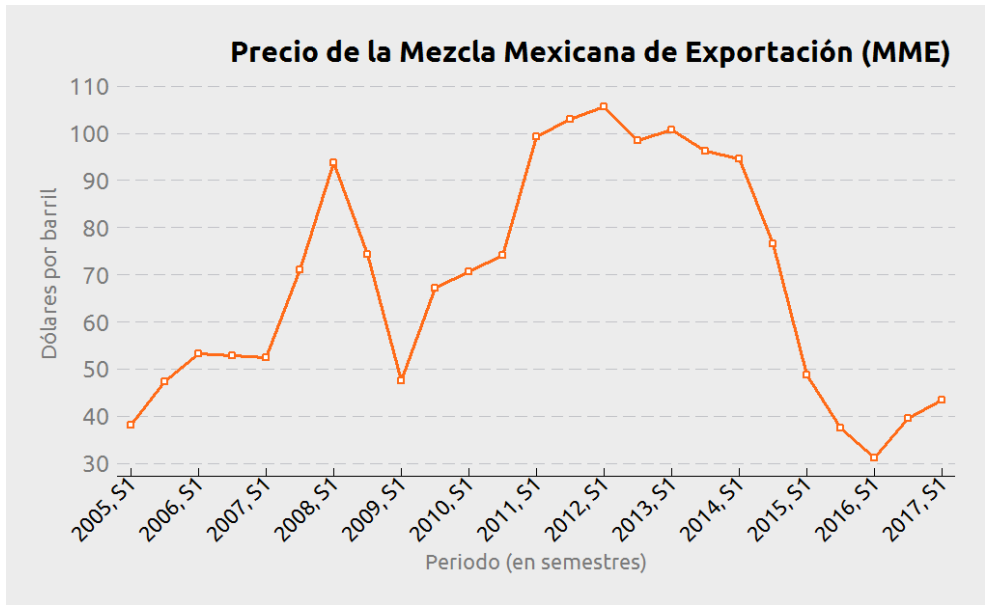


Figura 1.4: Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME)

Notas: Precios corrientes

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del SIE (2017).

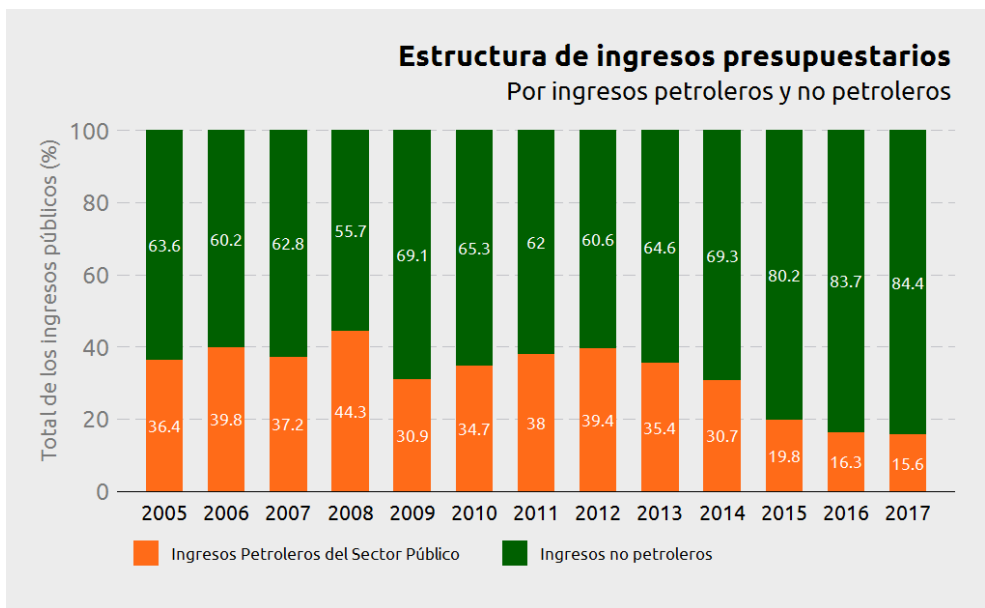


Figura 1.5: Estructura de ingresos presupuestarios

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del SHCP, EOFP (2017).

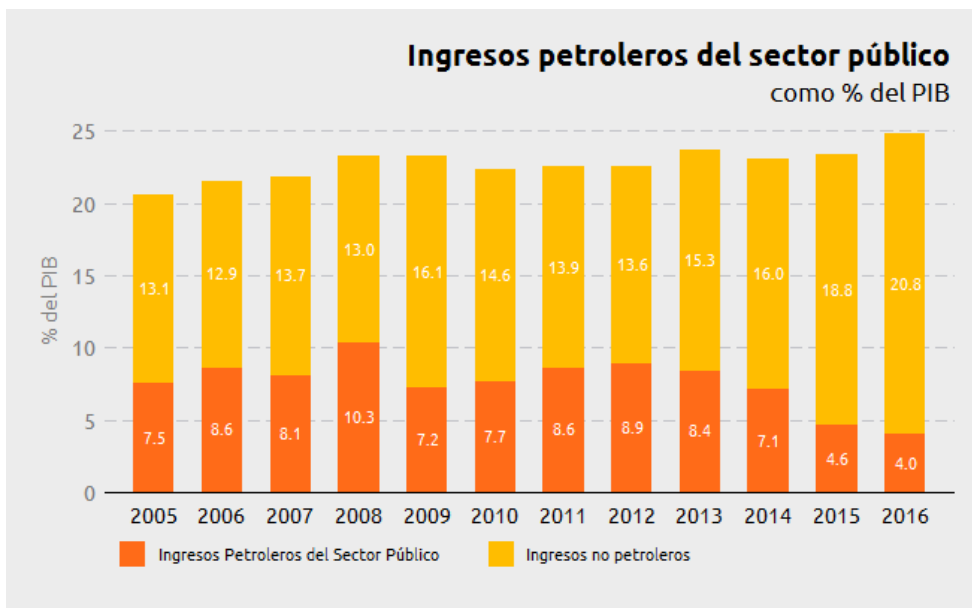


Figura 1.6:
Ingresos Petroleros del Sector Público (como % del PIB)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del SHCP, EOPF (2017).

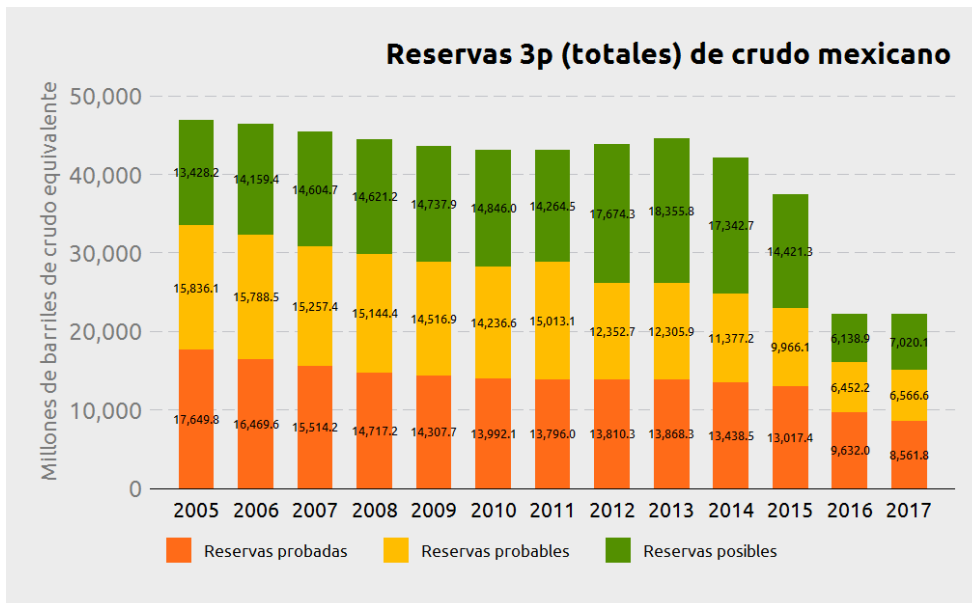


Figura 1.7:
Reservas 3p (totales) de crudo mexicano

Notas: Reservas certificadas al 1ero de enero del año respectivo.

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del SIE (2017).

Además de la caída de producción de los diferentes activos, donde destaca la disminución de 90.5 % de la producción de Cantarell (de 2005 a mayo 2017), las reservas probadas, probables y posibles, también han disminuido (ver figura 1.7). Las primeras, son cantidades estimadas de hidrocarburos que demuestran, con certidumbre razonable (Pemex, 2015) que serán recuperadas en años futuros; al ser el tipo de reservas con mayor certidumbre, son las utilizadas para sustentar proyectos de inversión. Las probables son reservas donde el análisis de la información geológica del yacimiento, arroja que es más factible de ser comercialmente recuperables, que lo contrario. Las posibles, por su parte, tienen menos posibilidad de que tengan recuperación comercial que las probables.

Las proyecciones de una caída en las reservas totales fue uno de los varios argumentos para promover la Reforma Energética, pues se requería la participación de capital privado para explotar las actuales reservas y buscar nuevas, debido a que Pemex, por sí sólo, no tenía los recursos para hacerlo.

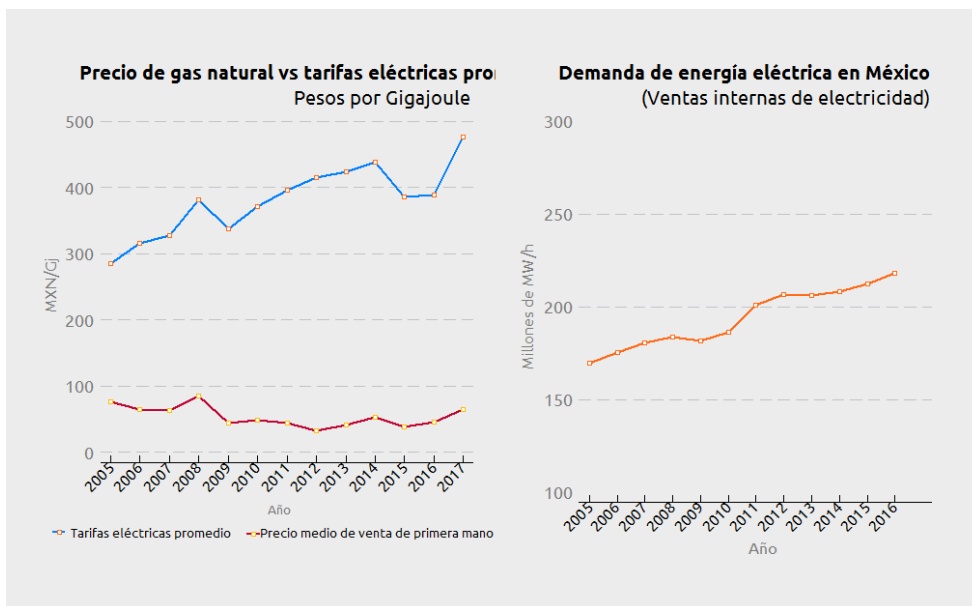


Figura 1.8:
Tarifas eléctricas
(en función del
precio del gas
natural) vs
demanda de
energía eléctrica

Notas: Los datos de las tarifas resultan del cobro medio a los sectores tarifarios residencial, servicios, comercial y agrícola.

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del SIE (2017).

1.3.2 Ingresos públicos del sector eléctrico

A pesar de que el sector eléctrico no ha jugado un rol tan importante en las finanzas públicas, como ha sido en el caso del sector hidrocarburos, los ingresos derivados de la venta de electricidad han promediado, de 2005 a 2017 (a junio), el 8.8 % del total de los ingresos presupuestarios de México.

Anterior a la Reforma, los ingresos que el sector eléctrico aportaba al fisco, provenían de dos lados: **1)** aprovechamientos y derechos que la CFE debía pagar al gobierno federal, y **2)** los ingresos por ventas de electricidad de la CFE (y en su momento los de LyFC). Sin embargo, los primeros, se usaban para compensar las tarifas deficitarias (subsidios) que el gobierno ofrecía a los usuarios del servicio eléctrico¹², o para complementar el presupuesto a inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica, acorde al PEF correspondiente¹³. De esta manera, no existía una entrada al erario federal, pues sólo restaba el gasto en subsidios, o el de inversión en nueva infraestructura eléctrica¹⁴.

Por lo tanto, las contribuciones del sector eléctrico al fisco dependían enteramente de los ingresos de las empresas eléctricas. En el periodo 2005-2016, en promedio, el 90.2 % de tales ingresos estuvo conformado por las ventas internas de electricidad. El valor de estas, a su vez, dependía tanto de las tarifas cobradas, como de la cantidad de Megawatts suministrados por hora (es decir: precio por cantidad). Como se observa en la figura 1.8, las tarifas se comportan de manera similar al precio del gas natural, que es el principal carburante que utiliza la CFE para generar electricidad. En el lado derecho de la mencionada gráfica, se observa también la cantidad demandada de electricidad a través del tiempo.

Un alza en las tarifas eléctricas y en las ventas de las mismas, han elevado los ingresos de la CFE, que, en promedio, han representado de 2005 a 2016 el 2.1 % del PIB (ver barras azules en figura 1.2).

¹² segundo párrafo del artículo 46 de la LSEE.

¹³ 4to párrafo del artículo 46 de la LSEE

¹⁴ En inciso o) del resumen de las principales políticas contables de las notas a los estados financieros consolidados, emitidos trimestralmente por la CFE, se establece en el apartado 3), que el diferencial entre el subsidio y el aprovechamiento se reconocerá en los estados financieros consolidados de la empresa.

2 La Reforma Energética

La Reforma Energética se inició el 20 de diciembre de 2013 cuando se publican en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los cambios en los artículos 25, 27 y 28 en la Constitución. Estos, implicaron la modificación/adición de siete leyes, mismas que regulan el comportamiento de los agentes (incluyendo la entrada de nuevos) en el sector energético. Debido a la magnitud del sector de hidrocarburos y eléctrico, en la siguiente sección se desagregan las implicaciones que trajo la Reforma Energética para ambas industrias.

2.1 Sector hidrocarburos

Un cambio significativo en el sector energético es la adición del párrafo séptimo del artículo 27 (SEGOB, 2014), donde se establece la posibilidad de establecer contratos con la iniciativa privada para la exploración y extracción de hidrocarburos:

“(…) Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevara a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares (…)”.

Es decir, la Reforma permitió a Pemex la posibilidad de aliarse con el sector privado para explorar y extraer hidrocarburos. Para determinar cuáles campos se ofertarían, se organizó un programa de Rondas para distribuir diferentes licitaciones entre ellas. Actualmente, la Ronda Dos se encuentra en desarrollo, teniendo pendiente los resultados de la cuarta y última licitación de tal ronda, que se publicarán a partir de marzo 2017.

2.1.1 Ronda Cero

Dada la solicitud de Pemex, la SENER le otorgó 489 asignaciones (ASF, 2015), tanto en el campo de extracción como de exploración. En términos de reservas probadas y probables (2p), se le asignaron a la EPE, 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), lo cual significa una producción de 2.5 millones de barriles diarios (MMbd) durante 15.5 años.

Adicional a esto, Pemex solicitó migrar 23 asignaciones a contratos con privados, debido a la complejidad técnica y los requerimientos de capital necesarios para explotarlos; Trión fue uno de ellos, entre otros¹⁵. La Ronda Cero concluyó en septiembre 2014.

2.1.2 Ronda Uno

La Ronda 1 se dividió en cuatro etapas, cada una licitada con diferentes reglas y contratos, pues tanto las actividades a realizar (exploración y/o producción) como las área de trabajo (su ubicación geográfica), eran diferentes (ver cuadro 2.1). Los campos a licitar en esta ronda, sumaron 3,594 MMbpce de recursos prospectivos.

# de Licitación	Tipo de contrato	Actividad	Área	# de campos	# de áreas exitosamente asignadas	Provincial/Zona
1	Producción Compartida	Exploración y Producción	Aguas someras	14	2	Cuenca del Sureste
2	Producción Compartida	Producción	Aguas someras	5	3	Cuenca del Sureste
3	Licencia	Producción	Campos terrestres	25	25	Cuenca de Burgos, Norte y Sur
4	Licencia	Exploración y Producción	Aguas profundas	10	8	Cinturón Plegado Perdido, y Cuenca Salina

Cuadro 2.1:
Licitaciones de Ronda Uno

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información de la CNH (2017).

Adicional a las áreas licitadas en esta ronda (concluida en diciembre 2016), se realizó también el primer *farmout* de Pemex; es decir, una asociación estratégica entre la EPE, que tiene, por ley, los derechos de exploración y producción, con otra (en el caso particular: BHP Billiton) a quien se le migran algunos de estos derechos. Así, en Trión (ubicado en aguas ultra profundas¹⁶)-liana como socia, con el fin de extraer los 485 MMbpce de reservas 3p con que cuenta el campo.

Para conocer más detalles sobre el mecanismo de asignación de contratos en la Ronda 1, visitar <http://ciep.mx/AD4n/>.

2.1.3 Ronda Dos

Al igual que la Ronda 1, la Ronda 2 se organizó en cuatro etapas (cada una con su respectivo proceso de licitación). A la fecha, se han publicado ya los resultados de las tres primeras licitaciones, quedando pendiente la cuarta para finales de enero del 2018. Sin embargo, esta ronda se diferencia de la previa, porque las áreas para explorar ya cuentan con descubrimientos, y que en promedio, tienen recursos prospectivos por 180.0 MMbpce/área contractual.

Licitación 1 de la Ronda 2 (o R 2.1) Ofrecía 15 campos¹⁷ en Veracruz y Campeche, de las cuales 10 fueron para explorar y 5 para extracción (que tienen petróleo y gas), todas en aguas someras, bajo la modalidad de producción compartida. Se estimó que, en conjunto, las 15 áreas tienen recursos prospectivos de 1,587 mbpce, que pudieran comenzar a producir en 2020.

¹⁵ Ek Balam, Ogarrio, Cárdenas, Mora, Ku, Maloob, Zaap, Ayin, etcétera.

¹⁶ Con profundidad superior a los 2.4 kilómetros

¹⁷ Que incluyen el 51 % de las áreas no adjudicadas en la R 1.1 y 1.2.

De las 11 áreas exitosamente asignadas, 70 % de las empresas tienen nacionalidad europea, que darán 57 % de las utilidades al gobierno mexicano, que subasto valores mínimos 2.8 veces menores.

Licitación R 2.2 Ofreció 10 bloques¹⁸ de campos terrestres para explorar petróleo y gas en los estados de Tamaulipas, Tabasco y Nuevo León, bajo la modalidad de contrato de licencia. En estas áreas, ya se tenían reservas probadas, donde hay infraestructura existente disponible para usarse. Los bloques tienen recursos prospectivos promedio de 53.9 MMbpce. Se estima que el inicio de producción sea durante el 2018, y que alcance el pico máximo de producto en 2025.

Licitación R 2.3 Ofreció 14 campos terrestres (todos adjudicados) de petróleo y gas, que, en conjunto, tienen 251 MMbpce de recursos prospectivos en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Tabasco y Chiapas. Actualmente, ninguna de las 14 áreas ha tenido producción, lo que significa que el riesgo es geológico en la primera fase.

Licitación R 2.4 Los resultados sobre la última licitación de esta ronda, serán publicados en enero 2018. Se licitarán 30 áreas contractuales para explorar y extraer hidrocarburos de aguas profundas, que suman recursos prospectivos por 4,228 MMbpce. Es decir, en promedio, por área, existen 140.9 MMbpce.

En el cuadro 2.2, se pueden ver algunas características de las áreas licitadas por ronda y licitación (debido a que aún no se celebra el fallo de la licitación R 2.4, se omitió en la tabla). Destaca, por ejemplo, que, el total de los recursos prospectivos licitados hasta la fecha (considerando las cuatro licitaciones de la Ronda 1, y las tres de la Ronda 2), suman **6,024 MMbpce**, es decir, el **29.3 %** de lo que se le asignó a Pemex en la Ronda 0 por reservas 2p.

Concepto	R 1.1	R 1.2	R 1.3	R 1.4	R 2.1	R 2.2	R 2.3	Total
Recursos prospectivos (MMbpce)	687	-	-	2,907	1586	593	251	6,024
Número de bloques/campos	14	9	25	10	15	10	14	97
Contratos adjudicados	2	3	25	8	11	7	14	70
Categoría	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres convencionales	Aguas profundas	Aguas someras	Terrestres convencionales	Terrestres convencionales	N/A
Tipo de contrato	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia	Producción compartida	Licencia	Licencia	N/A

Cuadro 2.2:
Información de R1 y R2

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información de la CNH (2017).

2.1.4 Ronda Tres

La Ronda Tres contará con dos licitaciones, cuyas convocatorias iniciarán en agosto 2017 y abril 2018, con resultados a anunciarse en febrero y octubre, respectivamente. Se licitarán campos en aguas profundas, someras y en campos terrestres convencionales y no convencionales¹⁹.

Otro cambio que trajo la Reforma Energética, fue la nueva composición de los ingresos petroleros del gobierno federal, que, acorde al párrafo sexto del artículo 28 Constitucional, se introduce el Fondo Mexicano del Petróleo como administrador de los recursos que se reciban mediante las actividades de

¹⁸ De los cuales, se adjudicaron exitosamente 7 contratos.

¹⁹ Los hidrocarburos atrapados en lutitas que se extraen con la tecnología *shale*.

exploración y extracción de hidrocarburos. Es decir, no sólo la recaudación cambió, sino también la distribución de los recursos obtenidos por la exploración y extracción de hidrocarburos. Estos cambios se plasman en las leyes:

- La Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para el Desarrollo y la Estabilización
- La Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Estos recursos son clasificados según su procedencia: por asignaciones o por contratos. Los primeros son aquéllos que provienen de los campos entregados a Pemex (es decir, los asignados a Pemex en la Ronda Cero). Los segundos provienen de los ingresos generados por los campos licitados en el resto de las rondas. Es importante recordar que, los ingresos por contratos, también pueden involucrar a Pemex, si es que la EPE compitió y ganó algún contrato en alguna licitación.

2.1.5 Ingresos por contratos

Los ingresos que recibe el estado por contratos varían según la contraprestación pactada²⁰:

Licencia: Bajo este tipo de contrato, la contraprestación está en función del valor contractual de los hidrocarburos. El estado también ingresa un bono a la firma y la cuota contractual por la fase exploratoria. El privado paga al Estado en especie (hidrocarburos).

Producción compartida: El estado recibe la cuota contractual para la fase exploratoria, regalías, y una fracción de la utilidad operativa. Los pagos los recibe, también, en especie.

Utilidad compartida: El estado recibe la cuota contractual para la fase exploratoria, regalías, y una fracción de la utilidad operativa. Los pagos son en efectivo.

Servicios: En esta modalidad, el contratista entrega toda la producción al estado.

Cada una de estas contraprestaciones tiene su método de cálculo. Sin embargo, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIH) solo proporciona el cálculo de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (CCFE) y las regalías.

En el caso de la CCFE, el artículo 23 de la LIH explica que ésta depende de la vigencia del contrato (Cámara de Diputados, 2014a) : a) Durante los primeros 60 meses del contrato, el contratista pagará una cuota de \$1,150 MXN/Kilómetro cuadrado, y b) A partir del mes 61, se cobrará \$2,750 MXN/Kilómetro cuadrado.

Las regalías, en cambio, se establecerán dependiendo del valor contractual de cada hidrocarburo²¹:

²⁰ Donde las contraprestaciones están determinadas en el Título Segundo, Capítulo 1, de la Ley de Ingresos de Hidrocarburos.

²¹ Según el artículo 24 de la LIH.

Petróleo

- Cuando precio contractual del barril sea menor a 48 dpb: Regalía = Valor contractual del petróleo * 0.075.
- Cuando precio contractual del barril sea mayor o igual a 48 dpb: Regalía = Valor contractual del petróleo * $[(.125 * \text{precio contractual del petroleo}) + 1.5]/100$

Gas natural

- Cuando se trate de gas natural asociado²²: Regalía = Valor contractual del gas natural asociado * [precio/100].
- Para el gas no asociado, existen tres escenarios:
 - Cuando el precio del gas natural sea menor o igual a 5 dólares por millón de British Thermal Units (BTU): Regalía = Valor contractual * 0. Por lo tanto, bajo este escenario, los contratistas están exentos de pagar regalías al Estado.
 - Cuando el precio del gas natural sea mayor a 5 y menor a 5.5 USD/Millón de BTU: Regalía = $[\text{Valor contractual} * ((\text{Precio} - 5) * 60.5) / (\text{Precio} / 100)]$
 - Cuando el precio del gas natural sea mayor o igual a 5.5 USD/Millón de BTU: Regalía = $[\text{Valor contractual} * (\text{Precio} / 100)]$

Por lo que respecta al bono a la firma, el porcentaje a la utilidad operativa y la contraprestación en función del valor contractual de los hidrocarburos, su cálculo se determina dependiendo de lo que especifique la SHCP en cada contrato en particular.

2.1.6 Ingresos por asignatarios

En el caso de la empresa productiva subsidiaria dedicada a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos (como asignataria), su régimen fiscal se encuentra definido en el Título tercero-“De los ingresos derivados de asignaciones”. Los ingresos son: **Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)**, **Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXT)** y **Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXP)**.

El DUC se obtiene por medio del pago de una tasa que, empezando desde 2015, disminuye de 70 % hasta una de 66.25 % en 2018²³. La tasa es sobre la diferencia que resulte de disminuir del valor de los hidrocarburos extraídos las deducciones permitidas en el artículo 40 de la LIH²⁴.

Por su parte, el DEXT se obtiene de la misma manera que el cobro de regalías, en el caso de los contratos, con la diferencia de que a las fórmulas se les elimina el concepto de *contractual* de los valores.

²² Cuando en la producción viene junto con petróleo.

²³ Según el I artículo segundo, fracción VIII, de las disposiciones finales de la LIH.

²⁴ Artículo 39 de la LIH.

En el caso del DEXP, se cobra de manera similar a la CCFE de los contratos. El artículo 45 de la LIH establece que : a) Durante los primeros 60 meses del contrato, el asignatario pagará una cuota de \$1,175.4 MXN/Kilómetro cuadrado, y b) A partir del mes 61, se cobrará \$2,810.8 MXN/Kilómetro cuadrado²⁵.

Adicional a los pagos mencionados, existen dos impuestos más que tanto contratistas como asignatarios deben realizar, independientemente de su naturaleza jurídica: el **ISR petrolero** y el **Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos** (IAEEH).

ISR Petrolero: Asignatarios y contratistas deben pagar ISR. Sin embargo, en el artículo 32 de la LIH, existen consideraciones que sustituyen las deducciones establecidas en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta. Dichas deducciones son:

- El 100 % del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y mejorada, y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen.
- El 25 % del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo o gas natural, en cada ejercicio.
- El 10 % del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución del contrato, como oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento necesarios para llevar la producción contractual a los puntos de entrega, medición o fiscalización determinados en cada contrato, en cada ejercicio.

IAEEH: A pesar de no formar parte de los ingresos petroleros del gobierno federal y de no ser recibido por el FMP, el IAEEH sí forma parte de la Ley de Ingresos de la Federación, como se establece en el artículo 54, Título cuarto, de la LIH (Cámara de Diputados, 2014a). Este impuesto debe ser pagado, mensualmente, por contratistas y asignatarios. Sin embargo, las cuotas no son fijas, pues deben ser actualizadas el primero de enero de cada año.

- Durante la fase exploratoria²⁶, \$1,533.15 por kilómetro cuadrado del área contractual.
- Durante la fase de extracción²⁷, \$6,132.6 por kilómetro cuadrado del área contractual.

2.1.7 Ley del Fondo Mexicano del Petróleo

El Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) tiene la función de “recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos” de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos (FMP, 2017b). En el artículo 16, fracción II, incisos a-g, el FMP realizará las transferencias ordinarias siguientes:

²⁵ Esta fracción fue actualizada en abril 2016; el monto antes era el mismo que la CCFE.

²⁶ Desde que se formaliza el contrato/asignación, hasta que inicia fase de extracción

²⁷ Desde el inicio de la producción comercial hasta que se cumple la vigencia del contrato/asignación.

1. Al Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios (FEIP).
2. Al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF).
3. Al Fondo de Extracción de Hidrocarburos (FEXT).
4. Al Fondo sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, incluyendo los montos que, conforme la distribución que determine su comité técnico, se destinen a fondos de investigación científica y desarrollo tecnológico de institutos de investigación en materia de hidrocarburos.
5. Fondo de Investigación y Desarrollo del Instituto Mexicano del Petróleo.
6. Al Fondo sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad energética;
7. A la Auditoría Superior de la Federación (ASF), para pagar costos de fiscalización en materia petrolera.
8. A la TESOFE, por los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.
9. Al Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), hasta un monto equivalente al 4.7 % del PIB del año en curso.

Al completar la distribución de los recursos, el Fondo Mexicano del Petróleo destinará los recursos a la reserva del fondo, y estos ingresos, al pasar del 3 % del PIB se destinarán a las transferencias extraordinarias del fondo.

2.1.8 Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria

Por su parte, la LFPRH explica cómo se calcularán las transferencias ordinarias y extraordinarias del Fondo Mexicano del Petróleo. Dichos lineamientos se encuentran en el Título quinto, capítulos I y II (Cámara de Diputados, 2015).

Una vez que se logra distribuir la totalidad de las transferencias ordinarias, los ingresos petroleros restantes se dirigen a la reserva del fondo. Si dicho recursos rebasan un cantidad equivalente al 3 % del PIB del año en curso, se reparten como transferencias extraordinarias de la manera siguiente:

1. Un 10 % al fondo para el Sistema de Pensión Universal.
2. Un 10 % para financiar proyectos de inversión en ciencia, tecnología e innovación, y en energías renovables.
3. Un 30 % para fondear un vehículo de inversión especializado en proyectos petroleros y en inversiones en infraestructura para el desarrollo nacional.
4. Un 10 % para becas para la formación de capital humano en universidades y posgrados.
5. El resto de los recursos se quedarían en el patrimonio de la reserva del fondo.

2.2 Sector eléctrico

Además de la modificación de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, se crea la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de la CFE, que en conjunto, reestructuran el sector eléctrico en México, bajo dos principios fundamentales:

1. Permanecen como actividades exclusivas del Estado las siguientes:
 - Planeación y control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
 - Generación de nucleoelectricidad
 - Transmisión y distribución de electricidad (aunque puede celebrar contratos o asociaciones con el sector privado para operar estas redes).
2. Generación y comercialización quedan abiertas a inversión privada, creando así el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), operado por el Centro Nacional del Control de Energía (CENACE)²⁸.

Otro cambio importante que trajo la reforma al sector eléctrico, fue la separación legal de la CFE²⁹ en subsidiarias con actividades independientes: generación (donde seis compañías operarán las plantas), transmisión, distribución, suministro básico, suministro distinto al básico y proveeduría de insumos primarios. Sin embargo, la CFE mantiene la libertad de establecer las subsidiarias que considere necesarias.

La Reforma permite, a través del artículo 53 de la LIE, celebrar contratos de cobertura eléctrica entre particulares, por medio de subastas reguladas por el CENACE. Los nuevos mecanismos de participación se definen según horizontes de tiempo:

Subastas a largo plazo: Son proyectos reservados, exclusivamente, a energías limpias³⁰. Aquí, los generadores presentan ofertas de venta en los que especifican el ingreso deseado por el paquete de servicios a proveer: energía, potencia y Certificados de Energías Limpias (CELs). A diferencia de los PIE (antes de la Reforma), puede haber consumidores diferentes a la CFE. Si se asigna el paquete, el licitante recibirá el ingreso solicitado para cada producto durante la vigencia del contrato (15 y 20 años). Por eso, esta herramienta de mercado reduce los riesgos de inversión, porque los generadores de energía garantizan un ingreso estable que les permite recuperar costos mientras esté vigente el contrato.

Subastas a mediano plazo: En esta modalidad, los contratos duran tres años, y pueden participar tanto tecnologías limpias como convencionales.

Mercados a corto plazo: En los mercados a corto plazo se utiliza un modelo de despacho, en el que se asignan primero las energías eficientes (las limpias) hasta que se satisfaga la demanda en un momento dado. La última planta en ser despachada fija el precio marginal local (PML), determinado por sus costos variables. Este le será pagado, por megawatt, a cada uno de los generadores asignados, independientemente de

²⁸ Que después de la Reforma, funge como órgano descentralizado de la CFE.

²⁹ Publicado el 11 de enero de 2016.

³⁰ Aunque tecnologías convencionales pueden ofrecer potencia; potencia = flujo de energía por unidad de tiempo.

sus costos propios. Esta modalidad busca incentivar la inversión en energías limpias, ofreciéndoles prioridad en la oferta de generación eléctrica.

En el suministro también hubieron reformas, pues los suministradores³¹, están ya obligados a adquirir al menos 5 % de energía limpia³². Esto lo pueden hacer por medio de la compra de CELs, que aportan ingresos adicionales a los generadores de energía limpia independientemente de lo que recauden por ofrecer potencia y generación, a manera, también, de incentivar la inversión en energías limpias.

El usuario final, por medio del concepto llamado **Generación Distribuida**, además de tener la posibilidad de comprar energía a través de comercializadores privados, puede generar su propio consumo con la posibilidad de intercambiar flujos con la red general de distribución³³, con las siguientes dos opciones de modalidades:

Balance neto: Este esquema es conocido internacionalmente como net metering, donde el usuario no vende la electricidad generada a la CFE, sino que se le almacena virtualmente en su cuenta, para que éste pueda usarlo en un plazo de 12 meses.

Cobro neto: A esta modalidad se le apoda net billing. En este esquema se consume lo recién generado, sin dejar cabida al almacenamiento. Sin embargo, cuando no existe generación (i.e. en la noche), se le compra a la CFE al precio que ésta dicte, porque bajo éste régimen, el valor de la energía varía a lo largo del día. El usuario paga lo correspondiente por su consumo, y cobra lo correspondiente por lo suministrado a la RGD, en facturas diferentes.

Estos mecanismos buscan cumplir los objetivos pactados en la Ley de Transición Energética, que van alineados al acuerdo firmado en París para reducir las emisiones de CO₂, que buscan que la matriz eléctrica sea, al año 2050, conformada, al menos, en un 50 % por energías limpias. Para tal objetivo, existen hitos parciales: para 2018 se espera tener el 25 %, para 2024, el 35 % y para 2030 el 37.7 %

2.3 Impacto de la Reforma Energética

2.3.1 Sector hidrocarburos

La Reforma Energética, en materia fiscal, modificó el régimen tributario de Pemex, mientras, a la par, permitió la entrada de capital privado al sector. Estos ingresos, vía la nueva metodología, son administrados por el FMP. Por eso, analizar su desempeño permite conocer el impacto de la Reforma en términos de hidrocarburos.

Otra manera de ver el impacto es vía la liberación, hasta ahora parcial, del mercado de combustibles en México. El liberalizar los precios, permite reconocer los diversos costos a lo largo de la cadena de producción, cuestión que permite conocer los costos de oportunidad en que incurría Pemex al subsidiar el precio final. Esta actividad tiene impactos en los ingresos propios de Pemex, que repercuten en los IPSP.

³¹ Específicamente los de usuarios básicos y calificados.

³² Será 5.8 % en 2019.

³³ Por medio de creación de contrato de interconexión para energía solar, publicado el 27/06/07 en el DOF.

De esta manera, observar el desempeño del FMP desde su inicio de operación (2015), así como los ingresos de Pemex, vía ventas de combustibles, reflejan el impacto que la Reforma Energética ha tenido a la fecha.

2.3.1.1 Fondo Mexicano del Petróleo

Una vez que el FMP recibe los ingresos derivados de los contratos y asignaciones, los dirige a los ocho subfondos mencionados previamente, acorde a los **factores** que establece la LFPRH. Estos se multiplican por los Ingresos Petroleros del Gobierno Federal (IPGF, conformados por las transferencias ordinarias del FMP + ISR petrolero) estimados para cada año en la LIF correspondiente, que se reflejan en las columnas **Monto a recaudar**. En la columna siguiente, **Monto observado**, se observa lo que en realidad se transfirió. Finalmente, la columna de **Déficit** muestra el saldo negativo (si lo hubo) para cada subfondo. Para el ejercicio del cuadro 2.3, los IPGF para 2015, 2016 y 2017 fueron de \$756,100, \$486,046 y \$386,902 millones de pesos, respectivamente.

Subfondo	Factor	2015			2016			2017		
		Monto a recaudar	Monto observado	Déficit	Monto a recaudar	Monto observado	Déficit	Monto a recaudar	Monto observado	Déficit
FEIP	0.022	16,634.2	16,634.2	-	10,693.01	10,693.03	0.0	8,511.84	8,511.84	-
FEIEF	0.0064	4,839.0	4,839.0	-	3,110.70	3,110.70	0.0	2,476.17	2,476.17	-
FEXT	0.0087	6,578.1	6,048.4	-529.7	4,228.61	3,985.53	-243.1	3,366.05	1,629.10	-1,736.9
Fondo CONACYT-SENER para hidrocarburos	0.004225	3,194.5	3,194.5	-	2,053.55	2,053.55	0.0	1,634.66	1,634.66	-
Fondo del IMP	0.000975	737.2	737.2	-	473.90	473.90	0.0	377.23	377.23	-
Fondo CONACYT-SENER para sustent. energética	0.0013	982.9	982.9	-	631.86	631.86	-0.0	502.97	502.97	-
ASF	0.000054	40.8	40.8	-	26.25	26.25	-	20.89	11.80	-9.1
TESOFE	0.00051	385.6	385.6	-	247.88	247.88	-	197.32	99.00	-98.3
AI PEF	N/A	711,706.6	365,952.5	-345,754.1	464,069.25	286,697.47	-177,371.8	369,814.67	219,955.70	-149,859.0
Total	N/A	745,099.0	398,815.2	-346,283.8	485,535.0	307,920.2	-177,614.8	386,901.80	235,198.5	-151,703.3

Cuadro 2.3:
Desempeño del FMP

Nota Todas las cifras son expresadas en millones de pesos corrientes. Las del año 2017, son a junio.
Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información de la FMP (2017c).

Del cuadro 2.3 destaca la cantidad de recursos que el FMP destina al PEF; en 2015 fue el 91.8 %, en 2016 el 93.1 % y en 2017 (a junio) el 93.5 %. Además, esos recursos son los que mayor déficit presentaron en los ejercicios mencionados. Esto sucede porque necesitan, para no tener saldo negativo, un valor equivalente al 4.7 % del PIB. Si se logra transferir tal cantidad, entonces los recursos extras se destinan a la reserva del fondo. Para mayor detalle sobre la operación del FMP, desde sus inicios, visite: <http://ciep.mx/10VV/>.

Es importante notar la proporción de los recursos que el FMP percibe. En 2015, debido a que en tal año sólo se recibieron ingresos por asignaciones, el 100 % de los recursos provino de pagos de derechos de Pemex; en 2016, el 99.9 %, y en 2017 (a junio), el 99.3 %. Tales proporciones, desagregadas por el tipo de derecho pagado, se observan en el cuadro 2.4.

Las bajas aportaciones de privados se deben a que los contratos han sido firmados bajo la modalidad de licencia y producción compartida. Debido a que ambos pagan al estado en especie, y a que la mayoría de los campos licitados no ha logrado obtener producción aún (sólo la empresa italiana ENI, con el campo Amoca - 3, en las costas de Campeche), el FMP no ha logrado percibir ingresos de parte de contratistas.

Concepto de cobro	2015 (%)	2016 (%)	2017 (%)
Derecho de exploración de hidrocarburos	0.2	0.3	0.2
Derecho de extracción de hidrocarburos	11.6	13.5	12.5
Derecho de utilidad compartida	88.2	86.1	86.6
Cuota exploratoria	0.0	0.0	0.0
Regalías	0.0	0.1	0.1

Cuadro 2.4:
Ingresos
derivados de
contratos y
asignaciones

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información de la FMP (2017a).

2.3.1.2 Liberación del mercado de combustibles

A partir de enero 2017, por medio del Transitorio Décimo Segundo de la LIF 2017, los precios de las gasolinas y el diésel se determinarán bajo condiciones de mercado y bajo un calendario de flexibilización por regiones del país. Los detalles sobre la metodología para determinar los precios de tales combustibles (pasados y presentes), se exponen en la sección de la *Reforma Hacendaria*.

El que el precio de los combustibles se determine por condiciones de mercado, significa que el valor final reflejará todos los costos que el producto adquiriera a lo largo de la cadena de producción, quedándose exento de factores exógenos, como los subsidios o impuestos. Sin embargo, a pesar de esto, se mantuvo un estímulo fiscal e impuestos, de manera que el único factor que añade libertad al precio final, es el precio de referencia que está dictado por el mercado e influenciado por el tipo de cambio.

Antes de la Reforma Energética, el costos logístico de distribuir combustibles era homogéneo entre regiones. Es decir, se ignoraban las barreras geográficas que debía enfrentar Pemex para abastecer las diferentes zonas del país. El reconocer costos logísticos distintos, lleva a precios diferentes, que, a su vez, sirven para enviar señales de necesidad de inversión, pues reflejan la ineficiencia de la infraestructura existente, o la falta de la misma, para transportar producto.

Por ello, la liberación del mercado también implicó la apertura del sector llamado **midstream**, que es el encargado de distribuir crudo, petrolíferos y/o gas, entre otros, entre la industria³⁴. Con el proceso llamado **Temporada abierta**, Pemex subastó una fracción de su infraestructura de almacenamiento y transporte, permitiendo así, la entrada de capital privado a la industria midstream. Para ver más detalles sobre este procedimiento, visitar: <http://www.ciep.mx/5B49>.

Hasta ahora, los ingresos de Pemex por ventas de combustibles se han visto beneficiados por la liberalización de los precios, pues estos subieron. En el periodo enero-junio 2017, los ingresos por ventas internas de gasolinas magna fueron 48.5 % mayores, en términos reales, que en el mismo periodo de 2016 (cuando el movimiento de los precios se restringía por una banda establecida por la SHCP). En el mismo periodo, los ingresos por ventas de diésel crecieron 66.6 % real, mientras que los de premium permanecieron constantes (con un incremento de 0.4 % real).

Esta cuestión ha llevado a que los ingresos propios de Pemex crezcan como proporción del total de los IPSP en los últimos tres años:

³⁴ Generalmente transporta crudo a refinerías y/o Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR), y productos refinados a estaciones de servicio u otras TAR.

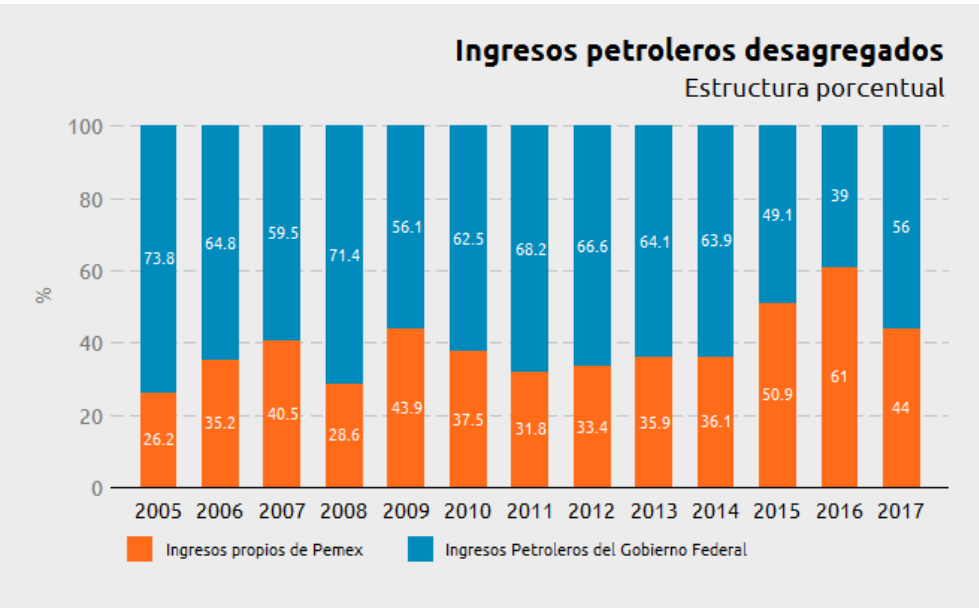


Figura 2.1:
Ingresos petroleros desagregados

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información de laSHCP, EOFP (2017).

- 2015** De 2006 a 2014, el precio de venta en México era inferior al de mercado, por lo que el IEPS a gasolinas y diésel funcionaba como un subsidio y no un impuesto. Anteriormente, cuando el precio de la MME era alto, se subsidiaba la gasolina. No fue hasta 2015, cuando disminuyó el precio de la gasolina, debido a los bajos precios internacionales, que se obtuvo una recaudación por medio del IEPS.
- 2016** A partir de este año, el precio dejó de ser determinado discrecionalmente, para moverse por condiciones de mercado dentro de ciertos límites (bandas) fijados por la SHCP.
- 2017** A partir del 1ero de enero de este año, los precios se rigen por condiciones de mercado, acorde a un calendario específico por región, dictado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

La figura 2.1 muestra la proporción que los IPP han tenido sobre los IPSP. Destaca que, en los últimos tres años, los IPP han representado, en promedio, el 51.9 % del total de los IPSP, contra un promedio de 34.9 % de 2005 a 2014, cuando los precios eran subsidiados.

2.3.2 Sector eléctrico

Los impactos de la Reforma Energética, en materia eléctrica, pueden verse desde dos puntos: a) Los resultados de las subastas y b) El avance de la matriz eléctrica en concordancia con los objetivos de la LTE.

2.3.2.1 Resultados de 1ra Subasta de Largo Plazo

En esta subasta, realizada en 2015, se lograron asignar 5,402 GWh de electricidad y 5.4 millones de CELs, con un valor promedio de \$45.6 USD/paquete (el paquete era generación eléctrica + CELs; no se incluyó potencia en esta subasta), en los que el 74 % de los proyectos correspondió a energía solar fotovoltaica

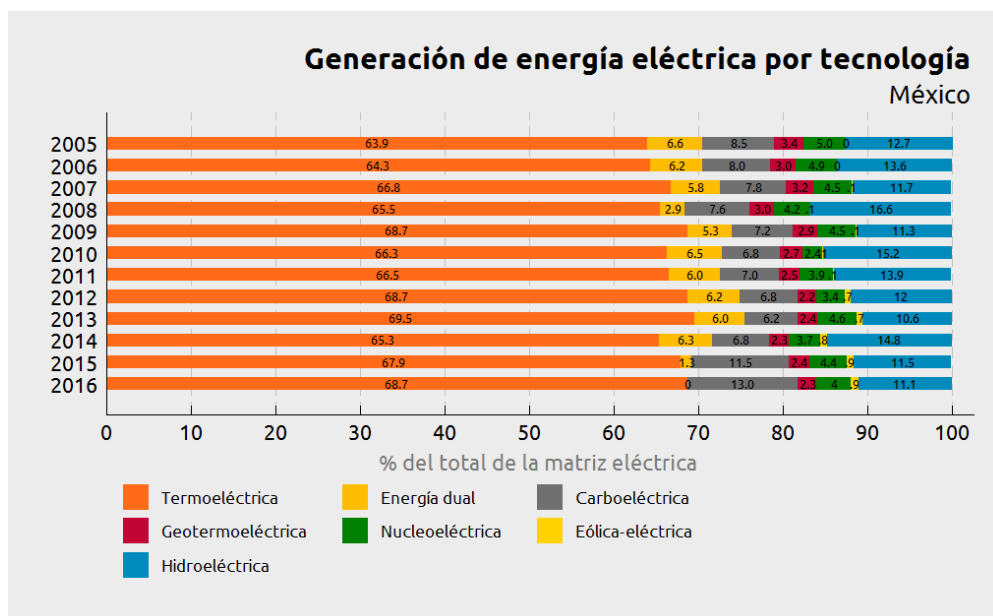


Figura 2.2:
Generación eléctrica por tecnología

Notas: La energía solar no figura porque presenta registros a partir de 2013, y actualmente representa un valor menor a 0 % del total de la matriz eléctrica.

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del SIE (2017).

(FV) y el resto a eólica. De esta manera, los proyectos asignados abastecerán a la subsidiaria de CFE encargada del suministro de servicios básicos, con 15 años de electricidad y 20 años de CELs.

Los proyectos solares serán instalados en Baja California Sur (1), Coahuila (2), Jalisco (2), Aguascalientes (1), Guanajuato (1) y Yucatán (4), mientras que los eólicos serán construidos en Tamaulipas (1), Yucatán (2) y Quintana Roo (3).

2.3.2.2 Resultados de la 2da Subasta de Largo Plazo

En esta subasta, realizada en septiembre 2016, se asignaron 4,836 GWh de electricidad, 9.3 millones de CELs y 1,187 MW-año de potencia. En esta subasta, la energía solar FV fue la que mayor atención atrajo, pues venderá 54 % de la energía licitada, mientras que la eólica lo hará en 43 % y la geotérmica en 2 %. Sin embargo, la hidroeléctrica también tuvo participación, pues acaparó el 3 % de la oferta total de CELs (contra el 53 % de la solar, 41 % de eólica y 2 % de geotérmica).

La energía eléctrica adquirida en esta subasta equivale al 3 % de la generación anual de electricidad (SENER, 2016).

Los resultados de las subastas de mediano plazo aún no se tienen, pues los manuales para las mismas, fueron recién emitidas el 12/06/2017, en el DOF.

2.3.2.3 Avance de la matriz eléctrica acorde a los objetivos de energías limpias

La Ley de Transición Energética, como se mencionó previamente, busca reducir las emisiones de CO₂ provocadas por la generación de energía eléctrica, que, a 2016, eran responsables del 32.0 % del total generadas en México (CIEP, 2017). Acorde a esto, se fijaron los objetivos de hacer más limpia la matriz

eléctrica. Sin embargo, a finales de 2016, la participación de combustibles fósiles³⁵ en el total, representaban el 81.7 % del total, vs 79.4 % en 2015, 72.1 % en 2014 y 75.7 % en 2013 (ver figura 2.2).

Observando la figura 2.2, a finales de 2016, la matriz eléctrica estaba conformada en 18.5 % por energías limpias. Es decir, a lo largo de 2017 debe generar 6.3 puntos porcentuales para cumplir con el objetivo pactado en la LTE y en el Acuerdo de París.

³⁵ Considerando la energía termoeléctrica y carboeléctrica, pues utilizan el gas natural, el combustóleo y el carbón para generar electricidad.

3 Sostenibilidad de largo plazo

Esta sección estará dedicada a realizar un ejercicio con el Simulador CIEP v3. En él, llevaremos a cabo una estimación de los IPGF de 2016 a 2030.

Las estimaciones siguientes se realizaron con proyecciones del precio del barril del petróleo hechas antes de julio de 2015; por esta razón, es que se aprecia una tendencia hacia la alza por este concepto. Sin embargo, se siguen utilizando para fines ilustrativos. Es importante mencionar que **ninguna cifra aquí presentada significa un pronóstico de cómo es que las finanzas públicas se verán en un futuro; son únicamente proyecciones utilizando variables demográficas y económicas**. La metodología y los conceptos utilizados son los propuestos por Auerbach et al. (1994). Para el ejercicio siguiente, se utilizaron los siguientes supuestos, con los cuales se creó el algoritmo para la proyección de estos recursos:

1. Se considera la plataforma de producción completa, es decir plataforma de exportación de crudo y consumo nacional.
2. El ISR petrolero se establece constante en los 15 años, siendo afectado solamente por el crecimiento económico y la inflación.
3. No se considera los posibles ingresos por contratos.
4. No se realiza deducciones al derecho por la utilidad compartida.
5. El valor del petróleo representa el 60 % del valor de los hidrocarburos.
6. El total obtenido es la suma del ISR petrolero, el derecho por la utilidad compartida, el derecho por extracción de hidrocarburos y el derecho de exploración de hidrocarburos.
7. Para obtener la mezcla mexicana se multiplica el precio del WTI por 0.96.

A sabiendas de las condiciones antes expuestas, accedemos a la página del Simulador CIEP V.3: <http://simuladorfiscal.ciep.mx/> (ver figura 3.1).

El primer paso que se realizará será determinar el tipo de cambio en la sección *otros parámetros* en la página del simulador. Para este ejercicio (ver figura 3.2) se eligió de 2015 a 2019 un tipo de cambio de 18.3 pesos por dolar, de 2020 a 2024 un tipo de cambio de 20.2 pesos por dolar, de 2025 a 2029 un tipo de cambio de 21.6 pesos por dólar y de 2030 en adelante un tipo de cambio de 22.5.

Segundo paso, se presiona el botón de ingresos y nos dirigimos a la sección de ingresos petroleros. En la pantalla se podrá observar un desplegado de precios de barril de la siguiente manera (ver figura 3.3).

Tercero, ya en la sección de precio de barril, seleccionaremos los precios que consideramos aptos dada la realidad del mercado internacional del petróleo. A modo de ejemplo para 2016 se eligió un precio de 49.2 dólares por barril (dpb), para 2017 un precio de 55.8 dpb, en 2018 se seleccionó un precio de 65.4 dpb, en

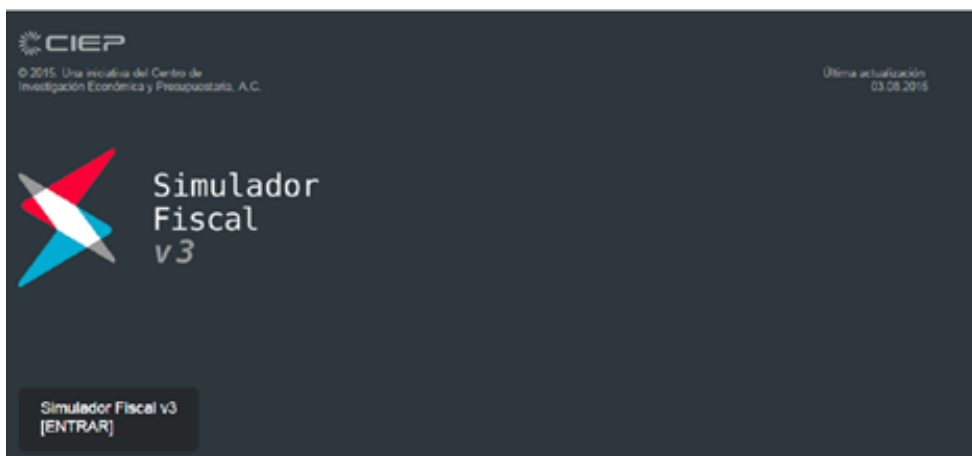


Figura 3.1:
Página principal del Simulador Fiscal CIEP v3

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

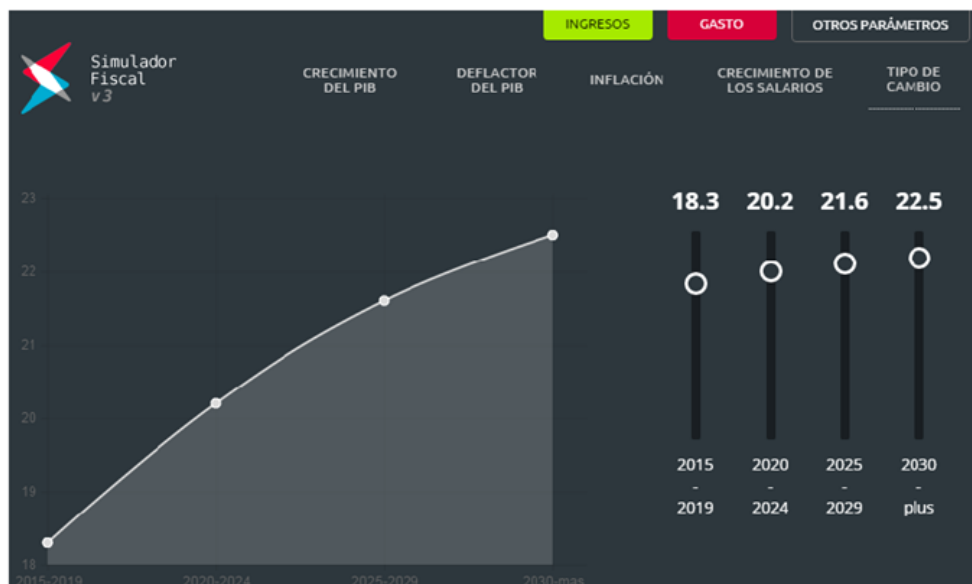


Figura 3.2: Tipo de cambio

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

2019 un precio de 71.2 dpb, en 2020 un precio 72.7 dpb y así sucesivamente hasta llegar a 2030 con un precio de 105.8 dpb. Una vez decididos los precios del barril, se presiona el botón de calcular. El resultado arrojado se observa en la figura 3.4.

Incidencia En la figura 3.5, se observa que con el precio determinado de 49.2 dpb en 2016, se estima una recaudación de \$592,224 mdp por ingresos petroleros. Dicha cifra representa el 3.2 % del PIB.

Perfiles En la figura [f:SIM6], se observa una línea horizontal con una cantidad de contribuyentes promedio igual a 1, esto se debe a que los recursos petroleros se distribuyen de manera equitativa entre la población en nuestras estimaciones.

Proyección La línea roja de la figura 3.7 refleja las estimaciones de los ingresos petroleros de acuerdo con los supuestos expuestos al inicio de la sección, el tipo de cambio y el precio de barril.

Ahora bien, si regresamos al desplegado de la figura 3.4 y se modifican los valores de 2016 a 2030 a precios entre 30 dpb y 40 dpb, se observa lo siguiente:

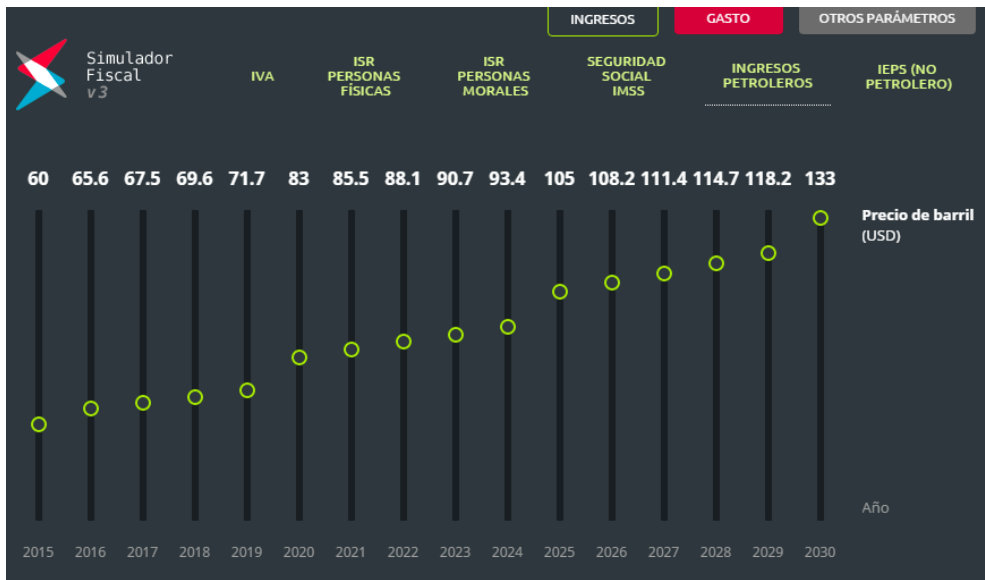


Figura 3.3:
Ingresos petroleros

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

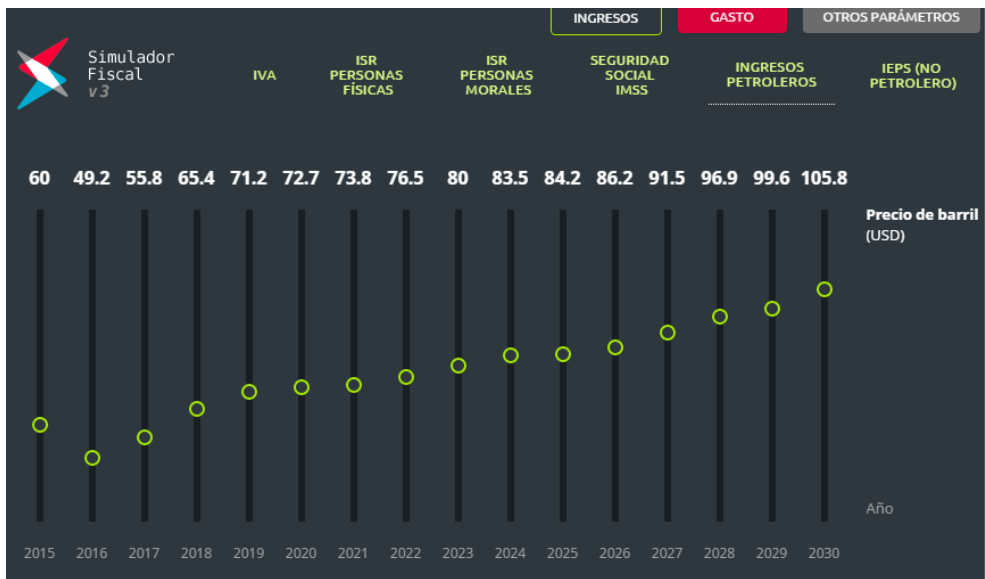


Figura 3.4:
Precios del barril

(1)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

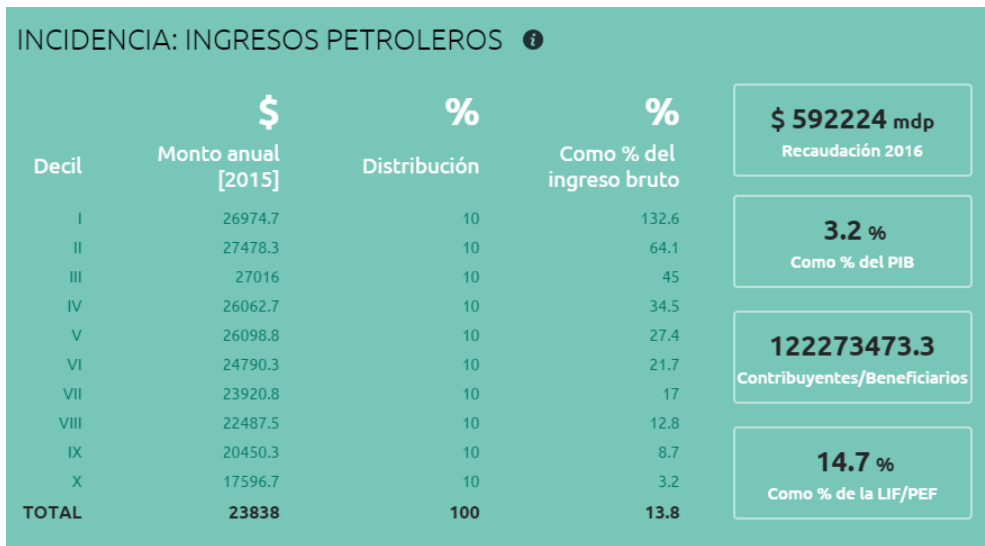


Figura 3.5:
Incidencia (1)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

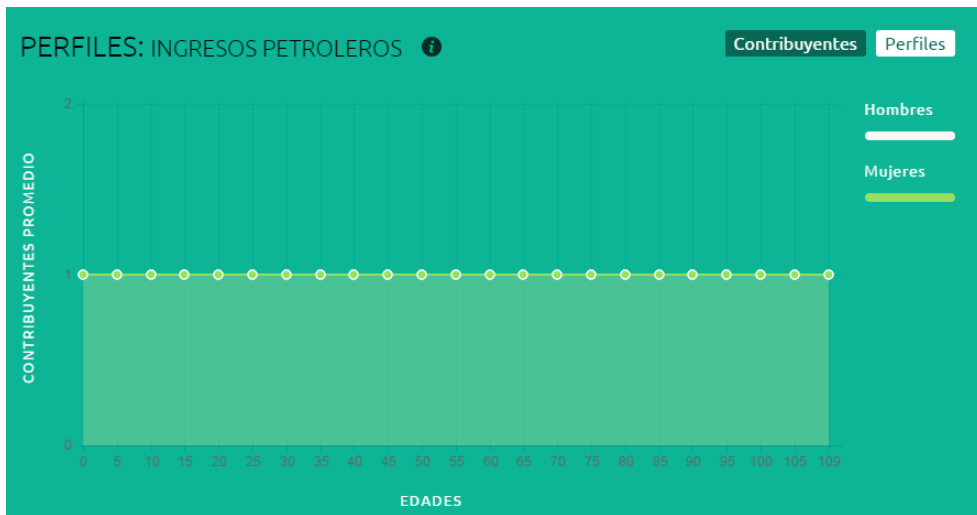


Figura 3.6: Perfiles (1)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

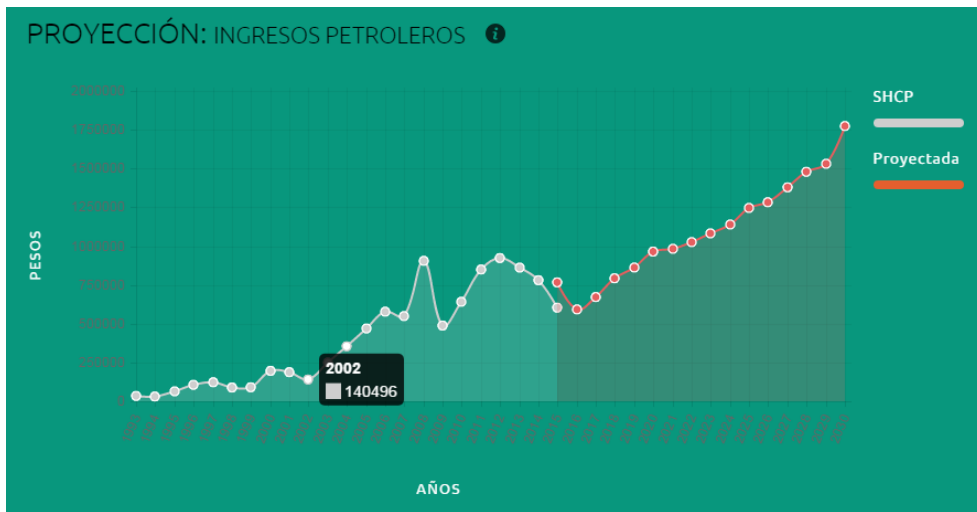


Figura 3.7: Ingresos petroleros del gobierno federal (1)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

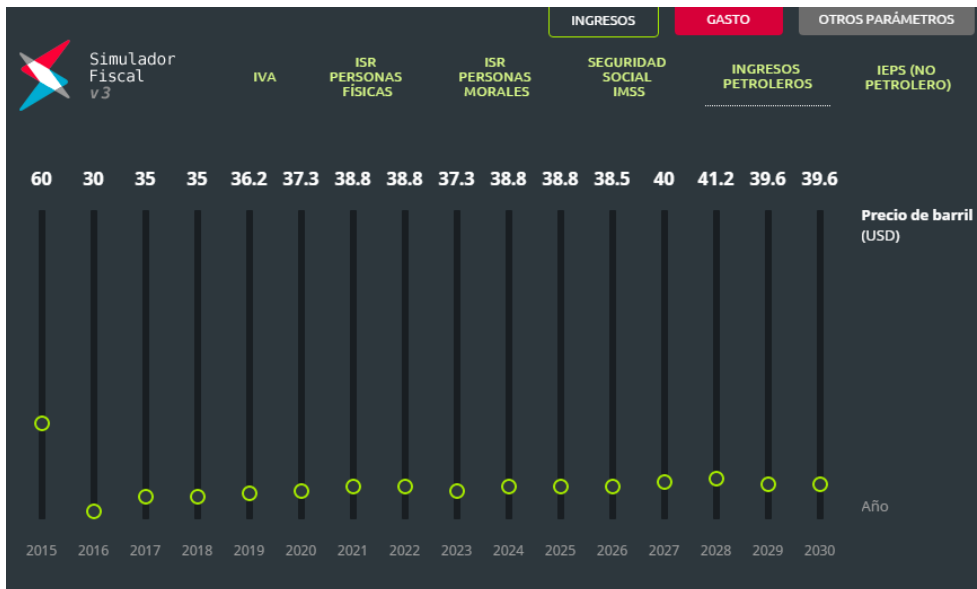


Figura 3.8: Precio del barril (2)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

Manteniendo el tipo de cambio como se estableció en el inicio del ejercicio, los resultados que arroja el simulador después de presionar el botón de calcular son los siguientes:

Incidencia Debido al cambio de precio del barril en 2016 de 49.2 a 30 dpb, en la figura 3.9, se estima una recaudación de \$348,703 mdp de IPGF y una proporción de PIB de 1.9 %.

Perfiles De la misma manera que la figura 3.6, en la figura [f:SIM10] no existe ningún cambio por la razón expuesta anteriormente³⁶.

Proyección En este caso, en la figura 3.11, a diferencia de la figura 3.7, se observa una caída de las proyecciones de los ingresos petroleros.

Después de este ejercicio con el Simulador Fiscal CIEP V.3, se recomienda crear escenarios para entender la importancia de los IPGF en las finanzas públicas del país³⁷.

³⁶ Los recursos petroleros se distribuyen de manera equitativa entre la población en nuestras estimaciones.

³⁷ Se sugiere cambiar el tipo de cambio y el precio del barril de manera que refleje condiciones de mercado y estimaciones de especialistas.

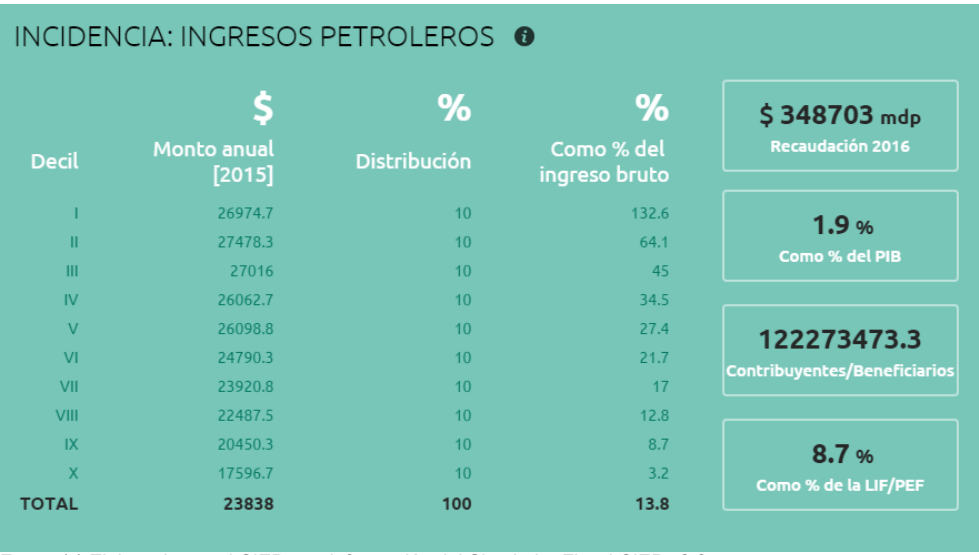


Figura 3.9: Incidencia (2)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

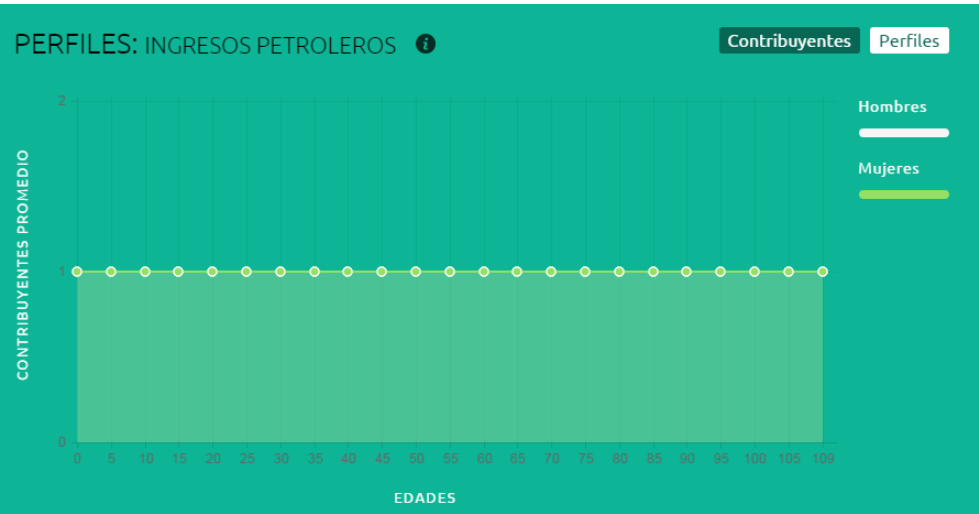


Figura 3.10: Perfiles (2)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

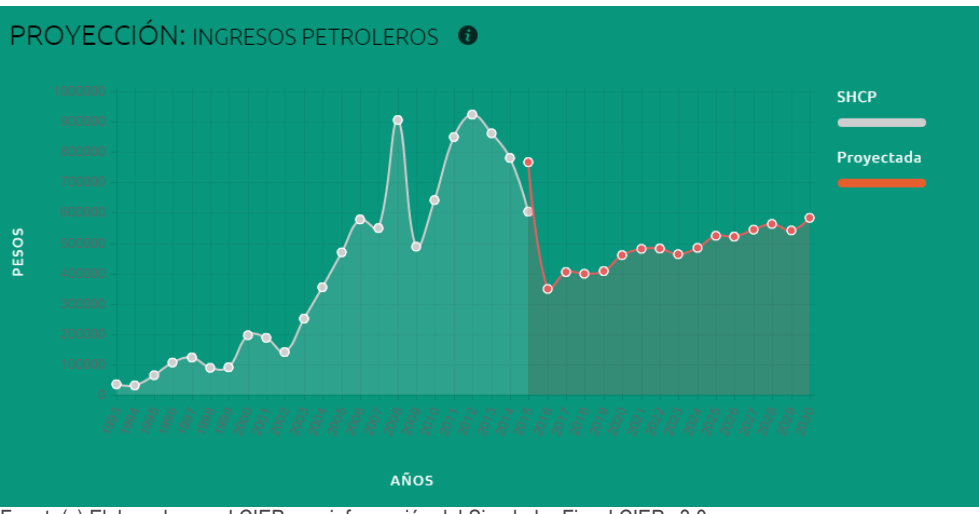


Figura 3.11: Proyecciones de ingresos petroleros del gobierno federal (2)

Fuente(s) Elaborado por el CIEP, con información del Simulador Fiscal CIEP v3.0.

4 Comentarios finales

Este documento tiene como objetivo categorizar elementos de la Reforma Energética desde dos perspectivas, la de **hidrocarburos** y la **eléctrica**, así como su motivación y evaluación de los efectos en el corto y largo plazo. Esto se logra mediante un análisis de ambas industrias: tanto del régimen fiscal petrolero, determinado por la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, como por el eléctrico, dictado por la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de la CFE y la Ley de Transición Energética. Conectar las respectivas leyes con sus sector, permite mapear los ingresos públicos que el gobierno federal puede obtener por sector, y ubicarse en el avance de compromisos adquiridos.

En cuanto al sector de hidrocarburos, se observa que, utilizando el Simulador Fiscal CIEP v3, los ingresos petroleros se encuentran por debajo de la expectativa de recaudación del total de las transferencias ordinarias del Fondo Mexicano del Petróleo. Y como se observa en el cuadro 2.3, desde inicios de operación del fondo, no se ha logrado el objetivo de transferencias, pues una cantidad considerable de recursos se destina al PEF, provocando que el objetivo inicial de crear ahorro de largo plazo se pierda de vista. Si se desea cumplir con tal objetivo, habría que repensar en qué cantidad se continuará financiando al PEF con ingresos petroleros, sean de contratistas o de Pemex.

Sin embargo, dada la naturaleza de los contratos firmados en las rondas sucedidas, los ingresos derivados de la producción de hidrocarburos, dependerán de cuándo se extraiga producto, pues hasta ahora, los contratos establecen reciben las contraprestaciones en especie. No obstante, esto también implica incertidumbre en los ingresos petrolero, pues dependerán del valor de la materia prima.

Es decir, evaluar los resultados de la Reforma Energética, en materia petrolera, continúa siendo prematuro, aunque ya existe algo de evidencia que muestra áreas de oportunidad.

En el sector eléctrico, uno de los ejes principales fue permitir la entrada del sector privado a la cadena de suministro eléctrico, para así eliminar el monopolio natural de la CFE. Esto traería, idealmente, inversión en los diferentes eslabones de la cadena, que ofrecería energía eléctrica limpia que permita reducir las emisiones de CO₂, actividad a la que se comprometió México en el Acuerdo de París, vía el cumplimiento de la LTE. A pesar de que los resultados de las dos subastas de largo plazo arrojaron resultados positivos, la matriz eléctrica camina en sentido contrario a los objetivos propuestos a la LTE, que a su vez está en función de lo pactado en la LIE y en la Ley de CFE.

Es decir, en el sector eléctrico, a pesar de tener resultados positivos, parciales, en las subastas de largo plazo habidas, el comportamiento observado en la matriz eléctrica sugiere que lo pactado en las leyes firmadas tras la Reforma Energética (en materia eléctrica), no se está cumpliendo, e incluso se avanza en sentido opuesto.

A pesar de que es prematuro emitir un juicio de aprobación sobre la Reforma Energética, a casi cuatro años de su promulgación, resulta evidente que existen diversas áreas de oportunidad a trabajar, tanto en materia de hidrocarburos, como eléctrica. Estos retos, independientemente de la administración que dirija el país en el próximo sexenio, deberán ser afrontados prontamente, si se desea, no sólo cumplir con las leyes nacionales e internacionales, sino proporcionar más solidez a una fracción de los ingresos presupuestarios (los energéticos), que, a la fecha, continúan siendo un pilar considerable del Sistema Fiscal Mexicano.

4 Bibliografía

- ASF (2015). Ronda Cero. https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2014i/Documentos/Auditorias/2014_0329_a.pdf. Consultado el 05 de marzo de 2017.
- Auerbach, A. J., Gokhale, J., and Kotlikoff, L. J. (1994). Generational accounts: A meaningful alternative to deficit accounting. *The Journal of Economic Perspectives*, 8(1):73–94.
- CIEP (2017). Cambio climático y acuerdo de París: Implicaciones. <http://ciep.mx/gULZ/>. Consultado el 14 de agosto de 2017.
- CNH (2017). Datos de rondas petroleras. <http://rondasmexico.gob.mx/#>. Consultado el 1 de agosto de 2017.
- Cámara de Diputados (2014a). Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_060117.pdf. Consultado el 1 de agosto de 2017.
- Cámara de Diputados (2014b). Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspree/LSPEE_abro.pdf. Consultado el 3 de agosto de 2017.
- Cámara de Diputados (2015). Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFPRH_301215.pdf. Consultado el 2 de agosto de 2017.
- Cámara de Diputados (2016). Ley Federal de Derechos. http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/107_231216.pdf. Consultado el 3 de agosto de 2017.
- FMP (2017a). Cuotas contractuales. <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/cuotascontractuales.html>. Consultado el 6 de agosto de 2017.
- FMP (2017b). Funciones del Fondo Mexicano del Petróleo. <http://www.fmped.org.mx/acerca/funciones/funciones.html>. Consultado el 13 de febrero de 2017.
- FMP (2017c). Transferencias ordinarias. <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/transferenciasmdp.html>. Consultado el 6 de agosto de 2017.
- Pemex (2014). Ley de Petróleos Mexicanos. http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPM_110814.pdf. Consultado el 1 de agosto de 2017.
- Pemex (2015). Definiciones de reservas. http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx. Consultado el 5 de agosto de 2017.
- SEGOB (2014). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. http://www.dof.gob.mx/constitucion/marzo_2014_constitucion.pdf. Consultado el 29 de julio de 2017.
- SENER (2016). Precios de la segunda subasta eléctrica de largo plazo. <http://goo.gl/Sscc8j>. Consultado el 19 de julio de 2017.

SHCP, EOFP (2017). Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas. http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas_Publicas/Estadisticas_Oportunas_de_Finanzas_Publicas. Consultado el 10 de julio de 2017.

SIE (2017). Sistema de Información Energética. <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>. Consultado el 19 de agosto de 2017.

Zarrabal García, R. (2016). Antecedentes de reforma eléctrica. <http://implementaciondelareformaenergetica.com/antecedentes-1/>. Consultado el 10 de julio de 2017.

