Introducción

Claudio Aranzadi

En este octavo número de *Energía y Geoestrategia* (*E y G*), siguiendo la pauta de los tres años anteriores, se incluye como apertura de la publicación la entrevista con una personalidad destacada del ámbito de la geopolítica o de la energía; en la actual publicación, José Borrell, alto representante de la Unión Europea para Asuntos Exteriores y Política de Seguridad, expone su visión sobre un amplio abanico de cuestiones de actualidad en el campo de la geoestrategia de la energía. A continuación, se presentan cinco artículos a cargo de David Robinson, «El impacto de la COVID-19 en la transición energética con un enfoque global»; Miguel Ángel Lasheras, «Geopolítica del Pacto Verde: órdago de la Unión Europea»; Thijs Van de Graaf, «El hidrógeno limpio: la piedra angular de un nuevo escenario geopolítico»; Ignacio Fuente Cobo, «Geopolítica de la energía en el Magreb. Auge y declive de dos potencias energéticas. Los casos de Argelia y Libia; y Ricardo Prego, «Las tierras raras, una pieza clave en el puzle de la energía». A pesar de las diferentes temáticas de cada artículo, la centralidad de la transición energética en todos ellos permite la inclusión de espacios comunes de reflexión en el trabajo de los autores y en la entrevista de J. Borrell, facilitándose así una pluralidad de perspectivas sobre los aspectos más recurrentes del análisis de la geopolítica de la energía.

Al tratar de identificar, como cada año, los cambios registrados en el escenario de la geopolítica de la energía desde la publicación anterior, no cabe duda de que la pandemia COVID-19 y su impacto en la transición energética (cuestión ampliamente examinada en el trabajo de D. Robinson) asume un papel protagonista. La pandemia, al igual que la «Gran Recesión» provocada por la crisis financiera iniciada en 2008, tal como se señala en relación a esta última en EyG 2016, forma parte de los acontecimientos históricos estadísticamente «raros» (habría que retroceder a 1918 para encontrar el precedente de una pandemia global como la llamada «gripe española» y a 1929 para registrar una «Gran Depresión»). La principal característica de los acontecimientos estadísticamente «raros» (poco frecuentes) es su difícil predictibilidad[1] y, por ello, si son particularmente intensos y catastróficos, tanto los gobiernos como las instituciones internacionales se encuentran escasamente preparados para enfrentarlos, lo que hace explicables los errores que se hayan podido cometer en la respuesta tanto a la crisis económica como a la sanitaria. Ahora bien, al igual que la «Gran Recesión» propició cambios notables en la política económica (p. ej., la utilización masiva por parte de los Bancos Centrales del *quantitative easing* como instrumento de política monetaria), la recesión ante el *shock* de oferta provocado por la COVID-19 ha inducido una radical reorientación de la política fiscal, la aceleración de innovaciones en las tecnologías sanitarias (rápido desarrollo de vacunas) y, al menos en áreas regionales como la Unión Europea, se ha traducido en una intensificación del comportamiento cooperativo entre los países miembros que se ha plasmado en la aprobación de un enorme paquete de estímulo de 1,8 billones de euros (entre el presupuesto a largo plazo de la UE y el programa de 750 000 millones de euros Next Generation EU, dirigido a reparar los daños económicos y sociales inmediatos causados por la pandemia). J. Borrell, sin embargo, considera en su entrevista que, exceptuando el caso europeo, la crisis sanitaria ha provocado una disminución de la cooperación mundial (p. ej., en materia de suministros de vacunas y mascarillas).

Es claro el efecto disruptivo en la continuidad histórica provocado por la COVID-19 y el cambio que ha inducido en las

[1] SIMS, C.A. (2012) «Statistical modeling of monetary policy and its effects» (*American Economic Review*), señala las limitaciones de los modelos DSGE para prever acontecimientos como la Gran Recesión, tanto por razones estadísticas inherentes a los modelos como por insuficiencias en su especificación. (Ver *E. y G*. 2016).

conductas de la población (modificación de los patrones de movilidad, intensificación del teletrabajo, aislamiento, tendencia al alejamiento de los centros urbanos, etc.), en todos los casos, con influencia en los consumos energéticos. Cabe preguntarse, sin embargo, si estos cambios en la psicología colectiva tendrán carácter estructural o si, una vez superada la crisis sanitaria, se volverá al *business as usual* anterior a la pandemia. J. Borrell señala que no cree en una vuelta al *old normal*, sino que considera que «estamos en un punto de inflexión global, en el más amplio sentido de la palabra global». D. Robinson, en su artículo de esta publicación, señala que «la COVID-19 ha mejorado las perspectivas para la transición energética y una mejor comprensión de cómo realizarla». Si tenemos en cuenta únicamente el sector energético, parece lógico considerar como reversible la inflexión a la baja del consumo de energía y de las emisiones de CO_2 asociadas directamente a la caída de la actividad económica. Más inciertos son, sin embargo, los efectos sobre la estructura del consumo energético y la cartera de tecnologías energéticas de los cambios conductuales de la población que se han mencionado. En primer lugar, porque en muchos casos, las modificaciones en el comportamiento de la población han tenido efectos opuestos. Por ejemplo, el impacto sobre el consumo petrolífero de la caída de la demanda en el transporte aéreo ha ido en sentido contrario que el provocado por el rechazo al transporte público. En segundo lugar porque, aunque parece razonable anticipar la permanencia de algunas pautas de comportamiento con incidencia en la movilidad y la estructura del consumo energético (p. ej., el teletrabajo), los cambios modales en el transporte ligero de pasajeros estarán probablemente, en el futuro, más condicionados por las restricciones, y la fiscalidad ligados a la política energética y los efectos de un posible mayor ruralismo son difíciles de predecir.

En todo caso, aun admitiendo que un acontecimiento global traumático como la COVID-19 dejará inevitablemente trazas, también en el sector energético, el proceso de transición energética global, condicionado por factores como la red de rivalidad y cooperación entre estados, la innovación tecnológica, la regulación nacional e internacional de los mercados energéticos, etc., mantendrá una dinámica propia. Las incertidumbres en la evolución global del sector energético y la evaluación del «riesgo geopolítico» y el crecientemente relevante «riesgo climático» siguen esencialmente vinculadas al mismo conjunto de variables a las que se venía prestando atención con anterioridad a la pande-

mia. Esto no significa que la interrelación entre estas variables no varíe. Al contrario, el entorno energético internacional está en continua transformación, pero sometido a líneas de fuerza que en su mayor parte son ajenas a los efectos de la pandemia. Por ello, la orientación de las reflexiones sobre la geoestrategia de la energía de esta publicación podrá mantenerse en una línea de continuidad con lo que se ha ido exponiendo en los números precedentes.

Planteadas, como se ha venido haciendo en publicaciones anteriores, las estrategias energéticas como un programa de optimización (con el objetivo de minimización del coste de suministro, con restricciones por imperativos de sostenibilidad y seguridad), no parece necesario modificar sustancialmente este marco conceptual. De hecho, la restricción asociada al imperativo de descarbonización global en aplicación de la política climática (tal como está definido en el Acuerdo de París de 2015) continuará siendo el determinante básico de las políticas energéticas a medio y largo plazo, y un ingrediente fundamental de los procesos de cooperación entre estados. El carácter de estas restricciones, sin embargo, puede modificarse, tanto por los cambios en los equilibrios geopolíticos como, sobre todo, por las innovaciones tecnológicas. El rápido avance en la curva de aprendizaje de las tecnologías de generación eléctrica eólica y fotovoltaica en los últimos lustros es un ejemplo claro. Mientras su incorporación al *mix* de generación eléctrica suponía un sobrecoste, en un buen número de países y, sobre todo en Europa (ver artículo de M.A. Lasheras), se impusieron restricciones en forma de requerimiento mínimo de utilización de energías renovables, por imperativo tanto de sostenibilidad como de seguridad. Estas restricciones eran «limitativas» (el «precio sombra» asociado, es decir el coste marginal del endurecimiento de la restricción era positivo). Una vez que, tal como ocurre en la actualidad, esas tecnologías son competitivas en términos de coste, las restricciones no suponen una «limitación» a la minimización del coste de suministro (los «precios sombra» serían nulos) y, por lo tanto, en principio no sería necesaria la intervención gubernamental para su entrada (aunque, como se verá más adelante, la cuestión es más compleja).

De igual manera, el paisaje de la geoestrategia de la energía puede verse significativamente modificado por cambios de orientación estratégica, en el área energética pero también en la política exterior global, de agentes políticos esenciales en el

equilibrio de poder internacional, como EE. UU. En números anteriores se ha seguido la deriva de D. Trump en materia de política exterior, desde su propensión al proteccionismo y su desconfianza en el multilateralismo a iniciativas concretas más directamente relacionadas con el sector energético, como su ruptura sistemática con las iniciativas de B. Obama en el campo internacional (retirada del Acuerdo de París, abandono del acuerdo nuclear con Irán) y en el terreno doméstico (imponiendo un claro laxismo a las políticas medioambientales). Como señala J. Borrell, tanto las declaraciones del nuevo Presidente J. Biden, como sus nombramientos (J. Kerry como enviado especial para la política climática) y sus primeras iniciativas (anulación del permiso de construcción del oleoducto con origen a Canadá, Keystone XL, etc.) representan una reversión radical de la política de D. Trump en el área de la política climática. Esta reorientación de la política climática por parte de la administración Biden tiene un doble impacto. En primer lugar, permite que el segundo emisor mundial (el primero es China) retome una hoja de ruta acorde con el Acuerdo de París y contribuya así significativamente a alcanzar el agregado global de reducción de emisiones. En segundo lugar, con una diplomacia proactiva en el terreno climático, reforzará lo que era un liderazgo moral aislado de la Unión Europea (con solo un 10 % de las emisiones globales, Reino Unido incluido) y facilitará la corresponsabilidad de China (que ya se ha comprometido a lograr un techo a las emisiones en 2030 y la neutralidad climática en 2060). De hecho, como señala D. Robinson en su artículo, con la reincorporación de EE. UU. al Acuerdo de París, el compromiso chino y la manifestación de la voluntad de asumir la meta de neutralidad climática en 2050 por más de una centena de países, el proceso de descarbonización en el horizonte de la mitad del siglo parece bien encarrilado, ya que compromete a países que representan más del 65 % de las emisiones globales.

No obstante, Biden, al plantear una estrategia clara de descarbonización para EE. UU. (es decir, el abandono progresivo de los combustibles fósiles y su sustitución por energías limpias) se enfrenta a un difícil dilema, entre política climática y política de seguridad nacional. La «dominancia energética» como componente significativo de la estrategia de seguridad nacional de EE. UU. se sustenta en gran medida sobre la privilegiada posición que el país ha adquirido en el desarrollo del petróleo y gas natural no convencional, lo que le ha permitido alcanzar el liderazgo

mundial en la producción de crudo y gas[2]. Puede argüirse que esa definición de seguridad nacional y de «dominancia energética» correspondan a la presidencia de Trump, pero debe admitirse que, en el incierto, pero probablemente no breve periodo de significativo peso del petróleo en el *mix* energético global, la independencia energética de EE. UU. y su posición estratégica en los mercados energéticos está fortalecida por esa posición de liderazgo en la oferta de crudo y gas natural. Sin duda, esto influirá en el ritmo seguido por la política climática doméstica, pero sobre todo debería inducir una política energética y de seguridad nacional dirigida a asegurar una «dominancia energética» en las tecnologías descarbonizadas (nuclear y renovables) donde China, su principal rival estratégico, avanza con enorme rapidez. Por otro lado, debe señalarse el valor estratégico del *tight oil* en EE. UU. como mecanismo regulador del mercado global de petróleo que, a diferencia de Arabia Saudí (con una oferta centralizada y políticamente dependiente), puede asegurar una respuesta a las variaciones de precios a través de una oferta descentralizada, sin imposiciones gubernamentales, y con la rapidez de reacción a las señales de mercado que se corresponde con sus ciclos de inversión más cortos y las tasas declino más agudas que en la oferta de crudo convencional (E y G 2018, 2019, 2020).

La reorientación de la diplomacia americana puede afectar también a otros escenarios mundiales donde existe una estrecha relación entre factores geopolíticos y energéticos como Rusia, Arabia Saudí, Siria, Turquía, Irán, Libia y Venezuela. De ello habla Borrell en su entrevista. La posible continuidad del acuerdo nuclear con Irán donde, además, el propio Borrell tiene un papel relevante como coordinador es, sin duda, el desafío más ambicioso, dada su repercusión no solo en el mercado de petróleo y en la proliferación nuclear, sino en los equilibrios geopolíticos de Oriente Medio. Borrell es consciente de las dificultades de reconducir el acuerdo, pero se muestra moderadamente optimista. Como señala en la entrevista: «El ministro iraní me ha asegurado que están dispuestos a volver al cumplimiento de sus obligaciones en el lado nuclear si los demás cumplen las suyas por el lado económico. Debería ser posible que EE. UU. volviese a un acuerdo que ha impedido que Irán fuese una potencia nuclear. Pero no se me ocultan las dificultades para hacerlo». Es todavía pronto para anticipar cuál va a ser la inflexión de la diplomacia norteamericana en los demás escenarios señalados, pero parece

[2] «National Security Strategy of the United States of America». (December 2017).

claro que abre un nuevo espacio para el desarrollo de la «autonomía estratégica» europea a través de una acción geopolítica más asertiva de la UE (a lo que también se refiere Borrell en su entrevista), pero preservando el espíritu de cooperación en la relación transatlántica. Es posible, por ejemplo, que se abran nuevas oportunidades de colaboración entre Europa y EE. UU. para propiciar una transición política en Venezuela que permita restaurar la estabilidad política y económica en el país, incluida la normalización de su sector petrolero. Más difícil será para la UE definir una diplomacia energética con Rusia enteramente coincidente con la de EE. UU. (el caso del gasoducto North Stream 2, mencionado por Borrell, es un ejemplo), aunque el impulso a una mayor diversificación del suministro de gas natural a Europa que corrija la excesiva dependencia del gas ruso debería ser una prioridad estratégica para la UE. Esto supone incrementar las importaciones de GNL y probablemente, como señala I. Fuente Cobo, otorgar más importancia al corredor sur de gasoductos procedentes de Argelia; España podría asumir un mayor protagonismo en esta estrategia, no solo por sus gasoductos de conexión con África del Norte, sino por su infraestructura de gasificación y almacenamiento que, con una adecuada red de interconexiones con el resto de Europa, ayudaría a potenciar la diversificación del suministro europeo. En todo caso, el ejercicio de la «autonomía estratégica» de Europa, aspecto del que también se ocupa M.A. Lasheras en su artículo de esta publicación, tiene probablemente su mayor freno en la dificultad de alcanzar posiciones unánimes entre los países miembros de la UE; un claro ejemplo, expuesto con detalle por I. Fuente Cobo en su artículo de esta publicación y también señalado por Borrell, es la diferencia de criterio entre los países europeos en relación al conflicto libio.

Como se ha señalado, el giro estratégico de la política climática de EE. UU. con la presidencia de Biden facilita la configuración de un coliderazgo político de EE. UU., China y Europa para propiciar una hoja de ruta de la política de descarbonización global coherente con las metas del Acuerdo de París y las conclusiones del IPCC (2018)[3]. La corrección de los «compromisos nacionales» (que en su formulación actual elevarían la temperatura a aumentos cercanos a 3 ºC a final de siglo) que quedó pendiente para la COP26, va a exigir complicados arbitrajes geopolíticos y, por tanto, un liderazgo diplomático coordinado a pesar de la volun-

[3] Intergovernmental Panel on climate Change (Special Report). «Global warming of 1.5 ºC». (2018).

tad expresada por un importante número de países de alcanzar la neutralidad climática en 2050; también habrá de abordarse el desarrollo del Artículo 6 del Libro de Reglas sobre lo que no hubo acuerdo en la COP25 de Madrid y que es de extraordinaria importancia para la coordinación de los mecanismos de mitigación del cambio climático puestos en práctica por los diferentes países y áreas regionales (E. y G. 2020). El reparto de esfuerzos entre diferentes áreas geográficas se complica, además, por la diferente repartición espacial de los daños ocasionados por el cambio climático y de la eficiencia de las políticas de mitigación. Aunque, dado el carácter de externalidad negativa global del calentamiento climático, se puede definir un «coste social» global provocado por dicho calentamiento (daño global actualizado de un incremento marginal de las emisiones), es claro que este «coste social» no es el mismo en diferentes áreas geográficas, como tampoco es el mismo el «coste marginal» de las políticas de mitigación desarrolladas en cada área.

Pero, aunque el despliegue diplomático y el progresivo desarrollo de mecanismos de coordinación y gobernanza global sean fundamentales para alcanzar el éxito en un proyecto cooperativo global como es el Acuerdo de París, existe un eje central que condiciona todo el proceso de transición energética: la tecnología. La evolución tecnológica no solo determina los costes de cada escenario que se proponga en la política de descarbonización, sino que incluso es, además, su condición de factibilidad. La incertidumbre sobre la evolución de las curvas de aprendizaje de cada tecnología es, por tanto, un factor central en la explicación de la incertidumbre de las diferentes hojas de ruta diseñadas para la política climática. Por supuesto, la intensidad inversora en ciencia y tecnología, las economías de escala y el *learning by doing* puede agudizar la pendiente de las curvas de aprendizaje (es lo que ha ocurrido, por ejemplo, con la radical caída del coste de generación eléctrica con energía eólica y, sobre todo, fotovoltaica en los últimos lustros). Pero la evolución tecnológica también posee una dinámica interna propia, en muchos casos poco previsible: basta pensar, por ejemplo, en el continuo desplazamiento en el tiempo del horizonte de éxito previsto para la energía nuclear de fusión, o en lo que algunos han calificado de cambio de signo de la pendiente de la curva de aprendizaje con los reactores de fisión nuclear de 3ª generación (aunque, como se señala más adelante, en este caso la caracterización es más compleja). Con la transición energética global en curso, la intensidad de la incorporación de nuevas tecnologías es de tal

magnitud que va a convertir, a largo plazo, un sistema energético en que el factor central residía en la disponibilidad de recursos primarios en uno donde el control de las tecnologías será el principal condicionante de los logros en materia de costes, seguridad de suministro y sostenibilidad. Esto significa lógicamente que, a largo plazo, en el terreno energético, las relaciones geopolíticas de poder entre los principales agentes del sector, donde el control de los recursos primarios constituiría la principal baza, se desplazarán hacia nuevas relaciones de interdependencia asociadas al dominio y las transferencias de tecnología.

La evaluación anual que realiza la IEA (2020)[4] relativa a la evolución de las tecnologías, cuya incorporación al sistema energético se juzga necesaria para lograr la transición a la neutralidad climática en el entorno de mediados de siglo, considera que estas tecnologías en su mayoría no están maduras, ya sea en términos de coste o disponibilidad (IEA 2020)[5]. Esto configura un escenario de incertidumbre que afecta al coste de la transición energética e incluso a la factibilidad de alguna de las hojas de ruta diseñadas lo que, en consecuencia, repercute en el «riesgo climático» asociado a las actividades energéticas. Como es lógico, la incertidumbre tecnológica se agudiza en las fases finales de la transición energética hacia la neutralidad climática, ya que en las fases iniciales se está pudiendo contar con tecnologías maduras o cercanas a la maduración.

La orientación de la política energética de la Unión Europea (que M.A. Lasheras examina con detalle en su artículo de esta publicación) es en ese sentido ilustrativa. En el marco establecido para la UE en el horizonte 2030 anterior al Pacto Verde (que sirvió de base para la elaboración de los planes integrados de energía y clima, entre ellos el PNIEC español) y que planteaba un objetivo de reducción de emisiones del 40 % (en relación a 1990), no había extraordinarias exigencias tecnológicas. Los principales vectores de actuación para lograr ese objetivo residían en los avances en la descarbonización del sector eléctrico (impulsados por la reducción de costes de las tecnologías de generación eléctrica renovables), en la electrificación del transporte ligero de pasajeros (se prevé alcanzar la paridad de costes vehículos eléctricos-vehículos combustión interna en esta década y la articulación de estímulos por parte de los gobiernos para impulsar

[4] International Energy Agency (2020 a). «Tracking Clean energy progress».
[5] International Energy Agency (2020 b). «Tracking Clean energy innovation».

una red de recarga de suficiente capacidad) y en la rehabilitación de edificios, que en esa fase no requería de tecnologías sofisticadas. Los objetivos para 2030 parecían, por tanto, alcanzables sin excesivas dificultades. De hecho, la Comisión Europea[6], en 2018, preveía que con las políticas aprobadas se podría alcanzar una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 45 % en 2030 (y del 60 % en 2050), pero presentaba al mismo tiempo una serie de escenarios muy exigentes para conseguir un 90 % de reducción de emisiones en 2050, más las emisiones negativas necesarias para alcanzar la neutralidad climática en esa fecha, todos los cuales requerirían la incorporación de tecnologías que en su mayor parte no son maduras.

Con la introducción de un nuevo objetivo más exigente de reducción de emisiones para 2030 (un 55 %) en el marco del Pacto Verde aprobado en 2020 y la aplicación de medidas complementarias durante esta década se conseguiría, según la Comisión Europea[7], aliviar la transición en el periodo 2030-2050 para conseguir la neutralidad climática. Las inversiones requeridas en los sectores de la industria, los servicios, el transporte y la energía serían importantes, pero se contaría como mínimo con un 30 % del potencial del presupuesto plurianual junto con Next Generation EU. En algunos aspectos, como, por ejemplo, en la política de descarbonización del sector eléctrico, los objetivos no parecen muy exigentes, ya que la previsión que hace la Comisión de penetración de energías renovables en la generación eléctrica para 2030 es del 65 % (cuando el PNIEC español preveía un 74 % en el marco anterior al Pacto Verde). Es cierto, sin embargo, que se anticipan para esta década avances en la descarbonización del transporte pesado por carretera, transporte marítimo y aéreo, y de la industria que se habían reservado para las dos últimas décadas del proceso de transición a la neutralidad climática y que requerirán una intensa incorporación de tecnologías todavía no maduras.

El peso de la innovación tecnológica en la transición global para alcanzar la neutralidad climática en 2050 queda claramente reflejado en el análisis realizado en el WEO 2020[8] de la IEA, donde se examina por primera vez de forma sistemática un escenario com-

[6] COM (2018). «A clean planet for all. A european strategic long term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy».

[7] COM (2020). 562 final. «Intensificar la ambición climática de Europa para 2030. Invertir en un futuro climático neutro en beneficio de nuestros ciudadanos».

[8] International Energy Agency (2020). «World Economic Outlook 2020».

patible con el objetivo de limitación de emisiones netas cero en 2050. Hasta este último número del WEO, la Agencia incluía como escenario más riguroso, desde el punto de vista medioambiental, el denominado Desarrollo Sostenible, que estaba en línea con el Acuerdo de París (limitar el crecimiento de la temperatura global muy por debajo de los 2 ºC), pero que no alcanzaba la neutralidad climática en 2050, sino en 2070, conduciendo a un aumento de la temperatura global de 1,65 ºC (con probabilidad del 50 %); según la Agencia, con un despliegue suficientemente intenso de tecnologías facilitadoras de emisiones negativas a partir de 2070 se podría, sin embargo, alcanzar en 2100 el límite de aumento de la temperatura de 1,5 ºC (con un 50 % de probabilidad).

Incluso en este escenario, menos ambicioso que el que procuraría la neutralidad climática en 2050, la transformación energética exigida es notable. En el WEO 2020 de la IEA se señala que, en ese escenario, en 2040 la demanda de petróleo descendería a los 66,2 M/bd (en 2019, antes de que se declarase la pandemia, la demanda de crudo alcanzó los 97,9 M/bd) y la totalidad de las plantas de carbón se cerrarían, reconvertirían o se utilizarían como instrumentos de flexibilidad para el sector eléctrico, funcionando un bajo número de horas (WEO 2019). Más agudo sería el ajuste necesario, lógicamente, si el objetivo es de neutralidad climática en 2050. El WEO 2020 no ofrece, sin embargo, un marco cuantificado de las variables energéticas globales en 2050, para el escenario de neutralidad climática en esa fecha (lo hace para el valor de las mismas en 2030 correspondientes a esta hoja de ruta). Pero expone una visión sobre los retos tecnológicos que plantea ese objetivo muy semejante a la que reflejan los documentos de la Comisión Europea, o de los países miembros que han elaborado programas a largo plazo (horizonte 2050) como es el caso de España en su «Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050» (donde se fija un objetivo de reducción de emisiones del 90 %, en línea con el objetivo europeo, una penetración de renovables de un 97 % en el sistema energético, una electrificación de la economía del orden del 50 % y un porcentaje de energías renovables en la generación eléctrica del 100 %). Los desafíos tecnológicos afectan en primer lugar al sector eléctrico, pieza fundamental del proceso de descarbonización, que deberá todavía avanzar en la digitalización, y las tecnologías de almacenamiento, para poder integrar eficientemente una generación variable renovable de masiva presencia (con la incertidumbre que afecta al futuro de la energía nuclear en el *mix* de generación eléctrica), y a los vehículos eléctricos con baterías, que deberán

completar la evolución de su curva de aprendizaje. En segundo lugar, y aquí se presentan los mayores desafíos, deberán abordarse los procesos de descarbonización de aquellas actividades como el transporte pesado por carretera, el transporte marítimo y aéreo y sectores industriales en los que la electrificación presenta notables barreras tecnológicas. Dos tecnologías tendrán un papel fundamental para enfrentar esos desafíos: la utilización del hidrógeno y la captura, uso y almacenamiento de carbono. El hidrógeno verde o bajo en carbono contribuirá decisivamente al proceso de descarbonización como combustible, componente de otros combustibles bajos en carbono, materia prima industrial, vector de almacenamiento y alternativa al vehículo eléctrico con baterías (vehículos con «pilas de combustible»). La captura de CO_2, además de ser complemento necesario de algunas tecnologías de producción de hidrógeno bajo en carbono o derivados del hidrógeno, tiene un enorme potencial de descarbonización tanto en la generación eléctrica como en los procesos industriales y, como se ve en el escenario de neutralidad climática en 2070 de la IEA, sería fundamental en la aplicación de tecnologías de extracción de CO_2 de la atmósfera (emisiones negativas) necesarias para alcanzar el límite de 1,5 ºC al final de siglo.

La evolución de las curvas de aprendizaje de estas dos tecnologías clave en las fases más avanzadas de la política de descarbonización es, sin embargo, incierta. Aunque se tiende a extrapolar a estas tecnologías el éxito en la evolución de las curvas de aprendizaje de las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica, los riesgos tecnológicos son altos, al menos en lo que se refiere al calendario de su incorporación al sistema energético como alternativas competitivas. De hecho, según los datos mostrados por Th. Van de Graaf (que en su artículo de esta publicación ofrece una amplia panorámica de la tecnología del hidrógeno), las estimaciones sobre el potencial comercial estimado para el hidrógeno en 2050 varían enormemente entre instituciones (entre un 1 % y un 18 % de la energía final). En la actualidad, el hidrógeno (o sus derivados, el amoniaco o el metanol) se utilizan en el sector petrolero, la industria de fertilizantes y otras industrias químicas, pero normalmente en forma de hidrógeno «gris» (a partir de reformado de metano o, en el caso de China, de carbón gasificado y sin captura de CO_2). La obtención de hidrógeno «azul» (reformado de metano con captura de CO_2) supone lógicamente un aumento de coste en relación a la variedad sin captura de CO_2, aumento que se incrementa notablemente en la variedad hidrógeno «verde» (obtenido por electrólisis del agua con una

generación eléctrica descarbonizada): según NEA/IEA (2020)[9], el «coste nivelado»[10] de la producción del hidrógeno «azul» se mueve entre 1,2-2,0 $/kg H_2 frente a los 0,7-1,6 $/kg H_2 de la variedad sin captura de CO_2; el del hidrógeno verde depende lógicamente del coste de la electricidad utilizada; NEA/IEA ofrece un amplio abanico de costes para el hidrógeno verde, entre aproximadamente 3 y 8 $/ kg.$H_2$, y señala que en localizaciones con dotaciones favorables de generación eléctrica renovable, este coste puede estar por debajo de los 2 $ / kg. H_2.

En el futuro, la producción de hidrógeno se concentrará en la variedad «azul» y «verde» lógicamente. Países como Argelia o Arabia Saudí tenderán a favorecer el hidrógeno azul; países como Marruecos o Chile, bien dotados de recursos renovables y sin recursos de combustibles fósiles, orientarán su producción hacia el hidrógeno verde; países sin ventajas de costes en ambos terrenos, como Alemania o Japón, se están ya perfilando como importadores de hidrógeno. Como señala Th. Van de Graaf en su artículo, las ventajas competitivas en el desarrollo del hidrógeno verde residen en la dotación de recursos renovables, agua dulce e infraestructuras, lo que en la hipótesis de expansión del hidrógeno conduciría a una nueva red global de producción, consumo y comercio mundial energéticos. Como indica Th. Van de Graaf, aunque algunos han descrito este escenario como un remedo del que representa en la actualidad el del petróleo, tiene más concomitancias con el del gas natural (de hecho, los flujos de hidrógeno podrían utilizar, en mezcla con el metano, las actuales redes de gasoductos y, en el futuro, con inversiones de reconversión, incluso un hidrógeno más puro podría circular).

La captura, uso y almacenamiento de carbono es otra de las tecnologías clave en el proceso de descarbonización, pero que aún debe experimentar notables avances en su curva de aprendizaje. La IEA[11] reconoce este retraso en su desarrollo (habría inicialmente una treintena de proyectos planeados a escala comercial en el mundo) pero, sin embargo, expone el potencial futuro de

[9] Nuclear Energy Agency/International Energy Agency 2020. «Projected costs of generating electricity (2020 edition).

[10] El «coste nivelado» de la producción con un activo determinado tal como es definido por NEA/ IEA es el precio medio constante en términos reales del bien producido que iguala la totalidad de costes actualizados a los ingresos actualizados a lo largo de la vida del activo.

[11] International Energy Agency 2020. «Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage».

esta tecnología en distintas áreas: la captura de CO_2, como ya se ha señalado, es necesaria para lograr un hidrogeno «azul» (a partir del reformado de metano) que, por su bajo contenido en carbono, será previsiblemente una alternativa tecnológica al hidrógeno «verde» (obtenido por electrólisis del agua con electricidad limpia); puede ser, también, una alternativa tecnológica para la reducción de emisiones en sectores industriales de difícil descarbonización como la siderurgia o la producción de cemento; es igualmente un ingrediente tecnológico necesario en la producción de combustibles sintéticos neutros en carbono a partir de bioenergía o de la extracción de CO_2 (abriendo así la posibilidad de sustitución de combustibles para segmentos del transporte difícilmente electrificables, como la aviación); tendría un papel fundamental, con la extracción de CO_2 emitido, en facilitar un programa de emisiones negativas, algo que, como se ha visto, (por ejemplo, en el escenario de Desarrollo Sostenible del WEO 2020 de la IEA), puede ser crucial en la segunda parte del siglo. Aplicada a la generación eléctrica, esta tecnología permitiría una producción de electricidad de bajo contenido en carbono a partir de gas natural o carbón. Como indica NEA/IEA[9], sin embargo, el sobrecoste que impone a la generación eléctrica es importante: solo sería competitiva la generación eléctrica con captura de CO_2 en relación a la variante tecnológica sin corrección de emisiones con precios de las emisiones de CO_2 de 50 $/t de CO_2 en el caso de la generación eléctrica con gas natural y de 100 $/t en el caso de la generación con carbón. Sin embargo, como indica NEA/IEA, si estos precios del CO_2 se alcanzasen (vía impuesto o como resultado del mecanismo de *cap and trade*), solo se haría todavía más competitiva a la generación eléctrica con renovables e incluso a la nuclear.

Como se ha dicho, la descarbonización del sector eléctrico será, hasta 2050, la principal fuerza motriz de la política climática. El objetivo para esta fecha en Europa es alcanzar un *mix* de generación casi totalmente descarbonizado, con presencia de la energía nuclear en algunos países, pero siempre con una presencia de energías renovables dominante, (el objetivo para España en su «Estrategia de Descarbonización a largo plazo 2050», es alcanzar un 100 % de renovables en el *mix* de generación eléctrica). A pesar de que la aguda reducción de costes de la generación eléctrica eólica y fotovoltaica ha facilitado extraordinariamente el logro de la descarbonización plena en el sector, sin embargo, continúan existiendo desafíos e incertidumbre tecnológicas, así como incertidumbres regulatorias inducidas precisamente por

los radicales cambios tecnológicos que ya se han registrado y que continuarán registrándose. El suministro eléctrico suele descomponerse en cuatro tipos de servicio: energía, firmeza (disponibilidad de capacidad), flexibilidad y redes. En todos ellos se producirán profundas transformaciones a lo largo del proceso de transformación energética.

Las incertidumbres se manifiestan incluso en relación al *mix* de generación eléctrica descarbonizada que se impondrá en el horizonte de mitad de siglo. La generación eléctrica con gas natural o carbón parece descartada a largo plazo por el excesivo sobrecoste que impondría la incorporación de captura de CO_2, como se ha señalado. Sin embargo, en un plazo de treinta años es difícil anticipar la evolución de la curva de aprendizaje de esta tecnología, dado que se encuentra en su fase inicial de explotación comercial. Mayor incertidumbre existe aún en relación al peso de la energía nuclear en la generación de energía eléctrica, donde se conjugan factores de coste, seguridad, percepción de la opinión pública y condicionantes geopolíticos. Tanto en publicaciones de la IEA[12] como del MIT[13] se analiza un posible futuro de la energía nuclear en el *mix* descarbonizado de generación eléctrica.

La NEA/IEA (2020)[9] considera que la alternativa de prolongación de la vida de las centrales de 2ª generación diez o veinte años más allá de su vida de diseño es en la actualidad la alternativa de más bajo coste para la generación eléctrica. Su estimación del «coste nivelado»[10] de esta alternativa (que puede considerarse una métrica del coste total medio), en la hipótesis de un tipo de descuento del 7 % y un *load factor* del 85 %, varía entre 31,2 $/MWh y 41,1 $/ MWh, lo que le coloca por debajo de las estimaciones de la NEA/IEA de los «costes nivelados» incluso de la generación renovable eólica o fotovoltaica. La localización de las instalaciones, tanto de la generación eléctrica eólica como de la fotovoltaica son, sin embargo, un factor determinante de los costes y, por tanto, la variabilidad de estos es muy alta. Por ejemplo, en España, los costes medios consistentes con las pujas realizadas en la última subasta de generación renovable son claramente inferiores a las cifras de «costes nivelados» para la generación eléctrica con las centrales nucleares con vida prolongada que ofrece la NEA/IEA.

12 IEA (2019). «Nuclear power in a clean energy system».

13 MIT Energy Initiative (2018). «The future of nuclear energy in a carbon-constrained world» (An interdisciplinary MIT study).

El panorama es completamente diferente para las nuevas centrales de 3ª generación. Las primeras centrales han presentado retrasos notables en los plazos de construcción y grandes desviaciones en relación a los presupuestos iniciales, lo que repercutirá en el coste de generación; por ejemplo, el coste de generación reconocido (el *strike price* de su contrato por diferencias) para Hinkley Point C, en Reino Unido, es de 92,5 L/MWh durante 35 años (reducible a 89,5 L/MWh si se cumplen determinadas condiciones). Es cierto, como señala la NEA/IEA, que estos primeros reactores (*first of a kind*) de una nueva tecnología presentan siempre sobrecostes y que el aprendizaje en sus proyectos de construcción repercute en una significativa reducción del coste de los siguientes reactores. Las cifras de «costes nivelados» de generación, una vez superada esta primera fase, que aporta la NEA/IEA (en la hipótesis de un tipo de descuento del 7 % y de un *load factor* del 85 %) serían sensiblemente más reducidas (del orden de 71 $/MWh en Francia y EE. UU., de 66 $/MWh en China e India y 52 $/MWh en Corea). De todas formas, la NEA/IEA (8) tiene una visión más optimista en relación a las potencialidades de los «pequeños reactores modulares» de agua ligera, por su radical cambio de organización de la construcción (mayor peso de la fabricación en factorías de los componentes e integración posterior *in situ*), la posibilidad de modular la inversión, el acceso a localizaciones no adaptadas a reactores de gran potencia y el optimismo tecnológico se extiende igualmente a otros reactores de 4ª generación.

Con los costes reflejados en el último informe de la NEA/IEA y, dado su potencial de oferta de firmeza y flexibilidad al sistema eléctrico, la generación eléctrica nuclear podría tener un cierto peso en el *mix* de generación descarbonizada. La principal barrera, sin embargo, es el rechazo de una parte significativa de la opinión pública (variable en los diferentes países) por desconfianza en la seguridad de las instalaciones nucleares, sobre todo después del accidente de Fukushima en Japón. Aunque el riesgo de accidente nuclear (cuantificado como el producto del daño esperado por su probabilidad, más una prima de riesgo) representa una parte pequeña del coste total de generación nuclear[14], la percepción de una parte de la opinión pública atribuye una cuantía a este riesgo muy superior al generalmente estimado y considera la continuidad de esta tecnología inaceptable (de hecho,

[14] LÉVÊQUE, F. 2015. «The economics and uncertainties of nuclear power». (Cambridge University Press).

considera implícitamente un daño esperado casi infinito de tal forma que incluso las probabilidades de accidente muy bajas de las nuevas tecnologías no rebajan la percepción del riesgo). La traducción de esta situación en el posicionamiento político de los gobiernos ha sido diversa en Europa. Mientras algunos países, como por ejemplo Alemania y España, han programado el abandono de la tecnología nuclear, otros como Francia y Reino Unido previsiblemente seguirán contando a largo plazo con la generación eléctrica nuclear. Hay factores geopolíticos que condicionan esta elección. Parece difícil que países que siguen considerando el arma nuclear como un elemento central de su estrategia de defensa decidan abandonar los usos civiles de esa energía. Esto explicaría en parte la posición francesa y británica. En el caso francés, además, juegan razones de política industrial: la tecnología nuclear forma un nicho industrial donde Francia presenta un posicionamiento destacado. En todo caso, pueden utilizarse argumentos de carácter geopolítico para defender la continuidad de la tecnología nuclear tanto en EE. UU. como en Europa. M. Bowen[15] describe los riesgos de una desimplicación de EE. UU. en la exportación de tecnología nuclear, lo que implicaría una menor capacidad de incidir en los acuerdos internacionales de reglamentación técnica y de seguridad con efectos inducidos incluso en la política de no proliferación nuclear. Según Bowen, los datos del número de plantas nucleares construidas, o en proceso de construcción, desde 1997 en China más que cuadriplican las de EE. UU. y en Rusia prácticamente la triplican (siendo en este país, además, la mayoría exportada). Además de la ventaja en la evolución de la curva de aprendizaje que esto otorga a países como China o Rusia, aporta notables ventajas estratégicas a estos países a través de la exportación de tecnología nuclear en áreas sensibles como el Oriente Medio.

El carácter variable de la generación eléctrica renovable impone también exigencias tecnológicas para integrar de forma eficiente una incorporación masiva de estas tecnologías (en países como España se prevé una penetración renovable del 100 % de la generación eléctrica en 2050). Esta situación requerirá el desarrollo de una importante oferta de servicios de firmeza y flexibilidad, a cargo de la capacidad disponible de generación, la gestión inteligente de la demanda, las interconexiones y el almacenamiento

[15] BOWEN, M. 2020. «Why the United States should remain engaged on nuclear power. Geopolitical and National Security Considerations». (Columbia/SIPA. Center on global Energy policy).

(sobre todo el bombeo y las baterías), lo que implica un refuerzo de la digitalización del sistema eléctrico y un avance en las tecnologías de almacenamiento, no todas plenamente maduras. El desarrollo de los recursos distribuidos (generación y almacenamiento, además del fuerte crecimiento del autoconsumo) también plantea notables desafíos tecnológicos para su integración eficaz con los recursos más centralizados; las redes de distribución, sobre todo, que van a encontrarse con la generalización de flujos bidireccionales originados en múltiples modos de la red, van a exigir la incorporación intensiva de tecnologías de información y comunicación (redes más inteligentes)[16].

En los próximos años, estos intensos cambios en la estructura tecnológica del sector eléctrico van a ir acompañados de una profunda transformación de su arquitectura institucional y corporativa, la composición de los agentes que operan en el mismo, los modelos de negocio, los mecanismos de contratación y, en última instancia, su marco regulatorio. El paradigma de los modelos eléctricos liberalizados que se generalizó desde los años ochenta del siglo pasado, tenía como quicio un mercado mayorista de energía cuyos precios eran las señales relevantes tanto para una operación como para una inversión eficientes en la generación eléctrica. Aunque el modelo de *energy only market* no funcionó en toda su pureza prácticamente en ninguna parte (el añadido de los «mercados de capacidad» u otros mecanismos dirigidos a compensar el *missing money* de los mercados de energía se extendió ampliamente), la lógica básica de los nuevos modelos liberalizados pudo mantenerse en el sistema en que la generación convencional (nuclear, carbón, gas natural) era dominante. La dominancia de tecnologías de generación con costes variables cercanos a cero y variables en su operación (como es el caso de la generación con energías eólica y fotovoltaica) trastoca los fundamentos del modelo en vigor. Los precios medios en el mercado mayorista continuarán su perfil descendente a medio y largo plazo (como consecuencia del creciente peso en la generación eléctrica de las tecnologías de coste marginal a corto plazo de generación cercano a cero) lo que significa que, en la retribución del suministro eléctrico, el peso de los ingresos en el mercado mayorista de energía tenderá a disminuir y, por consiguiente, la dependencia del negocio eléctrico de la retribución de los servicios de firmeza (mercados de

[16] ARANZADI, C. (2019). «Jornadas de almacenamiento eléctrico distribuido. Introducción». (Think Hub. Fundación Caminos).

capacidad), flexibilidad (mercados de servicios complementarios gestionados por el operador del sistema) y redes (cuya retribución como monopolios naturales está fijada por el regulador), aumentará correlativamente[16].

D. Robinson (en su artículo de esta publicación) aboga por un modelo de «doble mercado»[17] para hacer frente a la evolución tendencial de los precios en el mercado mayorista de energía, a la necesidad de ampliar notablemente la oferta de flexibilidad y acomodar la complejidad del previsible aumento de los recursos distribuidos, para lo que los avances en la digitalización del sector eléctrico podrán garantizar su implementación. En cualquier caso, la evolución regulatoria parece inclinarse hacia un modelo con fuertes características de «comprador único», como es el caso de España. Aunque los «mercados de capacidad» (donde el volumen de capacidad disponible requerido o la curva de demanda construida venían siendo ya establecidas por una instancia administrativa centralizada) o los mercados de flexibilidad (donde el operador del sistema adquiría de forma centralizada las reservas y otros servicios de ajuste) utilizasen mecanismos competitivos para asignar la oferta entre los suministradores últimos en sus mercados respectivos, la definición y garantía de un determinado estándar de firmeza y flexibilidad ha venido correspondiendo a una instancia central (es decir eran mercados «de un solo lado»). Implícitamente, se consideraban estos servicios como un bien público. Probablemente esta gestión centralizada de la firmeza y flexibilidad se seguirá manteniendo en el futuro, aunque cabe pensar que, con el desarrollo de la digitalización, se acabe posibilitando el cruce en esos mercados de los suministradores últimos y los demandantes últimos de esos servicios (permitiendo una diferenciación de los demandantes en función de sus preferencias de ambos servicios y rompiendo con su caracterización de bien público). Pero es, quizás, el mercado mayorista de energía, el que está experimentando una deriva mayor en una dirección que responde a la lógica del comprador único. A medida que aumenta la asignación de la oferta de generación eléctrica renovable (o, en el caso de Reino Unido, de generación eléctrica nuclear) por el procedimiento de subastas en la que se establece el *strike price* de contratos por diferencias que pueden diferir tanto del perfil de precios del mercado mayorista *spot* como de los precios fijados en

[17] ROBINSON, D. and KEAY, M. (2020). «Glimpses of the future electricity system? Demand flexibility and a proposal for a special auction». (The Oxford Institute for energy studies).

la contratación a plazo bilateral (por ejemplo en forma de «Power Purchase Agreements»), se establece que una parte creciente de la oferta de energía se asigna en un mercado «de un solo lado» (los volúmenes subastados se fijan por una instancia administrativa) y donde los *strike prices* resultantes del mecanismo de las subastas representan de hecho unos «costes estándares», aunque determinados por un mecanismo competitivo. La lógica del modelo tiene fuertes concomitancias con la que caracterizaba al mercado mayorista de la LOSEN (1994) española.

Esta centralidad tecnológica del proceso de transición energética se manifiesta en múltiples aspectos. En primer lugar, la incertidumbre relativa a la disponibilidad y evolución de las curvas de aprendizaje de las diferentes tecnologías involucradas en el proceso (que, en la actualidad, tal como señala la IEA, no son plenamente maduras en su mayoría) convierte al riesgo tecnológico en un coste contingente significativo. Esta incertidumbre se agudiza aún más por la competencia entre algunas de las nuevas tecnologías, cuyo despliegue se anuncia para los próximos treinta años. Un caso claro es el descrito por T. Van de Graft en su artículo de esta publicación, en el que se muestra la competencia entre la utilización del hidrógeno y un ciclo energético más directo (con eficacias del conjunto de procesos de conversión energética requeridos diferentes) para usos finales eléctricos, tanto para la movilidad como para acondicionamiento de edificación residencial. En su mayoría, además, las nuevas tecnologías que protagonizarán la transición energética son intensivas en capital, lo que supondrá, además de notables requerimientos de inversión (con tipos de descuentos aplicables altos por el elevado riesgo tecnológico), un peso mayor de «costes hundidos». En este contexto, la probabilidad de aparición de «inversiones varadas» (*stranded investments*) es alta. Algunos ejemplos se dan ya en la generación eléctrica convencional: reducción significativa de las horas de utilización de las centrales de gas natural de ciclo combinado a medida que aumenta la penetración de generación renovable, cierre o reconversión de la flota de centrales de carbón (proceso, este último, que va a afectar de forma particular, como se señala en WEO 2019 de la IEA, a países asiáticos con inversiones de este tipo de centrales con vidas todavía muy cortas). En el sector petrolero, el riesgo de «inversiones varadas» dependerá del grado de afinamiento de la planificación de las nuevas inversiones al impacto conjunto de la evolución de la demanda de crudo y el agotamiento de pozos, pero parece inevitable que una parte importante de los recursos subterráneos de

países con voluminosas reservas se conviertan a largo plazo en «activos varados», si se pretende alcanzar los objetivos de neutralidad climática en 2050.

En segundo lugar, el escenario tecnológico futuro asociado a la transición energética tendrá también importantes efectos de carácter geopolítico. El aventajado posicionamiento geoestratégico que otorgaba a algunos países una dotación abundante de recursos fósiles (sobre todo si, como en el caso del petróleo, su localización está concentrada geográficamente) se irá amortiguando a medida que la sobreabundancia de recursos a largo plazo se haga patente; la contribución de determinadas áreas geográficas, como Oriente Medio o algunos *choke points* en el tráfico del crudo, a la determinación del riesgo geopolítico en los mercados energéticos irá igualmente disminuyendo. El control de las tecnologías descarbonizadas y la dotación de recursos minerales de elementos asociados a estas tecnologías, como «tierras raras», (a las que Ricardo Prego dedica su artículo en esta publicación), y otros materiales críticos, irán desplazando de forma progresiva a la dotación de recursos fósiles como factor de «dominancia energética» en las relaciones internacionales. Es cierto que las tecnologías se difunden, pero el *first mover* adquiere normalmente una ventaja estratégica significativa. Es por eso reseñable la relevancia geoestratégica de la creciente ventaja de China en las tecnologías descarbonizadas (tanto en la energía nuclear como en las energías renovables), cuestión expuesta por I.Tapia en el número precedente de E. y G.; China, además, ha adquirido una posición dominante en recursos minerales necesarios para el desarrollo de tecnologías descarbonizadas, como las tierras raras, frente a la cual EE. UU. y Europa han reaccionado con notable retraso (ver el artículo de R. Prego) y seguirá beneficiándose para su desarrollo tecnológico en todas las áreas energéticas del efecto escala en la evolución de sus curvas de aprendizaje. Aunque las distancias tecnológicas puedan acortarse con una adecuada política de inversión en investigación e infraestructuras, una correcta planificación y asignación de recursos a medio y largo plazo es necesaria para minimizar los costes en un entorno de gran incertidumbre tecnológica como el que se abre con la transición energética. Por otro lado, aunque es cierto que los recursos energéticos primarios dominantes en el futuro a largo plazo (sol y viento) están presentes en todas las áreas geográficas (no con la misma intensidad), la localización es un factor determinante del coste de producción con esas energías renovables, lo que conducirá (dada la gran variabilidad

de costes) a una nueva especialización internacional y una nueva red de flujos energéticos globales (T. Van de Graft examina esta cuestión en relación al hidrógeno), que afectarán a la red global de infraestructuras energéticas.