

La energía en el Atlántico y el horizonte estratégico

Atlantic energy and the strategic outlook

Paul Isbell

Calouste Gulbenkian Fellow, Center for Transatlantic Relations (CTR), Johns Hopkins University-
School of Advanced International Studies (SAIS)
pisbell1@jhu.edu

Resumen: Una serie de cambios de envergadura están comenzando a transformar el escenario energético mundial. La revolución del gas, el resurgir de la tecnología y la exploración petrolífera, así como un caótico pero potente movimiento que apunta el objetivo de una economía baja en emisiones de carbono, conforman tres de las principales tendencias energéticas que, estando vinculadas en la actualidad a cambios estructurales en la geoconomía del espacio atlántico, ofrecen nuevas perspectivas y oportunidades a los diversos actores políticos de la «cuenca atlántica». El artículo analiza de qué forma estos cambios en el panorama energético contribuyen a una reevaluación de su horizonte estratégico. En este sentido, se evaluará el impacto que la revolución del esquisto, la extracción de petróleo en aguas profundas, los biocombustibles y otras energías renovables modernas pueden tener sobre la geopolítica de la cuenca atlántica; asimismo, se examinará la hipótesis de si cobra forma un sistema energético en dicha cuenca, además de sus posibles impactos.

Palabras clave: cuenca atlántica, energía, petróleo, energías renovables, geopolítica

Abstract: *Sweeping changes are beginning to transform energy scenarios around the world. The gas revolution, a renaissance in petroleum technology and exploration, and a chaotic but powerful movement toward the goal of low-carbon economies are three of the principal energy trends currently interacting with structural changes in the geo-economics of the Atlantic world to present new perspectives and opportunities for the diverse actors in the 'Atlantic Basin'. This article explores how changes in the energy landscape are contributing to a reassessment of the strategic horizon. The potential impacts of the shale revolution, deep-offshore oil, biofuels and other modern renewable energies on the geopolitics of the Atlantic Basin will be assessed, and the hypothesis that an Atlantic Basin energy system is now taking shape will be evaluated, along with an analysis of anticipated impacts.*

Key words: Atlantic Basin, energy, oil, renewable energy, geopolitics

La energía en la cuenca atlántica: ¿nueva protagonista?

En los últimos años, el centro de gravedad de la economía energética mundial ha comenzado a desplazarse hacia la cuenca atlántica. A pesar de que este cambio de rumbo no se ha hecho todavía efectivo (muchos analistas ni siquiera lo han advertido aún), y aunque todavía es posible que nunca llegue a tener repercusiones geopolíticas concretas, está claro que se halla en curso una importante transformación geopolítica. La región del Atlántico rivaliza hoy día con Oriente Medio –en términos *estratégicos* de *suministro de energía*–. La evolución actual y las posibles tendencias futuras apuntan también a que este cambio geopolítico continuará definiéndose en las próximas décadas, de modo que la cuenca atlántica podría incluso desplazar al «gran creciente» (ex Unión Soviética y Oriente Medio) como epicentro energético mundial o, al menos, como el protagonista energético más importante –es decir, el proveedor neto de energía *más estratégico en el margen*– en el plano geopolítico.

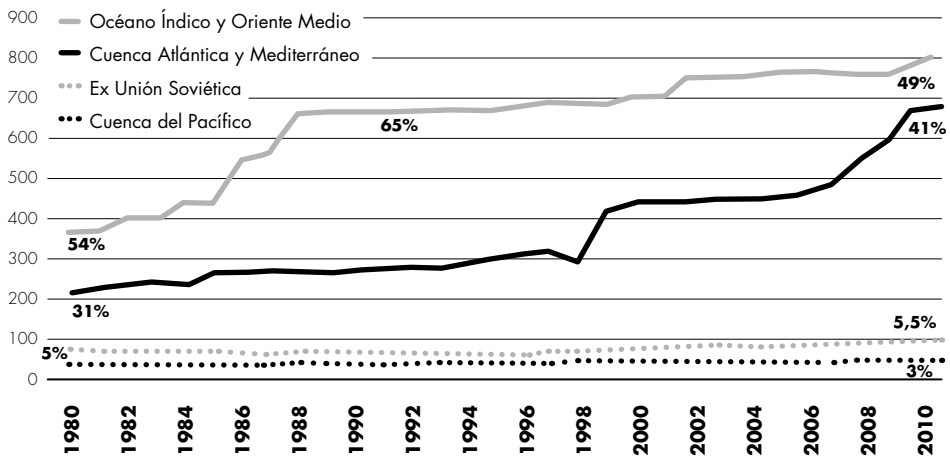
El petróleo en el Atlántico

La cada vez mayor relevancia mundial de la cuenca atlántica en materia energética se aprecia de forma clara en el sector de los hidrocarburos y, en particular, del petróleo. Si atendemos, en primer lugar, a lo que podríamos llamar el Atlántico *político* (la cuenca atlántica ampliamente considerada, formada por los cuatro continentes atlánticos en su totalidad, inclusive los países sin presencia litoral directa en tal océano), la significación de la cuenca atlántica, así como su creciente influencia, son hechos evidentes. Más del 40% de las reservas probadas de petróleo del mundo se encuentran ahora en el Atlántico *amplio* o *político*, mientras que en torno al 40% de la producción diaria de crudo se localiza también en esta región *occidental* del mundo.

Como se muestra en el gráfico 1, Oriente Medio (junto con la cuenca del océano Índico, cuyas reservas de petróleo, aunque modestas, van en aumento) prácticamente había duplicado en 2011 su nivel de reservas probadas de 1980 (pasando de 400.000 a 800.000 millones de barriles, aproximadamente); sin embargo, su peso relativo con respecto al total mundial cayó considerablemente, de un 54% en 1980 (incluso desde un pico máximo del 65% en los años inmediatamente posteriores a la Guerra Fría) a solo el 49% en 2011. Las reservas de petróleo de la cuenca atlántica, por su parte, crecieron no solo en términos absolutos (triplicándose hasta superar los 675.000 millones de barriles) sino también, y lo que es más significativo, como porcentaje sobre el total mundial: en 1980,

la cuenca atlántica (junto con su «subcuenca» mediterránea) representaba solo el 31% de las reservas mundiales probadas de petróleo, pero ese porcentaje pasó a ser del 41% en 2011, salvando prácticamente el amplio margen de diferencia del que tradicionalmente había gozado Oriente Medio (al menos desde el famoso *pico* en la producción de crudo que experimentó Estados Unidos en la década de 1970, justo antes del embargo árabe de crudo).

Gráfico 1. Reservas probadas de petróleo, cuencas y regiones (miles de millones de barriles y porcentaje sobre el total mundial), 1980-2011



Los porcentajes indican las cuotas de las cuencas regionales en el total mundial.

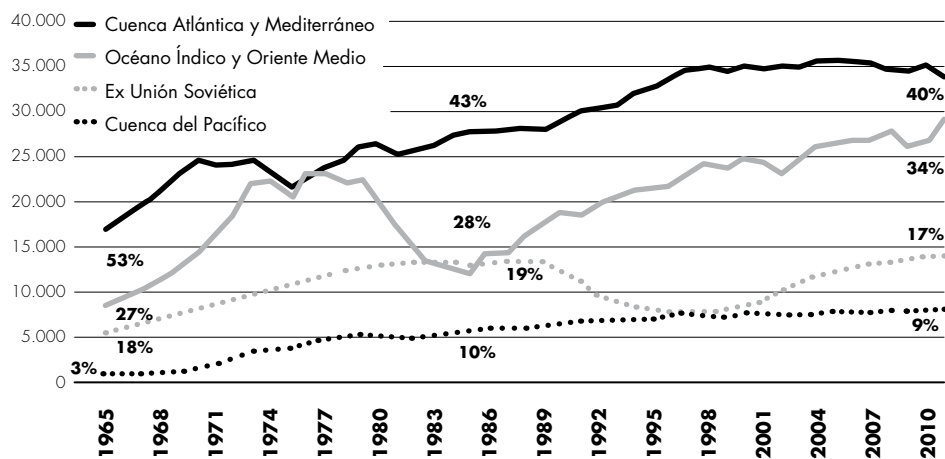
Fuente: Elaboración propia según datos de *BP Statistical Review of World Energy 2012*.

Mientras tanto, el papel desempeñado por el resto de regiones en esta evolución del petróleo a escala global ha sido claramente secundario: la antigua Unión Soviética (Rusia y Asia Central) y la cuenca del Pacífico han mantenido, en mayor o menor medida, y al margen de algunos incrementos puntuales (87.000 y 43.000 millones de barriles, respectivamente), sus niveles absolutos de reservas probadas a lo largo de los últimos treinta años. En ambos casos, sin embargo, su peso relativo para el mismo período ha caído en varios puntos porcentuales (hasta el 5,5% y el 3% del total mundial, respectivamente).

En términos de producción diaria efectiva de petróleo, la cuenca atlántica ha sido con diferencia la *cuenca regional* dominante, tal y como muestra el gráfico 2. Si bien la abrumadora concentración de la producción en el Atlántico ha ido lentamente disminuyendo a lo largo de la última mitad de siglo —desplazándose principalmente

a Oriente Medio (y en menor medida al Pacífico)—, la cuenca atlántica continúa hoy produciendo el 40% del petróleo mundial, lo que le permite conservar el estatus de claro líder mundial. Pero, a pesar de que el Atlántico ha perdido en efecto peso relativo (en una caída desde su valor del 53% en 1965) respecto a Oriente Medio en cuanto a producción mundial de petróleo, lo que ha cambiado de forma más espectacular desde la década de 1960 —cuando reinaban las Siete Hermanas¹— es el relativamente diferente horizonte estratégico que cada uno ha tenido que enfrentar.

Gráfico 2. Producción de petróleo, cuencas y regiones (miles de barriles diarios), 1965-2011



Fuente: Elaboración propia según datos de *BP Statistical Review of World Energy* 2012.

A partir de los años sesenta del siglo pasado, ese dominio del Atlántico como primer productor mundial de petróleo empezó a ser desafiado por Oriente Medio tras la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1960², aunque las primeras nacionalizaciones no llegarían hasta más de una

1. Expresión utilizada para referirse a las grandes compañías petroleras que dominaban la industria del petróleo a principios de los años sesenta del siglo XX (Standard Oil of New Jersey, Royal Dutch Shell, Anglo-Iranian Oil Company, Standard Oil of New York, Standard Oil of California, Gulf Oil Corporation y Texaco).
2. Ésta se creó a instancias de Venezuela, pero la integran en su mayoría países del golfo Pérsico.

década después. Por aquel entonces, las perspectivas de incremento de las reservas en Oriente Medio eran mucho más claras –y su ritmo mucho mayor– que las del Atlántico. En la actualidad, la situación es casi la inversa. Incluso ahora, después de prácticamente medio siglo en que no ha cesado de aumentar la relevancia de Oriente Medio en el mercado mundial de crudo, la cuenca atlántica se mantiene como líder del sector de la producción (en términos de *cuenca regional*). Además, ha sido en el Atlántico, y no en Oriente Medio, donde recientemente se han descubierto las mayores reservas de hidrocarburos de los últimos años. Algunas de estas nuevas prospecciones se han filtrado ya en los datos de *reservas probadas* del Atlántico, como puede verse en el gráfico 1 –incluyendo la mayoría de las arenas bituminosas de Canadá y gran cantidad del petróleo pesado de Venezuela–. No obstante, buena parte del nuevo potencial petrolífero de la cuenca atlántica –que incluye la mayor parte del pre-sal brasileño y todo el potencial de las cuencas de Guyana, así como la promesa de incorporación futura de importantes reservas en el África atlántica– permanece aún *excluida de las cifras de las reservas probadas* esperando ahora para inclinar la balanza de la relevancia petrolera mundial claramente a favor de la cuenca atlántica y, seguramente, a expensas de Oriente Medio.

El Atlántico «político» frente al Atlántico «geoeconómico» y el «efecto de ajuste de cuenca doble»

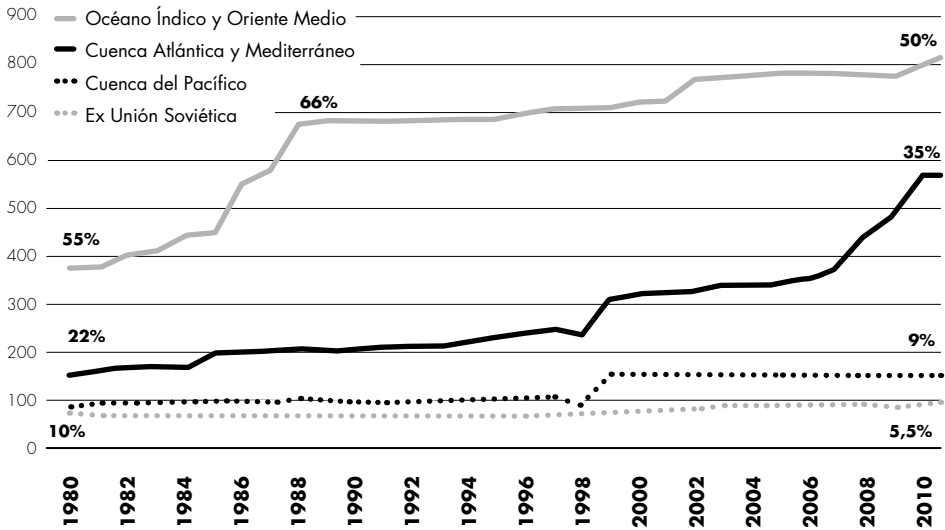
Antes de analizar otros subsectores energéticos, hay que advertir una serie de detalles que matizan esta importancia creciente de la cuenca atlántica dentro de la economía energética mundial. En primer lugar, de forma implícita, en esta consideración más amplia de *Atlántico político* –lo que en alguna parte hemos llamado *Atlántico amplio*³– existe una tendencia a sobreestimar el peso de esta cuenca en el total mundial. La causa de ello es que las reservas de Ecuador o de Perú, por ejemplo, quedarían clasificadas dentro de la cuenca atlántica, pudiendo ser también contabilizadas (de nuevo) dentro de la cuenca del Pacífico o, por el contrario, excluidas de los totales de esta cuenca (lo cual provocaría una distorsión aún mayor). Es necesario, por tanto, ajustar la categoría de *Atlántico político* –sin duda esencial en muchos con-

3. Consúltese la metodología desarrollada en Isbell (2012). La categoría de Atlántico «político» empleada en este artículo se corresponde con la de Atlántico «amplio» a la que se hace referencia en la citada publicación (véase nota a pie de pág. 17). Asimismo, el Atlántico «ajustado según la línea de costa» que aquí se describe tiene su equivalente en el Atlántico «intermedio» discutido en dicho libro; por su parte, el Atlántico «geoeconómico» de «ajuste de cuenca dual», tendría su reflejo en el Atlántico «aproximado» que allí aparece.

textos políticos (por ejemplo, en debates y discusiones sobre posibles modalidades de gobernanza política y económica en la cuenca atlántica)– con el fin de disponer de un Atlántico «geoeconómico» que sea útil para realizar análisis técnicos y geopolíticos más detallados con vistas a determinar si deberían establecerse marcos de colaboración y/o de gobernanza transnacional –o no– en la cuenca atlántica. El Atlántico «geoeconómico» resultaría de la aplicación de: 1) un «ajuste de línea de costa», que excluye a aquellos países sin presencia litoral directa en el Atlántico, aunque mantiene a los países interiores más lógicamente asociados a la cuenca⁴; y 2) un «ajuste de cuenca doble», que afectaría a países que están a caballo entre dos cuencas –como Canadá, Estados Unidos, Sudáfrica, Australia e Indonesia– y distribuye la mitad de los totales nacionales a cada una de las cuencas en cuestión⁵. Además, dado que los países de la cuenca mediterránea representan la subcuenca equivalente a los países interiores (esto es, países *landlocked*) asociados a la cuenca atlántica, tiene sentido agrupar el Atlántico con el Mediterráneo y pensar en el Mediterráneo como parte de la cuenca del Atlántico, tanto ampliamente, en términos políticos (en la cual se inserta claramente, de acuerdo con nuestra definición más amplia), como en un contexto geoeconómico de «ajuste de cuenca doble» (gráficos 1-4).

-
4. Uruguay y Paraguay, sí; Chile, Perú, Uganda y Tanzania, no. Pero, de todas formas, sí a todos en una definición más amplia, es decir, el *Atlántico político*.
 5. Para algunos, el «ajuste de cuenca doble» aquí empleado –que implica un reparto al 50% entre las cuencas en cuestión– parecerá demasiado arbitrario. Sin embargo, no se prevé que su efecto, al menos en el caso de la cuenca atlántica, produzca variaciones demasiado importantes. Estrictamente hablando, tal ajuste consistiría en el «segundo mejor» acuerdo temporal posible, cuya precisa comprensión exigiría un análisis mucho más profundo –lo cual nos llevaría probablemente a rozar los límites de la información pública–. Sin embargo, dado que solo son unos pocos los países atlánticos que cuentan con una segunda cuenca, puede advertirse a simple vista que la diferencia entre ese ajuste «arbitrario» y el «mejor» ajuste que se pudiera hacer es insignificante a la escala que estamos considerando. Un buen ejemplo lo constituye Canadá, uno de los dos estados con mayores reservas en el Atlántico. A pesar de contar con la provincia de Alberta, más próxima al Pacífico que al Atlántico, el aumento de la producción en Canadá gracias a sus reservas no convencionales de arenas bituminosas tan solo ha beneficiado, a fecha de hoy, a la cuenca atlántica, dado que la totalidad de esa producción es exportada a su vecino estadounidense. Además, Canadá acaba de hacer una importante inversión, en términos estratégicos, de cara a completar la construcción de *Keystone XL*, un nuevo complejo de oleoductos que permitirá llevar petróleo hasta la puerta de entrada al Atlántico, el golfo de México. La agenda estratégica canadiense solo contemplaría una ruta alternativa hacia el Pacífico como «segunda mejor» opción, pero su trazado exigiría derribar tantas barreras políticas como en el caso de *Keystone XL*. Asimismo, esta ruta potencial hacia el Pacífico tendría que hacer frente también a la firme resistencia indígena y ecologista locales, reforzada además por los logros de sus vecinos indígenas en el caso del proyecto *Keystone*. Teniendo en cuenta que la lógica política probablemente llevará a la aprobación definitiva de *Keystone XL* en Estados Unidos, partimos de la base de que el ajuste de cuenca doble adoptado aquí conduce a una ponderación conservadora para el Atlántico en la gran mayoría de las categorías energéticas. Lo mismo vale para Estados Unidos y México.

Gráfico 3. Reservas probadas de petróleo, cuencas y regiones [ajustado] (miles de millones de barriles y % sobre el total mundial), 1980-2011



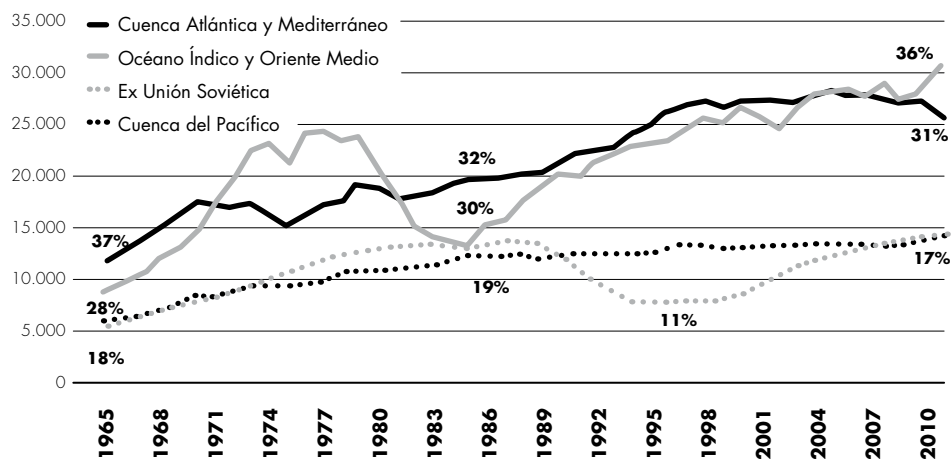
Los porcentajes indican las cuotas de las cuencas regionales en el total mundial.

Fuente: Elaboración propia según datos de *BP Statistical Review of World Energy 2012*.

El gráfico 3 muestra de nuevo la distribución de reservas de petróleo entre cuencas, pero en esta ocasión se reflejan los ajustes «geoeconómico» y «de cuenca doble». Tales ajustes (línea de costa y cuenca doble) implican una redistribución del total global de entre seis y siete puntos porcentuales, que pasan del Atlántico «político», al Pacífico «geoeconómico» (con un 1% residual que iría a parar a la cuenca del Índico: resultado de la distribución de las reservas del Sudeste Asiático hacia dicha cuenca desde el Pacífico). El hecho de que los tres países de América del Norte (Canadá, Estados Unidos y México) sean grandes productores de petróleo y pertenezcan además geográficamente a dos cuencas, motiva que parte del llamado Atlántico «político» más amplio pase a ser contabilizado dentro del Pacífico «geoeconómico» en razón del efecto de «ajuste de cuenca doble» (la división del total de Estados Unidos entre las cuencas del Atlántico y del Pacífico, con el fin de dar cuenta de su naturaleza de país de «cuenca doble» o «dual»). Así, una vez incorporados los ajustes «geoeconómicos» mencionados, la contribución de la cuenca atlántica a las reservas mundiales de petróleo cae del 41% (según «criterios políticos») al 35% (según «criterios geoeconómicos»). En cualquier caso, incluso contabilizando el

efecto de esos ajustes «geoeconómicos», la cuenca atlántica sigue representando más de un tercio de las reservas mundiales de petróleo. Por otra parte, la fuerte tendencia que está inclinando la balanza de las reservas mundiales de petróleo a favor del Atlántico, y en detrimento de Oriente Medio, se mantiene inalterada (saliendo incluso a veces reforzada) por tales ajustes. Aun asumiéndolos, el Atlántico seguirá en el futuro reforzando su peso en el mercado petrolero mundial a medida que los hidrocarburos recién descubiertos sean incluidos, con el tiempo, en las «reservas probadas» de la cuenca y que estas crecientes reservas se traduzcan –a través de la inversión financiera y del despliegue de nuevas infraestructuras de producción de materiales– en una producción y capacidad superiores y en mejores flujos comerciales.

Gráfico 4. Producción de petróleo, cuencas y regiones [ajustado] (miles de millones de barriles), 1965-2011



Fuente: Elaboración propia según datos de *BP Statistical Review of World Energy* 2012.

Esta ligera redistribución, derivada de esos «ajustes geoconómicos», se observa también en términos de producción de petróleo. Como muestra el gráfico 4, la repercusión de ambos factores de ajuste es más evidente en las cifras de producción de petróleo del Atlántico «político», que pierde cierto peso –lo que en su día fue una clara posición de liderazgo– en parte a expensas del Pacífico, pero sobre todo de Oriente Medio (aquí, en el gráfico 4, agrupado de forma conjunta con la relativamente insignificante, al menos en lo que a petróleo se refiere, cuenca

del Índico)⁶. En 1965, esta región del «océano Índico/Oriente Medio» estaba por detrás de la cuenca atlántica en cuanto a volumen de producción de crudo (con solo el 28% del total mundial); pero en la actualidad, teniendo en cuenta el efecto del «ajuste de cuenca doble», ya lidera el ranking mundial con un 36% (frente a un 31% del Atlántico). De hecho, la cuenca del Atlántico/Mediterráneo y la cuenca del Índico/Oriente Medio han rivalizado por controlar el mercado de la producción durante el último medio siglo, intercambiándose al menos en cuatro ocasiones su papel como líder mundial del sector durante ese período. Por otra parte, a pesar de que la relevancia del petróleo en la cuenca atlántica sigue siendo relativa e incompleta, sí parece que va en aumento. Si bien es cierto que pierde algo de peso en términos relativos respecto al Pacífico y al Índico en razón del «ajuste de cuenca doble», la cuenca atlántica sigue reuniendo el potencial para seguir conservando su liderazgo en términos relativos y de influencia, principalmente gracias a su capacidad para sacar el máximo provecho a los prometedores yacimientos de hidrocarburos recientemente descubiertos⁷. En conclusión, la evolución de la relación entre la cuenca del Atlántico y Oriente Medio ha llevado a una situación de rivalidad y de práctica paridad –si no de clara ventaja para el Atlántico– tanto en nivel de reservas como en volumen de producción de petróleo.

-
6. Los gráficos agrupan a Oriente Medio con la cuenca del Índico al objeto de reducir el número de categorías y mejorar la claridad visual de los mismos. Otra justificación es que, mientras que la antigua Unión Soviética no limita con la cuenca del Índico, Oriente Medio –es decir, el sur de lo que anteriormente denominamos el «gran creciente»– sí que lo hace a través del brazo que se abre entre Irán y la Península Arábiga –es decir, el estrecho de Ormuz u «ombligo del mundo» (Fernández-Armesto, 2006). Otra de las categorías presentadas en los gráficos difiere también algo de las categorías principales utilizadas en el artículo (las tres cuencas oceánicas y el «gran creciente»). Se trata de la «cuenca atlántica+Mediterráneo», a veces denominada cuenca atlántica/mediterránea. Esta se justifica porque la «cuenca amplia del Atlántico/Mediterráneo» es en todos los aspectos idéntica a la del Atlántico «político». El hecho de mantener esta categoría en los gráficos obedece a la consideración de que los hidrocarburos del Mediterráneo forman naturalmente –o «geográficamente»– parte de la cuenca atlántica, y deben incluirse en las cifras y ponderaciones relativas a esta cuenca. En el mismo sentido, los hidrocarburos del Caribe son parte natural de la cuenca del Atlántico, dado que el mar Caribe vierte directamente al Atlántico y no al Pacífico, a pesar de la existencia de los canales de Panamá y de Suez. En otras palabras, los grupos utilizados en los gráficos vienen justificados por razones geográficas. Así pues, si Oriente Medio y el Mediterráneo tuvieran que ser agrupados en el marco de las tres cuencas oceánicas, Oriente Medio quedaría vinculado con la cuenca del Índico y el Mediterráneo con la del Atlántico.
7. La única posible excepción la constituiría África Oriental, asociada por razones geoeconómicas a la cuenca del océano Índico y a la categoría «océano Índico+Oriente Medio» en los gráficos. De hecho, la única subregión que hoy en día se muestra tan dinámica como el África atlántica es el África índica (Kenya, Uganda, Tanzania y Mozambique), donde acaban de hallarse grandes cantidades de petróleo y, especialmente, de gas.

El gas en el Atlántico y la revolución del esquisto

En cuanto al gas natural –el otro hidrocarburo clave en términos geopolíticos, con sus propias singularidades geográficas y características específicas (como «movilidad flexible» o «inflexible»)–, vemos que su relativo y discreto desarrollo en el Atlántico, al igual que sucede en el caso del petróleo, se halla sin embargo compensado, e incluso en parte impulsado, por las fuertes tendencias actuales a favor del Atlántico –su peso, su influencia, e incluso en algunos casos, su predominio–. Si bien en niveles de producción y reservas de gas «convencional» la cuenca atlántica (con el 27% y el 11% de la producción y de las reservas mundiales, respectivamente) se mantiene a la sombra del «gran creciente» (40% y 72%, respectivamente)⁸, su evolución actual en lo que se refiere a gas «no convencional» (*shale gas* o gas de esquisto, *tight gas* o gas de baja permeabilidad, y *coal bed methane* o gas metano de carbón) es muy diferente⁹. Según las estimaciones publicadas en 2011 por la Agencia de Información de la Energía estadounidense (y luego ajustadas a la baja, en el caso de Estados Unidos, en 2012), la extensa cuenca del Atlántico «político» (que incluye la cuenca mediterránea) poseería dos tercios (67%) de los recursos «técnicamente recuperables» globales estimados de gas no convencional (59% sin el Mediterráneo), en comparación con el modesto 26% de la cuenca del Pacífico, y menos del 2% de la cuenca del Índico (EIA, 2011).

La inclusión del «ajuste de cuenca doble» en las estimaciones globales de gas de esquisto de la EIA hace equilibrar de algún modo la balanza. Sin embargo, el dominio de la cuenca atlántica sigue siendo hoy claro, con un amplio Atlántico «político» (el Atlántico «geoeconómico» que definimos más arriba, más el Mediterráneo) representando el 50% del total mundial (o el 41% sin contar el Mediterráneo), en comparación con el 35% de la cuenca del Pacífico o el 8% de la cuenca del Índico. La diferencia entre las versiones «política» y «geoeconómica», tanto en la cuenca del Pacífico como en la del Atlántico, tiene su origen en la enorme concentración de recursos estimados de gas de esquisto en la «cuenca doble» de América del Norte, lo cual hace que buena parte de esas reservas pasen de la cuenca atlántica a la del Pacífico –añadiéndose a las de China,

8. Rusia: 19% y 22%; Asia Central: 5% y 14%; y Oriente Medio: 16% y 36%.

9. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras estadísticas ofrecidas en los gráficos y que relacionan oferta y demanda de energía se basan en la elaboración propia del autor según datos del *Statistical Review of World Energy* publicado por BP en 2012. En el caso del gas convencional, las cifras incluyen el efecto del «ajuste de cuenca doble». En el caso del gas de esquisto, las cifras provienen de la Agencia de Información de la Energía (EIA) estadounidense.

el país con mayores recursos de gas de esquisto en el mundo (supone el 19% del total mundial)– perdiendo por aquella razón algo de supremacía¹⁰.

Actualmente, la práctica totalidad del gas de esquisto en el mundo se produce en América del Norte, pero se espera que otros países de la cuenca atlántica, como Argentina y México, comiencen a producir en el medio plazo y, desde luego, antes que otros países «extraatlánticos» (de la cuenca del Pacífico, por ejemplo –exceptuando posiblemente a China– o de cualquier otra), acentuando por tanto aún más el incremento del dominio relativo de la cuenca atlántica en lo que se refiere a hidrocarburos. Ambos países cuentan ya con infraestructuras gasísticas bien desarrolladas, aunque quizás ahora en algunos casos se encuentren en declive. Su balanza comercial, tradicionalmente en superávit gracias a la intensa actividad de exportación de hidrocarburos, ahora puede conducir a un déficit cada vez más grande a medida que decaigan la inversión y la producción. Sin embargo, ambos países necesitan una profunda reforma de la política energética. El potencial nacional económico y competitivo que se podría realizar si existiera una verdadera voluntad política para reformar las bases de la política energética –cuestiones estancadas por las encontradas posiciones de distintos grupos de intereses que bloquean actualmente la vía adelante para la explotación a gran escala de los recursos de gas no convencional en estos países de la cuenca del Atlántico– es tan grande como para proponer el desarrollo paulatino de una nueva estructura de incentivos que permitiese acabar con décadas de corrupción política movida por grupos de interés, así como el estímulo de una reactivación económica nacional.

Así pues, la política energética y las reformas regulatorias, todavía pendientes en muchos casos en la cuenca atlántica, se muestran como factores clave para el desarrollo de muchos de estos proyectos de explotación de gas no convencional. Mientras tanto, la explotación de dichos recursos en Europa –cuyo futuro sigue estando abierto, aunque el horizonte se antoja nublado– puede constituir una de las últimas oportunidades de poner en marcha actuaciones energéticas en Europa que satisfagan de manera simultánea los tres objetivos de la política energética de la UE (seguridad, competitividad y sostenibilidad). De todas formas, en el mejor

10. Es cierto que la mayoría de áreas no cubiertas por las estimaciones globales de gas de esquisto de la EIA –y susceptibles por tanto de inclinar la balanza de las reservas de esquisto hacia otras regiones– se localizan más allá de los límites de la cuenca atlántica. Sin embargo, no parece que el «gran creciente» (sobre todo, Rusia) cuente con reservas de esquisto ni de gas convencional a bajo costo en tal abundancia como para que lleguen a ser relevantes. Ningún otro país de la cuenca del Pacífico (salvo China) ni del Índico parece tener el potencial necesario para alterar en las próximas décadas la supremacía de la cuenca atlántica en cuanto a gas de esquisto.

de los casos, primero tendrá que superar toda una serie de obstáculos económicos, legales, medioambientales y políticos (véase más abajo el epígrafe sobre el gas de esquisto en Europa).

La energía baja en emisiones de carbono en la cuenca atlántica

En el caso de otros sectores energéticos, la supremacía de la cuenca atlántica en cuanto a suministro de recursos tiende a ser incluso mayor que en el caso del petróleo y del gas¹¹. En el sector de los biocombustibles, por ejemplo, el dominio de la cuenca atlántica es casi absoluto, representando según criterios «políticos» el 91% de la producción mundial (frente al 6% de la cuenca del Pacífico) o el 67% si introducimos el ajuste de «cuenca doble» (frente al 30% de la cuenca del Pacífico)¹². Como resultado de este arrollador dominio, cualquier discusión sobre la gobernanza a nivel transnacional entre los protagonistas atlánticos (Estados Unidos, Brasil y la UE) se convertirá probablemente en modelo para futuras negociaciones sobre gobernanza a escalas regional y global en el sector de los biocombustibles. En consecuencia, la relevancia geopolítica de la cuenca atlántica será aún mayor.

En el sector amplio de la energía eléctrica –que proporciona suministro a las actividades industrial, comercial y residencial–, la cuenca atlántica ostenta igualmente la supremacía mundial al generar, según criterios «políticos», el 48% de la energía eléctrica mundial y, en términos «geoeconómicos», un poco más de un tercio (34%). En cuanto a energía hidroeléctrica, la cuenca

11. La única excepción clara en este panorama de creciente predominio atlántico en cuestión de energía la encontramos en el sector del carbón, donde la cuenca del Pacífico domina sobre la del Atlántico, tanto en términos de reservas (33% frente a 24%, incluyendo el «ajuste de cuenca doble») como de producción (62% frente a 15%). Sin embargo, la significación geopolítica que tal ventaja puede llegar a tener dentro de la economía global del carbón es bastante limitada. La razón la encontramos en el «descuento político» que se debe aplicar tanto a productores como a consumidores de las energías más intensivas en emisiones de carbono, sobre todo teniendo en cuenta que las restricciones a su uso son cada vez más fuertes, si bien aún no económicamente (por los impuestos sobre el mercado de carbón), sí en términos geopolíticos (por la presión en el ámbito internacional que ejercen diversos grupos de interés a favor de la reducción obligatoria de las emisiones de gases de efecto invernadero). Por ello, la cuenca atlántica sale en realidad beneficiada en términos geopolíticos gracias a su relativa marginalidad en el mercado mundial del carbón.

12. Esta economía global de biocombustibles basada casi por completo en la cuenca atlántica no representa, sin embargo, más que el 2% del mercado mundial de combustibles líquidos.

atlántica consume aproximadamente la mitad de la producción mundial (58%, según criterios políticos; 45%, en términos geoeconómicos); pero el mayor potencial de producción futura que poseen regiones como África y América Latina hace de la cuenca atlántica la más importante región hidroeléctrica del mundo¹³. La supremacía de esta cuenca en cuanto a energía nuclear es aún más clara (con un 70% del total mundial en términos políticos, y un 62% según criterios geoeconómicos) y no se espera que varíe demasiado en un futuro de restricción nuclear.

Por último, «las energías renovables modernas» o NCRET (*non-conventional renewable energy technologies*) se hallan también fuertemente concentradas en la cuenca atlántica; esta dispone de una capacidad instalada de energía solar (80% del total mundial), eólica (60%) y geotérmica (40%) que representa en conjunto en torno a dos tercios de la capacidad instalada «renovable» mundial. En términos de consumo, la cuenca atlántica acumula alrededor del 75% del consumo mundial de energías renovables modernas en términos «políticos», y el 62% en términos «geoeconómicos». Sin embargo, gran parte del potencial «geopolítico» derivado del plan de abastecimiento en energías renovables solo podrá hacerse realidad una vez sean renovadas las actuales redes nacionales y regionales de energía eléctrica y a medida que los sistemas eléctricos nacionales y regionales vayan siendo internacionalmente interconectados dentro de la cuenca atlántica. Es de suponer que este desarrollo también traerá consigo la ampliación y el despliegue de los marcos institucionales de gobernanza energética, tanto a nivel nacional como a escala de cuenca.

Incremento de la influencia de la energía atlántica

En conclusión, la cuenca atlántica presenta claramente unas ventajas comparativas cada vez mayores en cuanto a suministro de energía, con una participación en la economía energética mundial que viene oscilando entre el 40% y el 75%, dependiendo del sector del mercado. Sin embargo, la potencial influencia geopolítica de tales ventajas solo se hará tangible en el contexto de la dinámica global de la demanda de energía. En un mundo en el que se prevé

13. La hoja de ruta trazada por la EIA para el desarrollo de la energía hidroeléctrica hasta el año 2030 prevé que la capacidad total mundial se duplique y alcance los 2.000 GW, un incremento que provendría en su mayor parte de América Latina, África y Asia. Véase: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Roadmap_FoldOut_WEB.pdf

que la demanda global de energía se duplique para el año 2050, la cuenca atlántica pasará de representar el 45% de la demanda global de energía en 2010 a solo el 39% en 2050. Mientras tanto, los países extraatlánticos con relativamente escasa producción de energía, particularmente en Asia, aumentarán su contribución a la demanda global de energía pasando del 55% de 2010 al 61% en 2050¹⁴.

Los crecientes niveles de abastecimiento energético de la cuenca atlántica, en combinación con la decreciente aportación a la demanda mundial de energía, generan un cambio de lógica que lleva a rediseñar el mapa geopolítico mundial –y a una nueva ponderación de las variables energéticas clave en los cálculos estratégicos nacionales– a favor de la cuenca del Atlántico. En el futuro, el abastecimiento de energía estará cada vez más a cargo de la cuenca atlántica, mientras que Oriente Medio y la antigua Unión Soviética deberán hacer frente a crecientes exigencias de productividad y aumento de la demanda interna. Como resultado, los productores tradicionales del «gran creciente» se verán sometidos a una presión cada vez mayor para satisfacer la demanda en aumento de las cuencas del Índico y el Pacífico.

¿Un sistema energético en el Atlántico?

No es solo la importancia del Atlántico como región productora de energía la que está en auge; sino que un nuevo sistema de energía está además empezando a configurarse en la cuenca. Aunque ya hemos hablado previamente sobre ello (Isbell, 2012), cabe destacar una serie de precondiciones que parecen haber confluído –así como ciertas otras que no lo han hecho creando, por lo tanto, barreras– y que han facilitado el desarrollo de todo un sistema de energía, con su correspondiente estructura de política transnacional, regulatoria y de gobernanza, a escala de cuenca.

En primer lugar, las tendencias de la oferta y la demanda, a escalas tanto global como de cuenca, refuerzan la capacidad energética y su comercio internacional, y potencian el desarrollo de un «sistema energético» en la cuenca atlán-

14. La cuenca atlántica perderá peso relativo en relación con la demanda mundial de energía para el año 2050, y ello a pesar de que la subregión sur de esta cuenca duplicará su propia contribución a ese total mundial (pasando del 10% al 20%). Estas cifras de proyección de la demanda proceden de datos del International Institute for Applied System Analysis, IIASA GEA Model Database, 2012.

tica. Se prevé que la demanda permanezca invariable en Europa hasta 2050, y que solo aumente ligeramente en Estados Unidos y en Canadá. Por otra parte, se prevé un considerable aumento de esta en el Atlántico Sur, que duplicará su porcentaje en la demanda energética global –la cual se habrá también duplicado–, pasando del 10% de 2010 al 20% en 2050. Aún así, la demanda de energía en la cuenca atlántica, en general, aún incrementándose ligeramente en las próximas décadas, se prevé que sea eclipsada por tasas de crecimiento mucho más significativas en el Pacífico (en especial en Asia Oriental y en la costa pacífica de América del Sur), en el Índico (India, Pakistán y África Oriental), en Oriente Medio, en Asia Central y en Rusia –es decir, en el resto del mundo. No obstante, la cuenca atlántica está también mejorando en relación con el resto del mundo en cuanto a perspectivas de crecimiento del suministro de energía, como así lo demuestra el aumento de su peso relativo en el suministro global de combustibles fósiles en los últimos veinte años (véanse los gráficos 1-4), así como el dominio global de la región en la producción, el comercio y el consumo de casi todos los tipos de energías renovables.

Si bien esta evolución del balance entre la oferta y la demanda en la cuenca atlántica desvela un notable dinamismo interno en el ámbito energético, también apunta hacia un alentador retroceso de su dependencia energética externa (o «extraatlántica») y al inicio de una transición hacia su autosuficiencia, incluso un estado de exportador neto. Como demostraremos más adelante, la dependencia energética «extraatlántica» de la cuenca es relativamente insignificante (entre el 10% y el 15% del consumo de la cuenca, de media, entre las principales fuentes de energía –petróleo, gas, biocombustibles y carbón– que constituyen casi el 90% de la energía primaria global) y se halla actualmente en una curva descendente. Asimismo, mientras que la cuenca atlántica es cada vez más «autónoma» en términos de energía a «nivel de cuenca», las interconexiones y las dependencias intra-cuenca proporcionan la complementariedad suficiente para el pleno desarrollo interno de un sistema energético en toda la cuenca.

Las cada vez más intensas interrelaciones y vínculos internos presentes dentro del espacio de la cuenca atlántica, unidos a la reducción de la dependencia energética de la red «extraatlántica» –y el estatus de potencial exportador neto por parte de la cuenca en su conjunto–, sumarán aún más dinamismo al emergente «sistema de energía de la cuenca del Atlántico» (ABES, por sus siglas en inglés). Estas interdependencias intra-cuenca no se limitan al comercio de energía (como la importación por parte de Estados Unidos de petróleo venezolano, las importaciones europeas de carbón o, posiblemente, de gas natural licuado (GNL) de Estados Unidos, las importaciones sudafricanas de petróleo del África atlántica, las antiguas importaciones brasileñas de petróleo de Nigeria y Argentina, etc.), sino que también abarcan otras «capas del

sistema» o segmentos del mercado, incluyendo las inversiones transfronterizas en hidrocarburos –tanto convencionales como no convencionales– y en energías renovables (ENI, Total, Tullow Oil en el África atlántica; Iberdrola en Latinoamérica; etc.), así como una intensa red de servicios energéticos y sectores de apoyo dentro de la cuenca.

Sin embargo, existen ciertos factores que continúan frenando y dispersando estas dinámicas hacia un nuevo sistema de energía. Primero, y ante todo, debemos señalar las características y realidades de los propios mercados energéticos internacionales, cuya influencia en el ámbito global tiende a eclipsar las especificidades de los sistemas de mercado locales y a unificar estructuras y precios de los mercados regionales. Estas dinámicas globales son más visibles en el sector del petróleo –todavía la principal fuente de energía del mundo, ya que representa un tercio de la energía global (a pesar de que su aportación sigue disminuyendo)–, el cual es considerado como un bien «fungible» y de libre comercialización en un mercado «global». Entre las implicaciones de este supuesto mercado universal del petróleo, destacan la definitiva inutilidad de la geopolítica del petróleo, la ineficacia del petróleo como «baza» y la irrelevancia «geográfica» y «política» que tienen hoy las importaciones o exportaciones de petróleo de un país. Las interrupciones de suministro no pueden, en definitiva, apuntar a un consumidor o a un país en particular, sino que afectan igualmente a todos los consumidores dentro de un mercado más o menos unificado. El suministro se halla redistribuido de manera que los mercados logran que cualquier subida de precios sea más o menos homogénea a lo largo del mercado global. No obstante, el hecho es que casi todos los gobiernos consideran al petróleo como un producto «estratégico» –aunque muchos le asignen, al mismo tiempo, un valor «económico»–. Esto probablemente se debe a que ciertos factores geográficos, económicos y políticos confluyen para hacer que este recurso sea visto como un producto tan solo parcialmente o «imperfectamente fungible» –por no hablar del gas o de otros productos energéticos cuyos mercados se consideran más ampliamente segmentados o tienen de por sí un carácter más regionalizado (en lugar de globalizado)–. La naturaleza compleja y estrictamente parcial del concepto de «fungibilidad» que domina conceptualmente en ese espacio entre los mercados y la geopolítica (entre el liberalismo y el mercantilismo, entre las concepciones del petróleo como bien económico y como producto estratégico) es una cuestión demasiado amplia para tratar aquí. Pero al tratarse de un asunto relativamente ignorado, creemos que debería ser abordado en investigaciones futuras.

Aparte de estas cuestiones de «fungibilidad» y de la dinámica del mercado global del petróleo, existen también otros factores que actualmente dificultan el desarrollo del sistema energético de la cuenca atlántica, que impiden la transición hacia energías bajas en emisiones y obstaculizan la emergencia de cualquier tipo

de colaboración energética o estructura de gobernanza en la cuenca. En primer lugar, el desequilibrio existente en las «reglas del juego»: un mercado energético global distorsionado por los cientos de miles de millones de dólares que anualmente gastan los gobiernos en subsidios, tanto a la producción como al consumo de combustibles fósiles. Tales subsidios quitan eficacia a las «señales de precios» y fomentan de forma perversa el consumo excesivo de energía –combustibles fósiles, en particular– y la consecuente emisión de gases de efecto invernadero. En segundo lugar, los nacionalismos energéticos, que han producido rigidez en algunas de las políticas energéticas de la cuenca del Atlántico y obstaculizado la inversión en suministro e infraestructura energéticos; con ello se ha limitado, innecesariamente, la producción de energía en el futuro. En tercer lugar, el confuso mosaico existente de regímenes reguladores nacionales insuficientemente articulados, que también reduce la tasa de inversión en otros sectores energéticos dentro de la cuenca y ralentiza la transición hacia una economía baja en emisiones. Por último, una absoluta falta de conciencia atlántica y de marcos institucionales que incorporen a la cuenca atlántica en su totalidad, tiende a retroalimentarse y reforzarse, dispersando aquellos factores que confluían en favor de la configuración de un sistema de energía en la cuenca atlántica.

Esta situación podría cambiar, sin embargo, si se lograra convenir a medio plazo una reducción en los precios del petróleo. La dinámica de la oferta y la demanda de petróleo en el mundo es tal que poco a poco está surgiendo un consenso en afirmar que el suministro aumenta a mayor ritmo que la demanda, con la consiguiente bajada del precio del petróleo, que pasa de 100 dólares a aproximadamente 75-80 dólares por barril¹⁵. Ciertos factores relacionados con la oferta –como el hallazgo de nuevos yacimientos de petróleo (sobre todo en alta mar, como el yacimiento pre-sal de Brasil), las nuevas tecnologías (que hacen que se pueda sacar partido económico a recursos en principio no explotables, como el gas de esquisto y el petróleo de formaciones compactas, o *tight oil*), y el resurgir en la producción por parte de países tradicionalmente productores de petróleo,

15. El precio del barril de Brent se cotiza actualmente a cerca de 100 dólares, mientras que el West Texas Intermediate (WTI) lo hace a 90 dólares por barril a fecha de 01.05.2013. Sin embargo, Ed Morse of Citi considera que la franja entre 90 y 120 dólares/barril, que ha limitado continuamente el precio del crudo Brent durante los últimos dos años, descenderá en los próximos años, con el valor de 90 dólares/barril pasando a representar el límite superior de la franja a finales de la década (<http://www.cnn.com/id/100450633>). La consultora PwC considera que la producción de petróleo de esquisto hará descender el precio del petróleo, de los 133 dólares/barril que marca actualmente la proyección de la EIA para 2035, a cerca de 100 dólares/barril si la OPEP interviene de forma efectiva cortando la producción, o hasta 83 dólares/barril si no lo hace (http://www.pwc.com/en_GX/gx/oil-gas-energy/publications/pdfs/pwc-shale-oil.pdf).

que se han visto alterados por factores políticos internos y externos (como Irak o Nigeria)– interactúan hoy con el debilitamiento de la demanda para conseguir suavizar los precios del petróleo. Las economías del Atlántico Norte han dado un giro estructural hacia un descenso de la demanda futura de energía (a través de una mayor eficiencia energética y una continua política de reducción de la intensidad energética), y la reducción cíclica en la demanda energética provocada por la crisis económica mundial ya ha comenzado a ser una realidad en los principales países con economía emergente (por ejemplo, los BRICS). Por lo tanto, el fortalecimiento de la oferta unido al decreciente aumento de la demanda se prevé que lleve a la caída de los precios del petróleo en el corto y medio plazo, lo que indica que se ha alcanzado un punto de inflexión que separa un largo período de subida de precios de este recurso (1999-2013) de una nueva era en la que los precios, en general, se verán moderados.

Esta bajada de los precios del petróleo podría influir de forma moderada sobre las políticas energéticas nacionalistas y los impulsos intervencionistas de algunos países exportadores netos de energía, no solo en el «gran creciente», sino también en la cuenca del Atlántico. La colaboración transfronteriza en materia energética tiende históricamente a tener éxito cuando se dan largos períodos con niveles moderados en los precios del petróleo, mientras que ha sido tendente al fracaso en período en que los precios del petróleo han aumentado y/o se han mantenido relativamente altos. El hecho de que un período de bajos precios del petróleo coincida con una intensificación de las restricciones al carbón, no hará sino facilitar aún más la gobernanza transnacional en materia energética. Varios países de la cuenca del Atlántico –México, Venezuela, Argentina, Angola, Nigeria, entre otros– se hallan en un estado de suficiente madurez que les permitiría afrontar una reforma de la política energética, especialmente en un entorno de precios más bajos, con sus consiguientes presiones financieras sobre los exportadores de petróleo.

Independientemente del futuro que aguarde a los precios del petróleo y de su limitado impacto sobre las posibilidades de gobernanza energética transfronteriza, desde el seno de la cuenca atlántica se sigue exhibiendo una creciente independencia o autonomía energética relativa y un aumento en la complementariedad dentro de la cuenca. Ambas tendencias afirman que tiene sentido considerar una gobernanza energética en la cuenca. La cuenca atlántica ya ha reducido significativamente su dependencia del petróleo extraatlántico, sobre todo de Oriente Medio, disipando esta dependencia externa –gracias a un proceso de diversificación que ha durado treinta años– a través de un grupo creciente de productores de petróleo dentro de la propia cuenca atlántica. Más del 75% de las importaciones de petróleo de Estados Unidos proviene de la cuenca atlántica, comparado con menos del 17% que aún llega de Oriente Medio y menos del 7% que viene de Rusia y Asia Central (es decir, el 23% de las importaciones de petróleo de Estados Unidos proviene del «gran

creciente»). Por otra parte, la dependencia asiática de Oriente Medio es cada vez más importante: China con el 42% de sus importaciones (o el 26% de su consumo total de petróleo), India el 62% (o el 48% del consumo total) y Japón el 79% (o el 75%). Europa, por su parte, parece moverse en sentido contrario a la apuesta atlántica por incrementar su autonomía e independencia petrolera. En Europa, más del 21% de las importaciones de petróleo (o el 15% de su consumo total) proviene de Oriente Medio, y en torno al 50% de las mismas (o alrededor del 35% de su consumo total) lo hace de la antigua Unión Soviética. En conjunto, sin embargo, la cuenca atlántica depende de un porcentaje cada vez menor de importaciones de petróleo (18%) y de gas (6%) extraatlánticos para satisfacer su consumo. En resumen, y al menos según algunas estimaciones, la cuenca del Atlántico rivaliza hoy con Oriente Medio en cuanto a relevancia geopolítica del suministro de petróleo. Por ejemplo, el 35% de todas las importaciones de petróleo de los países del mundo provenía en 2011 del Atlántico «extenso», en comparación con el 36% que lo hacía de Oriente Medio.

Esta tendencia de la cuenca atlántica a incrementar su autonomía y relevancia geopolítica ha sido confirmada por la EIA en sus proyecciones tanto a medio (2017) como a largo plazo (2035), lo que refuerza la autosuficiencia energética del hemisferio occidental en comparación con el resto del mundo (EIA, 2012a y 2012b)¹⁶. En efecto, la moderada y ahora decreciente dependencia del petróleo de Oriente Medio está encontrando su reflejo en el aumento de los volúmenes de petróleo que ahora circulan hacia la India a través del estrecho de Ormuz, y en

16. Por ejemplo: «El rediseño del mapa del petróleo afectará también profundamente a los flujos comerciales. El mapa del comercio del crudo tiende, en el período previsto, a mostrar una división cada vez más clara entre un hemisferio occidental cada vez más autónomo y el resto del mundo. América del Norte, tradicionalmente una gran importadora neta de petróleo, tiende ahora a reequilibrar su balanza comercial gracias a la proliferación de recursos no convencionales en Canadá y en el área central de Estados Unidos. Esta nueva naturaleza de la producción de crudo estadounidense afecta también enormemente a los flujos comerciales, dejando este país de importar sobre todo crudo dulce del África Occidental y de otras partes del mundo. El enorme aumento de la demanda en Oriente Medio y en las antiguas repúblicas soviéticas, unido a la vasta inversión en refinería, reduce la disponibilidad de crudo y por tanto la capacidad de suministro a otras regiones» (EIA, 2012a: 12-13). O también: «La transformación del mapa energético mundial puede traer consigo importantes consecuencias para los mercados y el comercio de la energía. Este rediseño obedece al resurgir de la producción de petróleo y gas en Estados Unidos, y el dibujo sería aún más distinto si se produjese un retroceso de la energía nuclear en algunos países, se diera un continuo y rápido incremento en la utilización de energía solar y eólica, y se generalizara la producción de gas no convencional a nivel mundial» (EIA, 2012b: 1). Cuando la EIA alude a la categoría de «hemisferio occidental» se refiere al continente americano en general, y las mismas conclusiones son válidas para la cuenca atlántica tal y como la definimos aquí –como revelan los gráficos de este artículo.

dirección a Asia Oriental a través del estrecho de Malaca. Ya en 2011, Oriente Medio vendió el 75% de sus exportaciones de petróleo (más de 15 millones de barriles diarios) a la India y a los países del Asia Pacífico, y tan solo el 25% (5 millones de alrededor de 20 millones de barriles diarios) a la cuenca atlántica. Sin embargo, en torno al 90% (más de 17 millones de barriles diarios) del petróleo exportado de Oriente Medio (casi 20 millones de barriles diarios exportados de 27,7 millones de barriles diarios producidos) pasa a través del estrecho de Ormuz, en su camino hacia el «mercado mundial». Casi el 90% de este petróleo transportado por vía marítima se dirige de Oriente Medio a Asia Oriental. Una parte va a la India, pero la mayoría (15 millones de barriles diarios, o más del 85%) atraviesa el estrecho de Malaca (el otro paso estratégico, casi tan importante como el de Ormuz) en su trayecto hacia China, Japón y Corea del Sur. En la actualidad, menos del 10% del petróleo producido en Oriente Medio se consume en Estados Unidos; en torno al 15% se consume en Europa, pero la mayor parte llega a través de oleoductos subterráneos evitando así el estrecho de Ormuz, punto estratégico de conflicto y de obligado paso para el transporte marítimo de petróleo (EIA, 2012b).

Esta tendencia relativa del Atlántico a desvincularse del resto del mundo no ha hecho más que empezar. Se espera que China duplique sus importaciones de petróleo árabe para 2035 (pasando de 2,9 a 6,6 millones de barriles diarios), mientras que India se quedaría a un paso de hacerlo (de 2,6 a 4,9 millones de barriles diarios). Paralelamente, se prevé que los casi dos millones de barriles diarios que viajan hoy de Oriente Medio a Estados Unidos, así como otros 0,8 millones de barriles diarios que circulan hacia Europa (EIA, 2012b) dejen de hacerlo antes de 2035. Según la EIA, será Asia la que para el año 2035 importe casi el 90% (frente al 73% de 2011) del petróleo producido en Oriente Medio (EIA, 2012b). Si la dinámica de la cuenca atlántica es la de lograr una mayor autonomía a escala regional (menor demanda al norte de la cuenca, mayor producción al sur, y menores importaciones extraatlánticas, entre otras tendencias), las cuencas del Índico y del Pacífico (en particular su parte asiática) son cada vez más dependientes de (e interdependientes con) Oriente Medio y la antigua Unión Soviética (ahondando así los vínculos entre el «gran creciente» y Asia, o la mitad occidental de la cuenca del Pacífico), que son vistos como fuentes de cara a la importación de energía, mercados para la exportación de manufacturas y destino para mutuas inversiones cruzadas.

China, en particular, está intensificando su interdependencia económica con el resto del «gran creciente». El comercio chino con Asia Central se ha incrementado de manera exponencial en los últimos 20 años (pasando de 500 millones a 26.000 millones de dólares), hasta tal punto que dos grandes oleoductos llevan actualmente petróleo (desde Kazajistán) y gas (desde Turkmenistán) hasta China, y un

tercer gaseoducto (desde Kazajstán) se encuentra en construcción. Mientras tanto, la demografía y la economía del noreste de China (Manchuria) ha comenzado a extenderse por el vasto Extremo Oriente ruso hacia las costas del norte del Pacífico, una de las regiones más despobladas del planeta, rica en recursos naturales y una vez parte del imperio chino en tiempos de las dinastías Ming y Qing (Kaplan, 2012). Junto a Siberia oriental, el extremo oriente del Pacífico es probablemente el área más vulnerable a las tendencias secesionistas en Rusia. Independientemente del tipo de soberanía política que tenga esta región, es evidente que una fuerte lógica económica la está empujando hacia su integración en un sistema económico en el noreste de Asia, cada vez más vinculado a la cuenca del Pacífico (Isbell, 2010).

La autonomía energética a escala regional en la cuenca atlántica se ha visto frustrada hasta cierto punto por la dinámica económica que emana de una densa red de interdependencias a escala global. Sin embargo, en ciertos segmentos del mercado energético aquella se ha vuelto una palpable realidad en cuanto a precios (sobre todo en los mercados internacionales de crudo y en los mercados regionales de gas del Atlántico). En un determinado momento de 2012, por ejemplo, el gas en América del Norte era ocho veces más barato que el importado en Japón. En Europa, en gran parte reforzado por las importaciones rusas y el precio del petróleo (asociado con el del gas a través de contratos a largo plazo), el precio del gas era cuatro veces el de Estados Unidos, pero todavía un 50% más barato que en el Pacífico (EIA, 2012b). La inversión de la relación tradicional entre el precio del West Texas Intermediate (WTI) y el del resto de petróleos de referencia mundial (Brent y Dubai, por ejemplo) es un fenómeno relacionado.

De hecho, una prueba más de la incipiente fusión hacia un sistema de energía en la cuenca atlántica –y de un mercado diferenciado de gas, en particular– puede observarse en el reciente uso del carbón para el arbitraje de los dos subsegmentos del mercado de gas atlántico, lo que indica un aumento de las interconexiones con el espacio energético del área. A raíz de la revolución del esquisto, un nuevo producto abundante y barato, el gas de esquisto, ha ido remplazando progresivamente al carbón como fuente de generación de electricidad en Estados Unidos. Los aún bastante baratos excedentes de carbón de este país han sido a su vez exportados a Europa, desplazando ahora (de repente) a los relativamente costosos gases noruego, argelino y ruso de la matriz energética europea. Este «arbitraje» ayuda a estrechar los lazos de la cuenca atlántica en el seno de los mercados energéticos, tanto geográfica como sectorialmente, y refuerza las redes internas de un potencial sistema de energía en la cuenca atlántica. A corto plazo, este comercio transatlántico de carbón puede favorecer de alguna manera la competitividad económica de Europa, además de reducir ligeramente los riesgos geopolíticos que alguno asociaría con Rusia o Argelia (al moderar quizá ligeramente su poder de influencia a la hora de

negociar precios y cuestiones relacionadas). Sin embargo, desde el punto de vista de la restricción en el uso del carbón y de los compromisos de Europa respecto al cambio climático, dicho desarrollo se antoja claramente inconveniente.

Una notable excepción a la tendencia actual de la cuenca atlántica a aumentar su autonomía energética, sobre todo en lo que se refiere a hidrocarburos, la constituye la relativamente alta dependencia exterior de Europa respecto al gas natural ruso –una dependencia que, hasta la fecha, y a pesar de los deseos y preferencias de la política europea en sentido opuesto, ha permanecido invariable–. En conjunto, Europa (léase la UE) importa las tres cuartas partes (75% o 335.000 millones de metros cúbicos al año [BP, 2012]) del gas que consume (448.000 millones de metros cúbicos al año). En torno al 35% de tales importaciones (o el 26% del consumo europeo total de gas) es suministrado por Rusia (alrededor de 117.000 millones de metros cúbicos al año [Comisión Europea, 2011])¹⁷, país que cubre también más del 30% (4 millones de barriles diarios) del consumo de petróleo de la UE (13 millones de barriles diarios [BP, 2012]). Sin embargo, este significativo (pero aún relativamente modesto) grado de dependencia del gas ruso por parte del conjunto de la UE oculta el hecho de que en Europa Central y Oriental la dependencia externa de Rusia es mucho mayor, alcanzando un 70% de media como subregión –prácticamente el grado actual de dependencia exterior que presenta Asia respecto del petróleo de Oriente Medio–. En el caso de algunos de los países europeos más pequeños y orientales –generalmente (aunque no siempre) con economías en que el gas constituye una fuente primaria de energía, y donde el miedo y la antipatía hacia Rusia pueden palpase aún– la relación es de casi total dependencia. Como resultado, Europa tiende a percibir un riesgo para la seguridad energética casi inherente a su relación con su vecino del este, incluso a pesar del contraargumento de que Rusia es incluso más dependiente de la UE, al ser esta un mercado esencial de exportación para su gas¹⁸.

De los 220.000 millones de metros cúbicos de gas natural que Rusia exportó en 2011, más del 53% (117.000 millones de metros cúbicos) viajó a países de la UE, convirtiendo a Europa en un pilar fundamental de apoyo financiero y económico al Estado ruso, a Gazprom y a la economía rusa en su conjunto. La otra mitad de las exportaciones de gas de Rusia fue (también a través de gaseoductos) a Ucrania (40.000 millones), a Turquía (23.000 millones), a Bielorrusia (18.000

17. La UE, además, también depende de Rusia para el 30% de sus importaciones de carbón. A su vez, la mitad de las exportaciones de carbón de Rusia van a la UE.

18. Casi la totalidad del gas ruso se transporta hacia Occidente por medio de gaseoductos, entre el 50% y el 70% a la UE, y el resto a Bielorrusia, Ucrania, el Cáucaso, Turquía y los Balcanes.

millones) y a los pequeños países de las regiones del Cáucaso y los Balcanes, incluyendo a los que se prevé que se incorporen a la UE (BP, 2012)¹⁹. Sin embargo, repetidas interrupciones menores en los últimos años (sobre todo en 2006 y 2009) de gas ruso a su paso por Ucrania y en dirección a Europa han consolidado la opinión europea de que la dependencia del gas ruso implica necesariamente un riesgo de interrupción del suministro²⁰. Ucrania es un importador dependiente, un país de tránsito crucial, y también un campo de batalla que enfrenta a las influencias occidental y rusa. Por otra parte, Rusia ha estado tratando de ajustar los precios subsidiados de las antiguas repúblicas soviéticas para que estén en consonancia con los precios mundiales, aun cuando estos están experimentando en la actualidad una caída por la abundancia de gas de esquisto. En otras palabras, y desde el punto de vista de Rusia, se trata de disputas por los precios, no de maniobras geopolíticas. Sin embargo, las revoluciones que están hoy en marcha y que afectan a los diferentes segmentos de la cadena de suministro de gas –gas de esquisto, en «aguas arriba»; gas natural licuado (GNL) en la parte central; y las tecnologías de conversión de gas a líquidos (GTL), en «aguas abajo»– están impulsando y extendiendo la autonomía de la cuenca atlántica en el sector del gas, incluso a pesar de la tradicional dependencia, ligada a la infraestructura, del gas ruso. Las dinámicas globalizadoras subyacentes provocadas por la revolución del gas (la dispersión geográfica de su producción derivada de las tecnologías de fracturación hidráulica, la perforación horizontal y el GNL) han estrechado los vínculos dentro de la cuenca atlántica a un ritmo mayor al que lo han hecho las interdependencias globales de más largo alcance que constituyen los mercados mundiales de la energía; ello ha dado lugar a una «globalización regional», más que a una «región globalizada», y a la creación de una estructura emergente que albergue un potencial sistema energético en la cuenca atlántica.

19. Solo una pequeña fracción de los recursos de gas ruso se exporta en forma de GNL (menos de 15.000 millones de metros cúbicos desde la isla de Sajalín hasta Japón, Corea del Sur, China, Taiwán y Tailandia). Por otra parte, la explotación del yacimiento de gas de Shtokman en el Mar de Barents se ha detenido, sembrando la duda sobre el futuro de la exportación de GNL desde la costa ártica del norte de Rusia (BP, 2012).

20. Véase, por ejemplo, la encuesta *Parlemeter*, «The Europeans and Energy». *European Parliament Eurobarometer (Standard EB 74.3 on Energy)* (enero de 2011): «Todos recordamos la crisis originada por Rusia durante el invierno de 2008-2009, cuando se interrumpió el suministro de gas a Ucrania. Sus consecuencias todavía no se han borrado de la mente de los europeos, incluidos los millones de personas que, en unos quince Estados Miembros, se han visto directa o indirectamente afectados en su vida cotidiana. Este hecho mostró la dependencia energética de la UE con especial crudeza, pues durante el invierno de 2005-2006 ya se habían vivido episodios similares» (traducción del original en inglés).

Por otra parte, estos mismos desarrollos gasísticos –incluyendo los recientes hallazgos de «gas convencional» en el Mediterráneo oriental (Chipre, Líbano, Israel)– ofrecen también un gran potencial de cara a reducir la dependencia europea del gas ruso y así mitigar los potenciales riesgos asociados con las decisiones rusas en cuanto a suministro y precios²¹. Gazprom ha respondido ya a las presiones del mercado de la «revolución del gas» suavizando su política de precios y ajustándola a los consumidores europeos; además ha acordado incrementar la venta de gas natural licuado a Japón y, posiblemente, en el futuro, canalizar un mayor volumen de gas a China (Cunningham, 2012). El recientemente anunciado acuerdo sobre el gas entre China y Rusia (que incluye también un acuerdo de fijación de precios con Gazprom) podría significar el suministro anual de 60.000 millones de metros cúbicos de gas ruso a China antes del final de la década (Harold y Schwartz, 2013). La demanda de gas se encuentra ya estancada en Europa (Comisión Europea, 2011), hecho que debilita aún más la influencia de Gazprom/Rusia sobre consumidores y gobiernos europeos. La compañía rusa, que ha sufrido recientemente una caída de sus beneficios, ha cancelado además sus inversiones en el yacimiento de Shtokman en el norte, cerca del Ártico. Asimismo, Gazprom se enfrenta a una demanda por parte de la UE contra sus prácticas de fijación de precios (Cunningham, 2012). Con el tiempo, Rusia se encontrará bajo la presión de una lógica euroasiática, según la cual exportará cada vez mayor cantidad de gas a Asia, y cada vez menor a Europa.

Llevar la revolución del gas a Europa –ya sea mediante la aplicación de las mismas técnicas de fracturación hidráulica y de perforación horizontal empleadas en Estados Unidos o aprovechando las tecnologías de GNL para traer a Europa gas de esquisto producido en aquel país– sería la manera más rápida y también más barata de reducir la dependencia europea al gas ruso. Tales métodos servirían también en gran medida para consolidar la estructura del sistema de energía de la cuenca atlántica. De hecho, los múltiples efectos que podría tener una revolución combinada de gas de esquisto

21. La mejora de las relaciones entre Israel y Turquía podría también permitir el flujo hacia Europa de importantes recursos de gas procedentes de Oriente Medio (vía gaseoductos) a través del «corredor sur» (que incluiría tramos del ya mítico complejo de gaseoductos *Nabucco*). Sin embargo, ello se antoja probablemente la solución más complicada para resolver el percibido riesgo de la dependencia de Europa respecto del suministro de gas ruso. Esta estrategia mantendría la vulnerabilidad de Europa a la «política de gaseoductos» rusa (y a la dinámica de los flujos norte y sur con los cuales Rusia intenta continuar para competir con otras potenciales importaciones a través de gasoductos europeos), que utiliza como amenaza los cortes en el suministro como instrumento de influencia geopolítica. Si, en vez de seguir esta estrategia, Europa apostara por la importación de GNL producido en Estados Unidos, Rusia podría responder reactivando su estrategia de exportación de GNL, pero sus suministros se moverían en un «mercado global de líquido» y, por proximidad geográfica, viajarían probablemente antes a Asia que a Europa u otras partes de la cuenca atlántica.

y GNL en la cuenca atlántica serían: 1) la sustitución paulatina de las importaciones de gas canalizado ruso por las de GNL de Estados Unidos (procedente de terminales originalmente diseñados para regasificar el gas licuado importado de Oriente Medio, pero que están siendo reequipados para poder licuar el gas de esquisto de producción nacional y exportarlo a Europa); 2) la desvinculación definitiva de los precios del gas y del petróleo; y 3) el desplazamiento del foco de destino del gas ruso y del petróleo de Oriente Medio de Europa a Asia Oriental, con el consiguiente aumento de la dependencia exterior de los países asiáticos de las cuencas del Pacífico y del Índico respecto a los hidrocarburos del «gran creciente», por una parte, y el mayor aislamiento de la cuenca atlántica como un sistema de energía individualizado y semiautónomo, por la otra.

Potencialidades y desafíos del gas de esquisto en Europa

La EIA estima que Europa cuenta con 624 trillones de pies cúbicos de gas de esquisto «técnicamente recuperable», los cuales se encuentran principalmente en Polonia y Francia (con más de la mitad del total europeo en conjunto). Estos dos «países atlánticos» representan en la actualidad dos tipos diferentes de respuesta política a la revolución del gas de esquisto. En Francia se impuso una moratoria temporal (al igual que otras prohibiciones en los Países Bajos, Rumania, Bulgaria y la República Checa), mientras que en Polonia se inició el trabajo de perforación exploratoria de la mano de empresas internacionales. Los resultados iniciales –una serie de pozos secos– han sido, sin embargo, decepcionantes, y parece que Exxon se ha retirado del *juego* polaco. Por otra parte, la opinión pública europea parece ser, en general, contraria a la explotación del gas de esquisto, debido principalmente al impacto medioambiental que pueda tener, aunque los motivos son en realidad más complejos²². Sin embargo, existe un gran potencial energético en el gas de esquisto europeo. Si el cambio climático y las demandas geopolíticas llegasen a motivar un cambio en la opinión pública en un futuro cercano, el gas de esquisto podría brindar la oportunidad de reducir significativamente la dependencia europea de las importaciones de gas ruso, y se fortalecería así de forma notable la autonomía energética de la cuenca atlántica y su potencial para constituir un emergente y diferenciado «sistema energético».

22. Según una reciente encuesta de opinión del Eurobarómetro, al 74% de los europeos les preocupa que la explotación de gas de esquisto pueda perjudicar a la calidad del aire. Sin embargo, en la región polaca de Lublin, donde se cree que abundan las reservas de ese gas, más del 88% de su población ve con buenos ojos su desarrollo. Véase Kolarska-Bobinska, 2013.

Como complemento a la opción del gas de esquisto en Europa, existe la posibilidad de importar cantidades crecientes de GNL de la cuenca atlántica, principalmente (aunque no exclusivamente) de Estados Unidos. Un estudio realizado por el Servicio de Investigación del Congreso estadounidense concluyó que su país podría llegar a reemplazar a Rusia como principal proveedor de gas a Europa, y ello gracias a la exportación de su creciente producción de gas de esquisto en forma de GNL (Ratner, 2013). Pero el estudio concluye además que sería mucho más importante en términos estratégicos, respecto a la menor dependencia de Rusia –percibida esta como una arriesgada disidencia–, el efecto que las exportaciones estadounidenses de GNL tendrían sobre la dinámica de los precios del gas a escala global. El actual modelo de contrato a largo plazo –con el precio del gas vinculado al del petróleo– se vería transformado, la estrecha relación entre los precios del petróleo y del gas se rompería finalmente, y la estructura global de precios del gas se desplomaría. Con el tiempo, sin embargo, los precios del gas y del petróleo podrían volver a converger a medio plazo, a medida que el gas fuera poco a poco desplazando al petróleo como principal fuente de energía en el mundo.

Conclusiones provisionales

Del análisis anterior –aunque incompleto– ¿qué posibles conclusiones podrían extraerse? La primera de ellas pasaría por destacar la obsesión de la política exterior de Occidente en centralizar tradicionalmente su atención y sus recursos en Oriente Medio, Asia Central y Rusia.

En segundo lugar, resultaría interesante la incorporación a este análisis de un debate acerca del giro que la política estadounidense está dando hacia Asia. Desde la experiencia que ha aportado el análisis anterior, antes de abordar cualquier tipo de reflexión global acerca de la postura estratégica de Estados Unidos (o de cualquier otro país atlántico), merece especial atención detenerse a reflexionar acerca de la que cabe llamar «tesis del Atlántico». Y la pertinencia de tal reflexión se hace evidente cuando se sabe que la dependencia energética extra-atlántica se ha reducido considerablemente.

En tercer lugar, el análisis arroja luz sobre la necesidad de replantear la seguridad del tráfico marítimo mundial –de la que se encarga actualmente Estados Unidos, en lo más parecido que existe en el mundo a una «hegemonía benigna»–, especialmente entre el Golfo Pérsico y Asia Oriental. Teniendo en cuenta que la práctica totalidad de los hidrocarburos de Oriente Medio y Asia Central (y una proporción cada vez mayor de los de Rusia) circularán hacia Oriente en el futuro, y dado que tanto la India como China están jugando sus bazas de cara a estar al menos en disposición de

colaborar con Estados Unidos, y en el mejor de los casos desplazarlo de su condición de guardián del tráfico marítimo (y por lo tanto de su energía y seguridad nacionales) en la cuenca índica, será necesario un replanteamiento estratégico, consensuado por todos los grupos interesados, que tenga como objetivo la seguridad de tales rutas críticas –por las cuales circulan y continuarán circulando casi la totalidad de las importaciones de petróleo del sur y este de Asia (que aumentará, como se sabe, en el futuro)–. Y mientras que probablemente estas ideas serán fuertemente contestadas, finalmente, el debate sobre las mismas será inevitable.

Por último, la conclusión más inmediata y práctica que extraemos de este análisis es que la cuenca atlántica –como sistema de energía cada vez más identificable, coherente e integrador, según lo anteriormente expuesto– se halla «preparada» para la consideración de un marco de gobernanza energética para toda la cuenca, tal vez inspirado en el «Tratado sobre la Carta de la Energía». La más que posible moderación de los precios del petróleo en el medio plazo no hace sino reforzar tal conclusión: el aumento de la «madurez política» en el Atlántico.

Aunque la «tesis del Atlántico» sigue siendo incipiente, un análisis preliminar de su vector energético central invita a la reflexión y exige a la vez un nuevo examen y una intensificación de esfuerzos que permitan su demostración definitiva.

Referencias bibliográficas

- Alcaro, Riccardo y Alessandri, Emiliano. «A Deeper and Wider Atlantic». *DOCUMENTI IAI*, n.º. 1301 (febrero de 2013). Istituto Affari Internazionali.
- Alessandri, Emiliano *et al.* *China and India: New Actors in the Southern Atlantic*. Washington: German Marshall Fund, 2012.
- BP, British Petroleum. «Statistical Review of Energy», 2012 (en línea): http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Statistical-Review-2012/statistical_review_of_world_energy_2012.pdf
- Cunningham, Nick. «Is Russia's grip on European energy weakening?». *ElSharp*, (noviembre 2012) (en línea): <http://esharp.eu/big-debates/external-action/85-is-russia-s-grip-on-european-energy-weakening/>
- Comisión Europea. Directorate-General for Energy. «Key Figures». *Market Observatory for Energy* (junio de 2011).
- EIA. «Medium-Term Oil Market Report», 2012a (en línea): <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTOMR2012WEB.pdf>

- «World Energy Outlook», 2012b (en línea):
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/English.pdf>
- Escribano, Gonzalo. «Shifting Towards What? Europe and the Rise of Unconventional Energy», *Análisis del Real Instituto (ARI)*, n.º 82 (10 de diciembre de 2012). Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos.
- Fernández-Armesto, Felipe. *Pathfinders: A Global History of Exploration*. Nueva York: Norton, 2006.
- Goldthau, Andreas y Martin Witt, Jan (eds.) *Global Energy Governance: The New Rules of the Game*. Berlín: Global Public Policy Institute y Washington, D.C.: Brookings Institution Press, 2010.
- Hamilton, Daniel S. y Quinlan, Joseph P. *The Transatlantic Economy 2013*. Washington, D.C.: Center for Transatlantic Relations, Johns-Hopkins University SAIS, 2013.
- Harold, Scott W. y Schwartz, Lowell. «A Russia-China Alliance Brewing?». *The Diplomat* (12 abril 2013) (en línea):
<http://thediplomat.com/2013/04/12/a-russia-china-alliance-brewing/?all=true>
- Isbell, Paul. *Energy and the Atlantic: The Shifting Energy Landscapes of the Atlantic Basin*. Washington, D.C. Bruselas: The German Marshall Fund, 2012.
- «La energía como variable estratégica en Asia», en: *Implicaciones estratégicas del auge Asia-Pacífico*. Madrid: Instituto Español de Estudios Estratégicos (IEEE) y Ministerio de Defensa, 2010.
- «El “creciente mayor” y el nuevo escenario energético en Eurasia». *Política Exterior*, vol. 20, n.º 110 (2006), p. 103-120.
- Kaplan, Robert D. *Monsoon: The Indian Ocean and the Future of American Power*. Nueva York: Random House, 2010.
- *The Revenge of Geography*. Nueva York: Random House, 2012.
- Kolarska-Bobinska, Lena. «Public opinion on shale gas is not black and white». *EuropeanVoice.com* (27 de marzo de 2013). Bruselas.
- Ratner, Michael *et al.* «Europe’s Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification». *Congressional Research Service* (15 de marzo de 2013). Washington, D.C.
- Selivanova, Yulia. «Managing the Patchwork of Agreements in Trade and Investment», en: Goldthau, Andreas y Witt, Jan Martin (eds.) *Global Energy Governance: The New Rules of the Game*, Berlín: Global Public Policy Institute, and Washington, D.C.: Brookings Institution Press, 2010.
- Tucker, Aviezer. «The New Power Map: World Politics After the Boom in Unconventional Energy», *Foreign Affairs* (19 de diciembre de 2012) (en línea):
<http://www.foreignaffairs.com/articles/138597/aviezer-tucker/the-new-power-map?page=show>