

*Ángel de la Vega Navarro*¹
*Jimena Romero Herrera, Mónica Santillán Vera,*²
*Daniel Alejandro Pacheco Rojas*³

Los primeros pasos de la Reforma energética en México (2013/2014): contenido, resultados preliminares, desafíos

SUMARIO: I. Introducción II. Exploración y producción petrolera. El acceso a los recursos por parte de nuevos actores III. La industria de la refinación: ¿Pesarán sus características para la entrada de nuevos actores? ¿La opción real es la importación? IV. La industria del gas: progresiva integración del mercado del gas natural en América del Norte. Carencias en infraestructura V. El mercado eléctrico, la inserción de las energías renovables y el componente ambiental de las reformas VI. Consideraciones finales VII. Bibliografía

I. Introducción

La organización de las industrias evoluciona en el tiempo, en relación con cambios institucionales y regulatorios internos, así como por factores externos. En México, entre 2013 y 2014 se llevaron a cabo cambios en las industrias energéticas, desde la constitución y leyes secundarias hasta nuevas regulaciones. Los

¹ Profesor/Investigador en el Postgrado de Economía de la UNAM (Universidad Nacional Autónoma de México).

² Las dos Co-autoras son Maestras en Economía por la UNAM y actualmente realizan su doctorado en el Postgrado de Economía de esta misma Universidad.

³ Maestro en Economía por la UNAM, actualmente realiza su doctorado en el Postgrado de Ingeniería en esta misma Universidad.

cambios han sido radicales, básicamente inspirados en la teoría neoclásica convencional. Desde esta perspectiva los mercados competitivos, con cierta regulación, son la base conceptual de una nueva organización del sector energético, la cual producirá mejores resultados que la anterior forma de organización en la que el Estado tenía una participación preponderante, incluso manteniendo situaciones de monopolio.

En la nueva organización de las industrias energéticas el Estado mantiene una presencia directa con PEMEX (Petróleos Mexicanos) y la CFE (Comisión Federal de Electricidad), “Empresas Productivas del Estado” que deberán comportarse, en principio, como cualquier otra empresa en el nuevo entorno competitivo. Mantiene también una presencia a través de organismos descentralizados de la Administración Pública Federal como el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) y el CENAGAS (Centro Nacional de Control del Gas Natural), para el control operativo del sistema eléctrico y la administración de la red de transporte y almacenamiento de gas natural, respectivamente. En principio deberán retirarse progresivamente los subsidios a las energías fósiles y las energías renovables no contarán para su desarrollo con apoyos de esa naturaleza.

Se está dando entonces un nuevo desarrollo del sector energético, basado en la instauración progresiva de una nueva organización del sector con un papel preponderante del mercado.⁴ Esto significa concretamente que de las reformas realizadas se espera la entrada de nuevos actores que aseguren mejor que con la anterior organización la producción y provisión de servicios energéticos, de manera más accesible, de mejor calidad, más limpios y con mejores precios. La nueva organización deberá también mejorar la seguridad energética, la cual tiene que ver de manera particular con asegurar las inversiones necesarias con una perspectiva de largo plazo. Mercado y regulación deberán garantizar lo que anteriormente hacía la programación de las inversiones por parte de la secretaría correspondiente con un papel central de Pemex y la CFE.

Tenemos entonces reformas que en lo general:

- Tienen como objetivo declarado un aprovisionamiento energético más eficiente, limpio y accesible (disponible y a menor costo).
- Para ello dan entrada a nuevos actores con el retiro correspondiente del Estado de varias actividades.
- Instauran nuevas relaciones entre los participantes, con el mercado como mecanismo principal y el Estado como regulador.

⁴ Interacción entre los agentes económicos (oferentes y demandantes) que guiados bajo sus propios intereses y sus restricciones, efectúan actos económicos de compra-venta bajo un marco regulatorio.

El cambio en las formas de organización de las industrias energéticas es radical y no podrá concretarse de manera inmediata: como en otros países se trata de un proceso que tomará tiempo, tanto en la instauración de nuevas formas de organización como de la concreción de los resultados. Éstos deberán mostrar que la nueva organización del sector energético traerá consigo mejores resultados que la anterior, de manera particular en cuanto a la calidad del aprovisionamiento energético y sus impactos para el desarrollo del país y el ambiente.

Analizaremos el contenido, algunos resultados y desafíos de reformas energéticas que se caracterizan por su heterogeneidad, mostrando algunas de las características diferenciadas que toman en componentes importantes del sector energético. De esta manera examinaremos sucesivamente:

- Exploración y producción petrolera. El acceso a los recursos por parte de nuevos actores.
- La industria de la refinación: ¿Pesarán sus características para la entrada de nuevos actores? ¿La opción real es la importación?
- La industria del gas natural: progresiva integración del mercado del gas natural en América del Norte. Carencias en infraestructura.
- El mercado eléctrico, la inserción de las energías renovables y el componente ambiental de las reformas.

II. Exploración y producción petrolera. El acceso a los recursos por parte de nuevos actores

Cuando entró en vigor el TLCAN (1994), el sector energético de México se mantuvo fuera debido a las restricciones constitucionales en cuanto a los derechos de la nación sobre los recursos y su explotación exclusiva por parte del Estado. Especialmente se mantuvieron las barreras a la entrada de capitales en actividades de Exploración y Producción (E & P) de petróleo, aunque las puertas se abrieron poco a poco innovando en los contratos (contratos de servicios múltiples, contratos integrados, contratos incentivados).

En 2012, México y Estados Unidos llegaron a un acuerdo de exploración y explotación de yacimientos transfronterizos en el Golfo de México. El acuerdo era un anuncio de las reformas de 2013/14, no sólo porque finalmente permitió el acceso a los recursos de hidrocarburos en el territorio nacional, sino también porque demostró la importancia de esta área para Estados Unidos desde el punto de vista geopolítico, de la seguridad, la energía y el medio ambiente.

Ahora, con las reformas, las industrias del petróleo y del gas están completamente abiertas a la entrada de nuevos actores, especialmente a aquellos que han abierto nuevos espacios para la extracción de hidrocarburos con base en avances tecnológicos y la forma particular de organización de sus industrias. Se consideró que con la entrada de capitales privados, técnica y organizacionalmente avanzados, y siempre en busca de nuevas oportunidades de negocio, se lograría uno de los principales objetivos de la reforma: incrementar la producción de crudo, y con ello, eventualmente, incrementar las divisas emanadas de su exportación.

En este contexto, el gobierno mexicano, a través de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos), está llevando a cabo una apertura en tres “rondas”, ofreciendo un rico conjunto de bloques: en tierra, en aguas poco profundas, activos de gas natural en aguas profundas, bloques en aguas ultra profundas, *farmouts*, conversiones contractuales etc. Pemex recibió en una “Ronda 0” derechos de exploración y producción bajo la forma de “asignaciones”, que en principio garantizan la continuidad de sus actividades: el 83% de las reservas probadas y probables (2P) y el 21% de los recursos prospectivos para sus actividades de exploración. Para futuras adquisiciones Pemex tendrá que presentarse a las licitaciones, como cualquier otra empresa. Podrá también buscar asociaciones estratégicas con el capital privado para migrar las asignaciones a contratos.

En la “Ronda 1”, se llevaron a cabo cuatro licitaciones y se firmaron un total de 38 contratos, de los cuales al mes de marzo de 2017, menos de un tercio habían reportado producción de hidrocarburos, mientras el resto se encuentra en fase de exploración y evaluación (ver cuadro 1).

Cuadro 1
Contratos firmados en la Ronda 1

Ronda	No. de contratos firmados	Área	Modalidad	Fecha de firma	No. de contratos reportan producción (mar-2017)
1.1	2	Aguas someras	Producción compartida	Sept 2015	0
1.2	3	Aguas someras	Producción compartida	Enero 2016	0
1.3	25	Terrestres	Licencia	May y Ago 2016	12
1.4	8	Aguas profundas	Licencia	Febr y Marz 2017	0

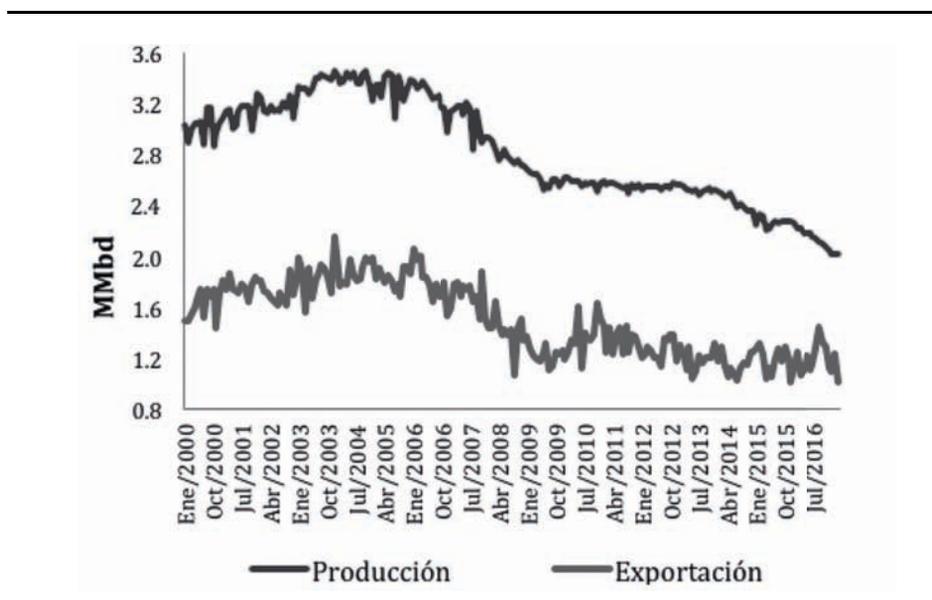
Fuente: Elaboración propia con base en datos del FMP (2017).

Hasta el momento, las compañías petroleras han respondido de forma variable a las licitaciones, a las subastas y las búsquedas de asociaciones estratégicas por Pemex. Esto refleja el contexto actual de la industria petrolera internacional: precios bajos, reducción de las inversiones en exploración y producción, etc. De hecho, las tres primeras licitaciones de la “Ronda 1” tuvieron un éxito relativo.

Los mediocres resultados del proceso de apertura en sus inicios, han sido un problema para las reformas por el lugar que ocupan en el discurso y la estrategia del gobierno, así como por las consecuencias sobre los objetivos planteados en relación con la producción y las exportaciones. Según los planteamientos iniciales de la reforma, la producción de crudo se incrementaría, de los 2.5 millones de barriles diarios (MMbd) que se producían en el momento de su formulación, a 3 MMbd en 2018 y 3.5 MMbd en 2025 (Gobierno de la República, 2013).

Muy cuestionable fue desde el inicio el planteamiento de un incremento tan rápido en la producción, y la caída de los precios del petróleo que tuvo lugar pocos meses después de aprobada la reforma, ensombreció aún más esta optimista perspectiva. A un año de distancia de la producción objetivo de 2018, se puede contrastar que desde la aprobación de la reforma, la producción de petróleo ha continuado con una clara tendencia a la baja. En marzo de 2017, dicha producción se ubicó en 2.02 MMbd. Mientras que las exportaciones también se han reducido, aunque a una tasa ligeramente menor (ver gráfica 1).

Gráfica 1
Producción y exportación de crudo en México.
Enero 2000 – Marzo 2017



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIE (2017).

En comparación a las tres primeras licitaciones, la última licitación de la “Ronda 1”, cuyo propósito era la entrada en aguas profundas y ultra-profundas, fue un éxito, desde la perspectiva gubernamental, al conceder 8 licencias de exploración y producción costa afuera en el Golfo de México (4 en Perdido Foldbelt y 4 en la Cuenca de Salina) a importantes actores internacionales. El acceso de compañías internacionales a los recursos del Golfo es visto por el gobierno y actores directamente involucrados como una garantía de la irreversibilidad de reformas.

Sin embargo, problemas comienzan a aparecer en los programas de trabajo de las empresas o en la cantidad de ingresos que obtendrá el gobierno: “*The average total royalty of the winning bids was 21.8 per cent, a relatively low number when compared with other latitudes and only a fraction of the royalties currently played by Pemex in its legacy fields*” (Lajous, 2017, pág. 11).⁵ La promesa de inversión con grandes beneficios es también problemática: US \$ 34 mil millones para ser realizadas a lo largo de un período lleno de incertidumbre: el descubrimiento incierto en aguas ultra-profundas, recursos prospectivos que no van a ser fácilmente convertidos en reservas y producción (estimada por el gobierno a 776 000 barriles de petróleo equivalente por día), etc. A esto se suma que los requisitos de contenido nacional son muy bajos: 3% en el período de exploración inicial, 4% en la fase de desarrollo y 10% después de la producción inicial. Estos porcentajes reflejan la situación de un país que se lanza en las aguas profundas importando prácticamente todo por no haber desarrollado una industria de productos y servicios tecnológicos que respondan a los requisitos de la exploración y producción en esas áreas. Por muchos años, se consideró al sector petrolero únicamente como sostén de la balanza comercial, lo que paulatinamente lo llevó a su descuido y a una creciente vulnerabilidad y dependencia externa (Martínez, Santillán, de la Vega, 2016).

Hasta ahora, el balance de los primeros años de la reforma en cuanto a producción de crudo y renta petrolera, ha quedado claramente alejado de los objetivos inicialmente planteados. Según datos del FMP (2017), la producción de crudo de los contratos firmados en la Ronda 1 ha sido muy baja: 1.4 miles de barriles diarios promedio entre mayo de 2016 y marzo de 2017, la cual en su totalidad ha sido destinada como contraprestación a los contratistas mediante transmisión onerosa de hidrocarburos. Dicha producción representa, aproximadamente, 0.07% de la producción realizada mediante asignaciones de Pemex. Y en términos de ingresos, los pagos que los contratistas hicieron al Estado por concepto de regalías y regalías adicionales entre mayo de 2016 y marzo de 2017 ascendieron a poco más de 25 millones de dólares, mientras que el pago por cuotas durante la fase exploratoria fue de casi 28 millones de pesos entre enero de 2016 y marzo de 2017. Sólo como referencia: Pemex pagó 14.8 miles de millones de dólares por concepto de impuestos y derechos en el ejercicio 2016 (Pemex, 2016).

⁵ Véase, también, (Lajous, 2015).

De ocurrir cambios, estos se darán al cabo de algunos años después de ser firmados los contratos, una vez finalizada las fases de exploración y evaluación de los mismos, y no de manera inmediata como erróneamente había planteado la reforma. En fechas recientes (12 de julio de 2017) se informó de un hallazgo importante en aguas someras: el Consorcio Sierra Oil & Gas, Talos Energy y Premier Oil, quien firmó los únicos dos contratos adjudicados en la primera licitación de la Ronda 1, anunció el 11 de julio un descubrimiento estimado entre 1,400 y 2,000 millones de barriles de petróleo equivalente (MMbpe), resultado de la perforación del pozo Zama-1 iniciada apenas en mayo, y que podría extenderse a un bloque vecino. En este contrato el Estado obtendrá, una vez que inicie la producción, una participación de 68.99% de la ganancia (utilidad operativa)⁶ por cada barril producido (Sener, 2017).

El pozo Zama-1, por los datos iniciales acerca de su magnitud y sus características (petróleo ligero), podría tener un impacto favorable en las convocatorias siguientes, como una señal para las empresas sobre las amplias posibilidades de obtener hidrocarburos de buena calidad y de consolidar su presencia en el mercado. El mismo día del anuncio, por ejemplo, las acciones de Premier Oil subieron 38%⁷ (Nair y Stargardter, 2017). Esta situación se presenta como una posibilidad para mejorar el poder de negociación del Estado, que se percibía reducido en el programa mínimo de trabajo estipulado en las firmas de los contratos licitados, los cuales cedieron condiciones favorables a los contratistas con el fin de que éstos mostraran ofertas en adversas condiciones de mercado.

El hallazgo de Talos-Sierra Oil-Premier Oil, podría, además, modificar la idea dominante de que el petróleo fácil en México ya se había acabado, lo que eventualmente atraería muchas más empresas. Como señala Grunstein (2017), llama la atención la magnitud señalada por una empresa que es relativamente pequeña, incluso menor que Pemex, en un área que técnicamente no es muy compleja, lo cual replantea el papel de la competencia: ¿va a complementar o a sustituir a Pemex?

Determinar con claridad la estrategia a seguir para que la reforma energética provea de beneficios al país debe ser una prioridad del gobierno, cuyo papel va mucho más allá de concretar una reforma constitucional. Tareas aún por concretar plenamente son, entre otras: fortalecer su capacidad de regulación y supervisión, tanto en torno a la producción y los ingresos, como en relación al impacto ambiental y la seguridad; estar atento a los cambios en el mercado petrolero nacional e internacional, que al ser altamente cambiante, exige adaptaciones

⁶ La utilidad operativa es el resultado de restar al valor contractual de los hidrocarburos y otros ingresos, la recuperación de costos y las regalías efectivamente pagadas al Estado. La recuperación de costos en el contrato señalado es del 60%. Para mayores detalles, consultar el contrato CNH-R01-L01-A7/2015, disponible en <http://rondasmexico.gob.mx/>

⁷ Talos y Sierra no cotizan en bolsa.

prontas y oportunas; y definir el mejor papel del sector energético en el desarrollo nacional, un tema complejo que bien vale replantear. México ha confiado en la producción petrolera como base y palanca de su economía, un tema que se ubica en el terreno de un debate más amplio, el del modelo económico, el cual escapa al alcance del presente trabajo.

III. La industria de la refinación: ¿Pesarán sus características para la entrada de nuevos actores? ¿La opción real es la importación?

En el campo de las actividades petroleras *downstream*, que ofrecen la oportunidad de añadir valor a los recursos fósiles que se extraen y así potenciar el impacto económico que los recursos naturales pueden brindar, hay un fuerte rezago en México. El aprovechamiento de los recursos fósiles ha descansado en un comportamiento rentista, sobre todo, a partir del descubrimiento del mega-yacimiento Cantarell, cuando coincidieron una bonanza petrolera de recursos y una bonanza petrolera de precios, que potenciaron tal comportamiento. Este fenómeno derivó en un sector energético *downstream* descuidado, y en una economía con necesidades crecientes de importaciones de energéticos finales.

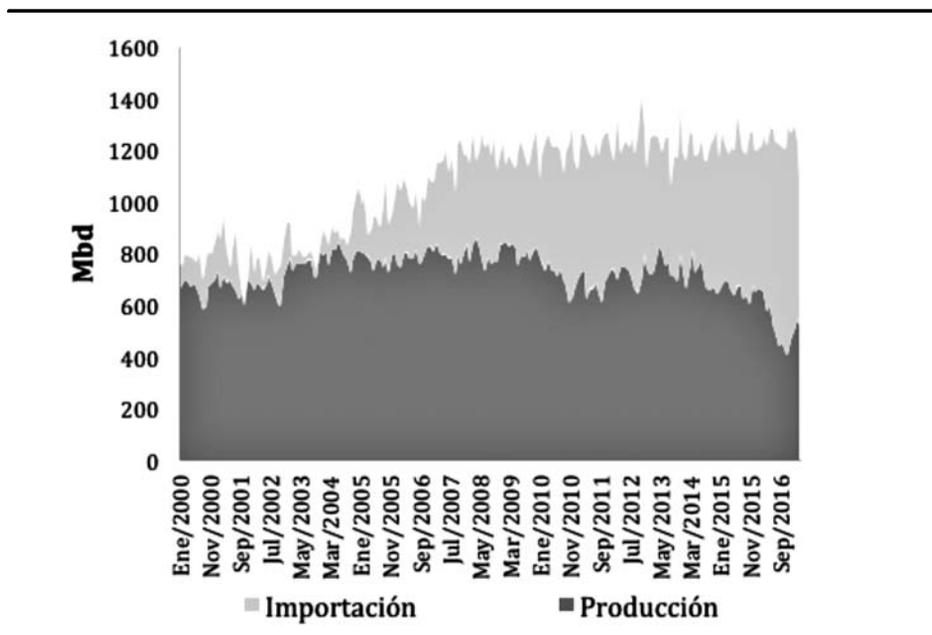
En el caso de la refinación de petróleo, el sector ha permanecido con bajos niveles de inversión; no hay una refinería nueva desde 1979; las refinerías existentes están diseñadas para refinar crudos ligeros, mientras que la producción mexicana es en su mayoría de crudos pesados; prevalece un bajo nivel de utilización de la capacidad instalada; y en general hay un fuerte rezago y dependencia tecnológica. En la situación a la que se ha llegado se puede incluso cuestionar si conviene la producción de gasolina y diesel dentro del país a un costo mayor que en el mercado internacional.

Previo a la reforma energética, el marco jurídico establecía la refinación de petróleo como actividad exclusiva del Estado y no permitía a Pemex asociarse en el país, aunque sí podía hacerlo en el extranjero. Con la reforma energética, el capital privado tiene la posibilidad de incursionar en actividades de refinación, ya sea en asociación con Pemex para construir o reconfigurar las refinerías existentes, o bien para construir nuevas por su cuenta. Hasta el momento, los únicos permisos para refinación de petróleo son los de las seis refinerías de Pemex (Tula de Allende, Hidalgo; Salamanca, Guanajuato; Minatitlán Veracruz; Ciudad Madero, Tamaulipas; Salina Cruz, Oaxaca y Cadereyta de Jiménez, Nuevo León), emitidos el 30 de junio de 2015 con una vigencia de 30 años, con el objetivo de que Pemex siga realizando las actividades de refinación de acuerdo al nuevo marco regulatorio. El capital privado, por su parte, no ha solicitado de manera oficial permisos de refinación.

Así, en los hechos, la industria de la refinación no ha mostrado cambio alguno a partir de la reforma energética, y lejos de mostrar señales positivas, su de-

terio estructural ha continuado. La operación de las refinerías se ha visto incluso más limitada por los recortes al presupuesto para Pemex Transformación Industrial, y la producción de petrolíferos ha mostrado una caída, mientras que la creciente demanda interna empuja a la importación de dichos productos. La gráfica 2 muestra esta tendencia para el caso de la gasolina y el diesel.

Gráfica 2
Producción e importación de gasolina y diesel en México
Enero 2000 – marzo 2017



Fuente: Elaboración propia con base en datos de SIE (2017).

IV. La industria del gas: progresiva integración del mercado del gas natural en América del Norte. Carencias en infraestructura

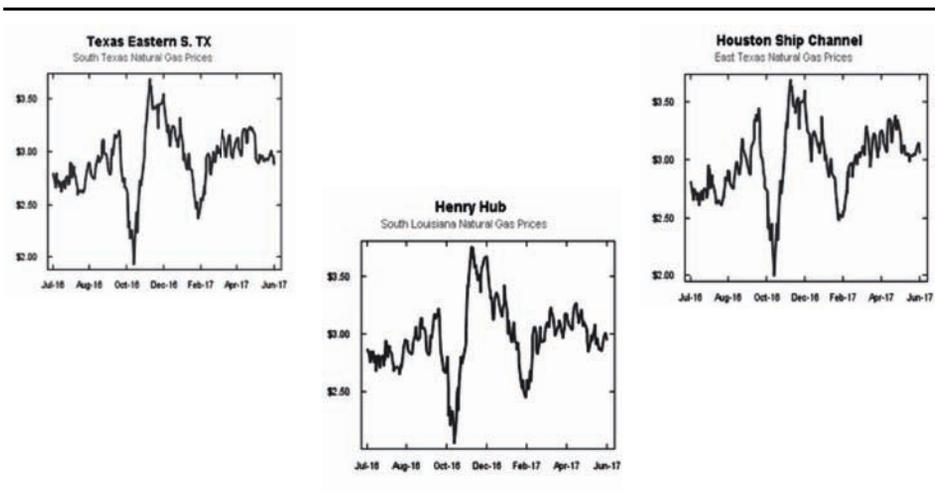
Continuidad en la determinación de los precios

Un mercado regional plenamente integrado asegura que el gas se mueva libremente a través de las fronteras. Es el caso de Estados Unidos y Canadá, una situación facilitada por la infraestructura, la similitud de sus marcos institucionales y regulatorios y compañías que realizan todo tipo de actividades en uno y otro país. Por esa situación, un reconocido especialista afirma: “*We should probably think of the U.S. and Canada together*” (Joskow, 2015, p. 2).

La integración progresiva de México ha contribuido a la instauración de un mercado del gas natural en América del Norte, con nuevas interconexiones y mayor competencia. Esto tiene, naturalmente, importantes implicaciones para la determinación de los precios. El cambio de fondo se dio en 1995 con un nuevo marco regulatorio e institucional favorable a la liberalización del mercado interno y a la integración en un mercado único de América del Norte. Desde entonces ha habido continuidad, particularmente en la conexión con el mercado de Estados Unidos y en temas como precios de referencia, puntos de arbitraje, mecanismo de *netback*, entre otros. Desde aquel año se ha mantenido una idea central: los precios internos en una economía abierta deben reflejar los costos de oportunidad. De esta manera, desde entonces, los precios en la frontera (Sur de Texas, en donde según ese enfoque se encuentra el mercado internacional relevante de referencia) habían servido de referencia para los precios en toda la cadena.

El gas natural importado, se regula a partir de la reforma energética de 28/11/08. ¿Cómo es la situación después de las reformas de 2013/2014? La metodología empleada para la fijación del precio del gas natural quedó establecida en la Resolución Núm. RES/998/2015, publicada en el DOF el pasado 15/02/2016, y señala: para los precios máximos de ventas de primera mano (VPM) resulta conveniente emplear como referencia una estimación de las cotizaciones de precio en el Sur de Texas a partir de un “modelo de corrección de error vectorial” con objeto de capturar la relación de largo plazo, así como las condiciones de arbitraje entre tales cotizaciones y las correspondientes a los mercados relevantes de Henry Hub y Houston Ship Channel.

Gráfica 3
Referentes internacionales para la fijación
de los precios de VPM del gas natural en México



Fuente: Natural Gas Intelligence Data. http://www.naturalgasintel.com/NGI_Data

Así, en esencia la metodología se mantenía inalterada, sólo se agregaba un “modelo de corrección de error vectorial” que permitiera capturar la relación de largo plazo entre las variables empleadas, y no un promedio de índices del Henry Hub. Pero, en fin de cuentas seguía siendo un precio influenciado por un Hub de Estados Unidos:

El precio de VPM en Ciudad Pemex, diario o mensual, será igual al precio máximo de VPM en Reynosa más la tarifa de transporte neta (*netback*) desde la frontera en Reynosa a Cd Pemex. Las cotizaciones en el Sur de Texas, siguen siendo el punto de partida para la fijación del precio de VPM en México.⁸ El nuevo punto de arbitraje se localizaba en función del balance de flujos del gas en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas), mismo que se ubicó en la zona Sur de dicho sistema.

La aplicación del *netback* presentaba ventajas y desventajas. Desde la perspectiva de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), las ventajas eran, entre otras:

- Una medida definida objetivamente, con base en condiciones de un mercado altamente competitivo.
- La mejor señal para que los usuarios elijan su canasta energética.
- Refleja el costo de oportunidad del gas.
- México se integra plenamente al mercado norteamericano.
- Facilita financiamiento de proyectos a largo plazo.
- Ofrece señales adecuadas a oferentes.
- Eventualmente, la Comisión de Competencia podría determinar que regulación de precios no es necesaria.
- Transparencia: Publicaciones reconocidas ofrecen indicadores aceptados. La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) supervisa la certidumbre en la formación de precios.

Entre las desventajas:

- Difícil aceptación en épocas de precios altos: presiones para “intervenciones pro industria”.
- Políticamente complejo asumir la lógica de “precio aceptante”. Se importa volatilidad propia de un mercado “distinto”.
- Usuarios poco preparados para aprovechar mercados financieros asociados.
- Competencia desleal por políticas de precios de combustibles distintas de costo de oportunidad.
- GLP ha estado subsidiado históricamente.

⁸ Para mayores detalles, véase Sener (2016a).

- Impacto a la inversión en gas natural.
- Las fuentes no convencionales de oferta en América del Norte afectará el crecimiento a largo plazo del suministro nacional.

Cambio de rumbo: Hacia una nueva estructura de precios

A partir del 15 de junio de 2017 el Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía aprobó la eliminación de los precios máximos de VPM de gas natural mediante el Acuerdo Núm. A/026/2017, mismo que establece la determinación del precio a la libre competencia.

Dicha dependencia prevé que con la eliminación de los precios máximos se facilitará la disponibilidad de alternativas de suministro de gas natural para el país y fomentará el desarrollo de nuevos proyectos de producción. Debido a las condiciones en las que se fijaba el precio de VPM mediante la metodología anterior, el referente internacional castigaba la factibilidad económica de los proyectos de inversión para desarrollar nuevos recursos de gas natural, tanto convencional como no convencional, ya que los precios no alcanzaron los 4 USD/MMBTU (dólares por millón de BTU),⁹ umbral mínimo para obtener una rentabilidad positiva de los proyectos de gas natural (Sener, 2012). Lo anterior se explica porque el flujo de efectivo generado por cada proyecto, disminuido por precios de venta bajos, hacía inviable obtener un rendimiento superior al costo del capital invertido, es decir, los proyectos arrojarían un valor presente neto negativo. De tal forma que, lo que en un principio representaron los precios bajos del referente internacional como una oportunidad para ampliar el uso intensivo de este energético, terminó siendo un obstáculo para estimular la exploración y producción de nuevas reservas de gas natural. Esto último incluso para el desarrollo de las actividades en aguas profundas, las cuales requieren de precios más altos para justificar la inversión, ya que suponen una trayectoria de precios más altos a mediano y largo plazo (Lajous, 2014, p. 355).

La liberalización de los precios de VPM tendría lugar en la región de Reynosa donde actualmente actores independientes de Pemex tienen la posibilidad de hacer uso de varias fuentes de suministro de la molécula: mediante su importación a través de los ductos de internación, desde las terminales de gas natural licuado (GNL) de Manzanillo y Altamira que se inyecta al Sistrangas o bien de la producción nacional. Esto puede generar condiciones que estimulen la competencia en el mercado de manera más efectiva; al permitir a los comercializadores distintos de Pemex brindar alternativas de suministro de gas natural a precios competitivos frente a los que ofrezca la empresa estatal.

⁹ Unidades Térmicas Británicas.

Sin embargo, la regulación asimétrica de las VPM de gas natural se mantendrá para Pemex en la zona Sur, mientras no haya una mayor participación de agentes económicos que garanticen un mercado competitivo en la zona; ya que a diferencia de la zona Norte, el suministro de gas natural para los usuarios de éste mercado se satisface con el 76.5% de la producción hecha en la región y el 22.3% se destina a satisfacer la demanda en otras regiones del país (datos de 2015). No obstante, la producción de dicha región ha mostrado una clara tendencia a la baja a partir de 2009 con una tasa promedio de crecimiento anual de -2% durante el periodo 2009 a 2015 (Sener, 2016b).

Esta tendencia podría revertirse como resultado de las rondas 1.1, 1.2 y 1.3 realizadas por la CNH; ya que existen 16 potenciales productores de gas natural independientes de Pemex, 9 centralizados en la región Sur, cuyos proyectos de producción pueden estimular la oferta de gas natural a corto plazo en la región. Mientras que en el mediano plazo las alternativas de las licitaciones de la Ronda 2 que la CNH realiza en la segunda mitad de 2017 ascienden a 2,480 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) de recursos prospectivos, de los cuales 481 MMbpce se encuentran en la zona Sur¹⁰ (Acuerdo Núm. A/026/2017).

Lo anterior sentaría las bases de un mercado con la concurrencia suficiente para dar paso a la eliminación de los precios máximos de gas natural por objeto de VPM en esta región, y por ende en todo el país, para el año 2018 tal como está previsto en la política pública para la implementación del mercado de gas natural (Sener, 2016a).

En su momento la fijación del precio de VPM del gas natural mediante la fórmula *netback* representó una medida de regulación adecuada para evitar que Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) ejerciera poder de mercado - que el monopolio en la industria del gas le confería-, al indexarlo a uno de los mercados más líquidos del mundo (Henry Hub), cuyas características inherentes reflejaban condiciones de competitividad y a su vez el costo de oportunidad de la molécula. Sin embargo, la inestabilidad económica posterior a la crisis de 2009 trajo consigo la volatilidad del precio de referencia que aunado a la desaceleración de la demanda industrial produjo una severa caída de los precios del referente, cuyo comportamiento aún no presenta una clara tendencia de una pronta recuperación. Esta situación habría desincentivado la mayor parte de los proyectos de exploración y producción de gas natural por parte de

¹⁰ La Ronda 2.1 para contratos de producción compartida en aguas someras considera 1,586 MMbpce de recursos prospectivos, de los cuales 249 MMbpce corresponden a gas húmedo en el Sur. La Ronda 2.2 para contratos de licencia terrestres considera 643 MMbpce de recursos prospectivos, de los cuales 47 MMbpce corresponden a aceite y gas asociado en el Sur. La Ronda 2.3 para contratos de licencia terrestres considera 251 MMbpce de recursos prospectivos, de los cuales 185 MMbpce corresponden a aceite y gas asociado en el Sur (Acuerdo Núm. A/026/2017).

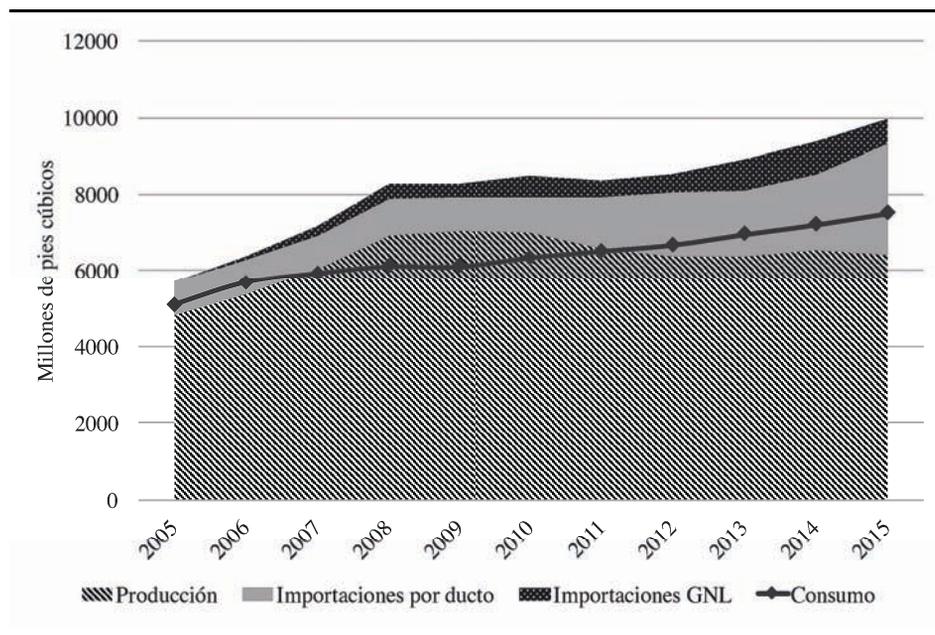
PGPB, y por ende, la ampliación de la brecha entre la demanda de este energético y la producción nacional necesaria para cubrir las necesidades de uso, principalmente del sector eléctrico.

Con la reforma energética se ha planteado esta situación como parte estratégica dentro de la política energética del país, para estimular la producción nacional de gas mediante la liberalización del precio de VPM que permita, a través de la competencia, fijar dichos precios dentro de los niveles que den factibilidad a los proyectos de producción de gas dentro del país.

La infraestructura necesaria para el desarrollo del gas natural: “sin infraestructura no hay mercado”

Una condición *sine qua non* para la existencia de un mercado competitivo del gas natural es la existencia de una infraestructura amplia en la red de gasoductos que permita la distribución y comercialización de la molécula hacia los usuarios por parte de diversos jugadores a precios competitivos, en concordancia con los nuevos lineamientos en materia de precios (Acuerdo Núm. A/026/2017). De una mejor infraestructura se espera también una mayor efectividad de los precios.

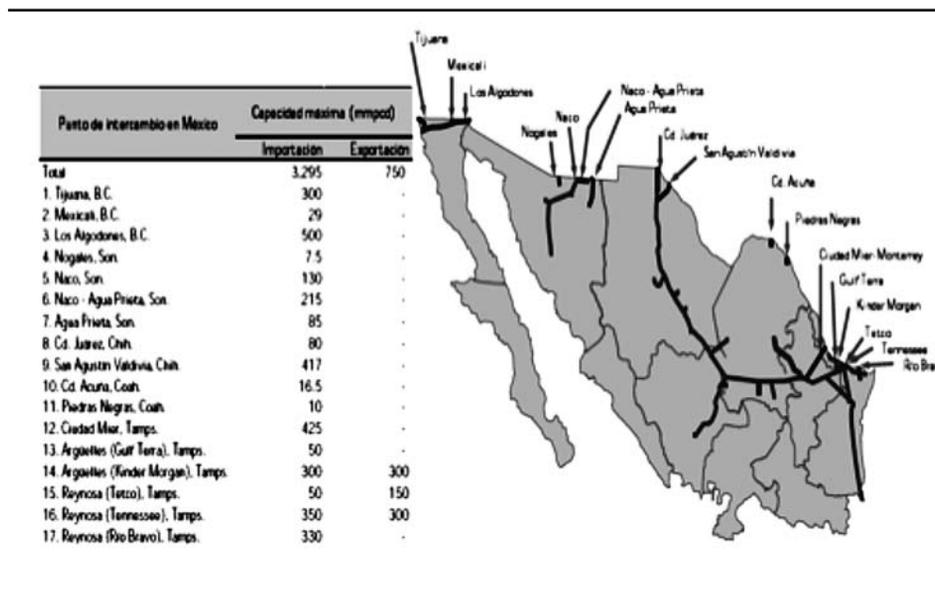
Gráfica 4
Oferta y Consumo de Gas natural en México



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Sener (2016b).

En los últimos años México ha intensificado el uso del gas natural en sectores clave de la economía nacional, tales como: el eléctrico público con una demanda de 43% de dicho energético; el petrolero y el industrial, con demandas de 29.3% y 18.3% respectivamente (Sener, 2016b, p. 27), con cifras correspondientes a 2015. De tal forma que para cubrir la brecha cada vez mayor entre la producción nacional y la demanda de cada sector fue necesario el incremento de las importaciones (ver Gráfico 4), mismas que han presentado un aumento entre 2010 y 2015 del 143%. Es decir, la dependencia de México del gas importado originó un déficit creciente en la balanza comercial de gas natural, que durante esos 5 años llegó a presentar un incremento del 81%, al pasar de 2,132 MM Dls a 3,849 MM Dls en este período (Banxico, 2017).

Mapa 1
Capacidad de las interconexiones de gas natural con Estados Unidos (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Sener con base en CRE, IMP, PGPB y empresas privadas.

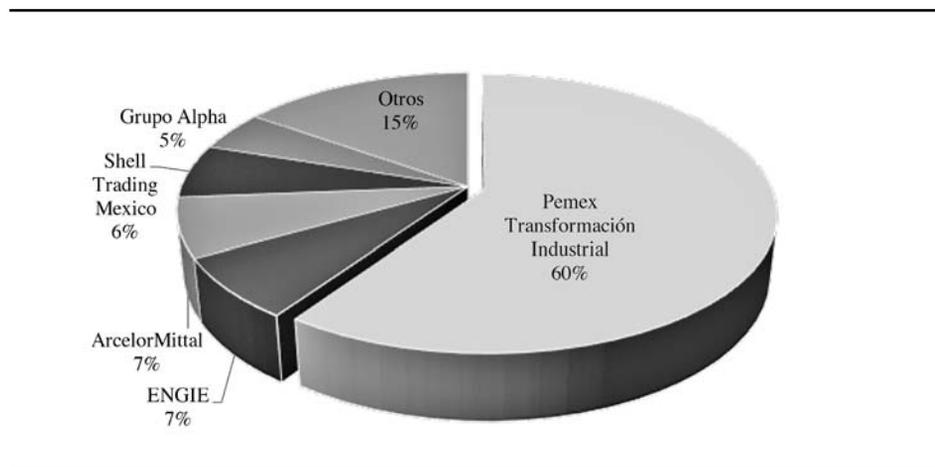
Del total de las importaciones de gas natural durante 2015, el 80% se realizó vía ducto y el resto bajo la forma de GNL; por lo que la mayor parte de la oferta de gas natural se realiza a través del sistema nacional de gasoductos, el cual ha presentado cuellos de botella e ineficiencias de planeación y logística. Anteriormente Pemex Gas y Petroquímica Básica intervenía en el flujo empacado de la molécula a través de las llamadas “alertas críticas”, cuyos efectos repercutían fuertemente en la industria (Romero H., 2014, p. 43). Al respecto, Lajous (2013) señala que en el corto

EL RETO DEL DESARROLLO EN LA ECONOMÍA GLOBAL

plazo esta situación podría mejorar en la medida en que las importaciones pudieran llegar más allá de Cempoala, donde se bifurca el gasoducto troncal cerca del puerto de Veracruz; mediante la ampliación del sistema nacional de gasoductos.

Actualmente existen 17 gasoductos cerca de la frontera entre Estados Unidos y México con una capacidad de transporte de 50,000 millones de metros cúbicos (MMmc) al año (ver Mapa 1). No obstante, uno de los objetivos de la Reforma Energética es que para el 2019 la capacidad importada vía gasoducto desde EEUU se incremente a 100,000 MMmc, el doble del nivel actual, lo cual desplazará las importaciones de GNL (IEA, 2016, p. 24). De esta manera se tendrá un sistema de gasoductos integrado con las redes de EEUU que permitirá un acceso a la producción de *shale gas* del Sur de Texas, bajo las condiciones de precios del mercado regional. Se espera que de esa manera se facilite la reducción del uso de diésel y combustóleo en la generación de electricidad en México (Sener, 2015b, p. 13).

Gráfica 5
Asignación de la capacidad no reservada del Sistrangas por parte del CENEGAS



Fuente: EIA (2017).

Con base a lo planteado en la reforma energética, el CENAGAS llevó a cabo recientemente la primera temporada abierta para la adjudicación de derechos de capacidad de la red nacional de gasoductos que comprende el Sistrangas, cuya capacidad de transporte se ubica en 6.3 miles de millones de pies cúbicos diarios (MMMpcd) y con una longitud de 10,068 kilómetros (CENAGAS, 2017). Para llevar a cabo la transición a la nueva estructura de mercado, en octubre de 2016 se realizó una ronda previa a la antes mencionada (Ronda 0) en la cual se asignó

del total de la capacidad del Sistrangas: 1.1 MMMpcd a la Comisión Federal de Electricidad, 1.4 MMMpcd a Pemex, y 1.6 MMMpcd a los productores independientes de energía. De esta manera, la capacidad restante (2.2 MMMpcd) se destinó a la Ronda 1, misma que se llevó a cabo en mayo de 2017. De esta Ronda 1 se asignó el 59.7% a Pemex, seguido de ENGIE y ArcelorMittal con un 7.2% y 6.9% respectivamente (EIA, 2017).

El mayor interés de las compañías participantes radica en los puntos de inyección que suministran gas natural proveniente de EEUU a México, especialmente el gasoducto de Texas Kinder Morgan que conecta a Pesquería y el punto de inyección de los Ramones que conecta con la red nacional de gasoductos, cuya demanda excedió la capacidad asignada. Dichas compañías –entre las cuales se encuentra Grupo Alfa, ArcelorMittal México, Energéticos Gangmen, Energía Infra, Fábrica de Envases de Vidrio de Potosí, GCC Cemento, Industrias Peñoles, Igasamex Bajío, Indorama Ventures Polymers, Vitro, Industrias de Hule Galgo, Industrias Derivadas de Etileno y Virtual Pipelines de México–, son grandes consumidores que emplean el gas natural para generar electricidad y como materia prima de sus procesos industriales; se encuentran ubicadas en Monterrey, Nuevo León, lo cual explica el exceso de solicitudes sobre esos puntos de inyección (NGI, 2017).

La capacidad de los gasoductos norteamericanos destinados a las exportaciones de gas natural a México se ha expandido rápidamente en los últimos años: hoy en día asciende a 7.3 Mmmpcd, la cual sirve para abastecer principalmente a las regiones Centro y Noreste del país. Para 2017 se cuentan con cuatro proyectos de construcción de gasoductos: Roadrunner (Fase II), Comanche Trail, Presidio Crossing (también llamado Trans-Pecos), y Nueva Era; los cuales tendrán una capacidad de 3.5 Mmmpcd y suministrarán gas natural a las nuevas plantas de generación eléctrica de los estados de Chihuahua, Nuevo León, Sonora y Sinaloa. Asimismo, para finales de 2018 se tienen planeados dos líneas de gasoductos adicionales: KM Mier-Monterrey y Neuces-Brownsville con una capacidad de 3.3 MMMpcd con miras a exportar shale gas proveniente del play de Eagle Ford en Sur de Texas hacia las regiones Centro y Noreste de México (EIA, 2016).

En este orden de ideas, y siguiendo la visión de largo plazo contemplada en la Reforma Energética, el aumento de la oferta de gas natural en el país mediante la expansión de las importaciones ha permitido ampliar el número de actores en el mercado de gas natural en el país. Esta mayor competencia requiere del aumento de la capacidad de las redes de transporte y distribución para transportar el energético a las zonas de mayor demanda, así como a los lugares donde no tienen acceso al mismo. Por tal motivo, para crear un mercado de gas natural es necesario visualizar la industria de manera vertical debido a que no sólo se requiere crear los medios para hacer llegar la molécula, sino contar con un mercado que garantice su consumo con base en precios competitivos. No obstante, esta perspectiva de precios competitivos conlleva un escenario de aumento del precio promedio del gas natural en todo el país, el cual a su vez generaría un incremento

en el precio de la electricidad, parte del cual tendría que ser absorbido por los consumidores de algunas regiones o de ciertos sectores, o bien por el sector público (Lajous A. , 2014).

Esta situación de aumento de la demanda de gas natural importado deja a México en una precaria posición por su dependencia de Estados Unidos con un impacto negativo en la balanza comercial de gas natural (EIA, 2004, pp. 54). Por ello es de suma importancia que la Reforma Energética establezca las bases políticas y económicas que permitan establecer precios competitivos y un suministro diversificado que garantice el abastecimiento nacional del energético; ya que el avance en la ampliación de la red de gasoductos también representa un reto para México al tener un solo país, en este caso EEUU, como único comprador o proveedor: “conduce a situaciones de riesgo por la poca flexibilidad de ese medio de transporte y las insuficiencias y costos que representa todavía el recurso masivo al gas natural licuado (GNL)”. (De la Vega Navarro, 2017, p. 12).

V. El mercado eléctrico, la inserción de las energías renovables y el componente ambiental de las reformas

Una trayectoria energético-ambiental en el sector eléctrico

Es en la reforma del sector eléctrico en donde se señalan de manera explícita objetivos ambientales y sobre el cambio climático en relación con la instauración del mercado eléctrico. Se unieron preocupaciones sobre el cambio climático con el desarrollo de las energías renovables. Existen precedentes, pero sobre todo hacia finales de los años 90's aparecieron trabajos y orientaciones en esa vía.

Hasta el año 2005 los temas del cambio climático y de las energías renovables no parecían ser una prioridad y no tenían conexiones entre ellos; existirían además deficiencias en diferentes niveles para implementar las acciones. Las principales deficiencias se encontraban en las restricciones a la participación de la inversión privada y también en aspectos técnicos y económicos, tales como los términos y el costo de interconexión con la red pública o el problema de las energías de respaldo. Incluso en Comisión Federal de Electricidad pesaban restricciones para fomentar la participación de las energías renovables.

Nuevas leyes fueron aprobadas en 2008 para hacer frente a las dificultades y deficiencias: la “Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE)” y la “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética” (LAERFTE). Ambas tenían el objetivo de fomentar el desarrollo de las energías renovables, dando prioridad a la participación de la inversión privada y dando nuevas funciones a la CRE para regular la participación de privados en la generación de energía eléctrica a partir de renovables. Se establecieron vínculos con la mitigación, así como los instrumentos para promoverla.

Esas leyes e instrumentos, a pesar de sus limitaciones, tuvieron efectos positivos para la participación de las renovables en una nueva escala: mayor seguridad jurídica de los proyectos y demostración de su viabilidad económica, incursión de nuevos actores en el escenario energético (empresas, consultores, asociaciones de un nuevo tipo).

Es interesante observar que alrededor de 2008, una serie de factores se unieron para promover una mayor conciencia sobre el papel de las energías renovables, así como para impulsar un desarrollo más significativo de estas energías. Entre esos factores se pueden mencionar los siguientes: la caída de la producción y las exportaciones de petróleo, los problemas ambientales en las grandes ciudades, especialmente la ciudad de México; intereses y las acciones de las agencias de cooperación internacional en la promoción de proyectos de energía solar y eólica; nuevas oportunidades de inversión para empresas de países como España, Alemania, Estados Unidos. Una consecuencia del nuevo marco legal, junto con los factores mencionados, es que la generación de electricidad a partir de renovables (geotérmica, eólica, mini-hidráulica) aumentó, aunque todavía representando un lugar modesto: 1 924,8 MW, un 3.3% de la capacidad instalada en el año 2010.

A partir de 2013 la situación cambió en profundidad con las reformas que han abierto por completo el sector de la energía, al mismo tiempo que avanzaron en paralelo el marco jurídico y las políticas sobre el cambio climático con regulaciones orientadas al desarrollo de las renovables. Al menos en el papel, el Gobierno de México ha buscado una coherencia entre los objetivos ambientales y energéticos buscando también la reducción de emisiones en el sector energético y en otros sectores. En los hechos hay contradicciones, como la opción prioritaria por el gas natural en la generación eléctrica y el desarrollo acelerado de la infraestructura para importarlo. Esta situación tiene implicaciones para el largo plazo (inercias, fenómenos de *lock-in*, etc.).

En 2014, tras la reforma constitucional, entró en vigor una nueva Ley de la Industria Eléctrica. Esta nueva ley ha abierto totalmente la generación y comercialización, manteniendo el Estado el control de la transmisión y la distribución con fórmulas para la participación privada. El vínculo con los esfuerzos contra el cambio climático se establece con la introducción de “Certificados de Energías Limpias” (CELs) y las subastas de energía limpia. Una nueva Ley de Transición Energética completó el dispositivo mediante el establecimiento de varios instrumentos para lograr el propósito de la generación de energía basado en energías “limpias”:¹¹ 35% en el año 2024. Además, en la Conferencia de las Partes en París (COP 21), México se comprometió a lograr una participación del 43% de la generación de electricidad con fuentes limpias en 2030 (De la Vega y Pacheco, 2016).

¹¹ Se consideran energías limpias: Viento, radiación solar, energía oceánica, calor geotérmico, bio-energéticos, energía generada a partir de metano y otros gases asociados a residuos, hidrógeno, hidroeléctricas, nucleoelectrica, cogeneración, generación de energía con captura y secuestro de carbono y tecnologías bajas en carbono conforme a estándares internacionales (CRE, 2016).

Un nuevo actor tendrá un papel central: el CENACE, el cual tiene a su cargo el control operativo del sistema eléctrico, del mercado eléctrico y el seguimiento de la modernización y ampliación de las redes de transmisión y distribución. También debe garantizar el acceso a las redes de la generación limpia, así como las subastas para enfrentar los requerimientos de CELs.

Cuestionamientos a la reforma del sector eléctrico

Las reformas energéticas están orientadas a promover la competitividad del sector eléctrico, a través de una nueva arquitectura que aliente y proteja la actividad económica que realicen los particulares, que provea las condiciones para que el sector privado contribuya a la oferta de electricidad y mediante la introducción de los CELs, como instrumentos económicos, se logre por medio del mercado impulsar las energías limpias y la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).¹²

En ese planteamiento no hay lugar para políticas de fomento de las energías renovables ni tampoco subsidios. ¿Se pasará de una industria monopolizada y administrada por el gobierno a un simple cambio de manos a la gestión privada?, ¿el cambio organizacional profundo que se ha propuesto se concretará en resultados sociales, económicos, energéticos y ambientales?

En la nueva organización del sector energético que proponen y promueven las reformas es necesario hacer cuestionamientos y profundizar en sus implicaciones.

¿Será capaz el mercado, con incentivos económicos de orientar una transición estratégica de largo plazo, desde el punto de vista energético y ambiental? Concretamente: ¿Promoverán las reformas de mercado una mayor presencia de las energías renovables en el sistema energético?

La energía eléctrica será el principal producto negociado¹³ en el mercado, su unidad es el kilowatt-hora (kWh), posee la característica de ser un bien perecedero, ya que existe la dificultad de almacenar energía eléctrica masivamente. Es

¹² Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero causadas por el hombre, han incrementado considerablemente la concentración de bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nítrico (N₂O) principalmente. Entre 1750 y 2011, las emisiones antropogénicas de CO₂ acumuladas a la atmósfera fueron 2040 ± 310 GtCO₂. Cerca del 40% de estas emisiones permanecieron en la atmósfera (880 ± 35 GtCO₂). El resto fue retirado de la atmósfera y almacenado en tierra (en plantas y suelos) y en el océano. El océano ha absorbido alrededor del 30% del CO₂ antropogénico emitido, causando la acidificación del océano. Cerca de la mitad de las emisiones antropogénicas de CO₂ entre 1750 y 2011 se han producido en los últimos 40 años (IPCC, 2014).

¹³ En el Mercado de Energía de Corto Plazo se realizan transacciones de compraventa de energía y servicios conexos basadas en precios marginales locales de energía y precios zonales de Servicios Conexos.

un energético secundario que se genera en el momento de su consumo a partir de energéticos primarios obtenidos directamente de la naturaleza (petróleo, carbón, gas, uranio, hidroenergía, radiación solar, geotermia, etc.). La cantidad de energía generada por unidad de tiempo es denominada potencia (kW/hr ó kWh), (Mulás, 2014). Este mercado estará abierto a las empresas que deseen generar electricidad.

Además del mercado eléctrico se contará con un mercado de balance de potencia que garantice la instalación de capacidad de generación suficiente. Este mecanismo se complementará con uno de precios graduales de escasez de reservas; operará anualmente con el propósito de realizar transacciones de compraventa de potencia no cubierta o comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica. (Sener, 2015a). Éste será uno de los desafíos que presenta el mercado eléctrico para lograr satisfacer la demanda de electricidad en el largo plazo.

Otro producto negociado en el mercado, serán los Derechos Financieros de Transmisión, que otorgan a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, entre un nodo de destino y un nodo de origen, actuando como un mecanismo financiero para cubrir el riesgo en la congestión de la red. (PWC, 2015), a manera de garantizar el transporte óptimo y oportuno de la electricidad.

Las reformas de mercado requerirán de una capacidad importante de regulación; en este marco se han creado instituciones y modificado las existentes ¿Estarán a la altura de los desafíos? ¿Qué mecanismos se emplearán para incentivar las energías renovables?

El CENACE tendrá a su cargo el control operacional del sistema eléctrico, del mercado de mayoreo, de la modernización y expansión de las redes de transmisión y distribución. Deberá garantizar el acceso de la «generación limpia» a la red y lanzar las subastas para enfrentar los requerimientos de CELs (De la Vega y Pacheco, 2016).

Un CEL es un título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga. Un CEL ampara la generación de 1 MWh de energía eléctrica limpia. Al ser un instrumento del mercado su precio no es fijo, sino que depende de la oferta y la demanda. Los participantes del mercado podrán presentar ofertas para vender CELs a cualquier precio, así como presentar ofertas para comprar CELs a cualquier precio. La compra-venta podrá realizarse a través del mercado de CELs que organizará por lo menos una vez al año el CENACE. De igual manera también podrán comercializarse libremente mediante Contratos Bilaterales o Subastas de Largo Plazo. La generación limpia distribuida tendrá derecho al número de CELs por cada MWh generado sin el uso de combustibles fósiles, o multiplicado

por el porcentaje de energía libre de combustible, según aplique, dividido por el porcentaje de energía entregada (Resolución Núm. RES/248/2016).

La Secretaría de Energía (SENER) determinará dentro de los 3 primeros meses de cada año el requisito de CELs que deberá de ser cubierto para el tercer año posterior. Una vez establecidos los requisitos para un año futuro, estos no se reducirán. En el 2015, la SENER estableció el requisito a ser cumplido en el 2018 en 5% del total del consumo del Centro o Punto de Carga; para el 2016 lo estableció en 5.8% a ser cumplido en 2019 (Resolución Núm. RES/248/2016). El siguiente ejemplo ilustra la cantidad de CELs que un Participante Obligado¹⁴ tendría que cubrir:

- Consumo del Centro o Punto de Carga en cuestión para el 2018: 150,000 MWh
- Requisito establecido por SENER para el 2018: 5%

- Obligación de CEL para 2018: $(150,000 \text{ MWh}) * (0.05) = 7,500 \text{ MWh}$

- Recordando que 1 CEL = 1MWh, el Participante Obligado tendría que adquirir y en su momento liquidar 7500 CELs para el 2018.

La sanción por no adquirir los CELs correspondientes es una multa que se determina según el porcentaje de CELs no adquiridos en el periodo y a la reincidencia. También se tomará en consideración la gravedad de la infracción, la capacidad económica del infractor, la reincidencia, la comisión del hecho que la motiva o cualquier otro elemento del que pueda inferirse la gravedad o levedad del hecho infractor, incluyendo las acciones tomadas para corregirlo. La multa será de 6 a 50 salarios mínimos por MWh de incumplimiento, es decir, por cada CEL no adquirido. La multa no exime al participante de comprar los CELs, por lo que el participante deberá adquirir los CELs que ocasionaron la sanción en el mismo plazo que se da para pagar la multa (Resolución Núm. RES/248/2016).

En marzo de 2016 se realizó la primera subasta eléctrica de largo plazo; en ella resultaron ganadoras 11 empresas, comprometiéndose a incrementar la capacidad eléctrica en 2,085 mega watts: 1,691 de energía solar y 394 de energía eólica, cuyos proyectos traerán inversiones de al menos 2.6 mil millones de dólares. La segunda subasta eléctrica se realizó en septiembre de 2016, en esta ocasión, se invertirán en los próximos tres años 4 mil millones de dólares para la instalación de 2,871 megawatts de nueva capacidad. La potencia que se venderá, será predominantemente con tecnología de ciclo combinado, en un 72%. Las

¹⁴ Los participantes obligados son: los Suministradores, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y los Usuarios Finales que se suministren por el abasto aislado, así como los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que incluyan Centros de Carga, sean de carácter público o particular (Ley de la Industria Eléctrica, Art. 123).

tecnologías solar fotovoltaica, eólica y geotérmica tendrán 15%, 11% y 2% respectivamente. La energía limpia adquirida avanza, pero aún está lejos de la meta de 35% de la energía eléctrica en México a partir de fuentes limpias para 2024.

No hay una trayectoria única para lograr un sistema energético balanceado. Cada país posee recursos específicos, restricciones y marcos determinados para la toma de decisiones.

El motor principal de la transición energética en algunos países tiene como uno de sus objetivos disminuir las emisiones de GEI por medio de la implementación de tecnologías y de energéticos primarios que emitan menores cantidades de GEI para reducir hasta donde sea posible el incremento de la temperatura de la atmósfera.

La transición energética alemana (*Energiewende*), por ejemplo, se fundamentó en la Ley de Energía Renovable (*Erneuerbare Energien Gesetz*), la cual, garantiza el acceso a la red a toda electricidad a partir de energías renovables y está diseñada para rendir ganancias razonables (Morris y Pehnt, 2017). En 2013, casi la mitad de las inversiones en energías fueron hechas por pequeños inversionistas, fortaleciendo a pequeñas y medianas empresas y empoderando a comunidades y ciudadanos para que generen su propia energía renovable. La participación de la electricidad renovable pasó de 6 a 25% en diez años y redujeron cerca de 130 millones de toneladas de GEI anuales (Morris y Pehnt, 2017). Cabe destacar que las políticas alemanas están diseñadas para mantener una base manufacturera fuerte en su país, así como fomentar que su industria mejore su eficiencia energética. Se ha observado como denominador común que los países que van en esa dirección hacen esfuerzos por satisfacer la demanda en el sector energético cumpliendo con los compromisos de sustentabilidad ambiental y, a la vez, enfrentando la demanda de los ciudadanos que exigen menores costos (Bazán Navarrete, Ortiz Muñoz y Cuevas Salgado, 2014).

En México, la nueva arquitectura económica y legal se ha caracterizado por incentivar la participación de las energías renovables en los productores de energía y en grandes consumidores. Por otro lado, la inserción de las renovables en los consumidores de menor tamaño, como familias o negocios pequeños, presenta retos. Uno de ellos es el subsidio a la electricidad: si bien es cierto que este subsidio permite controlar la inflación y asegurar el acceso a la electricidad a una gran parte de la población, al mismo tiempo se convierte en un des-incentivo para que las familias produzcan la electricidad que van a consumir (*prosumers*). Otro reto que aún no está del todo resuelto, es garantizar la interconexión a la red.

El índice de desempeño de la arquitectura energética (*Global Energy Architecture Performance Index*) muestra que no hay una trayectoria única para lograr un sistema energético balanceado, además de resaltar que cada país posee recursos específicos, restricciones y decisiones políticas (World Economic Forum, 2017).

La reestructuración de la industria eléctrica se caracteriza por el incremento del grado de apertura a la iniciativa privada. Es indispensable complementar

esa orientación con un esquema de monitoreo y actualización que tenga como objetivo evaluar el desempeño del sector, además de promover la industria nacional, de manera que se invierta en infraestructura, se promueva la investigación y desarrollo y la creación de empleos. Finalmente, la transición energética, tiene que ver con el desplazamiento de los recursos fósiles por energías limpias, pero también, se deberá promover, eficiencia energética y cambios en el uso de la energía en el sector transporte y en el de la vivienda.

Marcos e instituciones regulatorias sólidas

En el marco anterior de la organización del sector energético se mencionaban usualmente diversas carencias de tipo regulatorio que frenaban el desarrollo energético del país. En el caso de las renovables, desde el sector privado se hacían ver restricciones legales que impedían su participación. Aún sobre la CFE pesaban restricciones que no favorecían la posibilidad de participar en el desarrollo de la generación eléctrica con base en energías renovables.

Con las reformas, México se ha acercado a los marcos institucionales y regulatorios y a las prácticas industriales que predominan en Estados Unidos y en Canadá, conectados desde hace varios años en el campo energético por los flujos de mercancías y de capitales, y conectados también por infraestructuras diversas. Sin embargo, México no dispone todavía de instituciones con recursos suficientes y fortaleza comparable a otros países que han implementado reformas. Algunas han tenido que ser renovadas y otras construidas prácticamente desde cero, como la ASEA (Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos) en 2014, o la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) en 2008. En este contexto, México tendrá que hacer frente a comportamientos que a menudo no se distinguen por las “mejores prácticas” en el campo de la explotación de los recursos, los impactos ambientales y el cumplimiento de las reglas definidas por las instituciones y los organismos reguladores. Existen preocupaciones reales por los peligros ambientales que enfrenta la apertura a empresas privadas, dada la fragilidad de las instituciones y comisiones regulatorias de México. Incluso observadores internacionales han dado señales de alarma a ese respecto.¹⁵

La sociedad mexicana experimenta el acoso del crimen y del narcotráfico; el Estado mexicano no ha logrado re-establecer la paz ni dar solución al problema de la delincuencia. En muchas ocasiones, el Estado no ha sido capaz de garanti-

¹⁵ Un ejemplo, una nota del NYT publicada en el final del 2016 mencionó : “*Pétroleos Mexicanos, or Pemex, has long operated with scant environmental oversight, a legacy that will most likely carry over as private-sector operations take over (...) Overshadowed by media coverage of drug violence and corruption, the weakness of Mexico’s environmental rule of law has quietly worsened. That’s especially troubling given that private enterprise now stands poised to gouge the nation’s ocean floors and subsoils in new and potentially dangerous ways*” (Sellers, 2016).

zar la seguridad ni tampoco el derecho de propiedad. ¿El Estado mexicano será capaz de proporcionar seguridad a las nuevas inversiones?

Como resultado del nuevo marco regulatorio en materia energética, se han incorporado nuevos actores en la producción de energía (hidrocarburos o electricidad). Su participación se concretará en inversiones en el territorio nacional. En 2018, se desarrollarán las elecciones presidenciales en el país; nuevos actores presentes en el sector preferirán seguramente a un candidato que dé continuidad a la reforma energética. La re-negociación del TLCAN que ya ha empezado, con la eventual integración del sector energético, podrá ser también un elemento para consolidar las reformas y evitar su reversión, asegurando mecanismos legales para asegurar las inversiones y su participación en el mercado nacional. ¿Será capaz el estado mexicano de lograr una regulación económica-energética y ambiental que resguarde en primer lugar los intereses nacionales frente a los intereses privados?

VI. Consideraciones finales

Es usual que cuando se habla de las reformas energéticas realizadas en México los análisis y comentarios se refieran básicamente a los cambios en las industrias del petróleo y del gas natural. Esto incluso en publicaciones internacionales importantes¹. En este artículo hemos mostrado, desde el título, que las reformas energéticas son diversas y heterogéneas y que toman características particulares en las industrias que hemos analizado.

Trátese del acceso a los hidrocarburos por parte de compañías privadas, del deterioro estructural que han tenido en México las actividades de refinación, de las carencias en infraestructura del transporte del gas natural o de la inserción de las energías renovables en el mercado eléctrico, las reformas requieren ser analizadas de manera específica en cada una de las industrias del sector energético para entenderlas a cabalidad. Al proceder de esta manera se pone de manifiesto la necesidad de incursionar en temas que en el marco institucional y regulatorio anterior no requerían atención especial, como el de las modalidades de la contratación petrolera internacional o el del funcionamiento de un mercado eléctrico. No sólo en el caso de la electricidad se impone la necesidad de analizar el mercado: al analizar de manera plural las reformas, se puede profundizar en lo que significa para cada una de las industrias energéticas la irrupción del mercado, un fenómeno determinante de las reformas recientes cuyo análisis no se agota al calificarlas de reformas orientadas al mercado. También, por otro lado, al ir más allá de los calificativos es posible poner de manifiesto los aportes y carencias de reformas que establecen una conexión, por ejemplo, con los temas ambientales, en particular con los del cambio climático.

El hablar de mercados, de apertura, de regulación, lleva ineludiblemente a analizar el nuevo papel del Estado y de los nuevos actores a quienes van dirigidas las reformas. Con regulaciones del primero y comportamientos adecuados

de los segundos, se espera que el sector energético y sus diferentes industrias tengan un mejor desempeño que con los arreglos institucionales anteriores, los cuales se caracterizaban por una fuerte presencia del Estado y una presencia limitada de actores con características de tipo monopólico. El Estado se ha quedado con “empresas productivas” –Pemex y la CFE–, sobre las cuales hay incertidumbre, no sólo sobre su lugar y desempeño en el sector energético, sino sobre su futuro principalmente.

En ese nuevo contexto es necesario ubicar el principal reto de las reformas energéticas: ¿serán capaces de impulsar para México un mejor desempeño del sector energético en cuanto a calidad, accesibilidad, limpieza y seguridad? Por lo que hemos analizado y puesto en evidencia en este trabajo, en cuanto a los primeros resultados de las reformas, se avizora un futuro lleno de incertidumbre y preocupaciones a ese respecto.

VII. Bibliografía

- Banxico. (2017). *Sistema de Información Económica*. Obtenido de Banco de México: <http://www.banxico.org.mx/estadisticas/#IG>
- Bazán Navarrete, G., Ortíz Muñiz, G. y Cuevas Salgado, J. (Enero-Febrero de 2014). La nueva arquitectura energética. *Energía a Debate* (61), 44-49.
- CENAGAS. (13 de Enero de 2017). *Acciones y Programas*. Recuperado el 1 de Julio de 2017, de Centro Nacional de Control del Gas Natural: <http://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500>
- CRE (Comisión Reguladora de Energía) (2016). Resolución Núm. RES/998/2015, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano (DOF, Diario Oficial de la Federación, 15 de febrero de 2016).
- ____ (Comisión Reguladora de Energía) (2016). Resolución Núm. RES/ 248/2016, Resolución por la que se expiden los criterios para la imposición de sanciones que deriven del incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpia (DOF, 27 de abril de 2016).
- ____ (Comisión Reguladora de Energía) (2016). *Catálogo de Energías Limpias*. México: CRE.
- ____ (Comisión Reguladora de Energía) (2017) Acuerdo Núm. A/026/2017, Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural (DOF 16 de junio de 2017).
- De la Vega Navarro Angel (2017), “Énergies fossiles et renouvelables: la place du Mexique dans l’intégration et la transition énergétique en Amérique du

- Nord”, *Cahiers du Cerium, No. 11*, Université de Montréal. <http://cerium.umontreal.ca/recherche/cahiers-du-cerium/une-nouvelle/news/energies-fossiles-et-energies-renouvelables-la-pl-40465/>
- De la Vega Navarro, A. (Marzo-Abril de 2017). Trump y México: ¿fossil energy connection? *Energía a debate* (79).
- _____. A. y Pacheco, D. A. (Octubre 2016). Los compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero. *Energía a Debate*, 69-71.
- EIA. (2004). *International Energy Outlook 2004*. DOE, Washington, DC.
- _____. (1 de Diciembre de 2016). *New U.S. border-crossing pipelines bring shale gas to more regions in Mexico*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28972>
- _____. (7 de Junio de 2017). *Natural Gas Weekly Update*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2017/06_08/
- Fondo Mexicano del Petroleo (FMP). (2017). *Estadísticas*. Recuperado el 20 de julio de 2017, de Fondo Mexicano del Petroleo para la Estabilización y el Desarrollo : <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/CA356.html>
- Gobierno de la República. (2013). Explicación de la Reforma Energética. México.
- Grunstein, M. (13 de julio de 2017). ¿Por qué Pemex no compitió por el petróleo fácil? (C. Aristegui, Entrevistador) aristeguinoicias.com.
- IEA. (2016). *Mexico Energy Outlook*. World Energy Outlook 2016. Special Report, IEA.
- IPCC. (2014). *Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland.
- Joskow, P. L. (2015). The Shale Gas Revolution: Introduction. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 4(1), 1-4.
- Lajous, A. (Marzo de 2013). Dilema del suministro de gas natural en México. *LC/L 3607(LC/MEX/L.1097)*.
- _____. (2014). *La industria petrolera mexicana: Estrategias, gobierno y reformas*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Lajous, A. (Octubre de 2015). Mexican oil reform: the first two bidding rounds, farmouts and contractual conversions in a lower oil price environment. New York: Center on Global Energy Policy, Columbia University.
- _____. (9 de Enero de 2017). Mexico’s Deepwater Auctions. New York: Center on Global Energy Policy, Columbia University.
- Ley de la Industria Eléctrica (DOF 11 de agosto de 2014).
- Martínez, F., Santillán, M., de la Vega, A. (2016). La reforma energética 2013/2014 y el desarrollo industrial en México: contendios implicaciones y propuestas. *Análisis Económico*, 7-32.
- Morris, C. y Pehnt, M. (2017). Principales hallazgos del informe “La transición energética alemana La Energiewende alemana”. *Energía a Debate*, 54-57.

- Mulás, P. (2014). El sector eléctrico, de monopolio a mercado competitivo. *Energía a Debate*, 8-15.
- Nair, A. S. y Stargardter, G. (12 de julio de 2017). Premier Oil's major Mexican oil discovery boosts shares. *Reuters*, págs. <https://www.reuters.com/article/us-premier-oil-discovery-mexico-idUSKBN19X0M2>.
- NGI. (4 de Abril de 2017). *Mexico's CENAGAS First Open Season Is Mixed Bag*. Obtenido de Natural Gas Intelligence: <http://www.naturalgasintel.com/articles/110000-mexicos-cenagas-first-open-season-is-mixed-bag>
- Pemex. (2016). Estados Financieros de Pemex.
- PWC. (2015). *Resumen de las bases del Mercado Eléctrico*. México: PWC.
- Romero H., Y. J. (2014). Análisis de la estructura de precios para las ventas de primera mano en el mercado de gas natural en México, durante el periodo: 2002-2012. *Tesis de Maestría*. México: UNAM.
- Sellers, C. C. (7 de diciembre de 2016). Will the Next Deepwater Horizon Be in Mexico? *NYT*.
- Sener. (2012). *México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale Gas/Oil)*. México.
- _____. (2015a). *Bases del Mercado Eléctrico*. México.
- _____. (2015b). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029*. México.
- _____. (2016a). *Política pública para la implementación del mercado de gas natural*. México.
- _____. (2016b). *Prospectiva de Gas Natural 2016-2030*. México.
- _____. (16 de julio de 2017). El Estado mexicano obtendrá cerca de 90 y 83% en las utilidades de los proyectos de ENI y del consorcio Sierra Oil- Talos - Premier Oil. *Boletín de prensa 53*. México.
- SIE. (2017). *Información Estadística*. México.
- World Economic Forum. (2017). *Global Energy Architecture Performance Index 2017*. Geneva, Switzerland: World Economic Forum.