
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Resultados de la licitación de contratos de licencia para la extracción de hidrocarburos correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno (SHCP)

El 15 de diciembre de 2015, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dio a conocer los “Resultados de la licitación de contratos de licencia para la extracción de hidrocarburos correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno”. A continuación se presenta la información.

Se llevó a cabo la presentación, apertura de propuestas y anuncio de ganadores de la licitación pública internacional de 25 contratos para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondientes a la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno.

Con el acto de presentación y apertura de propuestas y declaración de ganadores en sesión pública transmitida en vivo, continúa el proceso de apertura y modernización integral del sector energético del país. Siguiendo las mejores prácticas internacionales en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Estado, representado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), avanza con los procesos de licitación para asignar los contratos para desarrollar el sector de hidrocarburos bajo las mejores condiciones para el Estado.

El procedimiento para esta tercera convocatoria se realizó conforme a lo previsto en las bases de licitación y ante la presencia de los titulares de las Notarías Públicas número 233 del Distrito Federal y número 163; y del Titular del Órgano Interno de Control de la CNH, quienes dieron fe de la legalidad del procedimiento.

En esta tercera fase participaron 40 licitantes, de los cuales 26 participaron de forma individual y 14 en consorcio. Como resultado del proceso, se asignaron 25 contratos. Lo anterior representa un porcentaje de adjudicación de 100 por ciento.

Este proceso de licitación estuvo orientado a incentivar la participación de nuevas empresas con el objetivo de desarrollar una industria petrolera nacional competitiva. Con este resultado, fueron asignados contratos a 18 nuevas empresas mexicanas. Así, este proceso cumple con el objetivo de fortalecer y hacer más competitivo el sector hidrocarburos a través de la creación de nuevas empresas y el fomento al capital nacional.

El porcentaje de la Regalía Adicional de las posturas ganadoras fue de 55% de los ingresos brutos en promedio, para las 25 áreas contractuales adjudicadas. Adicionalmente, los contratistas tributarán a través de la cuota contractual para la fase exploratoria, los ingresos por el pago de regalías básicas, el impuesto por las actividades de extracción de hidrocarburos y el impuesto sobre la renta. Considerando todos estos elementos, el Estado recibirá, en promedio, 63% del valor de los ingresos brutos de los proyectos (entre 18.1 y 93.2%). Adicionalmente, el contrato contiene un esquema fiscal progresivo de forma que, en caso de presentarse un alza en los precios de los hidrocarburos o de que se descubran volúmenes superiores a los previstos, el Estado percibirá un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos.

El incremento en la inversión con respecto al Programa Mínimo de Trabajo fue de 73.6% en promedio, por lo que en los próximos cinco años se esperan inversiones cercanas a 623 millones de dólares. Se estima que la inversión total a lo largo de la vigencia de estos contratos podría ascender a mil cien millones de dólares.

La adjudicación de los contratos y el fallo de la licitación se formalizarán a más tardar el 17 de diciembre, en sesión extraordinaria del Órgano de Gobierno de la CNH. Se espera que la suscripción de los contratos se lleve a cabo dentro de los siguientes 140 días naturales siguientes a la publicación del Fallo en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

Estos resultados muestran que a pesar del entorno complejo por el que atraviesa el mercado internacional de hidrocarburos, México presenta condiciones geológicas, contractuales y de estabilidad institucional que son adecuadas para la inversión productiva de largo plazo.

Los resultados del evento, así como el proceso completo de las licitaciones correspondientes a la Ronda Uno, pueden consultarse en la dirección electrónica <http://ronda1.gob.mx>.

Fuente de información:

<http://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-de-prensa-150-2015>

Publicación de las bases de licitación y del modelo de contrato para la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno (SHCP)

El 17 de diciembre de 2015, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dio a conocer el documento “Publicación de las bases de licitación y del modelo de contrato para la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno”, el cual se presenta a continuación.

Se dieron a conocer los modelos de contrato y las bases de licitación en el marco de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno a través de la página www.ronda1.gob.mx.

En línea con la práctica internacional, el procedimiento de licitación de las áreas contractuales de esta Cuarta Convocatoria fue diseñado para asegurar que las empresas que operen en las áreas contractuales en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México cuenten con probada capacidad y experiencia. Para ello, se definieron requisitos de carácter técnico, financiero, de ejecución, de seguridad industrial y de protección al medio ambiente consistentes con los más altos estándares a nivel internacional. Al igual que en los procesos de licitación anteriores, las Bases de

Licitación garantizan que este proceso se lleve a cabo bajo principios de transparencia, máxima publicidad, igualdad, competitividad y sencillez.

La Cuarta Convocatoria de la Ronda 1 comprende 10 bloques exploratorios en aguas profundas y ultra profundas, de los cuales cuatro se ubican en el Área del Cinturón Plegado de Perdido y seis en la Cuenca Salina del Golfo de México con las siguientes características:

- Los cuatro bloques de exploración del Área del Cinturón Plegado de Perdido abarcan una superficie de 8 mil 218.2 km² y se estima cuentan con recursos prospectivos medios de 3 mil 557.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce)
- Los seis bloques exploratorios de la Cuenca Salina abarcan una superficie de 15 mil 616.8 km² y se estima contienen recursos prospectivos medios de 6 mil 979.5 mmbpce.

Se destacan las siguientes características contractuales:

- **Modalidad Licencia.** Esta modalidad contractual implica que las principales contribuciones que pague el contratista se calcularán como una proporción de sus ingresos brutos, sin recuperación de costos.
- **Objeto del Contrato.** La realización de las actividades de exploración y, en su caso, extracción de hidrocarburos en las áreas contractuales.
- **Vigencia.** El contrato tendrá una duración inicial de 35 años con dos posibles prórrogas, de 10 y cinco años respectivamente, sujetas a que el área contractual se encuentre en producción previo a la solicitud de prórroga.

- **Plazos.** El contrato prevé las siguientes etapas:
 - Un período de exploración inicial de cuatro años, más dos períodos adicionales de tres años cada uno;
 - Un período de evaluación de hasta tres años posteriores a un descubrimiento, y
 - Un período de desarrollo con duración de 22 a 37 años, considerando las prórrogas (sujetas a la continuidad de la producción).

- **Período Inicial de Exploración.** Tendrá una duración inicial de cuatro años, durante el cual el contratista deberá comprometerse a la ejecución del programa mínimo de trabajo y en caso de haberlo ofertado, la perforación de un pozo. Al finalizar este período, el contratista tendrá derecho a devolver el 100% del área contractual.

- **Períodos Adicionales de Exploración.** Se prevé la posibilidad de acceder a dos períodos adicionales de tres años cada uno. Para ello, el contratista deberá comprometerse a perforar un pozo exploratorio en cada período.

- **Contenido Nacional.** Se prevén porcentajes mínimos de contenido nacional de entre 3 y 10%, de acuerdo con la maduración del proyecto.

- **Garantía de Cumplimiento.** El contratista deberá presentar una carta de crédito irrevocable a favor de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para garantizar los trabajos comprometidos durante la etapa de Exploración.

- **Garantía Corporativa.** El contratista deberá contar con el respaldo de su empresa matriz en última instancia, o una filial debidamente capitalizada, para garantizar el debido cumplimiento de las obligaciones derivadas del Contrato.
- **Seguros.** Se prevén las características de las pólizas de seguros que amparen coberturas en línea con las mejores prácticas de la industria.
- **Seguridad Industrial y Protección al Ambiente.** El contratista deberá acatar los criterios establecidos para la ejecución de los proyectos en materia de seguridad industrial y operativa, salud en el trabajo y protección al ambiente.
- **Planes de Exploración y de Desarrollo, Programas de Trabajo y Presupuestos.** Los planes de exploración y de desarrollo serán aprobados por la CNH, en tanto que los programas anuales asociados tendrán carácter informativo.
- **Rescisión Administrativa.** Las causales de rescisión administrativa serán las establecidas en la Ley de Hidrocarburos, considerando una etapa previa de investigación con el apoyo de un tercero independiente para la posible determinación de dolo o culpa por parte del contratista.
- **Rescisión Contractual.** Aplicables ante el incumplimiento injustificado de obligaciones contractuales, previendo la posibilidad de emplear los mecanismos alternativos para la solución de controversias definidos en el contrato: conciliación y/o arbitraje.
- **Progresividad en el contrato.** Se incluye un mecanismo de ajuste que implica que aumentará la cantidad de recursos que reciba el Estado mexicano en caso de sorpresas positivas en materia de precios o de producción.

Por otra parte, y con el objeto de brindar las mejores condiciones de competencia, las Bases de esta Cuarta Convocatoria presentan cambios importantes con respecto a los procedimientos de licitación de las primeras tres Convocatorias de la Ronda Uno, entre los que destacan:

1. La precalificación de manera individual de los interesados. Dependiendo de sus capacidades operativas y financieras podrán ser precalificados como “Operadores” o “No Operadores”.
2. La conformación de licitantes agrupados se flexibiliza, debiendo cada uno contar al menos con un interesado previamente precalificado como “Operador”.
3. Para permitir la posibilidad de diversificar de forma óptima los riesgos asociados, un mismo interesado podrá ser parte de más de un licitante agrupado, sujeto a que dicho interesado no podrá presentar más de una propuesta para una misma área contractual.
4. Los interesados en precalificar como Operadores que de manera previa hayan adquirido el acceso y uso a la información relacionada al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, tendrán acceso a la información contenida en el cuarto de datos sin costo.
5. Se simplifican los requerimientos para presentación de información técnica y financiera.
6. La fecha del evento de presentación de propuestas y adjudicación se anunciará a más tardar durante el tercer trimestre del 2016 y el acto se calendarizará al menos 90 días después de su anuncio.

7. La asignación de los contratos considerará las propuestas que realicen los licitantes con respecto a dos variables: la regalía adicional que se pague al Estado mexicano y el posible compromiso del licitante de perforar un pozo durante el período inicial de exploración.

Finalmente, considerando la alta volatilidad observada en los meses recientes en el mercado petrolero internacional, y con el fin de asegurar las mejores condiciones para el Estado, se ha determinado que la licitación para campos de extracción de crudos pesados y extra pesados se aplazará hasta nuevo aviso.

Fuente de información:

<http://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-de-prensa-151-2015>

La reestructuración de Pemex se realizó en tiempo récord (Pemex)

El 14 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) comunicó que su reestructuración operativa se llevó a cabo en un tiempo récord de tan sólo ocho meses, y es considerada la más grande de los últimos 20 años en México.

Éste es uno de los primeros resultados tangibles del cambio cultural en que está inmersa la empresa, luego de la Reforma Energética, aseguró el Director General de la firma al entregar reconocimientos a la primera generación de Campeones y Facilitadores del Cambio Cultural.

En una ceremonia realizada en el Centro Administrativo de la Ciudad de México, el funcionario de Pemex manifestó que el año próximo la empresa se verá inmersa en cambios profundos a nivel institucional y para sus trabajadores. El más importante, dijo, es sin duda la transformación cultural que estamos impulsando.

Dio a conocer que al cierre de 2015 se habrán incorporado al Programa de Cambio Cultural alrededor de un mil trabajadores, cifra que duplica la estimación original. Para 2016, ya con 100 facilitadores internos, 15 mil trabajadores estarán inmersos en este proceso para estar a la altura de la competencia y de los retos que plantea la apertura del sector.

Expresó que la transformación cultural es la única garantía de que los cambios que se han ido produciendo se consoliden, porque supone la transformación de cada uno de los petroleros.

Finalmente, reiteró su compromiso personal y el del cuerpo directivo de Pemex para apoyar en forma decidida y con absoluta convicción este esfuerzo de cambio cultural.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-120-nacional.aspx

Anuncia Petróleos Mexicanos inversiones por 23 mil millones de dólares (Pemex)

El 8 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) anunció proyectos que representan una inversión total de 23 mil millones de dólares y la generación de más de 60 mil empleos directos.

Al evento, realizado en la refinería Miguel Hidalgo de Tula, asistieron el Secretario de Energía y Presidente del Consejo de Administración de Pemex y el Director general de Pemex.

Entre los proyectos que se dieron a conocer, resalta el de la producción de gasolinas de ultra bajo azufre (UBA) en las seis refinerías del país, cuya inversión total ascenderá a 3 mil 100 millones de dólares con una producción final de más de 210 mil barriles

diarios, lo que permitirá reducir en más de 90% la emisión de gases de efecto invernadero y la emisión de contaminantes a la atmósfera.

En concreto, la inversión de gasolinas limpias en la refinería Miguel Hidalgo, es de 250 millones de dólares, con la creación de 4 mil puestos de trabajo. Esta obra incluye una planta desulfuradora con capacidad de 30 mil barriles por día de carga, la cual permitirá producir gasolina de ultra bajo azufre, así como una unidad regeneradora de amina, una torre de enfriamiento, un sistema de desfogue de hidrocarburos quemador elevado y uno de desfogue de gas ácido, así como edificaciones e instalaciones de servicios auxiliares y sistemas complementarios.

Por otra parte, el proyecto de diesel de ultra bajo azufre se desarrollará en las seis refinerías con una inversión de 3 mil 900 millones de dólares para la construcción de 19 plantas nuevas y la modernización de 17 unidades externas, con lo cual se reducirán las importaciones de este combustible.

La inversión específica de esta obra en la refinería de Tula será de 770 millones de dólares y los trabajos iniciarán el próximo mes de enero.

De manera adicional, Pemex invertirá casi 5 mil millones de dólares para la reconfiguración de la refinería de Tula, con lo que se ampliará la capacidad de procesamiento de crudo en 25 mil barriles diarios para llegar a una capacidad instalada total de 340 mil barriles. Con ello, esta refinería ocupará el primer lugar en cuanto a capacidad de refinación en el país.

Los proyectos de las reconfiguraciones de las refinerías de Salamanca y Salina Cruz significarán una inversión adicional de 8 mil millones de dólares. En total, las tres reconfiguraciones crearán 46 mil empleos.

Por otro lado, al informar del descubrimiento de nuevos pozos tanto en aguas profundas como en aguas someras, el Director general de Pemex señaló que como parte de la actividad exploratoria realizada en el presente año, con una inversión de 35 mil millones de pesos, la empresa ha incorporado reservas 3P por más de mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 60% están en aguas someras, 35% en aguas profundas y 5% en áreas terrestres.

Destacó que con estos resultados, Pemex estima alcanzar una tasa de restitución de reservas totales 3P del orden de 85%, con lo que será posible revertir la tendencia de los dos últimos años.

En el evento, informó también sobre el avance de los cuatro primeros proyectos de cogeneración que desarrolla Pemex a través de la empresa productiva subsidiaria Pemex Cogeneración y Servicios.

Dichos proyectos, que representan una inversión superior a 3 mil millones de dólares y generarán 7 mil 300 empleos, se están realizando en las refinerías de Tula, Hidalgo; Cadereyta, Nuevo León, y Salina Cruz, Oaxaca, así como en el complejo procesador de gas de Cactus, Chiapas.

Cabe resaltar que con la aplicación de estas tecnologías altamente competitivas, que generan simultáneamente electricidad y vapor, se obtendrá una mayor eficiencia energética al pasar de 40 a 80%, en tanto se incrementará la confiabilidad, seguridad y flexibilidad en la operación de los centros industriales de Pemex.

En materia ambiental, dichos proyectos permitirán la disminución de 7 millones de toneladas de dióxido de carbono anual.

Estas acciones han sido posibles a partir de la entrada en vigor de la Reforma Energética, la cual ha permitido a Pemex establecer alianzas y asociaciones estratégicas para impulsar diversos proyectos de inversión.

Al finalizar la gira de trabajo, se presentó al Presidente de la República el proyecto de renovación del Museo Tecnológico de la CFE (MUTEC) para convertirlo en el Museo Nacional de Energía y Tecnología (MUNET), el cual une esfuerzos de los sectores público y privado y de la sociedad en general para la generación de valor cultural, social y medioambiental en beneficio de los mexicanos.

El proyecto ejecutivo de esta importante obra es del arquitecto Enrique Norten, quien resultó ganador de un concurso al que se invitó a 11 destacados arquitectos mexicanos con una sólida trayectoria profesional.

El jurado, presidido por José Luis Cortés, presidente del Colegio de Arquitectos de México, e integrado por prestigiados especialistas de universidades, institutos y museos en el país, consideró que el proyecto ganador resultó innovador, funcional, sustentable y de alta eficiencia energética, además que cuenta con parámetros de vanguardia arquitectónica, integrado armónicamente al entorno artístico de la 2ª sección del Bosque de Chapultepec.

La gestión de la renovación del museo está a cargo de un fideicomiso integrado por empresas del sector energético.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-notainformativa-nacional.aspx

Conclusión de la cobertura de ingresos petroleros del Gobierno Federal para 2015 (SHCP)

El 8 de diciembre de 2015, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) informó que el Gobierno Federal recibió 6 mil 284 millones de dólares por concepto de cobertura sobre los ingresos petroleros del Gobierno Federal para el ejercicio fiscal 2015.

Conforme a la normatividad aplicable, estos recursos se destinarán a hacer frente al Presupuesto de Egresos de la Federación 2015.

A fin de asegurar los ingresos petroleros ante una caída en los niveles del precio de la mezcla mexicana de exportación por debajo del previsto en la Ley de Ingresos de la Federación 2015, la SHCP implementó un programa de cobertura de precios de petróleo.

El programa de cobertura para 2015, contempló dos estrategias complementarias. En primer término, al momento de contratar la cobertura se adquirieron opciones de venta tipo *put* por 228 millones de barriles sobre crudos tipo Maya y *Brent*, con un precio de ejercicio promedio equivalente de la mezcla mexicana de exportación de 76.4 dólares por barril (dpb). En segundo lugar, para cubrir la diferencia de 2.6 dólares que quedarían descubiertos entre el precio ponderado de las opciones de 76.4 dpb y los 79 dpb establecidos en la Ley de Ingresos para el 2015, se creó una subcuenta en el Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios (FEIP). Esta cuenta se denominó “Complemento de Cobertura 2015”, con un saldo de 7 mil 944 millones de pesos (mdp).

Al respecto, se informa que ante la disminución en el precio promedio del petróleo observado del 1° de diciembre de 2014 al 30 de noviembre de 2015, el Gobierno Federal recibió un pago de 6 mil 284 millones de dólares por concepto de las opciones

adquiridas. Los recursos fueron recibidos en el FEIP el 7 de diciembre de 2015 y cubrirán el gasto aprobado en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2015 ante la reducción de los ingresos petroleros del Gobierno Federal. Lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 1º, décimo sexto párrafo, de la Ley de Ingresos para el 2015.

Los dólares serán convertidos a pesos a través del Banco de México, en partes proporcionales, cada día hábil a partir del próximo 9 de diciembre y hasta el día 28 de diciembre. Por tanto, se estima cambiar aproximadamente 483 millones de dólares cada día, mismos que se verán reflejados en las reservas internacionales de este Instituto Central.

El programa de coberturas se ha implementado por el Gobierno Federal desde hace más de 10 años. En ejercicios anteriores, el mayor monto recibido por compra de coberturas se observó en 2009 cuando se recibieron 5 mil 85 millones de dólares. Por tanto, el monto recibido este año, 6 mil 284 millones de dólares, es el mayor desde que inició el programa de coberturas.

Cabe recordar que el programa de coberturas para 2016 contempló también las dos estrategias complementarias señaladas con anterioridad. El programa cubrió un precio de 50 dpb habiéndose contratado opciones de venta tipo *put* a un precio promedio equivalente a 49 dpb para la mezcla mexicana de exportación y cubriéndose un dólar adicional con la creación de una subcuenta en el FEIP por un monto de 3 mil 477 mdp.

El programa de coberturas forma parte de la estrategia integral de manejo de riesgos del Gobierno Federal, que ha permitido atenuar los efectos adversos de la caída de los precios internacionales del petróleo en las finanzas públicas, en favor de las familias mexicanas.

Fuente de información:

<http://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-de-prensa-147-2015>

Informa Petróleos Mexicanos sobre sus resultados de exploración en 2015 (Pemex)

El 9 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) realizó la exploración de 30 pozos, obteniendo éxito de 45% en su viabilidad comercial (superior al promedio internacional), lo que le permitió incorporar reservas totales 3P (probadas, probables y posibles) por alrededor de mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 57% corresponden a crudo ligero y gas condensado, 20% a crudo pesado y 23% a gas no asociado, con un costo promedio de descubrimiento de 2 dólares por barril.

De este modo, Pemex alcanzará una tasa de restitución de reservas 3P del orden de 85%, con lo que será posible revertir la tendencia a la baja que se ha registrado en este indicador. La inversión total en actividades de exploración en el año ascendió a 35 mil millones de pesos.

Con los nuevos descubrimientos de los pozos Teocalli-1001 y Jaatsul-1 en aguas someras, se estima lograr una producción de 40 mil barriles y 30 millones de pies cúbicos de gas diarios. Aunados a los cuatro descubrimientos anunciados en el primer semestre de este año, la producción adicional en aguas someras aumentará en 140 mil barriles y 120 millones de pies cúbicos de gas al día para inicios de 2018.

A fin de dar certidumbre y acelerar el desarrollo de los campos descubiertos, Pemex desarrolla un importante programa de pozos delimitadores para el próximo año. Para

este fin, el Consejo de Administración autorizó asignar 300 millones de dólares que permitirá impulsar el programa de delimitaciones. En este sentido, se delimitó exitosamente el bloque oriental del campo Tsimin de aguas someras, en el Litoral de Tabasco, con lo que se podrá iniciar su desarrollo y posterior explotación.

Por lo que respecta a aguas profundas, se logró delimitar el campo Nat en tanto se descubrieron los campos Hem, frente a las costas de Veracruz, y Cratos, en el área del Cinturón Plegado Perdido al norte del Golfo de México, frente a Tamaulipas. Actualmente se delimita en esta misma área el campo Exploratus.

Asimismo, en áreas terrestres se descubrieron en Veracruz dos campos cercanos a infraestructura actual (Licanto 1 y Licayote 1) que incorporarán una producción aproximada de 4 mil barriles de petróleo y 90 millones de pies cúbicos de gas diarios a fines de 2016.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-119-nacional.aspx

Autorizan a Pemex operación de infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos (Pemex)

El 18 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) recibió, conforme a la legislación derivada de la Reforma Energética, diversos permisos de parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para la operación de infraestructura de transporte y de almacenamiento:

Transporte:

- 6 sistemas de ductos de petrolíferos con extensión de 8 mil 566 kilómetros.
- 1 sistema de ductos de hidrocarburos que abarcan 5 mil 218 kilómetros.

- 1 sistema de ductos de petroquímicos de 282 kilómetros de longitud.
- 5 permisos para flota mayor (16 buquetanques) y flota menor (6 embarcaciones).
- 4 sistemas de transporte de autotanques lo que representa 1 mil 456 unidades que realizan entregas diarias a estaciones de servicio.

Almacenamiento:

- 73 terminales de almacenamiento con una capacidad de 17 millones de barriles.
- Siete permisos de terminales marítimas.
- Tres permisos de almacenamiento de gas LP.

Lo anterior complementa los permisos existentes para 1 mil 583 kilómetros del sistema de ductos de gas L.P. y para 2 sistemas de almacenamiento de gas L.P., que previamente habían sido autorizados por la CRE.

Con lo anterior, Pemex Logística estará en posibilidad de prestar los servicios de transporte y almacenamiento para enfrentar los retos que presenta la apertura del mercado energético en el país.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-121-nacional.aspx

Anuncian resolución referente a la monetización de la participación de Pemex en Gasoductos de Chihuahua (Pemex)

El 18 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) comunicó que la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) publicó la resolución respecto al

acuerdo para que IEnova adquiriera el 50% del capital social de Gasoductos de Chihuahua. A continuación se presenta la información.

Pemex y IEnova informan:

- Recibieron resolución de la “COFECE” por la cual objeta la transacción en los términos en los que fue planteada.
- Pemex debe buscar vender, mediante licitación, su participación en dos de los siete activos de Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. (“Gasoductos de Chihuahua”) como resultado de resoluciones previas emitidas por la extinta Comisión Federal de Competencia. Dichos activos son conocidos como Gasoducto San Fernando y LPG Ducto TDF (los “Activos Condicionados”).
- Es importante resaltar que la resolución no señala que la adquisición por parte de IEnova del 50% del capital social de Gasoductos de Chihuahua ponga en riesgo el proceso de competencia y libre concurrencia.
- En consecuencia, Pemex y IEnova están en proceso de reestructurar la transacción para que: a) Pemex esté en condiciones de llevar a cabo un proceso de licitación respecto de los Activos Condicionados para cumplir con los requerimientos establecidos en el pasado por la COFECE. Lo anterior, no limita a que IEnova pueda ejercitar en dicho proceso licitatorio los derechos corporativos (derecho de tanto y de admisión) que detenta en las sociedades titulares de los permisos relacionados con los Activos Condicionados, y por otro lado b) IEnova pueda adquirir la participación de Pemex en Gasoductos de Chihuahua respecto a los demás activos, excluyendo los Activos Condicionados.
- Se espera que el cumplimiento de las condiciones establecidas en el pasado por la COFECE, la reestructura de la transacción, así como la notificación

correspondiente a dicha Comisión, se lleven a cabo durante el primer trimestre de 2016.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-122-nacional.aspx

Se resuelve qué petrolíferos y petroquímicos continuarán sujetos a regulación de ventas de primera mano (CRE)

El 16 de diciembre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía resuelve qué petrolíferos y petroquímicos continuarán sujetos a regulación de ventas de primera mano”. A continuación se presentan los detalles.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-
Comisión Reguladora de Energía.

RESOLUCIÓN Número RES/717/2015

**RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA
RESUELVE QUÉ PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS CONTINUARÁN
SUJETOS A REGULACIÓN DE VENTAS DE PRIMERA MANO**

RESULTANDO

Primero. Que el 20 de diciembre de 2013, el 11 de agosto y el 31 de octubre de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto en Materia de Energía), la Ley de Hidrocarburos (LH), la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento).

Segundo. Que el 28 de agosto de 2014, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) expidió la Resolución RES/389/2014 por la que de manera transitoria se aprueban, entre otros, los términos y condiciones, así como las metodologías para la determinación de los precios aplicables a las ventas de primera mano de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

Tercero. Que el 14 de mayo del 2015, la Comisión Federal de Competencia (COFECE) publicó en el DOF los Criterios técnicos para el cálculo y aplicación de un Índice Cuantitativo para medir la Concentración del Mercado.

Cuarto. Que el 9 de junio de 2015, esta Comisión publicó el Acuerdo A/023/2015, por el cual interpreta las definiciones de Petroquímicos y Petrolíferos, comprendidas en el artículo 4, fracciones XXVIII y XXIX, de la Ley de Hidrocarburos.

Quinto. Que el 22 de octubre de 2015, esta Comisión aprobó el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía interpreta, para efectos administrativos, la Ley de Hidrocarburos, a fin de definir el alcance de la regulación en materia de petrolíferos y petroquímicos.

Sexto. Que el 22 de octubre de 2015, esta Comisión aprobó el Acuerdo por el cual la Comisión determina que el gas nafta no es petrolífero ni petroquímico, para efectos de regulación.

CONSIDERANDO

Primero. Que, conforme lo disponen los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2 y 3 de la LORCME, esta Comisión es una Dependencia de la Administración Pública Centralizada con carácter de Órgano

Regulador Coordinado en Materia Energética y cuenta con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como personalidad jurídica propia.

Segundo. Que, de conformidad con el artículo Transitorio Décimo Tercero, primer párrafo de la LH, esta Comisión continuará sujetando las ventas de primera mano de petrolíferos y petroquímicos (VPM) a principios de regulación asimétrica con objeto de limitar el poder dominante de Petróleos Mexicanos (Pemex), en tanto se logra una mayor participación de agentes económicos que propicien el desarrollo eficiente y competitivo de los mercados.

Tercero. Que, en términos del segundo párrafo del artículo Transitorio Décimo Tercero de la LH, se entiende por VPM la primera enajenación en territorio nacional, que realicen Pemex, sus organismos subsidiarios o divisiones y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una Persona Moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos, y dicha venta deberá realizarse a la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, los puntos de inyección de producto importado, ductos de Internación o en los puntos de inyección de los Hidrocarburos provenientes de manera directa de campos de producción.

Cuarto. Que, de conformidad con el párrafo cuarto del artículo Décimo Tercero Transitorio, la regulación de las VPM incluirá la expedición de la metodología para el cálculo de sus precios y que, al efecto, se deberá observar la práctica común en mercados desarrollados de petrolíferos y petroquímicos y los precios deberán reflejar, entre otros, el costo de oportunidad y las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional de dichos productos.

Quinto. Que el artículo Transitorio Décimo Cuarto de la LH dispone, entre otras cosas, lo siguiente:

- a) Que, a partir del 1 de enero de 2015 y, como máximo hasta el 31 de diciembre de 2017, la regulación sobre precios máximos al público de gasolinas y diésel será establecida por el Ejecutivo Federal mediante acuerdo;
- b) Que, desde el 1 de enero de 2018, los precios se determinarán en condiciones de mercado, y
- c) Que Pemex será el único que podrá importar estos productos hasta el 1 de enero de 2017, o antes si las condiciones de mercado lo permiten.

Sexto. Que, en términos del artículo Transitorio Vigésimo Noveno de la LH, los precios al público del gas licuado de petróleo serán establecidos por el Ejecutivo Federal mediante acuerdo, hasta en tanto se implemente una política de apoyos focalizados a los consumidores de este bien, lo cual deberá ocurrir a más tardar el 31 de diciembre de 2016, y que como máximo hasta el 31 de diciembre de 2015 solo Pemex, sus empresas subsidiarias, empresas filiales o divisiones podrán importar dicho combustible.

Séptimo. Que, derivado de reuniones de trabajo con funcionarios de Pemex, asociaciones de consumidores y distribuidores de los productos a que se refiere esta Resolución, esta Comisión ha logrado identificar las características principales de los mercados regulados de petrolíferos y petroquímicos en los que participa Pemex, apoyada además en la información entregada por dicha empresa productiva del Estado sobre diversos productos, la cual se enlista a continuación:

- a) Descripción de los productos petrolíferos y petroquímicos;
- b) Los productos sustitutos y complementarios;
- c) Regulación al comercio exterior de los productos;

- d) El volumen de ventas de los productos;
- e) La producción de Pemex;
- f) Importaciones por parte del sector privado;
- g) La participación de mercado por parte de Pemex en los diversos productos, y
- h) El comportamiento histórico de los precios de los productos.

Octavo. Que, con base en la información a su alcance, esta Comisión advierte que Pemex participa de manera desigual en los distintos mercados de petrolíferos y petroquímicos objeto de la presente resolución. En particular, esta Comisión observa que en la mayoría de los mercados analizados Petróleos Mexicanos mantiene una posición dominante, en tanto que para otros productos tiene cuotas de participación de mercado tales que no permiten a esta Comisión inferir un problema de poder dominante.

Noveno. Que, derivado de lo señalado en el Considerando Quinto, Pemex podría mantener su posición de suministrador único en gasolinas, diésel y gas licuado de petróleo, por lo que resta del presente año y el siguiente en los primeros dos casos, y durante 2015 en el tercero, por lo que en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo Transitorio Décimo Tercero esta Comisión deberá regular las VPM de dichos productos.

Décimo. Que, en los casos en que se advierte que Pemex detenta una participación de mercado igual o superior a 50% a nivel nacional, esta Comisión considera que existen condiciones para que dicha empresa ejerza poder dominante en los mercados de los productos que más adelante se identifican, lo cual es consistente con el criterio establecido por la *Antitrust Division* del Departamento de Justicia de Estados Unidos

de Norteamérica, la cual estima que un índice de *Herfindahl–Hirschman* entre 1 mil 500 y 2 mil 500 puntos refleja una concentración moderada de mercado.

Undécimo. Que, en virtud de lo referido en el Considerando inmediato anterior, esta Comisión determina que aquellos productos en cuyos mercados Pemex tenga una participación igual o mayor al 50%, a nivel nacional, serán objeto de regulación asimétrica, sin perjuicio de que, con base en la evolución de dichos mercados y la obtención de información más detallada, esta Comisión revise el grado de participación de mercado de Pemex periódicamente con base en los criterios a que se refiere el Considerando Décimo, a fin de cambiar o acotar el grado y la naturaleza de la intervención de esta Comisión sobre cada producto.

Duodécimo. Que, con base en lo estipulado en el Considerando Undécimo, en adición a la gasolina, el diésel y el gas licuado de petróleo, esta Comisión advirtió que Pemex detenta una participación de mercado mayor que el umbral referido en el Considerando Décimo en los siguientes mercados, mismos que seguirán sujetos a regulación en materia de VPM por esta Comisión:

Producto	Participación mínima de Pemex en el Mercado Nacional en el año 2014 -Porcentajes-
Turbosina	82.0
Intermedio 15 (IFO 180 M)	94.0
Gasóleo doméstico	100.0
Gas avión	99.9
Combustóleo	96.0

Decimotercero. Que la legislación previa a la entrada en vigor de la LH consideraba al metano un petroquímico básico, distinguiéndolo del gas natural para referirse a este mismo hidrocarburo cuando era utilizado como insumo petroquímico. Con la expedición de la LH desaparece esta distinción, por lo que debe entenderse que ambas denominaciones se refieren al mismo hidrocarburo sujeto a la regulación específica en la materia.

Decimocuarto. Que esta Comisión no ha otorgado permisos de transporte por ducto para etano importado ni ha recibido solicitudes de la misma naturaleza, por lo que actualmente no existe competencia para Pemex y, en consecuencia, se aplicará la regulación respectiva a dicho producto.

Decimoquinto. Que por lo que toca al propano y a los butanos se trata de productos que tienen uso como materia prima y como combustible, y en los que hay producción excedente en Estados Unidos de Norteamérica que podrá ser importada sin restricción alguna a partir del primero de enero de 2015 cuando se permita la libre importación de su mezcla en varias proporciones conocida como Gas Licuado del Petróleo y cuyo control de importaciones afectaba a dichos productos. Dado que el país es importador neto de estos productos, es previsible que Pemex enfrentará una fuerte competencia y carecerá del poder de mercado que generaban las barreras de entrada a las importaciones, por lo que en consecuencia no será necesaria su regulación.

Decimosexto. Que, por lo que toca a las naftas, aunque se han recibido comentarios respecto de la participación de otros agentes en el mercado, los datos de comercio exterior confirman que Pemex no enfrenta competencia significativa, por lo que esta Comisión seguirá regulando las naftas hasta en tanto no cuente con más elementos al respecto.

Decimoséptimo. Que, con independencia de avanzar en un análisis más detallado de los mercados de petrolíferos y petroquímicos, esta Comisión vigilará el desarrollo de

aquellos que ha determinado regular así como los que resuelve liberar, a fin de determinar qué acciones son conducentes a una mayor competencia y en qué casos se requiere un mayor grado de intervención.

Decimooctavo. Que los mercados de petrolíferos distintos al combustóleo, la turbosina, la gasolina, el diésel y el gas licuado de petróleo, así como los de los petroquímicos, se caracterizan, entre otros aspectos, por ceñirse a transacciones bilaterales pactadas convencionalmente entre compradores y vendedores, con base en la diversidad de calidades de los productos, por un lado, así como sus usos finales, por el otro. Particularmente en México, el mercado de estos productos cuenta con un número relativamente pequeño de compradores, lo que hace innecesaria una regulación exhaustiva y puntual que establezca principios de aplicación general para todas las transacciones.

Decimonoveno. Que, por lo que toca al combustóleo, es el único de los petrolíferos en que el país cuenta con balance comercial superavitario, además que alrededor de 80% de la demanda interna corresponde a la Comisión Federal de Electricidad. Adicionalmente, en razón de ventajas competitivas, el combustóleo está siendo objeto de un proceso amplio de sustitución por otros combustibles, tales como gas natural y gas licuado de petróleo.

Vigésimo. Que, de manera similar, la adquisición de turbosina está controlada mayormente por Aeropuertos y Servicios Auxiliares y que, en lo tocante a la demanda de la aviación internacional, está sujeta a una intensa competencia y es muy factible que en el corto plazo se establezcan otros competidores para abastecer la demanda nacional.

Vigésimo primero. Que, en virtud de lo señalado en los Considerandos Décimo Octavo a Vigésimo y teniendo en mente propiciar un entorno más competitivo, se estima conveniente que la CRE ejerza sus facultades de regulación en materia de Ventas de

Primera Mano (VPM) en los mercados de petroquímicos y petrolíferos distintos de gas licuado de petróleo, diésel y gasolina, con base en los siguientes principios generales:

- I. Pemex y los Adquirentes pactarán las condiciones contractuales y los precios, de conformidad con las metodologías y lineamientos generales establecidos por la Comisión.
- II. Establecer a Pemex obligaciones de publicidad de información a fin de que los participantes en los mercados dispongan de elementos para vigilar y monitorear el comportamiento competitivo de Pemex e identificar el presunto ejercicio de poder dominante en las VPM.
- III. Establecer a Pemex requerimientos para que presente a la CRE información relevante de los contratos de VPM con objeto de evaluar el desarrollo competitivo de los mercados.
- IV. Intervenir, a petición de parte o cuando esta Comisión advierta un presunto abuso de poder dominante de Pemex, o bien de incumplimiento de los principios establecidos en los instrumentos respectivos, para restaurar una regulación asimétrica rigurosa en precios y de términos y condiciones con base en los principios que señala la Ley de Hidrocarburos y, en su caso, las sanciones que resulten procedentes.

Vigésimo segundo. Que, en términos del artículo Transitorio Décimo Tercero, último párrafo, de la LH, esta Comisión sancionará el incumplimiento por parte de Pemex, respecto de los términos y condiciones de VPM y sus precios, objeto de esta Resolución, con multas de ciento cincuenta mil días a setenta y cinco millones de días de salario mínimo general vigente en el Distrito Federal.

Vigésimo tercero. Que, con fecha 9 de octubre de 2015, esta Comisión envió a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) a través de la herramienta electrónica COFEMERMIR, el anteproyecto de la presente Resolución y el formato de la solicitud de exención de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR).

Vigésimo cuarto. Que, mediante oficio COFEME/15/3556, de fecha 14 de octubre de 2015, la COFEMER otorgó la exención de MIR sobre el Anteproyecto de la presente Resolución y su correspondiente MIR, por lo que se puede continuar con el procedimiento para su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Por lo anterior y con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, VIII, IX, X, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 41 y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracciones III y IV, 5, segundo párrafo, 48, fracción II, 81, fracción I, inciso e), VI y VIII, 82, 95, 131 y Transitorios Décimo Tercero y Décimo Cuarto de la Ley de Hidrocarburos; 2, 4, 57, fracción I, y 69 H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 3, 5, fracción V, 19, 68, 70 y Transitorio Séptimo del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 3 10, 16, fracción I, 17, fracción I y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Esta Comisión Reguladora de Energía continuará regulando las ventas de primera mano de los productos petrolíferos y petroquímicos que se incluyen en el cuadro siguiente:

Combustóleo	Gasolina de 87 Octanos
Diésel	Gasolina de 93 Octanos
Etano	Intermedio 15 (IFO 180M)
Gas Licuado de Petróleo	Naftas
Gasavión	Turbosina
Gasóleo Doméstico	

Segundo. Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias, sus empresas filiales y divisiones, podrán llevar a cabo libremente las ventas de primera mano de los productos que se incluyen en el cuadro siguiente:

Butano
Propano

Tercero. Esta Comisión Reguladora de Energía expedirá regulación detallada aplicable al gas licuado de petróleo, gasolina y diésel; para el resto de los productos enunciados en el Resolutivo Primero anterior, desarrollará la regulación apegándose a los principios establecidos en el Considerando Vigésimo Primero. Las referidas regulaciones no admitirán pacto en contrario.

Cuarto. Esta Comisión Reguladora de Energía revisará anualmente, o bien antes, si así lo considera necesario, la evolución de los mercados de los productos a que se refiere el Resolutivo Primero anterior, a efecto de determinar la pertinencia, adecuación o continuidad de la regulación de ventas de primera mano, en términos de lo manifestado en la presente Resolución.

Quinto. Publíquese la presente Resolución en el Diario Oficial de la Federación.

Sexto. La presente Resolución entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Séptimo. El presente acto administrativo sólo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que en su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía ubicadas en Av. Horacio 1750, colonia Los Morales Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D.F.

Octavo. Inscríbase la presente Resolución bajo el Núm. **RES/717/2015**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Fuente de información:

http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5420234&fecha=16/12/2015

Disminuyen los precios de las gasolinas y el diésel en enero de 2016 (SHCP)

El 24 de diciembre de 2015, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) comunicó que, derivado de la Reforma Energética y en apego al esquema de precios de los combustibles aprobado por el H. Congreso de la Unión, los precios máximos de las gasolinas y el diésel disminuirán 3% en enero de 2016. A continuación se presentan los detalles de la información.

Como resultado de la Reforma Energética y del esquema de precios de los combustibles aprobado por el H. Congreso de la Unión, en el mes de enero de 2016, los precios de las gasolinas y el diésel disminuirán por primera vez en la historia reciente del país. Específicamente, el precio de la gasolina magna será de 13.16 pesos por litro (menor al precio de este año en 41 centavos por litro), el de la “Premium” 13.98 (menor en 40 centavos), y en el caso del diésel, de 13.77 (menor en 43 centavos).

En enero de 2016 comenzará la aplicación del nuevo esquema de precios y régimen fiscal de las gasolinas y el diésel. Este esquema prevé que los precios de las gasolinas y el diésel serán variables, reflejando cambios en las condiciones del mercado. Sin embargo, con objeto de limitar la volatilidad, en 2016 los precios máximos mensuales sólo podrán fluctuar dentro de una banda de +3% y -3% respecto a su precio observado en 2015.

En cuanto al régimen fiscal, el impuesto a los combustibles automotrices (IEPS) será de un monto fijo por litro de combustible. Esta es la forma que tiene en la mayoría de los países y sirve para fomentar la competencia y evitar que surjan de nuevo subsidios regresivos.

Además, se mantiene el esquema de homologación que ha venido funcionando en las ciudades de la frontera norte, evitando que haya una diferencia sostenida en los precios de combustibles entre México y Estados Unidos de Norteamérica.

Fuente de información:

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44064/comunicado_155_2015.pdf

Los costos promedio de producción de Petróleos Mexicanos son inferiores a 10 dólares por barril (Pemex)

El 12 de enero de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) mantiene uno de los costos de producción más bajos a nivel mundial, con un promedio menor a 10 dólares por barril en los campos que actualmente están activos; incluso, en algunos pozos en aguas someras, el costo es inferior a 7 dólares por barril.

El nivel de costos promedio medido en dólares incluso ha disminuido recientemente debido a un efecto cambiario derivado de la apreciación del dólar, ya que la mayoría de los servicios que se utilizan en estos campos de producción están contratados en pesos.

Este nivel de costos implica que las actividades de producción de Pemex continúan siendo rentables, aun con la disminución reciente en las cotizaciones internacionales de los hidrocarburos.

Cabe desatacar que los costos de producción de Pemex son inferiores a los de la mayoría de las grandes petroleras como *Exxon, Eni, Conoco, BP, Shell, Chevron* y *Petrobras*, de acuerdo con fuentes de los reportes anuales presentados ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC).

El costo de 23 dólares por barril que ha llegado a reportarse asociado a las actividades de Pemex, es un costo esperado a futuro vinculado con el amplio portafolio de yacimientos de la empresa, y que incorpora tanto la exploración, la delimitación de campos, la perforación de pozos y la instalación de infraestructura, como la producción en nuevos campos.

Sin embargo, dada la relación que existe entre los precios de los hidrocarburos y los costos de producción en el sector, es probable que un escenario de menores precios lleve a disminuciones adicionales en los costos vinculados a los campos mencionados.

Como ejemplo, Pemex anunció el año pasado seis nuevos descubrimientos (dos en aguas profundas, dos en aguas someras y dos en tierra) que permitieron incorporar reservas por mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De este modo, se logró revertir la tendencia a la baja en la tasa de incorporación de nuevas reservas, la cual se estima sea de alrededor de 85% de reservas totales 3P.

Cabe precisar que de manera específica, el costo de descubrimiento de dichos yacimientos fue de 2 dólares por barril.

Ante el entorno internacional de la baja de los precios del petróleo, Pemex está aprovechando las herramientas que le otorgó la Reforma Energética para continuar impulsando diversos proyectos de inversión, abriendo nuevas líneas de negocio que le permitan mantener una estructura financiera sana y generar valor económico en beneficio de México.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-004-nacional.aspx

Prospectivas del Sector Energético 2015-2029 (SENER)

El 29 de diciembre de 2015, la Secretaría de Energía (SENER) publicó sus “Prospectivas del Sector Energético 2015-2029”. Las prospectivas del sector energético: Electricidad; Petróleo y Petrolíferos; Energías Renovables; y Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029 son un instrumento de planeación que ofrece información confiable de la situación actual del mercado energético a nivel nacional e internacional.

Son también un ejercicio de planeación de la expansión prevista en el país durante los próximos años, representando una visión de los posibles escenarios del mercado, y sirviendo así como un punto de apoyo en las decisiones estratégicas que requiere el país.

Con el nuevo marco legal de la Reforma Energética, el sector energético se enfrenta a uno de los retos más importantes de las últimas cinco décadas, su renovación y funcionamiento eficiente.

La trascendencia de esta Reforma radica en que permitirá el fortalecimiento de la soberanía nacional a través de una mayor seguridad energética. Además de que impulsará un rápido crecimiento económico, generando oportunidades de desarrollo y empleo para cientos de miles de mexicanos.

Aunado a esto, una de las grandes transformaciones derivadas de la Reforma Energética, es que la industria eléctrica operará a través de un mercado de energía en el que participen empresas públicas y privadas en igualdad de condiciones, con el fin de ofrecer electricidad a precios competitivos para la industria, los servicios y el campo, y más asequibles para las familias. Con el aseguramiento del abasto racional de energía eléctrica a lo largo del país se mantiene una estrategia fundamental para dar una mejor calidad de vida a los mexicanos.

El compromiso de la presente Administración es el garantizar el progreso de México modernizando el modelo del sector eléctrico y manteniendo siempre la rectoría de éste. El cambio de paradigma no es reto sencillo, se requiere de priorizar, apoyar y orientar las inversiones que permitan el fortalecimiento de un sector que se había mantenido limitado en su capacidad de invertir.

En este sentido, dada su importancia en la economía nacional como palanca de desarrollo, la planeación del sector energético requiere de objetivos bien definidos. Su estructuración estratégica debe de estar asentada en una sólida conformación de política energética mediante planes, programas y metas específicos que alineados a los objetivos comunes coadyuven al equilibrio del mercado y la sustentabilidad.

Las Prospectivas 2015-2029 se integran de la siguiente manera:

- Prospectiva de energías renovables¹.
- Prospectiva gas natural y gas LP².
- Prospectiva petróleo crudo y petrolíferos³.
- Prospectiva del sector eléctrico⁴.

A continuación se presentan los rasgos más sobresalientes del documento de la Secretaría de Energía.

A. Prospectiva de energías renovables

Mensaje del Secretario de energía

El año 2015 ha sido particularmente relevante para completar la instrumentación y operación de la Reforma Energética según las instrucciones del Presidente de la República, así como del mandato derivado del Honorable Congreso de la Unión desde la Reforma Constitucional de diciembre de 2013 y la legislación secundaria aprobada en agosto de 2014.

Al cierre de 2015, prácticamente están listas las instituciones, las regulaciones y las empresas para participar por primera vez en esta histórica reforma que establece el mercado de energía que inicia en enero de 2016, y que ha sembrado tan relevantes posibilidades para alcanzar una transición energética donde las energías limpias sean las principales protagonistas de los cambios en el sector eléctrico nacional. Muestra de ello es la publicación de la Convocatoria para la Primera Subasta de Capacidad y de Certificados de Energías Limpias. La pieza que faltaba para completar la armonización

¹ http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44324/Prospectiva_Energias_Renovables_2015_-_2029_VF_22.12.15.pdf

² http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44326/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP.pdf

³ http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

⁴ http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

entre las energías renovables y la Ley de Industria Eléctrica es la Ley de Transición Energética, que acaba de ser aprobada en el Congreso de la Unión. Con ello, estamos listos para impulsar una plena y efectiva participación del sector privado en la generación de electricidad, cuidando con esmero tanto el impacto social de los proyectos como la sustentabilidad de los mismos, tal como lo establece con precisión la reforma constitucional en materia de energía.

Deseo destacar que las energías limpias, y en particular las renovables, han tenido un vertiginoso ascenso en la escena internacional en materia de inversiones. Como se retoma en el Capítulo 2 de esta Prospectiva, los informes de las principales agencias de energía en el mundo reportan un crecimiento sostenido y ascendente de las inversiones, sobre todo en las tecnologías bajas en carbono, debido a dos factores principalmente: la reducción en los costos de las tecnologías limpias y las políticas públicas puestas en marcha para estimular la participación de las renovables. Por primera vez en cuatro décadas, las emisiones globales de carbono asociadas al consumo de energía permanecieron estables a pesar del crecimiento de la economía global. Esta estabilización se atribuye al aumento de la participación de las energías renovables.

Hay que tomar en consideración que ante un escenario de volatilidad y precios bajos de los hidrocarburos, es imperativo seguir demostrando la viabilidad de las energías renovables en el largo plazo, aprovechando el contexto de la creciente demanda por energéticos limpios y confiables, así como por los acuerdo de la COP21 en París que llaman al mundo a reducir emisiones y en consecuencia impulsar las energías limpias.

Previo a la publicación de la Ley de Energía Geotérmica y su Reglamento, producto de la reforma energética, la industria geotérmica en México mostraba un decaimiento en la generación debido al agotamiento de recursos y rezagos en la exploración y explotación de nuevos yacimientos geotérmicos. Con la entrada en vigo del nuevo marco regulatorio para los recursos geotérmicos, la industria se ha visto renovada por

el interés en el desarrollo y aprovechamiento de los recursos geotérmicos del país. A partir de la Reforma se han otorgado 6 concesiones para la explotación de recursos geotérmicos, de las cuales 2 se relacionan con proyectos totalmente nuevos, y 15 permisos de exploración distribuidos en 10 estados de la República.

La energía eólica ha tenido también un impresionante crecimiento y el portafolio de proyectos permite avizorar que para el cierre de esta administración federal, en 2018, tendremos 9 mil Megawatts adicionales con inversiones del orden de 14 mil millones de dólares y su consecuente derrama en empleos de cadenas de valor nacionales. Por su parte, la energía solar fotovoltaica, debido a las ganancias en competitividad y a la disminución de sus costos, vislumbra un crecimiento muy significativo en la capacidad instalada.

México enfrenta con decisión, pero también con organización, el mandato de avanzar en la construcción de una transición energética que provea al país de un sector eléctrico renovado, competitivo internacionalmente, atento a la integración de cadenas de valor nacionales, preparado para asumir con seguridad y confiabilidad una mayor proporción de energías renovables intermitentes en el sistema, al tiempo de asumir estos compromisos con plena responsabilidad hacia el medio ambiente y respetando los derechos humanos de las comunidades.

Introducción

La Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029 se presenta en cumplimiento del artículo 17 del Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento a la Transición Energética (LAERFTE). La Prospectiva tiene como objetivo analizar la penetración de las energías renovables en el país como parte de la transición energética y de esta manera informar sobre el estado del desarrollo del sector de energías renovables, su trayectoria futura y contribución al

cumplimiento de metas del país sobre capacidad y generación de energías renovables y limpias.

En esta edición de la Prospectiva, el escenario a 15 años de la participación de las energías renovables se encuentra enmarcado en la publicación del primer Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029 (PRODESEN) para el caso de la generación de energía eléctrica. Además, para el sector transporte se analiza la realización de la primera prueba de concepto de introducción de un biocombustible (etanol anhidro) en gasolinas.

Las energías renovables son definidas inicialmente por la LAERFTE, dicha definición es retomada por la Ley de Transición Energética (LTE), en su Artículo 3°, fracción XVI: “Aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes. Se consideran fuentes de Energías Renovables las que se enumeran a continuación:

- a) El viento;
- b) La radiación solar, en todas sus formas;
- c) El movimiento del agua en cauces naturales o artificiales con embalses ya existentes, con sistemas de generación de capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia definida como la relación entre capacidad de generación y superficie del embalse, superior a 10 watts/m²;
- d) La energía oceánica en sus distintas formas, a saber: de las mareas, del gradiente térmico marino, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;

- e) El calor de los yacimientos geotérmicos;
- f) Los bioenergéticos, que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, y
- g) Aquellas otras que, en su caso, determine la Secretaría de Energía”.

Adicionalmente, la Ley de la Industria Eléctrica, en su Artículo 3º, fracción XXII, y como parte de la definición de Energías Limpias incluye a los siguientes procesos de generación de electricidad que utilizan Energías Renovables, cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan:

- h) La energía generada por el aprovechamiento calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias, y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;
- i) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas;
- j) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la Comisión Reguladora de Energía y de emisiones establecidos por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales”.

Resumen Ejecutivo

La presente edición de la Prospectiva de Energías renovables se divide en cuatro capítulos o temas principales de análisis: El marco regulatorio y las políticas para las energías renovables; el contexto internacional y la ubicación de México en el mismo; el potencial de las energías renovables en México y su situación actual y, finalmente, un análisis de los escenarios de las energías renovables en el período 2015-2029.

En la primera parte se da cuenta de los principales avances en la implementación de la Reforma Energética, haciendo énfasis en los hitos relacionados con las energías renovables, el marco legal y regulatorio en que se apoyan estas tecnologías. En este sentido, la publicación de los Requisitos para la Adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018, así como la publicación de la Primera Convocatoria para las Subastas de Largo Plazo se constituyen como los principales elementos de promoción emanados de esta Reforma durante 2015. Del mismo modo, la reciente aprobación de la Ley de Transición Energética permitirá armonizar la definición de energías limpias en el contexto de la Ley de la Industria Eléctrica, así como de otros ordenamientos legales, incluida la Ley General de Cambio Climático.

Asimismo, se hace un recuento de los instrumentos de planeación, económicos y de investigación y desarrollo vigentes para el fomento de las energías renovables, entre los que resaltan el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables 2014-2018 (PEAER), la adición del artículo 77-A en la Ley del Impuesto sobre la Renta, que permite el incentivo fiscal de deducción al 100% de las inversiones realizadas en maquinaria y equipo para la generación de energía renovable o de cogeneración eficiente; y la creación de los Centros Mexicanos de Innovación de Energía (CEMIEs), que se han constituido como los principales instrumentos de investigación, desarrollo e innovación para las energías renovables. Los CEMIEs en geotermia, solar, eólica, bioenergía y energía del océano recibirán alrededor de 2 mil 679 millones de pesos, que serán complementados por aportaciones concurrentes del sector privado del orden de 1 mil 47 millones de pesos adicionales.

El inventario Nacional de Energías Limpias, el Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias y la Ventanilla de proyectos de Energías Renovables (VER) se posicionarán como los principales instrumentos de promoción en materia de energías limpias, incluidas las renovables. Particularmente, la VER permitirá disminuir en promedio de 620 a 465 el número de días trámite para la instalación de un proyecto

con este tipo de fuentes de energía, mientras que el Atlas será un insumo importante para los programas de adición y retiros de capacidad, así como de los programas de expansión de la Red Nacional de Transmisión y la Red General de Distribución.

Al igual que en ediciones anteriores, el Capítulo 2 presenta una reseña de la evolución en la capacidad instalada y la generación de energía eléctrica con energías renovables a nivel internacional, pero en esta ocasión además incorpora dos temas que son relevantes ante una mayor participación de las renovables en México: la situación actual y la evolución esperada de los costos de inversión, así como los costos de integración al sistema eléctrico de la energía solar y eólica.

Destaca en este capítulo el análisis sobre la evolución y mayor participación de las energías renovables en el contexto internacional, favorecida por el establecimiento de políticas públicas para su promoción y por la sostenida disminución de costos de las tecnologías, particularmente la eólica y la solar que son las que muestran el mayor dinamismo.

En este contexto, es importante destacar que los costos de inversión en México para la tecnología solar y eólica todavía se perciben por encima de los otros países de la región como Estados Unidos de Norteamérica, Brasil, Chile y Panamá, pero en el largo plazo se prevé una reducción de costos muy alineada principalmente con la prospectiva para Estados Unidos de Norteamérica y Brasil. En el caso de los proyectos geotermoeléctricos e hidroeléctricos, cuyos costos de capital son muy específicos de cada proyecto, los costos en México se encuentran en el rango observado a nivel internacional, por lo que en el largo plazo no se esperan reducciones importantes, además de que también se espera reflejen los valores esperados para Estados Unidos de Norteamérica y Brasil.

En lo relativo a la integración de una mayor proporción de energías renovables intermitentes al sistema, se destaca que como la mayoría de los sistemas eléctricos, el

mexicano no fue diseñado para incorporar generación eólica o solar, y se establece un conjunto de recomendaciones relevantes para tomar en consideración en la planeación de la transición energética que constituye ya un mandato de la legislación derivada de la Reforma Energética.

El Capítulo 3 presenta el potencial de México para la generación de energía eléctrica con energías renovables, y la evolución histórica en los últimos 10 años. También se presentan los avances en el uso de biocombustibles en el sector transporte, así como el aprovechamiento de la energía solar para el calentamiento de agua.

Resalta el potencial probado y probable con el que cuenta México, el cual se estima en 100 mil 278 GWh por año, suficiente para suministrar una tercera parte de toda la energía eléctrica generada durante 2014. Baja California Norte concentra alrededor de una tercera parte de este potencial (32.68%) y en conjunto con Chiapas y Oaxaca alcanzan poco más de la mitad (52.89%). En total éstas y otras 11 entidades federativas concentran alrededor del 84% del potencial identificado.

Al 30 de junio de 2015, la capacidad instalada de energías renovables en México sumó 16 mil 953.2 MW, lo cual representa el 25.3% de la capacidad total. La mayor parte de esta capacidad continúa dominada por las centrales hidroeléctricas, que contribuye con el 18.6%, seguida de las centrales eólicas, que participa con 4.1%. Asimismo, durante 2014 la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables alcanzó un total de 55 mil 2 GWh, el 18.2% de la generación total. Esta proporción se mantuvo sin cambio en el primer semestre de 2015, en que la generación fue de 27 mil 307.1 GWh. Destaca durante 2015 una disminución en la participación de la generación hidroeléctrica y el crecimiento de la eólica y la geotérmica.

Por otro lado, previo a la publicación de la Ley de Energía Geotérmica y su Reglamento, la industria geotérmica en México mostraba un decaimiento en la generación debido al agotamiento de recursos y rezagos en la exploración y explotación de nuevos

yacimientos geotérmicos. Con la entrada en vigor del nuevo marco regulatorio para los recursos geotérmicos, la industria se ha visto renovada por el interés en el desarrollo y aprovechamiento de los recursos geotérmicos del país. En tan solo 16 meses, a través del régimen transitorio definido por la Ley de Energía Geotérmica se han otorgado 6 concesiones para la explotación de recursos geotérmicos, de las cuales 2 se relacionan con proyectos totalmente nuevos, y 15 permisos de explotación distribuidos en 10 estados de la República.

En materia de bioenergéticos la Comisión Intersecretarial de Bioenergético (CIB) determinó realizar una prueba de concepto para introducir etanol anhidro al 5.8% (E6) en gasolinas Magna impulsando proyectos que abastezcan este biocombustible en los estados de San Luis Potosí y Veracruz. Esta prueba, coordinada por Pemex, involucra la producción e introducción de etanol durante 10 años, alcanzando volúmenes entre 1 mil 536 y 2 mil 221.5 millones de litros de este bioenergético. Los insumos serán la caña de azúcar y el sorgo.

Respecto al calentamiento solar de agua, su uso ha mostrado una tendencia creciente en los últimos 10 años. Durante 2013 y 2014 se ha logrado mantener una tasa de crecimiento de alrededor de 300 mil metros cuadrados al año.

Finalmente, el Capítulo 4 presenta el escenario para el desarrollo de las energías renovables en México en los próximos 15 años, el cual retoma el Programa indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), así como los programas de ampliación y modernización de la red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución contenidos en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2015-2029.

Bajo este escenario, la capacidad instalada en energías renovables se incrementará en 20 mil 869 MW hacia el año 2029, es decir, un crecimiento de alrededor de 134% respecto al año base (2014). Las principales adiciones de capacidad tendrán lugar en

proyectos de energía eólica con alrededor de 12 mil MW, seguido por los proyectos hidroeléctricos, los cuales habrán adicionado alrededor de 5 mil 450 MW. Hacia el año 2029, las centrales solares y proyectos geotermoeléctricos habrán adicionado una capacidad similar con 1 mil 822 MW y 1 mil 618 MW, respectivamente. Los proyectos que aprovechan la biomasa tendrán un crecimiento moderado en comparación del resto de las tecnologías, registrando hacia el final del período adiciones de capacidad por únicamente 108MW.

En lo que respecta a los recursos geotérmicos, y derivado del escenario esperado de la Ley de Energía Geotérmica y su Reglamento, se prevé una adición de capacidad de 1 mil 60 MW en el período 2015-2029, es decir, un crecimiento de 121% en los próximos 15 años.

En términos de generación de energía eléctrica, el escenario de energías renovables y otras tecnologías limpias del PRODESEN ubica a México en el camino adecuado para dar cumplimiento con sus metas de mediano y de largo plazo, ya que es congruente con las metas establecidas recientemente en la Ley de Transición Energética. De esta forma, en el año 2018 la generación de electricidad con energías limpias de este escenario alcanzaría 33.87% en 2018, mientras que para 2021 y 2024 llegaría a 38.64 y 42.81%, respectivamente.

Una de las áreas de oportunidad identificadas en los siguientes ejercicios de planeación es mejorar la información sobre costos de inversión de las energías renovables, además de generar información que permita estimar los costos de su integración al Sistema Eléctrico Nacional.

En este sentido, la generación distribuida con energías renovables podría tener un papel decisivo para alcanzar las metas de mediano plazo del PEAER. Este tipo de generación es particularmente adecuada para acelerar el desarrollo de las energías renovables en México, no solo porque ayuda a reducir el consumo de energía que de otra manera

hubiera sido generada en centrales convencionales, sino también porque ha permitido incorporar bloques importantes de capacidad en México en los últimos años.

B. Perspectiva de gas natural y gas L.P. 2015-2029

Presentación

La transición energética es un cambio que se está dando a nivel mundial, al migrar del uso masivo de energías fósiles hacia las energías limpias, pasando por el uso más intensivo del gas natural. En este sentido el gas natural se ha constituido como un combustible de transición fundamental para el país. La exploración y extracción de este hidrocarburo, así como la infraestructura de transporte para llevarlo a las distintas regiones, impulsarán las actividades del resto de la cadena de valor, como la transformación y producción de petroquímicos y fertilizantes, la industria y, principalmente, la generación eléctrica.

Uno de los compromisos de la Administración del Presidente de la República es impulsar el crecimiento y desarrollo óptimo del sector energético, por lo que, el 20 de diciembre de 2013, se promulgó la Reforma Energética, la cual es uno de los cambios más importantes de las últimas décadas. Un ejemplo claro de los resultados de la Reforma es la creación de una obra de infraestructura extraordinaria, la Red Nacional de Gasoductos. Con este fin, se construyen cerca de 10 mil kilómetros adicionales, que permitirán transportar gas natural a lugares que antes carecían de él y reducir el uso de diésel y combustóleo en la generación de electricidad, con beneficios ambientales y de reducción de las tarifas eléctricas.

Con la nueva red, se contará con un sistema de suministro integrado a las redes de Estados Unidos de Norteamérica, lo cual permitirá acceder al gas de yacimientos de lutitas del sur de Texas y los que se abran en el norte de México, aprovechando las condiciones de precio del mercado regional. En resumen, se habrá incrementado el

acceso al gas natural para generar electricidad y para promover competitivamente a las empresas nacionales.

La planeación indicativa contenida en este documento, considera los avances obtenidos en el último año como: la publicación, en diciembre de 2014, de la primera convocatoria de cinco que conforman la Ronda Uno, y los resultados de las licitaciones llevadas a cabo hasta el momento. Hacia el futuro, se considera lo previsto en el Plan Quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019 el cual es un pilar fundamental de la política energética del sector hidrocarburos y uno de los instrumentos clave para la implementación de la Reforma Energética. Con ello se da cumplimiento a tres metas principales: maximizar la participación de empresas en las licitaciones, aumentar la producción de hidrocarburos e incrementar la tasa integral de restitución de reservas, y contribuir a la generación del conocimiento del subsuelo.

De igual manera, para asegurar un abasto confiable, seguro y a precios competitivos de gas natural en todo el país, el 14 de octubre del presente año se llevó a cabo la presentación del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, el cual constituye una herramienta de planeación indicativa que permite evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado. Este documento fue tomado como base en lo referente a infraestructura de gas natural presentada en esta prospectiva.

El presente documento constituye una herramienta de planeación indicativa de las industrias de gas natural y gas L.P. En el mismo, se muestran las necesidades futuras del país, así como los proyectos, que permitirán contar con un abasto confiable de éstos combustibles en todo el territorio nacional, bajo un esquema de libre acceso,

competencia, con reglas claras y transparentes. Con ello, la política energética adquiere un enfoque integral y participativo que responde a los requerimientos e inquietudes de la sociedad en general, compañías; así como de los gobiernos locales, de expertos y académicos.

Introducción

En los últimos años, el gas natural se ha convertido en un elemento clave para el desarrollo de la industria y la generación eléctrica; mientras que el gas L.P. es el principal combustible que se utiliza en los hogares. La importancia de ambos combustibles en el desarrollo nacional, hace necesario contar con una herramienta de planeación indicativa, que coadyuve en la toma de decisiones en estos mercados y permita evaluar con mayor precisión la disponibilidad y la demanda de ambos combustibles en el mediano plazo, brindando certeza sobre los proyectos de infraestructura, así como elementos para la toma de decisiones de inversión por parte del sector privado. La elaboración de esta Prospectiva es el resultado de la participación colaborativa de distintas dependencias del Gobierno Federal.

El documento está integrado por cuatro capítulos en los que se presenta el comportamiento histórico y prospectivo del mercado, tanto de gas natural, como de gas L.P.

En el **primer** capítulo, se describen las regulaciones de las actividades de la cadena de valor de gas natural y gas L.P. y las atribuciones del Estado, específicamente, de la Secretaría de Energía (SENER), Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Así como los avances que se han tenido a partir de la Reforma Energética, los cuales se toman como base en la planeación indicativa del mercado de gas natural y gas L.P.

El **segundo** capítulo, presenta el comportamiento del mercado de gas natural, en temas como demanda, producción, reservas, infraestructura y comercio. Este capítulo está dividido en tres secciones, en la **primera** sección se describe el mercado internacional; la **segunda** sección aborda el comportamiento del mercado nacional en el período de 2004-2014; finalmente, en la sección **tres** se presentan las estimaciones de la oferta y demanda del gas natural en el período 2014-2029.

En el **tercer** capítulo, se describe el comportamiento de la demanda, producción, infraestructura y comercio de gas L.P. El capítulo se divide en tres secciones. La **primera** sección describe el mercado internacional de este combustible; en la **segunda** sección se aborda el comportamiento histórico del mercado nacional a lo largo del período de 2004-2014; y, en la **tercera** sección, se presenta el comportamiento del mercado de gas L.P. en el período 2014-2029.

Finalmente, en el capítulo **cuatro** se presenta un análisis de sensibilidad para el gas natural, en el que se describen dos escenarios de producción de gas (máximo y mínimo), y las repercusiones que cada uno de estos escenarios tendría en el mercado de gas natural en los próximos años. De igual manera, se presenta una evaluación del escenario de oferta mínima vs la expansión de la Red Nacional de Gasoductos.

El conocimiento de la información contenida en el presente documento es de vital importancia tanto para nuestra sociedad como para el sector privado pues, al obtener una visión de mediano y largo plazo sobre el desarrollo de estos mercados, se brinda certidumbre a la industria y se incentiva una mayor participación. Con ello, se encamina el rumbo del sector hacia las metas propuestas que representan los pilares de la Reforma Energética, en beneficio de nuestro país.

Capítulo Uno: Marco Regulatorio de Gas Natural y Gas L.P.

Resumen Ejecutivo

El 20 de diciembre del 2013 se publicó el Decreto de Reforma Constitucional, con la que se consolida la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo y la rectoría del Estado en la industria energética. Adicionalmente, se contempla un modelo de contratación en la exploración y extracción de hidrocarburos, en la que se permite la inversión privada y la competencia en actividades de transporte y transformación industrial de hidrocarburos. Los avances que se han tenido a partir de la Reforma energética, han sido pieza clave para el desarrollo del país, entre los principales se encuentran:

La suscripción de un convenio para la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, se llevó a cabo el 30 de septiembre de 2014. Este Fondo tiene como fin, recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos, con excepción de los impuestos, en términos de lo dispuesto en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

La asignación de campos a Pemex, mediante la Ronda Cero; cuyo resultado se presentó el 13 de agosto de 2014, con la que se fortalece a esta empresa, dotándole de recursos para poder asegurar sus niveles de producción de forma eficiente.

El 11 de agosto de 2014 se publicaron las leyes secundarias donde se reformaron 12 y se expidieron nueve, con el fin de fortalecer la Reforma Constitucional, asimismo el 31 de octubre de 2014 se publicaron las leyes reglamentarias.

En cuanto a la exploración y extracción de hidrocarburos, el 11 de diciembre de 2014 se publicó la **primera** convocatoria de licitación de la Ronda Uno, y cuya licitación y asignación de los bloques se presentaron el 15 de julio, resultando como ganador de

dos bloques, el consorcio integrado por las empresas *Premier Oil LLC*, *Sierra Oil and Gas* y *Talos Energy*.

La **segunda** convocatoria de licitación de la Ronda Uno fue publicada el 27 de febrero de 2015, y el resultado de ésta se llevó a cabo el 30 de septiembre del presente año, en el que se asignaron tres contratos en la modalidad de producción compartida a los licitantes: ENI International, y los consorcios formados por *E&P Hidrocarburos* y *Panamerican Energy*, por una parte, y la mexicana de Grupo BAL, Petrobal, con la estadounidense *Fieldwood Energy*.

La **tercera** convocatoria de licitación de la Ronda Uno se presentó el 12 de mayo de 2015, en la que se licitaron, 26 áreas contractuales terrestres para la extracción de hidrocarburos en los estados de Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Chiapas.

Por otra parte, se han publicado documentos que son una herramienta para la planeación en materia de energía entre los cuales se encuentra: el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico, publicado el 30 de junio de 2015, el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015–2019, cuya presentación se llevó a cabo el 2 de julio; y el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, presentado el 14 de octubre del presente año.

Finalmente, el pasado 29 de octubre, Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) firmaron un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco-Hermosillo.

Para fortalecer la Reforma Energética se expidieron leyes, reglamentos y decretos, como son: La Ley de Hidrocarburos, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Ley del

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, Ley de Petróleos Mexicanos, Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Decreto por la que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural.

Asimismo, las actividades de la cadena de valor tanto de gas natural como de gas licuado de petróleo (gas L.P.) están reguladas principalmente por la Ley de Hidrocarburos, en la que se explica las diferentes actividades que las Secretarías y los Órganos Reguladores, tienen que realizar para poder llevar a buen término lo estipulado en dicha Ley.

Capítulo Dos: Mercado de Gas Natural

Resumen Ejecutivo

Mercado Internacional

Actualmente existen factores clave para el crecimiento de la demanda de gas, por ejemplo, su bajo precio en ciertas regiones, mejores eficiencias en centrales de generación eléctrica y las ventajas en cuanto a emisiones en comparación con otros tipos de combustibles fósiles.

Al cierre de 2014, la demanda mundial de gas natural se ubicó en 328 mil 280.7 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), lo que significó un incremento de 0.4% respecto a 2013.

Aun cuando en 2014, la demanda de gas natural en la región de Europa y Euroasia disminuyó 4.8% en comparación con 2013, se mantuvo como la mayor consumidora a nivel mundial con un volumen de 97 mil 683.3 mmpcd.

En el caso de la región de Norteamérica, ésta fue la segunda mayor consumidora de gas natural con un volumen de 91 mil 861.0 mmpcd, lo que representó un incremento de 2.3% respecto a 2013. Le siguen, la región de Asia-Pacífico cuya demanda fue de 65 mil 656.2 mmpcd; la región de Medio Oriente con una demanda de 45 mil 5.3 mmpcd; la región de Sudamérica con 16 mil 454.6 mmpcd, y finalmente, la región con el menor consumo fue África, con un volumen de 11 mil 620.4 mmpcd.

En cuanto a la producción de gas natural en 2014, ésta se incrementó 1.5% respecto al año previo, pasando de 329 mil 813.7 mmpcd a 334 mil 821.7 mmpcd. En 2014, la producción mundial de gas fue impulsada principalmente por Estados Unidos de Norteamérica, asociada a una mayor producción de gas de lutitas.

La región de Europa y Euroasia fue la mayor productora de gas natural con un volumen de producción de 96 mil 983.0 mmpcd, lo que significó una disminución de 3.1% respecto a 2013. Le siguen la región de Norte América, que presentó un volumen de 91 mil 759.7 mmpcd; la región de Medio Oriente alcanzó una producción de 58 mil 146.0 mmpcd, Asia-Pacífico produjo 51 mil 394.2 mmpcd; la región de África presentó una disminución, para ubicarse en 19 mil 605.8 mmpcd; finalmente, la región Sudamérica tuvo una producción de 16 mil 930.0 mmpcd, 1.0% más que en 2013.

En 2014, las reservas probadas alcanzaron un volumen de 6 mil 606.4 billones de pies cúbicos (bpc), de éstas, casi 80% se concentran en 10 países. El país con la mayor reserva probada fue Irán con un volumen de 1 mil 201.4 bpc lo que representó una participación de 18.2% a nivel mundial; en segundo lugar se posicionó Rusia con una reserva de 1 mil 152.8 bpc y una participación de 17.4% y, en tercer lugar, Qatar con una participación de 13.1% y un volumen de 866.2 por ciento.

La región de Medio Oriente fue la que presentó el mayor volumen de reserva probadas con 2 mil 818.6 bpc y una participación de 42.7% de las reservas a nivel mundial; con un volumen de 2 mil 49.5 bpc, la región de Europa y Euroasia fue la segunda región

con la mayor reserva probada. Le siguen las regiones de Asia-Pacífico posee 539 bpc; Norteamérica con 429.0 bpc, y la región de Sudamérica, con un volumen de reservas probadas de 270.6 bpc.

Por otra parte, en 2014, el volumen de gas natural comercializado a nivel mundial fue de 96 mil 478.4 mmpcd, es decir, se tuvo una disminución de 3.4% respecto al reportado en 2013. De este volumen, 64 mil 235.5 mmpcd fueron comercializados mediante ductos y 32 mil 242.9 mmpcd fueron en forma de Gas Natural Licuado (GNL).

La región de Europa y Euroasia fue la que realizó la mayor comercialización de gas a nivel mundial con un volumen de 52 mil 964.9 mmpcd; le siguen la región de Asia-Pacífico que comercializó un total de 29 mil 146.8 mmpcd; la región de Medio Oriente con un total de 16 mil 489.0 mmpcd; la región de Norte América comercializó un total de 12 mil 471.2 mmpcd; la región de África comercializó 8 mil 9.2 mmpcd; y, finalmente en la región de Sudamérica, el volumen destinado al comercio fue de 5 mil 090.6 mmpcd.

Mercado Nacional Histórico

Al cierre de 2014, la demanda total de combustibles fue de 16 mil 829.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), de ésta, la demanda de gas natural alcanzó un volumen de 7 mil 209.3 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) es decir el 42.8% del total, seguido por la gasolina con 3 mil 738.3 mmpcdgne, diésel con 2 mil 219.9 mmpcdgne, carbón con 1 mil 246.6 mmpcd, gas L.P. 1 mil 99.0 mmpcdgne, combustóleo 912.6 mmpcdgne y finalmente coque de petróleo con 403.7 mmpcdgne.

Al 1° de enero de 2015, las reservas remanentes totales de gas alcanzaron un volumen de 54 mil 889.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), de estas reservas, la reserva remanente total de gas natural asociada a yacimientos representaron el mayor

volumen, 68.0% del total, con un volumen de 37 mil 313.1 mmmpc, mientras que la reserva de gas no asociado representó 32.0% con un volumen de 17 mil 576.5 mmmpc.

Al 1° de enero de 2015, las reservas probadas ascendieron a 15 mil 290.5 mmmpc, de las cuales 10 mil 7.5 mmmpc corresponden a gas asociado y 5 mil 283.0 mmmpc de gas no asociado. En el caso de las reservas probables, éstas presentaron un volumen de 15 mil 316.1 mmmpc, del cual 11 mil 302.7 mmmpc corresponden a gas asociado y 4 mil 13.4 mmmpc a gas no asociado. Finalmente las reservas posibles presentaron un volumen de 24 mil 283.0 mmmpc, de éstas el 65.9% corresponde a gas asociado, es decir, un volumen de 16 mil 2.9 mmmpc, y el 34.1% a gas no asociado.

En lo referente a la producción de gas natural, en 2014 se alcanzó un volumen de 6 mil 531.9 mmpcd, lo que representó un incremento de 2.5% respecto a la producción de 2013, es decir 161.6 mmpcd adicionales. La producción total incluye 774.0 mmpcd de nitrógeno. En cuanto a la producción por origen, el gas asociado representó el 73.8% de la producción nacional, alcanzando un volumen de 4 mil 819.9 mmpcd, es decir 4.6% más que en 2013. Por otra parte, la producción de gas no asociado participó con el 26.2% de la producción total nacional, con un volumen de 1 mil 712.0 mmpcd, lo que representa una disminución de 2.9% respecto al año anterior.

En cuanto a permisos, al terminó de 2014 existían 25 permisos vigentes de transporte de acceso abierto aprobados a inversionistas privados, de los cuales 21 estaban operando y 4 se encuentran en proceso de construcción. Estos permisos suman un total de 15 mil 109.3 mmpcd de volumen promedio transportado y una inversión de 5 mil 950.4 millones de dólares.

Durante 2014, la CRE dio por terminado anticipadamente un permiso de transporte de gas natural de acceso abierto, asimismo, otorgó tres permisos de transporte de acceso abierto a las empresas TAG Pipelines Norte, S. de R. L. de C. V., Transportadora de

Gas Natural del Noroeste, S. de R. L. de C. V. y TAG Pipelines Sur, S. de R. L. de C. V.

Por otra parte, el 17 de octubre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía otorgó al CENAGAS el permiso provisional como Gestor Independiente para la Gestión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, con el propósito de garantizar la continuidad y seguridad de la prestación de los servicios en ese sistema y contribuir con el abastecimiento de dicho energético en el territorio nacional.

Actualmente, el CENAGAS es el gestor y administrador del sistema de transporte de gas natural más importante del país, integrado por más de 8 mil 700 kilómetros de gasoductos instalados a lo largo de todo el territorio mexicano, con una capacidad de 5 mil 107 millones de pies cúbicos diarios. Adicionalmente, se autorizó a PGPB la cesión al CENAGAS del permiso de transporte de gas natural correspondiente al Sistema Naco Hermosillo (SNH), mismo que actualmente no se encuentra interconectado al Sistema Nacional de Gasoductos (Sistrangás).

En lo que respecta al precio, en 2014, el precio promedio de referencia internacional del gas natural (ventas de primera mano de Reynosa) se ubicó en 4.26 dólares por millón de British Thermal Unit (BTU), que representó un incremento de 0.75 dólares por millón de BTU, dicho comportamiento se debió a las bajas temperaturas en Estados Unidos de Norteamérica en el primero y último trimestres del año.

El gas natural continúa siendo el combustible de menor precio en el mercado. El diferencial de precios entre el gas natural y el combustóleo se mantuvo en niveles similares a los del año anterior (2013), lo que ubicó al precio del gas natural en 9.50 dólares por millón de BTU por debajo de aquel del combustóleo; sin embargo, a finales del año el diferencial disminuyó por la caída en los precios del petróleo.

Finalmente, en 2014, las importaciones de gas ascendieron a 2 mil 861.1 mmpcd, 13.7% más respecto a 2013, de éstas, 2 mil 4.8 mmpcd se importaron mediante ducto provenientes de Estados Unidos de Norteamérica y 856.3 mmpcd fueron recibidos en las tres terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado. Las importaciones recibidas en estas terminales provienen principalmente de países como Perú, Trinidad y Tobago, Nigeria, Indonesia y Qatar.

Mercado Nacional Prospectivo

Como resultado de la Reforma Energética del pasado 20 de diciembre de 2013, y de acuerdo con las Leyes y Reglamentos derivados de ésta, la información que se presenta en esta sección, fue trabajada en conjunto con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en lo que respecta a la producción; y CENAGAS en el caso de los proyectos de infraestructura de transporte. Asimismo, se tomaron datos de sus respectivos Planes Quinquenales.

La demanda nacional de gas natural se incrementará en 44.1% en 2029, pasando de 7 mil 209.3 en 2014 a 10 mil 390.3 mmpcd, lo que representa una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.5%. Lo anterior se explica por mayor uso de este combustible en los sectores eléctrico, petrolero e industrial principalmente, y a que se tendrá mayor infraestructura de gasoductos, lo cual permitirá tener mayor acceso a este combustible.

En cuanto a la producción, la CNH realizó un estimado de la producción de gas natural para los siguientes 15 años, en los que se consideraron dos escenarios de producción (mínimo y máximo).

En el corto plazo, se privilegiará la selección de campos con mayor avance en su desarrollo que no hayan sido solicitados por Pemex en Ronda Cero, o bien que para el desarrollo de los mismos la empresa carezca de las capacidades técnicas, financieras y

de ejecución suficientes, de acuerdo con lo establecido en el Sexto Transitorio del Decreto. A mediano y largo plazo, las empresas que resulten ganadoras en las rondas de licitación podrán desarrollar proyectos de exploración y extracción en áreas poco exploradas y con alto potencial de desarrollo, contribuyendo a incrementar la producción de gas natural.

En el caso de la plataforma de producción de gas para el escenario mínimo, se estima que la producción alcanzará un volumen de 5 mil 69.5 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2029, lo que representará una disminución de 13.7% respecto a la producción de 2014. En este escenario, la producción tendrá una disminución en los próximos años y, en 2020, se incrementará debido a la producción por parte de las empresas ganadoras de las licitaciones en las rondas subsecuentes.

En el caso de la plataforma de producción de gas para el escenario máximo, la CNH estima que aumentará 43.7%, pasando de 5 mil 873.4 mmpcd en 2014 a 8 mil 442.4 mmpcd en 2029, y tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 3.1% durante el período 2015-2029. En este escenario, se observa que la producción máxima se alcanzará en 2025, con un volumen de 8 mil 678.4 mmpcd.

En lo que se refiere a infraestructura, el pasado 29 de octubre de 2015, Petróleos Mexicanos y el Centro Nacional de Control del Gas Natural firmaron un convenio marco y el contrato de transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos y Naco-Hermosillo, que anteriormente pertenecían a Pemex.

En materia de planeación, el Artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos, establece que el CENAGAS deberá proponer a la SENER, para su aprobación, previa opinión técnica de la CNH, el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (plan quinquenal).

Por lo que, el pasado 14 de octubre de 2015, se presentó el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, en el cual se incluyen proyectos derivados del Plan Nacional de Infraestructura, lo que implica una expansión del Sistema de 5 mil 159 kilómetros de nuevos gasoductos y una estación de compresión. Se estima que la inversión total estimada será de 9 mil 736 millones de dólares.

Finalmente, en lo referente a comercio de gas en los próximos años, se espera que, en 2029, las importaciones totales de gas natural alcancen un volumen de 4 mil 52.2 mmpcd, es importante señalar que la totalidad de estas importaciones serán realizadas mediante ductos. En lo que respecta a las exportaciones, Pemex tiene planeado exportar 113.9 mmpcd en 2029, lo que representará una tmca de 15.9% durante el período 2014-2029.

Capítulo Tres: Mercado de Gas L.P.

Resumen Ejecutivo

Mercado Internacional

En regiones y países en desarrollo, los combustibles sólidos, como la leña, están siendo reemplazados por el gas L.P.; esto se debe a que este combustible es una excelente opción frente a otros al considerar sus propiedades, tales como: portabilidad, alto poder calorífico y bajas emisiones de carbono. Casi la mitad de la demanda de gas L.P. se concentra en el sector residencial, en donde se utiliza para la cocción de alimentos y calefacción principalmente.

En esta sección se describen el mercado de gas L.P a nivel mundial, las principales regiones demandantes y productoras a nivel mundial y su comercio internacional durante 2014. Asimismo, aborda uno de los principales acontecimientos relacionados

con la producción de gas en lutitas en Estados Unidos de Norteamérica, a saber, la fuerte expansión en las exportaciones de gas L.P.

Durante 2014, la región de Asia-Pacífico fue la que presentó la mayor demanda de gas L.P., con una participación aproximada de 34% del total mundial; le siguen la región de Norteamérica, con una participación superior al 20%; la región de Europa y Eurasia, presentó una participación de alrededor del 15%; Latinoamérica, con una participación a nivel mundial de aproximadamente 11%; Medio Oriente, tuvo una participación de cerca del 10%; y, finalmente, la región de África presentó la menor participación en la demanda mundial de gas L.P.

En general se pronostica que la demanda de gas L.P. tenga un aumento en los próximos años, superando las 300 mmt para el año 2019.

En cuanto a la producción, en 2014, la región de Norteamérica fue la mayor productora de gas L.P. con una participación de aproximada del 23% de la producción mundial; le siguen la región de Medio Oriente, con una participación de alrededor de 22%; la región de Asia-Pacífico, fue la tercera mayor productora de gas L.P. con un porcentaje de participación de aproximadamente 21%; la región de Europa y Eurasia, con una participación de alrededor de 17%; y, finalmente en 2014, las regiones de Latinoamérica y África, presentaron una participación aproximada de 8 y 7% respectivamente. Hacia el futuro, se espera que la producción de gas L.P. en 2019, alcance un volumen de más de 300 millones de toneladas.

Finalmente, se estima que en 2015, el comercio de gas L.P. alcance un volumen de 80.2 mmt, que representará un aumento de 3.0 mmt respecto a 2014. En el caso del comercio en el Golfo Pérsico, se espera se tenga un crecimiento en las exportaciones de 1.1 mmt, alcanzando un volumen de 35.6 mmt en 2015.

En el caso de Norteamérica, el mayor cambio se dio en los Estados Unidos de Norteamérica, conforme la producción del país aumentó, las exportaciones netas se incrementaron en 292 mbd.

En el caso del comercio en el Mediterráneo, se espera que en 2015, el comercio de gas L.P dentro de esta misma región alcance un volumen de 11.4 mmt. Asimismo, se realizan importaciones desde regiones como África, Norteamérica, y Europa, por un volumen aproximado de 3.8 mmt; mientras que las exportaciones alcanzan un volumen de 0.2 mmt.

Por otra parte, se espera que el volumen de gas L.P. comercializado en la región Europea, sea de 10.5 mmt, de estos 6.8 se comercializan dentro de la misma región.

En Asia, aun cuando la producción ha ido en aumento, liderada por la rápida expansión en la capacidad de refinación de China, esta región todavía dependerá en gran medida de importaciones de gas L.P. El mayor aumento en importaciones a nivel mundial, se verá en esta región, donde se espera que se incrementen aproximadamente en 2.4 mmt, pasando de poco más de 43 mmt en 2014 a 45.5 mmt en 2015.

Asimismo, en la región de África se espera que el volumen de gas L.P. comercializado sea de 3.8 mmt. Las exportaciones de África occidental se incrementarán alcanzando un volumen de 3.1 mmt.

Finalmente, se espera que en 2019 el comercio de gas L.P. en Latinoamérica se ubique en 8 mmt, de los cuales 1.2 mmt se comercializarán dentro de la misma región, y 7.8 mmt se importarán de Estados Unidos de Norteamérica. Se estima que las importaciones de Norteamérica hacia Latinoamérica se incrementaron 32 % de 2013 a 2014.

Mercado Nacional Histórico

Al cierre de 2014, la demanda nacional de Gas L.P. fue de 287.2 miles de barriles diarios (mbd), 0.2% más que en 2013. De este volumen, el sector residencial demandó 170.8 mbd, lo que representó el 59.5% del total de la demanda. Le siguen los sectores servicio con 42.1 mbd, autotransporte con 35.9 mbd, sector industrial con 29.2 mbd y finalmente los sectores petrolero y agropecuario con 5.1 y 4.0 mbd.

En 2014, la producción de gas L.P. fue de 206.1 mbd, 1.0 mbd menos que en 2013. De este total, 175.7 mbd fueron producidos por PGPB (no incluye el gas licuado del Sistema Nacional de Refinación (SNR), ni el del campo Nejo de PEP), mientras que la producción por parte de PR fue de 27.1 mbd y la producción de PEP fue de 3.0 mbd.

En el último año, la producción de PGPB presentó una disminución de 1.1%, pasando de 177.7 mbd en 2013 a 175.7 mbd en 2014, esto debido a una menor disponibilidad de gas húmedo amargo y de condensados amargos. Del total de esta producción el Centro Procesador de Gas (CPG) Cangrejera produjo 47.0 mbd, 19.9% más que en 2013, mientras que el CPG Matapionche fue el que produjo la menor cantidad de gas con apenas 0.8 mbd.

En el caso de la producción de PR, ésta pasó de 26.1 mbd en 2013 a 27.1 mbd en 2014, lo que representó un incremento de 3.9%. La mayor producción de PR provino de la Refinería de Tula con un volumen de 12.2 mbd, 13.1% más que en 2013, le sigue la Refinería de Minatitlán con 6.2 mbd, Salina Cruz con 3.6 mbd, Salamanca con 2.9 mbd, Cadereyta con 1.3 mbd y, finalmente, la Refinería de Madero con 0.8 mbd.

En lo referente a la infraestructura para el transporte de gas L.P., al cierre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tenía otorgados cinco permisos de transporte de gas L.P. a diferentes empresas: TDF, S. de R.L. de C.V., (cuyo trayecto va del Centro Procesador de Gas Burgos hacia Monterrey, Nuevo León); Ductos del Altiplano, S.A

de C.V. (trayecto Tuxpan, Veracruz hacia Atotonilco de Tula, Hidalgo); Penn Octane de México S. de R.L de C.V. (trayecto, cruce fronterizo de Sabina, Tamaulipas hacia la terminal en Matamoros); Pemex Gas y Petroquímica Básica SNGLP (trayecto Cactus hacia Guadalajara) y Pemex Gas y Petroquímica Básica “Hobbs-Mendez” (trayecto, estación “hobbs”, localizada en la frontera de Texas, Estados Unidos de Norteamérica, hacia Ciudad Juárez, Chihuahua).

Actualmente, México no produce todo el gas L.P. que necesita, por lo que para satisfacer al mercado nacional compra alrededor del 30% de su demanda en el mercado internacional.

En 2014, se importaron 85.0 mbd de gas L.P., de los cuales 65.3% se importaron a través de buque tanques, es decir 55.5 mbd. El mayor volumen, 36.7 mbd equivalente al 66.1% de las importaciones mediante buques, se recibió en la terminal de Pajaritos.

En el caso de las exportaciones, éstas tuvieron un crecimiento de 1.1 mbd, pasando de 0.2 mbd en 2013 a 1.3 mbd en 2014, este volumen fue enviado a Belice.

En el caso de los precios de gas, durante el 2014, el precio de venta de primera mano (VPM) promedio 9.0 pesos /kg (\$/kg), lo que representó un 9.6% más que el promedio del año 2013. En el período de enero a diciembre de 2014, el precio de VPM paso de 8.72 \$/ kg a 9.19 \$/kg.

En el caso del precio ponderado de gas L.P. al usuario final, durante el período de enero a diciembre de 2014, se tuvo un incremento de 8.8%, pasando de 11.37 \$/kg a 12.3 \$/kg. Durante todo el año se mantuvo un incremento de 0.09 \$/kg.

Mercado Nacional Prospectivo

En 2029 se estima que la demanda de gas L.P. alcanzará un volumen de 323.6 mbd, lo que representa una tmca de 0.8% en el período de estudio. El mayor incremento en la demanda en estos años se dará entre 2016 y 2018, pasando de 282.8 mbd en 2016 a 294.7 mbd en 2017 y a 307.8 mbd en 2018. Lo anterior se explica debido a que se espera un incremento en la demanda del sector petrolero en esos años, asociado a una estrategia de Pemex para usar este combustible como insumo en una de sus refinerías.

Por otra parte, la producción de gas L.P. en 2029 presentará una disminución de 3.5%, pasando de 206.1 mbd en 2014 a 198.8 mbd en 2029, lo que representa una tmca negativa de 0.02% durante el período de análisis. Del total de la producción, 147.9 mbd provendrán de los CPGs; mientras que el restante, 50.9 mbd, serán producidos en las refinerías. La producción mínima en el período de estudio se presenta en 2015, equivalente a 119.5 mbd, mientras que el máximo se espera en 2025 con un volumen de 251.7 mbd, cayendo a 198.8 mbd al final del período.

En lo referente al comercio de gas L.P., se pronostica que las importaciones de gas L.P. crecerán a una tmca de 2.6% durante el período 2014-2029, alcanzando un volumen de 124.7 mbd, un aumento de 46.8% respecto a 2014. En cuanto a las exportaciones, el volumen máximo que se exportará será en 2016 con 16.7 mbd, asociado a un excedente en la producción de gas L.P. de la región Sur-Sureste, a partir de 2023 las exportaciones cesarán por completo.

C. Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029 (SENER)

Presentación

La Reforma Energética ha permitido disponer de un nuevo marco regulatorio para el Sector Energético Nacional, con reglas de operación modernas y alineadas a estándares internacionales en materia de energía. Con las modificaciones al marco legal es posible

hacer frente a los retos y cambios estructurales que afronta el país respecto a las necesidades para el desarrollo óptimo y sostenible del sector hidrocarburos y, en este sentido, cubrir las exigencias de desarrollo social y crecimiento económico como nación.

Para satisfacer las necesidades energéticas del país, el sector requiere de una planeación de corto y largo plazo que establezca las bases para el desarrollo eficiente de infraestructura de producción de petróleo y petrolíferos, con el objetivo de lograr una seguridad energética que permita satisfacer las necesidades crecientes de consumo, en términos de cantidad, calidad y precio.

Bajo este contexto, se presenta el Documento de Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029, como un referente de la situación actual y futura del subsector petrolero en México, lo cual permitirá a todo usuario tener un panorama del comportamiento esperado del sector respecto a la oferta y demanda de petróleo crudo y petrolíferos en el país.

Con el objetivo de que el Documento muestre información confiable en el tema, se trabajó con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con la intención de que los escenarios aquí mostrados consideren las estimaciones de la Rondas 1 y subsecuentes, así como las áreas y campos previstos en el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019. Con ello se da continuidad a la planeación del sector, además de brindar cifras confiables en el presente documento. Un aspecto importante es que, en materia de producción de crudo, se refleja la participación tanto de la Empresa Productiva del Estado como del sector privado.

La Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2015-2029 es resultado de la participación de diferentes instituciones con la finalidad de mostrar un análisis indicativo del sector petrolero nacional, considerando a cabalidad los avances actuales de la Reforma

Energética. Con esto, el presente documento se transforma para convertirse en una herramienta con información útil para la toma de decisiones de inversión y consumo.

Introducción

Con base en lo establecido en el Artículo 26 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía en su Fracción XIV, se publica y elabora el Documento de Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2015-2029, con el objetivo de mostrar la evolución histórica y prospectiva de la industria del petróleo y refinación así como del mercado de petrolíferos 2015-2029.

El documento se integra por cuatro capítulos:

El **primero** presenta aspectos generales acerca del marco regulatorio y normativo. Se enfocará a resaltar los aspectos más importantes de las Leyes aprobadas en materia de energía, resultado de la Reforma Constitucional, así como en hacer referencia de las nuevas atribuciones y facultades los Órganos Reguladores en materia energética. En este contexto, se señalarán las actividades de la industria de los hidrocarburos y la regulación de las mismas.

En el capítulo **dos** se presentará un panorama general del mercado de petróleo y de la industria de la refinación. Considera acontecimientos que se presentaron a nivel mundial en torno al sector, así como su evolución histórica de demanda de petróleo por región y país, principales países productores de petróleo, reservas y capacidad de refinación de petróleo. Dada la importancia que tiene el precio del petróleo y las decisiones de los principales productores, también contiene información acerca de los precios de crudos marcadores y mezcla mexicana de exportación.

En el **tercer** capítulo se analizará la evolución del mercado nacional de petróleo y petrolíferos para el período comprendido entre 2004 y 2014. Muestra la distribución de

las reservas por tipo de fluido y región, así como la inversión realizada en Pemex, producción de petróleo, distinguiéndola por tipo, región y activo. Se describe la capacidad instalada del Sistema Nacional de Refinación (SNR), el proceso de crudo, la producción de petrolíferos por refinería y los rendimientos de producción a nivel nacional. Debido a la importancia que tiene la demanda de combustibles por sector, se presenta información desglosada por petrolífero y sector de consumo, haciendo hincapié en el sector autotransporte, mencionando los factores que han motivo un mayor consumo de gasolinas y diésel. En este sentido, se incluye información de la evolución nacional del parque vehicular y su impacto sobre la demanda de combustibles. Por otro lado, los balances de oferta-demanda por petrolífero y región incluidos permitirán determinar la relación importaciones y exportaciones de cada producto.

En el capítulo **cuatro** se mostrarán las estimaciones en el período prospectivo 2015-2029, respecto a los recursos disponibles, incorporación de reservas y producción de petróleo por tipo de fluido, proyecto y localización; en esta ocasión, se presentarán dos escenarios con el objetivo de dejar de presentar un escenario determinístico y, en cambio, mostrar una banda en la cual, se estima, puedan situarse los niveles de producción hacia el futuro. Estos dos escenarios se elaboraron considerando el Plan Quinquenal de Rondas de Licitación 2015–2019. Además, se presentan la oferta y demanda prospectivas para cada petrolífero por sector de consumo y detalles por región, además de los balances de oferta y demanda prospectivos.

Como parte de los Anexos, se incluye una evaluación de las opciones para el aprovechamiento de residuales en el SNR. Se presentará un anexo con estadística de sensibilidad por sector y por estado 2015-2029, por efecto de cambios en el producto interno bruto (PIB), y uno más, por efecto de cambios en los rendimientos para vehículos y calentadores. El resto de los anexos contienen balances históricos y

prospectivos desglosados por región, así como la demanda estimada de petrolíferos por estado.

La Prospectiva de petróleo y petrolíferos 2015-2029, se enfoca a ser un documento que muestra la información y las expectativas del sector haciendo un esfuerzo por ser una herramienta de referencia de planeación al otorgar datos e información confiables sobre sector energético.

Resumen Ejecutivo

Marco Normativo

La Reforma Energética estableció los principios de un nuevo modelo para el desarrollo de la industria petrolera en México. Para definir la organización institucional se promulgaron una serie de leyes secundarias y reglamentos para ser aplicados al marco normativo constitucional del sector energía, en los cuales se promueve la apertura del sector para la inversión privada tanto en actividades de exploración y extracción, como de transformación de hidrocarburos, petroquímica, transporte y almacenamiento, las cuales eran exclusivas de Pemex, y que ahora es Empresa Productiva del Estado (EPE).

En la Ley de Hidrocarburos (LH) se instrumentan las regulaciones fundamentales de la Reforma Energética. Esta Ley establece el marco específico que será aplicable para las actividades de exploración y explotación, así como para las actividades de transportación, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público, y para el tratamiento y refinación de petrolíferos. Adicionalmente, incorpora las obligaciones y responsabilidades de los reguladores y participantes, así como las sanciones por incumplimiento. Además, es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo, y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de hidrocarburos.

Con relación a las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas, comprenden las actividades de reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos, y son consideradas estratégicas, por lo que solo la nación las llevará a cabo, por conducto de asignatarios, es decir, Pemex o por medio de contratistas, de acuerdo con lo establecido en LH.

Algunos de los aspectos generales de relevancia son:

- Mediante licitaciones públicas, y a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), se permite la contratación directa de empresas nacionales y extranjeras para realizar las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas, bajo las modalidades de contratos de utilidad compartida, producción compartida, licencias y servicios.
- Con la nueva dinámica de mercado del sector energía se rediseñaron y fortalecieron las actividades y responsabilidades de los Órganos Reguladores del sector energético, es decir, la CRE y CNH, otorgándoles autonomía. Por otra parte, en el marco de la Reforma, la Secretaría de Hacienda (SHCP) deberá establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de las licitaciones, y determinar las variables de adjudicación de los procesos de licitación.
- Respecto a las asignaciones otorgadas a particulares, Pemex y demás EPE podrán celebrar con privados nacionales o extranjeros, contratos de servicios, siempre que la contraprestación se realice en efectivo.
- La CNH podrá celebrar contratos para la Exploración y Explotación de un área contractual a través de un proceso de licitación y duración específica. Los contratistas podrán ser PEMEX, cualquier otra EPE o persona moral, previa celebración de un contrato con la CNH. Estos contratos podrán ser de manera individual o en consorcio o asociación en participación.

- PEMEX y las demás EPE podrán solicitar la migración de una asignación de la que sean titulares a contratos para la Exploración y Explotación. En caso de proceder la migración, previa autorización de la SENER, la SHCP establecerá las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que correspondan. En este caso, y mediante licitación llevada a cabo por la CNH, Pemex y las otras EPE podrán celebrar alianzas o asociaciones con personas morales.
- La SENER es la responsable de establecer el modelo de contratación correspondiente a cada área contractual que se licite o adjudique, y podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. En tanto que SHCP será la responsable de establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de cada contrato. Por otro lado, la CNH podrá contratar a Pemex, a otra EPE o a una persona moral, mediante licitación pública, para que preste los servicios de comercialización de los hidrocarburos obtenidos por el Estado, como resultado de los contratos para la Exploración y Explotación.

Entorno Internacional

En 2014, las reservas mundiales de petróleo fueron de 1 mil 700 mmb (miles de millones de barriles), lo que significó una reducción de 0.1% en comparación con 2013. La región con la mayor cantidad de reservas es Medio Oriente, que con un volumen de 811 mmb en 2014, y un crecimiento anual 0.2%, alcanzó una participación de 47.7% del total mundial. La región Sur y Centroamérica contó con 330 mmb, se ubica como la de mayor crecimiento en los últimos diez años. Por otra parte, Norteamérica alcanzó los 232 mmb, que le permitieron aportar 13.7% del total mundial, debido a los altos incrementos en la incorporación de reservas de Estados Unidos de Norteamérica.

En 2014, de las reservas de crudo probadas, 71.6% pertenecen a los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y 28.4% a aquellos fuera de

dicha organización. De 2013 a 2014, la OPEP aumentó sus reservas 1.6 mmmb; mientras que en los países no pertenecientes a esta Organización se redujeron 0.4 mmmb.

Durante 2014, Venezuela superó a Arabia Saudita como el país con el mayor volumen de reservas probadas a nivel mundial, con un volumen de 298.3 mmmb, lo que significa que su participación a nivel mundial es 17.5%. Las reservas de petróleo de Arabia Saudita son las segundas más grandes del mundo, equivalentes a 267 mmmb. Canadá se posiciona como el tercer país de reservas de petróleo con 173 mmmb. Respecto a México, se ubica dentro de los 18 países con mayores volúmenes de reservas de petróleo, las cuales sumaron 9.7 mmmb en 2014.

En 2014, la producción mundial de petróleo se ubicó en 88 mil 673 miles de barriles diarios (mbd), 2 mil 93 mbd más que en 2013, este aumento se debió principalmente al crecimiento de la producción estadounidense. En Medio Oriente se concentró el 32.2% de la producción mundial, debido a la importante producción de petróleo de Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Iraq y Kuwait, en conjunto, estos cinco países representaron 28.5% del total mundial.

Gracias a la revolución energética que está ocurriendo en Norteamérica, esta región representó 19.4% de la producción mundial de petróleo, con un volumen de 18 mil 721 mbd, que representó un aumento de 10.5% a 2013. Lo anterior, le dio a la región el segundo lugar en importancia, desplazando a Europa y Eurasia, donde la producción de la Federación Rusa es la más importante.

Durante 2014, Estados Unidos de Norteamérica se convirtió en el primer productor de petróleo a nivel mundial. Con 11 mil 644 mbd, 15.9% más a lo producido en 2013, su producción se ubicó por encima de Arabia Saudita y Rusia, gracias a la tecnología y a la inversión realizada en perforaciones hidráulicas de gas y petróleo de lutitas. En el caso de Arabia Saudita, en segundo productor más importante, contó con 11 mil 505

mbd, 1.0% más respecto a 2013. Cabe destacar que este país decidió no recortar su producción en 2014, a pesar de la fuerte caída de los precios del petróleo. Rusia fue el tercer mayor productor de crudo del mundo con 10 mil 838 mbd.

En 2014, la capacidad global de refinación fue de 96 mil 514 mbd, 1.4% más que el año previo. Las regiones que concentran la mayor capacidad de refinación fueron Asia Pacífico, Europa y Eurasia y Norteamérica con el 33.6, 24.6 y 22% respectivamente, del total de la capacidad mundial. Estados Unidos de Norteamérica es el país con la mayor capacidad de refinación a nivel mundial, con 17 mil 791 mbd, asentada en un total de 139 refinerías en operación. El mercado de refinación en Estados Unidos de Norteamérica ha presentado una profunda transformación en los últimos años ya que las refinerías de las distintas regiones han tenido que adaptarse a la mayor producción de crudo ligero del país como resultado de la producción de hidrocarburos asociada a yacimientos de lutitas.

El sector de la refinación del petróleo en China ha sido objeto de modernización y consolidación en los últimos años, propiciando con ello el cierre de pequeñas refinerías independientes, que han decidido ampliar su capacidad o asociarse con empresas más grandes. En 2014 su capacidad de refinación llegó a 14 mil 98 mbd, 6.0% más que en 2013. En India, la capacidad de refinación fue de 4 mil 319 mbd a finales en 2014. Para el período 2008-2014, se ha presentado una rápida expansión derivada de una política gubernamental que alentó al sector privado a invertir en infraestructura de refinación a través de la eliminación derechos de aduana sobre las importaciones de petróleo crudo.

A nivel mundial, el mayor incremento en la producción de petrolíferos se dio en la región de Asia Pacífico, como consecuencia del incremento en su capacidad de refinación. En el último año, la producción de derivados en esta región creció en 652.2 mbd, lo que representó un incremento de 2.4%, mientras que en el mismo período su capacidad de refinación aumentó 1.3%. Norteamérica también incrementó su

producción en 2.6%, lo que representa 534.4 mbd, aun cuando Canadá presentó una reducción en su producción.

Por país, entre 2013 y 2014, destaca el incremento de 2.9% en la producción de Estados Unidos de Norteamérica, Por sí sólo, este país presentó un aumento en su producción en 553.6 mbd. Por su parte, China incrementó su producción de petrolíferos en 546.2 mbd, con lo que se ubicó como el segundo país en cuanto a producción de petrolíferos, sólo después de Estados Unidos de Norteamérica. China es el mayor consumidor de productos de petróleo en la región de Asia Pacífico.

Durante 2014, aun cuando el incremento en la demanda de petróleo como energía primaria fue marginal, 0.01% superior a 2013, el petróleo permaneció como la principal fuente de energía a nivel mundial. Ese año, el consumo de petróleo se ubicó en 92 mil 86 mbd, que representan 32.6% de la demanda mundial de energía. Entre los diez países que encabezaron la demanda de petróleo en 2014, Estados Unidos de Norteamérica se ubica en primer sitio con 19 mil 35 mbd, 0.5% más que el año previo. Este volumen representa el 19.9% del total mundial. China, que es el segundo país que mayor crudo demanda, presentó un incremento mucho mayor al registrar un aumento de 12.4% entre 2013 y 2014. Los volúmenes de la demanda de estos países representan 32.3% de la demanda mundial, en otras palabras, uno de cada tres barriles que se consumen en el mundo es en estos dos países.

La industria de refinación mundial ha cambiado radicalmente en los últimos 15 años, ya que la demanda de productos refinados en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) se ha reducido, mientras que la demanda en los países fuera de la OCDE ha experimentado un crecimiento en todos los tipos de destilados. Asia se convirtió en el motor del crecimiento mundial de la demanda de petrolíferos, liderado por los países en desarrollo como China y la India.

A nivel mundial, en 2014, los destilados ligeros representaron 27.9% de la demanda total de petrolíferos; los destilados intermedios representaron la mayor proporción de la demanda con 36.7%, y los destilados pesados se ubicaron en la tercera posición con una participación de 12.6%. En los países desarrollados, se estima que la demanda permanecerá sin grandes cambios ya que han llegado a su punto máximo en cuanto a consumo de petrolíferos. Tanto Europa y como Estados Unidos de Norteamérica se encuentran en un etapas en donde su mercado de automóviles está a punto de alcanzar la saturación.

A partir de julio, el mercado petrolero mundial entró en un período de rápido colapso de los precios del petróleo, que cayó de un promedio mensual de 112 dólares/bbl en junio a menos de 100 dólares/bbl en septiembre, alcanzando 79.6 dólares/bbl en noviembre y 63.3 dólares/bbl en diciembre. Este cambio fue resultado de una combinación de factores tales como la creciente influencia del crudo proveniente de formaciones de lutitas en el mercado internacional, una demanda que no ha crecido considerablemente, preocupaciones económicas, el fortalecimiento del dólar vs otras divisas y la decisión de la OPEP de no intervenir en el mercado.

Por otra parte, en 2014, la región de Medio Oriente permaneció como la principal en cuanto al volumen de crudo destinado a exportaciones. En este sentido, esta región concentró el 41.9% del total de las exportaciones registradas a nivel mundial. La región concentra a muchos de los principales países productores a nivel mundial, como Arabia Saudita, cuyas exportaciones representan 17.8% del total mundial.

Rusia, el segundo país en cuanto a exportaciones de crudo, presentó una reducción de las mismas, al pasar de 4 mil 710 mbd en 2013 a 4 mil 487 mbd en 2014. Destaca que, de entre los diez principales países exportadores de petróleo crudo, únicamente cuatro presentaron un incremento en las mismas.

En cuanto a la clasificación de volúmenes de importación por país, el mayor importador de petróleo crudo fue Estados Unidos de Norteamérica, que en 2014 realizó importaciones por 7 mil 388 mbd, volumen que representa el 18.1% del total de importaciones a nivel mundial. Cabe señalar que, desde el incremento en la producción de petróleo crudo, las importaciones de este país han venido a la baja; entre 2010 y 2014, el volumen se redujo en 2 mil 474 mbd.

En cuanto al comercio de productos derivados, destaca el caso de Estados Unidos de Norteamérica, en 2010 este país importaba 1 mil 347 mbd de derivados del petróleo, hacia 2014 esta cifra aumentó a 1 mil 356 mbd. Por otro lado, en esos años este país exportaba 2 mil 311 mbd volumen que aumentó hasta 3 mil 834 mbd. Vale la pena mencionar el caso de China que, aun cuando sigue siendo un importador neto de productos de petróleo, se convirtió en un exportador neto de combustible diesel a mediados de 2012, principalmente a otros países de Asia, conforme el crecimiento de la demanda nacional de este derivado se desaceleró.

Industria del Petróleo y Mercado Nacional de Petrolíferos

Al 1 de enero de 2015, México registró un nivel de reservas remanentes totales (3P) de 37 mil 404.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce). El nivel de reservas en los últimos diez años ha significado una reducción de 9 mil 509 mmbpce con relación a 2005. Las reservas de aceite crudo fueron de 25 mil 825.1 millones de barriles. De acuerdo con el tipo de fluido, el aceite es el de mayor contribución con 69.0 por ciento.

Las reservas remanentes totales 3P se integraron por 34.8% de reservas probadas, 26.6% de reservas probables y 38.6% de reservas posibles. En este contexto, las reservas probadas de petróleo crudo equivalente (1P) alcanzaron un volumen de 13 mil 17 millones de barriles (mmb), las reservas probables fueron de 9 mil 966 mmb, y las reservas posibles 14 mil 421 mmb.

Las reservas probadas de aceite crudo alcanzaron 9 mil 711 mmb en 2015. De acuerdo con su clasificación por su densidad, el crudo pesado tiene la mayor contribución con 62.2%, el crudo ligero aporta el 28.9% y el super ligero, 8.9%. En cuanto a la distribución regional de las reservas probadas en términos de aceite, de los 9 mil 711.0 mmb, el 56.4% se centra en la región Marina Noreste, el Activo de Producción Kumaalooob-Zaap concentró el 65.7% del volumen total de esta región, mientras que el 34.3% correspondió al Activo de Producción Cantarell. El 19.9% de las reservas probadas de aceite crudo del país pertenecen a la región Sur; el 14.9% se ubica en la región Marina Suroeste y 8.9% en la Norte.

En 2014, la tasa de restitución integrada 1P fue de 67.4%, inferior en 0.4 puntos porcentuales a la presentada en 2013, lo que implica una reducción en el inventario de reservas probadas. En 2014, la relación reserva-producción de petróleo crudo equivalente 3P alcanzó un valor de 29 años, 18 años para la reserva 2P y 10 años para la relación reserva-producción 1P.

En 2014, la actividad exploratoria se desarrolló principalmente en las cuencas del Golfo de México Profundo, Sureste, Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. La adquisición de 3D tuvo un avance de 6 mil 316.9 km². Respecto a la información sísmica 2D, se obtuvieron 3 mil 258.4 km de información sísmica 2D. Se terminaron 535 pozos, de éstos, 24 fueron de exploración y 511 en desarrollo. En 2014, el total de campos productores de Pemex-Exploración y Producción (PEP) fue de 448. De este total, 58.5% correspondieron a petróleo y gas asociado, y 41.5% a campos de gas no asociado.

En 2014, la inversión total ejercida por PEMEX y organismos subsidiarios fue de 356 mil 768 millones de pesos. De este total, el 84.6% se asignó a PEP, 11.1% a Pemex-Refinación (PR), 2.1% a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB); 1.3% a Pemex-Petroquímica (PPQ) y 0.8% a Pemex-Corporativo. La mayor parte de la inversión en

PEP estuvo enfocada a la terminación de pozos de desarrollo e inyectores, construcción, modernización y mantenimiento de infraestructura. Los proyectos de inversión por parte de PR han estado orientados a satisfacer las necesidades de consumo interno de combustibles, optimizar los canales de distribución, modernizar y mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como aumentar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, entre otros.

En 2014, la producción de petróleo crudo fue 2 mil 429 miles de barriles diarios mbd, 3.7% menor al año anterior, resultado de una menor producción del Activo de Producción Cantarell y en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. La producción promedio de crudo pesado fue 1 mil 265.5 mbd, cifra menor en 7.3% a la presentada en 2013. La obtención de crudo ligero alcanzó 864.2 mbd y la producción de crudo superligero fue 299.0 mbd.

Del total de producción nacional de crudo, en la región Marina Noreste se obtuvieron 1 mil 231.6 mbd, en la región Marina Suroeste alcanzó 619.7 mbd. Cabe destacar que fue la única región que presentó un incremento en la producción de crudo en los dos Activos de Producción que la conforman. Al cierre de 2014, en la región Sur se obtuvieron 452.4 mbd y, por su parte, en la región Norte, la producción promedió 125.0 mbd de crudo.

En 2014, el volumen de petróleo distribuido fue 2 mil 310 mbd, de este total, 1 mil 161 mbd se destinaron a consumo interno, lo que representó 50.3% del volumen total distribuido; el 49.7% restante, 1 mil 149 mbd, se envió a terminales de exportación. La distribución de crudo a refinerías disminuyó en 5.5% en relación a 2013, como causa de un menor proceso en las refinerías. Del volumen total de petróleo destinado a refinerías, el 57.5% corresponde al tipo ligero y 42.5% a pesado. Respecto al tipo de petróleo enviado a terminales de exportación, el 78.0% correspondió a crudo pesado, 11.7% a crudo ligero y, en menor porcentaje, el super ligero con 8.0 por ciento.

Los datos indican que, entre 2004 y 2014, el proceso de destilación atmosférica instalada en el SNR aumentó 62.0 mbd, para situarse en 1 mil 62 mbd en 2014. Por otro lado, el SNR procesó un total de 1 mil 155.1 mbd de petróleo crudo, volumen menor en 5.6% con relación a 2013, relacionado con problemas operativos en algunas plantas. En cuanto a la participación por calidad de crudo dentro del consumo en las refinerías, 651.9 mbd fueron de crudo ligero, 56.4% del total; y 503.2 mbd de crudo pesado y reconstituido, es decir, 43.6% del total.

En 2014, la producción de petrolíferos en el SNR fue de 995.7 mbd de petróleo crudo equivalente (mbdpce), lo que representó una reducción de 5.8% a lo registrado en 2013, resultado de un menor volumen de crudo enviado y procesado en refinerías. La producción de gasolinas se vio afectada por mantenimientos correctivos y paros en plantas de destilados intermedios en las seis refinerías, de tal forma que, en 2014, la elaboración de este combustible fue de 339.1 mbd, 3.7% menor a lo obtenido en 2013. La producción de destilados intermedios, como el diesel y la turbosina, también presentó una reducción con relación a 2013 de 8.6 y 12.2%, respectivamente, alcanzando un total de 286.4 mbdpce en el caso del diesel y de 51.7 mbdpce para la turbosina. En cuanto a la producción de combustibles residuales, la producción de combustóleo decreció en 3.6% en 2014, con lo que se ubicó en 279.6 mbdpce. Con respecto al coque de petróleo, se alcanzó una producción de 39.0 mbdpce, significando una reducción de 9.6% respecto al año anterior.

En 2014, la demanda total de petrolíferos fue de 1 mil 346.5 mbdpce, lo que significó una disminución de 5.9% respecto a 2013. La demanda de petrolíferos del sector transporte en 2014 alcanzó 1 mil 193.5 mbd. El autotransporte, es la modalidad de mayor preferencia en el país, tanto para el transporte de pasajeros como de carga. En 2014, este segmento consumió 1 mil 99.9 mbd de combustibles automotrices, de los cuales el 70.6% fue de gasolinas y 29.4% de diésel.

La variable más importante para determinar el comportamiento de la demanda de combustibles automotrices en el sector autotransporte es el parque vehicular, que en 2014 fue de 29.6 millones de unidades. Del total de parque vehicular nacional registrado en 2014, el 96.3% correspondió vehículos con motor de gasolina, mientras que el parque vehicular con motor a diésel se ubicó en 854.5 miles de vehículos, representando una participación de 2.8% del parque vehicular total nacional. Para llevar a cabo la comercialización de combustibles en el sector autotransporte, al cierre de 2014 estuvieron operando 10 mil 830 estaciones de servicio.

En 2014, las operaciones aéreas aumentaron 4.7% en relación al año anterior, originando una demanda de este combustible de 66.5 mbd en 2014. En las terminales de almacenamiento y reparto ubicadas en la región Sur-Sureste fue en donde se registró el mayor volumen de ventas de turbosina, las cuales fueron de 22.6 mbd. Por otro lado, la demanda promedio de diésel en el transporte ferroviario en los últimos diez años ha sido de 12.8 mbd, y de 14.0 mbd en el transporte marítimo, volumen mayor en 2.1% comparado con 2013.

El consumo de petrolíferos en el sector eléctrico presenta una disminución asociada al cambio de tecnologías de generación. La generación eléctrica convencional con base en combustóleo se ha sustituido por generación eficiente con base en gas natural, es decir, ciclos combinados. El consumo de combustóleo en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se ha reducido 56.1%, en los últimos diez años, mientras que el de gas natural se incrementó 51.3%, carbón en 30.0% y diésel 4.9%. De 2013 a 2014, se dejó de consumir 35.9% de combustóleo y 42.9% de diésel para la generación de energía eléctrica, en tanto que el uso de gas natural y carbón aumentó 3.2 y 3.0%, respectivamente. El gas natural y el coque de petróleo son los combustibles de mayor uso por parte del sector eléctrico privado, el comportamiento en el consumo de estos combustibles ha mostrado una tendencia positiva en los últimos diez años, al registrar un crecimiento de 62.1 y 48.0%, respectivamente.

En 2014, el consumo de combustibles en el sector industrial fue de 330.5 mbdpce, volumen mayor en 1.6% respecto a 2013, resultado de un mayor consumo de gas natural y coque de petróleo. Sin considerar el consumo de gas natural y gas L.P., el coque de petróleo es el principal petrolífero de uso en el sector industrial, el cual es demandado, principalmente, en las ramas industriales intensivas como es la del cemento, de tal manera que al cierre de 2014, la demanda de coque de petróleo totalizó 51.9 mbdpce. Por otra parte, la demanda de combustóleo en el sector industrial registró una disminución importante de 40.4% comparada con 2013, resultado en gran medida de la sustitución de combustóleo por otros combustibles.

Respecto al comercio exterior de petróleo y petrolíferos en 2014, el volumen comercializado de crudo de exportación presentó una reducción de 3.5% respecto a 2013, para ubicarse en 1 mil 149 mbd, debido a la declinación en la producción del mismo. En 2014, la evolución de las importaciones de petrolíferos se incrementaron 3.4% respecto a 2013, es así que al cierre del año se importaron 499.2 mbdpce, resultado de un menor proceso en el SNR. De este volumen, 306.6 mbdpce fueron de gasolinas, 132.8 mbdpce de diésel, 34.4 mbdpce de coque de petróleo, 14.0 mbdpce de combustóleo y 11.3 mbdpce de turbosina. El combustible que tuvo la mayor participación en las exportaciones de petrolíferos fue el combustóleo, es así que en 2014 aumentaron 35.3% respecto a 2013.

Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos

De acuerdo con lo establecido en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la CNH realizó dos escenarios de la plataforma de producción, considerando el Plan Quinquenal de Rondas de Licitación 2015–2019, así como información acerca de la Ronda Cero, convocatorias de la Ronda 1 y considerando Rondas subsecuentes.

Al 1° de enero de 2015, México cuenta con 764 campos con reservas identificadas, de los cuales, 98 se encuentran en las regiones marinas, 499 en la Región Norte y 167 en la Región Sur. Estos campos han producido 57.5 mmbpce, de éstos, 42.4 mmbpce son de aceite. En materia de exploración, Pemex cuenta con 1 mil 237 prospectos exploratorios que se encuentran dentro de las áreas asignadas en la Ronda Cero.

A la fecha, los proyectos planeados de recursos prospectivos asociados a plays (sic) convencionales dentro del Plan Quinquenal 2015-2019 consideran 379 áreas de exploración, se cuenta con 244 campos de extracción, y, en cuanto a recursos asociados a plays no convencionales, se contemplan 291 áreas.

Es importante resaltar que, para el ejercicio de planeación 2015-2029, la CNH construyó dos escenarios de producción e inversiones. Para el caso de las reservas, el escenario mínimo parte de un volumen de incorporación de reservas 1P de 107 mmbpce en 2015 hasta llegar a 1 mil 717 mmbpce en 2029. Para el escenario máximo, se parte del mismo volumen de incorporación de reservas 1P del escenario mínimo en 2015; sin embargo, en 2029, se estima un volumen de reservas 1P de 2 mil 376 mmbpce.

Se estima una tasa de restitución por reservas por descubrimientos 1P para el escenario mínimo de 9% en 2015 y de 150% hacia el final de 2029. En el escenario máximo se estiman valores mayores para las reservas de 1P para 2016 y 2017, para posteriormente presentar tasas inferiores, de tal manera que en 2029 se tenga una tasa de restitución de reservas de 130 por ciento.

De 2015 a 2029, el escenario mínimo muestra que se incrementará en 67.3% la perforación de pozos. Para el escenario máximo, la perforación de pozos se incrementará en 108.4%, al pasar de 9 mil 398 pozos en 2015 a 19 mil 586 en 2029.

En lo que respecta a la plataforma de producción de crudo 2015-2029, la plataforma mínima de producción de crudo 2015-2029, contempla un volumen de 2 mil 288 mbd

en 2015 y 2 mil 117 mbd en 2029. El escenario máximo, considera una producción total de 2 mil 288 mbd en 2015 y 3 mil 325 mbd en 2029.

De la producción total planteada en el escenario mínimo en 2015, 1 mil 41 mbd corresponde a crudo pesado y, se estima que en 2029 sea de 938 mbd. Este crudo será el que tenga la mayor participación dentro de la producción total con 44.3%. Respecto a la producción de crudo medio, se espera un incremento al pasar de 302 mbd a 723 mbd. Respecto a la producción del crudo ligero, disminuirá 5.1% promedio anual durante el período estimado. En 2015, en el escenario máximo, 1 mil 43 mbd de la producción de crudo corresponderá a la calidad de pesado, misma que en 2029 totalizará 1 mil 556 mbd. Para la clasificación de crudo medio, establece una plataforma de producción de 299 en 2015 para llegar a 1 mil 53 mbd en 2029. El volumen de producción de crudo ligero que maneja este escenario es de 946 mbd en 2015 y de 716 mbd en 2029.

En 2015, de la producción total de aceite, 76.4% (1 mil 747 mbd) se obtendrá en aguas someras, y 23.6% (541 mbd) provendrá de áreas terrestres. Para 2029 se estima en 429 mbd en aguas profundas, 1 mil 10 mbd en aguas someras y 678 mbd en terrestres. Las cifras de producción, de crudo de acuerdo con su localización, en el escenario máximo son mayores respecto a las presentadas en el escenario mínimo en: Aguas profundas 55.9%, Aguas someras 69.6% y Terrestres 39.2 por ciento.

En este sentido, el escenario mínimo plantea que, en 2015, 50.7% (1 mil 161 mbd) de la producción se destinará a terminales de exportación y 49.3% (1 mil 127 mbd) será enviado a refinerías. Hacia el final del período dicha participación será de 33.3% (705 mbd) y 66.7% (1 mil 412 mbd), respectivamente. Por su parte, el escenario máximo plantea que en 2029 el 57.5% de la producción, 1 mil 914 mbd, será destinada a terminales de exportación y el 42.5% (1 millón 412 mbd) a refinerías.

La oferta de petrolíferos promediará 1 mil 176 mbdpce entre 2014 y 2029. La producción de gasolinas crecerá en 54.6% entre 2014 y 2029, alcanzando un total de 632.7 mbd en el último año. En 2029, se estima que la producción de diésel se ubique en 486.9 mbd, permitiendo cubrir el 72.4% de los requerimientos de su demanda. La producción de turbosina mostrará una tasa media anual de 1.9%, adicionando un volumen de producción de 17.1 mbd en comparación con 2014. La producción de combustóleo pasará de 259.2 mbd en 2014 a 30.0 mbd en 2029, significando una reducción de 88.4%, debido a los proyectos de aprovechamientos de residuales y el uso de trenes de conversión profunda. En 2029, la producción de coque de petróleo alcanzará 8 mil 596 mta. Este incremento se debe a la planeación de proyectos de coquización en Madero y Cadereyta, en 2016, y en Salamanca en 2019.

Entre 2014 y 2029, se estima que el sector transporte incrementa 58.0% la demanda de combustibles, al pasar de 1 mil 82 mbdpce en 2014 a 1 mil 709 mbdpce en 2029. Del volumen total previsto en el último año, las gasolinas serán las de mayor demanda, representado 55.6%, mientras que el diésel será de 36.0%. Las gasolinas continuarán como el principal combustible de consumo en el autotransporte durante el período 2014-2029. Se estima que la demanda de gasolinas se incrementa 47.5%, de tal manera que, al final del período, se ubique en 1 mil 146.3 mbd, debido principalmente al crecimiento del parque vehicular a gasolina. En lo que respecta a la demanda nacional de diésel, el sector autotransporte es el principal demandante de este combustible, al pasar de 323.6 mbd en 2014 a 574.0 mbd en 2029, representando un incremento de 77.4% en el período. Lo anterior se fundamenta por el incremento en el parque vehicular de uso intensivo que emplea este combustible.

De 2014-2029, el parque vehicular por tipo de combustible se incrementará 29.6%. De tener un parque vehicular a gasolina de 29.8 millones de unidades en sus diferentes categorías en 2014, se espera que éste se incremente a 37.6 millones de unidades en

2029. Respecto al parque vehicular a diésel, en 2014 se registraron 900 mil unidades y se estima aumente a 2.2 millones de unidades para el último año del período.

Se prevé que la demanda de turbosina crezca 4.3% promedio anual entre 2014 y 2029, con un volumen de 66.5 mbd y 124.3 mbd en dichos años, comportamiento vinculado a un mayor movimiento aéreo. El consumo de diésel en el transporte ferroviario pasará de 12.8 mbd en 2014 a 23.0 mbd en 2029, mientras que en el transporte marítimo de ubicarse en 14.0 mbd en 2014 aumentará a 18.1 mbd en el último año. La demanda total de combustibles en el sector eléctrico se calcula sea 8.9% mayor en el 2029 respecto de 2014, representando una tasa de crecimiento media anual de 0.6%; lo cual se explica por el gran aumento de la demanda de gas natural, la cual en 2014 representó el 65.9% de total de consumo y aumentará a 97.2% en 2029.

La demanda total de combustibles en el sector industrial pasará de 330.5 mbdpce en 2014 a 522.1 mbdpce en 2029, reflejando una tasa de media de crecimiento anual de 3.1% en este período. Se prevé que el gas natural continúe siendo el combustible de mayor consumo, al representar el 67.3% del consumo total de combustibles en este sector en 2014 y, en el último año prospectivo, participará con el 76.1%. El segundo combustible de mayor consumo en el sector industrial es el coque de petróleo, el cual tendrá un crecimiento promedio anual 1.6%, asociado a una demanda mayor por parte de las cementeras. Dentro del grupo de ramas industriales de consumo intensivo de coque de petróleo, la del cemento es la principal, concentrando el 95.7% de la demanda en 2014 y el 98.3% en 2029.

En lo referente a la demanda de combustóleo, se prevé que deje de utilizarse por completo en el sector industrial a partir del año 2020, como respuesta a una sustitución de combustible en ingenios azucareros. Entre 2014 y 2019 se estima un consumo promedio de 2.02 mbdpce para este petrolífero.

En el análisis prospectivo del comercio exterior, se espera que, de 2014 a 2029, la producción de petrolíferos aumente 24.1%, mientras que demanda lo haga 35.9%; atribuible al incremento en el consumo de gasolinas. Para cubrir las necesidades de demanda, la importación de petrolíferos aumentará 34.7%, mientras que los niveles de exportación disminuirá 44.8%. La perspectiva es que la demanda de gasolinas y diésel permanezca en niveles superiores a la oferta interna, presentando un déficit en ambos combustibles de 514.7 y 185.6 mbd en 2029, respectivamente. Para satisfacer la demanda interna de turbosina será necesario recurrir a importaciones, las cuales serán de 53.8 mbd en 2029. En el período 2014-2029, la demanda interna de combustóleo mostrará una tendencia a la baja, generando un excedente del mismo, el cual será enviado a exportaciones, las cuales totalizan 27.0 mbd en 2029. La producción de coque de petróleo hasta 2018 será insuficiente para satisfacer la demanda interna, período en que continuará una fuerte dependencia del exterior. A partir 2019 y hasta 2029 se presenta un giro importante, debido a una mayor producción en relación las necesidades de consumo, dando como resultado un superávit en la balanza. En 2029 se exportarán 3 mil 331 mta de coque de petróleo, mientras que las importaciones se estiman en 579 mta.

D. Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029

Introducción

La planeación del Sector Eléctrico requiere de priorizar, apoyar y orientar las inversiones que permitan el fortalecimiento de un sector que se había mantenido limitado en su capacidad de invertir. La manera de hacerlo es bajo una sólida conformación de política energética mediante planes, programas y metas específicos que alineados a los objetivos comunes coadyuven al equilibrio del mercado y la sustentabilidad.

El objetivo de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 es servir como un instrumento de planeación que ofrece información confiable de la situación actual del Mercado Eléctrico a nivel nacional e internacional, así como un ejercicio de planeación de la expansión prevista en nuestro país durante los próximos años, representando una visión de los posibles escenarios del Mercado Eléctrico, y sirviendo así como un punto de apoyo en las decisiones estratégicas que requiere el país.

La Prospectiva del Sector Eléctrico se divide en cinco capítulos. En el **primero** se presenta tanto el marco legal como regulatorio del Sector Eléctrico Nacional (SEN). Además, se incluye los aspectos más relevantes de la Reforma Energética, su legislación secundaria y las características principales del Mercado Eléctrico Mayorista. Ante el nuevo modelo eléctrico, es importante considerar todos los cambios suscitados para establecer una planeación del sector acorde a las nuevas reglas, donde se beneficie a todos los participantes del sector y se dé una mayor certidumbre e inclusión.

En el **capítulo dos** se describe la evolución del sector eléctrico en América del Norte con la intención de comprender mejor el mercado de intercambio energético en el que se encuentra el país, dada la tendencia a gasificar el sector eléctrico. En él se profundiza en las tendencias de oferta, consumo, eficiencia y nuevas tecnologías de generación, en el marco del contexto de la sustentabilidad energética. Además, incluye cifras históricas de capacidad instalada, fuentes de energía para la generación eléctrica y consumos de combustibles, con una desagregación por tipo de tecnología, y país.

El **tercer** capítulo muestra la evolución del Mercado Eléctrico Nacional en la última década, incluyendo la estadística del consumo nacional de electricidad, las ventas sectoriales del servicio público, el comportamiento estacional de la demanda, los permisos de generación y la estructura tarifaria. Asimismo, se detalla la composición de la infraestructura para la generación y transmisión de energía eléctrica dirigida al

suministro del servicio público. Esta información es la base principal para la planeación a futuro, pues muestra las tendencias y refleja las principales necesidades que en materia de energía eléctrica, requiere el país.

En el capítulo **cuarto** se describen tanto las variables que se utilizaron para la determinación de las proyecciones, el comportamiento y efecto que han tenido en los últimos años en el sector eléctrico y, la trayectoria de planeación del consumo, la demanda y la oferta de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional para el período 2015-2029.

Finalmente, en el capítulo **quinto** se muestran tres ejercicios de sensibilidad que permiten un mayor entendimiento de las dinámicas y tendencias del Sector Eléctrico, así como para comprender a fondo el impacto que tienen la volatilidad de algunas variables participantes en la planeación del sector.

Resumen Ejecutivo

La Prospectiva sirve como una herramienta de análisis para investigadores, Empresas Productivas del Estado y del sector privado, que requieren información fundamental que permita la toma de decisiones oportunas en sus necesidades de inversión. No sólo cuenta con información histórica y prospectiva, sino que también está enriquecida con ejercicios de sensibilidad realistas al panorama cambiante de los energéticos.

Marco Legal y Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional

En 2015 se solidificó el Sector Eléctrico, con una serie de acontecimientos que son el principio del reforzamiento y mejoramiento de un nuevo Mercado Eléctrico Mexicano. Estos acontecimientos forman parte de una nueva estructura del Sector Eléctrico, que permitirá una planeación estratégica encaminada a la transición de un Sector Eléctrico más competitivo y de escala internacional.

En octubre de 2014 se emitieron los lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de certificados de energías limpias y los requisitos para su adquisición. También se formalizó la transferencia de activos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); el cual ya trabaja como órgano independiente de la CFE. En diciembre del 14, se simplificaron y publicaron los criterios de interconexión para su consulta pública; reduciendo los plazos, los trámites de 47 a solo 9, para facilitar a los generadores privados su interconexión a la red eléctrica nacional.

En julio de 2015 se presentó el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), que contiene la planeación del Sector Eléctrico con un horizonte de 15 años, y que es base fundamental para el desarrollo de esta prospectiva. Finalmente, en noviembre, se dio inició a la Primera Subasta del Mercado Eléctrico y el Funcionamiento de los Certificados de Energías Limpias, y que se espera culmine el proceso con el fallo, en marzo de 2016.

En septiembre de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación las bases del Mercado Eléctrico Mayorista, donde se define los derechos y obligaciones de los generadores, comercializadores, transportistas y usuarios calificados del mercado que regula la Comisión Reguladora de Energía y el Centro Nacional de Control de Energía. En noviembre del mismo año, se presentó la primera subasta del mercado eléctrico y certificados de energías limpias.

El Sector Eléctrico en América del Norte

La producción y comercio de combustibles para la generación de electricidad en América del Norte es un tema que ha tomado relevancia en los últimos años, por el fuerte intercambio que existe de éstos entre los tres países que la integran. Ante la tendencia de una mayor participación de gas natural en el sector eléctrico, es importante conocer a detalle las condiciones que presenta el mercado energético en la región, así

como la evolución que se ha dado de otras tecnologías como son la nucleoelectrica o hidroelectricas y que influyen en la estructuración de la matriz energética.

Entre 2003 y 2013, la tasa crecimiento media anual del consumo eléctrico en la región fue 0.6%, pasando de 4 millones 258 mil 698.0 a 4 millones 508 mil 913.0 Gigawatt hora (GWh). México presenta la mayor tasa de crecimiento de consumo eléctrico con 3.4%, mientras que Canadá presenta una tendencia contraria, con una menor demanda de electricidad en el período de los diez años, con -0.3%. Por otra parte, Estados Unidos de Norteamérica es el país con mayor consumo dentro de la región, concentrando el 83.9% del total, en 2013.

La capacidad neta de electricidad para la región de América del Norte en el año 2013, fue de 1 mil 261.3 GW, de los cuales el 84.4% se concentró en Estados Unidos de Norteamérica. De manera general, los combustibles fósiles predominan en esta región con el 68.9% del total de capacidad (principalmente el gas natural), dejando en segunda y tercera posición las fuentes de energía hidroeléctrica y nuclear, con 188.8 y 114.0 GW respectivamente. En el caso de Canadá, las centrales hidroeléctricas, representan la mayor capacidad de generación de electricidad con 75.5 GW (equivalente al 56.9% del total), dado que sus condiciones geográficas favorecen la inversión en este tipo de energía limpia. En 2013, la producción de energía eléctrica de América del Norte creció 0.7% con respecto a 2012, para ubicarse en 5 millones 235 mil 790.0 GWh.

Evolución del Mercado Eléctrico Nacional

Para poder elaborar un ejercicio de planeación acorde al panorama actual del Sector Eléctrico, es importante conocer cómo ha evolucionado en la última década y entender el comportamiento que presenta cada una de las variables involucradas. La Prospectiva del Sector Eléctrico, contiene información desglosada que permite establecer las bases para la expansión del Sector Eléctrico Nacional y su estrecha relación con el crecimiento económico.

Entre el período 2004-2014, se incrementó el consumo nacional de energía eléctrica a una tasa promedio de 2.9% anual, para ubicarse en 244 mil 673.1 GWh en 2014, mientras que la economía mexicana presentó un crecimiento de 2.5%. Del total de ventas de energía eléctrica del año 2014, el sector industrial concentró el 58.2% (121 mil 129.6 GWh), vinculado al crecimiento de las grandes y medianas industrias a consecuencia de los impulsos económicos que se han presentado, siendo el sector manufacturero uno de los más favorecidos.

Al final de 2014, el SEN tenía una capacidad instalada eléctrica de 65 mil 451.8 Megawatt (MW). El 83.1% pertenecía a la CFE (54,366.9 MW), 8.9% por autoabastecimiento, 5.4% cogeneradores y el restante 2.7% por otros auto consumidores.

Los permisionarios eran una figura vigente hasta antes de la entrada de la Reforma Energética, se refería a los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica, entre otros, que podían autoabastecerse o producir energía para su venta a CFE. Al cierre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) autorizó 558 permisos.

En 2014, la generación total de energía se ubicó en 301 mil 462.0 GWh, incluyendo la generación reportada de los permisos, de los cuales el 85.6% provino del servicio público. A lo largo de diez años, la generación mediante fuentes fósiles como el carbón, gas natural, combustóleo, entre otros, presentaron una reducción en la participación de generación bruta con tres puntos porcentuales, para concentrar 82.1% del total, mientras que la generación mediante fuentes no fósiles fue de 17.9 por ciento.

Al cierre de 2014, la red de transmisión y distribución alcanzó una longitud de 879 mil 692.0 kilómetros (km), lo que representó un aumento de 14.8 km, respecto al año anterior. Esta red está constituida por líneas de 230-400 kilovolts (kV) con 51 mil 184

km (5.8% del total), 5.8% corresponde a las líneas entre 69 y 161 kV, 12.5% a líneas entre 23 y 34.5 kV y, 35.2% a menores de 13.8 kV.

Prospectiva del Sector Eléctrico Nacional, 2015-2029

La Prospektiva del Sector Eléctrico 2015-2029 se elaboró con base en el PRODESEN, donde se consideraron las expectativas de crecimiento económico y de evolución de los precios de los combustibles aprobados en 2014, presenta las estimaciones y la evolución esperada de la demanda y el consumo de energía para el período de interés, por sector económico de consumo, así como por área de control del Sistema Eléctrico Nacional.

Para la elaboración del ejercicio de planeación se partió del análisis de la información histórica sobre el consumo de electricidad, la infraestructura actual del SEN, la evolución de la economía, los pronósticos de los precios de los combustibles, los precios por sector de usuarios y la aplicación de programas específicos en materia de ahorro, entre otros.

El ejercicio de planeación se llevó a cabo con la metodología de expansión de capacidad del sistema, a partir de la combinación óptima de nuevas inversiones en generación y transmisión, que minimicen el valor presente neto de los costos totales del Sistema Eléctrico Nacional.

El resultado fueron varios programas como, el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas 2015-2029 (PIIRCE), el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) 2015-2029.

Así, partiendo de que en 2014, el consumo bruto del SEN pasará de 280.1 Terawatt hora (TWh), a 471.5 TWh. Se tiene que se requerirán 59 mil 985.6 MW de capacidad adicional para satisfacer dicha demanda, de los cuales, 56.9% corresponderá a nuevos

proyectos, 37.5% a proyectos en construcción, licitación o por iniciar obras y el restante 5.6% por obras ya terminadas y programas de rehabilitación y modernización. La capacidad adicional al 2029 se integrará en 54.3% de energías limpias, mientras que el 45.7% restante corresponde a capacidad que emplea combustibles fósiles.

Asimismo, se tiene estimado un retiro de capacidad por 15 mil 584.0 MW, derivado del retiro de 127 unidades ubicadas en 20 entidades del país. Al final del período de proyección ésta se ubicará en 110 mil 223.1 MW.

Para la generación de electricidad se tiene que, en 2014, ésta fue de 301 mil 462.0 GWh y se espera que, para el año 2029, se incremente 56.1%, para ubicarse en 470 mil 431.7 GWh. Se observa una disminución en la participación de tecnologías térmico convencional y por consiguiente, un incremento de las tecnologías con energías limpias, para concentrar al final del período de proyección, el 42.6% del total de generación eléctrica.

En materia de la Red General de Transmisión, para el período 2015-2029 se tiene considerado la construcción 24 mil 599.0 km-c de líneas, 64,352.0 MVA de transformación y 12 mil 90.0 MVAR de compensación.

Ejercicios de sensibilidad

Para la publicación de esta prospectiva, se realizaron 3 ejercicios de sensibilidad con la intención de brindar un mayor entendimiento de las dinámicas y tendencias del Sector Eléctrico, así como para comprender a fondo el impacto que tienen la volatilidad de algunas variables consideradas dentro de la planeación del sector.

El primero parte del supuesto de un incremento del precio del gas natural de importación, y el cambio que tendría con ello los costos de generación asociados a dicho combustible.

El segundo ejercicio, parte de la no realización de los proyectos nucleares considerados a partir de 2026, siendo sustituidos por plantas de ciclo combinado y su impacto en la cantidad de emisiones de CO₂.

Finalmente, el tercer ejercicio fue elaborado por un grupo de investigadores del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), como una propuesta alternativa al proyecto de instalación de una planta de ciclo combinado por un reactor SMART.

Fuente de información:

<http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico-2015-2029>

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44324/Prospectiva_Energias_Renovables_2015_-_2029_VF_22.12.15.pdf

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44326/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP.pdf

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico-2014-2028>

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 23 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el período enero-noviembre del año 2015, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 44.61 dólares por barril (d/b), lo que significó una reducción de 50.25%, con relación al mismo período de 2014 (89.67 d/b).

Cabe destacar que en noviembre de 2015, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 35.62 d/b, cifra 8.76% menor con respecto al mes inmediato anterior, 31.97% menor con relación a diciembre pasado (52.36 d/b) y 50.11% menor si se le compara con noviembre de 2014.

Durante los once primeros meses de 2015, se obtuvieron ingresos por 17 mil 698 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó una disminución de 47.71% respecto al mismo período de 2014 (33 mil 848 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por

12 mil 137 millones de dólares (68.58%), del tipo Olmeca se obtuvieron 2 mil 233 millones de dólares (12.62%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 3 mil 328 millones de dólares (18.80%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
-Millones de dólares-

	Total	Istmo	Maya ^{a/}	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^{b/}
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 605	327	21 833	3 445	22 436	2 400	769
2010	35 985	2 149	27 687	6 149	31 101	3 409	1 476
2011	49 380	3 849	37 398	8 133	41 745	4 888	2 747
2012	46 852	3 904	35 194	7 754	37 051	6 611	3 190
2013	42 711	3 926	34 902	3 884	32 125	6 472	4 114
2014	35 856	4 564	28 168	3 124	26 188	6 737	2 931
Enero	3 292	542	2 442	308	2 694	554	43
Febrero	3 324	498	2 554	272	2 417	529	378
Marzo	3 283	490	2 520	274	2 109	735	439
Abril	3 017	375	2 416	226	1 926	684	407
Mayo	3 349	391	2 652	306	2 388	735	225
Junio	3 187	236	2 552	399	2 335	657	195
Julio	2 993	317	2 494	181	2 249	558	186
Agosto	3 136	251	2 623	261	2 385	526	225
Septiembre	2 980	372	2 395	214	2 246	436	298
Octubre	2 653	464	1 986	204	2 123	357	174
Noviembre	2 634	429	1 938	268	1 956	532	147
Diciembre	2 008	199	1 597	212	1 360	433	215
2015	17 698	3 328	12 137	2 233	11 049	3 675	2 974
Enero	1 630	269	1 211	150	993	369	269
Febrero	1 727	292	1 189	246	1 022	465	239
Marzo	1 804	301	1 233	269	968	464	372
Abril	1 574	326	1 090	158	1 188	264	121
Mayo	1 866	428	1 181	257	1 151	370	346
Junio	1 693	345	1 130	218	1 183	246	265
Julio	1 713	348	1 192	173	1 240	310	163
Agosto	1 553	313	1 075	165	888	270	395
Septiembre	℞1 330	179	℞958	193	666	℞350	℞314
Octubre	℞1 549	℞291	℞1 010	248	928	℞324	℞297
Noviembre	1 259	235	867	157	822	244	193

a/ Incluye Crudo Altamira y Talam.

b/ Incluye otras regiones.

℞/ Cifra revisada.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/epreciopromedio_esp.pdf

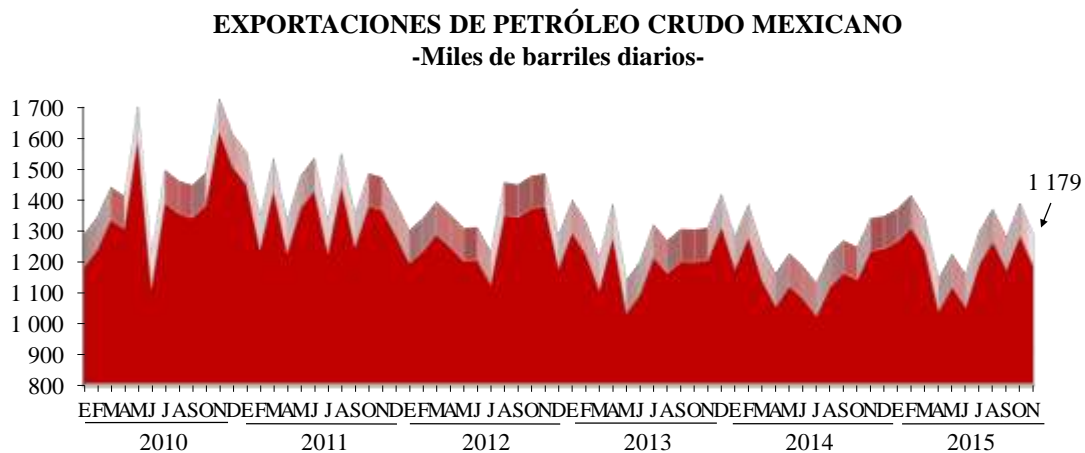
http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De conformidad con información de Pemex, durante el período enero-noviembre de 2015, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.188 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 4.67% mayor a la reportada en el mismo lapso de 2014 (1.135 mb/d).

En noviembre de 2015, el volumen promedio de exportación fue de 1.179 mb/d, lo que significó una disminución de 7.90% respecto al mes inmediato anterior (1.280 mb/d), menor en 4.69% con relación a diciembre de 2014 (1.237 mb/d) y 4.15% inferior si se le compara con noviembre del año anterior (1.230 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleos crudos mexicanos, durante el período enero-noviembre de 2015, fueron los siguientes: al Continente Americano (60.19%) a Europa (21.55%) y al Lejano Oriente (18.27%).



Fuente de información:

http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evolexporta_esp.pdf

Simulación de ingresos petroleros del Gobierno Federal 2016 (CIEP)

El 13 de enero de 2016, el Centro de Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP) dio a conocer su boletín Simulación de ingresos petroleros del Gobierno Federal 2016. A continuación se presenta el contenido.

Introducción

El precio de la mezcla mexicana de exportación alcanzó el 13 de enero de 2016 una cantidad de 21.38 dólares por barril. Dicha realidad, se debe principalmente a una incertidumbre generada en los mercados financieros sobre la desaceleración de la economía china⁵ y la continua sobre oferta que existe de petróleo en el mundo⁶.

Ante esta situación, el objetivo del presente documento es realizar una proyección de tres escenarios de los ingresos petroleros del Gobierno Federal con la ayuda del Simulador Fiscal CIEP V.3, los resultados obtenidos están en función de las condiciones actuales del mercado petrolero internacional y no representa un pronóstico de lo que se espera al final del ejercicio fiscal 2016. De esta manera, los escenarios tomarán en cuenta lo siguiente: en el primer escenario se considerará un tipo de cambio de 18 pesos por dólar y un precio del barril de 25 dólares, el segundo escenario utilizará un tipo de cambio de 17 pesos por dólar y un precio del barril de 30 dólares y finalmente el tercer escenario fijará un tipo de cambio de 16 pesos por dólar y 35 dólares por barril.

⁵ Ver artículo, *Oil Prices Slide Again, and the Bottom is Not Yet in Sight*, *New York Times*, link: http://www.nytimes.com/2016/01/12/business/energy-environment/oil-prices-slide-again-and-the-bottom-is-not-visible.html?mabReward=CTM&_r=0

⁶ Según la Administración de Información Energética (EIA por sus siglas en inglés), para el 2015 se reportó un inventario mundial de 1.9 millones de barriles diarios de petróleo. Asimismo, para el 2016, la agencia espera una sobre oferta del producto.

Estimación de los ingresos petroleros del Gobierno Federal

Para llevar a cabo la estimación de los ingresos petroleros del Gobierno Federal se tomaron en cuenta los siguientes supuestos:

1. La plataforma de producción de petróleo es igual a 2 mil 200 miles de barriles diarios.
2. El Impuestos sobre la Renta (ISR) petrolero es igual a la cantidad estimada en la Ley de Ingresos de la Federación 2016 de 510.4 millones de pesos.
3. El Producto Interno Bruto (PIB) de Criterios Generales de Política Económica 2016 es igual a 19 millones 377 mil 9 millones de pesos.
4. No se toma en cuenta los ingresos esperados por las licitaciones de la Ronda Uno.

Asimismo, dentro del ejercicio, se calculará la proporción del PIB que representará las estimaciones de las coberturas petroleras en el 2016 considerando lo siguiente:

1. Se utiliza el tipo de cambio de cada escenario.
2. Se resta el precio asegurado de 49 dólares por barril al precio expuesto en el escenario correspondiente.
3. Se considera la plataforma de producción de 2 mil 212 millones de barriles diarios.
4. Se multiplica las cantidades de los incisos 1), 2) y 3).

A raíz de estos supuestos, a continuación se presenta en el siguiente cuadro los resultados obtenidos del Simulador Fiscal CIEP V.3 para cada escenario:

ESTIMACIÓN DE INGRESOS PETROLEROS DEL GOBIERNO FEDERAL 2016

Escenario	Tipo de cambio (pesos por dólar)	Precio del barril (dólares por barril)	Transferencias del Fondo Mexicano del Petróleo (millones de pesos)	Ingresos petroleros del Gobierno Federal (millones de pesos)	Ingresos petroleros del Gobierno Federal como % del PIB	Cobertura estimada como % del PIB	Ingresos petroleros del Gobierno Federal + coberturas estimadas (como % del PIB)
I	18	25	274 309.52	274 819.92	1.42	0.47	1.89
II	17	30	315 113.48	315 623.88	1.63	0.35	1.98
III	16	35	350 719.05	351 229.45	1.81	0.25	2.06

Notas: Por ingresos petroleros del gobierno Federal se refiere a la suma de las transferencias del Fondo Mexicano del Petróleo e ISR petrolero. Es importante tener en consideración que los precios no reflejan el promedio esperado para finales de 2016, es decir, las proyecciones realizadas consisten en un ejercicio ante la situación actual de los precios de petróleo en México.

FUENTE: CIEP.

Como se puede observar en el cuadro anterior, de acuerdo con cada escenario, las estimaciones indican que para finales del 2016, ya considerando el monto de las coberturas, se espera una recaudación de ingresos petroleros del Gobierno Federal de la siguiente manera:

- Para el escenario I se espera una recaudación de 1.89% del PIB;
- Escenario II una recaudación de 1.98% del PIB; y
- Escenario III una recaudación de 2.06% del PIB

Finalmente, aun con estos resultados, es importante destacar que en la Ley de Ingresos de la Federación 2016 se espera que recaude una cantidad de 2.5% del PIB por concepto de ingresos petroleros del Gobierno Federal.

De tal forma que ante los resultados expuestos vemos que, aun y cuando la recaudación es baja, el tipo de cambio puede tener un impacto positivo en las finanzas públicas del país, aminorando la caída de los ingresos petroleros.

Fuente de información:

<http://ciep.mx/entrada-investigacion/simulacion-de-ingresos-petroleros-del-gobierno-federal-2016/>

Suscribe memorándums de entendimiento con tres petroleras árabes (Pemex)

El 19 de enero de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) comunicó haber suscrito dos memoranda de entendimiento con tres petroleras árabes. Los acuerdos fueron suscritos en el marco de la visita de Estado del Presidente de México. A continuación se presentan los detalles de dicho evento.

En el marco de la visita del Presidente de México a los países árabes del Golfo Pérsico, Petróleos Mexicanos suscribió hoy dos memorándums de entendimiento con las empresas petroleras Mubadala Petroleum y ADNOC, de los Emiratos Árabes Unidos. Estos acuerdos se suman al que, como parte de esta gira, se firmó con Saudi Aramco de Arabia Saudita.

Los memoranda de entendimiento fueron signados por el Director General de Pemex.

El acuerdo con Mubadala establece proyectos en los que las empresas trabajarán de manera conjunta y explorarán oportunidades de negocios en el sector energético en México.

Los temas incluidos son actividades de *upstream* en el territorio nacional, así como proyectos de *midstream* primario e infraestructura con inversiones superiores a los cuatro mil millones de dólares. El acuerdo especifica proyectos tales como

infraestructura en el área de Salina Cruz, Oaxaca; en sistemas logísticos comerciales con inversión aproximada de más de tres mil millones de dólares.

En este sentido, se buscarán inversiones conjuntas o con terceros para optimizar y ampliar las instalaciones con las que ya cuenta Pemex, así como para mejorar la administración y procesamiento de crudo en campos petroleros y la calidad de las mezclas del petróleo crudo. Igualmente, el acuerdo incluye proyectos de cogeneración.

La colaboración y posible asociación con Mubadala, responde al interés de Pemex por disminuir los costos operacionales, de ejecución y de mercado, utilizando las nuevas facultades que le otorgó la Reforma Energética para buscar alianzas con socios de clase mundial.

De igual modo, el memorándum con ADNOC permitirá intercambiar las mejores prácticas en las operaciones de ambas empresas, incluyendo capacitación de recursos humanos, así como actividades referentes a *upstream*, tanto en exploración como en producción y desarrollo de campos, recuperación mejorada, procesamiento y manejo de gas natural licuado, sustentabilidad, control interno y transparencia, innovación, desarrollo de procesos y ciberseguridad.

Por su parte, el acuerdo suscrito con Saudi Aramco renueva y enriquece la relación entre ambas empresas y establece las bases de diálogo para explorar diversas áreas de cooperación en intercambio de conocimientos.

Las áreas incluidas en el acuerdo abarcan operaciones y servicios de apoyo en *upstream* y *downstream*, intercambios de experiencias en políticas de excelencia operativa, sustentabilidad y eficiencia energética, así como innovación y desarrollo de tecnologías.

Tanto Pemex como Saudi Aramco, son miembros de diversas iniciativas internacionales, tales como el grupo de empresas de energía del Foro Económico Mundial y la Oil and Gas Climate Initiative (OGCI), iniciativa anunciada el año pasado y que tiene por objeto intercambiar información y desarrollar proyectos con el propósito de eficientar y hacer más limpias las operaciones de las petroleras.

Los respectivos memoranda fueron firmados por los CEOs de Mubadala Petroleum, Musabbeh Al Kaabi; de ADNOC, Abdulla Nasser Al Suwaidi, y de Saudi Aramco, Amin H. Al-Nasser.

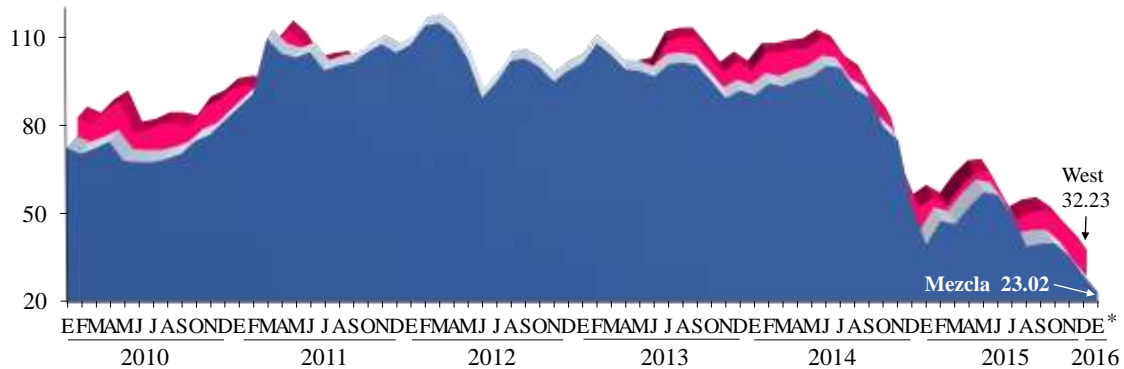
Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-006-nacional.aspx

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

De acuerdo con cifras disponibles de Petróleos Mexicanos (Pemex) y de la Secretaría de Energía (Sener), el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación del 4 al 19 de enero de 2016, fue de 23.02 d/b, cotización 20.10% menor a la registrada en diciembre pasado (28.80 d/b), y menor en 44.80% si se le compara con el promedio de enero de 2015 (41.70 d/b).

**PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA MEZCLA DE PETRÓLEO
MEXICANO DE EXPORTACIÓN Y WEST TEXAS INTERMEDIATE
-Dólares por barril-**

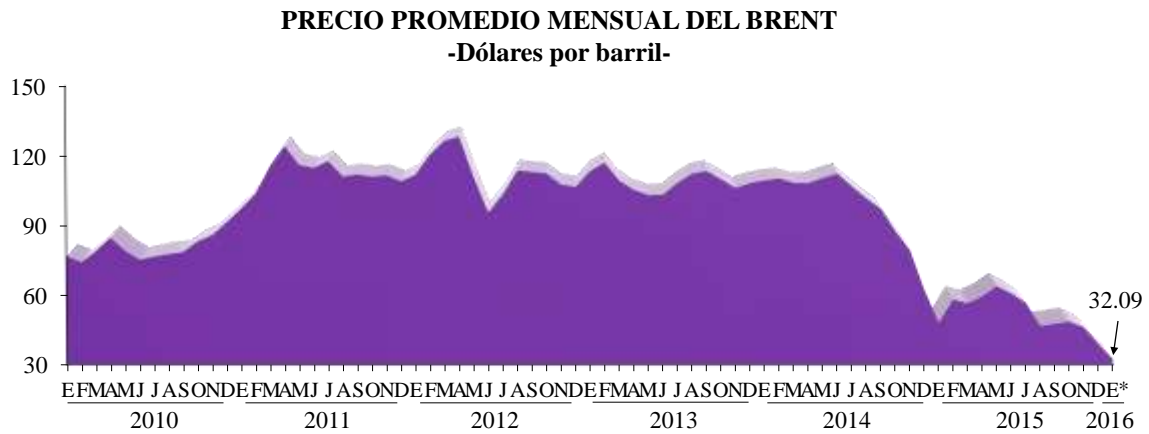


* Promedio al día 19.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Por su parte, el precio promedio del crudo West Texas Intermediate (WTI) en los primeros 19 días de enero registró un promedio de 32.23 d/b, lo que significó una disminución de 13.66% con relación al mes inmediato anterior (37.33 d/b), e inferior en 31.63% si se le compara con el promedio de enero de 2015 (47.14 d/b).

Asimismo, durante los primeros 19 días de enero del presente año, la cotización promedio del crudo Brent del Mar del Norte fue de 32.09 d/b, precio que significó una reducción de 17.51% con relación a diciembre pasado (38.90 d/b, y 32.92% menos si se le compara con el promedio de enero de 2015 (47.84 d/b).



* Promedio al día 19.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO
-Dólares por barril-

Fecha	Crudo API Precio promedio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}	Fecha	Crudo API Precio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}
	Brent (38)	West Texas Intermediate (44)			Brent (38)	West Texas Intermediate (44)	
Diciembre 2009	74.46	74.01	69.66	Abril 2014	108.12	101.94	95.68
Diciembre 2010	91.22	88.36	82.19	Mayo 2014	110.36	102.53	96.79
Diciembre 2011	108.90	98.54	106.33	Junio 2014	112.26	105.70	98.79
Diciembre 2012	109.11	87.43	96.67	Julio 2014	106.72	103.44	94.65
Enero 2013	113.36	94.65	100.60	Agosto 2014	101.55	96.46	90.80
Febrero 2013	116.95	94.87	105.43	Septiembre 2014	97.05	93.07	85.82
Marzo 2013	109.24	93.13	102.98	Octubre 2014	90.84	88.66	75.23
Abril 2013	103.09	91.75	99.12	Noviembre 2014	79.21	75.21	71.39
Mayo 2013	103.02	94.63	98.67	Diciembre 2014	62.13	58.78	52.36
Junio 2013	103.14	95.76	97.86	Enero 2015	47.84	47.14	41.70
Julio 2013	108.26	104.88	101.00	Febrero 2015	57.95	50.53	47.26
Agosto 2013	112.21	106.20	100.84	Marzo 2015	56.29	47.77	47.36
Septiembre 2013	113.38	106.33	99.74	Abril 2015	59.31	54.39	50.69
Octubre 2013	109.81	100.50	94.95	Mayo 2015	63.75	59.22	55.27
Noviembre 2013	108.08	93.81	89.54	Junio 2015	60.52	59.77	55.89
Diciembre 2013	110.63	97.20	91.65	Julio 2015	56.47	51.05	49.65
Enero 2014	109.34	94.62	90.65	Agosto 2015	46.42	42.82	38.63
Febrero 2014	110.15	100.81	93.09	Septiembre 2015	47.41	45.38	39.60
Marzo 2014	108.29	100.87	93.48	Octubre 2015	49.29	46.29	39.74
				Noviembre 2015	45.89	42.92	35.46
1/XII/2015	44.44	41.85	33.75	4/I/2016	37.22	36.76	27.04
2/XII/2015	42.49	39.94	32.30	5/I/2016	36.42	35.97	26.26
3/XII/2015	43.84	41.08	32.67	6/I/2016	34.23	33.97	24.75
4/XII/2015	43.00	39.97	32.06	7/I/2016	33.75	33.27	24.11
7/XII/2015	40.73	37.65	29.91	8/I/2016	33.55	33.16	23.65
8/XII/2015	40.26	37.51	29.65	11/I/2016	31.55	31.41	22.07
9/XII/2015	40.11	37.16	29.37	12/I/2016	30.86	30.44	21.50
10/XII/2015	39.73	36.76	29.04	13/I/2016	30.31	30.48	21.38
11/XII/2015	37.93	35.62	27.74	14/I/2016	31.03	31.20	21.70
14/XII/2015	37.92	36.31	27.63	15/I/2016	28.94	29.42	20.70
15/XII/2015	38.45	37.35	28.34	18/I/2016	28.45	n.c.	n.c.
16/XII/2015	37.19	35.52	27.27	19/I/2016	28.76	28.46	20.02
17/XII/2015	37.06	34.95	26.93				
18/XII/2015	36.88	34.73	27.08				
21/XII/2015	36.35	34.74	26.54				
22/XII/2015	36.11	36.14	26.70				
23/XII/2015	37.36	37.55	27.53				
24/XII/2015	37.89	38.10	28.11				
25/XII/2015	n.c.	n.c.	n.c.				
28/XII/2015	36.62	36.81	n.c.				
29/XII/2015	37.79	37.87	27.80				
30/XII/2015	36.46	36.60	26.93				
31/XII/2015	37.28	37.04	27.37				
Promedio de diciembre de 2015	38.90	37.33	28.80	Promedio de enero de 2016*	32.09	32.23	23.02
Desviación estándar de diciembre de 2015	2.56	1.93	2.17	Desviación estándar de enero de 2016*	2.94	2.64	2.31

^{1/} Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía.

^{2/} Precio informativo proporcionado por Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) y Secretaría de Energía.

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 4 al 19.

n.c. = no cotizó. n.d. = no disponible.

Nota: PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. surgió en 1989, producto de la estrategia comercial de Pemex para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados; con autonomía patrimonial, técnica y administrativa. Es una Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestario indirecto que opera a través de recursos propios, estableciendo dentro de sus objetivos y metas el asegurar la colocación en el mercado exterior de las exportaciones de petróleo crudo de Pemex, así como proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo Pemex que realizan actividades relacionadas con el comercio de hidrocarburos.

FUENTE: Secretaría de Energía con información del PMI Internacional.

Fuente de información:

CME Group (WTI, Brent) y Sistema de Información Energética (MME)

<http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos/695-seguimiento-precio-del-petroleo-mezcla-mexicana-mme-datos.html>

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.pdf

Ofrecerá la comercialización de los hidrocarburos a ganadores de la licitación de la Ronda 1.3 de la CNH (Pemex)

El 19 de noviembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex), a través de Grupo PMI, ofrecerá a las empresas que resulten ganadoras de la licitación de la Ronda 1.3 que lleva a cabo la Comisión Nacional de Hidrocarburo (CNH), la comercialización de los hidrocarburos que se produzcan en dichos campos.

Para tal efecto, Pemex puso a disposición de las secretarías de Energía y de Hacienda y Crédito Público, así como de la CNH, una carta de intención que se ofrecerá a los participantes de la licitación.

De este modo, Pemex brindaría servicios de transporte, almacenamiento y comercialización para llevar el hidrocarburo al punto de venta correspondiente. Los precios serán determinados con base en las referencias del mercado internacional, considerando condiciones de calidad y costos de logística, así como la oferta y demanda.

En la carta de intención se define que en las operaciones de compraventa, manejo, medición, transporte, almacenamiento y manejo de los hidrocarburos se establecerán todas las medidas adecuadas, a fin de que no pongan en riesgo la salud de los trabajadores ni ocasionen daño ambiental.

Asimismo, la instalación de equipos de medición para la compra venta de los hidrocarburos en las áreas asignadas deberán ajustarse a los lineamientos técnicos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En caso que sea necesaria una inversión adicional para el manejo de hidrocarburos o un sistema de medición de transferencia de custodia, Grupo PMI instalará la

Infraestructura requerida, sin excluir las responsabilidades del productor de acuerdo con dichos lineamientos.

De igual modo, Grupo PMI procurará en todo momento que la determinación de las contraprestaciones se realice con base en información veraz y verificable, así como que exista un compromiso constante para mantener la confidencialidad sobre la información propiedad de los contratistas.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-109-nacional.aspx

Incursión de Petróleos Mexicanos en el mercado gasolinero en Estados Unidos de Norteamérica (Pemex)

El 3 de diciembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) incursionará en el mercado estadounidense de gasolineras; en una primera etapa abrirán cinco estaciones de servicio en la ciudad de Houston, Texas.

La apertura de estas gasolineras de la franquicia Pemex es con inversión de terceros, quienes son los propietarios de dichas estaciones de servicio y determinarán los precios de venta al público de los combustibles, de acuerdo con las condiciones de mercado en Houston.

Esta apertura forma parte de una estrategia de Pemex para expandirse en Estados Unidos de Norteamérica, de acuerdo con su mandato de enfocarse en actividades que le generen valor económico en el entorno de competencia derivado de la Reforma Energética.

Esta etapa piloto permitirá medir el impacto de la marca Pemex contra otras e identificará oportunidades de negocio, como parte del proceso de evaluación para una potencial entrada a mercado externos.

La ciudad de Houston fue elegida, en esta etapa inicial, por su alta población de origen latino, específicamente mexicano, así como por ser una urbe con alto nivel de competencia en el mercado gasolinero.

Asimismo, se trata de un sitio ideal para probar la penetración de la marca Pemex ya que es el mercado más competido del mundo, en el que participan un número importante de los futuros competidores en México.

Cabe señalar que las gasolinas que se venderán en estas estaciones de servicio provendrán del mercado mayorista estadounidense.

Al evento de apertura de la primera gasolinera asistieron, por parte de Pemex el Director corporativo de Alianzas y Nuevos Negocios, y el Director de Comercialización de Pemex Transformación Industrial.

La nueva estación de servicio Pemex está ubicada en *7922 Park Place Blvd*, Houston, Texas.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-117-nacional.aspx

Expiden reglas generales para importar energía eléctrica proveniente del extranjero (CRE)

El 16 de diciembre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general para

la importación de energía eléctrica proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional, así como para la importación y exportación de energía eléctrica en modalidad de abasto aislado”. A continuación se presenta la información.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.-
Comisión Reguladora de Energía.

RESOLUCIÓN Núm. RES/810/2015

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL PARA LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROVENIENTE DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA UBICADA EN EL EXTRANJERO, CONECTADA EXCLUSIVAMENTE AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, ASÍ COMO PARA LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MODALIDAD DE ABASTO AISLADO.

RESULTANDO

Primero. Que, el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

Segundo. Que, el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el DOF los Decretos por los que se expidieron, entre otras, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME).

Tercero. Que, el 31 de octubre de 2014, se publicó en el DOF el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (el Reglamento).

Cuarto. Que, el 8 de abril de 2015, esta Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) expidió las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica.

Quinto. Que el artículo 17 de la LIE señala que las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista requieren permiso otorgado por esta Comisión para generar energía eléctrica en el territorio nacional.

Sexto. Que los artículos 17 y 22 de la LIE y 19 del Reglamento establecen que para la realización de la actividad de importación de energía eléctrica proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la importación y exportación de energía eléctrica en modalidad de abasto aislado, se requiere de autorización otorgada por esta Comisión.

Séptimo. Que el artículo 19 del Reglamento establece que la exportación de energía eléctrica será llevada a cabo por los Generadores que cuenten con permiso de Generación otorgado por esta Comisión.

Octavo. Que el artículo 20 del Reglamento establece que las autorizaciones para importar y exportar energía eléctrica se otorgarán a todas aquellas personas que cumplan con los requisitos establecidos en dicho reglamento y en las disposiciones administrativas de carácter general que expida esta Comisión.

Noveno. Que el artículo 22 del Reglamento establece que con la solicitud de autorización se entregará la información relativa a la capacidad técnica y financiera de los interesados, en los términos que establezca esta Comisión en las disposiciones administrativas de carácter general que al efecto expida.

CONSIDERANDO

Primero. Que, de conformidad con los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y 2 y 3 de la LORCME esta Comisión es una Dependencia de la Administración Pública Centralizada con autonomía técnica, operativa y de gestión, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

Segundo. Que el artículo 41, fracción III, de la LORCME establece que esta Comisión deberá regular y promover el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.

Tercero. Que, de conformidad con los artículos 12, fracción XXVIII, de la LIE y 22, fracción X, de la LORCME, corresponde a esta Comisión otorgar permisos, autorizaciones y emitir los demás actos administrativos vinculados a las materias reguladas.

Cuarto. Que los artículos 130 de la LIE, y 21, fracciones I, II, III, IV, V y VI, y 22 del Reglamento establecen los requisitos y la información que deberán presentar los interesados en obtener un permiso de generación de energía eléctrica y una autorización para importar o exportar energía eléctrica.

Quinto. Que, de conformidad con los artículos 12, fracción XLIX, de la LIE, y 22, fracción II, de la LORCME, corresponde a esta Comisión expedir las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a quienes realicen actividades reguladas.

Sexto. Que, en términos de lo señalado, esta Comisión debe establecer los requisitos que deben cumplir los interesados en obtener un permiso de generación de energía eléctrica, una autorización para importar energía eléctrica mediante una central eléctrica

ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, así como para importar o exportar energía eléctrica en la modalidad de abasto aislado, y los formatos de solicitud correspondientes, a través de Disposiciones administrativas de carácter general que reglamenten dichas actividades (las Disposiciones generales).

Séptimo. Que, a efecto de atender los proyectos de importación de energía eléctrica mediante una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, así como para importar o exportar energía eléctrica en modalidad de abasto aislado, esta Comisión estima necesario que las Disposiciones generales sean el instrumento de regulación que establezca los elementos necesarios para que los interesados puedan obtener de esta Comisión la autorización correspondiente, incluyendo como mínimo:

- I. Los requisitos que los interesados deberán cumplir para obtener la autorización;
- II. La documentación que deberá presentarse con la solicitud de autorización;
- III. El formato de solicitud de autorización;
- IV. El destino de la energía eléctrica que se pretende importar o exportar, y
- V. Los contratos, convenios y sus anexos, que aplicarán a la importación o exportación.

Octavo. Que, con el objeto de agilizar y facilitar el trámite de solicitud de las autorizaciones de que se trate, los solicitantes podrán consultar y descargar el formato disponible en la dirección electrónica <http://www.cre.gob.mx/autorizaciones.html>. Dicho formato deberá ser llenado y entregado a través de la Oficialía de Partes Electrónica de esta Comisión: <http://ope.cre.gob.mx/>.

Noveno. Que, el 14 y 20 de octubre, y 16 de noviembre de 2015, esta Comisión envió a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer), a través de la herramienta electrónica COFEMERMIR, documentos relativos al anteproyecto de la presente Resolución y el formato de Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR).

Décimo. Que, mediante oficio COFEME/15/4074, el 19 de noviembre de 2015, la Cofemer emitió el Dictamen Total Final sobre el Anteproyecto de la presente Resolución y su correspondiente MIR, conforme a lo previsto en el artículo 69-L, segundo párrafo, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Por lo anterior y con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, II, III, IV, VIII, IX, X, XXVI, inciso a) y XXVII, 25, fracciones VII, X y XI, 27, 41, fracción III, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 12, fracciones XXVIII y XLIX, 17, 22 y 130 de la Ley de la Industria Eléctrica; 16, 20, 21, fracciones I, II, III, IV y V, y 22, fracciones I, II, III, IV, V y VI, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 3, 4, 13, 35, fracción I, y 69 H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, esta Comisión:

RESUELVE

Primero. Se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la importación de energía eléctrica proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, así como para la importación y exportación de energía eléctrica en modalidad de abasto aislado, mismas que se anexan a la presente y se tienen aquí reproducidas como si a la letra se insertaren, formando parte integrante de la presente Resolución.

Segundo. Publíquese la presente resolución y sus anexos en el Diario Oficial de la Federación.

Tercero. La presente Resolución y sus Anexos entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Cuarto. El presente acto administrativo puede ser impugnado promoviendo en su contra el juicio de amparo indirecto que prevé el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Av. Horacio 1750, colonia Los Morales Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11510, México, D. F.

Quinto. Inscríbase la presente Resolución bajo el Núm. **RES/810/2015**, en el Registro al que se refiere los artículos 11 y 22, fracción XXVI, inciso a), de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

México, Distrito Federal, a 26 de noviembre de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez**, **Noé Navarrete González**, **Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez**, **Jesús Serrano Landeros**, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

ANEXO DE LA RESOLUCIÓN N° RES/810/2015

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL PARA LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROVENIENTE DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA UBICADA EN EL EXTRANJERO, CONECTADA EXCLUSIVAMENTE AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, ASÍ COMO PARA LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MODALIDAD DE ABASTO AISLADO

Capítulo I

De las Disposiciones generales

Primera. El presente ordenamiento tiene como propósito establecer los términos y condiciones generales de las actividades de importación y exportación de energía eléctrica en cumplimiento de los artículos 17 y 22 de la Ley de la Industria Eléctrica (la LIE), y 19, 20, 21 y 22 de su Reglamento.

Segunda. Las presentes disposiciones administrativas (las Disposiciones) son de carácter general obligatorio para todas las personas físicas o morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y las empresas productivas del Estado que soliciten una autorización para la importación o exportación de energía eléctrica.

Tercera. La importación o exportación de energía eléctrica podrá realizarse por los titulares de una autorización en los términos establecidos en las Disposiciones y de conformidad con lo señalado en los artículos 17 de la LIE y 19, 21 y 22 de su Reglamento, mismos que señalan que los interesados en dichas actividades deberán solicitar a la Comisión la autorización y, en su caso, el permiso de generación correspondientes.

Con independencia del otorgamiento de una autorización por parte de la Comisión, los interesados deberán llevar a cabo los demás trámites administrativos pertinentes y obtener los permisos, autorizaciones y resoluciones favorables de otras Autoridades, toda vez que el cumplimiento de tales obligaciones, autorizaciones o permisos constituye un requisito para el inicio de operaciones, conforme dispone el artículo 31 del Reglamento. De igual forma, deberán cumplir con cualquier requisito técnico o legal adicional que se establezca en la normativa aplicable, o cualquier disposición de carácter técnico o legal que salvaguarde la calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Capítulo II

De las autorizaciones para la importación o exportación de energía eléctrica.

Cuarta. Los interesados en obtener una autorización para la importación de energía eléctrica proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, así como para la importación y exportación de energía eléctrica en modalidad de abasto aislado, deberán exhibir a la Comisión la solicitud de autorización de que se trate, mediante la presentación y llenado, bajo protesta de decir verdad, del formato correspondiente, a través de la Oficialía de Partes Electrónica, debidamente complementado con las instrucciones anexas y la siguiente documentación:

- I. Documentos oficiales que contengan los datos de identificación del solicitante, como nombre, domicilio y nacionalidad, en caso de que el solicitante sea persona física.
- II. En su caso, original o copia certificada del acta constitutiva de la sociedad, otorgada ante fedatario público y mediante escritura pública inscrita en el Registro Público de la Propiedad y del Comercio, así como su objeto social, o la documentación que acredite la existencia legal en caso de las entidades y dependencias de los gobiernos Federal, Estatal y Municipal, así como de las Empresas Productivas del Estado.
- III. En su caso, original o copia certificada del instrumento público que acredite la personalidad y facultades del representante legal del solicitante, y copia de su identificación oficial. Deberá señalarse que dicha representación legal no le ha sido revocada, modificada o limitada en forma alguna a la fecha de la presentación de la solicitud.

IV. Para el caso de exportación de energía eléctrica en la modalidad de abasto aislado, el solicitante deberá obtener un permiso de generación de conformidad con lo señalado en los artículos 17 de la LIE y 19, 21 y 22 de su Reglamento, así como en las disposiciones administrativas señaladas en el Resultando Cuarto anterior, cuando la generación sea mayor a 0.5 MW.

IV. La descripción en términos generales del proyecto, acreditando la modalidad de importación o exportación y que deberá contener:

1) Para importación

- a) Cantidad estimada de energía a importar.
- b) El punto de interconexión en el cual pretende importar.
- c) Señalar si será una central conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) o para abasto aislado.

Además de lo anterior, para el caso de centrales eléctricas conectadas exclusivamente al SEN:

- d) El diagrama unifilar de la central eléctrica.
- e) La capacidad de la central de generación de energía eléctrica indicando la correspondiente a corriente alterna y corriente directa, cuando sea necesario, así como la generación anual estimada.
- f) Tipo de tecnología y, cuando así aplique, el combustible primario.

2) Para exportación

- a) Cantidad estimada de potencia y energía a exportar.
 - b) El punto de interconexión en el cual pretende exportar.
- V. La documentación que acredite la capacidad financiera del solicitante o del grupo de interés económico al que pertenece. Para el caso de exportación e importación en abasto aislado, la información a presentarse deberá referirse al desarrollo de la infraestructura necesaria para la realización de esa actividad.
- VI. Las fechas estimadas de programa de inicio y terminación de las obras respectivas, incluyendo la fecha estimada de puesta en servicio, considerando las etapas sucesivas, comprometiéndose a no suspender las obras por un período mayor a tres meses.
- VII. El comprobante de pago de derechos o aprovechamientos respectivos.
- VIII. La documentación que acredite la capacidad técnica del solicitante o del grupo de interés económico al que pertenece. Para el caso de exportación e importación en abasto aislado, la información a presentarse deberá referirse al desarrollo de la infraestructura necesaria para la realización de esa actividad.
- IX. El plan de negocios. Para el caso de exportación e importación en abasto aislado, la información a presentarse deberá referirse al desarrollo de la infraestructura necesaria para la realización de esa actividad.
- XI. La documentación que acredite haber presentado ante la Secretaría de Energía el escrito o solicitud de evaluación de impacto social de las líneas de transmisión a desarrollarse para la realización de la actividad.

Para acreditar la capacidad financiera del solicitante o del grupo de interés económico al que pertenece se deberá presentar un programa de financiamiento que contenga: i) descripción general y esquema del plan general de financiamiento del proyecto, ii) descripción general de aportaciones de capital y/o iii) descripción general de plan de crédito para el financiamiento.

Para sustentar lo anterior se deberá entregar alguno de los siguientes documentos:

- I. Estados financieros de carácter general de al menos los 2 años anteriores a la fecha de solicitud de la autorización, pertenecientes al mismo solicitante o del grupo empresarial de interés económico al que pertenece.
- II. Instrumentos tales como cartas de intención, redactadas en forma de escrito libre, o de crédito irrevocables, que aseguren el financiamiento de la inversión necesaria para el desarrollo del proyecto de acuerdo con el plan de negocios presentado.

Capítulo III

Del procedimiento de evaluación y otorgamiento de las autorizaciones

Quinta. Con base en la documentación presentada, la Comisión evaluará:

- I. La capacidad legal de la solicitante.
- II. La capacidad técnica y financiera de la solicitante o del grupo de interés económico al que pertenece, y
- III. La viabilidad técnica del proyecto conforme la descripción general de la solicitante.

Sexta. La Comisión analizará y resolverá la solicitud de autorización para la importación o exportación de energía eléctrica en los términos y los plazos establecidos por los artículos 23 y 24 del Reglamento.

Séptima. Las solicitudes recibidas se publicarán en la página electrónica de la Comisión, conforme lo disponen el artículo 16, fracción III, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, para que los solicitantes conozcan el estado que guarda su trámite, y el artículo 23 del Reglamento, para que el público en general conozca los proyectos cuya autorización se ha solicitado a la Comisión.

Capítulo IV

Del destino de la energía y los productos asociados

Octava. La energía eléctrica proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, así como los productos a que se refiere el artículo 96, fracción IV de la LIE, se sujetarán a las transacciones que se lleven a cabo en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La autorización para la importación de energía eléctrica proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, faculta al importador a participar sin restricción alguna en el MEM, incluidas las subastas, en igualdad de circunstancias que las centrales ubicadas en territorio nacional, quedando igualmente obligado a celebrar los contratos y convenios correspondientes, y cumplir con la LIE, su Reglamento, las Reglas del Mercado y las disposiciones administrativas de carácter general que expida la Comisión respecto de las transacciones en el MEM y la operación del SEN.

Novena. La energía eléctrica importada bajo la modalidad de abasto aislado deberá ser destinada a la satisfacción de necesidades propias de la persona física o moral que efectúe la importación y no podrá ser sujeta a transacciones en el MEM.

Décima. La energía eléctrica que se genere para exportación, bajo la modalidad de abasto aislado, deberá ser destinada en su totalidad para dicho fin y no podrá ser sujeta a transacciones en el MEM.

Décima Primera. Las actividades de importación y exportación que no estén incluidas en las Disposiciones Octava, Novena y Décima anteriores, de conformidad con la fracción III del artículo 19 del RLIE, no requerirán autorización y se sujetarán a las Reglas del Mercado.

Capítulo V

De la Interconexión

Décima segunda. Para la importación de energía eléctrica mediante una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, los importadores deberán sujetarse a las Reglas de Mercado y demás disposiciones que de ellas emanen, incluyendo los instrumentos de regulación técnica aplicables, los criterios de interconexión que apruebe la Comisión, así como las Normas Oficiales Mexicanas y cualquier otro instrumento que resulte aplicable a la actividad autorizada.

Décima tercera. La energía eléctrica importada bajo modalidad de abasto aislado no podrá ser transmitida por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución, motivo por el cual deberá efectuarse a través de Redes Particulares, conforme a su definición en la fracción XXXVII del artículo 3 de la LIE.

Décima cuarta. La energía eléctrica que se genere para exportación bajo modalidad de abasto aislado no podrá ser transmitida por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución, motivo por el cual deberá efectuarse a través de Redes Particulares, conforme a su definición en la fracción XXXVII del artículo 3 de la LIE.

Capítulo VI

De los instrumentos aplicables a la importación y exportación

Décima quinta. El importador de energía eléctrica proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al SEN, que cuente con autorización de la Comisión, deberá suscribir el Contrato de Interconexión correspondiente y el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Generador.

Los importadores y exportadores bajo la modalidad de abasto aislado no requieren suscribir ni Contrato de Interconexión ni de Participante del Mercado al utilizar Redes Particulares y no participar en el MEM.

Décima sexta. Los importadores con centrales conectadas exclusivamente al SEN estarán obligados a operar sus centrales eléctricas conforme a las Reglas del Mercado, a la demás normativa aplicable y a las instrucciones del CENACE.

Décima séptima. Para el pago de derechos a que se refiere la Disposición Cuarta, fracción VII, de las presentes Disposiciones generales, se estará a lo establecido en el artículo 56, fracción I, de la Ley Federal de Derechos, y a toda disposición aplicable.

Décima Octava. En la aplicación e interpretación de las Disposiciones generales la Comisión contribuirá a salvaguardar las actividades de importación y exportación de energía eléctrica, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables.

La Comisión interpretará, para efectos administrativos, las presentes Disposiciones generales y los instrumentos inherentes a las mismas, pudiendo decidir cuando exista discrepancia entre lo señalado por el CENACE y lo señalado por el importador o exportador autorizados.

Fuente de información:

http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5420235&fecha=16/12/2015

Recursos por 3 mil millones de pesos para centros de investigación en biocombustibles y energías del océano (SENER)

El 9 de diciembre de 2015, la Secretaría de Energía (SENER) comunicó que el titular de esta dependencia indicó que los Centros Mexicanos de Innovación en Energía (CEMIEs) representan la mayor inversión en innovación, desarrollo e investigación que se realizó en esta materia en el país. A continuación se presenta la información.

Al anunciar los ganadores de los CEMIEs Bio y Océano, el Titular de la Secretaría de Energía destacó que la aportación de más de 3 mil millones de pesos de los cinco centros, contribuyen con el compromiso adquirido por el Presidente de la República, en nombre de México, al firmar la declaración conjunta del *Mission Innovation*, en la cual los países miembros buscarán duplicar sus inversiones e investigación en energías limpias en un período de cinco años.

En este contexto, el Secretario de Energía anunció que próximamente se publicará la convocatoria para la conformación de un CEMIE enfocado en redes eléctricas inteligentes, que permitirán incorporar tecnologías intermitentes a las líneas nacionales de transmisión y distribución.

Los CEMIEs son proyectos nacionales que forman consorcios para desarrollar soluciones tecnológicas para el aprovechamiento de las principales fuentes de energía

renovable del país. En ellos participan instituciones de educación superior, centros de investigación, empresas, entre otros.

Por su parte, el Subsecretario de Planeación y Transición Energética de la SENER explicó el apoyo económico por un total de 702 millones 638 mil 766 pesos, en un período de cuatro años, que se otorgará al CEMIE en Bioenergía a través del Fondo de Sustentabilidad Energética, mismo que servirá para el desarrollo y conformación de cinco clústers de innovación: biocombustibles sólidos, bioalcoholes, biodiesel, biogás y bioturbosina y su Consejo Consultivo será coordinado en el primer año por el Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica.

Agregó que el Centro Mexicano de Innovación en Energía del Océano, se enfocará al desarrollo de mapas de ruta tecnológicos, que permitan definir temas de investigación científica y tecnología en energía del océano del país; así como la formación y especialización de recursos humanos y la vinculación de los esfuerzos del ámbito académico e industrial. Los recursos que se le otorgarán serán por un total de hasta 348 millones de pesos, en un período de cuatro años. Además, comentó que en complemento a los recursos del Fondo de Sustentabilidad Energética, las instituciones y empresas participantes aportarán otros 25 millones de pesos, por lo cual la inversión total en el proyecto ascenderá hasta 374 millones de pesos.

El Consejo Consultivo del CEMIE Océano será coordinado en el primer año por el Instituto de Ingeniería de la UNAM y con él participarán 50 instituciones y cuatro empresas integrantes del consorcio.

En su participación, el Director del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) consideró indispensable la formación de capital humano en materia de energía para atender la creciente demanda que la Reforma Energética plantea de alrededor de 20 mil nuevos especialistas calificados.

Apuntó que los CEMIEs permite la cooperación intensiva de transferencia del conocimiento y capacidades entre empresas, instituciones y centros de investigación y agregó que la responsabilidad de la ciencia y la tecnología es colaborar de manera estratégica para desarrollar las soluciones convenientes ante los problemas que se generen.

Fuente de información:

<http://www.gob.mx/sener/prensa/3-mil-millones-de-pesos-para-centros-de-investigacion-en-biocombustibles-y-energias-del-oceano>

El Estado mexicano pasó de productor energético a regulador y promotor de inversiones públicas y privadas (SENER)

El 7 de diciembre de 2015, el Titular de la Secretaría de Energía (SENER) asistió a la ceremonia de instalación del Consejo Mexicano de Energía (COMENER), en donde manifestó que en el sector energético, el Estado Mexicano pasó de ser único productor a ser regulador y promotor de inversiones públicas y privadas. A continuación se presentan los detalles.

En su participación, el funcionario de la SENER estimó que la implementación de la Reforma Energética avanza a buen ritmo y la Ronda Uno en materia de hidrocarburos se realiza bajo condiciones de transparencia y piso parejo para todos los competidores.

Destacó que la Reforma ya tiene frutos concretos, por ejemplo, la cantidad de permisos que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) otorga a empresas privadas para la realización de sísmica tridimensional, lo que permitirá aumentar el conocimiento geológico de México y con ello mejorar la calidad y el diseño de los campos en futuras licitaciones.

En su oportunidad, el Presidente del COMENER dijo que la visión de un México en la abundancia energética a partir de fuentes sostenibles, sólo será posible con mercados grandes, competitivos y en expansión.

Abundó que la construcción de esos mercados es precisamente la razón para constituir este Consejo Mexicano de la Energía, porque sólo con la acción coordinada es que se podrán establecer las condiciones de competencia que permitan hacer crecer el mercado energético nacional primero y regional más adelante.

En el evento participaron el Director General de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los Subsecretarios de la SENER: de Hidrocarburos, de Planeación y Transición Energética y de Electricidad. Así como los presidentes del Consejo Coordinador Empresarial y de la Confederación Patronal de la República Mexicana.

Fuente de información:

<http://www.gob.mx/sener/prensa/el-estado-mexicano-paso-de-productor-energetico-a-regulador-y-promotor-de-inversiones-publicas-y-privadas-pjc>

Emite bono por 600 millones de francos suizos (Pemex)

El 19 de noviembre de 2015, Petróleos Mexicanos (Pemex) comunicó que como parte de su programa de financiamientos aprobado para el presente año, Pemex realizó una colocación de deuda en los mercados internacionales por un monto total de 600 millones de francos suizos (CHF) a cinco años, con vencimiento en diciembre de 2020 y un cupón de 1.5 por ciento.

Se trata de la emisión denominada en CHF de mayor monto que se ha realizado en Latinoamérica, así como el cupón más bajo alcanzado por Pemex. De igual modo, representa la segunda emisión más grande en los mercados emergentes desde 2009 y la segunda mayor efectuada por empresas con calificación crediticia BBB+ en el año.

De este modo, Pemex abre el mercado de francos suizos para Latinoamérica, mercados emergentes y emisores en la categoría BBB.

Entre los principales inversionistas que participaron en esta colocación se encuentra la banca privada, fondos de pensiones, aseguradoras, administradores de portafolios e instituciones financieras principalmente en Europa.

Los agentes colocadores fueron BNP Paribas y Credit Suisse.

Los recursos provenientes de esta emisión se utilizarán para el financiamiento de proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-110-nacional.aspx

El futuro del gas (Forbes México)

El 17 de diciembre de 2015, la edición online de la revista de negocios Forbes México señaló que las conexiones y la inmediatez del acceso a los recursos no se limitan a internet, y esto es particularmente cierto en el caso del gas. Veamos hacia dónde van los nuevos sistemas digitales como parte del internet industrial.

Desde que inició la Revolución Industrial, el uso del gas ha incrementado constantemente gracias a la demanda energética que en aquellos tiempos comenzó a imperar en diversas regiones del mundo. Desde entonces hemos aprendido a utilizar de manera provechosa este recurso para mejorar nuestra calidad de vida, así como impulsar el desarrollo de múltiples industrias que requieren este tipo de combustible.

Sabemos que vivimos en un mundo cada vez más globalizado, estamos en una época en que las conexiones y la inmediatez del acceso a los recursos no se limitan a internet, y esto es particularmente cierto en el caso del gas: su uso se incrementa debido a la

enorme disponibilidad por grandes descubrimientos y a que las redes en su infraestructura, las cuales lo conectan con la oferta y demanda, se están tornando más diversas en el mundo entero, adaptándose, aprendiendo y evolucionando.

Esta evolución nos ha llevado a desarrollar nuevos sistemas digitales para detección, monitoreo, control y análisis; todo esto como parte del “internet industrial”, que nos otorgará una integración más profunda del mundo digital con el de las máquinas, dándonos una visión única a futuro.

Y mientras la tecnología continúa avanzando en componentes de la cadena de producción de gas, como compresores, válvulas, turbinas y motores, los avances más interesantes se evidencian en la integración de sistemas que, por ejemplo, en Estados Unidos de Norteamérica han permitido desarrollar el gas no convencional de manera extraordinaria para el mercado.

Al día de hoy, la demanda de gas a nivel global es de 3.5 mil millones de metros cúbicos anuales (Bcm), que equivalen al 70% del total del mercado mundial de petróleo. Para 2025, consideramos que esta necesidad aumentará 1 mil 300 Bcm, lo que equivale a un incremento del 36% si lo comparamos con lo que se consume hoy. Esta necesidad hará que el consumo de gas, como combustible para energías primarias, aumente un 26 por ciento.

Esta previsión en el crecimiento del consumo de combustible obligará a enfocar esfuerzos en el desarrollo de infraestructura crítica en países de África y América Latina; asimismo, el gas será atractivo como una alternativa al petróleo para el transporte y la generación eléctrica, por sus significativos beneficios ambientales, no sólo debido al reemplazo de combustibles más contaminantes, sino también por la conservación de otros recursos como el agua.

Trabajando juntos, gobiernos, fabricantes, desarrolladores, constructoras, proveedores de gas y financiadores pueden implementar proyectos integrales de generación termoeléctrica con base en el gas natural en mercados con bajo o ningún acceso a gas y/o electricidad. Hay que considerar que los mercados emergentes van a representar más del 80% del crecimiento en el consumo eléctrico hasta el 2025.

Y aunque estas cifras solamente son un panorama de lo que podría o no ocurrir en cuestión de recursos energéticos, cabe recalcar que las decisiones relacionadas con tecnología de combustibles que se tomen en los próximos 15 años definirán en gran manera la estructura de la industria energética en las décadas por venir, y ya van elevando la esperanza de mejorar la vida de 20% de la población mundial que todavía vive sin acceso a electricidad.

Fuente de información:

<http://www.forbes.com.mx/el-futuro-del-gas/>

Recuperando la energía (FMI)

En diciembre de 2015, el Fondo Monetario Internacional (FMI) presentó en su revista trimestral *Finanzas & Desarrollo* el artículo “Recuperando la energía”. A continuación se presenta la información.

La red eléctrica de Estados Unidos de Norteamérica es la máquina más grande del mundo. En 2014, más de 3.8 billones de kilovatios-hora de electricidad (casi un quinto del total mundial) recorrieron los 4.3 millones de kilómetros de tendido eléctrico para llegar a más de 315 millones de consumidores, que pagaron por ello 400 mil millones.

No obstante, excepto en tamaño, este gigantesco sistema ha cambiado poco en los 133 años transcurridos desde que Thomas Edison pusiese en marcha su primera

iteración, la central de *Pearl Street* en el extremo sur de Manhattan. Las redes eléctricas siguen siendo bastante primitivas en la mayoría de los países.

Dado el riesgo que plantean la volatilidad de precios de los combustibles y el quizá catastrófico cambio climático, así como las nuevas tecnologías aparecidas para mitigarlos, consumidores y reguladores reclaman a Estados Unidos de Norteamérica un sistema eléctrico más ecológico y eficiente. Tal como la irrupción de la telefonía móvil transformó las telecomunicaciones, la infraestructura eléctrica debe cambiar radicalmente y volverse más inteligente si no quiere quedar obsoleta.

No es un panorama ideal para las empresas de servicios públicos de Estados Unidos de Norteamérica. Ante las presiones de modernización de los reguladores, estos monopolios han dudado si asumir el riesgo y costo de cambios que podrían reducir sus ingresos. Pero son noticias excelentes para los consumidores, hasta la fecha casi sin poderes sobre su uso energético o huella de carbono, que dispondrán de nuevas herramientas para comprender y controlar mejor estos dos parámetros, así como sus costos eléctricos.

Control de la demanda

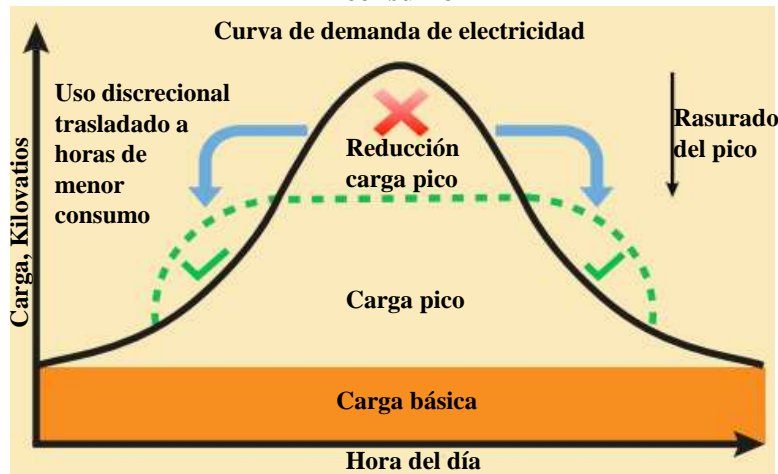
La más prometedora y arraigada de estas nuevas herramientas es la gestión de la demanda.

La gestión de la demanda ayuda a abordar el problema de la carga pico. Las empresas de servicios públicos deben contar con una generación suficiente para ofrecer la electricidad necesaria para cubrir la demanda en su punto máximo, el pico de la curva (véase la gráfica). De lo contrario, el sistema se colapsa y hay cortes de electricidad, que provocan pérdidas económicas y sociales significativas, sobre todo porque estos picos suelen coincidir con las horas de mayor actividad empresarial e industrial. Mediante incentivos financieros que animen a los consumidores industriales,

comerciales y particulares a gastar menos electricidad y hacerlo en horas de menor demanda (noche, fin de semana), se modifica la curva de demanda.

APLANAMIENTO DE LA DEMANDA

La gestión de la demanda permite reducir las cargas pico mediante el traslado del uso discrecional de electricidad a horas de menor consumo



Si se aplana o rasura el pico de la curva, se necesitarán menos centrales eléctricas, y por tanto una menor inversión adicional en infraestructuras, lo cual reducirá los daños ambientales asociados a la construcción de dichas centrales y las emisiones que generan. La reducción de emisiones es especialmente significativa porque las centrales eléctricas “de picos”, utilizadas para cubrir la demanda adicional durante períodos pico, son más caras y menos eficientes que las de carga básica, que funcionan ininterrumpidamente para cubrir la demanda básica. Las centrales de pico casi siempre funcionan con combustibles fósiles emisores de carbono, mientras que las de carga básica suelen recurrir a energía nuclear o hidroeléctrica.

Los incentivos financieros de la gestión de la demanda son tarifas de tiempo de uso, que cobran un precio superior en las horas pico e inferior en las de menor consumo, lo cual promueve el consumo fuera de las horas pico, que es cuando las centrales de carga básica pueden satisfacer la demanda. Para ello se necesitan contadores inteligentes, que

no solo registran la cantidad de electricidad usada, sino también la hora, y envían la información a la central a intervalos regulares. Los clientes pueden acceder a un sitio web protegido para ver su consumo energético casi en tiempo real y analizar su patrón de consumo, muy útil a la hora de decidir cómo modificarlo para rebajar las facturas y reducir la carga de pico del sistema en general.

Los consumidores preocupados por el medio ambiente pueden utilizar esta información para entender y reducir su huella de carbono. Además de fomentar la eficiencia y la conservación energéticas, los contadores inteligentes promueven el crecimiento de la generación renovable distribuida: paneles solares y aerogeneradores colocados en los tejados de fábricas, oficinas y hogares. Muchos de ellos son contadores eléctricos netos que registran los flujos de energía en ambas direcciones. Así, los clientes que han instalado paneles solares en el tejado pueden vender su energía a la red y restarla de su factura, o incluso ganar dinero si producen más de la que utilizan. Aproximadamente un tercio de los contadores de Estados Unidos de Norteamérica son inteligentes; en 2008 representaban menos del 5 por ciento.

En Estados Unidos de Norteamérica, la gestión de la demanda redujo las cargas de pico en más de 28.8 gigavatios en 2013, un 7.2% más que en 2012 y suficiente para cubrir la demanda de Austria. Esta reducción procede cada vez más de clientes particulares.

Almacenamiento

Si bien se encuentran en una etapa inicial, las nuevas soluciones de almacenamiento de electricidad avanzadas son muy prometedoras. Básicamente, se trata de grandes baterías recargables, capaces de almacenar y descargar electricidad. Las baterías recargables no son novedad, pero nunca habían sido tan baratas, seguras, duraderas o espaciosas.

Los sistemas energéticos se han visto limitados por el hecho de que la electricidad debía consumirse según se generaba. No existía ninguna forma de almacenamiento eficaz, lo cual ha obstaculizado enormemente el desarrollo de las tecnologías de energía renovable. Por mucho que brille el sol y que las células solares sean muy eficientes a la hora de convertirlo en electricidad, no se ayudará a satisfacer la demanda pico durante la noche. Asimismo, aunque se instalen turbinas eólicas en zonas de mucho viento, no se ayudará a cubrir la demanda pico diurna si el viento sopla sobre todo por la noche. Al equilibrar la generación eléctrica intermitente de centrales eólicas y solares, que no suele coincidir en tiempo y magnitud con los períodos de pico de demanda, las nuevas tecnologías de almacenamiento de energía fomentarán la adopción de energías renovables.

En un hogar equipado con paneles solares, una batería doméstica como la *Powerwall* de Tesla permite captar energía solar durante el día y suministrar electricidad al hogar por la noche. También es capaz de almacenar la electricidad de la red pública durante las horas de menor consumo, cuando es más barato, y descargarla al hogar o empresa en las horas pico, cuando es cara. Al tener un costo elevado, las baterías domésticas resultan atractivas sobre todo a pioneros acaudalados, pero gracias a los rápidos avances tecnológicos, dentro de diez años podrían ser tan omnipresentes como los refrigeradores.

Como los vehículos híbridos y eléctricos incorporan ya baterías de gran tamaño y pasan aparcados el 95% del tiempo, en el futuro podrían convertirse en grandes suministradores de respuesta a la demanda, si se conectan a la red. Un coche conectado a un sistema vehículo-red —aún en etapa experimental— ayudaría a cubrir la demanda con sus baterías, que recargaría en horas de menor consumo.

Los sistemas de almacenamiento de energía no tienen por qué basarse en baterías de diseño tradicional. Varios edificios nuevos de Nueva York, como la sede de la empresa

de inversión *Goldman Sachs* (construida en 2009), se refrigeran a partir de gigantescas máquinas de hielo ubicadas en el sótano. Durante la noche, se congelan 770 mil kg de hielo, cuando la electricidad de las centrales de base es más barata y consume un 35% menos de carbono. Durante el día, en vez de sistemas de aire acondicionado de elevado consumo eléctrico, unos ventiladores hacen pasar el aire por el hielo, refrigerando así el edificio. *Goldman* ahorra 50 mil dólares al mes durante el verano. El aire acondicionado comercial es responsable de más del 5% de la demanda de electricidad en Estados Unidos de Norteamérica y uno de los elementos principales de la demanda pico (si bien no en términos absolutos), sobre todo durante los días veraniegos de mayor calor, que ponen la red al límite. Los edificios que incorporan tecnologías para aplanar los picos, como el de *Goldman*, evitan que Nueva York tenga que construir nuevas centrales eléctricas de picos, cuya huella ambiental es superior a sus emisiones de carbono.

Otros problemas para resolver

Quedan varias preguntas sin responder. Por ejemplo, ¿quién sufragará la red del futuro? Las empresas de servicios públicos se quejan ya de que la adopción creciente de energía ecológica producida en el país, como la solar, está agotando sus ingresos sin contribuir a pagar el mantenimiento y la modernización de las infraestructuras utilizadas para recomprarla. El uso de contadores y redes inteligentes también los hace vulnerables a los ataques cibernéticos. ¿De qué modo se garantizará la seguridad de algo tan importante como es la red eléctrica? ¿Tiene sentido crear enormes redes pese a un futuro de microrredes descentralizadas que ofrecerán un mayor control y participación a las comunidades y corporaciones y serán más resistentes a las inclemencias del tiempo?

En cualquier caso, a corto y mediano plazo, los usuarios finales de electricidad podrán saber y elegir más que nunca en la historia de la electricidad.

Fuente de información:

<http://www.imf.org/external/Pubs/FT/fandd/spa/2015/12/pdf/jamal.pdf>

La senda de baja emisión de carbono (FMI)

En diciembre de 2015, el Fondo Monetario Internacional (FMI) presentó en su revista trimestral *Finanzas & Desarrollo* el artículo “La senda de baja emisión de carbono”. A continuación se presenta la información.

Dos de los retos que definen el siglo actual son la erradicación de la pobreza y la gestión del cambio climático: si fracasamos en uno, fracasaremos en el otro. Para afrontar con éxito ambos desafíos se requiere el reconocimiento mutuo de su profunda interrelación, así como de la complementariedad entre desarrollo sostenible, crecimiento económico y responsabilidad climática. Por tanto, la agenda mundial sobre desarrollo sostenible, adoptada por las Naciones Unidas en Nueva York en septiembre de 2015 (Objetivos de Desarrollo Sostenible, ODS) está esencialmente vinculada a la acción internacional sobre el cambio climático, incluidos los acuerdos que salgan de la cumbre de las Naciones Unidas sobre el cambio climático en París (COP21) en diciembre de 2015.

Nuevas perspectivas

Desde el último intento por llegar a un acuerdo internacional sobre el cambio climático en Copenhague (2009), han surgido tres nuevas perspectivas sobre desarrollo económico y responsabilidad climática, que respaldan las expectativas de éxito en París y en el futuro, al demostrar que los retos que plantean la pobreza y el cambio climático pueden superarse conjuntamente.

Primero: Existe un conocimiento mucho mayor sobre la posible complementariedad entre crecimiento económico y responsabilidad climática, en particular mediante inversiones en infraestructuras (GCEC, 2014). Presentarlos como opuestos —algo habitual— es malinterpretar tanto el desarrollo económico como las oportunidades que genera el cambio a una economía baja en carbono. Enfrentar crecimiento y responsabilidad ambiental es una maniobra de distracción capaz de frustrar las perspectivas de acuerdo y el desarrollo sostenible en sí.

Segundo: Hay mayor conciencia sobre los peligros crecientes del retraso mientras la estructura de la economía mundial —sobre todo en cuanto a ciudades, sistemas energéticos y uso de tierras— varía en las próximas dos décadas. Miles de millones de personas se trasladan a las ciudades, que casi doblarán sus habitantes en los próximos tres decenios. Se destinarán inversiones ingentes y duraderas a las infraestructuras de las ciudades, para bien o para mal. Los sistemas energéticos y el uso de la tierra, incluidos el cuidado y las inversiones en bosques y tierras, también están abiertas a oportunidades y riesgos. Consolidar capital e infraestructuras de elevado carbono supondría una grave amenaza: las centrales eléctricas de carbón y gas, por ejemplo, suelen funcionar muchas décadas antes de generar rentabilidad de las inversiones. Otro riesgo es la degradación de los sumideros de carbono, los sistemas naturales que absorben y almacenan dióxido de carbono. La urgencia aumenta ante el ritmo de los cambios estructurales en la economía mundial y los métodos de gestión de ciudades y sistemas energéticos y de tierras, sistemáticamente inadecuados.

Tercero: Sabemos que el uso de combustibles fósiles genera una serie de problemas graves, además del cambio climático. La contaminación destruye vidas y sustentos: millones de personas mueren cada año por su causa, y otros tantos enferman. Un estudio reciente de Rohde y Muller (2015) concluyó que respirar aire en China equivale a fumar 40 cigarrillos al día y es responsable de más de 4 mil muertes diarias. En la India, la contaminación es todavía peor, y Alemania, Corea, Egipto y, en el fondo, la mayoría,

de los países, ricos y pobres, tienen problemas graves. Esta contaminación suele ser interna, por lo cual su drástica reducción es de interés nacional. Los precios de los combustibles fósiles han subido y bajado en los últimos años, durante un período muy prolongado, sin que exista una tendencia. Pero el costo de las energías renovables sigue bajando y probablemente lo hará durante un tiempo. Sus perspectivas a largo plazo son sólidas: muchas de ellas ya compiten con los combustibles fósiles sin corregir por las consecuencias muy marcadas y negativas del uso de petróleo, carbón y gas, documentadas por los economistas del FMI (Coady et al., 2015).

Estas tres nuevas o mejoradas perspectivas pueden ayudar a encauzar el debate en torno al cambio climático en dos sentidos.

Primero, ayudan a explicar las vastas oportunidades de reducción de la pobreza y aumento de la calidad de vida en todo el mundo que ofrece la transición de economías muy dependientes de los caros combustibles fósiles y las tecnologías de elevado carbono a alternativas limpias y eficientes de bajo carbono. Los planes presentados antes de la cumbre de París muestran que muchos países ya han iniciado esta transición.

Segundo, centran su atención en la urgencia de acelerar la transición a un crecimiento y desarrollo sostenibles y bajos en carbono. Una mayor colaboración internacional, basada en un sólido acuerdo en París, puede favorecer dicha aceleración.

Estas nuevas perspectivas subrayan la vital importancia de una coordinación internacional eficaz, en particular en cuanto a financiamiento y tecnología. Parte de la arquitectura necesaria para la colaboración entre países fue objeto de debate en la 3ª Conferencia sobre Financiamiento para el Desarrollo de Addis-Abeba y se mantendrá en torno a la COP21.

Financiamiento climático

En otras cumbres sobre el cambio climático, las partes de la convención de las Naciones Unidas acordaron que, hasta 2020, los países ricos deberían destinar 100 mil millones de dólares al año (de fuentes públicas y privadas) a ayudar a las economías en desarrollo a realizar la transición a un crecimiento bajo en carbono y mejorar su resiliencia a los efectos inevitables del cambio climático. (Por ejemplo, se analizaron métodos para movilizar dichas ayudas en el informe de 2010 del Grupo Asesor de Alto Nivel del Secretario General de las Naciones Unidas sobre la Financiación para hacer frente al Cambio Climático). Un análisis publicado en octubre de 2015 por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y la *Climate Policy Initiative* estimaba que las economías desarrolladas habían movilizado en conjunto 52 mil 200 millones de dólares en 2013 y 61 mil 800 millones de dólares en 2014 para el financiamiento climático de las economías en desarrollo.

Alcanzar el objetivo de 100 mil dólares es una buena forma de comprobar la sinceridad del compromiso de los países ricos de ayudar a los más pobres. Para evaluar este compromiso hay que comprender cómo el financiamiento climático, y las iniciativas relacionadas, complementan o suponen un incremento respecto a las ayudas que los países ricos ofrecerían en otras circunstancias para el desarrollo económico. Ya he defendido con anterioridad que son cuatro las formas de hacerlo (Stern, 2015).

La primera: pueden analizarse los proyectos financiados —por ejemplo, ayudas para tarifas de inyección para energías renovables— a fin de ver si también se hubiesen llevado a cabo sin dicho financiamiento. La segunda prueba podría determinar si dichas ayudas estimulan acciones en áreas, como la protección de los bosques, que de lo contrario no recibirían la cobertura o el financiamiento adecuados. La tercera: ¿moviliza dicha contribución nuevas fuentes de financiamiento, como una ampliación de los bancos multilaterales de desarrollo a acciones climáticas o ingresos por

tarificación del carbono, que de lo contrario no hubiesen estado disponibles ahora o en el futuro? La cuarta: se puede calcular el total de ayudas oficiales al desarrollo (incluidos los recursos destinados a medidas climáticas) y preguntar cuán mayores son que las que se hubiesen comprometido en un mundo ajeno al problema que plantea el cambio climático. Este último contrafáctico es especialmente difícil de medir.

El financiamiento del desarrollo sostenible

Más importante todavía que el compromiso de los países ricos de donar 100 mil millones de dólares al año es la fuerte colaboración internacional para las inversiones en infraestructuras necesarias en las próximas 2–3 décadas para fomentar la reducción de la pobreza y el crecimiento en un contexto de rápida urbanización. Es fundamental que dichas inversiones fomenten —y no hagan descarrilar— el desarrollo sostenible. Se requieren inversiones mundiales en infraestructuras del orden de 90 billones de dólares en los próximos 15 años (GCEC, 2014).

Cómo se lleven a cabo (incluido su alcance y calidad) repercutirá enormemente tanto en el desarrollo sostenible como en la gestión del cambio climático. Estas inversiones representan un amplio abanico de oportunidades para impulsar un crecimiento más rápido y de mayor calidad en las próximas décadas: menos contaminado, menos congestionado, más creativo e innovador, más eficiente y con mayor biodiversidad. Pero la indecisión podría echar a perder muchas de ellas. Existe el peligro de que se consoliden las estructuras de elevado carbono, contaminantes, despilfarradoras y duraderas, que se destruyan bosques y se erosione de forma irreparable la tierra. Es mucho lo que puede hacerse hoy y redundar en interés propio y colectivo de todos los países, a través de la coordinación y la colaboración.

La mayoría de los 90 billones de dólares de las inversiones en infraestructuras de los próximos 15 años se requerirán en economías de mercados emergentes y en desarrollo.

Gran parte se llevarán a cabo de un modo u otro, pero deben mejorar en calidad y alcance respecto a lo aplicado y planificado actualmente.

Las inversiones en infraestructuras son medios para alcanzar un fin: el desarrollo sostenible, resumido, por ejemplo, en los ODS. En los ODS ocupa un lugar central la eliminación de la pobreza absoluta, que implica garantizar una vida mejor para todo el mundo y, en particular, un mundo donde todos los niños puedan sobrevivir y prosperar. Asimismo, los ODS encarnan un futuro sostenible para el planeta.

La escasez de infraestructuras es uno de los obstáculos al crecimiento y el desarrollo sostenible más generalizados. Las buenas infraestructuras eliminan las barreras al crecimiento y la inclusión, a la vez que fomentan la educación y la salud. Permiten empoderar a niños y mujeres, al proporcionarles acceso a la educación, reducir la carga de conseguir agua y combustible, y suministrar electricidad de forma descentralizada. Las infraestructuras deficientes matan a las personas y generan lastres económicos insostenibles para las generaciones futuras. Además, en tiempos de baja demanda mundial, hacer especial hincapié en las infraestructuras puede impulsarla a corto plazo y aumentar a la vez la productividad y el crecimiento a largo plazo.

Transformación de la economía mundial

Éste es un momento crucial de transformación de la economía mundial, que requiere importantes inversiones en ciudades, sistemas energéticos y otras infraestructuras sostenibles. La población urbana mundial pasará de los 3 mil 500 millones de hoy a unos 6 mil 500 millones en 2050; bosques, tierras de cultivo y redes de aguas se verán sometidos a enormes presiones. Con unas infraestructuras inadecuadas, los daños serán duraderos; ciudades mal estructuradas e infraestructuras energéticas contaminantes pueden imponer cargas y provocar daños durante las próximas décadas o siglos.

Es un momento decisivo. No pueden ignorarse los principales obstáculos a la cantidad —y calidad— de las inversiones, incluidos los riesgos asociados a las medidas gubernamentales y la disponibilidad del financiamiento adecuado.

Los riesgos de política provocados por el gobierno —por ejemplo, el apoyo inconsistente a tecnologías bajas en carbono o la falta de métodos creíbles para la ejecución de contratos— son el principal obstáculo para la inversión. Esto ocurre especialmente en el caso de la inversión en infraestructuras, debido a su longevidad y su estrecha e inevitable vinculación a las políticas públicas. Así, el precio del capital para financiamiento de infraestructuras suele ser demasiado elevado, a menudo entre 500 y 700 puntos básicos por encima del valor de referencia, cuando las tasas de interés a largo plazo son cercanas a cero. Y el enorme fondo de ahorros privados —seguramente de 100 billones de dólares o más— en manos de inversionistas institucionales a largo plazo, que en muy poca cantidad se invierte ahora en infraestructuras, no puede movilizarse.

Es necesario reparar los defectos de las infraestructuras en políticas e instituciones públicas y los del sistema financiero. Avanzar solo en un frente no generará el volumen de inversión necesario. La única forma de construir infraestructuras mejores y más productivas en la escala que exigen la responsabilidad climática y el desarrollo sostenible es a través de un paquete de medidas concertadas en ambos frentes (véase Bhattacharya, Oppenheim y Stern, 2015).

En el ámbito de las políticas, primero, las autoridades nacionales deberían articular claramente sus estrategias de desarrollo en infraestructuras sostenibles: no proyecto a proyecto, sino con una orientación clara y en forma de estrategias de desarrollo que respalden los ODS. Así, los inversionistas tendrán la confianza de que existe una clara demanda de los servicios para los cuales se están planteando invertir en infraestructuras.

En segundo lugar, hay que abordar las distorsiones del mercado y las políticas erróneas que menoscaban la calidad de las inversiones en infraestructuras. Las principales distorsiones que afectan a la calidad de estas inversiones son los omnipresentes subsidios a los combustibles fósiles y la falta de tarificación del carbono, en especial el precio distorsionado del carbón.

Recientemente, el FMI estimó el costo total de dichos subsidios en más de 5 billones de dólares anuales, incluida la incapacidad de cargar en el precio la contaminación y el cambio climático, que en conjunto representan tres cuartas partes del total (Coady et al., 2015). Y si tenemos en cuenta los efectos del carbón sobre la contaminación y el clima, su precio real se dispara de 50 dólares a más de 200 dólares por tonelada métrica. Nuestros cálculos parten de un precio del carbono de 35 dólares por tonelada métrica de equivalente de dióxido de carbono (supuesto estándar del Gobierno de Estados Unidos de Norteamérica) y de que la quema de una tonelada métrica de carbón produce unas 1.9 toneladas métricas de dióxido de carbono. Si a eso le añadimos los costos del carbono y, con arreglo a las conclusiones de Coady et al., asumimos que el costo de la contaminación local dobla el del cambio climático, obtenemos un costo aproximado del carbón de 250 dólares por tonelada métrica. Estos costos adicionales no son externalidades abstractas, sino los costos muy reales de las muertes presentes y futuras provocadas por la contaminación atmosférica y el cambio climático. Sin las políticas adecuadas, estas externalidades no se tarifican, o se tarifican mal, por lo cual actualmente los incentivos están fuertemente orientados hacia malas infraestructuras y en contra de la sostenibilidad. Errónea y perniciosamente, la opción de elevado carbono sigue considerándose la más barata.

En cuanto al financiamiento, debería impulsarse a fondo la capacidad de los bancos de desarrollo para invertir en infraestructuras sostenibles y productividad agrícola —que mejoran en vez de dañar vidas y sustentos— para poder liderar y respaldar los cambios necesarios. En mi etapa como Economista Principal del Banco Europeo de

Reconstrucción y Desarrollo fui testigo de que la participación de un banco de desarrollo en un acuerdo permite fortalecer la confianza —y por tanto el volumen de inversión— de los participantes privados. Y como los bancos internacionales de desarrollo, y muchos de los nacionales, se consideran coordinadores de confianza, sus inversiones consiguen un apalancamiento muy superior. Un buen gobierno es igual de importante en los bancos de desarrollo como en los bancos centrales. Una buena estructura y gestión les permite desarrollar sólidas competencias en ámbitos clave, como la eficiencia energética, y poner sobre la mesa un conjunto completo de instrumentos financieros: participaciones de capital, garantías de riesgo político o préstamos.

Además, los bancos centrales y los reguladores financieros podrían tomar medidas adicionales para fomentar una redistribución rentable y productiva del capital de inversión privado de las infraestructuras altas en carbono a otras mejores bajas en carbono. Con el tiempo, el riesgo y los daños provocados por las infraestructuras altas en carbono son cada vez más claros. Pero las imperfecciones de los mercados de capital hacen que los préstamos puedan resultar caros cuando las tasas de interés reales a largo plazo están muy bajas. Esto provoca una distorsión del mercado en contra de las energías renovables, cuyos costos iniciales son bastante altos. Dichas imperfecciones preocupan a los bancos centrales y los reguladores, pero no solo a ellos.

La comunidad oficial, incluido el Grupo de las 20 economías industrializadas y de mercados emergentes (G-20), la OCDE y otras instituciones, en colaboración con inversionistas institucionales, podría elaborar las medidas políticas, regulatoras y de otro tipo necesarias para incrementar sus tenencias de activos de infraestructuras de 3–4 billones de dólares a 10–15 billones de dólares en los próximos 15 años. Es decir: la proporción de fondos en manos de inversionistas institucionales podría pasar de un porcentaje reducido a más del 10 por ciento.

Esta acción conjunta en materia de políticas y financiamiento podría promover la inversión del sector privado, esencial para combatir la pobreza y el cambio climático. Daría un impulso tanto al volumen como a la calidad de la inversión en infraestructuras y la tasa y calidad del crecimiento económico. Una estrategia mundial tal podría provocar un crecimiento fuerte y sostenible, y es normal esperar que el G-20 asuma el liderazgo, porque es el principal foro económico mundial para jefes de gobierno y ministros de Hacienda.

Perspectivas de éxito

Así pues, ¿cuáles son los factores clave para alcanzar el éxito en los próximos meses, años y décadas? Son cuatro las lecciones a tener en mente.

Primero: gran parte, incluso la mayoría de las medidas necesarias a nivel de país sobre gestión del cambio climático también constituyen un interés vital para otros países. Segundo: la urgencia de actuar es incluso mayor de lo que se pensaba. Tercero: es posible ver todavía más claramente la importancia de colaborar. Los países ricos deberían dar buen ejemplo y ofrecer un financiamiento eficiente y efectivo, y todos los países deberían compartir tecnologías e invertir en ellas. Cuarto: una acción enérgica y cooperativa marcará el comienzo de un período de extraordinaria creatividad, innovación, inversión y crecimiento.

Estas conclusiones son particularmente importantes, puesto que las llamadas contribuciones previstas determinadas a nivel nacional presentadas por los países antes de la cumbre de París se refieren a emisiones mundiales en 2030 muy superiores a las acordadas con el objetivo de limitar el calentamiento global a 2°C por encima de la temperatura media preindustrial del siglo XIX. Los peligros de un calentamiento superior a los 2°C son cada vez más evidentes.

Las medidas prometidas se traducirían en emisiones anuales mundiales de unos 55 mil millones (o más) de toneladas métricas de equivalente de dióxido de carbono en 2030 (Boyd, Cranston Turner y Ward, 2015), lo que supone una gran mejora respecto a las emisiones previstas si se siguiera como hasta ahora, de más de 65 mil millones de toneladas métricas, pero todavía supera con creces el objetivo de 40 mil millones que la mayoría de previsiones proponen para evitar un calentamiento mundial superior a 2°C. La conferencia de diciembre en París no debe considerarse una oportunidad única para fijar objetivos sino el primer paso de muchos, al que seguirán análisis de situación periódicos y la importancia de aprender lecciones y acelerar medidas. Ante las repercusiones del acuerdo de París, es fundamental reconocer que las emisiones anuales probablemente altas de los próximos 20 años obligarán a reducirlas a cero durante la segunda mitad de este siglo.

Por último, es importante entender que el cambio climático no es solo cosa de los ministros de Medio Ambiente y Relaciones Exteriores. La aplicación de las medidas acordadas en París debe contar también con el respaldo y la participación de presidentes, primeros ministros y ministros de Economía y Hacienda. Es una cuestión de desarrollo económico, inversión en el futuro, asignación de recursos y prioridades: esta es la labor del gobierno en conjunto y los ministros de economía en particular.

Debemos recordar que lo importante aquí son el desarrollo y el crecimiento. Lo importante son los dos retos que marcan nuestro siglo: erradicar la pobreza y gestionar el cambio climático. Si fracasamos en uno, fracasaremos en el otro.

Fuente de información:

<http://www.imf.org/external/Pubs/FT/fandd/spa/2015/12/pdf/stern.pdf>

Los precios del crudo siguen en caída, pero nadie recorta su producción (WSJ)

El 8 de diciembre de 2015, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) publicó la nota “Los precios del crudo siguen en caída, pero nadie recorta su producción”. A continuación se presenta la información.

El *impasse* entre los principales productores de energía que ha dado lugar a un exceso de suministro de petróleo se dispone a continuar el próximo año con la misma virulencia, y la culpa es compartida por Estados Unidos de Norteamérica y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Las empresas estadounidenses que extraen crudo de las formaciones de esquisto han reducido ligeramente sus actividades, pero la mayor extracción del Golfo de México está apuntalando la oferta estadounidense. La producción de petróleo de Estados Unidos de Norteamérica cayó apenas 0.2% en septiembre y acumula un descenso de 3%, a 9.3 millones de barriles diarios, desde su máximo logrado en abril.

Algunos analistas estiman que la producción estadounidense podría subir el año entrante, pese a que Arabia Saudita y la OPEP volvieron a rechazar, el 4 de diciembre pasado, un recorte de su producción.

La caída de los precios de la energía se intensificó el siete de diciembre y la cotización del petróleo alcanzó sus niveles más bajos, desde la crisis financiera, mientras los mercados digieren la decisión de la OPEP de no sacar el pie del acelerador, y son golpeados por un invierno inusualmente cálido en Estados Unidos de Norteamérica.

La estrategia de la OPEP ha sido privilegiar la obtención de cuota de mercado en lugar de reducir la producción para fortalecer los precios, como lo había hecho en ocasiones

cuando arreciaba la crisis financiera. En tanto, los contratos de gas natural para entrega en enero cerraron 5.4% a la baja en Nueva York, a 2 mil 67 dólares por millón de unidades térmicas británicas (BTU).

“No hay ninguna señal de una demanda real en el mercado por el lado del clima”, aseveró Scott Shelton, corredor de ICAP, en un informe. “Es el peor de los escenarios”.

La renuencia de la OPEP y los productores estadounidenses de energía de esquisto a recortar la producción ante el desplome de los precios ha tomado por sorpresa hasta a los operadores más experimentados. “Se anticipaba que los productores de esquisto en Estados Unidos de Norteamérica, la fuente del explosivo crecimiento del suministro en los últimos años, serían los primeros en ser doblegados”, escribió Andrew Hall, presidente ejecutivo del fondo de cobertura especializado en materias primas *Astenbeck Capital Management LLC*, en una carta enviada a los inversionistas a la que tuvo acceso *The Wall Street Journal*. “Pero esto no ha ocurrido, al menos no al ritmo previsto”. El inversionista no quiso hacer más comentarios al respecto.

Durante el último año, las petroleras estadounidenses se han mantenido a flote gracias a sus coberturas —contratos financieros que les aseguraban precios más altos por su crudo—, además de una inyección de capital de Wall Street durante el primer semestre que las ayudó a seguir bombeando pese al derrumbe de los precios. Las empresas también redujeron costos y desarrollaron mejores técnicas para extraer más crudo y gas natural por pozo.

La oportunidad de generar nuevas mejoras de productividad se está desvaneciendo, el acceso a los mercados de capital se está cerrando y las coberturas de la mayoría de los productores vencen a fin de año, dicen los expertos. Estos factores han llevado a algunos analistas a proyectar un descenso de la producción en 2016 de hasta 10 por ciento.

Otros expertos, no obstante, predicen un alza de la producción estadounidense debido, en parte, al crecimiento del suministro del Golfo de México, donde las empresas invirtieron miles de millones de dólares para desarrollar megaproyectos que empiezan a producir ahora. Las compañías que operan en esa región se disponen a bombear alrededor de 10% más de crudo que en 2014.

Las plataformas en aguas profundas de petroleras como *Chevron Corp.*, *Royal Dutch Shell PLC* y *Anadarko Petroleum Corp.* han empezado a extraer crudo del lecho marino. En conjunto, se prevé que estos yacimientos produzcan cientos de miles de barriles al día cuando operen a plena capacidad. Un puñado de proyectos empezaría a operar en 2016.

Puesto que la mayor parte del dinero para extraer este petróleo fue invertido antes del derrumbe de los precios y que los oleoductos y el resto de la infraestructura necesaria para transportar el petróleo al mercado ya están en funcionamiento, a las empresas les conviene desde el punto de vista económico seguir adelante con los proyectos pese al exceso de oferta, dicen los ejecutivos del sector.

Anadarko Petroleum prevé una expansión de sus operaciones en el Golfo de México, donde en la actualidad posee 810 mil hectáreas netas. La compañía contempla que una plataforma empiece a producir en el primer semestre del año venidero con la capacidad de extraer hasta 80 mil barriles al día.

“Es gratis o a un costo marginal muy reducido”, dice Al Walker, presidente ejecutivo de *Anadarko*. “Para algunos de nosotros, el Golfo de México sigue siendo un lugar muy viable para hacer inversiones”.

Shell, al igual que *Anadarko*, ha decidido continuar invirtiendo en aguas profundas pese a la caída de los precios. En general, su producción en la región ha crecido cerca de

10% en lo que va del año, a 250 mil barriles diarios, lo que su vicepresidente ejecutivo, Wael Sawan, define como “un salto grande para nosotros”.

Otro factor que puede contener el descenso de la producción estadounidense son los más de 1 mil 200 pozos que las compañías perforaron pero no explotaron con la esperanza de un repunte de los precios.

Los productores pequeños o en aprietos, que no tienen más remedio que seguir perforando para obtener el dinero que necesitan para pagar los intereses de deudas que ascienden a los miles de millones de dólares, probablemente empezarán a explotar tales yacimientos pronto, estima la consultora noruega *Rystad Energy*. La firma proyecta que estos pozos podrían elevar la producción estadounidense en alrededor de 200 mil barriles al día en 2016 respecto de su promedio de 2015.

Estos yacimientos “serán uno de los principales motores de la producción de esquisto en 2016”, vaticina Bielenis Villanueva-Triana, analista sénior de *Rystad*.

Algunos productores con poca deuda optarán por esperar antes de producir más petróleo, pero otros no pueden permitirse ese lujo. “En Estados Unidos de Norteamérica, necesitan el flujo de caja con desesperación”, afirma Gary Ross, director de petróleo global de la consultora *PIRA Energy Group*. “Al parecer, esto podría seguir adelante al menos hasta el primer trimestre”.

Fuente de información:

<http://lat.wsj.com/articles/SB10274549301604774137404581402570843399358?tesla=y>

Fijación de precios del carbono para transformar la economía mundial (BM)

El 30 de noviembre de 2015, seis jefes de Estado y de Gobierno y los líderes del Grupo Banco Mundial y del Fondo Monetario Internacional hicieron un llamamiento a compañías y países a fin de que, como complemento de las metas que ambicionan alcanzar en París, fijen un precio al carbono para impulsar inversiones tendientes a un futuro más limpio y “más verde”.

En una notable expresión de unidad en el primer día de las conversaciones sobre el clima que tienen lugar en París, jefes de Estado y de Gobierno de varios países —incluidos Francia, Chile, Etiopía, Alemania, México y Canadá— exhortaron al mundo a comenzar a fijar un precio a la contaminación por el carbono para combatir el cambio climático y transformar la economía mundial.

“La meta consiste en fijar paulatinamente un precio suficientemente alto para el carbono en todo el mundo, a fin de promover un mejor comportamiento, manifestó Su Excelencia el presidente de Francia. “En Francia, en la Ley de Transición Energética ya se prevé un considerable incremento del precio del carbono, que será de 22 euros por tonelada métrica el año próximo y según las proyecciones llegará a 100 euros a más tardar en 2030. En Europa introduciremos además mejoras en nuestro mercado del carbono, asegurando al mismo tiempo que los países que observen más fielmente el nuevo régimen sigan siendo competitivos. Una compañía que consuma menos CO₂ debería lograr muy rápidamente una decisiva ventaja competitiva.”

Del llamamiento formulado por los jefes de Estado y de Gobierno se hicieron eco ministros y directores ejecutivos de todas partes del mundo en otra reunión celebrada en el día de hoy para poner en marcha la coalición de liderazgo de la fijación del precio del carbono, que congrega a gobiernos clave, como los de México, Alemania, Francia, Chile y el Estado de California, junto como casi 90 empresas y ONG mundiales.

Los miembros de dicha coalición han adoptado de común acuerdo un curso de acción que promueve el sistema de fijación de precios del carbono, mediante la recopilación y difusión de las pruebas más fehacientes sobre una política de fijación de precios del carbono exitosa, movilizándolo respaldado de empresas en pos de medidas más ambiciosas y convocando a diálogos mundiales en todas partes del mundo, con la meta de hacer frente a los escollos políticos que impiden una utilización en mayor escala de dicho sistema de fijación de precios.

“Estamos contemplando la intensificación del impulso dado por jefes de Estado y otros líderes mundiales a la labor encaminada a fijar un precio a la contaminación por carbono, pero es más lo que debe hacerse para reducir las nocivas emisiones contaminantes”, señaló el Presidente del Grupo Banco Mundial. “Esas manifestaciones de apoyo formuladas en el día de hoy por altas autoridades reviste decisiva importancia, al igual que la labor de la coalición de liderazgo de la fijación del precio del carbono. Debemos asegurar que el impulso que ha cobrado la iniciativa de fijación del precio del carbono suscite repercusiones en el terreno”.

“Un resultado exitoso de las conversaciones sobre el clima que se están llevando a cabo en París pondrá de manifiesto en forma inequívoca el hecho de que las naciones pueden trabajar juntas en bien del planeta”, señaló la Directora gerente del FMI. El logro del precio adecuado del carbono debería ser un aspecto medular de ese esfuerzo. En verdad, dada la caída de los precios de la energía, nunca se han dado condiciones tan propicias como las actuales para iniciar una transición hacia un sistema inteligente, creíble y eficaz de fijación de precios del carbono. Es necesario que los encargados de la formulación de políticas establezcan el precio adecuado del carbono; lo sometan a un régimen tributario inteligente, y lo hagan de inmediato.”

Anticipándose a las conversaciones de París más de 90 países desarrollados y en desarrollo, incluida la Unión Europea, han indicado la adopción de planes de utilización

de mecanismos internacionales, regionales o nacionales de fijación de precios del carbono para programas de mitigación.

La fijación del precio del carbono puede suscitar múltiples beneficios, incluida la reducción de impactos sanitarios y ambientales negativos, como los fallecimientos prematuros por exposición a la contaminación atmosférica. Dicho mecanismo proporciona a los gobiernos el financiamiento necesario para apoyar un desarrollo sostenible y estimular el aumento de las inversiones en un crecimiento con bajas emisiones de carbono. Mediante la fijación del precio del carbono los países pueden ofrecer a las empresas y los inversionistas un incentivo para que reduzcan su exposición al carbono, y a la vez acelerar el proceso de realización de inversiones en energía, transporte y tecnologías “limpios”.

Alrededor de 40 naciones y 23 municipalidades, estados y regiones han establecido o están estableciendo sistemas de fijación de precios del carbono, mediante programas y mecanismos que abarcan a alrededor del 12% de las emisiones de los gases que producen el efecto invernadero. Se prevé que el porcentaje aumente, dado el anuncio de China de que en 2017 introducirá un sistema nacional de comercio de derechos de emisión.

Un reciente informe del Banco Mundial —*State and Trends of Carbon Pricing 2015* (“Estado y tendencias en materia de fijación de precios del carbono, 2015”)— muestra que el número de mecanismos de fijación de precios del carbono establecidos o programados casi se ha duplicado desde 2012 hasta la actualidad, y que su monto asciende a unos 50 mil millones de dólares.

Fuente de información:

<http://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2015/11/30/heads-of-state-and-ceos-declare-support-for-carbon-pricing-to-transform-global-economy>

Cuesta abajo (FMI)

En diciembre de 2015, el Fondo Monetario Internacional (FMI) presentó en su revista trimestral *Finanzas & Desarrollo* el artículo “Cuesta abajo”. A continuación se presenta la información.

Tras cuatro años de mantenerse relativamente estables en torno a 100 dólares el barril, los precios del petróleo iniciaron un descenso de más del 50% en junio de 2014. La fuerte caída de los precios del petróleo se suma a la de otras materias primas, en lo que parece ser el fin de un período de auge —o superciclo— que comenzó a principios de 2000. Pero el derrumbe del petróleo tiene antecedentes, ya que anteriormente se habían registrado tres grandes declives (gráfica siguiente).

CUATRO EPISODIOS DE CAÍDA
Tres derrumbes de precios se produjeron antes del actual:
1985–1986, 1990–1991 y 2008–2009.
-Precio del petróleo en dólares constantes de 2014-



Nota: La última observación de precios corresponde a septiembre de 2015. OPEP = Organización de Países Productores de Petróleo.

FUENTE: Cálculos de los autores.

Cada uno coincidió con cambios significativos en los mercados del petróleo y en la economía mundial. El colapso reciente ha desatado un intenso debate sobre las causas y consecuencias, y plantea interrogantes en cuanto a su comparación con los anteriores.

Tras analizar las características principales de cada episodio concluimos que, pese a sus propias características, el primero y el último poseen similitudes inquietantes, como un rápido crecimiento de la oferta no convencional y un cambio de política por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) tras un período de precios elevados. Esto sugiere que los precios del petróleo se mantendrán relativamente bajos durante algún tiempo.

Las condiciones subyacentes de la demanda y la oferta del petróleo determinan las tendencias de los precios a largo plazo, al igual que las expectativas sobre sucesos futuros. Pero las expectativas también pueden incidir en la confianza del mercado a corto plazo. En el actual derrumbe del petróleo, las revisiones de las expectativas de la oferta y la demanda fueron notorias, pero no excepcional o inusualmente grandes, y con pocas probabilidades de desencadenar por sí mismas semejante alteración colosal de los precios.

Qué se esconde detrás del colapso reciente

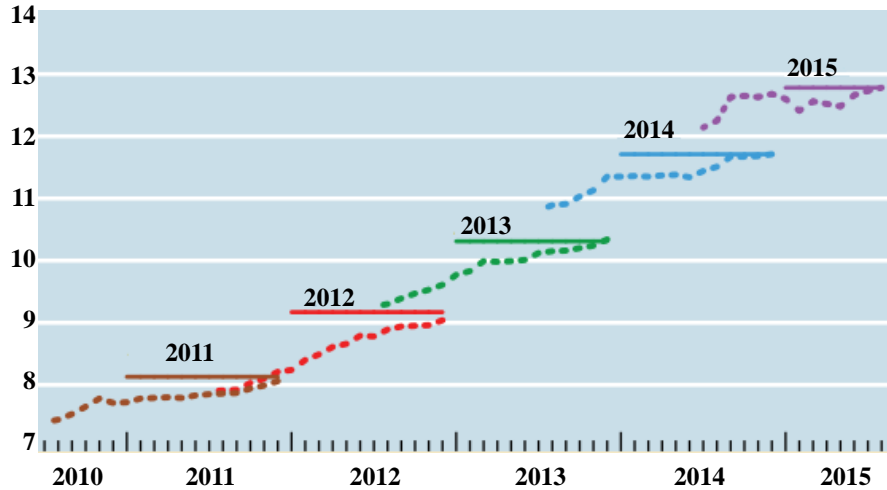
Pero estos cambios de expectativas coincidieron con otros cuatro sucesos importantes: un rápido aumento de la producción petrolera de Estados Unidos de Norteamérica, un cambio significativo en los objetivos de la OPEP, remisión de los riesgos geopolíticos y una gran revalorización del dólar. Estos factores, más los cambios a largo plazo en la dinámica de la oferta y la demanda, generaron las condiciones para semejante derrumbe de precios.

Oferta y demanda: Los mercados petroleros mundiales se han visto afectados por una tendencia de oferta a largo plazo superior a la prevista, en especial de fuentes no

convencionales de producción en Estados Unidos de Norteamérica y, en menor medida, de las arenas petrolíferas canadienses y la producción de biocombustibles (a partir de plantas, como el maíz o la caña de azúcar). Ante el encarecimiento del petróleo después de 2009 y las condiciones financieras excepcionalmente favorables, la extracción de petróleo en las formaciones de roca compacta (fuentes de esquisto) en Estados Unidos de Norteamérica se volvió rentable y derivó en un aumento significativo de la producción petrolera estadounidense (gráfica *Alzas inesperadas*). Estos proyectos petroleros no convencionales difieren de las operaciones de perforación estándar por cuanto poseen costos de capital relativamente bajos y un ciclo de vida mucho más abreviado: 2.5 a 3 años a partir del inicio del desarrollo hasta la extracción completa, frente a las décadas que insume la perforación convencional. Mientras se proyectaba un aumento de la oferta de petróleo, se recortaron los pronósticos de la demanda debido a las cifras reiteradamente decepcionantes del crecimiento mundial desde 2011 (gráfica *Decepciones reiteradas*). Si bien los factores vinculados tanto a la oferta como a la demanda contribuyeron a la caída de los precios del petróleo, las estimaciones empíricas señalan que los factores de la oferta han sido la principal causa del último derrumbe, en mucha mayor medida que la demanda.

ALZAS INESPERADAS

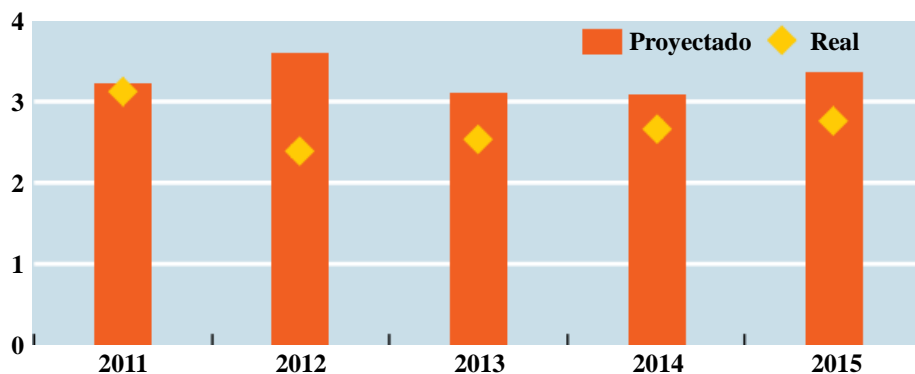
A medida que las técnicas no convencionales de extracción se fueron afianzando, a partir de 2011 la producción de petróleo de Estados Unidos de Norteamérica superó sistemáticamente las previsiones
-Millones de barriles por día-



Nota: La producción petrolera en Estados Unidos de Norteamérica incluye biocombustibles, que se producen a partir de plantas, como el maíz y la caña de azúcar. Las líneas punteadas representan los pronósticos intermensuales de la producción anual. La línea continua representa la producción real del año. La línea continua para 2015 representa pronósticos formulados para todo el año en septiembre de 2015.

FUENTE: Cálculos de los autores.

DECEPCIONES REITERADAS
En los últimos cuatro años, las proyecciones de crecimiento mundial
fueron demasiado optimistas
-Crecimiento PIB mundial, porcentaje-



Nota: Las proyecciones son pronósticos efectuados un año antes. El crecimiento real en 2015 es la proyección realizada en septiembre de 2015 para todo el año.

FUENTE: Cálculos de los autores.

Objetivos de la OPEP: Los 36 millones de barriles diarios que producen los países que integran la OPEP representan el 40% de la oferta mundial, y aunque su cuota en la producción mundial se ha reducido en la última década, la OPEP aún puede, si lo desea, ser el productor de equilibrio en los mercados mundiales de petróleo (véase el recuadro). Es decir, la OPEP posee suficiente capacidad productiva ociosa para aumentar o reducir fácilmente la oferta de petróleo y afectar su precio. El rango de precios del crudo de la OPEP aumentó gradualmente, de 25–35 dólares el barril a principios de la década de 2000, a 100–110 dólares a principios de 2010. Sin embargo, debido al alto objetivo de precios y a la creciente producción no convencional, la cuota de la OPEP en la oferta mundial corrió el riesgo de una erosión constante. Para frenar este descenso de la participación, varios miembros de la OPEP, en el tercer trimestre de 2014, comenzaron a ofrecer descuentos a los importadores de petróleo asiáticos, dejando entrever la intención de la OPEP de abandonar los objetivos de precios. En su reunión de noviembre de 2014, la organización no modificó los cupos de producción acordados en diciembre de 2011, lo que implicaba que dejaba de actuar como productor de equilibrio.

El último cartel en pie

El actor más grande del mercado de petróleo crudo mundial es la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), fundada en 1960 para “coordinar y unificar las políticas petroleras entre los Estados miembros”.

La organización comenzó a ejercer un papel importante en los mercados del petróleo mundiales después de que dispusiera imponer un embargo a las exportaciones de petróleo en 1973, que llevó el precio de 2.70 dólares el barril en septiembre de 1973 a 13 dólares el barril en enero de 1974. Las medidas de la OPEP también llevaron los precios de 12.85 dólares en octubre de 1978 a 40.75 dólares en noviembre de 1979. Los aumentos de eficiencia y los nuevos proveedores de petróleo, sumados a los desacuerdos en el seno de la organización (en especial durante la guerra entre Irán e Iraq, y la Primera Guerra del Golfo), redujeron el papel del cartel durante las dos décadas siguientes. Los países de la OPEP volvieron a actuar de común acuerdo para elevar los precios tras la crisis financiera de Asia en 1997, cuando los precios del petróleo cayeron a menos de 10 dólares el barril.

Los esfuerzos por dirigir los mercados de materias primas mundiales para lograr objetivos de precios no son exclusivos del mercado petrolero. Una diferencia clave entre la OPEP y los anteriores acuerdos es que la primera no posee una cláusula legal que indique cómo intervenir cuando las condiciones del mercado lo ameritan, lo que le da flexibilidad para responder ante las circunstancias cambiantes.

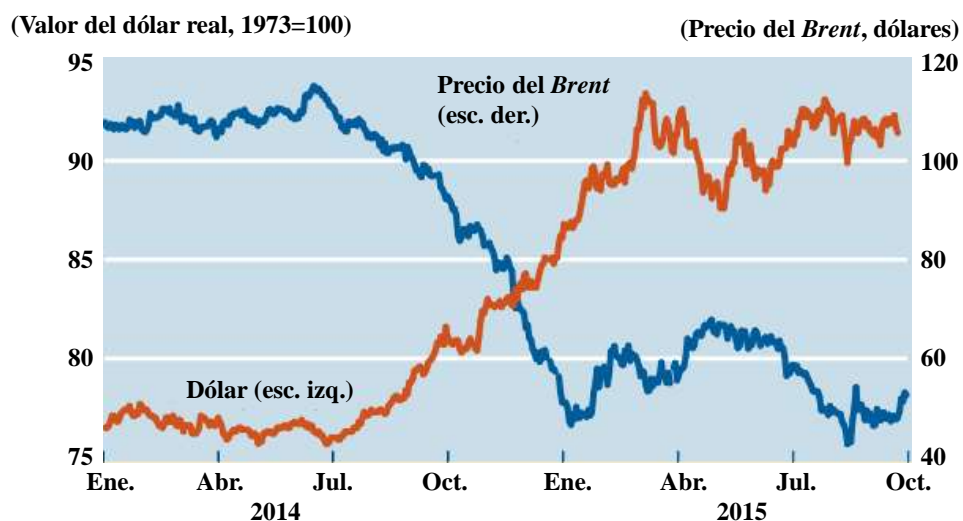
Evolución geopolítica: Desde hace mucho tiempo, los precios del petróleo se han visto afectados por tensiones geopolíticas en regiones productoras de petróleo. Ya en 2010, la oferta de petróleo no convencional añadía más de 1 millón de barriles diarios a la

producción mundial; pero en un principio, esta oferta adicional solo compensaba las pérdidas de varios productores de Oriente Medio y Norte de África. Para el segundo semestre de 2014, era evidente que los conflictos en Oriente Medio y Europa oriental no estaban teniendo un impacto tan grave en la oferta como se había previsto. Libia, pese a su conflicto interno, añadió 500 mil barriles diarios a la producción en el tercer trimestre de 2014. En Iraq, conforme se detuvo el avance del Estado Islámico, se advirtió con mayor claridad que la producción petrolera no se vería alterada. Por último, las sanciones y contrasanciones impuestas después de junio de 2014 a raíz del conflicto entre Rusia y Ucrania incidieron muy poco en los mercados de energía de Europa.

Apreciación del dólar: Desde junio de 2014, el dólar se ha revalorizado más del 15% frente a las principales divisas, en términos ponderados por el comercio (gráfica siguiente). Habitualmente, una apreciación generalizada del dólar tiende a elevar el costo del petróleo en moneda local en los países que utilizan monedas no ligadas al dólar, lo que debilita la demanda en dichos países. Asimismo, precipita un incremento de la oferta por parte de los productores no dolarizados, como Rusia, cuyos costos de insumos están denominados mayormente en moneda local.

REALIDADES DIFERENTES

Los precios del petróleo vienen descendiendo a ritmo constante desde julio de 2014, mientras que el dólar se ha revalorizado



Nota: El valor del dólar es el tipo de cambio efectivo en relación con una canasta de las principales divisas ponderadas por el comercio. Las observaciones más recientes corresponden al 9 de octubre de 2015. El Brent es crudo producido en el Mar del Norte.

FUENTE: Cálculos de los autores.

El pasado como prólogo

Hubo tres grandes derrumbes del petróleo anteriores al actual: en 1985–1986, en 1990–1991 durante la primera Guerra del Golfo, y en 2008–2009 durante la crisis financiera mundial (cuadro).

COMPARACIÓN DE LOS DERRUMBES DEL PETRÓLEO

Hay diferencias y semejanzas entre los cuatro períodos de caída del petróleo desde 1985

	1985-1986	1991-1991	2008-2009	2014-2015
Estadísticas clave				
Período	Nov. 1985-Mar. 1986	Nov. 1990-Feb. 1991	Jul. 2008-Feb. 2009	Oct. 2014-Ene. 2015
Duración (días)	82	71	113	83
Caída del precio (porcentaje)	66	48	77	51
Volatilidad (porcentaje)	4.69	5.18	4.62	2.58
Contexto del mercado y de políticas				
Catalizadores fundamentales	Aumento de la oferta de petróleo de países fuera de la OPEP, en especial de Alaska, México y Mar del Norte	La operación “Tormenta del desierto” y la utilización de las existencias de emergencia de la AIE calmaron a los mercados	Liquidación de activos (incluidas las materias primas) debido a la crisis financiera de 2008	Aumento de la oferta de petróleo de países fuera de la OPEP, en especial esquistos bituminosos de Estados Unidos de Norteamérica
Objetivo de política de la OPEP	Proteger la cuota de mercado, más que establecer objetivos de precios	Mantener una buena oferta en el mercado	Fijar un rango de precios	Proteger la cuota de mercado, más que establecer objetivos de precios
Acción de la OPEP	Aumentar la producción	Aumentar la producción	Reducir la producción	Aumentar la producción
Precios antes del derrumbe	Disminución gradual de los precios oficiales de la OPEP	Fuerte aumento	Fuerte aumento antes del derrumbe	Precios relativamente estables en torno a 100 dólares
Precios después del derrumbe	Se mantuvieron bajos durante casi dos décadas	Volvieron a los niveles previos al máximo	Volvieron a los niveles anteriores al derrumbe en el lapso de dos años	Según proyecciones, continuarán bajos

Nota: AIE = Agencia Internacional de Energía; OPEP = Organización de Países Productores de Petróleo.

FUENTE: Compilación de los autores.

El colapso de los precios del petróleo de 1986 estuvo precedido por varios años de precios elevados, precipitados por la revolución de 1979 en Irán. La OPEP fijaba precios oficiales para los diversos tipos de crudo que producían sus miembros, donde la referencia era el petróleo liviano de muy alto precio de Arabia Saudita. En 1981, el precio del petróleo liviano saudí se fijó en 34 dólares el barril. Los altos precios y la recesión mundial de principios de los años ochenta provocaron una gran caída del consumo de petróleo, principalmente en las economías avanzadas. Los altos precios también incentivaron la conservación de combustibles, la sustitución del petróleo por

otros combustibles —en especial en la generación de electricidad, incluso a partir de energía nuclear— y aumentos de la eficiencia, en particular, normas mínimas más exigentes de ahorro de combustible para los automóviles. Además, los precios elevados alentaron la producción no vinculada a la OPEP, principalmente en el Estado de Alaska en Estados Unidos de Norteamérica, en México y en el Mar del Norte. La débil demanda y la creciente producción no ligada a la OPEP obligaron a esta última a reducir su producción casi a la mitad, la mayor parte de la cual fue absorbida por Arabia Saudita. No obstante, los precios del petróleo liviano saudí declinaron a 28 dólares el barril en 1985, debido a la caída en la actividad económica mundial y a la decisión de varios miembros de descontar precios oficiales para aumentar las exportaciones. Para 1985, la producción saudí había mermado a 2.3 millones de barriles diarios, frente a 10 millones unos años antes. Para recuperar cuota de mercado, incrementó la producción, abandonó la fijación de precios oficiales y adoptó el mecanismo de precio al contado.

La crisis de 1990–1991 derivó indirectamente de la invasión de Iraq a Kuwait, en agosto de 1990. Los precios del petróleo habían permanecido bajos durante varios años antes de la invasión. El petróleo del Mar del Norte (Brent) promedió menos de 17 dólares el barril durante los cinco años previos. La invasión de Iraq a Kuwait y la subsiguiente guerra en Iraq eliminó del mercado más de 40 millones de barriles diarios de crudo combinado iraquí y kuwaití. Otros miembros de la OPEP poseían una capacidad sin explotar más que suficiente para cubrir este déficit, pero tardaron bastante en aumentar la producción, de modo que los precios aumentaron considerablemente. El *Brent* subió brevemente por encima de 40 dólares el barril en septiembre de 1990, para luego retroceder lentamente a 28 dólares en diciembre, producto del ingreso de suministros adicionales en el mercado. La crisis de precios que siguió a mediados de enero de 1991 fue pronunciada y súbita. Antes de la guerra, la Agencia Internacional de Energía (AIE) se había comprometido a liberar 2.5 millones de barriles diarios de las existencias de crudo de emergencia en reserva en caso de producirse un conflicto bélico. La medida de la AIE y el éxito rápido de las fuerzas de coalición para poner fin al control de Iraq

sobre Kuwait dieron lugar a un declive inmediato de los precios, por debajo de 20 dólares el barril. Así pues, la crisis de 1990–1991 consistió en un retroceso de los precios a los bajos niveles anteriores al recorrido alcista, tras un *shock* externo. Difirió de los otros tres, en los cuales la crisis se produjo después de un período prolongado de precios elevados. El derrumbe de precios de 2008–2009 fue el más grande desde la Segunda Guerra Mundial, y fue una respuesta a la crisis financiera mundial que comenzó en 2008. En el segundo semestre de 2008, los precios del petróleo cayeron más de 70%. Este derrumbe, que reflejaba la incertidumbre mundial y una fuerte caída de la demanda, no fue exclusivo del petróleo. La mayoría de los mercados de renta variable sufrieron caídas similares, al igual que otras materias primas, incluso otros productos de energía como el carbón, los metales, los alimentos básicos y los insumos agrícolas como el caucho natural. A la crisis de precios de 2008 se sumó un brote de volatilidad, y la mayoría de las materias primas, incluido el petróleo, cayeron a una tasa muy similar. La gravedad del derrumbe de precios del petróleo de 2008 tuvo origen en la decisión de la OPEP a principios de 2000 de volver a restringir la oferta. Por un breve lapso fijó el rango de precios del crudo entre 22 y 28 dólares el barril. Sin embargo, cuando los precios superaron dicho rango en 2004, la OPEP elevó de manera gradual su “objetivo predilecto” para llegar finalmente a un precio del barril de entre 100 y 110 dólares. A medida que transcurrió la crisis financiera y las economías avanzadas se sumieron en recesión entre 2008 y 2009, los precios descendieron a menos de 40 dólares el barril. Sin embargo, al cabo de dos años, los precios volvieron a la marca de 100 dólares, alentados por una demanda más sólida derivada de un repunte de la economía mundial, y por la decisión de la OPEP de retirar 4 millones de barriles diarios del mercado.

Comparaciones

Existen algunas similitudes y diferencias fundamentales entre los cuatro derrumbes de precios del petróleo.

Las más sorprendentes son las similitudes entre la crisis de 1985–1986 y la actual. Ambas ocurrieron tras un período de precios elevados y aumento de la producción en países fuera de la OPEP: en 1985–1986 en Alaska, el Mar del Norte y México, y en el derrumbe actual, gracias al petróleo de esquisto de Estados Unidos de Norteamérica, las arenas petrolíferas canadienses y los biocombustibles. En ambas crisis, la OPEP modificó el objetivo de su política: de variar la producción para mantener un precio fijado, a vender todo para mantener su participación de mercado. También se observan similitudes entre las crisis de 1990–1991 y 2008–2009. Ambas fueron provocadas por sucesos mundiales: la primera Guerra del Golfo y la crisis financiera mundial de 2008.

El colapso de precios del petróleo más reciente es de muchos modos similar a los colapsos de la década de 1980 y la crisis financiera mundial. No obstante, existen asimismo diferencias marcadas entre los dos declives más recientes de los precios del petróleo. La caída del precio del petróleo que comenzó en 2014 fue mucho más aguda que el declive de precios de otras materias primas. En el período 2008–2009, los precios de casi todas las materias primas bajaron en magnitudes similares, producto de una grave recesión mundial, y los precios de la mayoría de las materias primas, incluyendo el petróleo, se recuperaron con igual rapidez después de que la recesión tocó fondo. Otros sucesos en materia de precios y mercados también señalan que el episodio reciente se vio alentado por diversos factores mayormente específicos de la industria petrolera, mientras que el episodio de 2008–2009 se debió a factores generales: un grave derrumbe de la demanda tras la crisis financiera mundial, incertidumbre mundial y restricciones de liquidez.

Perspectivas para los mercados del petróleo

Al parecer, los sucesos recientes que dieron origen al derrumbe de precios han afectado de manera prolongada a los mercados del petróleo, lo cual previsiblemente mantendrá los precios del petróleo bajos durante algún tiempo. Como los costos de la producción

no convencional siguen bajando de forma pronunciada, los proveedores de petróleo no convencional seguramente seguirán siendo actores importantes.

Con el tiempo, no obstante, una lenta recuperación del crecimiento económico mundial debería elevar gradualmente los precios mundiales del petróleo. Estos también podrían aumentar con rapidez si los proveedores no convencionales reducen su producción de manera significativa. Como en el pasado, de intensificarse las tensiones geopolíticas los precios podrían aumentar. Sin embargo, la drástica caída de los precios desde mediados de 2014 ha sido un episodio inédito y trascendente, que probablemente origine efectos duraderos en los mercados de petróleo mundiales.

Fuente de información:

<http://www.imf.org/external/Pubs/FT/fandd/spa/2015/12/pdf/baffes.pdf>

Avanza proyecto de combustibles limpios con inversión de 4 mil mdd (Pemex)

El 10 de enero de 2016, Petróleos Mexicanos (Pemex) comunicó los avances del proyecto de combustibles limpios. Con dichas acciones se reducirán 12 mil toneladas anuales de bióxido de azufre en emisiones. A continuación se presentan mayores detalles.

Petróleos Mexicanos impulsará la fase II del proyecto de combustibles limpios correspondientes a Diesel Ultra Bajo Azufre para las refinerías de Madero, Tamaulipas; Salamanca, Guanajuato; Minatitlán, Veracruz; Tula, Hidalgo, y Salina Cruz, Oaxaca.

De este modo, con un monto de casi 4 mil millones de dólares, de los que 58% será de inversionistas privados, se construirán 12 nuevas plantas y se modernizarán 14 de las ya existentes, en tanto se instalarán sistemas complementarios y servicios auxiliares integrados a dichas refinerías. Estas inversiones forman parte de las anunciadas el mes pasado ante el Presidente de la República.

Una vez que concluyó la etapa de diseño de las ingenierías básicas, la construcción de dichas plantas iniciará este mes; su puesta en operación se tiene prevista durante el primer semestre de 2018, con lo que se cumplirá la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-005-CRE-2015 referente a las especificaciones de calidad de los petrolíferos.

De este modo, Pemex producirá diésel de alta calidad, disminuyendo significativamente su concentración de azufre de 500 a 15 partes por millón, lo cual representa una reducción de emisiones de 12 mil toneladas anuales de bióxido de azufre, a partir de la producción de combustibles más eficientes y, sobre todo, más amigables con el medio ambiente.

En la refinería de Madero se invertirán más de un mil millones de dólares y los trabajos estarán a cargo de la compañía ICA Flour Daniel. Para el caso de Salamanca se invertirán más de 500 millones de dólares y los trabajos estarán a cargo de Samsung Engineering.

Por su parte, en la refinería de Minatitlán las inversiones representan 700 millones de dólares, desarrollando los trabajos la empresa Treunidas México Ingeniería y Construcción, en tanto en la de Tula se invertirán más de 600 millones de dólares contratándose con Avanzia Instalaciones; en Salina Cruz el monto será superior a un mil millones de dólares, quedando la obra a cargo del consorcio *Foster Wheeler - Arendal*.

Se tiene estimado que estos proyectos generarán más de 12 mil empleos directos y 31 mil indirectos, además de que la reducción de importaciones de diesel representará no sólo un impacto positivo en la balanza comercial del país, sino que impulsará las economías de las localidades en dónde se realizarán dichos trabajos.

El desarrollo del proyecto de Pemex de combustibles limpios en su fase diésel constituye un soporte para enfrentar con éxito los retos que representa un ambiente competitivo en el mercado de combustibles.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-002-nacional.aspx

Precios del petróleo: el colapso de la OPEP (La Jornada)

El 6 de enero de 2015, el periódico La Jornada publicó la nota “Precios del petróleo: el colapso de la OPEP” de Alejandro Nadal. A continuación se presenta el contenido.

En los pasados 18 meses el colapso de los precios internacionales de petróleo alcanzó dimensiones dramáticas. Entre junio y diciembre de 2014, la cotización cayó de 114 a 60 dólares por barril (para el Brent). Pero el brutal desplome no se detuvo: a lo largo de 2015 la tendencia a la baja se mantuvo y hoy los precios del petróleo se encuentran en los niveles más bajos desde 2008.

La incertidumbre que rodea el mercado internacional de petróleo es notable. Lo que antes podría considerarse algo normal hoy aparece como extraño y difícil de acomodar en viejos moldes analíticos que se han hecho obsoletos. La Agencia Internacional de Energía calcula que la sobreoferta mundial de crudo rebasa los 2 millones de barriles diarios. Pero en diciembre pasado los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidieron incrementar el tope superior de su producción de 30 a 31.5 millones de barriles diarios a sabiendas de que se mantiene una oferta excedente a nivel mundial.

En un interesante artículo publicado hace un año, el economista en jefe de Gavekal Dragonomics, Anatole Kaltsky se preguntaba si el precio de 50 dólares el barril sería el piso para una recuperación de las cotizaciones o si sería un nuevo techo. Para muchos

analistas el nivel de 50 dólares por barril se presentaba como un trampolín para futuros aumentos en el precio del crudo. En cambio, para otros la cota de 40 dólares se anunciaba como un hecho que sería muy difícil de sobrepasar. El debate se agudizó en los primeros meses de 2015, cuando se consolidó la tendencia a la baja.

Hoy las interrogantes sobre el precio del crudo son interesantes porque las respuestas podrían decir mucho sobre el futuro de la economía mundial. En las últimas seis décadas cada recesión mundial ha sido precedida por un incremento notable en los precios del petróleo. Y cuando el precio del crudo se ha reducido en 40 o 50% y ha permanecido en esos niveles por más de medio año, la economía mundial ha respondido con un crecimiento vigoroso.

Pero hoy las cosas han cambiado radicalmente. Los bajos precios del crudo no son presagio de una nueva fase de crecimiento. Los países y regiones que podrían ser fuentes de dinamismo se encuentran atrapados en el estancamiento. En las economías más ricas el desendeudamiento de los consumidores no concluye y sigue su tortuoso camino porque los salarios no se han recuperado. En Estados Unidos se presenta un círculo vicioso; el proceso de eliminar deudas se hace lento porque el crecimiento de la economía es mediocre y el crecimiento sufre porque el desendeudamiento frena la expansión de la demanda. En Europa la disfuncional política macroeconómica frena y distorsiona la economía regional. La política fiscal se encuentra hincada en el altar de la austeridad, mientras que la política monetaria mantiene la inyección de recursos al sector financiero. Y países como China y Brasil (así como los demás “mercados emergentes”) se encuentran en graves dificultades. Se comprende por qué se habla de un estancamiento secular cuando se analizan las tendencias regionales y sub-regionales.

Quizás todo esto explica por qué Arabia Saudita ha preferido una estrategia de ampliación de su franja de mercado vía una guerra de precios en lugar de mantener las cotizaciones del crudo en niveles altos. En casos de oligopolios concentrados en los que

la diversificación del producto no es posible, la entrada de nuevos competidores siempre representa una amenaza para los viejos productores ya establecidos. Esto es más claro cuando el volumen de la demanda crece despacio o cuando los nubarrones de una contracción asoman en el horizonte. Y eso es exactamente el escenario al que se ha enfrentado Arabia Saudita; de ahí que haya optado por declararle la guerra a los nuevos productores estadounidenses basados en la tecnología de *frracking*, que ya estaban comenzando a inundar el mercado mundial.

Pero destruir la capacidad de producción de nuevos productores a través de una guerra de precios toma tiempo. El desplome en los precios que ha provocado Arabia Saudita ya ha tenido un efecto significativo en las empresas estadounidenses en las regiones donde se encuentra el petróleo de esquistos. Pero Riad quiere asegurarse. Por eso ha recortado el gasto público, preparándose para una campaña más larga de lo que esperaban muchos analistas.

La ejecución de 47 personas en Arabia Saudita, entre ellas Nimr al_Nimr, el más importante representante de la comunidad chitía en ese país, ha desencadenado la peor crisis con Irán. En otros tiempos se hubiera esperado que esta confrontación entre los dos miembros de la OPEP llevaría a una falta de cooperación dentro del cártel petrolero. La ironía esta vez coloca a los dos rivales en la misma esquina, pues Irán también buscará aumentar su producción cuando entre en vigor el acuerdo nuclear (y se levanten las sanciones) para poder vender lo más que pueda a sus clientes tradicionales en China, India, Japón y Corea del Sur. El colapso de la OPEP es un hecho.

Fuente de información:

<http://www.jornada.unam.mx/2016/01/06/opinion/024a1eco>

El petróleo en caída libre (RIE)

El 13 de enero de 2016, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó que el precio del petróleo ha iniciado un nuevo movimiento de caída que nadie sabe dónde terminará. Desde junio de 2014, el crudo ha pasado de 105 a 30 dólares por barril, una caída brutal, que además llega casi al 80% si se toma como base el pico de precio de 2008, que se situó por encima de los 140 dólares por barril. Este desplome, mayor incluso al que se produjo entre 1979 y 1986, parece no tener fin. Por ejemplo, Morgan Stanley ha publicado un informe en el que anticipa que el precio podría caer hasta los 20 dólares por barril.

Es imposible entender con precisión estos movimientos ni hacer apuestas fiables sobre el futuro. El número de variables que intervienen en la formación del precio del crudo es demasiado alto y la incertidumbre sobre muchas de ellas elevada. Además, para tener una comprensión profunda del mercado petrolero hay que ser especialista en economía de la energía, relaciones internacionales y geopolítica, ingeniería, geofísica y derecho internacional.

Lo que sí podemos hacer es identificar algunos factores estructurales que están presionando a la baja el precio. Por el lado económico, tenemos un aumento de la oferta producido por el incremento de la producción de *tight oil* obtenido del *fracking* en Estados Unidos de Norteamérica que, al hacer más autosuficiente al principal consumidor e importador mundial, quita presión sobre el precio. A este exceso de oferta, que también encontramos en otros países porque los precios altos de los últimos años han llevado a importantes inversiones para aumentar la capacidad productiva, hay que sumarle una caída de la demanda por la desaceleración de la economía china (y de otras potencias emergentes), que en los últimos años han sido los países cuya demanda marginal de crudo crecía más rápidamente.

Por último, la reciente decisión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de no recortar la producción ante los bajos precios y el fin del embargo al

petróleo iraní tras el acuerdo con Estados Unidos de Norteamérica, contribuyen también a mantener el exceso de oferta, sobre todo por los niveles récord de producción en los últimos meses de Arabia Saudita, Irak e Irán.

Por lo tanto, la combinación de más oferta y menos demanda, sumada a la apreciación del dólar —que contribuye a mantener altos los ingresos de algunos países exportadores en moneda local a pesar de la caída del precio—, explicaría la tendencia al colapso de los precios, pero no puede predecir cuánto caerán ni a qué velocidad.

La intensidad y duración de la caída depende sobre todo de lo que los inversionistas interpreten que está pasando en China, y digo interpreten porque nunca podrán saberlo debido a las dudas sobre la calidad de los datos. Si creen que la economía china está sufriendo una desaceleración controlada que le permitirá estabilizar su crecimiento en niveles del 5-6% a mediano plazo, pero sin caídas mayores, la economía mundial no sufriría una crisis generalizada, por lo que el precio del crudo debería estabilizarse.

Incluso podría volver a subir una vez que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) optara por recortar la producción, si considerara que el bajo precio del último año y medio ha mermado suficientemente las perspectivas de desarrollo, tanto de las energías renovables como del *shale oil*, algo que interesa especialmente a Arabia Saudita, que cuenta con las mayores reservas de crudo del mundo.

Sin embargo, lo que parece que los mercados están interpretando estos últimos días es que la economía china corre el riesgo de colapsar, arrastrando al mundo a una nueva recesión, lo que está generando tanto bruscas caídas en los mercados bursátiles como el hundimiento del precio del petróleo. Sin duda hay señales que indican que la economía china tiene problemas. Su modelo de crecimiento basado en la exportación y la inversión está mostrando síntomas de agotamiento; el alto nivel de deuda, tanto de empresas semipúblicas como de gobiernos regionales y del sistema bancario en la sombra, es preocupante; y la tendencia a la depreciación de su moneda indica que se

están produciendo salidas de capitales, que encarecerán los hidrocarburos importados y podrían incentivar el uso del carbón, lo que dificultaría el cumplimiento de sus objetivos en la lucha contra el cambio climático alcanzados en la COP21 de París.

Sin embargo, también es cierto que China cuenta con importantes fortalezas que le deberían permitir llevar el barco a buen puerto a pesar de las turbulencias. Tiene ingentes reservas, que han caído desde el pasado verano pero que aún están muy por encima de los tres billones de dólares, y está dando pasos para reequilibrar su economía mediante el aumento del consumo interno. Al menos esa es la tesis que sostienen la mayoría de los especialistas en China que conocen bien el país y hablan el idioma, especialmente si son politólogos y no analistas financieros.

Pero como es menos arriesgado seguir al rebaño que intentar obtener información fiable sobre qué está pasando en China, por el momento se está imponiendo la tesis de que la economía china es impenetrable y “pinta mal”, lo que está llevando a los inversionistas a vender, y al precio de las bolsas y al crudo a una enorme volatilidad dentro de una marcada tendencia a la baja.

Mientras se intenta dilucidar qué pasa realmente con el crecimiento chino (y, por tanto, con el mundial), los bajos precios del crudo generan una tendencia a la caída de los precios en los países avanzados (lo que alimenta la tesis del estancamiento secular y hace más difícil la normalización de la política monetaria en Estados Unidos de Norteamérica), así como problemas fiscales de los grandes exportadores de petróleo y quiebras en empresas que hicieron inversiones endeudándose en dólares pensando que los precios estarían altos durante mucho tiempo. Pero, por otra parte, el petróleo barato también supone un regalo para los bolsillos de los consumidores en los países importadores de crudo que, como los europeos (y muy especialmente España), necesitan de estas alegrías de gasto vía consumo privado, ya que las restricciones impuestas por Bruselas obligan a seguir ajustando los presupuestos públicos.

En definitiva, el petróleo barato, que en condiciones normales debería ser una buena noticia para el crecimiento de la economía mundial en la medida en la que supone una transferencia ingente de rentas desde unos pocos países productores hacia un gran número de países consumidores, paradójicamente ha disparado todas las señales de alarma.

Fuente de información:

http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/steinberg-petroleo-caida-libre

Desplome petrolero paraliza inversiones por 400 mil millones de dólares (CNNExpansión)

El 19 de enero de 2016, la casa editorial y de noticias CNNExpansión publicó que los especialistas señalan que al menos 68 grandes proyectos energéticos se han pospuesto; Canadá, Angola, Kazajistán, Nigeria, Noruega y Estados Unidos de Norteamérica son los países más afectados. A continuación se presenta la información.

La caída del energético a mínimos de 13 años ha provocado salvajes recortes en las inversiones de las empresas energéticas. La consultoría de la industria *Wood Mackenzie* dijo que 68 grandes proyectos de petróleo y gas por valor de 380 mil millones de dólares ya han sido puestos en pausa.

Los retrasos significan que el equivalente a 27 mil millones de barriles de petróleo y gas comercialmente viables que permanecerán inactivos por el momento.

“El impacto de los precios del petróleo sobre los planes corporativos ha sido brutal”, dijo *Angus Rodger*, analista de *Wood Mackenzie*.

La consultora concluye que el costo de los proyectos grandes no ha caído lo suficiente como para justificar la inversión inicial masiva. El petróleo ha caído 70% desde su pico de junio de 2014 de casi 108 dólares.

En lugar de concentrarse en la búsqueda de nuevas fuentes de petróleo y gas, las grandes empresas ahora tienen que enfocarse en la forma de “liberar capital para sobrevivir a los precios bajos”, dijo *Wood Mackenzie*.

Y no son solo los precios bajos, sino la perspectiva de que el petróleo no se recuperará durante mucho tiempo lo que está cesando los proyectos, particularmente las costosas inversiones en aguas profundas.

BP anunció recientemente que recortará 4 mil empleos, entre ellos 600 de sus operaciones de aguas profundas en el Mar del Norte en Aberdeen, Escocia.

Muchos de los 68 proyectos habrían tardado años en entrar en funcionamiento. Retrasarlos privará a los mercados de 1.5 millones de barriles de petróleo por día en 2021, y de casi 3 millones de barriles en 2025, concluye el informe.

La mayoría de los proyectos petroleros pospuestos están en Canadá, Angola, Kazajistán, Nigeria, Noruega y Estados Unidos de Norteamérica.

Wood Mackenzie advierte que incluso más proyectos podrían retrasarse si los precios no se recuperan pronto. Se cree que el petróleo tendría que subir de nuevo por encima de los 60 dólares por barril antes de las empresas comiencen a desempolvar sus planes de nuevo.

Fuente de información:

<http://www.cmexpansion.com/economia/2016/01/14/crisis-petrolera-retrasa-proyectos-por-400000-mdd>

El momento más difícil de Pemex (CNNExpansión)

El 21 de enero de 2016, la casa editorial y de noticias CNNExpansión publicó que Pemex puede registrar los peores números de su historia reciente; la caída del precio del crudo a menos de 20 dólares complica sus inversiones en nuevos campos. A continuación se presenta la información.

El desplome de los precios del crudo y la caída en la producción de Pemex se mezclaron para golpear la rentabilidad de la mayor empresa del país, que apunta a registrar los peores números de su historia reciente, según cifras preliminares de la petrolera nacional.

Pemex acumuló pérdidas por 144 mil 3 millones de pesos a noviembre del año pasado, lo que implicó un incremento en su saldo negativo del 60% frente al cierre del 2014, según datos del balance primario y financiero de Pemex y sus organismos subsidiarios. Estas cifras permiten obtener un primer vistazo al desempeño de la empresa estatal antes de la entrega final de sus reportes financieros a la Bolsa Mexicana de Valores y a la Comisión de Valores de Estados Unidos de Norteamérica.

A falta de conocer los datos a diciembre, la disminución de su producción y la caída de los precios agravarán aún más su situación financiera. Pemex deberá dar a conocer sus resultados preliminares a finales de este mes, aunque aún no define fecha para los reportes que entregará a la Bolsa

Un futuro difícil

El futuro también se presenta complicado. La venta de barriles de petróleo, que durante décadas resultó la mayor fuente de ingresos de Pemex, se ha vuelto en el último año en su contra, pues el desplome del precio internacional del hidrocarburo impide que pueda desarrollar y descubrir nuevos campos para frenar el declive de su producción.

El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación está en 19 dólares por barril, frente a los 72 dólares que registró un año antes. Mientras, la extracción de crudo fue de 2.27 millones de barriles en promedio diario en noviembre de 2015, frente a los 2.36 del mismo mes de 2014, según los últimos datos disponibles. Tanto la producción como los ingresos de la petrolera van a la baja.

Esta cifra sitúa al año pasado como el tercero con el peor declive en su producción petrolera, sólo por detrás de 2009 y 2008, de acuerdo con datos históricos de Pemex.

Este desplome en los precios del petróleo presiona sus finanzas, aunque Pemex ha señalado que sus actividades aún son rentables, pues sus costos de producción se ubican por debajo de los 10 dólares por barril, por lo que aún existe margen para la petrolera.

Sin embargo, “el problema no es hoy, sino el futuro inmediato”, apuntó Arturo Carranza, analista de la consultora Solana Consultores. “El 80% de la producción de Pemex reside en costos de producción de 10 dólares en promedio, pero estos yacimientos van en declive y hay que mantener el ciclo de exploración y producción, donde los costos ya aumentan a más de 17 dólares”.

Además, los costos de producción de Pemex subieron de 5.22 a 8.22 dólares entre 2010 y 2014, un aumento de 36%, aunque aún están por debajo de grandes petroleras como *Chevron-Texaco*, *Petrobras*, *ConocoPhillips* y *Royal Dutch Shell*, según un comparativo presentado por la petrolera en enero de este año, en una presentación en el *Santander XX Annual Latam CEO Conference*.

En cuanto a los costos de exploración y desarrollo, el promedio se elevó de 13.79 a 17.97 dólares en el mismo período, un alza del 23%, pero también por debajo de otras grandes petroleras, según datos de la misma presentación.

“Todos los campos son rentables ahora, pero esos pozos no son eternos. Incluso unos ya requieren tecnologías de recuperación, lo que en sí elevará sus costos de producción”, opinó Gonzalo Monroy, presidente de la consultora especializada GMEC.

Pozos en declive

Los campos de *Ku-Maloob-Zaap* (849), *Abkatún-Pol-Chuc* (249) y *Cantarell* (187) aportaron cerca del 57% de la producción total de Pemex de 2015. El primero de ellos se encuentra en fase de producción, por lo que sus costos son de los menores de la cartera de activos de Pemex. Pero el segundo se encuentra en etapa de declinación, por lo que pronto requerirá de técnicas de recuperación mejorada, que aumentarán los costos. Y el tercero ya se ubica en la última fase de su existencia, según datos de Pemex a inicios del año pasado.

Este aumento de los gastos de exploración y desarrollo presionará a Pemex en el futuro, pues la bajada de los precios internacionales del crudo puede retrasar proyectos destinados a impedir que siga la caída en su producción. Una menor inversión supondrá una mayor caída en la extracción, advirtió Monroy.

“En este contexto, la compañía ha anunciado que anunciará medidas para reducir los costos de operación ineficiente, pero en tanto la inversión sufrirá.”, dijeron analistas de *Barclays* ante inversionistas. Estos expertos prevén una reducción en el presupuesto de exploración de 80 mil millones de pesos con respecto al de hace dos años.

La petrolera ya sufrió un recorte de 62 mil millones de pesos a inicios del año pasado, de los cuales 46 mil 500 millones de pesos los absorbió Pemex Exploración y Producción.

Fuente de información:

<http://www.cnnexpansion.com/negocios/2016/01/20/el-barril-de-crudo-pone-en-jaque-a-pemex>

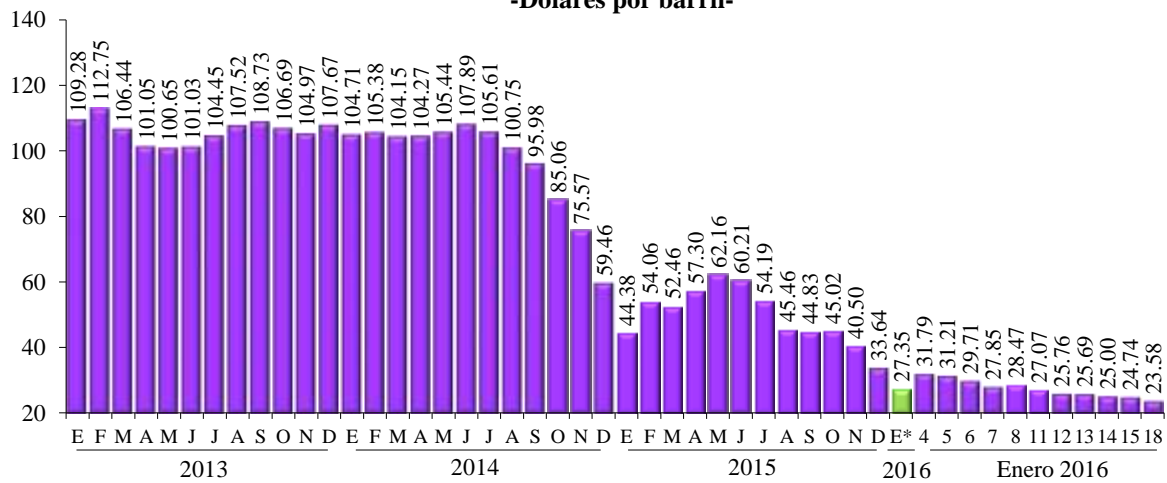
Canasta de crudos de la OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que se integra por los siguientes países: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar y Venezuela, informó el 12 de marzo de 2014 la nueva canasta de crudos de referencia de la OPEP, que se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, en términos generales, se incluyeron los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Iran Heavy (República Islámica de Irán), Basra Light (Iraq), Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libia), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Arabia Saudita), Murban (Emiratos Arabes Unidos) y Merey (Venezuela).

Cabe destacar que el Girasol (Angola) y el Oriente (Ecuador) se incluyen en la canasta a partir de enero y de octubre de 2007, respectivamente. Además, en enero de 2009 se excluyó del precio de la canasta el crudo Minas (Indonesia); en tanto que el venzolano BCF-17 fue sustituido por el Merey.

En este marco, durante los primeros 18 días de enero de 2016, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio de 27.35 dólares por barril (d/b), cifra 18.70% inferior con relación a diciembre de 2015 (33.64 d/b), y menor en 38.37% si se le compara con el promedio de enero de 2015 (44.38 d/b).

PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP
-Dólares por barril-



* Promedio al día 18 de enero.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm