

Introducción

Claudio Aranzadi

La publicación *Energía y Geoestrategia* 2016

Esta nueva publicación de *Energía y Geoestrategia* dedica cuatro artículos a abordar cuestiones relacionadas fundamentalmente con el suministro de hidrocarburos: «Visión estratégica de las rutas marítimas de la energía» (Gonzalo Sirvent), «El impacto del yihadismo en el sector energético» (Ignacio Fuente), «Precios del petróleo y geopolítica» (Raúl Cardoso) y «Geoestrategia del gas natural licuado (GNL)» (Enrique Locutura). La publicación se completa, siguiendo la línea del número precedente, con un artículo sobre un factor decisivo del desarrollo económico: «El nexo agua, energía y alimentos» (Mariano Cabellos y Lucila Izquierdo).

La atención prestada a la geopolítica de los hidrocarburos está justificada. Es cierto que las estrategias globales de descarbonización para combatir el cambio climático van a exigir a lo largo de este siglo una intensa reducción del peso de los combustibles fósiles en el *mix* de recursos de energía primaria, lo que va a inducir una inflexión en los patrones de reflexión de la geopolítica de la energía. Un mundo en el que las energías renovables sean el recurso energético primario dominante, permitirá un elevado grado de autoabastecimiento energético en todos los países, trasladando el énfasis de los requerimientos de la seguridad energética desde la garantía de abastecimiento exterior de combustibles a la gestión interior eficiente de un sistema energético más electrificado e intensivo en energías descarbonizadas; este progresivo cambio de perspectiva

está siendo ya objeto de análisis bajo la denominación de «geopolítica de las energías renovables».¹

Sin embargo, este cambio de paradigma en las restricciones que impone la seguridad energética a las estrategias de los diferentes actores que operan en un marco global (empresas o estados) y la reorientación cualitativa que podría suponer en las políticas energéticas, la acción diplomática y las políticas de defensa, requerirá un plazo muy largo para materializarse. La Agencia Internacional de la Energía,² prevé para 2040, en el escenario compatible con un aumento de la temperatura no superior a 2°C en relación al periodo preindustrial, un peso de las energías fósiles en la demanda global de energía primaria del 60% (16% carbón, 22% petróleo, 22% gas natural); la demanda mundial de petróleo prevista alcanza los 74,1 mb/d (83,4 mb/d incluyendo los biocombustibles) y la de gas natural se mantiene por encima de los 4.000 bcm. Estas cifras indican que en la primera mitad del siglo XXI, el suministro de hidrocarburos continuará siendo un factor geoestratégico central y deberá, por tanto, seguir recibiendo una atención especial en los análisis de la geopolítica de la energía.

En este sentido, el artículo de G. Sirvent, «Visión Geoestratégica de las rutas marítimas de la energía», aborda un factor esencial de la seguridad global del abastecimiento de hidrocarburos (gas y petróleo): la garantía del libre tráfico marítimo. G. Sirvent expone detalladamente la estructura específica del tráfico marítimo de hidrocarburos, las actuales rutas de petroleros y metaneros y su previsible evolución, analiza la importancia estratégica y los riesgos y amenazas que afectan a los principales puntos focales o de estrangulamiento (*choke points*) en diferentes lugares del globo, y examina los componentes de una estrategia global de cooperación dirigida a garantizar unos estándares aceptables de seguridad marítima. Todos los desafíos estratégicos señalados en el artículo de G. Sirvent mantendrán su vigencia a medio y largo plazo. Como indican las cifras de la AIE el peso de los hidrocarburos en la demanda global de energía primaria seguirá siendo elevado a largo plazo, incluso en el escenario de política de descarbonización más exigente que considera la Agencia, y continuará existiendo una desigual distribución geográfica de centros de producción y consumo. Por supuesto, el mapa de flujos de comercio internacional de hidrocarburos seguirá modificándose, en función de los cambios de la geografía de producción y consumo (p.ej.: la mayor importancia de la cuenca atlántica como área de producción y de Asia como región consumidora), pero la intensidad del tráfico marítimo de hidrocarburos seguirá siendo elevada y la necesidad de protección de la seguridad marítima (y, en concreto, de los *choke points* señalados en el artículo) se mantendrá como prioridad estratégica, aunque las estrategias de colaboración internacional para garantizar la libre navegación, tanto en el terreno diplomático como militar, puedan variar en función de los cambios geopolíticos y de las modificaciones de la geografía energética.

¹ Ver p.ej.: Ssholten D. and Bosman R. (2013). *The geopolitics of renewable energy: a new shift or landslide in energy dependencies?* Drift.

² *World Energy Outlook 2015*. International Energy Agency (2015)

Una contribución decisiva al dinamismo del comercio marítimo de hidrocarburos en un horizonte a largo plazo proviene precisamente del desarrollo del GNL que es analizado extensamente en el artículo de E. Locutura «Geoestrategia del Gas Natural Licuado». El gas natural es el único combustible fósil cuya demanda global experimenta un aumento en el horizonte 2040, incluso en el escenario de más exigencia medioambiental considerado por la AIE², (aunque, en este escenario, la demanda global tiende a estabilizarse a finales de los años veinte, como consecuencia del avance en las políticas de descarbonización) y, como señala E. Locutura, el peso del GNL en la demanda de gas natural aumenta significativamente desde el 10% actual al 20% en 2040. Este fuerte desarrollo del GNL tiene importantes repercusiones en la geopolítica de la energía, ya que facilita el tráfico de gas natural a largas distancias, promoviendo la convergencia hacia un mercado globalizado de gas (actualmente fragmentado en mercados regionales, esencialmente Norteamérica, Europa y Asia). Esta tendencia a la globalización de las transacciones y acercamiento de precios, permite una asignación más eficiente de los recursos a nivel internacional (en algunos casos incluso posibilitando el acceso a la producción o el consumo de determinados países) y un incremento de los niveles de seguridad energética por el aumento de las opciones de diversificación tanto a productores como a los consumidores (Europa puede reducir la dependencia de Rusia con el aumento de sus importaciones de GNL de otras procedencias, como los EE.UU, pero Rusia también puede beneficiarse del aumento de su capacidad de exportación de GNL para diversificar su oferta). E. Locutura analiza en su artículo los rasgos específicos, —técnicos, económicos, institucionales y contractuales— que explican el potencial de desarrollo del GNL, sus riesgos (p.ej.: la evolución de los costes de inversión de las plantas de licuefacción), sus innovaciones tecnológicas (p.ej. plantas flotantes) y su papel en el progresivo desarrollo —avanzado en EE.UU y en progresión en Europa— de mercados organizados *spot* y derivados (hubs) y nuevas formas contractuales. La evolución de los diferentes factores de desarrollo del GNL que examina Locutura (y en concreto la competitividad de la cadena de oferta de GNL), condicionará, conjuntamente con factores de carácter estrictamente geopolítico, la elección del *mix* adecuado (GNL/gas por gaseoducto) del suministro de gas a las regiones consumidoras, pero también las estrategias exportadoras de los países productores.

El artículo de R. Cardoso «Precios del petróleo y geopolítica», tomando como punto de referencia el actual episodio de caída de los precios del petróleo (2014-2015), realiza un minucioso análisis de la interrelación de los factores económicos y geopolíticos en la determinación de los precios del petróleo. R. Cardoso, que examina con detalle los fundamentos de la estrategia de abandono del papel de *swing producer* por parte de Arabia Saudí, deja de lado las llamadas teorías conspirativas (utilización de los bajos precios del petróleo como arma contra los aliados de El Assad, Rusia e Irán) y se concentra en la racionalidad económica y energética de la postura saudí y de la decisión por parte de la OPEP en noviembre de 2014 de no ajustar a la baja la producción para equilibrar el mercado. El artículo repasa el efecto de las caídas de los precios en el desplazamiento de la producción a costes elevados, dentro de la estrategia de la OPEP de

preservar las cuotas de mercado como objetivo prioritario al de mantenimiento de los ingresos. Consta que el ajuste a la baja de la producción de petróleo no convencional en EE.UU. está siendo más lento que el ajuste de la inversión, y que el sacrificio presupuestario de los países productores —sobre todo para aquellos que carecen del colchón de un importante volumen de activos financieros— es muy notable. Pero aun así, la continuación de la corrección a la baja de la producción de alto coste y la recuperación de la demanda permitiría aseverar que la estrategia de la OPEP está funcionando. R. Cardoso menciona también factores que podrían retardar el retorno a un equilibrio del mercado (una mayor oferta de Irán como consecuencia del fin de las sanciones y un posible aumento de la producción libia). El artículo realiza un amplio repaso de la compleja situación geopolítica de Oriente Medio y expone los fundamentos de una nueva línea estratégica de la política energética saudí dirigida a convertir este país en un gran productor de electricidad de origen renovable (solar).

I. Fuente —“El impacto del yihadismo en el sector energético”—, en su artículo, examina detalladamente las interrelaciones entre la evolución del yihadismo desde comienzos de siglo y el cambiante papel estratégico del sector energético en los planteamientos y las acciones de los principales grupos yihadistas, primero Al Qaeda y luego Daesh (Estado Islámico). Fuente explora los fundamentos ideológicos de la estrategia energética del yihadismo en publicaciones y declaraciones del islamismo radical a partir de 2004 así como en sus actuaciones concretas y la justificación de las mismas. Muestra que en el periodo protagonizado por Al Qaeda predomina una estrategia de destrucción de las infraestructuras petrolíferas dirigida a impactar económicamente en sus objetivos o debilitar su reputación. La principal novedad geoestratégica —analizada extensamente por I. Fuente— es la utilización de los recursos de petróleo y gas, por parte de un «califato islámico» territorializado y que desde 2013 controla un amplio territorio en Siria e Irak rico en hidrocarburos, como un arma económica para financiar su proyecto político y su acción militar. El autor del artículo examina el elevado grado de pragmatismo de Daesh en la gestión de los recursos petroleros y gasísticos que controla (detallando su colaboración económica con los otros grupos opositores a El Assad, pero también con sus enemigos militares, los kurdos y el propio El Assad). I. Fuente expone también las diferencias entre la estrategia de Daesh en Siria e Irak (centrada en el aprovechamiento pragmático de los recursos energéticos que controla) y su franquicia en Libia (hasta ahora, presidida por el oportunismo y las acciones terroristas puramente destructivas), aunque señala que la evolución futura de la situación política y militar podría provocar radicales cambios estratégicos en ambos escenarios.

El artículo de M. Cabellos y Lucila Izquierdo «El nexo agua, energía y alimentos» introduce una reflexión sobre las barreras de acceso, sobre todo en países en desarrollo, a tres recursos básicos que, además, están estrechamente relacionados entre sí. Los autores exponen múltiples ejemplos de esta relación: la agricultura como el sector productivo mayor consumidor de agua y la energía como el sector industrial que más agua utiliza, el posible dilema producción de

biocombustibles/producción de alimentos, la posible utilización de generación eléctrica distribuida y energías renovables como ayuda a la extracción de agua en localizaciones aisladas y promoción de técnicas de cocinado más eficientes y limpias medioambientalmente, etc. Una aproximación integral al desarrollo coordinado de estos recursos permite una estrategia más eficiente de remoción de las barreras de acceso a los mismos y, por tanto, también una más eficaz lucha contra la pobreza. Como se ponía de manifiesto en el estudio sobre el acceso universal a la electricidad realizado por C. Sallé en el número precedente de *Energía y Geoestrategia*, la promoción del desarrollo de estos recursos básicos no es únicamente un imperativo de equidad. Su escasez extrema es además una fuente de inestabilidad política, migraciones forzadas y potencial conflictividad, por lo que el estudio del llamado «nexo agua-energía-alimentos» reclama un lugar en la reflexión geopolítica. Basta recordar las dificultades para acordar un mecanismo eficiente y equitativo del reparto del agua entre israelíes y palestinos.³ Por otro lado como señala W. Kälin⁴ los potenciales efectos del cambio climático pueden afectar negativamente al acceso al agua y a la producción de alimentos convirtiéndose en desencadenantes de conflictos armados y violencia. En general, los procesos de degradación medioambiental inciden directamente en el nexo agua-energía-alimentos y su perturbación puede constituir una fuente de tensiones geopolíticas.

Las tendencias del escenario geopolítico de la energía

En las precedentes publicaciones de *Energía y Geoestrategia* se insistía en las dificultades para pronosticar, tanto en el corto como en el largo plazo, la evolución del marco geopolítico de la energía. Se señalaba la intrínseca complejidad de este marco, con una enmarañada red de *feed-backs* entre sus factores más relevantes y una característica causalidad bidireccional entre factores estrictamente geopolíticos y factores puramente energéticos. La calidad de las previsiones vendría afectada no solo por las limitaciones inherentes a los modelos económicos y energéticos sino además por la específica complejidad añadida por las interrelaciones de carácter geopolítico.

Carlos Pascual⁵ desarrolla un marco analítico que permite introducir orden en el abigarrado universo de la geopolítica de la energía. Mediante lo que él denomina *Rules of Six* clasifica en seis tipos de tácticas las intervenciones (con intencionalidad geoestratégica) de los países en los mercados energéticos y al mismo tiempo define seis tipos de factores de mercado preponderantes cuya incorporación más o menos acertada a las estrategias de intervención explica el éxito o fracaso de estas. La matriz de resultados que se derivan de estas *Rules*

³ Brooks D., and Trottier J. (2012). *An agreement to share water between israelis and palestinians: The Foeme Proposal*, EcoPeace/Friends of Earth Midle East.

⁴ Kälin W. (2008). «The climate change-displacement nexus» Speech. Brookings.

⁵ Pascual C. (2015). «The new geopolitics of energy». Columbia/Sipa (Center on global energy policy). September 2015.

of Six permite a C. Pascual una clarificación en el diagnóstico de una amplia serie de acontecimientos significativos en la historia de la geopolítica de la energía y una mejor comprensión de los nuevos acontecimientos a medida que se van produciendo pero, incluso en el marco de este más sofisticado instrumental analítico, las previsiones sobre la evolución futura del escenario geopolítico de la energía continúan teñidas de una importante incertidumbre.

Desde el cierre de la anterior publicación de *Energía y Geoestrategia* se han producido acontecimientos de gran relevancia en el ámbito de la geopolítica de la Energía. Basta mencionar el Acuerdo de París entre las partes del UNFCCC (COP 21) en Diciembre de 2015, el Acuerdo de julio 2015 sobre el programa nuclear de Irán entre este país y los países miembros del Consejo de Seguridad de la ONU más Alemania (P5+1) o la persistencia de un perfil de precios bajos del petróleo a lo largo de 2015. Podría también añadirse otra serie de acontecimientos geopolíticos con efectos indirectos, pero relevantes, en el escenario energético internacional: el acuerdo Minsk 2 relativo a Ucrania (febrero de 2015), el acuerdo en Ginebra sobre un plan de transición para Siria (noviembre 2015), el acuerdo político sobre Libia en Skhirat (Marruecos) auspiciado por Naciones Unidas, la tensión política ruso-turca y, por supuesto, la permanente tensión en la región de Oriente Medio. A pesar del importante número de acuerdos internacionales con incidencia en el escenario energético que se han firmado a lo largo del año 2015, resulta difícil diagnosticar una disminución del riesgo geopolítico en el sector energético una vez terminado el año, y menos aún, anticipar cómo evolucionará esta variable en el año 2016. Las tendencias a corto plazo –y, por supuesto, a medio y largo plazo– de los factores geopolíticos relevantes en 2015 que han sido señalados, presentan en todos los casos, en mayor o menor grado, notables incertidumbres.

Las incertidumbres relativas a la política de descarbonización y al futuro de los precios del petróleo

Entre los acontecimientos que se han mencionado como más característicos del año 2015 desde una perspectiva de la geopolítica de la energía, hay dos que revisten especial significación. En primer lugar, el Acuerdo de París en la COP 21; este acuerdo plasma por primera vez una estrategia de colaboración de alcance mundial para enfrentar una externalidad negativa global de la gravedad que representa el cambio climático. En segundo lugar, la persistencia del perfil de bajos precios del petróleo que se inicia con el derrumbe de precios a partir de Julio de 2014; este fenómeno es especialmente relevante porque en sus determinantes y sus efectos se concentran algunos de los factores más definitorios del panorama geoestratégico de la energía. Por ello la exploración de las incertidumbres que se ciernen sobre el futuro tanto de la política para abordar el cambio climático como de los precios del petróleo es especialmente pertinente.

En ambos casos, además, se ha puesto de manifiesto la cautela con la que deben manejarse los modelos utilizados ya sea con fines de previsión o como ins-

trumentos auxiliares de la política económica. La incapacidad de los modelos econométricos más comúnmente utilizados para prever la gran recesión iniciada en 2008 ha sido una clara ilustración de las limitaciones de los mismos.⁶ Los modelos econométricos no son buenos predictores de acontecimientos muy infrecuentes. Acontecimientos que se producen cada medio siglo difícilmente podrán ser previstos por modelos estimados con series temporales de datos más cortas. En estos casos, el marco analítico adecuado es el que ofrece la historia económica. En todo caso, lo que suele resultar más problemático es la utilización —ya sea como instrumentos de previsión o como auxiliares de la política económica— de modelos probabilísticos como si ofreciesen la explicación precisa de una causalidad determinística. Es habitual, sobre todo en los debates políticos, cuando se alude a una previsión, mencionar una sola cifra (normalmente la media de la variable que se considera) sin tener en cuenta el margen de error (p. ej.: con una medida como la desviación típica). Los olvidos de suministrar una medida de la incertidumbre en la previsiones son, sin embargo, políticamente relevantes; afectan a la mayor o menor rotundidad de las afirmaciones y al grado de legitimidad de las propuestas que soportan.

Las previsiones a la política climática

Puede encontrarse un primer ejemplo en algunas discusiones suscitadas en torno al tratamiento de la incertidumbre en determinados modelos utilizados como marco analítico para la política de descarbonización. Estas reservas no provienen de personas escépticas en relación al fenómeno del cambio climático sino de expertos claramente partidarios de una estricta política de reducción de emisiones, que pretenden dar una fundamentación más consistente a esta política. En la publicación *Economía y Geoestrategia 2014* (Introducción), se exponían las reservas que R. S. Pindyck⁷ expresaba en relación a la solidez metodológica de los modelos IAMs (*Integrated Assessment Models*), comúnmente utilizados para estimar el «coste social» de las emisiones de CO₂ y a la utilización de los mismos como generadores de un cierto género de legitimidad científica.⁸ Pindyck,⁹ en un

⁶ Sims C.A. (2012). «Statistical modeling of monetary policy and its effects», *American Economic Review*, ofrece una clara explicación de las limitaciones de los modelos DSGE para prever acontecimientos como la reciente gran recesión tanto por razones estadísticas inherentes a los modelos como por insuficiencias en su especificación.

⁷ Pindyck R.S. (2013). «Climate change policy: What do the models tells us? ». *Journal of Economic Literature*.

⁸ Stern N. (2013). «The structure of economic modeling of the potential impacts of climate change: Grafting gross underestimations of risk onto already narrow science models», *Journal of Economic Literature*, desde una perspectiva diferente, (señala la dificultad de la especificación de modelos que deben prever el efecto de fenómenos climáticos afectados por una gran incertidumbre ya que carecen de precedentes históricos, dado que en los últimos siete u ocho milenios las fluctuaciones de temperatura han variado en 1°C/1,5°C en torno a la media) también indica las limitaciones de los modelos utilizados.

⁹ Pindyck R. S (2015). «The use and misuse of models for climate policy». NBER Working Paper. April 2015.

nuevo artículo, retoma y afina sus críticas a la fiabilidad de dichos modelos, tanto los de «sensibilidad climática» (que relacionan concentración de CO₂ en la atmósfera y aumento de la temperatura) como los de «función de daño» (que relacionan el aumento de la temperatura con las reducciones en el PIB, el consumo, etc.). Considera que lo verdaderamente relevante para estimar el «coste social» de las emisiones de CO₂ es la probabilidad y el posible impacto de un efecto climático catastrófico (p.ej. el provocado por aumentos de temperatura superiores a 5°C) y que los modelos IAM no pueden dar cuenta correctamente de esos resultados catastróficos; propone considerar una gama plausible de efectos catastróficos (medidos por las reducciones que experimentaría el PIB) y las correspondientes probabilidades plausibles asignadas a cada efecto catastrófico (siendo «plausible» lo que una suficiente variedad de economistas y científicos climáticos consideran aceptable). A partir de estos datos se calcularía el valor presente de los beneficios resultantes de evitar dichos efectos catastróficos o reducir las probabilidades de que ocurran. Si estos beneficios son suficientemente elevados y su estimación suficientemente robusta en relación a cambios razonables en los parámetros utilizados para su cálculo, existiría una base sólida para acometer estrictas políticas de reducción de emisiones; el siguiente paso sería estimar las reducciones de las emisiones de CO₂ necesarias para evitar los resultados catastróficos y, con los datos de los beneficios y del volumen de reducción de emisiones requerido, calcular (por simple división) el «coste social» de las emisiones de CO₂. Como muestran los planteamientos precedentes, Pindyck⁷ concebiría, por tanto, la política de reducción de emisiones «como una forma de seguro: la sociedad debería pagar por una garantía de que una catástrofe de baja probabilidad no ocurrirá (o es menos probable)». Frente a la utilización de sofisticados modelos de reducida fiabilidad (que conducen a estimaciones del «coste social» de las emisiones de CO₂ muy diferentes en función de distintas hipótesis, cuya selección, como ocurre, por ejemplo, con el tipo de descuento utilizado, es controvertida), Pindyck⁹ considera su planteamiento, «simple, transparente y fácil de comprender».

Por otro lado, el planteamiento de Pindyck es más consistente con las previsiones de carácter probabilístico realizadas por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático que los postulados de políticas de *fine tuning* (que implícitamente reposan sobre una concepción determinística de las relaciones de causalidad). Como se señala en la publicación precedente de *Energía y Geoestrategia*, el IPCC (en el quinto informe de sus grupos de trabajo de 2014¹⁰) considera que para alcanzar el objetivo de limitar el crecimiento de la temperatura en el S. XXI con respecto al periodo preindustrial en 2°C (con una probabilidad de entre el 60-70%) deberán reducirse las emisiones globales de gases de efecto invernadero para 2050 entre un 40% y un 70%. El planteamiento de Pindyck permitiría, por tanto, conjugar un adecuado tratamiento de las incertidumbres que afectan a las previsiones de los modelos utilizados en las políticas de cambio climático con una fundamentación más consistente, y más simple, de dichas políticas.

¹⁰ IPCC(2014).«Fifth Assesment Synthesis. Report Approved Sumary for Policymakers».

Los márgenes de incertidumbre asociados a la utilización de los modelos mencionados se reducen lógicamente cuando los objetivos de política climática se plantean en términos de techos al aumento de temperatura y no en términos de daños evitados. Este es el caso del Acuerdo de la COP21 donde el objetivo fijado es conseguir un crecimiento de la temperatura global significativamente inferior a 2°C y continuar los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C por encima de los niveles preindustriales. Incluso con este planteamiento, subsiste el margen de incertidumbre asociado a la modelización de la «sensibilidad climática»; de hecho, como ya se ha mencionado, las estimaciones del IPCC (que sustentan metodológicamente el Acuerdo de París) son de carácter probabilístico. El Acuerdo, implícitamente, considera un único perfil de emisiones para cada límite de temperatura, seleccionando seguramente una determinada hipótesis de probabilidad. Aunque esta es la única vía práctica que permite valorar el impacto del agregado de «compromisos nacionales» (*intended national determined contributions*) sobre la temperatura en el largo plazo, no debe perderse de vista que existen márgenes de incertidumbre en las estimaciones, lo que puede tener relevancia política cuando se discuta la cuantía de la corrección a la baja de los «compromisos nacionales» (que el Acuerdo considera que conducen a aumentos de la temperatura superiores a los 2°C) y que previsiblemente será muy exigente si se pretende alcanzar un crecimiento máximo de la temperatura de 1,5°C.¹¹

En cualquier caso, las incertidumbres más relevantes no corresponden al marco analítico utilizado sino a los problemas políticos e institucionales que el proyecto de gobernanza articulado en el Acuerdo deja abiertos. El Acuerdo de París es un gran éxito diplomático y el máximo compromiso político que grandes países emisores como EE.UU., China e India podían aceptar. Con el Acuerdo suscrito por 195 países, la relevancia de la política climática queda consagrada universalmente y los planteamientos de los «climaescépticos» se ven aislados internacionalmente. Pero numerosos interrogantes políticos persisten. En primer lugar, se trata de un acuerdo *legally binding* que implica «compromisos nacionales» que no son jurídicamente vinculantes para cada país. En cierto modo, recuerda el compromiso de penetración de energías renovables para 2030 asumido en el Consejo Europeo de 23 y 24 de octubre de 2014 (donde se acuerda que el objetivo de penetración del 27% es vinculante a escala de la Unión, pero se permite que los Estados Miembros tengan flexibilidad para fijar objetivos nacionales). En ambos casos, el cumplimiento del objetivo dependerá de la calidad de la gobernanza puesta en práctica, algo mucho más complejo para el desarrollo de un acuerdo de 195 países que para la gestión de un compromiso en la UE, con una maquinaria institucional consolidada. Es cierto que los mecanismos de revisión (cada cinco años) y de transparencia que el Acuerdo de París prevé van a representar una forma de «presión moral», análoga a la que existe para el cumplimiento por parte de las empresas de los códigos de gobierno corporativo mediante la exigencia del *comply or explain*, pero el mantenimiento persistente

¹¹ La implícita aceptación por parte de los 195 firmantes del Acuerdo de la autoridad del IPCC como referencia analítica común facilitará, sin embargo, los procesos de discusión.

a medio y largo plazo de una política rigurosa de control de emisiones de gases de efecto invernadero va a estar decisivamente condicionado por contingencias políticas domésticas, algo que es claro en el caso de los EE.UU.

En segundo lugar, aunque habrá que esperar los próximos informes del IPCC, puede anticiparse que los compromisos asumidos son muy exigentes. Si los expertos estiman que los «compromisos nacionales» presentados a la COP21 conducirían a un aumento de la temperatura global cercano a los 3°C, parece razonable pensar que las correcciones a la baja de esos compromisos serán notables, sobre todo si se asume el objetivo de limitación a un aumento de temperatura de 1,5°C. Basta pensar que el escenario energético más exigente en términos medioambientales que viene manejando la Agencia Internacional de la Energía (correspondiente con una política de descarbonización del sector energético compatible con un aumento máximo de la temperatura global de 2°C) requiere radicales avances en la descarbonización del sector eléctrico, la electrificación y sustitución de productos petrolíferos por gas en el transporte, la eficiencia energética, etc.¹² Algunos de estos requisitos serán difíciles de asumir en tres grandes países emisores de CO₂ (EE.UU., China e India). En tercer lugar, la implementación de un acuerdo global de reducción de emisiones debería ir acompañado de una armonización de los mecanismos utilizados para su control (*command and control*, *cap and trade*, o impuesto) de manera que no se distorsione la competencia internacional y la localización eficiente de nuevas inversiones. Sin embargo, el avance hacia una institucionalización global de estos mecanismos, es incipiente incluso en el ámbito de la deliberación. Existe otro buen número de cuestiones que quedan abiertas después de la firma del Acuerdo (p.ej. la instrumentación de la financiación en los países en desarrollo), lo que configura un escenario en que la voluntad política y la capacidad de gestión de los diferentes actores (estados y organismos multilaterales) condicionarán la hoja de ruta dirigida a alcanzar los objetivos acordados. En este sentido, un liderazgo consistente de EE.UU., China, India y la UE (que representarán conjuntamente más de los dos tercios de las emisiones) será una de las claves del éxito.

La incertidumbre en la previsión de los precios del petróleo

Los precios del petróleo son una variable explicativa fundamental de la evolución económica de países productores y consumidores. Su comportamiento es, además, casi un paradigma del tipo de causación bidireccional que caracteriza la relación entre factores geopolíticos y factores puramente energéticos. Una buena previsión de la evolución futura a corto, medio y largo plazo de dichos

¹² La AIE que ofrece varios escenarios en su publicación anual *World Economic Outlook*, con previsiones a largo plazo (2040) de las principales variables energéticas globales denomina a este escenario consistente con un calentamiento máximo de 2°C, escenario 450. Es previsible que, después de los compromisos asumidos en el Acuerdo de París, la Agencia Internacional de la Energía elabore un nuevo escenario compatible con un límite de aumento de la temperatura de 1,5°C, que lógicamente incluirá esfuerzos adicionales a los exigidos en el escenario 450.

precios debería formar parte, por tanto, del instrumental requerido para la elaboración de estrategias por parte de los operadores en el entorno energético global. Sin embargo, como ocurría con los ejemplos de apartados anteriores, los modelos de previsión utilizados en este caso tampoco conducen a resultados satisfactorios. La sorpresa que ha supuesto para la mayoría de los analistas el episodio de fuerte caída de los precios del petróleo desde julio 2014 y la duración del escenario de precios bajos, es una muestra de las insuficiencias de los modelos utilizados en su previsión.

La explicación más generalizada recurre a los fundamentales (un exceso de oferta mayor que el esperado a consecuencia esencialmente del fuerte aumento de producción de petróleo no convencional en EE.UU. y de la debilidad de la demanda provocada por el menor crecimiento económico de China y, posteriormente, de las economías emergentes, así como por el cuasi estancamiento europeo). Este diagnóstico es correcto; Raúl Cardoso lo expone con detalle en este volumen. También es el núcleo de la explicación de la AIE² que señala además la apreciación del dólar y la desaparición de factores singulares –en concreto en el sector de refino– que impulsaban al alza los precios en el periodo 2008-2013. Por supuesto, en este diagnóstico se asigna un papel fundamental en el mantenimiento del exceso de oferta de crudo a la posición de la OPEP, y en concreto Arabia Saudí, que en Noviembre de 2014 confirma su negativa a reequilibrar el mercado. El carácter más o menos acertado de esta estrategia es, sin embargo, objeto de controversia, como lo es su trasfondo geopolítico.

Un diagnóstico centrado en los fundamentales es acorde con la lógica económica y coherente con el análisis de gran número de modelos econométricos. Por ejemplo A. Merino y R. Albacete,¹³ con un modelo propio, muestran que los inventarios de crudo de la OCDE, explican el 53% de la evolución del precio del petróleo¹⁴ lo que indicaría que los fundamentales poseen gran poder explicativo. Sin embargo, el poder predictivo de los modelos más corrientemente utilizados para prever la evolución futura de los precios del petróleo es más bien bajo, como muestra la no anticipación de la intensidad y perfil temporal del actual episodio de bajos precios del petróleo, por un gran número de expertos.

C. Manescu e I. Van Robays¹⁵ analizan nueve tipos de modelos y evalúan la precisión de sus predicciones. Su conclusión es que, si se considera el conjunto del periodo analizado y diferentes horizontes de previsión, las previsiones que ofrecen los precios en el mercado de futuros o que derivan de la hipótesis de la serie temporal como un *random walk*, no son consistentemente mejoradas por las previ-

¹³ Merino A. y Albacete R. (2011). «Análisis del precio del petróleo: De los fundamentos a las expectativas de los mercados financieros», en *Los nuevos mercados energéticos*. Fundación de Estudios Financieros.

¹⁴ La actividad financiera, medida por las posiciones largas de los inversores no convencionales explicaría el 20%; los valores pasados del precio del crudo un 14%; la capacidad ociosa de la OPEP un 7% y los residuos del modelo el 6% restante.

¹⁵ Manescu C. and I. Van Robays (2014). «Forecasting the Brent oil price. Addressing time-variation in forecast performance» *W. P. Series* n° 1.735. September 2014. European Central Bank.

siones que se obtienen utilizando los modelos más elaborados. Dado que existen diferencias, sin embargo, en el poder predictivo de los modelos para periodos de tiempo individuales u horizontes específicos de previsión, los autores proponen una combinación de cuatro de los modelos considerados que mejoran la precisión de las previsiones. Pero, incluso con este procedimiento, muestran su cautela sobre el posible mantenimiento de esta mayor precisión en el futuro, dados los cambios existentes en el patrón de comportamiento de los precios del petróleo a lo largo del tiempo. A. M. Husain y otros,¹⁶ señalan las limitaciones de los modelos econométricos que no incluyen factores explicativos que reflejen los cambios de expectativas y de estrategias de los principales actores del mercado –incluyendo la OPEP– y, aunque mencionan el papel explicativo de los fundamentales, subrayan la no anticipación de la intensidad de la caída del precio del crudo en la segunda mitad de 2014 por los mercados de futuros y por la mayoría de expertos.

El grado de precisión en las previsiones de los precios del crudo utilizando los precios del mercado de futuros es una cuestión controvertida. D. Nixon y T. Smith¹⁷ exponen las razones contrarias a la utilización de los precios en el mercado de futuros para predecir los precios *spot*. En primer lugar, la existencia de una «prima de riesgo» difícil de evaluar. En segundo lugar al tratarse, en el caso del petróleo, de un activo físico, la existencia de un *net convenience yield* (diferencia entre el beneficio de detentar la propiedad del activo y el coste de almacenarlo) cuya cuantía es también difícil de estimar. Ambos efectos pueden modificar sensiblemente la curva de futuros en relación a la curva teórica correspondiente al no arbitraje (sin embargo, los autores señalan el valor predictivo de los cambios en la pendiente de la curva de futuros). En cualquier caso, es claro que, como ya se ha mencionado, el mercado de futuros del petróleo no anticipó la intensidad de la caída del precio del crudo a partir de Julio 2014; el precio a medio plazo (4 años) se mantuvo entre los 90/100 \$/barril hasta prácticamente la corrección de la OPEP en Noviembre 2014.¹⁶

En los artículos mencionados^{15, 16} se señala que los cambios en el patrón de comportamiento estratégico de los principales actores en el mercado de crudo y en el entorno geopolítico (no adecuadamente incorporados a la especificación de los modelos econométricos) merma el poder predictivo de estos. Aunque existen técnicas para paliar estas insuficiencias (Manescu y Van Robays¹⁵ sugieren el empleo de una combinación de modelos), los mismos autores advierten de que, incluso en este caso, nada garantiza una superior precisión más allá de la muestra temporal utilizada (el nuevo entorno estratégico y geopolítico puede mostrar una modificación sustancial no anticipada). Un buen número de expertos coinciden en considerar que estamos experimentando un cambio estructural de estas características que debe ser tenido en cuenta, tanto al analizar la deriva de los precios del crudo

¹⁶ Husain A. M., Arezki R., Brener P., Haksar V., Helbling T., Medas P., Sommer M. and An I.M.F. Staff Team (2015). «Global implications of lower oil prices». IMF Staff Discussions Note. July 2015.

¹⁷ Nixon D. and Smith T. (2012). «What can the oil futures curve tell us about the Outlook for oil prices? Research and analysis» *Quarterly Bulletin 2012 Q1*. Bank of England.

a partir de la segunda parte de 2014 como al intentar prever la evolución de estos precios en el corto, medio y largo plazo. S. Dale¹⁸ señala que deben reconsiderarse cuatro principios que se suponían básicos en el análisis de los mercados y precios del crudo: el carácter de recurso agotable del petróleo, la baja elasticidad de las curvas de oferta y demanda, el patrón direccional este-oeste de los flujos de petróleo y el papel de la OPEP como estabilizador del mercado de petróleo; una argumentación semejante se encuentra en A. Halff.¹⁹

La concepción del petróleo como un recurso agotable se está poniendo en cuestión debido a las restricciones a largo plazo que impone al consumo de combustibles fósiles la política de descarbonización derivada de los acuerdos de reducción de emisiones de gas de efecto invernadero (en concreto los compromisos asociados en el Acuerdo de la COP21 de Diciembre de 2015 en París). Por supuesto, los recursos de crudo son finitos, pero los avances tecnológicos han permitido incrementar el volumen de recursos hasta una cifra tal²⁰ que ha comenzado a provocar la preocupación, en empresas y países productores, no por un escenario de escasez física, sino por una potencial situación de sobreabundancia de petróleo a largo plazo, debido a la limitación de su demanda por imperativos de la política de descarbonización. La Agencia Internacional de la Energía²⁰ se hace eco de esta preocupación que podría concretarse en una mayor percepción, por parte de países y empresas productoras, del riesgo de que una parte significativa de sus inversiones en el desarrollo de nuevos recursos puedan convertirse en inversiones «varadas» (*stranded investments*); la AIE considera, sin embargo, que en el horizonte 2040, la parte más importante de las nuevas inversiones irá dirigida a sustituir un porcentaje muy elevado de los pozos actuales que habrán completado su declive y cuya producción será necesaria para cubrir una demanda de petróleo que en 2040 se prevé alcance los 74,1 mb/d, en el escenario compatible con un incremento de la temperatura limitado a un máximo de 2°C. La percepción de un riesgo de inversiones «varadas» (*stranded investments*) será probablemente más aguda en el futuro, sobre todo cuando se cuantifiquen las nuevas limitaciones en el consumo de petróleo que requeriría el objetivo de limitación del aumento de la temperatura a 1,5°C. A. Halff¹⁹, en este sentido, menciona las declaraciones del ministro saudí del petróleo, Ali Naimi, con su referencia a un mercado de petróleo *Black Swan*, que describiría el riesgo de que Arabia Saudí se pudiese encontrar en 2030 o 2040 instalada sobre mar de petróleo sin ningún valor. En todo caso, incluso si se resta importancia a las posibles inversiones «varadas» (*stranded investments*),

¹⁸ Dale S. (Chief Economist B. P.) (2015). «The new economics of oil». *The Oxford Institute for Energy Studies*. October 2015.

¹⁹ Halff A. (2015). «OPECs Policy Challenge in the age of shale oil» Commentary. Columbia/ Sipa/. Center on Global Energy Policy. December 2015.

²⁰ La Agencia Internacional de la Energía, en su *World Economic Outlook (2013)* cifra estos recursos («remaining recoverable oil resources») en casi 6 billones de barriles (un 55% de los cuales son recursos no convencionales) con una demanda de crudo en 2040 estimada en el WEO (2015), para el escenario de mayor exigencia medioambiental, de 74,1 mb/d.

como señala S. Dale¹⁸ esa nueva concepción del petróleo como recurso no exhaustible conduciría a una revisión a la baja del perfil de precios a largo plazo.

Los otros tres factores que, según Dale, explican el cambio estructural en el escenario global petrolífero, se encuentran estrechamente interrelacionados, aunque tanto este autor como A. Halff subrayan el papel central que en este cambio ha jugado el desarrollo del petróleo no convencional en los EE.UU., que ha sido, en gran medida, un factor determinante, tanto del cambio direccional de los flujos internacionales de abastecimiento de crudo (y sus efectos geopolíticos) como de la modificación del entorno en que operan los principales actores estratégicos (esencialmente Arabia Saudí y la OPEP). El rápido proceso de aumento de la tasa de autoabastecimiento de petróleo en EE.UU. ha agudizado la tendencia a un incremento de la intensidad relativa de los flujos de suministro para satisfacer la demanda asiática; esta tendencia se mantendrá (más allá de la corrección en parte transitoria y en parte estructural, del crecimiento económico chino) con la consolidación a largo plazo de China, y de forma creciente India, como dos polos esenciales de la demanda global de petróleo. Estos cambios direccionales en los flujos de suministro de petróleo incidirán en el patrón global de las políticas de seguridad del transporte marítimo (que expone en su artículo G. Sirvent), provocando una mayor implicación estratégica, tanto diplomática como militar, de las grandes potencias asiáticas en esta tarea. Resulta más incierto el efecto que el autoabastecimiento energético puede provocar en la política exterior de los EE.UU. donde esta situación podría considerarse un incentivo a la reducción de la presencia americana, diplomática pero sobre todo militar, en la región que continuará siendo central en el suministro global de petróleo a largo plazo: Oriente Medio. Sin embargo, como ya se señalaba en un precedente volumen de esta publicación, los avances de EE.UU. en el autoabastecimiento de crudo suponen un significativo cambio en los estándares de seguridad energética de este país, pero no lo aíslan económicamente de un mercado plenamente globalizado como es el del petróleo. Además, a menos que se consolidase una improbable deriva aislacionista en la política exterior de los EE.UU., carecería de sentido un retraimiento norteamericano en relación a una región que continuará siendo estratégica para el suministro global de petróleo (aunque la dirección de los flujos de suministro pueda cambiar) y por tanto clave para la seguridad energética y la estabilidad mundial.

El desarrollo del petróleo no convencional en EE.UU. es además una clave decisiva para la comprensión del supuesto cambio de patrón de comportamiento estratégico de la OPEP (y más concretamente de Arabia Saudí) en 2014-2015. Este análisis se encuentra, de entrada, con una dificultad añadida. Como señalan B. Fattouh y otros,²¹ que realizan una amplia revisión de la literatura, no existe consenso en la formulación de un modelo explicativo del comportamiento estra-

²¹ Fattouh B., Poudineh R., Sen A. (2015). «The dynamics of the revenue maximization market share trade-off: Saudi Arabia's oil policy in the 2014-2015 price fall». *OIES Paper: WPMG1*. The Oxford Institute for Energy Studies. October 2015.

tégico de Arabia Saudí desde mediados de los años 80. De hecho, tanto S. Dale¹⁸ como R. McNally²² cuestionan la caracterización de la estrategia de Arabia Saudí como el ejercicio continuo y sistemático del papel de *swing producer*; consideran que la intervención en el mercado por parte de Arabia Saudí en 2008 para invertir la fuerte caída de los precios respondía a una política de actuación transitoria y que este tipo de actuación responde más a una política de cobertura de emergencias que a una verdadera estrategia de *swing producer* dirigida a estabilizar el mercado en periodos prolongados. De todos modos, independientemente de cual sea el diagnóstico correcto, la expansión de la producción de *shale oil* en EE.UU. es seguramente la variable más relevante para explicar el patrón de actuación estratégica de la OPEP formalmente anunciado en Noviembre de 2014 y confirmado en diciembre de 2015, más allá de la explicación del comportamiento estratégico de Arabia Saudí como el intento de utilización política del arma del petróleo (que, como recuerdan B. Fattouh y otros²¹, este país nunca ha repetido desde 1973).

Los autores mencionados coinciden, con diferentes matices y énfasis, en subrayar el radical cambio en el escenario estratégico del mercado de petróleo provocado por las nuevas tecnologías de extracción del *shale-oil*, cuyas peculiaridades señalan: las nuevas explotaciones poseen un ciclo de inversión y un periodo de declive más corto que en las instalaciones convencionales y una más alta proporción de los costes variables en los costes totales (en detrimento del peso de los costes fijos); su curva de aprendizaje está presentando una aguda pendiente, el tamaño corporativo medio es muy inferior al de la producción convencional de crudo y su estructura de financiación también es diferente. Para estos autores, el resultado más decisivo de estos factores diferenciales sería el significativo aumento de la elasticidad de oferta de este segmento de la producción de petróleo en relación al de la producción convencional con elevados *sunk costs* (que impliquen un ajuste más lento de su producción tanto a la baja como al alza). B. Fattouh y otros²¹, en el marco de su análisis del *trade-off* entre la maximización de los ingresos y el mantenimiento de la cuota de mercado, muestran que la hipótesis de una alta elasticidad de la oferta es una condición relevante para justificar la racionalidad económica de la estrategia saudí. De igual manera A. Halfff¹⁹, sobre la base de esta mayor elasticidad de la oferta (tanto a la baja como al alza) justifica la racionalidad del mantenimiento de la actual política de la OPEP hasta lograr un ajuste suficiente de la oferta protagonizado por la producción de *shale-oil*, e invertir esa estrategia una vez equilibrado el mercado, teniendo la producción de *shale-oil* el papel relevante en el nuevo ciclo ascendente, lo que finalmente podría consolidar a medio plazo una estructura de mercado en la que los perdedores de cuota serían los países de fuera de la OPEP con explotaciones de costes elevados y tecnologías de extracción convencionales.

Si alguna variante de estos escenarios es la correcta, el diagnóstico dominante entre los expertos (en concreto la opinión que Raúl Cardoso mantiene en su

²² McNally R. (2015). «Welcome back to boom-bust oil prices» Commentary. Columbia/Sipa. Center on Global Energy Policy. October 2015.

artículo de esta publicación), que consideran la estrategia de Arabia Saudí y de la OPEP como «racional» desde el punto de vista económico, es seguramente acertada. La producción de *shale oil* (con retraso en relación a las inversiones) parece estar siguiendo el camino del ajuste a la baja que, de acuerdo con las consideraciones precedentes, debería ser más rápido que el de las explotaciones convencionales, al igual que sería más rápido también el ajuste al alza una vez reequilibrado el mercado. Este nuevo escenario, en que el reequilibrio del mercado correspondería a la producción de *shale oil* en EE.UU. (no por una decisión política o estratégica, sino por el resultado del puro juego de las fuerzas de mercado) facilitaría una consolidación de la estrategia de Arabia Saudí de no operar como *swing producer* y preservar su cuota de mercado. Sin embargo, también la estabilidad de esta estrategia presenta incertidumbres. La introducción en el mercado de una oferta complementaria de crudo procedente de Irán, una vez finalizadas las sanciones, (y una eventual mayor corrección que la esperada en el perfil de crecimiento económico de China), tenderían a prolongar el periodo actual de bajos precios. Por imperativos de carácter geopolítico, Arabia Saudí se vería compelida a confirmar su estrategia y no facilitar el acomodo de la nueva oferta de su principal rival en la región. Pero por otro lado, si el actual escenario de precios bajos se prolonga excesivamente (debido a la sobreoferta de Irán y quizá de Libia), los problemas presupuestarios de los países productores (incluida Arabia Saudí) tenderían a provocar una revisión de la actual estrategia de la OPEP.

Como se ha venido indicando, la previsión de los precios del petróleo a corto, medio y largo plazo presenta enormes incertidumbres debido tanto a insuficiencias de los modelos utilizados como a las modificaciones estructurales en el escenario global del sector petrolífero derivados de los cambios tecnológicos, geopolíticos y de comportamiento estratégico de los principales actores. Por supuesto, en última instancia, los fundamentales económicos (exceso de oferta o demanda, y costes) determinan los precios, pero estos, durante un periodo de duración incierta, seguirán la actual senda bajista (con el probable suelo establecido por los costes operativos de los productores marginales) mientras se mantenga el exceso de oferta, y, una vez restablecido el equilibrio en el mercado, recuperarán un perfil más ajustado al coste marginal a largo plazo (*breakeven price* de los productores de más alto coste). Como señala la Agencia Internacional de la Energía²⁰, en 2040, a pesar del aumento previsto de la cuota de mercado de la OPEP, los países de fuera de la Organización (que concentran la producción de alto coste) representarán aún cerca de la mitad de la producción global y la sostenibilidad de esa estructura de oferta exigirá lógicamente un perfil de precios a largo plazo que permita recuperar los costes totales de los productores marginales. Claro que con esta perspectiva, se define una amplísima banda de fluctuación (casi de 100 \$/b) dentro de la que previsiblemente evolucionarán los precios del crudo en un horizonte de medio y largo plazo, pero con un perfil temporal de la senda de precios que, como se ha señalado, vendrá determinado por factores cambiantes que, como la historia ha mostrado, son extraordinariamente difíciles de modelizar.