
III. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 21 de febrero de 2014, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante enero de 2014, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 90.72 dólares por barril (d/b), lo que significó una reducción de 1.15% con relación a diciembre pasado (91.78 d/b) y 9.82% menor con relación a enero de 2013 (100.60 d/b).

Durante el primer mes de 2014, se obtuvieron ingresos por 3 mil 295 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó una disminución de 18.06% respecto a enero de 2013 (4 mil 21 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 2 mil 445 millones de dólares (74.20%), del tipo Olmeca se obtuvieron 308 millones de dólares (9.35%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 541 millones de dólares (16.42%).

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 | 42 723 | 3 928 | 34 911 | 3 884 | 32 126 | 6 476 | 4 121 |
| Enero | 4 021 | 444 | 2 978 | 599 | 3 145 | 780 | 96 |
| Febrero | 3 600 | 227 | 2 941 | 432 | 2 763 | 376 | 460 |
| Marzo | 3 521 | 295 | 2 791 | 435 | 2 493 | 492 | 537 |
| Abril | 3 792 | 342 | 3 098 | 351 | 2 949 | 584 | 259 |
| Mayo | 3 149 | 83 | 2 775 | 291 | 2 096 | 593 | 460 |
| Junio | 3 199 | 172 | 2 744 | 284 | 2 440 | 494 | 265 |
| Julio | 3 787 | 297 | 3 193 | 297 | 2 693 | 509 | 585 |
| Agosto | 3 616 | 371 | 3 006 | 238 | 2 667 | 666 | 283 |
| Septiembre | 3 576 | 379 | 2 964 | 233 | 2 678 | 743 | 154 |
| Octubre | 3 512 | 348 | 2 942 | 222 | 2 626 | 497 | 389 |
| Noviembre | 3 229 | 416 | 2 617 | 196 | 2 585 | 279 | 365 |
| Diciembre | 3 722 | 555 | 2 861 | 306 | 2 991 | 462 | 269 |
| 2014 | 3 295 | 541 | 2 445 | 308 | 2 695 | 557 | 43 |
| Enero | 3 295 | 541 | 2 445 | 308 | 2 695 | 557 | 43 |

a/ Incluye Crudo Altamira.

b/ Incluye otras regiones.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

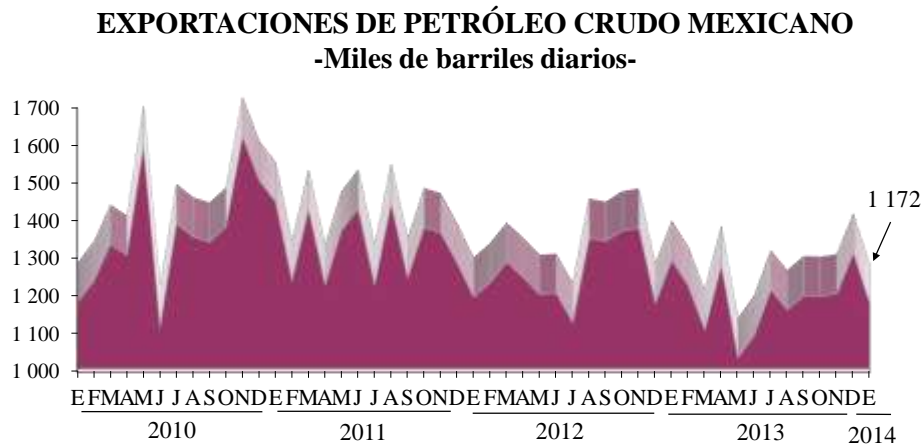
http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.pdf

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

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De acuerdo con información de Pemex, durante enero de 2014, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.172 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 10.40% menor con relación a diciembre de 2013 (1.308 mb/d) y menor en 9.08% a la reportada en enero de 2013 (1.289 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleos crudos mexicanos, durante enero de 2014, fueron los siguientes: al Continente Americano (82.68%) a Europa (16.04%) y al Lejano Oriente (1.19%).



Fuente de información:

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

Aprueba el Consejo de Administración Proyecto de Calidad de Combustibles Limpios (Pemex)

El 26 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (Pemex) aprobó el Proyecto de Calidad de Combustibles Limpios para las refinerías de Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, el cual contará con una inversión total de más de 3 mil 400 millones de dólares.

El objetivo de este proyecto es producir diesel de Ultra Bajo Azufre (UBA) en las citadas cinco refinerías, cumpliendo con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005. Cabe señalar que en la refinería de Cadereyta, Nuevo León, la planta de gasolinas UBA entró en operación el pasado mes de septiembre.

El proyecto incluye la construcción de cuatro nuevas plantas HDS en las refinerías de Madero, Minatitlán y Salamanca; la modernización mayor de cuatro plantas en Salina Cruz y Tula, y la renovación moderada de otras ocho plantas en las refinerías de Salamanca, Salina Cruz y Tula.

Asimismo, se efectuará la modernización menor de dos plantas para las refinerías de Madero y Minatitlán, y la construcción de nuevas plantas complementarias para todas las refinerías.

Se tiene estimado que el proyecto se desarrollará en un plazo total de 45 meses, utilizando las mejores prácticas de la industria bajo la coordinación de un equipo especializado de Pemex-Refinación con amplia experiencia, además de un grupo externo de supervisión.

Cabe resaltar que el 11 de diciembre el Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex acreditó la etapa FEL II del Proyecto de Calidad de los Combustibles Fase Diesel para dichas refinerías y el pasado 27 de enero, el Consejo de Administración de Pemex Refinación aprobó el mencionado proyecto.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-016_nacional.aspx

**76° aniversario de la Expropiación Petrolera
(Presidencia de la República)**

El 18 de marzo de 2014, la Presidencia de la República informó que al encabezar la ceremonia conmemorativa del 76° Aniversario de la Expropiación Petrolera, el Presidente de la República afirmó que “la Reforma Energética es el más importante cambio económico en México de los últimos 50 años; es una transformación de fondo para que el país cuente con más energía, para crecer económicamente y generar cientos de miles de nuevas fuentes de empleo”.

Aseguró que “hoy México tiene la oportunidad de llevar a cabo una revolución energética que eleve de manera contundente su nivel de desarrollo. Es momento de aprovechar al máximo nuestros recursos, de concretar esta Reforma para convertir a México en una potencia energética, pero sobre todo, es momento de utilizar toda nuestra energía para mover y transformar a México”.

El Titular del Ejecutivo Federal recordó que hace un año en esta fecha, señaló que era necesario enfrentar los desafíos energéticos del siglo XXI con la misma determinación con que el Presidente Cárdenas enfrentó los del siglo pasado.

“No obstante las millonarias inversiones que en Petróleos Mexicanos (Pemex) se realizan cada año, su producción, lamentablemente, ha seguido bajando. El país iba directo a ser un importador neto de petróleo, de gas natural y de petrolíferos, y frente a esa situación crítica había dos alternativas reales: seguir por el mismo camino o emprender una transformación de fondo”, afirmó.

Seguir por el mismo camino, continuó, significaba producir cada vez menos petróleo; nos obligaba a importar cada día más gasolina; implicaba mayores tarifas de luz y que las familias pagaran cada día más por el gas que consumen; era poner en riesgo el salario y el empleo de miles de trabajadores por el desabasto de gas natural, que obligaba a detener sus plantas y centros de trabajo; y aún peor, “mantenernos de esa forma era poner en riesgo la seguridad energética del país, y con ello, nuestra soberanía nacional”.

Puntualizó que, afortunadamente, “los mexicanos no elegimos el camino fácil de la inercia; por el contrario, México tomó una determinación audaz y optó por el camino de la transformación. Así como ocurrió hace 76 años, en México se han vuelto a tomar decisiones importantes en materia energética, y gracias a la responsabilidad y compromiso del Congreso de la Unión, hoy tenemos un marco constitucional de avanzada, que transformará a nuestro sector energético en una auténtica fuente de mayor prosperidad para todos los mexicanos”.

El Primer Mandatario indicó que con la Reforma Energética México contará con recursos financieros y tecnológicos de punta para aprovechar sus vastos recursos energéticos sin endeudar ni poner en riesgo sus finanzas públicas. “La Reforma establece un modelo abierto y competitivo que amplía las capacidades del Estado mexicano para aprovechar los recursos energéticos del país en favor de la población”, precisó.

Lo más importante, abundó, “es que la Reforma permitirá que México crezca más rápido, generando más empleos para cientos de miles de mexicanos. Las empresas, especialmente las pequeñas y medianas, que son las que generan el mayor empleo en nuestro país, tendrán más energía y a menor precio, lo que las hará más productivas y les permitirá contratar a más personas. Con esta Reforma, las familias mexicanas sentirán en sus bolsillos los beneficios de una economía nacional en crecimiento”.

Al contar con más energía, “se reforzarán las ventajas que tiene nuestro país para generar inversión productiva, como pueden ser su privilegiada ubicación geográfica y el gran talento de nuestra gente”.

“Estamos creando una combinación poderosa para atraer más inversiones nacionales y extranjeras, y con ellas, generar los trabajos que demandan nuestros jóvenes. Ésta es la oportunidad que nos abre la Reforma Energética, y que vamos a aprovechar”, añadió.

Agregó que “es tiempo de que los recursos energéticos del país nos permitan construir un nuevo México; un México más dinámico, más competitivo, y lo más importante, más próspero”.

El respaldo del gobierno de la república a Pemex es total

El Titular del Ejecutivo Federal destacó que el respaldo del Gobierno de la República a Pemex es total. “2014 será el año de mayor inversión de la empresa en su historia,

con un monto de 357 mil 500 millones de pesos; esto es, 31 mil 200 millones más que el año pasado, y 56 mil 200 millones superior a las que hubo en el inicio de esta Administración”, precisó.

Agregó que México necesita un Pemex ágil y dinámico, capaz de competir frente a cualquier empresa del mundo. “Ese Pemex sólo lo vamos a lograr con todas y todos ustedes, los trabajadores petroleros de la República Mexicana, que son el motor de esta gran empresa, que es orgullo de toda la nación”, mencionó.

Reafirmó a los trabajadores petroleros que su trabajo y sus derechos laborales están a salvo y así habrán de mantenerse. “Que quede muy claro y sin dudas: todos ustedes tienen garantizada su antigüedad y todas sus conquistas laborales, pero no sólo eso, la Reforma Energética liberará a Pemex de frenos y ataduras burocráticas que impedían su pleno desarrollo. Pemex ya no se manejará como una dependencia más de gobierno, sino como una empresa productiva, de liderazgo mundial”.

Diversas intervenciones:

1) El petróleo es de los mexicanos y su explotación debe hacerse en beneficio de las familias mexicanas

El Director General de Pemex manifestó¹ que la Reforma Energética aprobada recientemente, supone el cambio estructural más profundo en la industria desde 1938, destacando que al igual que hace 76 años, hoy “se refrenda el principio de que el petróleo es de los mexicanos y su explotación debe hacerse en beneficio de las familias mexicanas”.

Indicó que la Reforma Energética le planteó a Pemex la ineludible necesidad de reinventarse a sí misma, y que con esta transformación, que ya está en marcha, y a partir

¹ http://www.pemex.com/prensa/discursos/Paginas/discurso76_ela.aspx

de desarrollar una nueva cultura, la empresa tiene el potencial de hacerse más competitiva para el bien de México.

Por último, reiteró que los petroleros están listos para enfrentar los retos y los convocó “a cambiar a Pemex, a que convirtamos esta empresa en una más competitiva, a partir de cambiar nuestra mentalidad, a partir de cambiarnos a nosotros mismos”, finalizó.

2) Ante la reforma energética, los petroleros mexicanos responderemos con mayor dedicación y más esfuerzo

El Secretario General del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana resaltó que con el liderazgo del Presidente de México “en la búsqueda de hacer tangible el avance de los retos más significativos que enfrenta México, Pemex se apresta a cambiar”.

Aseguró que la Reforma Energética aprobada por el Congreso de la Unión, “implica fundamentalmente competir en las diferentes vertientes de la industria con otras empresas interesadas en participar, y “los petroleros mexicanos responderemos como siempre: con mayor dedicación y más esfuerzo”.

El funcionario sindical destacó que a los petroleros “no les preocupa el reto que la industria enfrentará por estas nuevas condiciones; por el contrario, a lo largo de los años hemos sido capaces de corresponder con capacidad y eficiencia a las nuevas realidades de la empresa Petróleos Mexicanos”, concluyó.

3) Es tiempo de transformar y modernizar al sector energético del país bajo la rectoría del estado

Por su parte, el Gobernador del Estado de Veracruz afirmó que las entidades petroleras tienen el compromiso de respaldar a un sector energético que asegure el fortalecimiento de la industria petrolera, el crecimiento económico y el desarrollo incluyente y sustentable, y que garantice la seguridad energética y el patrimonio de los mexicanos.

Aseveró que la Reforma Constitucional impulsada por el Presidente de México “nos pone en condiciones de alcanzar nuevas metas”, y consideró que “es tiempo de transformar y modernizar al sector energético del país bajo la rectoría del Estado, y de aprovechar el gran potencial de nuestros recursos para generar crecimiento y oportunidades en los próximos años”.

Recordó que en Veracruz, el entonces candidato Enrique Peña Nieto se comprometió a que la riqueza del petróleo fuera un elemento esencial para el desarrollo económico y social, no sólo del país, sino de las regiones. “Hoy, como Presidente de los mexicanos, lo está cumpliendo al impulsar una relación más estrecha y armónica de Pemex con los estados, para que quienes habitan en zonas con influencia petrolera y quienes deseen participar en toda la cadena productiva de Pemex, sean beneficiados de la industria energética”, afirmó.

Fuente de información:

<http://www.presidencia.gob.mx/articulos-prensa/la-reforma-energetica-es-el-mas-importante-cambio-economico-en-mexico-de-los-ultimos-50-anos-epn/>

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2780>

<http://www.presidencia.gob.mx/beneficios-de-la-reforma-energetica-2/>

<http://www.presidencia.gob.mx/76-aniversario-de-la-expropiacion-petrolera/>

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014_021-nacional.aspx

http://www.pemex.com/prensa/discursos/Paginas/discurso76_ela.aspx

http://www.cce.org.mx/sites/default/files/La_Voz_CCE/2014/Marzo/La%20Voz%20CCE%20-%20GCG100%20-%20Reforma%20Energ%C3%A9tica%20Dirscut.pdf

<http://www.presidencia.gob.mx/fondo-mexicano-del-petroleo-para-la-estabilizacion-y-el-desarrollo/>

<http://www.presidencia.gob.mx/infografia-beneficios-verdes-de-la-reforma-energetica/>

Reforma energética: el siguiente paso (CCE)

El 17 de marzo de 2014, el Consejo Coordinador Empresarial (CCE) publicó el mensaje que ofreció el Presidente de dicho organismo empresarial. A continuación se presenta el discurso.

El Presidente del Consejo Coordinador Empresarial:

“Este 18 de marzo se conmemora un aniversario más del decreto de expropiación petrolera de 1938, un suceso que influyó de manera determinante en el devenir político, económico y social de México hasta la fecha, ahora que estamos en medio de la construcción de una profunda reforma que igualmente marcará el desarrollo del país para los próximos años y generaciones.

En nuestra visión, la expropiación petrolera fue una decisión importante, que respaldaron los mexicanos de hace 76 años, de acuerdo con las necesidades y las circunstancias de su tiempo. Con la reforma energética en curso, los mexicanos de 2014 estamos asumiendo las responsabilidades presentes y de cara al futuro.

Rompiendo con muchos años de estancamiento o de franco declive de nuestro sector petrolero, estamos en la antesala de una nueva fase de pujanza.

Para hacer realidad la promesa, todavía hay mucho trabajo por delante, comenzando por el procesamiento de la legislación secundaria que deriva de las reformas constitucionales aprobadas el año pasado.

Se requiere de mucho trabajo de consulta técnica y especializada, ante la complejidad de los asuntos involucrados.

Son 28 leyes a modificar, entre las principales, la Reglamentación del Artículo 27 Constitucional, la de la Industria Eléctrica, la del Centro Nacional de Control de Gas (CENEGAS) y la del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la de Ingresos sobre Hidrocarburos; la Ley de Petróleos Mexicanos y la Orgánica de la Administración Pública Federal.

México necesita activar, cuanto antes, todo el empuje que esta reforma puede dar a la economía, con el banderazo de arranque para que se preparen las instituciones públicas y las empresas, y que fluyan las inversiones y el empleo.

Los presuntos fraudes y múltiples ilícitos que se han dado a conocer, confirman la pertinencia y la oportunidad de la reforma energética, que debe ayudar a institucionalizar y profesionalizar al sector y a las empresas públicas y privadas para corregir los espacios de opacidad, discrecionalidad y ausencia de controles eficaces, todo lo cual ha permitido que se den abusos y actos de corrupción.

La transformación a fondo del sector energético mexicano pasa necesariamente por la transparencia y el gobierno corporativo en Pemex; por controles, auditorías e informes contables y de riesgos, como se hacen en las mejores prácticas en la iniciativa privada. Necesitamos un solo México en la transparencia y la rendición de cuentas.

Se ratifica lo mucho que hay que cambiar en el sector y en México, y la reforma energética es clave para hacerlo, si se instrumentan disposiciones como las que se han perfilado para blindar los procesos de licitación de oportunidades para la corrupción.

Sin duda, entre los puntos prioritarios en la legislación secundaria que conviene corregir están la responsabilidad administrativa en Pemex y CFE. Junto con ello, establecer claramente la planeación de carácter nacional y estratégica del sector, así como disposiciones para la operación eficiente y transparente del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

En materia de asignaciones de exploración y extracción, resulta fundamental garantizar el trato no discriminatorio a empresas privadas para participar, con cláusulas de transparencia en los contratos, para consulta de cualquier interesado, y procedimientos de auditorías externas en materia de recuperación de costos incurridos y contabilidad asociada.

Estos principios van ligados a la necesidad de maximizar el contenido nacional, como palanca de desarrollo económico, regional y nacional, con bases y porcentajes adecuados para la proveeduría en la ejecución de asignaciones y contratos, en modalidades como la de asociación e inserción de Pymes y consorcios de empresas.

En materia de gas natural, uno de los factores críticos es el fortalecimiento de las atribuciones de la CRE.

Es necesario fomentar el mercado de comercializadores que ofrezcan valor agregado; reglas claras sobre el CENEGAS, que debe ser un operador totalmente independiente del Sistema Nacional de Gasoductos, cuando Pemex deje de ser permisionario.

En electricidad, entre las prioridades están la planeación centralizada, igualmente en la Secretaría de Energía, y un sistema eficaz de control del sistema. Es preciso asegurar condiciones de certidumbre jurídica a las inversiones, precios competitivos y acordes a los costos reales y eficientes de generación, transmisión y distribución. Incentivos para el desarrollo de energías renovables y cogeneración.

El sector empresarial está impulsando propuestas concretas en todos estos frentes, participando y dialogando con el Gobierno y el Congreso de la Unión.

Tenemos claro el reto: Que la reforma energética sea un puntal de una dinámica verdadera de desarrollo sostenido e incluyente. Dejar atrás la opacidad y la ineficiencia que lastran este potencial y detonar una amplia participación de las empresas mexicanas.

En este desafío se decide mucho del futuro de México y de las próximas generaciones.”

Fuente de información:

http://www.cce.org.mx/sites/default/files/La_Voz_CCE/2014/Marzo/La%20Voz%20CCE%20-%20GGC100%20-%20Reforma%20Energ%C3%A9tica%20Dirscut.pdf

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.presidencia.gob.mx/fondo-mexicano-del-petroleo-para-la-estabilizacion-y-el-desarrollo/>

<http://www.presidencia.gob.mx/infografia-beneficios-verdes-de-la-reforma-energetica/>

Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (SCT)

El 18 de marzo de 2014, la Secretaría de Comunicaciones y Transportes informó que el propósito del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo es el administrar los ingresos provenientes del petróleo para el fortalecimiento de las finanzas nacionales, con una visión a largo plazo en beneficio de generaciones presentes y futuras de mexicanos.

El Fondo facilitará el seguimiento, la rendición de cuentas, la organización, el ahorro y la administración de los ingresos petroleros. Así, con la estructura propuesta:

- Se coadyuva en la preservación de la estabilidad macroeconómica nacional.
- Se asegura la disciplina fiscal a futuro, acotando puntualmente la dependencia de las finanzas públicas a los ingresos petroleros.
- Se extienden los beneficios por la extracción presente de hidrocarburos a futuras generaciones mediante mecanismos preestablecidos: ahorro de largo plazo, fondeo del sistema universal de pensiones, inversión en educación superior y posgrados, inversión en ciencia y tecnología, así como en energías renovables.
- Se destinan importantes recursos al desarrollo de infraestructura para el desarrollo nacional, así como para el desarrollo regional de la industria.

Desde el punto de vista operativo, el Fondo tendrá dos funciones primordiales:

- Servir como medio de recepción y ejecución de los pagos en los contratos y las asignaciones. Con esta función y la obligación de transparencia para el Fondo, se garantiza que la sociedad mexicana pueda dar un seguimiento puntual y

objetivo de los resultados de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

- Canalizar y administrar los ingresos del Estado Mexicano provenientes del petróleo y los demás hidrocarburos. Esta función permite canalizar los recursos del Estado conforme a reglas muy claras de coordinación entre los poderes Ejecutivo y Legislativo, estableciendo explícitamente el destino y uso de los recursos petroleros generados a favor de la Nación.

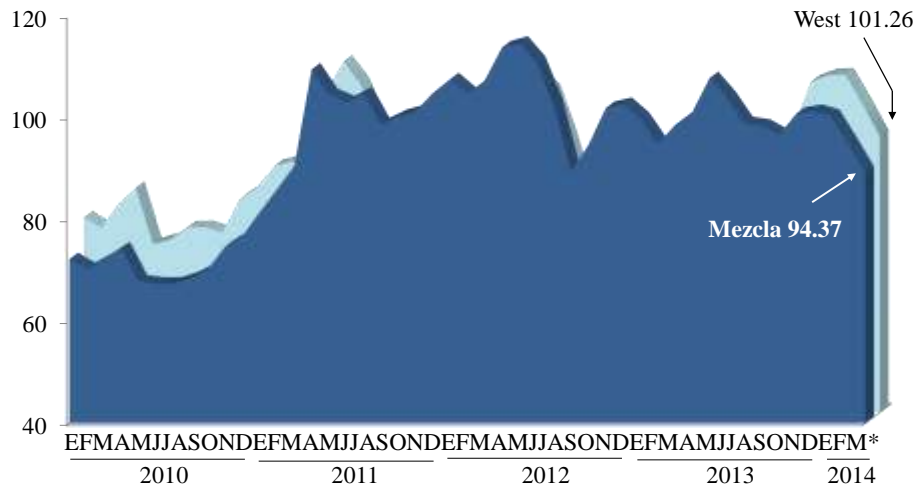
Fuente de información:

<http://www.sct.gob.mx/despliega-noticias/article/fondo-mexicano-del-petroleo-para-la-estabilizacion-y-el-desarrollo/>

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 durante los primeros 14 días de marzo de de 2013 fue de 94.37 d/b, cotización 0.20% mayor a la registrada en febrero pasado (94.18 d/b), superior en 2.82% con relación a diciembre anterior (91.78%), y 8.36% menos si se le compara con el promedio de marzo de 2013 (102.98 d/b).

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



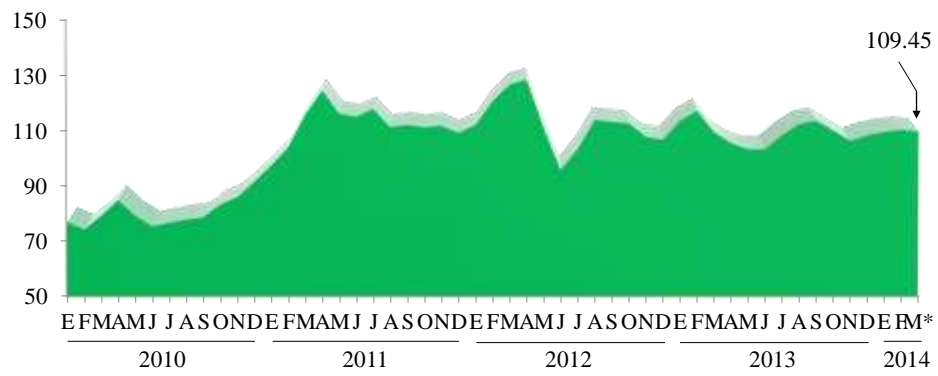
* Promedio al día 14.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

Por su parte, el crudo West Texas Intermediate (WTI), que recientemente ha elevado sus precios sustancialmente, también registró aumentos moderado. Así, en los primeros 14 días de marzo de 2014 reportó una cotización promedio de 101.26 d/b, lo que representó un aumento de 0.45% con relación a febrero pasado (100.81%), mayor en 4.18% respecto a diciembre anterior (97.20 d/b), y superior en 8.73% si se le compara con el promedio del tercer mes de 2013 (93.13 d/b)

Asimismo, durante los primeros 14 días de marzo del presente año, la cotización promedio del crudo Brent del Mar del Norte fue de 109.45 d/b, precio que significó una disminución de 0.64% con relación al mes inmediato anterior (110.15%), menor en 1.07% con respecto a diciembre anterior (110.63 d/b), y 0.19% más si se le compara con el precio promedio de marzo 2013 (109.24 d/b).

**PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL BRENT
-Dólares por barril-**



* Promedio al día 14.

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 2008 | 40.60 | 41.04 | 33.70 | Junio 2012 | 95.51 | 82.05 | 91.39 |
| Diciembre 2009 | 74.46 | 74.01 | 69.66 | Julio 2012 | 103.24 | 87.76 | 95.37 |
| Diciembre 2010 | 91.22 | 88.36 | 82.19 | Agosto 2012 | 113.64 | 93.75 | 101.53 |
| Enero 2011 | 97.14 | 89.24 | 85.95 | Septiembre 2012 | 112.95 | 94.59 | 102.10 |
| Febrero 2011 | 103.66 | 88.67 | 90.54 | Octubre 2012 | 112.40 | 89.47 | 99.10 |
| Marzo 2011 | 115.42 | 103.00 | 102.38 | Noviembre 2012 | 108.84 | 85.99 | 95.39 |
| Abril 2011 | 124.25 | 108.88 | 109.47 | Diciembre 2012 | 109.11 | 87.43 | 96.67 |
| Mayo 2011 | 115.97 | 100.44 | 104.44 | Enero 2013 | 113.36 | 94.65 | 100.60 |
| Junio 2011 | 114.76 | 96.24 | 102.99 | Febrero 2013 | 116.95 | 94.87 | 105.43 |
| Julio 2011 | 117.64 | 97.28 | 104.82 | Marzo 2013 | 109.24 | 93.13 | 102.98 |
| Agosto 2011 | 111.03 | 86.48 | 98.67 | Abril 2013 | 103.09 | 91.75 | 99.12 |
| Septiembre 2011 | 114.92 | 85.56 | 100.10 | Mayo 2013 | 103.02 | 94.63 | 98.67 |
| Octubre 2011 | 110.96 | 86.32 | 101.15 | Junio 2013 | 103.14 | 95.76 | 97.86 |
| Noviembre 2011 | 111.58 | 97.37 | 107.62 | Julio 2013 | 108.26 | 104.88 | 101.00 |
| Diciembre 2011 | 108.90 | 98.54 | 106.33 | Agosto 2013 | 112.21 | 106.20 | 100.84 |
| Enero 2012 | 111.81 | 100.62 | 108.54 | Septiembre 2013 | 113.38 | 106.33 | 99.74 |
| Febrero 2012 | 120.49 | 102.05 | 110.23 | Octubre 2013 | 109.81 | 100.50 | 94.95 |
| Marzo 2012 | 126.48 | 106.13 | 112.82 | Noviembre 2013 | 108.08 | 93.81 | 89.71 |
| Abril 2012 | 120.18 | 103.37 | 108.04 | Diciembre 2013 | 110.63 | 97.20 | 91.78 |
| Mayo 2012 | 110.64 | 99.87 | 102.24 | Enero 2014 | 109.34 | 94.62 | 90.72 |
| 3/II/2014 | 110.75 | 98.23 | 91.34 | 3/III/2014 | 112.05 | 105.29 | 97.84 |
| 4/II/2014 | 110.75 | 98.23 | 91.94 | 4/III/2014 | 109.96 | 103.59 | 96.27 |
| 5/II/2014 | 108.35 | 97.38 | 92.13 | 5/III/2014 | 109.04 | 101.70 | 94.69 |
| 6/II/2014 | 108.35 | 97.38 | 93.23 | 6/III/2014 | 108.88 | 101.77 | 94.48 |
| 7/II/2014 | 109.69 | 97.82 | 94.72 | 7/III/2014 | 110.03 | 102.77 | 95.12 |
| 10/II/2014 | 111.62 | 100.10 | 94.52 | 10/III/2014 | 109.16 | 101.34 | 94.16 |
| 11/II/2014 | 111.59 | 100.12 | 94.17 | 11/III/2014 | 109.24 | 100.24 | 93.56 |
| 12/II/2014 | 109.56 | 100.36 | 94.15 | 12/III/2014 | 108.77 | 98.24 | 92.77 |
| 13/II/2014 | 109.92 | 100.25 | 94.30 | 13/III/2014 | 108.35 | 98.52 | 92.40 |
| 14/II/2014 | 109.57 | 100.29 | 94.28 | 14/III/2014 | 108.97 | 99.18 | 92.40 |
| 17/II/2014 | 109.99 | 100.87 | n.c. | | | | |
| 18/II/2014 | 111.08 | 102.52 | 95.47 | | | | |
| 19/II/2014 | 111.31 | 103.44 | 95.60 | | | | |
| 20/II/2014 | 110.36 | 103.18 | 95.00 | | | | |
| 21/II/2014 | 109.97 | 102.48 | 94.37 | | | | |
| 24/II/2014 | 110.70 | 103.12 | 94.77 | | | | |
| 25/II/2014 | 110.13 | 102.17 | 94.15 | | | | |
| 26/II/2014 | 110.18 | 102.88 | 95.20 | | | | |
| 27/II/2014 | 109.33 | 102.63 | 94.89 | | | | |
| 28/II/2014 | 109.77 | 102.83 | 95.18 | | | | |
| Promedio de febrero de 2014 | 110.15 | 100.81 | 94.18 | Promedio de marzo de 2014* | 109.45 | 101.26 | 94.37 |
| Desviación estándar febrero de 2014 | 0.91 | 2.11 | 1.20 | Desviación estándar marzo de 2014* | 1.05 | 2.27 | 1.74 |

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

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

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 14.

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:

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

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/Default.aspx?id=1518>

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

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

México aprovechará su potencial de energía geotérmica (BID)

El 12 de marzo de 2014, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) informó que México aprovechará su potencial de energía geotérmica. A continuación se presenta la información.

La Secretaría de Energía de México, Nacional Financiera, la empresa Munich Re y el BID anunciaron la firma de un Memorando de Entendimiento (MoU, por sus siglas en inglés) para promover el desarrollo de la energía geotérmica en el país.

Según la Secretaría de Energía, con el esquema que se deriva de este MoU se podrían desarrollar hasta 2GW adicionales hacia 2020. El potencial estimado de esta fuente de energía a largo plazo es de 9GW.

Como parte de la alianza, las partes buscarán explorar el desarrollo de mecanismos para hacer frente a las barreras financieras que frenan el desarrollo de proyectos de energía geotérmica por parte del sector privado, a través de soluciones innovadoras de gestión de riesgos.

Los socios anunciaron que la alianza explorará el apoyo para la creación de un “Fondo de Seguro de Riesgo de Exploración Geotérmica” que tendría por objeto servir de base de cooperación entre cada una de las partes, para el desarrollo de soluciones de carácter financiero para el desarrollo de la geotermia en México.

Los socios anunciaron que la alianza será un eje fundamental de la Facilidad de Financiamiento y Mitigación de Riesgo Geotérmico, un proyecto liderado por la Secretaría de Energía y NAFIN con financiamiento del BID y del *Clean Technology Fund*, que está en preparación.

Los socios anunciaron la firma de un Memorando de Entendimiento y acordaron el establecimiento de un marco de colaboración e intercambio de conocimientos, en un esfuerzo para facilitar las reuniones conjuntas entre las partes para impulsar las iniciativas de promoción del aprovechamiento de esta fuente de energía renovable.

Al anunciar la alianza, el Secretario de Energía de México, afirmó que “existe una necesidad de diversificar fuentes de energía para el sector eléctrico en México y la geotermia puede jugar un papel clave en asegurar esta diversificación con fuentes de baja emisión de gases de efecto invernadero”.

“El potencial de generación con fuentes geotérmicas en México es considerable y, si logramos reducir las barreras a la exploración, este recurso podrá contribuir substancialmente al suministro de energía en el país de una manera sustentable y limpia” aseguró el Jefe de la División de Cambio Climático y Sostenibilidad del BID.

Fuente de información:

<http://www.iadb.org/es/noticias/anuncios/2014-03-12/mexico-aprovechara-potencial-energia-geotermica.10765.html>

La crisis de Ucrania impulsa el precio del petróleo (WSJ)

El 3 de marzo de 2014, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) informó que la crisis de Ucrania impulsa el precio del petróleo. A continuación se presenta el contenido.

Los futuros del petróleo se elevaron el 3 de marzo pasado, tras la toma por la fuerza de la península de Crimea por parte de Rusia, contrarrestando el posible impacto de un débil dato manufacturero de China.

En la New York Mercantile Exchange, el crudo dulce y ligero para abril sube 1.77 dólares a 104.36 dólares, mientras que el Brent para el mismo mes, de referencia en Londres, gana 2.27 dólares a 111.39 dólares por barril.

El Parlamento ruso autorizó el 1° de marzo pasado al Presidente usar la fuerza militar en Ucrania, aumentando el temor a que se desencadene un conflicto inminente, aunque los analistas creen que el suministro de gas y petróleo de Rusia al Este de Europa aún no se ha visto afectado.

Rusia es el segundo mayor productor de gas natural y el tercer productor de combustible líquido del mundo, de lo que buena parte se suministra a Europa a través de Ucrania, de acuerdo con el Departamento de Energía de Estados Unidos de Norteamérica.

La última crisis entre los dos países ha impulsado los precios y ha provocado compras automáticas para frenar pérdidas, explica el Gestor de compras de materias primas de *Newedge Japan*. “Por ahora los precios del crudo han subido ligeramente, pero tras la apertura de los mercados de Londres es posible que los precios suban más. El WTI podría tocar 105 dólares a corto plazo”, añade.

El 3 de marzo pasado, un indicador del sector manufacturero chino reflejó una caída a 48.5 en febrero desde el dato final de enero de 49.5, lo que indica un menor crecimiento manufacturero que algunos agentes del mercado atribuyen a las vacaciones del Año Nuevo Lunar.

La debilidad manufacturera de China, el segundo consumidor de petróleo del mundo, es indicativa de las tendencias de la demanda de crudo y del uso de combustibles como el diesel.

El mercado de petróleo se ha visto apoyado por una fuerte demanda en invierno en Estados Unidos de Norteamérica y por cortes de producción en Libia, que se espera que se suavicen en el segundo trimestre al reducirse el consumo estacional.

Sin embargo, la prima de riesgo geopolítica de la crisis de Ucrania implicará que los precios del petróleo siguen respaldados a corto plazo.

Fuente de información:

<http://online.wsj.com/article/SB10001424052702304360704579416980236663714.html?dsk=y>

Las consecuencias energéticas del conflicto en Ucrania (RIE)

El 4 de marzo de 2014, el Real Instituto Elcano (RIE) informó que las consecuencias del pulso entre Rusia y la Unión Europea (UE) en Ucrania sobre la geo-economía del gas en Europa pueden ilustrarse con algunas cifras indicativas de la magnitud del desafío tanto para la UE y Ucrania como para la propia Rusia. Empezando por la UE, que en conjunto importa cerca del 30% de su gas de Rusia, el gas ruso que transita por Ucrania supone el 36% de las importaciones alemanas de gas, el 27% de las de Italia y el 23% de las de Francia, por citar a los tres principales importadores comunitarios. Casi el 60% del gas importado por Ucrania proviene directamente de Rusia, y parte de las importaciones restantes son en realidad re-exportaciones de gas ruso desde otros países europeos. Gazprom se ha apresurado a recordar a las nuevas autoridades ucranianas que el país mantiene una deuda por sus suministros de gas superior a los 1 mil 500 millones de dólares, y que en abril se aplicarán alzas de precios tras quedar sin efecto el precio acordado a principios de 2014, cuando se redujo a la tercera parte. Del lado ruso, por Ucrania transitan las dos terceras partes de sus exportaciones de gas hacia la UE, así como las destinadas a Turquía.

No obstante, para la UE y Ucrania, la coyuntura es mejor que la vigente en las interrupciones de 2006 y 2009. El invierno ha sido suave y toca a su fin, lo que se traduce en stocks de gas superiores a la media, tanto en la UE como en Ucrania, donde se calculan en unos 4 ó 5 meses. Pese a ello, la reacción de los mercados de gas fue fulminante, con aumentos de precios cercanos al 10% en el Intercontinental Exchange (ICE) londinense para abril, e incrementos semejantes en Holanda y Alemania. Si la

tensión geopolítica con Rusia se mantiene, este incremento puede agravar el diferencial con los precios del gas en Estados Unidos de Norteamérica, planteando crecientes problemas de competitividad a la industria europea.

Para Ucrania, aunque a corto plazo no hay riesgo de desabastecimiento, el alza de precios y el abono de impagos suponen un costo muy elevado para una economía en quiebra técnica. Además, la situación de inestabilidad en el país inhibirá las inversiones previstas para explorar los hidrocarburos del Mar Negro y, sobre todo, los importantes recursos de gas no convencional. Se desvanecerían así las esperanzas del país de reducir su dependencia energética de Rusia, así como las de la UE para diversificar sus importaciones con la nueva producción ucraniana.

Pero una crisis prolongada también presenta riesgos para Rusia, que ha visto menguada su influencia en la UE gracias a la política comunitaria de competencia. El conflicto ha supuesto un fuerte deterioro del rublo y de la bolsa rusa, especialmente de las acciones de Gazprom, que ya atraviesa una delicada situación económica y tiene dificultades para acometer las inversiones planeadas. Una postura agresiva por su parte podría endurecer aún más la actitud comunitaria para con Gazprom en los mercados europeos. Si Rusia intentase pasar de la presión sobre los precios y la deuda a los cortes de suministro, Ucrania podría repetir la estrategia de 2006 y 2009, quedándose con el gas ruso destinado a Europa y obligando a Rusia a interrumpir el suministro a sus clientes europeos, con el consiguiente costo en términos de credibilidad y fiabilidad. Rusia puede a mediano plazo intentar acelerar el proyecto South Stream por el Mar Negro para sortear el tránsito por Ucrania, replicando la estrategia del Nord Stream que une Rusia con Alemania por el Báltico y ha reducido el porcentaje de gas ruso destinado a la UE en tránsito por Ucrania del 80 al 50% desde su inauguración en 2011.

Sería deseable que la interdependencia cooperativa entre la UE, Ucrania y Rusia primara frente a la competencia geopolítica, pero es previsible que Rusia recurra de

nuevo al gas en su pulso ucraniano. En el corto plazo podrían darse variaciones en los precios y modificaciones de contratos en Ucrania, y prolongarse las alzas del precio del gas en los mercados europeos. Tampoco puede descartarse que se reproduzcan las perturbaciones en el suministro de gas ruso a Ucrania, con efectos de desbordamiento sobre el resto del continente. Es cierto que Europa está ahora mejor pertrechada que en 2006 y 2009 para afrontar este reto, pero un enfrentamiento abierto puede suponer un costo económico importante para la UE y, sobre todo, para Ucrania. El costo para Rusia también sería elevado, pero resulta difícil predecir hasta dónde puede llegar la apuesta de su presidente en defensa de su Unión Euroasiática, que muchos interpretan como una estrategia neo-imperial del Kremlin para anclar a los países del espacio post-soviético a su área de influencia pero que el pensamiento estratégico ruso concibe como una cuestión de supervivencia.

Fuente de información:

http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/web/rielcano_es/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/zonas_es/escribano-consecuencias-energeticas-del-conflicto-de-ucrania#.UxduunmYYdU

Las petroleras quieren precios más altos para financiar sus megaproyectos (WSJ)

El 7 de marzo de 2014, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) publicó “Las petroleras quieren precios más altos para financiar sus megaproyectos”. A continuación se presenta la información.

Detrás de la bravuconería que a veces caracteriza a los jefes de las grandes empresas de energía que se reúnen en su conferencia anual en Estados Unidos de Norteamérica, hay un sentimiento palpable de temor. La causa es el alza en los costos de sus proyectos insignia de gas y petróleo.

“Todos enfrentamos nuevas realidades y presiones”, aseveró el Presidente de Chevron Corp., en un hotel de esta ciudad repleto de ejecutivos internacionales. “Los costos de la mano de obra y el capital se han duplicado en el transcurso de la última década”.

Para cubrir el creciente costo de extraer combustibles fósiles, la industria necesita que los precios del crudo superen los tres dígitos, advirtió el Presidente de Chevron Corp.

“El barril de 100 dólares es el nuevo barril de 20 dólares”, manifestó, una declaración que da que pensar si se toma en cuenta que los precios del petróleo no han rondado los 20 dólares el barril desde 2002.

La preocupación sobre el drástico aumento de los costos es uno de los temas que ha dominado la conferencia IHS CERAWeek, desplazando la idea de que el planeta se estaba quedando sin crudo y gas natural, prominente en encuentros anteriores.

Los ejecutivos “son optimistas acerca del recurso y les preocupan los costos”, indicó el Subdirector Ejecutivo a cargo de la producción en América del Norte de la petrolera estatal noruega Statoil ASA.

La industria energética piensa en grande y se precia de asumir grandes desafíos. Las empresas del sector, por ejemplo, han buscado petróleo en el océano a más de 3 mil metros de profundidad y se aprestan a establecer una planta industrial para enfriar el gas natural en un país que carece de una infraestructura importante.

En discursos y conversaciones, los ejecutivos sacan a colación proyectos cuyos costos ascienden a los 40 mil millones de dólares sin inmutarse. Para tener una idea de la magnitud de las cifras, 40 mil millones de dólares equivalen al Producto Interno Bruto (PIB) de Kenia, y el monto es más de lo que el Presidente estadounidense ha solicitado para el nuevo presupuesto del Departamento de Seguridad Nacional.

El proyecto Shah Deniz, de PLC, en el Mar Caspio, pretende explotar un yacimiento de gas natural del tamaño de la isla de Manhattan. Después de excavar y extraer las moléculas de gas, la energética británica las despachará a lo largo más de 3 mil kilómetros y siete países con destino a Europa. La iniciativa tiene un costo estimado del orden de los 45 mil millones de dólares, dice el Subdirector a cargo del proyecto.

Estos megaproyectos tampoco son el dominio exclusivo de los gigantes petroleros como ExxonMobil Corp. y BP. En 2000, solamente siete empresas abordaron iniciativas con un costo de 5 mil millones de dólares o más, según una presentación del Director de desarrollo de proyectos y adquisiciones de ConocoPhillips. El número ahora llega a 35, incluyendo a numerosas compañías estatales con los bolsillos llenos.

Esto significa que una mayor cantidad de empresas compiten por los mismos contratistas, ingenieros y equipos, lo que provoca extensas demoras y un incremento significativo de los costos. El Director de comercialización de gas y electricidad de ExxonMobil señaló en la conferencia que en los últimos años el costo de los grandes proyectos gasíferos se ha cuadruplicado.

Aunque los megaproyectos son los que más angustia producen, todos reconocen que los de menor escala, especialmente ligados al auge de los hidrocarburos de esquisto en Estados Unidos de Norteamérica, han tenido un impacto significativo. Excavar y realizar un proceso conocido como fracturación hidráulica de un yacimiento en Pensilvania o Dakota del Norte cuesta, a lo sumo, unos 10 millones de dólares.

El asesor del Presidente Ejecutivo de la empresa de servicios petroleros Halliburton Co., señaló que la industria ha logrado reducir los costos de excavación y de la fracturación hidráulica en los yacimientos de esquisto. La próxima tarea es concentrarse en “una ofensiva para hacer mejores yacimientos”, aseveró, que produzcan más petróleo y gas.

Todos quieren “emular el éxito de Estados Unidos de Norteamérica en esquistos”, dijo el Presidente Ejecutivo de Centrica PLC, una compañía energética británica. La creciente producción de petróleo y gas ha impulsado la economía y ahora también está atrayendo las inversiones petroquímicas hacia la costa del Golfo de México, donde las materias primas son abundantes y baratas.

“Estados Unidos de Norteamérica vuelve a ser el lugar donde hay que estar”, manifestó el Director y Presidente Ejecutivo del conglomerado industrial alemán Siemens AG.

No obstante, la industria global sigue tratando de hallar una forma de realizar sus megaproyectos sin tener que gastar mega millones en el intento en un momento en que los precios de la energía parecen haber alcanzado un techo.

“La creciente demanda de la industria por bienes y servicios en todo el mundo provocó una escalada significativa de los costos”, dijo el Presidente de Chevron Corp. “De manera que los costos alcanzaron los precios de la energía”.

Fuente de información:

<http://online.wsj.com/article/SB10001424052702303369904579423870638919710.html?dsk=y>

Ucrania o la importancia de interconectar Europa (RIE)

El 6 de marzo de 2014, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó el artículo “Ucrania o la importancia de interconectar Europa”, elaborado por Gonzalo Escribano². A continuación se presenta el contenido.

La inexistencia de interconexiones que permitan integrar físicamente los mercados europeos del gas para compensar el poder de mercado de Gazprom es uno de los factores determinantes en el desarrollo, pasado y futuro, de la pugna energética entre

² Gonzalo Escribano es director del Programa de Energía del Real Instituto Elcano.

Rusia y Europa, en estos momentos y por tercera vez, por cuenta de Ucrania. Tras los cortes de suministro de 2006 y 2009 que terminaron afectando a buena parte de los Estados miembros del Este, la invasión de Abjazia y Osetia del Sur, las amenazas al proyecto europeo de gasoducto Transcaspio y las presiones a Turkmenistán para que desista del mismo, la Unión Europea (UE) debería haber internalizado que Rusia está dispuesta a defender su preeminencia estratégica en el espacio post-soviético, especialmente en lo que respecta al gas, que constituye un vector fundamental de la misma y al tiempo debe preservar para materializar su influencia.

Sin embargo, las lecciones se han aprendido sólo a medias. La Comisión ha seguido una doble estrategia, interna y externa. La externa ha perseguido diversificar sus suministros, pero el error de cálculo ha consistido en buscarlos precisamente en la esfera de influencia rusa, el Caspio y Asia Central, y además a través del Cáucaso. Diversificar desde Rusia hacia regiones y países sometidos a su influencia directa en los que las capacidades económicas, políticas, culturales o militares de la UE son limitadas no será recordado como el más brillante ejercicio estratégico de la Comisión Europea. Ese es un pulso que la UE no puede ganar, y menos instrumentalizando la energía, a la vez su gran debilidad y la mayor fortaleza rusa: doble error, de estrategia y de instrumento. Cosa distinta hubiese sido potenciar otros mecanismos políticos y económicos, pero el objetivo debería haber variado de proveer seguridad energética a desarrollo político y económico. Intentar alcanzar ambas cosas simultáneamente supone un tercer error, esta vez de inconsistencia entre objetivos y de éstos con el instrumento. El ejemplo más claro es el fracaso de Nabucco, el increíble gasoducto menguante hasta convertirse en el TAP, modesto y anónimo hasta en el nombre.

La estrategia interna, en cambio, ha conseguido reducir la posición dominante de Gazprom en los mercados europeos del gas mediante una estricta normativa en materia de competencia que no por casualidad se conoce como “cláusula Gazprom”. No obstante, al enfoque normativo le ha faltado la realización física de las infraestructuras

y los proyectos propuestos han carecido de visión estratégica. En vez de pensar en grande han apostado por hacerlo en pequeño. En lugar de por los macro-corredores de interconexión intra-europeos previstos por la propia Comisión, se ha apostado por pequeños proyectos de impacto limitado y pocas dificultades políticas.

En este momento, el primer problema es que Europa carece de interconexiones suficientes, no ya con Ucrania sino con sus propios Estados miembros, y no puede ejercer la solidaridad con ninguno de ellos en grado suficiente, aunque debe reconocerse que en el plano interno la situación ha mejorado respecto a las interrupciones de 2006/2009 y tampoco Rusia o Gazprom se encuentran en su mejor momento. Si la UE sólo es capaz de compensar el poder de mercado de Gazprom con medidas que afectan al mercado comunitario, en vez de embarcarse en competencias geopolíticas inciertas debería dedicarse a la realización de sus corredores internos: sólo desde la fuerza y la escala que otorga un mercado energético integrado puede empezarse a pensar en juegos geopolíticos, grandes o pequeños, con una experta en ellos como es Rusia. El segundo problema es que en vez de diversificar lejos de Rusia, se ha hecho en lo que ella considera su patio trasero o *near abroad*, por lo que urge revisar a fondo las alternativas que ofrece un escenario energético global en transformación.

Esta situación tiene más implicaciones para España que las aparentes. España puede y debe aportar soluciones a ambos problemas, y la manera más evidente es acometer de una vez por todas el ramal ibérico del corredor Norte-Sur Occidental (NSI West Gas), sin duda el más eficiente para mejorar la diversificación europea y la capacidad de abastecimiento en el corto plazo. La diversificación no puede darse precisamente en la esfera de influencia de Rusia, sino con los corredores mediterráneos del Golfo Pérsico y Norte de África, y los de la cuenca atlántica del Golfo de Guinea y América Latina.

Por otro lado, la actual coyuntura puede favorecer una mejor disposición por parte de Estados Unidos de Norteamérica para exportar gas hacia Europa. Al menos los líderes

Europeos deberían esforzarse por presentar el argumento ante su socio estadounidense, con el que está negociando un acuerdo de libre comercio. España sería uno de los pocos Estados miembros con capacidad para recibir cantidades importantes de Gas Natural Licuado estadounidense, beneficiándose de la presión a la baja de los precios, el aprovechamiento de las infraestructuras y, siempre importante, del hecho de convertirse en socio estratégico para Estados Unidos de Norteamérica en el campo energético.

En suma, España es el *hub* óptimo para conectar Europa con una cartera bien diversificada de suministradores, tradicionales y emergentes, todos ellos alejados de Rusia, al menos geográficamente. Sin embargo, la ausencia de interconexiones con el resto de Estados miembros impide a Europa y a España beneficiarse de ese potencial ahora desperdiciado ¿Acaso no debería ser más fácil desarrollar las interconexiones entre España y Francia que jugar a estrategias de salón en el Cáucaso o el Caspio? Habrá que preguntárselo al próximo comisario de Energía de la nueva Comisión, pero parece urgente empezar a reflexionar desde España porque no se puede permanecer agazapado tras las reformas internas y abandonar la política energética exterior cuando se abren ventanas de oportunidad semejantes.

Fuente de información:

<http://www.realinstitutoelcano.org/wps/wcm/connect/ebe0cb00432b5ccc875be777e9c5b47a/Comentario-Escribano-Ucrania-importancia-interconectar-Europa.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ebe0cb00432b5ccc875be777e9c5b47a>

Los países más ricos en “oro negro” (Forbes México)

El 18 de marzo de 2014, la edición online de la revista de negocios Forbes México informó que si bien hoy en día son las naciones que abastecen al mundo de petróleo necesario para mover a todas las industrias y también cuentan con las mayores reservas que pueden garantizar el suministro al menos otro siglo más, en diez años, con más avances en exploración y explotación de nuevos yacimientos, el panorama puede cambiar radicalmente.

Estados Unidos de Norteamérica, actualmente el segundo mayor productor mundial de petróleo, aspira a ser el primero dentro de dos años, superando a Arabia Saudita, gracias a la revolución energética que está ocurriendo en Norteamérica, gracias a la perforación hidráulica de gas y petróleo de esquisto, de acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE, por sus siglas en inglés).

Mientras que en reservas probadas de crudo, Medio Oriente sigue concentrando la mayor cantidad de “riqueza negra”. En 2012, las reservas en estos países sumaban el total de 807 mil millones de barriles, de 1.6 billones en el mundo, de acuerdo con el *Statistical Review of World Energy 2013* de British Petroleum (BP), uno de los documentos de referencia sobre el panorama energético mundial.

El precio del barril de petróleo, las actividades derivadas de la exploración y el interés de los inversionistas en proyectos son las principales variables que pueden cambiar los cálculos de las reservas en el mundo, según la *Prospectiva de Petróleo Crudo 2012*, publicada por la Secretaría de Energía (SE).

En el caso de México, se mantiene en el “Top ten” de los países con mayor producción, pero en reservas probadas, el país ha ido cayendo irremediablemente. En 1992, las reservas del país eran de 51 mil millones de barriles, en 2002 bajaron a 17 mil 200 millones y en 2012 hasta 11 mil 400 millones, según estimaciones de BP.

La reforma energética aprobada el año pasado, que abre el sector a la participación privada, buscaría revertir el panorama de México en producción de petróleo.

En seguida se presentan los 50 países con mayor producción de petróleo y con más reservas probadas.

PAÍSES CON MAYOR PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

| Lugar | País | Barriles por día | Lugar | País | Barriles por día |
|-------|--------------------------------|------------------|-------|---------------------|------------------|
| 1 | Arabia Saudita | 11 730 000 | 26 | Omán | 923 800 |
| 2 | Estados Unidos de Norteamérica | 11 110 000 | 27 | Argentina | 723 200 |
| 3 | Rusia | 10 440 000 | 28 | Egipto | 720 000 |
| 4 | China | 4 155 000 | 29 | Malasia | 642 700 |
| 5 | Canadá | 3 856 000 | 30 | Australia | 519 100 |
| 6 | Irán | 3 594 000 | 31 | Ecuador | 504 500 |
| 7 | Emiratos Árabes Unidos | 3 213 000 | 32 | Tailandia | 433 300 |
| 8 | Irak | 2 987 000 | 33 | Vietnam | 363 500 |
| 9 | México | 2 936 000 | 34 | Guinea Ecuatorial | 318 000 |
| 10 | Kuwait | 2 797 000 | 35 | República del Congo | 291 900 |
| 11 | Brasil | 2 652 000 | 36 | Turkmenistán | 244 100 |
| 12 | Nigeria | 2 524 000 | 37 | Gabón | 242 000 |
| 13 | Venezuela | 2 489 000 | 38 | Dinamarca | 207 400 |
| 14 | Noruega | 1 902 000 | 39 | Siria | 182 500 |
| 15 | Algeria | 1 875 000 | 40 | Sudáfrica | 181 000 |
| 16 | Angola | 1 872 000 | 41 | Alemania | 169 500 |
| 17 | Unión Europea | 1 866 000 | 42 | Perú | 160 400 |
| 18 | Kazajstán | 1 606 000 | 43 | Yemen | 156 500 |
| 19 | Qatar | 1 579 000 | 44 | Brunei | 141 000 |
| 20 | Libia | 1 483 000 | 45 | Japón | 135 500 |
| 21 | Reino Unido | 1 009 000 | 46 | Trinidad y Tobago | 119 300 |
| 22 | India | 990 200 | 47 | Italia | 112 000 |
| 23 | Indonesia | 974 300 | 48 | Chad | 104 500 |
| 24 | Colombia | 969 100 | 49 | Uzbekistán | 102 600 |
| 25 | Azerbaiyán | 931 900 | 50 | Rumania | 101 600 |

FUENTE: CIA World Factbook, estimaciones 2012.

PAÍSES CON MÁS RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO

| Lugar | País | Barriles | Lugar | País | Barriles |
|-------|--------------------------------|-----------------|-------|---------------------|---------------|
| 1 | Venezuela | 297 600 000 000 | 26 | Vietnam | 4 400 000 000 |
| 2 | Arabia Saudita | 267 900 000 000 | 27 | Indonesia | 4 030 000 000 |
| 3 | Canadá | 173 100 000 000 | 28 | Malasia | 4 000 000 000 |
| 4 | Irán | 154 600 000 000 | 29 | Sudán del Sur | 3 750 000 000 |
| 5 | Irak | 141 400 000 000 | 30 | Reino Unido | 3 122 000 000 |
| 6 | Kuwait | 104 000 000 000 | 31 | Yemen | 3 000 000 000 |
| 7 | Emiratos Árabes Unidos | 97 800 000 000 | 32 | Argentina | 2 805 000 000 |
| 8 | Rusia | 80 000 000 000 | 33 | Siria | 2 500 000 000 |
| 9 | Libia | 48 010 000 000 | 34 | Uganda | 2 500 000 000 |
| 10 | Nigeria | 37 200 000 000 | 35 | Colombia | 2 200 000 000 |
| 11 | Kazajstán | 30 000 000 000 | 36 | Gabón | 2 000 000 000 |
| 12 | Qatar | 25 380 000 000 | 37 | República del Congo | 1 600 000 000 |
| 13 | Estados Unidos de Norteamérica | 20 680 000 000 | 38 | Chad | 1 500 000 000 |
| 14 | China | 17 300 000 000 | 39 | Australia | 1 433 000 000 |
| 15 | Brasil | 13 150 000 000 | 40 | Sudán | 1 250 000 000 |
| 16 | Algeria | 12 200 000 000 | 41 | Brunei | 1 100 000 000 |
| 17 | Angola | 10 470 000 000 | 42 | Guinea Ecuatorial | 1 100 000 000 |
| 18 | México | 10 260 000 000 | 43 | Dinamarca | 805 000 000 |
| 19 | Ecuador | 8 240 000 000 | 44 | Trinidad y Tobago | 728 300 000 |
| 20 | Azerbaiyán | 7 000 000 000 | 45 | Ghana | 660 000 000 |
| 21 | Unión Europea | 5 568 000 000 | 46 | Turkmenistán | 600 000 000 |
| 22 | Omán | 5 500 000 000 | 47 | Rumania | 600 000 000 |
| 23 | India | 5 476 000 000 | 48 | Uzbekistán | 594 000 000 |
| 24 | Noruega | 5 366 000 000 | 49 | Perú | 579 200 000 |
| 25 | Egipto | 4 400 000 000 | 50 | Italia | 521 300 000 |

FUENTE: CIA World Factbook, estimaciones 2013.

Fuente de información:

<http://www.forbes.com.mx/sites/los-paises-mas-ricos-en-oro-negro/>

El resumen ejecutivo se encuentra en:

<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/Christof-Ruhl-speech-statistical-review-of-world-energy.pdf>

Energía en América Latina: recursos y políticas (1ª parte) (RIE)

El 17 de marzo de 2014, el Real Instituto Elcano (RIE) dio a conocer la primera parte del documento “Energía en América Latina: recursos y políticas”, que se presenta a continuación.

Tema

El escenario energético latinoamericano está experimentando cambios significativos en los últimos años debido a nuevos descubrimientos y la aparición de nuevos productores y consumidores.

Resumen

Aunque el mercado regional del petróleo sigue dominado por el crudo de Venezuela y México y los derivados de Estados Unidos de Norteamérica, actores emergentes como Brasil contrastan con el declive de los actores tradicionales. El cambio más determinante es el resurgimiento de Estados Unidos de Norteamérica como productor de crudo y gas natural gracias a sus recursos no convencionales. China se ha convertido en un cliente importante del petróleo latinoamericano, pero no tanto de su gas. Algunos países de la región cuentan también con recursos importantes de energías renovables.

Análisis

América Latina en el escenario energético mundial y regional³

La geopolítica de la energía en América Latina ha estado marcada tradicionalmente por dos vectores paralelos: una inserción regional orientada al abastecimiento del mercado de Estados Unidos de Norteamérica y la heterogeneidad de los diferentes modelos energéticos nacionales. Es observable no sólo una gran divergencia entre países productores y consumidores, sino también entre los propios países productores. El primer vector la ha mantenido durante décadas al margen del escenario energético global, constituyendo sólo una preocupación para Estados Unidos de Norteamérica y los principales actores regionales. La dispersión de las distintas políticas energéticas

³ Salvo indicación en contrario, la sección utiliza datos de BP Statistical Review 2013, que permiten realizar un análisis comparado homogéneo por países, regiones y fuentes energéticas.

propias del segundo vector revela la fragmentación de América Latina, al menos en términos energéticos, más que una geopolítica de la integración.

Ambos vectores, todavía prevalentes, están experimentando cambios significativos en los últimos años, bien por algunos descubrimientos disruptivos como la revolución no convencional, la cuantificación de las reservas venezolanas de crudo ultra-pesado o los hallazgos en aguas profundas brasileñas de yacimientos pre-salinos; o bien porque la pervivencia de divergencias en objetivos, servidumbres e instrumentos de las políticas energéticas también altera los equilibrios energéticos regionales y, de manera incipiente, globales. Además de nuevas reservas han aparecido nuevos actores, desde la presencia china a la de los movimientos sociales conservacionistas, que se suman al panorama tradicional.

Aunque buena parte de esos nuevos recursos y actores emergen en el sector de las energías renovables, incluyendo hidroelectricidad y biocombustibles, las implicaciones geopolíticas de la energía en América Latina siguen centradas en los hidrocarburos. Es en ellos donde se centra nuestro análisis; aunque no olvidamos las importantes implicaciones geopolíticas de la emergencia de las renovables. Esta primera parte se centra en los recursos mientras que un próximo documento abordará las políticas energéticas de la región.

Reservas

El peso secundario de América Latina en la geopolítica global de la energía se explica básicamente por su inserción tradicional en el espacio energético hemisférico y no por la ausencia de recursos. La región cuenta con una gran diversidad de recursos energéticos fósiles y renovables. Empezando por los hidrocarburos, el cuadro siguiente muestra que América Latina concentraba en 2012 más del 20% de las reservas mundiales probadas de petróleo, más del doble que en 1992, sólo por detrás de Oriente Medio y el Norte de África, que conjuntamente suponían más del 50 por ciento.

Venezuela tiene las mayores reservas probadas de crudo del mundo tras la inclusión del crudo ultra-pesado del cinturón del Orinoco, pasando de poseer menos del 5% de las reservas en 1992 al 18%, superando a Arabia Saudita (16%).⁴ Al tratarse en buena parte de crudo ultra-pesado, su extracción y tratamiento resulta compleja y requiere de inversiones y tecnologías avanzadas, disminuyendo su papel de regulador del mercado mundial de crudo, caso de Arabia Saudita. Además, aunque el aumento de reservas ha reforzado el poder energético venezolano, su capacidad para convertirlas en producción ha sido hasta la fecha limitada.

Brasil es la potencia petrolera emergente de América Latina. Tras sus últimos descubrimientos pre-salinos *offshore*, posee las segundas reservas de América Latina (0.9% del total mundial), por delante de México (0.7%). Les siguen Ecuador (0.5%), Argentina (0.15%) y Perú, Colombia y Trinidad y Tobago (apenas un 0.1% cada uno). Brasil ha triplicado sus reservas y nuevos hallazgos pueden seguir aumentando su peso, aunque difícilmente alcanzará la importancia de los grandes poseedores de reservas como Venezuela, Rusia o los principales productores del Golfo Pérsico. Sin embargo, si el proceso de crecimiento de reservas se consolida, Brasil puede convertirse en un proveedor importante para la estrategia de diversificación de nuevos grandes consumidores además de China y Estados Unidos de Norteamérica. Otro proceso de crecimiento de reservas destacable es el de Ecuador.

Para el resto de países latinoamericanos la norma es el descenso de las reservas, más acusado en el caso de México, que ha pasado de representar casi el 4% de las reservas mundiales de petróleo a apenas el 0.7%. La destrucción acelerada de reservas mexicanas se explica por una tasa de agotamiento elevada y una escasa capacidad para encontrar nuevos yacimientos que sustituyan a los campos en declive. En comparación, otros productores como Colombia y Perú han mantenido sus menores reservas más estables. En el norte, Canadá se beneficia de la inclusión en reservas probadas de sus

⁴ Otras estimaciones como las del *Oil & Gas Journal* mantenían en 2011 a Arabia Saudita en primer lugar.

arenas bituminosas, en un fenómeno de aumento de sus reservas similar al de Venezuela. Estados Unidos de Norteamérica aumenta sus reservas y la extensión de la revolución del *shale gas* al *tight oil* promete acelerar el proceso, al menos en los próximos años. Ésta es sin duda una de las grandes transformaciones que se está produciendo en el espacio energético latinoamericano, aunque tal vez en mayor medida para el gas.

AMÉRICA: RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL, 1992 Y 2012

| | Petróleo | | | | Gas natural | | | |
|----------------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------|-----------------|----------------------------|-----------------|
| | 1992 | | 2012 | | 1992 | | 2012 | |
| | Miles de millones de barriles | % total mundial | Miles de millones de barriles | % total mundial | Billones de metros cúbicos | % total mundial | Billones de metros cúbicos | % total mundial |
| Estados Unidos de Norteamérica | 31.2 | 2.3 | 35 | 2.1 | 4.7 | 4.0 | 8.5 | 4.5 |
| Canadá | 39.6 | 2.9 | 175.9 | 10.4 | 2.7 | 2.3 | 2.0 | 1.1 |
| México | 51.2 | 3.9 | 11.9 | 0.7 | 2.0 | 1.7 | 0.36 | 0.2 |
| Norteamérica | 122.1 | 9.2 | 220.2 | 13.2 | 9.3 | 7.9 | 10.8 | 5.8 |
| Argentina | 2.0 | 0.15 | 2.5 | 0.15 | 0.5 | 0.46 | 0.32 | 0.17 |
| Bolivia | - | - | - | - | 0.12 | 0.1 | 0.32 | 0.17 |
| Brasil | 5.0 | 0.4 | 15.3 | 0.9 | 0.13 | 0.11 | 0.45 | 0.24 |
| Colombia | 3.2 | 0.24 | 2.2 | 0.13 | 0.19 | 0.16 | 0.15 | 0.08 |
| Ecuador | 3.2 | 0.25 | 8.2 | 0.5 | - | - | - | - |
| Perú | 0.8 | 0.06 | 1.2 | 0.1 | 0.33 | 0.28 | 0.4 | 0.2 |
| Trinidad y Tobago | - | - | 0.8 | 0.05 | 0.23 | 0.20 | 0.4 | 0.2 |
| Venezuela | 63.3 | 4.8 | 297.6 | 17.8 | 3.69 | 3.1 | 5.5 | 2.7 |
| América del Sur y Central | 78.8 | 5.96 | 328.2 | 19.7 | 5.39 | 4.6 | 7.6 | 4.1 |
| América Latina | 130.0 | 9.86 | 340.1 | 20.4 | 7.39 | 6.3 | 7.96 | 4.3 |

FUENTE: BP Statistical Review 2013.

El peso de América Latina en las reservas de gas natural es considerablemente menor, un 4.3% del total mundial, un porcentaje similar al 4.5% de Estados Unidos de Norteamérica. Las reservas latinoamericanas apenas han aumentado desde 1992 y han perdido peso en el total mundial, mientras las estadounidenses se han doblado. La mayor parte se sitúa en Venezuela —el 2.7% de las de las reservas mundiales de gas—, seguida por Brasil. Al igual que con el petróleo, México ha experimentado un acusado descenso de sus reservas de gas en las últimas dos décadas.

La revolución del gas no convencional ha alterado el equilibrio de las reservas, pero por el momento su alcance se ha limitado a Estados Unidos de Norteamérica y Canadá,

los únicos capaces hasta ahora de transformar las reservas de gas y petróleo no convencional en producción creciente. Según la *US Energy Information Administration*, América Latina concentra casi el 30% de las reservas recuperables estimadas de *shale gas*, multiplicando por ocho sus reservas probadas de gas convencional. Argentina tiene las mayores reservas, las terceras del mundo sólo por detrás de China y Estados Unidos de Norteamérica. México ocupa la sexta posición, justo por detrás de Canadá, mientras Brasil está en décimo lugar, en un segundo rango con reservas similares a las de Rusia. Chile, Bolivia y Venezuela se situarían en un tercer rango. Una de las grandes cuestiones del futuro energético latinoamericano estriba en la capacidad de México, Brasil y Argentina para replicar la revolución del gas no convencional de Estados Unidos de Norteamérica.

En un análisis regional comparado, el espacio energético americano aparece más equilibrado en cuestión de reservas de hidrocarburos que el patrón de interdependencia asimétrica europeo con Rusia, Oriente Medio y el Norte de África; o el de los consumidores asiáticos con sus proveedores del Golfo Pérsico. Esta pauta se repite con las reservas en producción, consumo e intercambio de productos. No obstante, la capacidad de los diferentes productores para extraer sus recursos y obtener un excedente exportable introduce cambios significativos en el patrón de reservas. Aunque éstas indican el peso geopolítico potencial a largo plazo, lo que verdaderamente proyecta poder a corto y mediano plazo es la producción y las exportaciones. El cuadro siguiente recoge la evolución de la producción y consumo de petróleo para el conjunto del continente americano, mientras la gráfica siguiente muestra la evolución de la producción en los principales productores.

AMÉRICA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO, 1992 Y 2012

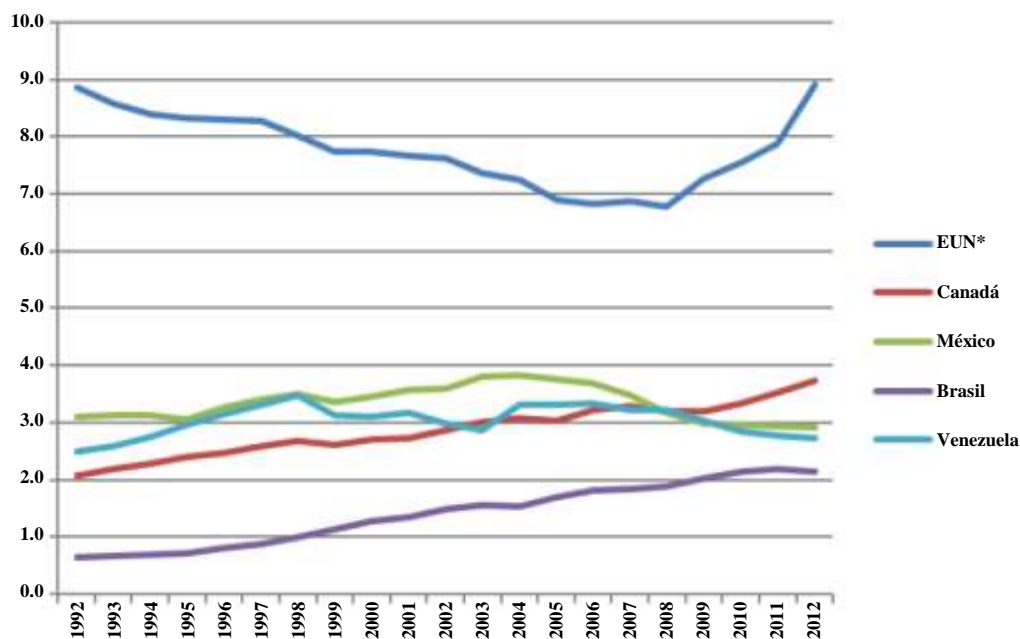
| | Petróleo: producción ^{1/} | | | | Petróleo: consumo ^{2/} | | | |
|----------------------------------|------------------------------------|---------------|-----------------|-------------|---------------------------------|---------------|-----------------|-------------|
| | Miles de barriles/día | | % total mundial | | Miles de barriles/día | | % total mundial | |
| | 1992 | 2012 | 1992 | 2012 | 1992 | 2012 | 1992 | 2012 |
| Estados Unidos de Norteamérica | 8 868 | 8 905 | 13.5 | 9.6 | 17 033 | 18 555 | 25.11 | 19.8 |
| Canadá | 2 066 | 3 741 | 3.1 | 4.4 | 1 689 | 2 412 | 2.49 | 2.5 |
| México | 3 098 | 2 911 | 4.7 | 3.5 | 1 683 | 2 074 | 2.48 | 2.2 |
| Norteamérica del Norte | 14 032 | 15 557 | 21.4 | 17.5 | 20 405 | 23 040 | 30.09 | 24.6 |
| Argentina | 587 | 664 | 0.9 | 0.8 | 448 | 612 | 0.66 | 0.7 |
| Brasil | 652 | 2 149 | 1.0 | 2.7 | 1 552 | 2 805 | 2.29 | 3.0 |
| Colombia | 442 | 944 | 0.7 | 1.2 | 231 | 274 | 0.34 | 0.3 |
| Ecuador | 328 | 505 | 0.5 | 0.7 | 100 | 234 | 0.14 | 0.3 |
| Perú | 117 | 107 | 0.2 | 0.1 | 116 | 212 | 0.13 | 0.2 |
| Venezuela | 2 499 | 2 725 | 3.8 | 3.4 | 474 | 781 | 0.69 | 0.9 |
| América del Sur y Central | 4 845 | 7 359 | 7.4 | 9.2 | 3 922 | 6 533 | 5.8 | 7.3 |
| América Latina | 7 943 | 10 271 | 12.1 | 12.7 | 5 605 | 8 607 | 8.3 | 9.5 |

1/ Incluye crudo, petróleo no convencional y GLP, no líquidos derivados de biomasa o carbón.

2/ Incluye biocombustibles.

FUENTE: BP Statistical Review 2013.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, 1992-2012
-Millones de barriles/día-



* Estados Unidos de Norteamérica.

FUENTE: BP Statistical Review 2013.

Producción

El principal productor de petróleo de América sigue siendo Estados Unidos de Norteamérica, con cerca de 9 millones de barriles/día (mbd) en 2012, una cantidad en aumento desde 2008 debido a la extensión de la revolución del gas no convencional al *tight oil*. Las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, AIE) apuntan a que Estados Unidos de Norteamérica superará los 10 mbd en 2020 gracias al fuerte crecimiento de la producción de crudo no convencional. La AIE proyecta una gran reducción de la tasa de dependencia de las importaciones de petróleo, que pasaría de casi un 60% en 2010 a menos del 30% en 2035. La AIE contempla un escenario más especulativo en el que las importaciones netas de líquidos son eliminadas en 2035 por el aumento de la producción de *tight oil*, campos *offshore* en Alaska y *gas-to-liquids* hasta alcanzar los 10 mbd en 2020, sostenidos hasta 2040; y un descenso en el consumo de combustibles líquidos por estándares de eficiencia en la automoción más exigentes, introducción del coche eléctrico y gasificación del transporte. Aunque se trata de un escenario deliberadamente extremo, hay estimaciones de oferta más optimistas, que apuntan a que Estados Unidos de Norteamérica habría alcanzado una producción media de líquidos de 12 mbd ya en 2013, lo que lo convertiría en el mayor productor del mundo, por delante de Arabia Saudita en más de 300 mil bd⁵.

El mayor productor latinoamericano de petróleo en 2012 era México, cuya producción alcanzó el pico en 2004 en unos 3.8 mbd, y desde entonces ha declinado con fuerza hasta 2.9 mbd, un 3.5% de la producción mundial. Por detrás de Canadá se sitúan Venezuela (2.7 mbd) y Brasil (2.1 mbd), dos modelos antitéticos de política petrolera. Venezuela alcanzó un pico de 3.5 mbd en 1998, un año antes del ascenso del ex presidente Chávez al poder. Desde entonces la producción ha caído hasta los 2.7 mbd, casi una cuarta parte, y las exportaciones pasaron de 3 mbd en 2000 a 1.7 mbd en 2012.

⁵ Incluyendo además de 7.4 mbd de petróleo (3 mbd menos que Arabia Saudita), 2.5 mbd de líquidos de gas natural (NGL), 1 mbd de biocombustibles, y 1.3 mbd de ganancias de refinerías. "PIRA: Shale production growth makes US largest liquids producer", *Oil&Gas Journal Online*, 16/X/2013, visitado el 24/X/2013.

Brasil ha triplicado su producción desde 1992, convirtiéndose en el tercer productor latinoamericano, con un 2.7% de la producción mundial. Las proyecciones de la AIE apuntan a que Brasil podría ser exportador neto de líquidos desde 2013 por el aumento de su producción *offshore*. Para 2020, la producción brasileña podría alcanzar los 6 mbd, mientras que el consumo para esa fecha se estima en unos 3 mbd. De ser así, Brasil se convertiría en el principal productor y exportador latinoamericano de petróleo, por delante de México y Venezuela.

A gran distancia les siguen Colombia (1.2% de la producción mundial), Argentina (0.8%), Ecuador (0.7%) y Perú (0.1%). La producción de Argentina alcanzó su pico en 2001-2003 en los 0.9 mbd, y desde entonces está en declive. En Ecuador la producción de crudo se encuentra estancada en los 0.5 mbd, y en Colombia en unos 0.1 mbd, ya que ha aumentado con fuerza en la última década. El aumento de producción en Brasil y Colombia ha permitido compensar el declive o estancamiento de los demás productores, llevando la producción latinoamericana por encima de los 10 mbd, con una cuota superior al 12% de la producción mundial, muy inferior a la del conjunto de Oriente Medio y Norte de África (casi el 40%) y similar a la de grandes productores como Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos de Norteamérica. En el actual contexto de aumento de la producción de Estados Unidos de Norteamérica, los suministradores de la región pueden verse impelidos a encontrar nuevos mercados más allá de los asiáticos o españoles, ofreciendo una oportunidad de diversificación adicional para éstos u otros consumidores.

Estos datos suponen una gran concentración de reservas, producción, consumo y exportaciones en pocos países. A nivel agregado, la contribución de América Latina a la producción mundial de petróleo supera a su participación en el consumo. Venezuela posee con diferencia las mayores reservas, y junto con Brasil y México representan el 80% de la producción y las 2/3 partes del consumo de petróleo de América Latina, aunque las tasas de crecimiento del consumo más elevadas se dan en Brasil y

Venezuela. Venezuela, México, Colombia y Ecuador son los únicos países que por ahora registran excedentes exportables significativos, y el de Venezuela supera al de los otros tres exportadores juntos. Hay productores en ascenso, como Brasil y Colombia; y otros que pese a su declive mantienen una mayor presencia en los mercados de exportación, como Venezuela y México. Existe por tanto un cambio en los equilibrios geopolíticos de la energía en América Latina, pero no una transformación radical del panorama estratégico. Pese a los cambios relativos, y aunque no se sabe por cuánto tiempo, la jerarquía petrolera se mantiene: Venezuela, México y, ahora, Brasil.

AMÉRICA: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL, 1992 Y 2012

| | Gas Natural: producción | | | | Gas Natural: consumo | | | |
|----------------------------------|---|---------------|-----------------|--------------|---|---------------|-----------------|--------------|
| | Miles de millones de m ³ (bcm ^{1/2}) | | % total mundial | | Miles de millones de m ³ (bcm ^{1/2}) | | % total mundial | |
| | 1992 | 2012 | 1992 | 2012 | 1992 | 2012 | 1992 | 2012 |
| Estados Unidos de Norteamérica | 505.17 | 681.39 | 25.04 | 20.41 | 572.79 | 722.14 | 28.46 | 21.90 |
| Canadá | 125.95 | 156.55 | 6.24 | 4.64 | 71.45 | 100.71 | 3.55 | 3.03 |
| México | 26.63 | 58.46 | 1.32 | 1.73 | 29.17 | 83.66 | 1.45 | 2.52 |
| Norteamérica del Norte | 657.74 | 896.40 | 32.60 | 26.79 | 673.41 | 906.51 | 33.46 | 27.45 |
| Argentina | 20.09 | 37.73 | 1.00 | 1.12 | 22.34 | 47.32 | 1.11 | 1.43 |
| Bolivia | 2.93 | 18.71 | 0.15 | 0.55 | - | - | - | - |
| Brasil | 3.60 | 17.40 | 0.18 | 0.52 | 3.60 | 29.17 | 0.18 | 0.88 |
| Colombia | 4.04 | 11.98 | 0.20 | 0.36 | 4.04 | 9.84 | 0.20 | 0.30 |
| Perú | 0.38 | 12.88 | 0.02 | 0.38 | 0.38 | 7.50 | 0.02 | 0.23 |
| Trinidad y Tobago | 5.50 | 42.22 | 0.27 | 1.25 | 5.50 | 21.71 | 0.27 | 0.65 |
| Venezuela | 21.62 | 32.80 | 1.07 | 0.97 | 21.62 | 34.94 | 1.07 | 1.05 |
| América del Sur y Central | 60.51 | 177.28 | 3.00 | 5.29 | 60.31 | 165.07 | 3.00 | 4.97 |
| América Latina | 87.14 | 235.74 | 4.32 | 7.02 | 89.49 | 248.73 | 4.45 | 7.49 |

1/ Miles de millones de m³, bcm en terminología inglesa.

2/ Incluye gas no convencional.

FUENTE: BP Statistical Review 2013.

La producción de gas natural de América Latina, al igual que sus reservas, tiene un peso menor en el mercado mundial: unos 235 bcm, una cuota del 7% de la producción mundial en 2012. Los principales productores americanos son Estados Unidos de Norteamérica y Canadá (20.4 y 4.6% de la producción mundial), seguidos a mucha distancia por México (1.7%), Trinidad y Tobago (1.2%), Argentina (1.1%), Venezuela (1%), Bolivia y Brasil (0.5%), y Colombia y Perú (casi 0.4%). La producción se ha incrementado de manera importante en todos los productores latinoamericanos, casi

cuadruplicándose en los últimos 20 años, pero no ha alcanzado la magnitud del gas no convencional en Estados Unidos de Norteamérica. Desde la perspectiva de la demanda, Argentina, Brasil, y Venezuela representan cerca del 80% del consumo de la región, que ha registrado un aumento igualmente considerable en las últimas dos décadas. Los únicos países que mantienen un excedente exportable, todos en aumento, son Trinidad y Tobago, Bolivia, Perú y Colombia.

Flujos

Según la AIE, Estados Unidos de Norteamérica se convertiría en exportador de gas natural en 2020. Aunque hay opiniones divergentes acerca de si este proceso puede acelerarse o retrasarse, parece claro que afectará a sus suministradores latinoamericanos tradicionales. Un caso claro es el aumento de las importaciones mexicanas de gas natural por gasoducto procedentes de Estados Unidos de Norteamérica. Dada la renuencia de las autoridades estadounidenses a aprobar la construcción de infraestructuras de exportación de Gas Natural Licuado (GNL), motivadas por la presión de los *lobbies* industriales para mantener la ventaja comparativa que les otorga el bajo nivel de precio del gas, no parece fácil que las exportaciones de gas se extiendan a otros países latinoamericanos. Si dichas instalaciones se construyesen, probablemente el destino del GNL estadounidense se destinaría a los mercados asiáticos, en principio más lucrativos por su mayor nivel de precios.

Paradójicamente, el impacto energético de la revolución estadounidense del gas no convencional podría ser menor en América Latina que la más modesta del petróleo no convencional, que sí incide en los flujos regionales. No obstante, sí que se está produciendo una mejora acelerada de la competitividad de Estados Unidos de Norteamérica en aquellas industrias más intensivas en el uso de energía, como la petroquímica y la industria pesada, que podrían pasar una factura geo-económica a

determinados países latinoamericanos, especialmente aquellos más especializados en la industria pesada.

Los flujos de gas y petróleo mantienen pautas diferentes. Con datos del *BP Statistical Review*, en 2012 casi el 60% de las exportaciones de petróleo de América Latina se destinaban a Estados Unidos de Norteamérica, un 28% a Asia (12% a China y 9% a la India) y cerca de un 12% a Europa (sobre todo España). En sentido contrario, el 53% de las exportaciones de petróleo estadounidenses se dirigían a América Latina. Aunque el volumen de exportaciones latinoamericanas hacia Estados Unidos de Norteamérica dobla a las de éste hacia América Latina, en el primer caso se trata casi en exclusiva de crudo, mientras que las exportaciones estadounidenses son productos refinados de mayor valor añadido (y precio). Respecto al gas natural, conviene distinguir entre los flujos por gasoducto y el GNL.

Pese a los esfuerzos de la década de 1990, como el proyecto faraónico del “Gran Gasoducto del Sur”, la escasez de infraestructuras regionales de transporte, las incertidumbres de las políticas energéticas de algunos productores y consumidores, y el fuerte peso del nacionalismo en algunos casos han inhibido el desarrollo de un mercado regional del gas estructurado en una red de gasoductos transnacionales. La geopolítica de la energía en la región no tiene nada que ver con la maraña de gasoductos que pueblan los corredores energéticos euroasiáticos o euro-mediterráneos. El principal exportador por gasoducto es Bolivia, que exporta sobre todo a Brasil (unos 10 bcm en los últimos años) y, en menor medida, a Argentina (4.5 bcm en 2012). Le sigue Colombia, que exporta unos 2 bcm a Venezuela. Argentina exporta cantidades menores a Chile y Uruguay. En 2012, México importó 17.6 bcm de Estados Unidos de Norteamérica, un fuerte aumento frente a los 14 bcm importados en 2011. No se prevén grandes cambios en las interconexiones existentes, aunque podrían aumentar los volúmenes transportados de Bolivia a Argentina por el nuevo Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), recientemente licitado aunque con bastante retraso.

Sólo Trinidad y Tobago y Perú son exportadores relevantes de GNL, aunque hay planes de expansión en toda la región, especialmente en Brasil, que en 2012 exportó unos 0.4 bcm a Argentina y 0.1 bcm a Japón. Estados Unidos de Norteamérica también exportó pequeñas cantidades de GNL en 2012 a Brasil y Japón, pero en buena parte fueron re-exportaciones. Trinidad y Tobago es el principal exportador de gas natural del Caribe (unos 19 bcm en 2012), y el más diversificado. En 2012 la mitad de sus exportaciones se dirigieron hacia América Latina (Argentina casi 4 bcm y Chile más de 3 bcm), Estados Unidos de Norteamérica (unos 3 bcm), unos 2.5 bcm a España y cerca de 2 bcm a Asia, sobre todo Corea del Sur. Perú es un exportador de GNL en ascenso, que destina la mitad de sus exportaciones a España (2.6 bcm), Asia (1.5 bcm), y México (1.2 bcm). La flexibilidad del GNL parece haberse impuesto a las dificultades geopolíticas y las rigideces de la integración física, pero también a las inconsistencias entre modelos energéticos diferentes y a las incertidumbres que rodean la evolución de las políticas energéticas. Evidentemente, este juicio debe ser matizado ante algunos ejemplos de integración eléctrica (e hidroeléctrica), pero en el campo de los hidrocarburos la geopolítica de la fragmentación parece imperar sobre la de la integración.

Una cartera diversificada de fuentes energéticas

Otras fuentes acompañan al gas y al petróleo, configurando una cartera energética muy completa, pero bien diferenciada por países. Fuera de Colombia y Brasil, sus reservas de carbón son pequeñas, y la producción del conjunto de la región apenas supone el 2% de la mundial. Sólo Brasil, México y Argentina cuentan con energía nuclear, pero su aportación a la generación eléctrica también es reducida y supone menos del 1.5% de la generación nuclear global. En cambio, América Latina representaba en 2012 más del 20% del consumo de hidroelectricidad mundial, un porcentaje similar al de Norteamérica, Europa y China. Brasil supuso más del 11% del consumo mundial de hidroelectricidad, sólo por detrás de China. El potencial es muy importante, si bien se

ve obstaculizado por elementos como las dificultades de la gestión regional de las cuencas transnacionales, la falta de infraestructuras y la oposición de movimientos conservacionistas.

Para las renovables, el consumo regional apenas supuso el 7.5% del mundial, gracias al aumento de su consumo en Brasil (4.7% del consumo mundial de 2012 frente al 3.8% de 2011) y México (0.8% en 2012). Brasil es el segundo productor de biocombustibles del mundo, por detrás de Estados Unidos de Norteamérica, con más del 22% de la producción mundial. No obstante, mientras la producción brasileña se encuentra estancada, e incluso en retroceso en 2011 y 2012, Estados Unidos de Norteamérica ha seguido aumentando su producción a un fuerte ritmo desde que adelantó a Brasil como primer productor mundial en 2007. Argentina, por su parte, alcanza una cuota de casi el 4% de la producción mundial con una tendencia al alza más contenida.

La capacidad instalada y las inversiones en energías renovables en América Latina y el Caribe han crecido de forma sostenida en los últimos años. La capacidad total pasó de 11.3 Gigawatts (GW) en 2006 a 26.6 GW en 2012, con una tasa de crecimiento compuesta del 296% para todo el período. Sólo en 2012 se pusieron en funcionamiento 3.3 GW de energías renovables. Desde la perspectiva de inversiones en energías limpias, el desempeño de la región fue superior al de otras. En 2012, la inversión en renovables en América Latina y el Caribe supuso el 6% del total mundial, que alcanzó la suma de 268.7 billones de dólares. De este modo se amplió la cuota del 5.7% del año anterior. Aunque Brasil sigue manteniendo la mayor parte de esas inversiones, el resto de América Latina creció de forma espectacular, pasando de recibir el 11% de la inversión en 2011 al 45% en 2012.

Las mejores perspectivas se abren para la energía eólica, que puede beneficiarse de emplazamientos con elevado factor de carga que apenas precisan apoyos públicos a las tarifas. Siempre con datos de 2012, el consumo de energía eólica de América Latina

apenas supone el 2% del consumo mundial, frente al 27% de Estados Unidos de Norteamérica. El mayor peso de la energía eólica se da en Brasil y México, que ha quintuplicado su consumo en los últimos cinco años. Brasil contaba en 2012 con unos 2 mil 500 megawatts (MW) de capacidad instalada, mientras México tenía unos 1 mil 500 MW, frente a los cerca de 22 mil instalados en España o los 31 mil de Alemania, lo que revela un amplio potencial de crecimiento. En energía solar, América Latina apenas suponía el 0.2% del consumo mundial en 2012, muy lejos del 5% alcanzado por Estados Unidos de Norteamérica.

Conclusiones

América Latina ha modificado considerablemente sus equilibrios energéticos en los últimos años. Aunque el mercado regional del petróleo sigue dominado por el crudo de Venezuela y México, y los derivados de Estados Unidos de Norteamérica, hay actores emergentes como Brasil que contrastan con el declive relativo de los actores regionales tradicionales. El cambio más determinante es el resurgimiento de Estados Unidos de Norteamérica como productor de crudo gracias al petróleo no convencional, que ha alterado los flujos petroleros en el Hemisferio Occidental, liberando recursos para otros consumidores y reforzando la presencia energética de China en América Latina.

Algo semejante ocurre con el gas, donde por el momento sólo Estados Unidos de Norteamérica y Canadá se benefician de la denominada revolución no convencional. Brasil emerge como exportador potencial de GNL y Perú consolida su posición de segundo exportador latinoamericano tras Trinidad y Tobago. En cambio, en gas China no alcanza la relevancia adquirida en el caso del petróleo, siendo todavía un cliente muy marginal del GNL de la región. Finalmente, algunos países mantienen posiciones importantes en otras fuentes energéticas, como Brasil en hidroelectricidad y biocombustibles, mientras se registran crecimientos importantes de otras energías renovables, sobre todo la eólica en Brasil y México.

Junto a un mayor peso en la producción y consumo de hidrocarburos, así como en las reservas de petróleo, América Latina presenta un perfil energético diferenciado del de otras regiones emergentes. Su matriz energética (y su propia base económica, salvo Venezuela) está más diversificada que la de Rusia y los grandes productores de Oriente Medio, Norte de África y Asia Central, cuenta con mayores recursos naturales que el resto de Asia, y sus capacidades empresariales y técnicas son muy superiores a las de África. Otro elemento diferencial es la combinación de recursos renovables y nuevos modelos de regulación de los mismos. Sin embargo, el aprovechamiento del conjunto de sus recursos ha dependido de las diferentes políticas energéticas aplicadas, tan importantes como la dotación de recursos para materializar los recursos en producción y renta y, por tanto, en proyección geopolítica regional y global. Adicionalmente, el aumento del consumo plantea retos importantes desde la perspectiva de la seguridad energética, las emisiones de CO₂ y la lucha contra la pobreza energética.

Fuente de información:

<http://www.realinstitutoelcano.org/wps/wcm/connect/5c7c9200434c7abf8fa4ff788bd2636c/ARI16-2014-Escribano-Malamud-energia-America-Latina-recursos-politicas-parte1.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=5c7c9200434c7abf8fa4ff788bd2636c>

Canasta de crudos de la OPEP

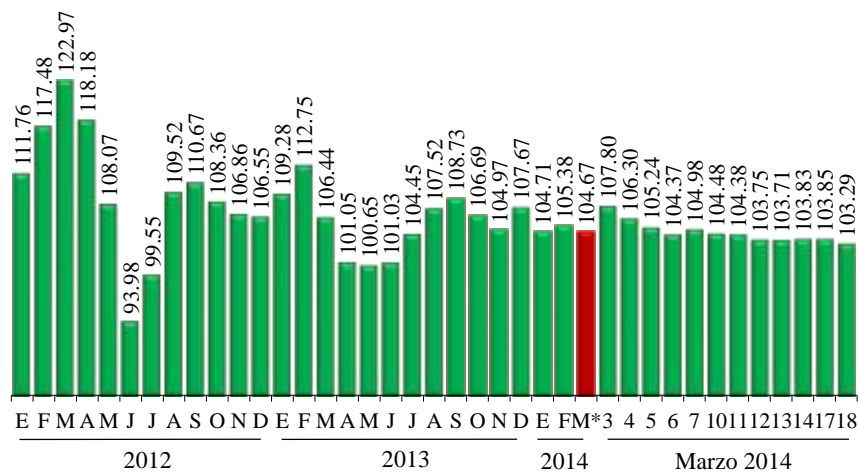
La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que se integra por los siguientes países: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Irán, Irak, Kuwait, Qatar y Venezuela, informó el 12 de marzo de 2014 que la nueva canasta de crudos de referencia de la 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 venezolano BCF-17 fue sustituido por el Merey.

En este sentido, al 18 de marzo de 2014, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio en el mes de 104.67 dólares por barril (d/b), cifra 0.67% inferior con relación al mes inmediato anterior (105.38 d/b), menor en 2.79% con respecto a la de diciembre pasado (107.67 d/b), y 1.66% menos si se le compara con el promedio de marzo de 2013 (106.44 d/b).

**PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP
-Dólares por barril-**



* Promedio al día 18 de marzo.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm

La OPEP eleva la perspectiva de demanda de crudo (WSJ)

El 12 de marzo de 2014, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) publicó que la OPEP eleva la perspectiva de demanda de crudo. A continuación se presenta la nota informativa.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) aumentó sus previsiones de crecimiento de la demanda de crudo por segundo mes consecutivo, a pesar de que siguió advirtiendo de posibles dificultades en los mercados emergentes.

En su informe mensual sobre el mercado de crudo, el cártel de varios de los mayores productores mundiales de petróleo elevó sus perspectivas de incremento de la demanda este año en 50 mil barriles diarios, tras modificar sus estimaciones al alza en la misma cantidad el mes pasado. Ahora prevé que la demanda aumente en 1.14 millones de barriles al día este año, debido en gran parte al mayor consumo en América del Norte, así como a la mejora de la demanda en Europa y África. La demanda total para 2014 se sitúa en 91.1 millones de barriles diarios.

De todos modos, “un factor clave para este incremento en la demanda mundial de crudo será el ritmo de crecimiento de las economías emergentes”, afirmó la OPEP en el informe.

La preocupación respecto a la ralentización de los mercados emergentes, especialmente China, ha afectado a otras materias primas esta semana. El cobre, a menudo considerado un barómetro de la salud de la economía global, cayó a su nivel más bajo desde julio de 2010, mientras que los precios del mineral de hierro retrocedieron a sus mínimos desde octubre de 2012 el lunes.

Las ventas de muchos metales básicos se desencadenaron por las preocupaciones sobre la salud de la economía china, después de que se produjera el primer impago en las

obligaciones de un bono corporativo en su historia moderna, por los decepcionantes datos de comercio y de actividad del sector manufacturero y por la debilidad de su divisa.

“Si esto continuase, habrá más historias en los medios sobre los problemas de crédito en China; lo que ocurre actualmente en los metales básicos podría comenzar a contagiarse a la exposición de los inversores a las materias primas relacionadas con el crudo”, advirtió la Consultora Petromatrix en una nota.

Los precios del crudo estaban sometidos a presión en Londres el por las expectativas de un incremento en los inventarios en Estados Unidos de Norteamérica y la preocupación por China. El crudo Brent para entrega en abril caía un 0.6%, ó 60 centavos, a 107.28 dólares por barril, mientras que el WTI con entrega el mismo mes perdía un 1.6%, ó 1.55 dólares, a 98.48 dólares.

De todos modos, si bien la OPEP resaltó que la desaceleración económica de China y los esfuerzos por controlar la demanda de los combustibles para el transporte en ese país suponen un riesgo para su actual perspectiva, señaló que el floreciente sector petroquímico chino y la ampliación de la capacidad de refino podrían considerarse los principales factores que impulsarían la demanda de crudo del país este año.

Mientras, la producción del cártel —que produce más de una tercera parte del crudo que se consume globalmente cada día— aumentó a su mayor nivel desde agosto el mes pasado por el incremento de la producción en Irak en 400 mil barriles al día, compensando los fuertes descensos en Arabia Saudí y Libia.

La OPEP anunció que los cambios en sus perspectivas de la demanda suponen un incremento de 100 mil barriles diarios en la demanda de su crudo, que sitúa en 29.7 millones de barriles al día este año. En febrero su producción se situó ampliamente por encima de esa cifra, en 30.1 millones de barriles diarios.

Fuente de información:

<http://online.wsj.com/article/SB10001424052702304185104579435071306741250.html?dsk=y>