

Meliyara Consuegra Díaz-Granados*

Gonzalo Escribano Francés**

Javier Valdés Lucas*

PETRÓLEO Y GEOPOLÍTICA: GOBERNANZA POR OTROS MEDIOS

El artículo analiza la complejidad de las relaciones en la gobernanza energética en el actual contexto caracterizado por el exceso de oferta y ralentización de la demanda global. El análisis incide sobre el poder como factor determinante en la geopolítica de los precios, las instituciones energéticas, el papel de la oferta y la demanda y los intereses de sus participantes. El análisis se desarrolla desde una perspectiva geopolítica y geoeconómica y, explorando las implicaciones para los principales actores, se apunta que, si bien la bajada de los precios del petróleo puede tener consecuencias significativas, estas no son necesariamente irreversibles.

Palabras clave: gobernanza energética, economía política internacional, geopolítica de precios.

Clasificación JEL: F53, F55, Q31, Q38.

1. Introducción

Las relaciones geopolíticas derivadas de la distribución geográfica de los recursos petroleros pueden ser descritas como un sistema complejo de interdependencias entre productores, consumidores y países de tránsito. La interdependencia energética es una relación asimétrica en el corto plazo, ya que la interrupción del aprovisionamiento tiene un impacto menor en el país productor. Sin embargo, esta asimetría puede

desaparecer en el largo plazo pues el crecimiento económico de los países productores es altamente dependiente de sus exportaciones, y algunos grandes consumidores podrían ejercer su posición como grandes importadores para influenciar la política energética de los países productores (Escribano y García-Verdugo, 2012). De hecho, la historia reciente muestra que el empleo del petróleo como arma política tiene un doble uso, tanto por parte de los países productores frente a los consumidores (caso de la crisis de 1973) como de estos aplicando embargos a los productores (casos de Irán o Irak y, eventualmente, Libia).

La concentración geográfica de las reservas de crudo y su importancia como recurso primario hacen que

* Grupo de Investigación en Economía Política Internacional de la UNED.

** Grupo de Investigación en Economía Política Internacional de la UNED y Director del Programa de Energía del Real Instituto Elcano.

el petróleo siempre haya tenido un componente político, independientemente de su fungibilidad (el hecho de que al tratarse de un mercado global los consumidores siempre puedan abastecerse de otros proveedores). Razón por la que la posesión de reservas otorga una posición de fuerza. Estas relaciones de fuerza constituyen la esencia de la geopolítica y están en la base de las relaciones energéticas, determinando en buena medida el comportamiento de los mercados del petróleo. De forma que un acercamiento geopolítico a la cuestión de la energía no tiene por qué estar opuesto al desarrollo de una verdadera gobernanza de los recursos energéticos. De hecho, la solución a los problemas de gobernanza es parte integrante de los enfoques geopolíticos.

Este artículo analiza la complejidad de las relaciones en la gobernanza energética, sus instituciones, el papel de la oferta y la demanda, y los intereses de los participantes como factores determinantes de la geopolítica de los precios del crudo. El segundo y tercer apartados caracterizan la gobernanza energética a través de la geopolítica, para luego analizar su papel determinante en la formación de los precios. El cuarto apartado analiza las consecuencias geopolíticas del precio del petróleo en el corto y el largo plazo. El último apartado presenta las conclusiones.

2. Gobernanza por defecto

Aunque los asuntos energéticos globales han tendido a ser analizados principalmente a través del prisma geopolítico, existe una creciente literatura sobre los diferentes aspectos de la gobernanza global de la energía (Abbott, 2012; Baker y Stoker, 2013; Carbonnier, 2011; Cherp *et al.*, 2011; Dubash y Florini, 2011; Florini y Sovacool, 2009, 2011; Goldthau y Witte, 2009, 2010 y 2011; Goldthau y Sovacool, 2012; Karlsson-Vinkhuyzen, 2010; Lesage *et al.*, 2010 a, b y Van de Graaf, 2013). Junto con la aparición de nuevos productores y consumidores mundiales, esta agenda en expansión ha hecho que la gobernanza global de la energía se

convierta en un campo de estudio más complejo que la gestión de la interdependencia entre los productores de petróleo de la OPEP y los consumidores de la OCDE (Florini y Dubash, 2011).

La gobernanza global se puede abordar desde diferentes enfoques de economía política internacional¹. Keohane (1984) sostiene que las instituciones internacionales eficaces tienden a surgir cuando los conflictos de intereses son escasos y el poder está concentrado en un grupo de actores con preferencias homogéneas. Es el caso del comercio internacional y los regímenes financieros, cuyos regímenes internacionales (Organización Mundial del Comercio, Fondo Monetario Internacional y Banco Mundial) nacen de la hegemonía estadounidense, pero son lo suficientemente resistentes y dependientes de la senda como para sobrevivir «después de la hegemonía» (Keohane, 1984 y Rathbun, 2011). Cox (1996) identifica tres dimensiones cuya alineación explicaría la hegemonía de un actor dado: las capacidades materiales, las ideas y las instituciones internacionales. Este marco resulta útil porque tiene que ver con el clásico problema de la geopolítica (y la economía política internacional) de la hegemonía.

En cambio, cuando el poder está fragmentado, la jerarquía resulta difusa y los conflictos de intereses son numerosos. La falta de incentivos para la cooperación no permite el surgimiento de regímenes internacionales homogéneos (Oye, 1986 y Krasner, 1983). De hecho, el régimen de los consumidores de petróleo fue el tema sobre el cual Keohane (1984) construyó su argumento de qué pasaría con la cooperación internacional «después de la hegemonía» estadounidense. La creación de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) en 1960 y su decisión, anunciada en 1968, de nacionalizar los recursos de hidrocarburos pusieron fin al control de las compañías petroleras de Estados Unidos sobre los recursos mundiales de petróleo, que implicaban objetivos tanto económicos como políticos (Wirl, 2012). A partir de esa fecha, la hegemonía entre

¹ Para más información ESCRIBANO, G., 2014.

los productores de crudo estuvo compartida entre productores OPEP y productores no OPEP.

En el seno de la OPEP la hegemonía siempre se ha disputado entre «palomas» y «halcones», y no hay una evidencia concluyente acerca de su capacidad para actuar como un cártel, que para muchos autores es limitada (Gil-Alana y Barros, 2011 y Goldthau y Witte, 2011), hasta el punto de ser considerada un «mito racional» (Colgan, 2014). Es decir, una idea ilusoria o falsa pero que persiste cuando algunos actores tienen incentivos para sostenerla (Borial, 2007). En tanto que el objetivo de la OPEP es generar beneficios políticos a sus miembros, tiene incentivos para actuar como si fuese un cártel, siempre y cuando los beneficios derivados de estas acciones no sean demasiado costosos.

Desde la crisis del petróleo de 1973 los productores no OPEP han aumentado su participación en la producción mundial de crudo, con actores emergentes importantes como Rusia y Asia Central, así como los productores de aguas profundas (Brasil y África Occidental) y los no convencionales (EE UU y Canadá) que han entrado en el mercado en los últimos años. Pese a dicha irrupción, el mercado del petróleo sigue liderado por Arabia Saudí, que actúa como productor de último recurso, al ser el único con capacidad ociosa suficiente para estabilizar el mercado y compensar la pérdida de producción en otros lugares, ya sea debido a la guerra civil en Libia, al embargo a Irán o a las huelgas en Venezuela o Nigeria (Mann, 2012). Esta capacidad ociosa ha sido interpretada por Goldthau (2012) como un bien público global suministrado por Arabia Saudí, que es quien costea su mantenimiento, aunque lo haga por intereses nacionales; el mismo autor caracteriza la seguridad de los corredores marítimos globales, sea Ormuz o Malaca, de bien público suministrado por EE UU ante el *free-riding*² de consumidores asiáticos y europeos.

El poder que ofrece el «mito racional» se ve socavado por las continuas desviaciones de los niveles de

producción de algunos de sus miembros con respecto a las cuotas (Dibooglu y AlGudhea, 2007). Estas desviaciones se producen tanto cuando los precios bajan como cuando suben. Cuando los precios del petróleo son altos, los miembros de la OPEP tienden a producir en una cantidad inferior a su cuota. Sin embargo, cuando los precios bajan se tiende a sobreproducir para compensar la caída de ingresos. Ante estas desviaciones la propia OPEP no tiene mecanismos para forzar a sus miembros a cumplir con sus cuotas asignadas, siendo Arabia Saudí el único miembro capaz de dar una respuesta gracias a su capacidad ociosa.

Los países consumidores también han tratado de cooperar para responder a los retos planteados por la OPEP. La Asociación Internacional de la Energía (AIE) fue creada para coordinar las respuestas de los países miembros de la OCDE a la crisis del petróleo de 1973. Al igual que ocurre con la OPEP, la cooperación en la AIE no siempre ha sido fácil. Su propio diseño ha sido criticado por ser institucionalmente obsoleto, ya que no incluye a consumidores clave como China o India (Miller, 2011 y Van de Graaf, 2012). Además, la estructura de voto de su Comité de Reservas Estratégicas se basa principalmente en los niveles de importaciones de petróleo de los países miembros en 1973. En la década de 1990 hubo varios esfuerzos fallidos para redistribuir los votos (Bamberger, 2004). Más recientemente, la decisión de liberar reservas estratégicas, supestandamente para compensar la pérdida de producción de Libia, pero en realidad para presionar a la OPEP y que aumentase su producción, encontró la resistencia de varios países europeos. Las reservas estratégicas fueron liberadas en el verano de 2011, pero varios miembros europeos de la AIE han venido resistiendo con éxito peticiones similares en años posteriores por parte de Estados Unidos, interesados en vender parte de las ingentes reservas estratégicas acumuladas por su reciente auge petrolero no convencional.

La única institución que reúne a consumidores y productores de hidrocarburos es el Foro Internacional de la Energía (IEF por sus siglas en inglés), un acuerdo

² Se refiere al agente que disfruta de los beneficios de un bien público sin pagar por ellos.

intergubernamental que agrupa a los signatarios de la Carta del IEF. Más que una organización internacional es una reunión bianual de ministros de energía con una secretaría permanente en Riad, encargada de organizar las reuniones ministeriales y fomentar la transparencia de las estadísticas energéticas a través de la Iniciativa Conjunta de Datos del Petróleo (JODI por sus siglas en inglés) (Fattouh y van der Linde, 2011). Algunos autores han sugerido que el IEF podría proporcionar bienes públicos como infraestructuras energéticas alternativas o de repuesto, e incluso el mantenimiento de capacidades ociosas (Harks, 2010). En el ámbito cooperativo entre productores y consumidores, a los que suma los países de tránsito, también está la Carta de la Energía (*Energy Charter*), que pese a haber sido incapaz de gobernar las exportaciones de gas ruso ha recibido mucha atención académica (Konoplyanik y Wälde, 2006 y Herranz y Natorski, 2012).

Las cuestiones energéticas globales trascienden el diálogo y las tensiones entre productores, consumidores y países de tránsito. Hay temas nuevos, como las energías renovables, la sostenibilidad, la pobreza energética, la eficiencia o el buen gobierno de los recursos. Este último ha sido objeto de considerable atención en los últimos años, dando lugar a iniciativas como la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI por sus siglas en inglés), o la Carta de los Recursos Naturales (NRC por su acrónimo inglés) (Carbonnier, 2011). Se ha configurado así una agenda creciente para la gobernanza energética global. Todos estos temas, antiguos y emergentes, no son gestionados por un único régimen internacional pese a las demandas en favor de crear una Agencia Global de la Energía (El-Baradei, 2008). Los Gobiernos nacionales han sido reacios a ceder soberanía energética, dejando un vacío en materia de gobernanza energética global (Karlsson-Vinkhuyzen, 2010).

Algunas de las instituciones mencionadas están vinculadas a las capacidades materiales (como la OPEP, la AIE o el IEF). Otras en cambio reflejan factores ideológicos nacionales, caso de la EITI o la NRC. El resul-

tado está lejos de constituir un régimen internacional petrolero homogéneo, tal y como lo concibe la economía política internacional, edificado sobre una balanza inequívoca de poder energético. Se trata más bien de una nube de diferentes disposiciones y arreglos institucionales que se ocupan de los diversos aspectos de la gobernanza energética global. La energía se gobierna de manera fragmentada y con respuestas *ad hoc* (Florini y Sovacool, 2009). En esta situación, la hegemonía se distribuye entre países productores, consumidores y de tránsito. Por ejemplo, la OPEP ha ejercido la hegemonía en el suministro de petróleo y los miembros de la AIE en la demanda. A su vez, resulta complicado identificar quién ostenta la hegemonía en cada arreglo institucional, por ejemplo el dominio de la AIE por parte de EE UU o de la OPEP por Arabia Saudí, pues dicha posición dominante puede ser discutida, en ocasiones con éxito.

La hegemonía también está limitada por la interacción de las diferentes instituciones que integran los distintos niveles de gobernanza global de la energía. La influencia de la OPEP en los mercados del petróleo se ha visto reducida por la existencia de la AIE; la capacidad del IEF para lograr una cooperación eficaz se ha visto obstaculizada por la divergencia en las preferencias de productores y consumidores; y la AIE no puede pretender controlar la seguridad de suministro del petróleo (ni del gas) ya que la demanda mundial de energía se ha desplazado hacia países emergentes como China o India. Por último, la aparición de nuevos arreglos institucionales dedicados a mejorar la gobernanza de los recursos naturales restringe el espacio de política de las instituciones establecidas.

Así, la hegemonía queda restringida institucionalmente. La limitación principal es el funcionamiento de los propios mercados energéticos, que disciplina los objetivos de los acuerdos mencionados.

A ello se añade que la gobernanza energética es cada vez más compleja en un mundo crecientemente multipolar. Lesage *et al.* (2010b) han señalado que solo los acuerdos internacionales energéticos que reflejen esa creciente multipolaridad pueden aportar un valor

añadido. De hecho, la caracterización del panorama energético global como multipolar no hace justicia a su complejidad. Al menos en aquellas zonas en las que los mercados (mundiales o regionales) son la fuerza principal de regulación de los flujos energéticos, la tendencia se puede abordar con mayor precisión mediante el concepto de interpolaridad (Grevi, 2009). El panorama energético global se caracteriza tanto por la multipolaridad como por un rápido aumento de la interdependencia de los mercados energéticos. Las implicaciones políticas resultan claras: la gobernanza global de la energía debe abordarse como la gestión de la interdependencia en un contexto de acelerada redistribución relativa del equilibrio mundial de poder.

Nos encontramos por tanto con una gobernanza por defecto, capaz de impulsar la cooperación en algunas áreas pero no en todas. Es precisamente en esas lagunas de gobernanza global donde se recurre a los enfoques geopolíticos. Parafraseando a Clausewitz, la geopolítica es, hasta cierto punto, la gobernanza por otros medios.

3. La geopolítica de los precios

A principios de 2010, la OPEP estableció precios de referencia de entre 100 y 110 dólares para el barril de petróleo, manteniéndose los mismos durante el periodo 2011-2014. A finales del año 2014, el precio del petróleo descendió hasta situarse en la actual barrera de los 60 dólares, lo que significó un descenso mayor de 40 por 100. Dado su peso en el comercio mundial, el fuerte descenso desde junio de 2014 supone una enorme redistribución de renta entre exportadores e importadores que altera los equilibrios geopolíticos globales, regionales y locales. La volatilidad de precios tiene reverberaciones geopolíticas asimétricas: para los importadores supone un impulso económico, pero para los monoexportadores está en juego la viabilidad o el colapso de sus regímenes. Los países importadores calculan puntos porcentuales de PIB y desempleo, mientras que muchos exportadores afrontan escena-

rios de inestabilidad interna y debilitamiento estratégico en las zonas más inestables del planeta.

En octubre de 2014, el FMI (2014) sugirió que la mayor parte del descenso de los precios podía atribuirse a la reducción de la demanda, asegurando que el descenso de los precios del crudo *West Texas Intermediate* (WTI) se debía en un 96 por 100 a la debilidad de la demanda global. En enero de 2015, el FMI aseguró que dicho descenso se debía principalmente al aumento de la oferta, atribuyendo este descenso en un 58 por 100 a la oferta y en un 42 por 100 a la demanda (Zumbrun, 2015). Dicha contradicción en los argumentos del FMI puede explicarse por el hecho de que la inseguridad y los *shocks* de precios en el mercado del crudo son tal vez causados, de un lado, por los inversores y especuladores, que generan distorsiones en el mercado debido a que los precios en este mercado son rígidos; y, por otro, debido a cambios en la oferta por causas geopolíticas (Luciani, 2011).

Uno de los factores fundamentales en la inversión es el precio, cuyo descenso ha puesto en riesgo la viabilidad de 930.000 millones de dólares en inversiones. Con costos en su mayoría no recuperables, ya sea en el *downstream*³ o *upstream*⁴, los proyectos petroleros requieren de un gran volumen de recursos, lo que conlleva que una vez realizada la inversión sigan operando hasta que los precios se sitúen por debajo de los costes variables. Un segundo problema es el plazo necesario para el desarrollo de los proyectos, que varía entre cinco y diez años desde que son sancionados hasta su entrada en operación. Esto hace que los rendimientos de las inversiones se vean sujetos a altos niveles de incertidumbre y se dificulte el acceso a la financiación, lo que hace que los proyectos tengan que ser desarrollados en gran parte con recursos propios. Por último, la inelasticidad, tanto de la oferta como de la demanda en el corto plazo, hace que las señales de precios no sean útiles para equilibrar el mercado, lo que significa que

³ *Downstream* se refiere a las operaciones de tratamiento, transporte, refinación y petroquímica.

⁴ *Upstream* se refiere a las operaciones de exploración y producción.

este solo puede ser equilibrado a través de cambios de renta e inversión, ajustes que requieren de largos periodos de tiempo (Fattouh, 2006 y Luciani, 2011).

Para solucionar el problema de la volatilidad las propuestas han basculado desde una posición en la que se favorecía la exclusiva confianza en la desregulación, y por tanto en los mecanismos de mercado, a otra en que se aboga por frenar la especulación y buscar un precio justo para todos. Las soluciones se han concentrado en el objetivo de fomentar la inversión en el largo plazo, siendo algunas de ellas más plausibles que otras. La principal propuesta se basa en la creación de un Comité Internacional que decida qué precios o banda de precios podría ser beneficiosa para todas las partes. Sin embargo, no plantea los mecanismos mediante los cuales esos precios serían decididos, ni una estrategia explícita de intervención en el mercado (Fattouh y Allsopp, 2009).

El principal problema de una banda de precios es si realmente existe la posibilidad de que exportadores e importadores lleguen a un acuerdo sobre el rango. Aun haciéndolo, un segundo problema sería cómo gestionar la intervención necesaria en el mercado cuando el precio se acerca a los límites inferior y superior de las bandas. Finalmente, una vez creados los mecanismos y llegado a un acuerdo, un problema añadido serían los futuros ajustes de sus márgenes.

El uso de reservas estratégicas también se ha planteado como mecanismo para mantener los precios a un determinado nivel. En la actualidad estas reservas existen, pero están constituidas con el objetivo de evitar el efecto de fuertes escaladas de precios o interrupciones del suministro. Para que estas reservas pudiesen realmente tener un efecto continuo en el precio sería necesaria su ampliación y abrir su gestión a inversores individuales. Esta propuesta, atribuida a Robert Mabro, requiere una operativa como la que durante algunos años mantuvieron EE UU y Arabia Saudí (Bressand, 2010). El exceso de oferta que actualmente caracteriza el mercado puede indicar el fin de un acuerdo por el cual EE UU ofrece asistencia militar a cambio de que

Arabia Saudí asegure precios bajos de petróleo en momentos de emergencia, como en la crisis iraní de finales de los setenta. Otras propuestas se basan en aumentar el petróleo negociado en el mercado libre, ligar los precios a contratos a largo plazo, ofreciendo un mayor nivel de seguridad en la demanda con contratos de *take-or-pay*⁵, y favorecer la integración vertical (Luciani, 2011).

Todos los análisis coinciden (AIE, 2015; FMI, 2015; BM, 2015; EIA, 2014) en que dos son las principales causas de la bajada de los precios: el rápido aumento de la producción de petróleo no convencional en Norteamérica (el *tight light oil* extraído del *fracking*⁶ en EE UU y el obtenido de las arenas bituminosas canadienses) y la ralentización de la economía mundial, especialmente de la demanda de petróleo de China. El elevado nivel de precios de los últimos años ha fomentado la producción en aguas profundas en Brasil y África Occidental y la no convencional en EE UU y Canadá, al tiempo que ha destruido demanda en los países industriales, cada vez más preocupados por la eficiencia energética y la transición hacia modelos de transporte descarbonizados. La apreciación del dólar, divisa en que se efectúan la mayor parte de los pagos, también ha sido apuntada como elemento de depresión de los precios del barril. Y, por supuesto, la especulación en los mercados financieros, cada vez más desacoplados de los flujos reales hasta el punto de que los precios reflejan más las posiciones sobre barriles de papel que sobre barriles físicos (Escribano, 2015).

Desde las revoluciones árabes de 2011 las incertidumbres geopolíticas han mantenido tensionados los mercados, pero la prima de riesgo incorporada en el precio se ha ido diluyendo conforme estos iban descontando un impacto limitado sobre la producción de los conflictos en Irak, Siria y Libia. La moderación de los ritmos de crecimiento de la economía mundial y las previsiones asociadas de una menor demanda de crudo, junto con el continuado aumento de la producción

⁵ Los contratos de *take-or-pay* son contratos de compra garantizada.

⁶ El *fracking* es una técnica de fracturación hidráulica.

norteamericana, pusieron en evidencia los componentes fundamentales del mercado: según las diferentes estimaciones la sobreoferta del petróleo podría estar entre 1.000.000 y 2.000.000 de barriles diarios sobre una producción mundial de unos 90.000.000 (AIE, 2015 y FMI, 2015). Los riesgos geopolíticos pasaron a un segundo plano y la atención se centró en la OPEP y, sobre todo, en los grandes productores del Golfo Pérsico (Escribano, 2015).

Sin embargo, no puede descartarse que conflictos como los de Irak o Libia empeoren y terminen por afectar de manera importante a los suministros. Tampoco puede obviarse la creciente rivalidad estratégica entre Rusia y Occidente, o el reto de llevar a buen puerto las negociaciones nucleares con Irán. El mapa de riesgos abarca también el Golfo de Guinea y el Mediterráneo, pasando por el Sahel y su capacidad para desestabilizar las dos regiones anteriores. La difícil situación económica que atraviesan productores importantes como Venezuela o Nigeria también plantea incertidumbres acerca de la respuesta de sus Gobiernos. Cualquiera de esos vectores de riesgo puede en cualquier momento catalizar procesos de volatilidad en los precios, como ha ocurrido en el pasado reciente. La atenuación de la prima geopolítica es, por su propia naturaleza, un proceso impredecible.

Desde la perspectiva geoeconómica, la clave para la evolución de los precios del crudo es la reacción de Arabia Saudí a esos tres vectores de oferta, demanda y escenarios geopolíticos. El aumento de la producción no convencional norteamericana ha alterado la estructura de los flujos mundiales del petróleo. Cuando hace pocos años la competencia entre EE UU y China por el control de los recursos energéticos de África se presentaba como inexorable, la realidad actual es que EE UU prácticamente no importa petróleo ni gas africanos. Además de contar con productores maduros, la creciente producción de África se explica por la nueva región petrolera del *West Transformation Margin*, de Sierra Leona a Ghana, así como a medio plazo las perspectivas que se abren en las del *East African Rift*

System de Uganda y Kenia, y el *Offshore East Africa*, de Mozambique a Kenia. Ante el aumento de la producción en América del Norte, sus exportaciones se han redirigido hacia Asia y Europa, inundando los mercados y poniendo en peligro la cuota de mercado de Arabia Saudí. Las perspectivas de que los nuevos desarrollos en aguas profundas africanas puedan replicar los hallazgos del Presal brasileño añaden más presión a medio plazo sobre los productores tradicionales.

Eso ocurre precisamente desde hace años con una parte importante de las exportaciones latinoamericanas. El acercamiento de Venezuela y otros productores de la región hacia China ha degenerado en una competencia por unos mercados asiáticos cada vez más disputados y en los que la demanda muestra signos de moderación. A ello se añade el reciente compromiso de China de alcanzar el pico de sus emisiones de CO² como mucho en 2030 y de alcanzar para esa fecha una contribución del 20 por 100 de las renovables a la oferta energética. Aunque ese compromiso resulta vago y de credibilidad limitada, supone un cambio sustancial en la estrategia energética china con impactos de medio y largo plazo significativos sobre los exportadores de hidrocarburos. Cerrando el círculo del Pacífico, Alaska, el único Estado exento por ahora de la prohibición estadounidense de exportar crudo, libró a Corea del Sur su primer cargamento en una década, mandando la señal de que la producción de EE UU empieza a competir también directamente por los mercados asiáticos.

El incremento de oferta comenzó a sentirse de forma más aguda al final del verano de 2014, la estación de mayor demanda de derivados del petróleo, y con la acumulación de indicadores negativos acerca del crecimiento de la economía mundial. La rebaja de las previsiones de crecimiento de la demanda de petróleo por parte de la AIE hizo empeorar el sentimiento del mercado. Arabia Saudí había venido mandando señales solo aparentemente ambiguas al respecto. A comienzos de octubre de 2014 ofreció descuentos en el precio de venta oficial de su crudo, lo que se interpretó como el primer paso de una guerra de precios para mantener

su cuota en el mercado asiático. A continuación se filtró que descuentos semejantes se habían ofrecido a los operadores europeos. Luego, altos funcionarios saudíes avanzaron que el Reino estaría cómodo con precios cercanos a los 80 dólares. Kuwait, su principal aliado, apuntó incluso al entorno de los 70 dólares. En cuestión de días, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Irak e Irán anunciaron descuentos similares, a los que después siguieron casi todos los grandes productores. El cambio de estrategia se hacía evidente: precios bajos para mantener cuota de mercado a corto plazo y aumentarla a medio plazo, para a más largo plazo recuperar ingresos cuando los precios se recuperasen.

La reunión de la OPEP el 27 de noviembre de 2014, en Viena, supuso la confirmación definitiva de que la organización renunciaba a intentar frenar el hundimiento de los precios, y así lo interpretaron los mercados con las fuertes caídas de los precios de los futuros de petróleo. Tan rotundo fracaso ha ahondado el consenso acerca de que la OPEP ya no es lo que era, reforzando la hipótesis de que se ha convertido más en un «mito racional» que en un mecanismo eficaz para estabilizar los mercados.

Pero la reunión mostró también la debilidad de algunos de sus miembros y su incapacidad para influir en las decisiones de la organización. En realidad, esto siempre ha sido así, pues Arabia Saudí y sus aliados del Golfo lideran la organización y tienen la última palabra. Y ahora su apuesta es mantener la cuota de mercado. Si con eso se desincentivan nuevas inversiones en recursos más costosos, como el petróleo no convencional, el de aguas profundas, o incluso en el Ártico, mejor. Al tener las mayores reservas de petróleo del mundo, el tiempo juega a su favor siempre que puedan comprarlo. Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y Emiratos Árabes Unidos tienen la holgura presupuestaria y las reservas de divisas para hacerlo, no así Irak e Irán.

Otros miembros de la OPEP como Libia e Irak viven una situación de inseguridad que les hace especialmente vulnerables a la caída de precios. Ninguno de los dos está sometido a la disciplina de las cuotas, pero

sus Gobiernos tampoco controlan plenamente sus recursos, sea por el petróleo rebelde libio o el crudo kurdo iraquí. Los recientes acuerdos alcanzados entre los kurdos y el Gobierno central iraquí son la constatación de la autonomía petrolera alcanzada por los primeros. En el caso libio, los ministros de los dos Gobiernos enfrentados por el control del país pugnaron por representar a su país en la pasada reunión de la OPEP, escenificando que en Libia hay dos ministros del petróleo (que representan a dos Gobiernos elegidos por dos Parlamentos) pero ningún interlocutor. Además, ambos conflictos proyectan riesgos de desbordamiento en Oriente Medio y el Norte de África.

Todos ellos son en la práctica monoexportadores de hidrocarburos, que han sido incapaces de diversificar sus economías: lo que antes era su fuerza se ha convertido en su mayor flaqueza.

4. Consecuencias geopolíticas: el corto y el largo plazo

Las consecuencias geopolíticas y geoeconómicas pueden ser significativas, pero no necesariamente irreversibles. En primer lugar, la bajada de precios podría limitar la expansión del fenómeno del petróleo no convencional, dentro y fuera de América del Norte, lo que ha terminado teniendo un impacto más importante que la revolución del gas de esquisto. Una de las consecuencias esperadas era propiciar la independencia petrolera del hemisferio occidental. Sin embargo, para que esto suceda es necesario un precio del barril del petróleo por encima de los 70 dólares. Una parte importante de la producción estadounidense (hasta el 50 por 100 según algunas estimaciones) ya es viable por debajo de esos precios, en ocasiones hasta una franja discutida de 50 a 60 dólares. Pero los campos menos rentables no, como tampoco lo serían muchos pequeños pozos marginales convencionales cuyos costes de extracción están por encima de dicha franja. Los productores estadounidenses tardarían unos seis meses en ajustar su producción, según algunas conjeturas,

pero el impacto sería más inmediato en nuevos proyectos, muchos de los cuales podrían verse paralizados.

Probablemente el efecto más claro será frenar la extensión del fenómeno del petróleo no convencional fuera de EE UU por la incertidumbre sobre la rentabilidad de nuevas inversiones si los precios permanecen en su nivel actual durante un período prolongado. De hecho, aunque las inversiones más avanzadas continúan, aquellas con costos marginales más altos y en fase de desarrollo ya se han visto afectadas, viéndose obligadas a despedir a miles de trabajadores (Adams, 2015). También sería previsible que, sometidos a una mayor presión competitiva, los productores estadounidenses puedan mejorar su eficiencia y reducir sus umbrales de rentabilidad, lo que supondría una presión adicional a medio plazo sobre los precios. Fuera de Norteamérica, Argentina ya está experimentando muchas dificultades para el desarrollo del yacimiento de Vaca Muerta, pero la bajada de precios puede posponerlo aún más.

Algo semejante pasa con los yacimientos en aguas ultraprofundas, que podrían ver ralentizado el ritmo inversor en nuevos proyectos y la rentabilidad de los que ya están produciendo (FMI, 2015). Las nuevas regiones petroleras africanas podrían ver frenada su explotación, y la competencia geopolítica por los recursos energéticos del Ártico podría desvanecerse a corto plazo, como la rivalidad entre China y EE UU en África. Hasta el desarrollo de la industria de petróleo no convencional, África era un territorio en disputa en tanto que las importaciones africanas permitían a ambos países diversificar su suministro para no depender excesivamente de Oriente Medio. Ahora que EE UU es casi independiente, la percepción que China tendrá de la vulnerabilidad que puede generar su dependencia energética aumentará, ya que su rival más directo se percibe más seguro. Por ello, África aumentará su importancia estratégica para China, donde tendrá que competir con compañías petroleras internacionales, que cuentan con una mayor experiencia y recursos tecnológicos para el desarrollo de este tipo de proyectos (Brown, 2013).

Ante la situación de exceso de oferta el argumento de los saudíes es económicamente impecable: son los productores de mayores costes marginales los que deben ajustarse primero. Esa es la purga a la que se va a asistir en los próximos meses, y promete ser interesante pues mostrará los límites de la industria para ajustar sus costes. Para ello muchas compañías han comenzado a poner a la venta miles de millones de dólares en activos ante las expectativas de una ola de fusiones y adquisiciones. En el caso estadounidense la tecnología y la escala alcanzada ya están reduciendo los costes, pero no es el caso de las aguas profundas, donde varios operadores han presupuestado un descenso de las inversiones de un 20 por 100 para 2015 por la bajada de precios (Adams, 2015).

Además, una moderación prolongada de los precios supondría una erosión de los regímenes petroleros más vulnerables. En Oriente Medio ello implicaría una balanza de poder más favorable para Arabia Saudí frente a Irán. En África un debilitamiento de Nigeria y Angola y un freno a las expectativas de muchos países africanos de replicar el fenómeno de los productores del Golfo de Guinea, desde Guinea Ecuatorial a Sierra Leona.

En América Latina, Venezuela verá aminorada la rentabilidad de sus crudos pesados de la franja del Orinoco y afrontará una mayor competencia en Asia, con el consiguiente coste en los descuentos o las condiciones de los acuerdos privilegiados que mantiene con China. A nivel global, el equilibrio de poder quedaría sesgado en favor de los productores OPEP del Golfo ya señalados, y en contra de los miembros restantes.

Y por supuesto en contra de Rusia, el gran perdedor de la caída de precios. Si además se mantiene cerrado el acceso a la financiación occidental, Putin puede empezar a moderar su aventurerismo táctico ante la posibilidad de repetir el colapso económico de la Unión Soviética. Precios más bajos del petróleo y del gas, por la indexación de este al primero, repercuten en menores ingresos para Rusia. Aunque el impacto geopolítico más inmediato beneficia a Europa, en el largo plazo refuerza en mayor medida a China. Así, la bajada de

precios ya ha reducido mucho el importe del flamante contrato firmado con China en la primavera pasada para exportar gas de Siberia oriental, justo antes de que los precios empezasen a bajar. Con China a la cabeza, Asia sería precisamente uno de los continentes más beneficiados económicamente, y de hecho la guerra de precios se ha desatado por hacerse con su mercado.

Finalmente, solo Europa está en disposición de obtener un triple dividendo: el económico de la moderación de precios, el geopolítico del debilitamiento de Rusia, y su potencial para avanzar en la transición energética. En el plano económico, las presiones a la baja en los precios de los hidrocarburos pueden atemperar las pesimistas previsiones económicas para el conjunto de la Unión Europea. Algunas previsiones estiman que el impacto en el PIB sea considerable y distribuido heterogéneamente. Europa Central será *a priori* el área más beneficiada con un impacto de hasta un 3 por 100 del PIB en Bulgaria, y algo menor, entre un 1 y un 1,5 por 100, en Polonia y República Checa. En la eurozona se espera un impacto del 0,9 por 100 en Italia y un 1 por 100 en Francia y Alemania, siendo España y Grecia los mayores beneficiados, con un 1,5 por 100 y un 2,2 por 100 respectivamente (Norland, 2015). Su efecto sobre la inflación debería facilitar la adopción de medidas expansivas en vez de preocupar por su efecto deflacionario, pero en todo caso constituye un choque de oferta positivo bienvenido ante el riesgo de una tercera recesión. Precios más bajos de la energía también ayudarían a la industria europea a recuperar algo de la competitividad perdida frente a EE UU por el abaratamiento ocasionado por la revolución no convencional.

En el ámbito geopolítico, el debilitamiento de Rusia puede ayudar a la UE a gestionar mejor su creciente rivalidad en los intersticios del espacio postsoviético y terminar por arruinar el proyecto de una Unión Euroasiática liderada por dos monoexportadores de hidrocarburos, Rusia y Kazajistán, y un país de tránsito, Bielorrusia. Desde la perspectiva rusa, añadir a las sanciones y a la merma de ingresos por el descenso de

los precios el coste de eventuales cortes del suministro de gas a Europa y las consiguientes pérdidas adicionales puede constituir un coste excesivo para su economía. De hecho, el hundimiento de los precios ha abaratado considerablemente la oferta inicial rusa a Ucrania y facilitado el acuerdo intermediado por la UE. Si los precios se mantuviesen bajos, serían evitables nuevas sanciones, que podrían tensar en exceso la situación, tanto con Rusia como en la distribución entre Estados miembros de sus costes. Sin embargo, recientemente la UE ha mostrado una tendencia a aprovechar la dependencia de la economía rusa de sus exportaciones de gas, ligadas contractualmente al precio del petróleo, para debilitar su fuerza en el mercado europeo.

Pero las oportunidades más relevantes son las energéticas, como ha mostrado India aprovechando la caída de precios para reducir los subsidios a los combustibles fósiles, liberalizar por completo el mercado de diésel y abrir la puerta a que las refinerías indias hasta ahora orientadas a la exportación vuelvan a entrar en el mercado nacional (Sen, 2015). Aunque en sentido contrario, para la UE ofrece la oportunidad política de reducir externalidades medioambientales negativas aumentando los precios del carbono, hoy muy bajos, o introduciendo impuestos ambientales para compensar en parte la caída de precios y sus efectos indeseados sobre la eficiencia energética. Si el objetivo que alienta la estrategia saudí es inhibir la sustitución de sus hidrocarburos por fuentes no convencionales o renovables y evitar la destrucción de demanda adicional de las mejoras en eficiencia energética, los países consumidores deberían escapar de ese resultado. Para ello, tanto EE UU como Europa tienen en su mano el uso de la política fiscal como medio para contrarrestar la pérdida de competitividad de sus fuentes energéticas, ya sean renovables o fósiles (Gause III, 2015).

Las energías renovables, junto con la nuclear, son energías autóctonas en la UE que producen a coste marginal cero: una vez realizada la inversión no hay volatilidad en los precios, ni correlación con ningún combustible, ni declives, ni emisiones asociadas a reducir.

Y generan poder blando energético, en el sentido de Nye (2004) de poder de atracción de otras sociedades hacia un modelo energético como el europeo, mucho más atrayente para las economías emergentes que uno basado en los combustibles fósiles sin matices.

Por otro lado, es cierto que la OPEP no tiene el poder de mercado ni el peso político que tuvo hasta hace apenas unos años. Pero las proyecciones existentes apuntan a que puede recuperarlo a medio o largo plazo. Por ejemplo, la Administración de Información Energética de EE UU (EIA por sus siglas en inglés) ha proyectado que la producción no convencional se estancará en la segunda mitad de esta década para declinar al final de la siguiente (EIA, 2014). La AIE proyecta una cuota aún mayor de la OPEP, que en 2040 volvería a representar casi la mitad de una producción mundial de unos 100.000.000 de barriles diarios (AIE, 2014). Probablemente para entonces varios de sus actuales miembros habrán agotado la mayor parte de sus recursos y no deberán preocuparse por cuota alguna. No es el caso de los países del Golfo Pérsico, que pasarán del 27 por 100 de la producción mundial que suponen actualmente al 33 por 100 de la misma en 2040. La demanda de petróleo puede moderarse a corto plazo por la ralentización de la economía mundial, pero a largo plazo sigue presentando una tendencia creciente.

Estados Unidos puede ser el nuevo productor que ajuste el mercado (*swing producer*), aumentando la producción con los precios y reduciéndola al caer estos. Ese nuevo papel, jugado hasta ahora por Arabia Saudí, proporcionaría un protagonismo geopolítico diferente a EE UU hasta que su producción empiece a declinar dentro de una década según las proyecciones. La región más afectada será la frontera ártica, donde la mayor parte de compañías, excepto Shell y ENI que presentan grandes costes hundidos en el Ártico, han decidido paralizar los planes de desarrollo (Milne *et al*, 2015) y desviar sus inversiones hacia áreas más atractivas.

En México puede que su reforma energética no tenga los efectos esperados, al menos en el corto-medio plazo. El nuevo estatus de la petrolera PEMEX y los

cambios introducidos permiten a compañías extranjeras entrar en un mercado hasta el momento cerrado. El motivo del cambio normativo es el aumento de la producción de hidrocarburos para activar la economía y generar empleos en el sector energético. Sin embargo, las previsiones de desarrollo se basan sobre un escenario de 100 dólares el barril. Ante las expectativas de que algunos de los yacimientos no sean finalmente explotados, el Gobierno ha relajado los requisitos de los contratos de explotación con el objetivo de atraer a un mayor número de inversiones y se plantea retrasar algunas de las subastas hasta que el clima para la inversión sea más favorable. Por el momento, los actuales precios han provocado la disminución del gasto público y PEMEX, además de haber cancelado operaciones de renovación, se plantea bajar el sueldo a sus trabajadores, que cuentan con el sindicato más fuerte del país, y de ir a una huelga pueden poner al Gobierno en graves dificultades (Malkin, 2015).

También se puede ver reducido el flujo de inversiones en África subsahariana, una de las zonas que contaba con un mayor potencial de crecimiento al concentrarse en ella el 30 por 100 de las nuevas reservas encontradas en los últimos cinco años. Los grandes descubrimientos se encuentran en Mozambique, Tanzania y Angola, seguidos por otros menores y que ya han entrado en fase de explotación como los de Chad, Ghana y Guinea Ecuatorial. El desarrollo del sector energético ha sido espectacular y actualmente los beneficios de las exportaciones representan el 75 por 100 de los ingresos de Angola, República del Congo y Guinea Ecuatorial. Ante esta situación los Gobiernos más dependientes de las exportaciones se verán obligados a reducir sus balances fiscales, lo que unido a una más que probable inflación puede generar grandes protestas y desestabilizar a los Gobiernos locales (World Economic Outlook, 2014).

De la misma manera, Irán, Argelia, Venezuela y Nigeria necesitan precios de 120-130 dólares/barril para equilibrar su presupuesto y mantener la estabilidad interna. Irán, con las segundas reservas probadas de

petróleo convencional del mundo produce la tercera parte que Arabia Saudí, y está sometida a sanciones que le impiden desarrollar sus recursos. Los bajos precios podrían minorar sus variadas rivalidades regionales, elevando el coste de no cerrar el acuerdo nuclear y prolongar o agravar las sanciones. Sin embargo, las actuales conversaciones diplomáticas entre EE UU e Irán pueden revertir esta situación y afectar significativamente el precio del petróleo en el medio plazo. El acuerdo sobre el que se trabaja y se espera esté listo antes del fin del verano prevé el levantamiento de las sanciones impuestas por EE UU y la UE. Esta apertura propiciaría la entrada de empresas extranjeras en el mercado iraní aumentando la oferta mundial de petróleo a medio y largo plazo. Este pacto daría al régimen iraní estabilidad interior y reforzaría su situación como actor regional, lo que podría provocar una escalada en la confrontación que mantiene con Arabia Saudí. Los actuales precios debilitan a Irán frente a Arabia Saudí, y aunque las motivaciones saudíes sean económicas, esta es sin duda la consecuencia geopolítica más dulce para el Reino.

En Argelia, como en toda la región, la primavera árabe desvió la gestión económica de la prudencia. Aunque tiene margen financiero por sus reservas de divisas, no atrae inversiones para revertir el declive de su producción de petróleo y gas. Las últimas rondas de licencias han recibido escaso interés, dado lo poco atractivo de las condiciones y, salvo Repsol y Cepsa, pocas compañías internacionales han acudido. Los bajos precios del petróleo confluyen con un fuerte crecimiento del consumo energético interno y la debilidad de la demanda europea. El FMI (2015a) añadía a estos problemas la fuerte exposición de los bancos públicos a las grandes compañías públicas en varias industrias, que se están viendo sujetas a restricciones fiscales. La inestabilidad en Libia y el Sahel añaden costes geopolíticos, y aunque Argelia es un Estado fuerte necesita recursos para afrontar una situación de seguridad muy complicada en sus fronteras meridionales. Una propuesta europea de embargo a Libia fue descartada por su impacto cierto y desastroso sobre

la economía libia, pero dudoso sobre su pacificación. Previsiblemente, los altibajos de la producción y la volatilidad de la situación se acentuarán con menores precios, y el país seguirá sumido en un típico conflicto por los recursos.

Fuera de la OPEP pero siempre en el Norte de África, los bajos precios del petróleo provocan resultados mixtos en Marruecos, uno de los pocos países de África del Norte sin producción petrolera. La bajada de los precios está afectando a la actividad de exploración y explotación que se ha venido desarrollando desde 2013. Algunas compañías ya han abandonado la actividad y se espera que los yacimientos *offshore*⁷ sean los más afectados. Este resultado puede afectar a los planes de desarrollo del Gobierno, que ven en el petróleo una posible fuente de ingresos en el largo plazo. Por otro lado, en el corto plazo se espera que el impacto sea positivo debido al peso que las importaciones de petróleo tienen en la balanza comercial (Economist Intelligence Unit, 2015). Por su parte, Nigeria asiste al derrumbe de precios en plena ofensiva del grupo yihadista Boko Haram. Ambos elementos suponen una fuerte presión económica y de seguridad para Nigeria, pero también enfrían las expectativas de desarrollo de otros productores africanos.

La coyuntura de otros miembros de la OPEP es más dramática. En Venezuela se conjuga con el deterioro de la capacidad de la petrolera nacional, Petróleos de Venezuela SA (PDVSA), para gestionar sus recursos y para encontrar financiación. El petróleo ligero estadounidense del *fracking* ha desplazado al crudo pesado venezolano, obligando a Venezuela a buscar nuevos mercados. En este sentido, el problema es que su petróleo pesado solo puede ser tratado por ciertas refinerías, lo que reduce sus opciones de exportación. Al sustituir las exportaciones de EE UU con China, lo que aumenta los precios de transporte, PDVSA ha ligado el destino del país a la demanda asiática y a los presta-

⁷ *Offshore* es un término inglés que hace referencia a la actividad de exploración o explotación petrolera «en el mar, alejado de la costa».

mos chinos por petróleo. Al menos el crudo ligero ruso y argelino que importa para procesar esos crudos pesados ante los estrangulamientos de su industria y el declive de sus yacimientos maduros le sale ahora más barato (Parraga, 2015).

La caída de precios también dinamita Petrocaribe, como acaba de mostrar República Dominicana, recomprando su deuda petrolera con Venezuela a mitad de precio. Hay evidencias de un ciclo político en que los precios altos favorecen la nacionalización y su bajada la liberalización, pudiendo favorecer una regresión del atractivo de los modelos neoextractivistas de algunos países de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA), y en general de las políticas nacionalistas en los demás productores. Además, el FMI avisa de que Ecuador y Venezuela, al tener un tipo de cambio fijo, tendrán que fortalecer sus marcos de política monetaria para evitar que la depreciación lleve a una inflación más alta y conducir a una nueva depreciación, y adaptarse a un periodo prolongado de deterioro de sus términos de intercambio (FMI, 2015b). Precios bajos significan aquí una amenaza existencial para Maduro y el legado chavista en América Latina (Escribano, 2013).

5. Conclusiones

El panorama energético global se caracteriza tanto por la multipolaridad como por el rápido aumento de la interdependencia de los mercados energéticos. Este concepto de interdependencia se encuadra en un sistema internacional en el que difícilmente los intereses de un actor son alcanzables sin que se modifiquen los equilibrios globales. Para la consecución de sus objetivos, los actores se verán obligados a cooperar entre ellos, lo cual determinará su capacidad para alcanzar dichos objetivos. Las implicaciones políticas resultan claras: la gobernanza global de la energía debe abordarse como la gestión de la interdependencia en un contexto de acelerada redistribución relativa de los equilibrios mundiales de poder, también en el plano

energético. La gobernanza energética es una gobernanza por defecto, capaz de impulsar la cooperación en algunas áreas pero no en todas. Es precisamente en esas lagunas de gobernanza global donde se recurre a los enfoques geopolíticos.

El mercado del petróleo sigue liderado por Arabia Saudí, que hasta ahora venía actuando como productor de ajuste de mercado. Precisamente la clave para la evolución de los precios del crudo es la reacción de Arabia Saudí al aumento de la producción no convencional norteamericana, que ha alterado la estructura de los flujos mundiales del petróleo convirtiendo a EE UU en el nuevo productor de ajuste de mercado. El gran perdedor fuera de la OPEP es una Rusia sancionada y en recesión. El impacto geopolítico de sus dificultades económicas beneficia a Europa y China, exponiendo a Rusia a una rivalidad simultánea que siempre quiso evitar. Asia será la región económicamente más beneficiada, pues no en vano la guerra de precios se ha desatado por su mercado, pero China mejora igualmente sus expectativas geopolíticas en Asia Central. Estados Unidos sale reforzado como eventual nuevo regulador del mercado, además de como gran productor camino a la autosuficiencia. Europa también puede conseguir el dividendo económico de la moderación de precios y el geopolítico de la moderación de Rusia.

La bajada de los precios ha afectado a la actividad de exploración y explotación que se venía desarrollando. Algunas compañías ya han abandonado la actividad y se espera que los yacimientos *offshore*, especialmente en el Ártico, sean los más afectados. Este resultado puede afectar a los planes de desarrollo de aquellos países que han visto en el petróleo una posible fuente de ingresos en el largo plazo.

Otra de las potenciales consecuencias puede ser la corrección de los precios de la energía con el objetivo de que reflejen sus externalidades negativas, lo que tendría un fuerte impacto en las emisiones de CO². Para ello será necesario el desarrollo de reformas fiscales que hagan desaparecer los subsidios y tasas que hacen que el precio del petróleo no refleje su verdadero

valor. El reto de la Unión Europea es ser capaz de liderar este cambio y fomentar la coordinación internacional para que el tránsito de la geopolítica a la gobernanza se produzca de la manera más armoniosa posible.

Referencias bibliográficas

- [1] ABBOTT, K. W. (2012). «The Transnational Regime Complex for Climate Change». *Environment and Planning C: Government and Policy*, vol. 30, nº 4, pp. 571–590.
- [2] ADAMS, C. (2015). *Volatile Climate in the Energy Sector Puts Billions at Risk*. *Financial times Energy reports*. Recuperado el 20 de abril de 2015 de: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/daf313fa-d927-11e4-b907-00144feab7de.html#axzz3YF7pteHI>
- [3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2014). *International Energy Outlook 2014: World Petroleum and Other Liquid Fuels, With Projections to 2040*. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC: US Department of Energy.
- [4] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2015). *OPEC (excluding Iran) Net Oil Export Revenues*. US Energy Information Administration, OPEC Revenues Fact Sheet. Recuperado el 31 de marzo de 2015 de: http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/OPEC_Revenues/opecc.pdf
- [5] BAKER, K. y STOKER, G. (2013). «Governance and Nuclear Power: Why Governing is Easier Said than Done». *Political Studies*, vol. 61, nº 3, pp. 580–598.
- [6] BAMBERGER, C. S. (2004). *History of the IEA: The First 30 Years*. París: Agencia Internacional de la Energía (AIE).
- [7] BRESSAND, A. (2010). «The Future of Producer-Consumer Cooperation: A Policy Perspective». En *Global Energy Governance. The New Rules of the Game*, ANDREAS GOLDTHAU Y JAN MARTIN (eds.), Brookings Press, enero.
- [8] BROWN, D. (2013). *Africa's Booming Oil and Natural Gas Exploration and Production: National Security Implications for the United States and China*. Strategic Studies Institute and US Army War College Press.
- [9] CARBONNIER, G. (2011). «The Global and Local Governance of Extractive Resources». *Global Governance*, vol. 17, nº 2, pp. 135–147.
- [10] CHERP, A.; JEWELL, J. y GOLDTHAU, A. (2011). «Governing Global Energy: Systems, Transitions, Complexity». *Global Policy*, vol. 2, nº 1, pp. 75–88.
- [11] COLGAN, J. D. (2014). «The Emperor Has No Clothes: The Limits of OPEC in the Global Oil Market». *International Organization*, vol. 68, nº 3, pp. 599-632.
- [12] COX, R. W. (1996). *Approaches to World Order* (with TIMOTHY J. SINCLAIR). Cambridge: Cambridge University Press.
- [13] DUBASH, N. K. y FLORINI, A. (2011). «Mapping Global Energy Governance». *Global Policy, Special Issue on Global Energy Governance*, vol. 2, nº S1, pp. 6–18.
- [14] ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT (EIU) (2015). *Drilling yet to Bring Success*. Economist Intelligence Unit, Morocco country report, marzo.
- [15] EL-BARADEI, M. (2008). «A Global Agency is Needed for the Energy Crisis». *Financial Times*. Recuperado el 23 de julio de 2015 de: <http://www.ft.com/cms/s/0/b3630dd0-58b5-11dd-a093-000077b07658.html#axzz1Fw0wO0rv>.
- [16] ESCRIBANO, G. (2013). «Ecuador's Energy Policy Mix: Development Versus Conservation and Nationalism with Chinese Loans». *Energy Policy*, vol. 57, pp. 152-159.
- [17] ESCRIBANO, G. (2014). «Fragmentación y cooperación en la gobernanza energética global». *Estudios de Economía Aplicada*, vol. 32, nº 3.
- [18] ESCRIBANO, G. (2015). «Petróleo barato, pero no para siempre». *Política Exterior*, nº163.
- [19] ESCRIBANO, G y GARCÍA-VERDUGO, J. (2012). «Energy Security, Energy Corridors and the Geopolitical Context: A Conceptual Approach». En *Energy Security for the EU in the 21st Century: Markets, Geopolitics and Corridors*, pp. 26-36. Routledge, Taylor y Francis Group.
- [20] FATTOUH, B. (2006). *Organización de los países exportadores de petróleo (OPEC) Pricing Power*. Working Paper 31, Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado en: <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/WPM31.pdf>
- [21] FATTOUH, B. y ALLSOPP, C. (2009). «The Price Band and Oil Price Dynamics», Oxford Energy Comment, julio.
- [22] FATTOUH, B. y VAN DER LINDE, C. (2011). *The International Energy Forum: Twenty Years of Producer-consumer Dialogue in a Changing World*. Riad, IEF.
- [23] FLORINI, A. y DUBASH, N. K. (2011). «Introduction to the Special Issue: Governing Energy in a Fragmented World», *Global Policy*, vol. 2, nº S1, pp. 1–5.
- [24] FLORINI, A. y SOVACOL, B. K. (2009). «Who Governs Energy? The Challenges Facing Global Energy Governance». *Energy Policy*, vol. 37, pp. 5.239–5.248.
- [25] FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (FMI) (2015a). *Learning to Live With Cheaper Oil Amid Weaker Demand*. Regional Economic Outlook Update. Recuperado el 21 de enero de 2015 de: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2015/mcd/eng/pdf/mreo0115.pdf>
- [26] FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (FMI) (2015b). *Global Prospects and Policy Challenges*, G-20 Finance Ministers and Central Bank Governors Meeting. Group of twenty, febrero 9-10 de 2015, Estambul.

- [27] GAUSE III, F.G. (2015). *Sultans of Swing? The Geopolitics of Falling Oil Prices*. Policy Briefing, Foreign Policy. Washington DC: Brookings Doha Center.
- [28] GIL-ALANA, L. A. y BARROS, C. P. (2011). «An Analysis of Oil Production by OPEC Countries: Persistence, Breaks, and Outliers». *Energy Policy*, vol. 39, n° 1, pp. 442–453.
- [29] GOLDTHAU, A. (2012). «A Public Policy Perspective on Global Energy Security». *International Studies Perspectives*, vol. 13, n° 1, pp. 65–84.
- [30] GOLDTHAU, A. y SOVACOOOL, B. K. (2012). «The Uniqueness of the Energy Security, Justice, and Governance Problem». *Energy Policy*, vol. 41, pp. 232–240.
- [31] GOLDTHAU, A. y WITTE, J. M. (2009). «Back to the Future or Forward to the Past? Strengthening Markets and Rules for Effective Global Energy Governance». *International Affairs*, vol. 85, n° 2, pp. 373–390.
- [32] GOLDTHAU, A. y WITTE, J. M. (2011). «Assessing OPEC's Performance in Global Energy». *Global Policy, Special Issue on Global Energy Governance*, n° 2, *Issue Supplement*, vol. S1, pp. 31–39.
- [33] HARKS, E. (2010). «The IEF and the Mitigation of Oil Market Risks». En GOLDTHAU y WITTE (Eds.) Brookings Institution Press: Washington DC.
- [34] HERRANZ, A. y NATORSKI, M. (2012). «The European Energy Policy Towards Eastern Neighbours: Rebalancing Priorities or Changing Paradigms». En MORATA, F. y SOLORIO, I. (Eds.) *European Energy Policy: The Environmental Dimension*. Cheltenham: Edward Elgar, pp. 179-203.
- [35] KARLSSON-VINKHUYZEN, S. I. (2010). «The United Nations and Global Energy Governance: Past Challenges, Future Choices». *Global Change, Peace and Security*, vol. 22, pp. 175–195.
- [36] KEHOANE, R. O. (1984). *Cooperation and Discord in the World Political Economy*. Princeton University Press.
- [37] KONOPLYANIK, A. y WÄLDE, T. (2006). «Energy Charter Treaty and its Role in International Energy». *Journal of Energy and Natural Resources Law*, vol. 24, n° 4, pp. 523–558.
- [38] KRASNER, S. D. Ed. (1983). *International Regimes*. Cornell University Press, Ítaca, Nueva York.
- [39] LESAGE, D.; VAN DE GRAAF, T. y WESTPHAL, K. (2010a). «G8+5 Collaboration on Energy Efficiency and IPEEC: Shortcut to a Sustainable Future?» *Energy Policy*, vol. 38, n° 11, pp. 6.419–6.427.
- [40] LESAGE, D.; VAN DE GRAAF, T. y WESTPHAL, K. (2010b), *Global Energy Governance in a Multipolar World*. Burlington: Ashgate.
- [41] LUCIANI, G. (2011). «The Functioning of the International Oil Markets and its Security Implications». *CEPS Working Documents*, n° 351, Bruselas, mayo.
- [42] MALKIN, E. (2015). *In Mexico Oil Market, Mood Moves From Excited to Anxious*. The New York Times. Recuperado el 13 de marzo de 2015 de: http://www.nytimes.com/2015/03/14/business/energy-environment/pemex-seeks-private-investment-as-mexico-oil-industry-falters.html?_r=1
- [43] MANN, Y. (2012). «Saudi Arabia's Policy Toward Non-OPEC Countries». *Diplomacy and Statecraft*, vol. 23, n° 2, pp. 381–391.
- [44] MILLER, R. G. (2011). «Future Oil Supply: The Changing Stance of the International Energy Agency». *Energy Policy*, vol. 39, n° 3, pp. 1.569–1.574.
- [45] MILNE, R.; ADAMS, C. y CROOKS, E. (2015). «Oil Companies Put Arctic Projects into Deep Freeze». *Financial Times*. Recuperado el 5 de febrero de 2015 de: <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/ae302d22-ad1b-11e4-a5c1-00144feab7de.html#slide0>
- [46] NORLAND, E. (2015). *The Geopolitical and Economic Consequences of Lower Oil Prices*. CME Group. Disponible en: <http://www.cmegroup.com/education/files/oil-collapse-winners-and-losers.pdf>
- [47] NYE, J. S. (2004). *Soft Power: The Means to Success in World Politics*. Public Affairs. Nueva York.
- [48] OYE, K. A. (1986). «Cooperation under Anarchy». Princeton University Press: Princeton.
- [49] PALAZUELOS, E. (2012). «Current Oil Disorder: Players, Scenarios, and Mechanisms». *Review of International Studies*, vol. 38, pp. 301-319.
- [50] PARRAGA, M. (2015). *Exclusive: Venezuela ends Algeria Oil Imports Due to Logistical, Price Issues – Sources*. Recuperado el 15 de Febrero de 2015 de: <http://www.reuters.com/article/2015/02/05/us-venezuela-oil-imports-idUSKBN0L92KQ20150205>
- [51] PERSPECTIVAS ECONÓMICAS MUNDIALES (2014). *Chapter 2: Country and Regional Perspectives*. En: WEO (2014) Legacies, Clouds, Uncertainties, FMI.
- [52] RATHBUN, B. C. (2011). «Before Hegemony: Generalized Trust and the Creation and Design of International Security Organizations». *International Organization*, vol. 65, n° 2, pp. 243-273.
- [53] SEN, A. (2015). *Energy in India. A Quarterly Journal for Debating Energy Issues and Policies*, Issue 99. Oxford Energy Forum: University of Oxford.
- [54] VAN DE GRAAF, T. (2012). «Obsolete or Resurgent? The International Energy Agency in a Changing Global Landscape». *Energy Policy*, vol. 48, pp. 233–241.
- [55] VAN DE GRAAF, T. (2013). «Fragmentation in Global Energy Governance: Explaining the Creation of IRENA». *Global Environmental Politics*, vol. 13, n° 3, pp. 14-33.

[56] WAGBARA, O. N. (2007). «How Would the Gas Exporting Countries Forum Influence Gas Trade?» *Energy Policy*, vol. 35, nº 2, pp. 1.224–1.237.

[57] WIRL, F. (2012). «OPEC as a Political and Economical Entity». *European Journal of Political Economy*, vol. 25, nº 4, pp. 399–408.

[58] ZUMBRUN, J. (2015). «Supply or Demand? The IMF Breaks Down the Collapse of Oil Prices». *The Wall Street Journal*. Recuperado el 14 de abril de 2015 de: <http://blogs.wsj.com/economics/2015/04/14/supply-or-demand-the-imf-breaks-down-the-collapse-of-oil-prices/>