Introducción

*Claudio Aranzadi**

En este séptimo número de Energía y Geoestrategia se presentan los siguientes artículos: «La rivalidad estratégica entre China y EE. UU. en el área de la energía», de Isidoro Tapia; «Geopolítica en el Mediterráneo Oriental: algo más que gas», de Felipe Sánchez Tapia; «La seguridad de los sistemas eléctricos europeos», de Alberto Carbajo; y «Sostenibilidad energética en el sector de defensa y seguridad. Contexto global, europeo y OTAN», de Manuel Francisco Arribas y David Martín Borreguero.

I. Tapia, en su artículo en gran medida complementario del que el mismo autor escribió en «Energía y Geoestrategia 2017» dedicado a la política energética de los EE. UU., examina en detalle el perfil actual del sector energético en China, después de más de cuatro décadas de altísimo crecimiento económico del país, analizando el impacto geopolítico de algunos de sus rasgos dominantes (elevado volumen de sus importaciones de hidrocarburos, estrategia inversora en el exterior, dimensión energética de su iniciativa Belt and Road, potencial inexplotado de *shale gas*, detención de la principal capacidad de producción global de materiales de tierras raras necesarias en las tecnologías de transición energética, avan-

* Esta introducción fue redactada en febrero de 2020, con anterioridad al estallido de la COVID-19.

ces en la curva de aprendizaje de tecnologías descarbonizadoras, como la generación eléctrica nuclear, paneles solares, baterías, coche eléctrico, etc.) y su interrelación con el nuevo posicionamiento energético de EE. UU. (convertido en exportador neto de hidrocarburos y en país pivotal en el mercado de crudo). Todo ello en un marco de negociación comercial bilateral inacabada y de una creciente importancia de la competencia tecnológica entre ambos países. F. Sánchez Tapia, analiza en su trabajo, la compleja interrelación geoestratégica entre factores políticos, militares y energéticos en un área geográfica que el autor considera encaja en el concepto de «cinturón de quiebra» (espacio geográfico que abarcaría Egipto, Israel, Líbano, Siria, Turquía y Grecia, además de la isla de Chipre y los cuellos de botella del canal de Suez y los estrechos turcos). En esta área, el descubrimiento de importantes reservas de gas natural ha introducido un nuevo factor desencadenante de conflictos (por ejemplo, en la aceptación de las respectivas zonas económicas exclusivas) y de comunidades parciales de intereses (favorables, por ejemplo, en el terreno energético a una mayor cooperación Egipto-Israel-Chipre-Grecia). El artículo también examina con detalle, las diferentes estrategias de implicación en el área de Rusia, China y EE. UU. y la repercusión del nuevo escenario de la región en Europa. A. Carbajo, expone en su artículo, los nuevos desafíos para la definición y desarrollo de una estrategia de seguridad en el sector eléctrico europeo. Para ello, analiza las características específicas que desde el punto de vista institucional y tecnológico caracterizan al sector eléctrico en su empeño de alcanzar un determinado estándar de «fiabilidad del sistema»; además analiza las exigencias derivadas de la innovación tecnológica y de los imperativos de la transición energética dirigida a la plena descarbonización del sector. En este propósito, como señala el artículo, el intenso avance en la digitalización y en la integración eléctrica europea (con avances en el acoplamiento de mercados nacionales y aumento de interconexiones) son, al mismo tiempo, un factor de eficiencia y seguridad, pero también un generador de nuevos riesgos y amenazas a los que la estrategia de ciberseguridad (a la que el artículo dedica un análisis detallado) deberá hacer frente. Por último, M.F. Arribas y D. Martín, exponen la nueva visión que supone la integración en la política de seguridad y defensa de los objetivos de política energética y climática, trascendiendo la visión tradicional de la energía como una *commodity*, aunque *input* esencial para la operación militar. Desde una perspectiva europea es especialmente ilustrativa la referencia en el artículo a las conclusiones del Consejo Europeo de

junio de 2019 relativas a la seguridad y defensa en el contexto de la Estrategia Global de la Unión Europea, en las que se reconoce el trabajo y los resultados alcanzados por el Foro Consultivo sobre Sostenibilidad Energética en el Sector de la Seguridad y Defensa, iniciativa de la Comisión Europea gestionada por la Agencia Europea de Defensa.

El panorama geopolítico de la energía, desde la publicación del número precedente de «Energía y Geoestrategia», sigue estando protagonizado por los efectos de las decisiones del ejecutivo de EE. UU. La guerra comercial EE. UU.-China, la evolución del conflicto con Irán después del abandono por parte norteamericana del acuerdo nuclear 5+1 y la confirmación de la retirada de EE. UU. del Acuerdo de París, continúan marcando de forma destacada la agenda geoestratégica relevante para las decisiones de los principales agentes estatales y empresariales en el espacio energético global, y son factores decisivos en la configuración del riesgo geopolítico con incidencia en el área energética. Resulta problemático, sin embargo, deslindar, en la estrategia del presidente Trump, los aspectos más erráticos de los que responden a un patrón de conducta más sistemático (determinado por opciones políticas ya anunciadas con anterioridad o por intereses, por ejemplo electorales, más fácilmente discernibles); ambos, además, suelen aparecer mezclados en sus iniciativas. No es posible, seguramente, excluir en Trump un impulso en alguna de sus decisiones tendente a diferenciar su imagen de las de su predecesor (tanto en relación al Acuerdo de París, al acuerdo nuclear con Irán y, probablemente, al atentado contra el general Soleimani); los impulsos idiosincrásicos de Trump no corregidos suficientemente por su entorno institucional seguirán teniendo en el futuro un valor explicativo de las decisiones del presidente de los EE. UU., pero con un componente elevado de aleatoriedad. Ahora bien, también existen en Trump patrones sistemáticos de comportamiento ligados a su ideología antiambientalista y proteccionista, y a su desconfianza en el multilateralismo y los procedimientos cooperativos; lógicamente la existencia de estos patrones sistemáticos permitirían anticipar el futuro con mayor potencial predictivo.

El juego entre ambos condicionantes del comportamiento del ejecutivo norteamericano tiene relevancia para prever el recorrido futuro del conflicto EE. UU./Irán, de gran importancia como determinante de la evolución del riesgo geopolítico y del impacto de este en los mercados energéticos. La estrategia de «máxima presión» por parte de EE. UU., con una nueva intensificación de las sancio-

nes a Irán después de la respuesta militar limitada de este país al atentado contra el general Soleimani, dirigida a lograr un acuerdo nuclear más amplio que incluya el programa balístico de Irán y la contención de su política intervencionista en la región, no parece tener altas posibilidades de éxito a corto plazo. Pero independientemente de sus efectos colaterales de desestabilización política de Irán, (que difícilmente conducirán a un cambio de régimen, pero sí pueden propiciar el resultado no deseado de su radicalización), el endurecimiento de las sanciones que ya ha afectado decisivamente a la producción y a las inversiones en la industria petrolera de Irán, puede extender su impacto a Irak (teatro agravado de confrontación Irán/EE. UU. después de los recientes atentados en este país que también incluyeron al líder de la principal milicia chiita en Irak); pero Irak, como señala la AIE en su informe *Oil Market Report. January 2020* es ya el tercer exportador de OPEP+ y el segundo de la OPEP (con una exportación de crudo del orden de 4 M/b.d. habiendo duplicado esta en la última década), por lo que el efecto multiplicador en la oferta global de crudo puede ser sensible y añadirse así a otras disrupciones asociadas a tensiones geopolíticas como la que afecta a Venezuela y con menos intensidad a Libia. Es cierto que la propia AIE prevé que el primer semestre de 2020 se caracterizará por un exceso de oferta de crudo, por lo que a corto plazo este riesgo político no afectaría a los precios del petróleo e incluso aliviaría los requerimientos de nuevas reducciones en la oferta por parte de la OPEP+. A medio plazo, sin embargo, con mercados más tensos, ese riesgo geopolítico podría manifestarse si no se contiene su progresión. Es en este sentido en el que pueden jugar un papel los patrones sistemáticos de comportamiento de Trump. Su aislacionismo, su reluctancia a implicarse en conflictos militares (que ya parece haberse manifestado en su comportamiento en relación a Venezuela y en su contención ante la posible escalada con Irán), y cálculos electoralistas (elección presidencial en noviembre 2020), podrían contribuir, al menos hasta las elecciones, a distender la situación y rebajar el riesgo político asociado al conflicto norteamericano-iraní, al menos en lo que a la alimentación del mismo originada en EE. UU. se refiere.

La utilización de este marco interpretativo conduce sin embargo a previsiones ambiguas en relación al futuro de la guerra comercial EE. UU./China. El cierre de la primera fase del acuerdo comercial entre ambos países tendrá probablemente un efecto positivo en el crecimiento mundial, (pudiendo incluso frenar la tendencia global a la desaceleración del mismo), lo que se traduciría en una revisión al alza de las previsiones de demanda de petróleo de

efectos inciertos sobre los mercados (en función de la reacción de la OPEP+, la respuesta de la oferta de *tight-oil* de EE. U.U., etc.). En todo caso, el logro de esta primera fase del acuerdo comercial puede interpretarse como una victoria de Trump y el posible freno a la desaceleración económica global sin duda tendría un impacto positivo en sus expectativas electorales. Todo ello debería conducir a una posición favorable a completar cuanto antes la segunda fase de la negociación. Sin embargo, también puede ocurrir que Trump interprete el logro de este primer acuerdo como una demostración de lo correcto de una estrategia de negociación energética contaminada de presión política y centrada en el bilateralismo (algo que su actuación en relación con la OMC está demostrando) y pretenda aumentar la dosis en la segunda fase. Si esta fuese la conjetura correcta, no solo consolidaría el deterioro del multilateralismo en la ordenación del comercio internacional, sino que podría suponer un paso más en el deterioro de una institución fundamental como la OMC. Además, es difícil imaginar que en esa segunda fase de la negociación, China vaya a ceder en alguna de las reclamaciones básicas pendientes de EE. UU. (y de otros países), por ejemplo la relativa al uso de ayudas públicas (a través de mecanismos directos e indirectos) para ganar competitividad en los mercados globales, ya que considera su capitalismo de estado como una pieza fundamental de su identidad institucional. Un fracaso en el cierre definitivo del acuerdo comercial llevaría probablemente a una crisis económica internacional.

Otros acontecimientos del reciente año han contribuido a añadir incertidumbre en el escenario geopolítico de la energía, como es el caso de la crisis venezolana o libia. En Libia, donde el reforzamiento de la presencia en los bandos opuestos de la guerra civil de Rusia y Turquía parecía añadir nuevas turbulencias al conflicto, la Conferencia de Berlín en Alemania (enero 2020) podría, sin embargo, mediante el acuerdo de alto el fuego permanente y de embargo de ayuda militar a los contendientes, suponer un inicio del proceso de estabilización del país. En Venezuela, sin embargo, la incertidumbre es enorme, además en un contexto de tensión del ciclo político en la mayor parte de los países latinoamericanos.

Por otro lado, con una perspectiva de medio y largo plazo comienza a suscitar una atención creciente el riesgo asociado al cambio climático que el Bank of England[1] descompone en tres

[1] BANK OF ENGLAND. «The impact of climate change on the U.K. insurance sector». B. of E. /Prudential Regulation Authority, 2015.

tipos de riesgo [asociados respectivamente, a los impactos físicos del calentamiento global, a los efectos de la transición energética necesaria para minimizar esos impactos, y a las responsabilidades (*liabilities*) vinculadas a los riesgos anteriores] y que incluye, cada vez más, ingredientes geopolíticos. El Acuerdo de París de diciembre de 2015 fue un hito de la diplomacia multilateral (al incorporar como partes a 195 países) que configuraba el marco cooperativo internacional adecuado para enfrentar una externalidad negativa global como la constituida por el calentamiento climático. Pero su ejecución exige un desarrollo dinámico que incluye aspectos procedimentales [en los que la COP 24 de Katowice, con los acuerdos (incompletos) relativos al Libro de Reglas, supuso un gran avance] y una adaptación continua a las nuevas evidencias factuales y técnicas que los científicos especializados en el cambio climático aporten. En este sentido, la publicación del informe IPCC (2018)[2] está propiciando una inflexión más estricta en las metas de reducción de las emisiones globales de gases de efecto invernadero y poniendo de manifiesto la existencia de un enorme *gap* entre la trayectoria de emisiones consistente con el agregado de compromisos nacionales en la actualidad de los países participes del Acuerdo y la trayectoria necesaria para alcanzar el objetivo fijado en París (orientado en conseguir un crecimiento de la temperatura global significativamente inferior a 2ºC y continuar los esfuerzos para limitar el aumento de temperatura a 1,5ºC sobre los niveles preindustriales), siendo este *gap* todavía mayor si se consolidase un objetivo de reducción de emisiones más consistente con el informe IPCC (2018) conducente a respetar estrictamente el límite de aumento de temperatura a 1,5ºC y, por consiguiente, a alcanzar la neutralidad de emisiones (emisiones netas cero) en 2050. Como el informe de IPCC señala, los actuales compromisos nacionales anunciados hasta 2030, son consistentes con un aumento de la temperatura de 3ºC, lo que indica la intensidad de la corrección exigida en las nuevas versiones de los mismos si se pretende retomar una senda de reducción de emisiones compatible con los objetivos de la política climática.

En el WEO 2019[3] de la Agencia Internacional de la Energía, se muestran las diferencias entre la senda de reducción de emisiones consistente con el objetivo de limitación de la temperatura

[2] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (Special Report). «Global warming of 1,5ºC». 2018.

[3] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. «World Energy Outlook, 2019».

sensiblemente por debajo de 2ºC y la trayectoria compatible con el respeto estricto de un límite de 1,5ºC. En el primer caso, que coincide como el escenario más estricto en términos ambientales del WEO 2019 (escenario de Desarrollo Sostenible), su definición se realiza sobre la base de un aumento de la temperatura de 1,8ºC (con un 66 % de probabilidad) sin contar con emisiones negativas de CO_2, o 1,65ºC (con un 50 % de probabilidad), lo que conduciría a un nivel cero de emisiones CO_2 relacionadas con la energía en 2070; sin embargo, la AIE considera que este escenario deja abierta la posibilidad (en la hipótesis de una trayectoria de emisiones negativas en la segunda parte del siglo) de que el límite de 1,5ºC pudiese ser alcanzado (con una probabilidad del 50 %) en 2100. Ahora bien, según el WEO 2019, respetar el límite de 1,5ºC, sin recurrir a las emisiones negativas, exigiría un nivel de emisiones cero en 2050, lo que, en estimación de la Agencia, supondría una reducción anual de emisiones, a partir de 2018, de 13 Gt., cuantía aproximadamente equivalente a las emisiones evitadas con el cierre de 299 Gw de capacidad de generación eléctrica con carbón (el 14 % de la capacidad instalada global de centrales de carbón) o con el reemplazo del 40 % de la flota de vehículos de pasajeros para coches eléctricos. Aunque la propia Agencia Internacional de la Energía señala que el escenario más estricto (límite de 1,5ºC) no se ha analizado con detalle, los datos precedentes expuestos en WEO 2019, indican que una aparentemente pequeña diferencia en los límites de aumento de la temperatura aceptados se traduce en significativas divergencias en las sendas de emisiones de CO_2 que implican, y que las dificultades para alcanzar un nivel cero de emisiones en 2050 (sin emisiones negativas) son notables.

Incluso sin tener en cuenta el escenario más riguroso (1,5ºC), la enorme desviación de la senda definida por las políticas climáticas asociadas por los partícipes del Acuerdo de París y los objetivos del mismo, se pone de manifiesto comparando, en el WEO 2019, el escenario central (*Stated Policies*), que refleja la trayectoria consistente con las políticas anunciadas por el conjunto de países y el escenario de Desarrollo Sostenible, consistente con los objetivos explícitos del Acuerdo de París (temperatura sensiblemente por debajo de 2ºC) y cuyas bases de definición se han mencionado en páginas precedentes. Dos ejemplos, tomados de WEO 2019, como los relativos al sector petrolero y al sector del carbón bastan para ilustrar las diferencias. En el primer caso, la AIE estima que en el escenario *Stated Policies*, el «pico de demanda» de crudo no se produce antes de 2040 y que la demanda

global de petróleo en ese año ascendería a los 106 M/bd., mientras que dichas demandas en el escenario de Desarrollo Sostenible serían de 67 M/bd. (menos de 40 M/bd. en el escenario con límite estricto de aumento de la temperatura a 1,5ºC[4]). Es decir, en las próximas décadas deberían ponerse en práctica nuevas políticas para corregir una deriva que en 2040 podría representar un exceso de la demanda de petróleo en relación a lo exigido por los objetivos de política climática del orden de 40 M/b.d. (más de 65 M/bd. en el escenario correspondiente al límite de 1,5ºC).

Una impresión similar causan las cifras relativas a la capacidad de generación eléctrica con carbón. De los 2.080 Gw de capacidad instalada global en la actualidad, en el escenario *Stated Policies* de WEO 2019 se prevé el cierre de 600 Gw (centrales que cumplen 50 años de vida), mientras en el escenario Desarrollo Sostenible habría unos cierres adicionales del orden de 500 Gw (centrales de vida operativa inferior a 50 años), 240 Gw experimentarían la readaptación a combustión conjunta con biomasa o la instalación de la tecnología de captura y confinamiento de CO_2, y alrededor de 720 Gw reducirían su operación al funcionar como oferentes de servicios de firmeza y flexibilidad en el sistema eléctrico. Es decir, la casi totalidad de la flota actualmente existente de centrales de carbón experimentaría, en el escenario de Desarrollo Sostenible, el cierre o algún tipo de reconversión. Hay que señalar, además, que, en función de los datos aportados en WEO 2019, dado que la capacidad global de generación con carbón se encuentra fundamentalmente en Asia (sobre todo China) y que en los países en desarrollo asiáticos la edad media de las plantas de generación eléctrica con carbón es de 12 años, estos países se verían seriamente afectados y China e India, cuya contribución a la descarbonización global es crucial, se enfrentarían a unas exigencias de reestructuración adicional notables.

La estimación al alza de los impactos físicos del cambio climático (como se hace en los informes de IPCC) y el aumento de los costes de mitigación asociados a la intensa corrección que deberán registrar las políticas climáticas para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, implica un crecimiento de los tres tipos de riesgo climático evocados por el Bank Of England[1]. También implican una potencial redistribución de los esfuerzos suplementarios de mitigación entre las partes del Acuerdo de París, lo que se plasmará en un complejo regateo geopolítico, en el que la

[4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. «WEO 2016».

reflexión sobre una transición energética justa, hasta ahora focalizada preferentemente en un ámbito doméstico, se extenderá de forma creciente al domino internacional (Aranzadi 2019)[5]. Es cierto que un gran número de países, con Europa a la cabeza, se han mostrado dispuestos a asumir el objetivo de neutralidad de emisiones para 2050, pero los resultados de la COP25 (Chile) en Madrid (donde no se han registrado compromisos concretos de corrección en la orientación de los compromisos nacionales ni acuerdos en el desarrollo del artículo 6 del Acuerdo de París) muestran que los países industrializados con voluntad política de impulsar una activa política climática, con el liderazgo de la Unión Europea, deberán articular una agenda geopolítica que propicie una inflexión en la posición de países como EE. UU., China, India, Rusia, etc., grandes emisores y con capacidad de entorpecer el logro de un nuevo marco cooperativo más exigente en la política climática global. Dado que está previsto que la actualización de los compromisos nacionales (*Nationally Determined Contributions*) tenga lugar en el COP 26 de Glasgow (2020), el margen temporal para un reajuste multilateral de los esfuerzos suplementarios de reducción de emisiones no parece precisamente amplio.

La dificultad para llegar en la COP 25 de Madrid a un acuerdo en relación al desarrollo del artículo 6 del Acuerdo de París, cerrando así el Libro de Reglas, es otro indicador del complejo reto geopolítico que supone articular nuevos equilibrios cooperativos para avanzar en la instrumentación de la política climática global. En el número precedente de «Energía y Geoestrategia» se hacía referencia a los modelos de interacción entre heterogéneas políticas climáticas dirigida a alcanzar una mayor eficiencia global en Mehling, Metcalf y Stavins (2017)[6], análisis completado por estos mismos autores[7] con una mayor focalización en el desarrollo del artículo 6.2. del Acuerdo de París. Como estos autores señalan, dada la diferencia en los costes marginales de reducción de emisiones entre países y áreas geográficas, la transferencia de esfuerzos de mitigación entre países (propiciando un proceso de convergencia) facilita una reducción del coste total

[5] ARANZADI C. «Lecciones de la política de reconversión industrial para una transición energética justa». *Papeles de Energía.* Funcas, junio 2019.

[6] MEHLING, M. A.; METCALF, G. E.; STAVINS, R. N. «Linking heterogeneuous climate policies» (WP). MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.

[7] MEHLING, M. A.; METCALF, G. E.; STAVINS, R. N. «Linking Climate policies to advance global mitigation». *Science* 359.

de mitigación. Mehling[8], sin embargo, muestra la complejidad del diseño de un marco de gobernanza que minimice la pérdida de eficiencia asociada a una insuficiente garantía de integridad medioambiental, pérdida de ambición y fallos regulatorios. Con un sistema de transacciones de esfuerzos de mitigación (ventas de derechos de emisión por quienes son más rigurosos que sus compromisos y adquisición de los mismos por quienes no cumplirían con los mismos) se puede crear un incentivo perverso al laxismo en la asunción de compromisos de mitigación aunque este efecto no es considerado importante por Mehling, quien sin embargo insiste en la importancia de articular un marco regulatorio equilibrado, que evite una posible sobrerregulación y el correspondiente incremento de costes de transacción y riesgo para las inversiones.

Las discusiones sobre el desarrollo del artículo 6 del Acuerdo de París siguen manteniendo abierto el debate, objeto de examen en números precedentes de «Energía y Geoestrategia», relativo a las ventajas respectivas de los tres principales mecanismos de mitigación (impuesto, *cap and trade* y establecimiento de estándares tecnológicos u operativos) y están principalmente focalizadas en la eficiencia del marco de gobernanza que se vaya a pactar. Sin embargo, como señala Linares (2019)[9], los aspectos redistributivos del marco establecido son de particular importancia (lo que supone un argumento supletorio a favor de un impuesto pigouviano, ya que permitiría la articulación de un «doble dividendo» nutriendo por ejemplo, el Fondo de Adaptación), al igual que lo es la atención a otros pilares del Acuerdo de París (adaptación, trasferencia de tecnología y reforestación) que estarían siendo relegados por una excesiva focalización en la mitigación.

Es claro que el riesgo climático es asimétrico. En primer lugar, el coste social evitado del calentamiento climático (daños futuros actualizados) por la política de descarbonización es claramente superior a los costes de mitigación; en un análisis coste-beneficio, el bienestar neto obtenido por la política climática es obviamente muy positivo (se evitan daños catastróficos). Pero los costes, tanto los asociados al impacto físico del calentamiento, como los costes de mitigación, tienen una distribución desigual. Los daños físicos provocados por el calentamiento climático ya

[8] MEHLING, M. A. «Governing cooperative approaches under the Paris Agreement» (WP). M.I.T. Center for Energy and Environmental Policy Research.

[9] LINARES, P. «En torno a la COP (III); ¿Habrá acuerdo sobre el artículo 6?». Economics for Energy Blog. Dic. 2019.

están mostrando efectos muy diferenciados entre áreas geográficas y grupos poblacionales. En el caso de los costes de mitigación, a las asimetrías sociales y geográficas, se añaden las asimetrías entre empresas y sectores productivos y su perfil temporal (los costes de mitigación se concentran en el corto y medio plazo, mientras que los beneficios de la limitación del aumento de la temperatura lo hacen en el medio y largo plazo). En el primer caso, (minimización de daños físicos provocados por el calentamiento) el principal eje de actuación serán las políticas horizontales de adaptación. En el segundo (corrección de los impactos asimétricos entre sectores productivos de las políticas de mitigación) la vía más adecuada de intervención debería ser la política industrial[5].

El riesgo climático asociado a la incertidumbre y coste de la transición energética tendrá una relevancia creciente en el sector del petróleo. En números precedentes de «Energía y Geoestrategia» se ha señalado que, de acuerdo con las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía, en un horizonte a muy largo plazo, el volumen de recursos globales de petróleo supera ampliamente las necesidades de crudo en un escenario de demanda compatible con los objetivos de descarbonización del Acuerdo de París. El riesgo más patente a largo plazo consistiría, por tanto, en la incertidumbre relativa al calendario y cuantía de la desvalorización de dichos recursos. La principal señal de cambio, (en palabras de Dale y Fattouh[10]) desde el tradicional paradigma de escasez de crudo a un paradigma de abundancia sería la consolidación en las expectativas de un «pico de demanda» en la serie histórica del mercado global de petróleo. Estos autores[10] coinciden con la mayor parte de los analistas en considerar que habrá que esperar décadas para que este «pico de demanda» se materialice (de hecho la propia AIE, en su escenario central de WEO 2019, no espera que se produzca con anterioridad a 2040). Como ya se ha señalado en párrafos precedentes, sin embargo, para la propia AIE en su escenario compatible con los objetivos del Acuerdo de París, el «pico de demanda» tendría lugar en los próximos años y la demanda de petróleo en 2040 debería situarse entre 40 y 67 M/b.d. (frente a los 106 M/b.d. que la propia Agencia estima para 2040 en su escenario central). Este *gap*, además de exigir una notable inflexión de la política climática, es un indicador de la extraordinaria incertidumbre sobre los efectos a largo plazo

[10] DALE, S.; FATTOUH, B. «Peak oil demand and long-run oil prices». The Oxford Institute for Energy Studies», 2018 January.

de la transición energética sobre el mercado de petróleo y, por consiguiente, de la cuantía del riesgo climático a largo plazo que gravita sobre el mismo.

Es probable, en todo caso, que como sostienen Dale y Fattouh[10], los países con gran volumen de recursos y bajo coste de producción, demoren la puesta en práctica de una estrategia de «alto volumen, bajo precio» consistente con ese escenario más competitivo a largo plazo, hasta que sus estrategias de diversificación disminuyan sus exigencias de un precio mínimo del crudo que permita hacer frente a sus «costes sociales», manteniéndose por tanto a largo plazo una tendencia en los precios de crudo alejada de los costes marginales de producción «físicos» a largo plazo de los países de bajos costes y más alineada con sus «costes sociales» de producción. Sin embargo, como señalan Fattouh, Poudineh y West[11] la anticipación de un escenario de abundancia en el mercado de petróleo sí se está incorporando a la evaluación por parte de los inversores del riesgo de los proyectos petroleros. Según estos autores[11] los tipos de descuento considerados son más elevados y los *paybacks* requeridos más cortos, tendiendo a provocar un desplazamiento desde las fases con más riesgo del ciclo productivo (por ejemplo, la exploración) hacia las operaciones menos arriesgadas, una presión cortoplacista sobre el horizonte inversor, un impacto sobre el valor de las empresas y un incremento del riesgo de insuficiente inversión para cubrir la demanda prevista.

El peligro de incurrir en «inversiones varadas» (*stranded investments*) aparece minimizado en publicaciones recientes de la AIE, mencionadas en números precedentes de «Energía y Geoestrategia», para horizontes a corto y medio plazo, dada la necesidad de reposición de pozos agotados. Es claro que con los escenarios manejados por la mayor parte de los analistas (o en el escenario central de WEO 2019), una prudente estrategia inversora puede minimizar el riesgo de «inversiones varadas» a corto y medio plazo y que la evolución de los precios del crudo en esos horizontes seguirá mostrando una tendencia más acorde, como se señalaba en párrafos precedente, con el coste marginal de producción a largo plazo (social) que con la anticipación de la condición de «activos varados» (*stranded assets*) que calificaría a una parte de los

[11] FATTOUH, B.; POUDINEH, R.; WEST, R._«Energy Transition, Uncertainty, and the Implications of Change in the Risk Preferences of Fossil Fuels Investors». The Oxford Institute for Energy Studies, 2019 January.

recursos de crudo existentes. En cuanto a la previsión de los precios a corto plazo del crudo, la evolución reciente de los mercados muestra la complejidad creciente de los factores que los determinan. El comportamiento de los «fundamentales» (exceso de demanda y costes marginales de producción) está sometido no solo a las decisiones estratégicas de la OPEC+ (esencialmente de Rusia y sobre todo Arabia Saudí) difíciles de definir en entornos cambiantes como el actual, sino que dependerá también de las respuestas a las señales del mercado de la oferta del *tight-oil* de EE. UU. cuyas características estructurales, operativas y financieras están sometidas a discusión[12] y de una evolución errática del riesgo geopolítico. Parece que en este horizonte de corto plazo, el efecto del riesgo climático sobre los precios del petróleo sería poco relevante, pero si los escenarios de evolución de la demanda de crudo a medio plazo se van ajustando a los requerimientos que exige el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París, el riesgo asociado a los efectos de la transición energética tendería a hacerse más patente.

El riego climático en el sector gasístico tiene rasgos muy diferentes de los que caracterizan al riesgo en el sector petrolero, a pesar de tratarse de un combustible fósil. En primer lugar, la sustitución de carbón por gas natural en la generación eléctrica puede tener un papel transitorio significativo en el proceso de descarbonización de países como China e India, donde el ajuste en el uso de carbón será más radical. El gas natural emite un 40 % menos de CO_2 que el carbón (un 20 % menos que el petróleo) por unidad de energía producida y, por otro lado, la generación eléctrica supone el 40 % del consumo de gas natural y el 60 % del consumo de carbón (WEO 2019), lo que indica que el potencial de la sustitución en términos de reducción de emisiones es notable; a la reducción de emisiones de CO_2 se añadiría además la reducción de emisiones de partículas, SO_2 y óxidos de nitrógeno, que en algunos países es una reclamación social más intensa. El uso del gas natural a la generación eléctrica como alternativa de transición tendrá además recorrido temporal por la necesidad de una mayor oferta de firmeza y flexibilidad en el sistema eléctrico (derivada de la sustitución creciente de capacidad de generación convencional por capacidad de generación renovable), mientras se consolidan en términos de coste y operatividad las nuevas tecnologías de almacenamiento (sobre todo baterías)

[12] FATTOUH, B.; ECONOMOU, A. «The Dilemma Continues: OPEC choices amidst high uncertainty». The Oxford Institute for Energy Studies, 2019 November.

y aumenta la presencia como oferentes de los servicios de firmeza y flexibilidad de la demanda y las interconexiones.

Puede considerarse como una variante de riesgo climático inherente al gas natural, la incertidumbre relativa al futuro del gas bajo en carbono (esencialmente un nuevo mix con presencia de biometano y sobre todo hidrógeno). La AIE (WEO 2019) considera que existe un potencial importante en el hidrógeno a través de su utilización en la edificación, transporte, industria y generación eléctrica. Pero sobre el desarrollo del importante papel que se asigna al hidrógeno en la política de descarbonización, gravitan todavía incertidumbres tecnológicas (al menos sobre la pendiente de su curva de aprendizaje). La producción de hidrógeno utilizando metano depende de la maduración de una tecnología como la captura y confinamiento de CO_2 que sigue sin dar el salto a su operación comercial y la producción de hidrógeno por electrólisis para ser utilizado en las pilas de combustible (como alternativa al vehículo eléctrico con baterías) depende para su competitividad del acceso a un precio de la electricidad suficientemente bajo (utilización de vertidos en la generación eléctrica renovable, por ejemplo). La alternativa de un gas «descarbonizado» es, sin duda, una extraordinaria oportunidad estratégica que permitiría, como señala la AIE, un salto cualitativo en la política de descarbonización de áreas del transporte o la industria donde hasta ahora existían barreras tecnológicas casi infranqueables; pero sobre esta alternativa gravita un significativo riesgo climático en la forma de riesgo tecnológico.

La potencial intensificación del riesgo climático, al igual de lo que ocurre con el riesgo geopolítico, tiende a provocar una merma en el valor de los activos de los agentes implicados en la geoestrategia de la energía (sean actores empresariales o estatales); en ambos tipos de riesgo, además, es difícil de modelizar formalmente la relación de causalidad (tanto la intensidad como los decalajes temporales) entre la magnitud del riesgo y sus efectos económicos (la relación entre riesgo geopolítico y precios del petróleo es un ejemplo claro), lo que conduce generalmente a apreciaciones de carácter cualitativo. En otros aspectos, sin embargo, las características de ambos tipos de riesgo difieren. El riesgo geopolítico suele estar inextricablemente vinculado a un contexto de rivalidad entre Estados (tensiones diplomáticas o militares), mientras que el riesgo climático es compatible con la presencia de un marco esencialmente cooperativo (como el configurado por el Acuerdo de París). En el caso del riesgo climático existen

factores naturales y tecnológicos que no afectan directamente al riesgo geopolítico, aunque ya se han señalado los desafíos de carácter geopolítico que el desarrollo y ejecución del Acuerdo de París plantea en estos momentos a los países firmantes (en concreto el inevitable regateo geopolítico que tendrá lugar entre los principales países emisores para distribuir los esfuerzos complementarios en la corrección de los compromisos nacionales si se pretende alcanzar los objetivos de la política climática). A la Unión Europea le corresponde un papel relevante en la estrategia de minimización de ambos riesgos; es sintomático, en este sentido, que dos de las principales prioridades de la nueva Comisión de la Unión Europea sean su voluntad de fortalecimiento de la presencia geopolítica de la Unión y el *European Green Deal* como guía para su estrategia medioambiental (esencialmente para su contribución a la política global de descarbonización).