Introducción

Claudio Aranzadi

Esta decimoprimera edición de *Energía y Geoestrategia* (EyG) se abre con una entrevista a Francesco La Camera, director general de IRENA (International Renewable Energy Agency), en la que La Camera responde a un abanico de cuestiones planteadas por EyG que incluyen no solo la estrategia de expansión global de las energías renovables, sino también la amplia gama de tecnologías cuyo desarrollo será necesario para alcanzar el objetivo de limitar el aumento de temperatura a 1,5 ºC. Además, en este número de EyG se incluyen dos artículos dedicados a analizar el papel de la energía en las Fuerzas Armadas, de los que son autores el contraalmirante Antonio González García («Transición energética en las instalaciones militares») y David Poza Cano («Transición energética en las operaciones militares»), y tres artículos temáticos a cargo de Jorge Fernández Gómez y Jaime Menéndez Sánchez («Redes energéticas, geopolítica y transición sostenible»); Pau Ruiz Guix («Políticas industriales verdes en un mundo en cambio: Inflation Reduction Act y Plan Industrial del Pacto Verde»), y Neil Atkinson («OPEP :Una larga historia y un papel clave en el futuro de la energía»).

Al repasar, como es habitual, el año transcurrido desde la publicación del número precedente de *Energía y Geoestrategia* hasta

el cierre del actual a comienzos de 2024, se impone la impresión de que los principales factores que inciden en la evolución del entorno energético global siguen configurando un marco de elevada incertidumbre y alto riesgo geopolítico. Sin embargo, este marco refleja una compleja interrelación entre los factores que tienden a mitigar el riesgo geopolítico y otros que contribuyen a agravarlo. Dentro del primer tipo puede incluirse la COP28 celebrada en Dubái. Aunque probablemente ha habido cierto optimismo impostado al valorar sus resultados dadas las insuficiencias que todavía subsisten en sus conclusiones, los avances registrados son indudables. La aprobación del primer balance global (*Global Stocktake*[1]) de la política climática desarrollada en aplicación del Acuerdo de París de 2015 por parte de la 28.ª reunión anual de la Conferencia de las Partes, instituida en el seno de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (acordada en 1992), es ya un hito importante, al igual que también lo es el solo hecho de preservar, gracias a la celebración de las COP y a pesar de que los avances sean marginales, un hilo cooperativo global dentro de un contexto geopolítico dominado por la rivalidad y el conflicto. Sin duda, la política climática y la estrategia de descarbonización que esta comporta son la manifestación más patente, quizá la única, de colaboración plenamente global (entre casi doscientos países) en el dominio energético con un horizonte a largo plazo. Por lo tanto, los resultados de la COP28 suponen, en la medida en que contribuyen a afinar el contorno de la política climática, una reducción de la incertidumbre en las expectativas de evolución del escenario energético y un alivio del riesgo geopolítico que ese escenario soporta. En sentido opuesto incide tanto la continuidad del conflicto bélico en Ucrania iniciado en febrero de 2022 como la aparición de uno nuevo, de gran relevancia geopolítica, en Gaza. En el primer caso, asistimos a un conflicto cronificado, todavía sin un horizonte claro de salida, que está teniendo un impacto probablemente duradero en la reconfiguración de los flujos energéticos internacionales y en las estrategias energéticas y las políticas industriales de los diferentes países. En el segundo caso, la intervención militar de Israel en Gaza ha dado lugar a un conflicto bélico en el corazón de Oriente Medio con una incidencia todavía limitada en el escenario energético internacional, pero con un enorme potencial disruptivo en el suministro global de combustibles si hubiera una escalada en el área.

[1] Ver *First Global Stocktake* de la COP28 (2023) de las Naciones Unidas.

Por otro lado, la persistencia de la guerra Rusia-Ucrania también ha contribuido a consolidar políticas reactivas que ya se examinaron en el número precedente de EyG y que han tenido una incidencia en múltiples direcciones sobre el riesgo geopolítico que afecta al sector energético. La modificación del equilibrio entre los vértices del trilema energético en las estrategias energéticas (con una mayor primacía otorgada a la seguridad), ha propiciado a la vez una aceleración de la penetración de las energías renovables y un retraso en la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. El impulso a nuevas políticas industriales como la «Industrial Reduction Act» de EE. UU. o el «Green Dea Industrial Act» europeo (examinados en el artículo de Pau Ruiz Guix) también ha tenido impactos diversos: su apoyo a la promoción de energías limpias y a la reducción del riesgo en las cadenas de oferta de los países que están poniendo en práctica esas políticas es evidente. Sin embargo, la mayor fragmentación del desarrollo tecnológico que implica la orientación defensiva de estas políticas entorpecerá una asignación de recursos global más eficiente y será una contribución más a la agudización de la rivalidad en el actual contexto geopolítico. Además, la continuidad de todas estas políticas dependerá de múltiples contingencias políticas domésticas en 2024 (sobre todo de las elecciones en EE. UU.) cuyos resultados pueden conducir a una radical recomposición de los equilibrios geopolíticos.

La centralidad de la COP28 entre los acontecimientos geopolíticos con incidencia en el sector energético registrados en 2023 se hace más patente al examinar sus conclusiones. El texto del *Global Stocktake* (GS) aprobado en la COP de Dubái refleja un equilibrio de intereses (puestos de manifiesto en las discusiones a lo largo del encuentro), pero también de énfasis. Mediante una cuidada elección de términos, las conclusiones ofrecen una amplísima gama de constataciones de pasados avances, preocupaciones, alarmas, reconocimientos de actuaciones necesarias, etc., aunque los imperativos formalmente exigibles en consonancia con la vinculación jurídicamente «laxa» de los compromisos adquiridos en los acuerdos climáticos son escasos. Además, en la panorámica de la evolución del cambio climático y del estado actual de los avances en la política de mitigación y adaptación (sustentada esencialmente en los análisis técnicos del último informe del IPCC) que ofrece el texto de la GS se manifiesta lo que podría considerarse una tensión entre el pesimismo del entendimiento y el optimismo de la voluntad (algo que a veces también se percibe en los informes de la Agencia Internacional de la Energía).

Como una muestra de este optimismo de la voluntad puede señalarse, por ejemplo, el artículo 16c del GS donde se manifiesta «que están ya disponibles en todos los sectores opciones de mitigación factibles, efectivas y de bajo coste para alcanzar el límite de 1,5 ºC en esta década crítica con la necesaria colaboración de tecnologías y apoyo». Este mismo espíritu anima la afirmación de la AIE (WEO 2023) donde se señala que las «políticas y tecnologías probadas están disponibles para alinear los objetivos de seguridad, y sostenibilidad energética, avivar la trayectoria de cambio esta década y mantener abierta la puerta para alcanzar el objetivo de 1,5 ºC[2]». Es posible que las tecnologías estén disponibles, pero, como ponen de manifiesto los propios informes de la AIE[3], su plena madurez está lejos de alcanzarse. De los cincuenta componentes del sistema energético (entre los que se incluyen tecnologías, infraestructuras, etc.) cuya evolución es considerada crítica por la AIE para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas en 2050 y a los que hace un seguimiento, solo considera plenamente *on track* a tres: solar fotovoltaica, vehículos eléctricos e iluminación.

Las expresiones del pesimismo de la inteligencia son mucho más frecuentes. Basta señalar el número de artículos del texto del GS que comienzan con el término «preocupación» o «alarma», o los datos que aporta la propia AIE para constatar la enorme brecha entre la trayectoria anticipada a largo plazo de las emisiones de gas de efecto invernadero con las actuales políticas climáticas y energéticas, y el perfil necesario para alcanzar el objetivo de 1,5 ºC como límite del crecimiento de la temperatura al final del siglo. Además, tanto las conclusiones del GS de la COP28 como los informes de la AIE ponen de manifiesto la existencia de una doble brecha. A la existente entre la trayectoria requerida y la anticipada como resultado de los compromisos gubernamentales (brecha de ambición) debe añadirse la brecha entre esta última y la trayectoria correspondiente a las políticas energéticas y climáticas efectivamente puestas en práctica o anunciadas, lo que se ha denominado «brecha de implementación». Esta distinción es importante tanto desde el punto vista analítico como estratégico. La información relevante para estimar una trayectoria futura de la transición energética consistente con los actuales avances de la política climática no es la agregación de metas de carácter general (picos de emisión o fechas de neutralidad climá-

[2] International Energy Agency [IEA]. (2023). *World Energy Outlook 2023*.

[3] IEA. (2023). *Tracking Clean Energy Progress 2023.*

ticas, entre otras, en declaraciones políticas), sino el análisis de la efectividad de las políticas implantadas o formuladas de forma explícita. Esto es lo que dota de gran valor al escenario STEPS (*Stated Policies Scenario*) analizado por la AIE(2) (u otro elaborado con equivalente metodología) como escenario de referencia, ya que permite evaluar la «brecha total» entre la trayectoria de la transición energética requerida para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas a mitad de siglo y la trayectoria que se correspondería con la puesta en práctica de las actuales políticas concretas implantadas o anunciadas. La realidad descrita por el texto de las conclusiones de la COP28 y por los análisis de la AIE muestran que esa brecha es importante y que su corrección es difícil, aunque es posible con voluntad política. Ese será el objetivo de las futuras COP.

Es cierto que, además de las mencionadas con anterioridad, algunas manifestaciones de la AIE pueden inducir al optimismo. En primer lugar, su previsión de que el pico de demanda global de los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) tendrá lugar en esta década al mismo tiempo que se experimenta un fuerte aumento de las inversiones en capacidad renovable (en gran parte inducido por la crisis energética provocada por la guerra de Ucrania). Sin duda, alcanzar el pico de demanda de los combustibles fósiles sería un hito histórico, pero cuando se observan las propias estimaciones de la AIE en el escenario STEPS se constata que, más allá del pico y en el caso del petróleo y el gas natural, el perfil de la demanda aparece como una curva prácticamente plana hasta 2050. En segundo lugar, parece también alentador que en el WEO 23(2) la AIE manifiesta que

> «triplicando la capacidad de energía renovable, doblando el ritmo de mejora de la eficiencia energética al 4 % anual, impulsando la electrificación y cortando las emisiones de metano en las operaciones con combustibles fósiles se alcanzaría conjuntamente más del 80 % de la reducción de emisiones necesaria antes de 2030 para conducir al sector energético por una ruta de limitación del aumento de la temperatura a 1,5 ºC».

Estos objetivos se han recogido en el texto del GS de la COP28 (artículo 28) y constituyen prácticamente las únicas metas cifradas. Como señala Francesco La Camera en su entrevista, la IRENA también había fijado como meta triplicar la capacidad renovable en esta década.

Las metas, propuestas por la AIE con el horizonte de 2030 y asumidas en la COP28, son ambiciosas pero razonables. El componente esencial para alcanzarlas reside en una electrificación ampliamente descarbonizada tanto en la generación como en el consumo, lo que supone una fuerte ampliación de la capacidad de generación eléctrica renovable (sobre todo fotovoltaica) y una significativa penetración del coche eléctrico y la bomba de calor. No obstante, el logro de estas metas sería insuficiente para lograr una corrección significativa del perfil de emisiones a largo plazo sin una gran reducción del consumo de combustibles fósiles y, en las décadas posteriores a la actual, sin una masiva incorporación de tecnologías descarbonizadoras todavía no maduras (hidrógeno, combustibles sintéticos, captura de CO_2, etc.). Por esta razón ha sido importante la inclusión del compromiso de abandono de los combustibles fósiles en el artículo 28 de las conclusiones de la COP28 (más allá de las discusiones algo surrealistas en torno a la elección entre los términos *phase down*, *phase out* y *transition away*, que fue el finalmente aceptado), aunque no se ha fijado ninguna cuantificación para ese objetivo.

Sin embargo, la previsión del consumo de combustibles fósiles a largo plazo que se derivaría de la aplicación de las políticas energéticas e industriales en vigor en la actualidad (el escenario STEPS de la AIE) muestra un perfil claramente divergente del requerido para alcanzar el objetivo fijado en la COP28. La demanda global de carbón, cuyo declive había de ser más agudo que el de los demás combustibles fósiles (se acordó su *phase down*, reconducido en la COP28, en las conclusiones de la COP26, donde China e India presionaron para dulcificar el término), ha tenido un crecimiento del 4 % en 2022 y ha alcanzado su máximo histórico, que volverá a repetirse en 2023, antes de una lenta disminución prevista en 2024 y un descenso prácticamente en meseta hasta 2026[4]. El decrecimiento de la demanda de carbón requerido en esta década para cumplir los objetivos de la política climática puede considerarse realista en relación con los países avanzados (EE. UU. y Europa), pero parece difícilmente alcanzable en China, en la India (principales consumidores) y en otros países emergentes. En China y en la India, los imperativos de seguridad inducen recurrir a un combustible como el carbón, con alto grado de autoabastecimiento en ambos países. Además, una parte importante de la capacidad de generación eléctrica con carbón de otros países asiáticos ha tenido una vida operativa relativamente corta, lo que exigiría cierres anticipados, reconversión tecnológica (con captura de CO_2, por ejemplo) o readaptación operativa (funcionando como *back-up* de la generación renovable) para cumplir con los objetivos de descarbonización, como ya admitió la AIE, algo que a gran escala parece problemático. Por otro lado, en déca-

[4] IEA. (2023). *Coal 2023 Analysis and forecast to 2026.*

das posteriores el radical abandono del carbón requerirá su sustitución en procesos industriales de difícil descarbonización (como la siderurgia) para los que las tecnologías necesarias aún no están maduras.

El divorcio entre la trayectoria de la demanda esperada a largo plazo y la requerida por la política de descarbonización necesaria para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas a mitad de siglo es especialmente patente en las estimaciones de la demanda global de petróleo. La principal representación de los intereses de los productores de petróleo (OPEP) considera como escenario de referencia una evolución de la demanda global creciente hasta la mitad de los años treinta y estabilizada en torno a los 110 mb/d hasta 2045[5]. La EIA ofrece un escenario de referencia en el que la demanda global de combustibles líquidos (incluidos el etanol y otros biocombustibles) crece desde la cifra actual, del orden de 100 mb/d, hasta 121,5 mb/d en 2050[6]. En sus estimaciones relativas a EE. UU.[7] consideran un perfil de consumo de petróleo y otros productos líquidos (sin incluir biocombustibles) prácticamente plano desde el nivel actual y casi plano en el nivel de producción (manteniéndose EE. UU. como exportador neto) hasta 2050. El perfil de la demanda global de petróleo que muestra el WEO 23(2) en su escenario STEPS es también relativamente plano: de una demanda de 96,5 mb/d en 2022 pasa a 101,5 mb/d en 2030 (después de alcanzar un pico en esta década) y desciende hasta 97,4 mb/d en 2050. Está claro que, en cualquiera de estos escenarios, la evolución de la demanda global de petróleo presenta una enorme desviación en relación con el escenario requerido para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas que el Net Zero Road Map[8] (2023) de la AIE estima, que exigiría una demanda de 77 mb/d en 2030 y de 24 mb/d en 2050. Esta desviación también es patente cuando se compara la evolución prevista de las inversiones en el sector hasta 2030 (el doble de las requeridas en el escenario Net Zero según el WEO 2023). Baste recordar que la propia AIE[9] señalaba que el perfil de la demanda de crudo en el escenario de cero emisiones netas en 2050 no requeriría la exploración de nuevos recursos ni más explotaciones que aquellas cuyo desarrollo se hubiesen aprobado. Las llamadas en EE. UU. (uno de los tres grandes productores mundiales) a ampliar la capacidad de producción de combustibles fósiles por imperativos de seguridad (aun teniendo en cuenta el impulso a las energías renovables de la Inflaction Reduction Act) es una manifestación de esta tendencia, al igual que lo es la inflexión estratégica de algunas compañías

5 OPEP. (2023). *World Oil Outlook 2045.*
6 U. S. Energy Information Administration. (2023). *International Energy Outlook.*
7 U. S. Energy Information Administration. (2023). *Annual Energy Outlook*.
8 IEA. (2023). *Net Zero Roadmap. A Global Pathway to Keep the 1.5 ºC Goal in Reach.*
9 IEA. (2021). *Net Zero by 2050*. International Energy Agency.

del sector. También en el caso del gas natural aparece una notable discrepancia entre el perfil de la demanda global requerido por el escenario de cero emisiones netas de la AIE(8), que supone pasar de 4160 bcm en 2022 a 3400 bcm en 2030 y 920 bcm en 2050, y el que corresponde al escenario STEPS de la Agencia(2), que supondría una demanda de 4299 bcm en 2030 (también en este caso después de alcanzar el pico en la década actual) y 4173 bcm en 2050. Como en el caso del petróleo, este perfil de la demanda resulta prácticamente plano.

De las cifras anteriores parece deducirse que sin una sensible corrección a la baja de la demanda global de combustibles fósiles a la que conduciría la aplicación de las políticas energéticas e industriales actualmente establecidas no se podría conseguir el objetivo de limitar a 1,5 ºC el aumento de la temperatura al final del siglo ni alcanzar cifras de reducción de emisiones a medio plazo (años treinta) compatibles con la meta de cero emisiones netas a mediados de siglo aunque se consiguiese lograr la fuerte ampliación de la capacidad renovable acordada en la COP28. Por ello, es importante incluir también la propuesta del abandono de los combustibles fósiles. La reducción de emisiones en el escenario STEPS de la WEO 23(2) seria de un 5 % en 2030 y un 10 % en 2035 con relación al año 2022, mientras que un escenario de cero emisiones netas debería ser de un 35 % en 2030 y un 64 % en 2035[10]. Debe tenerse en cuenta que el calentamiento climático está determinado por una variable *stock* (concentración de gases de efecto invernadero) más que por una variable de flujo (emi*sion*es), aunque obviamente el volumen de estas contribuye a la constitución del *stock*. Por tanto, el legado del pasado gravita de forma necesaria sobre los escenarios futuros. En este sentido, en las conclusiones de la COP28 se señala «con alarma y seria preocupación» (artículo 15) que «las actividades humanas, principalmente a través de la emisión de gases de efecto invernadero, han causado inequívocamente un calentamiento global del 1,1 ºC» y se reconoce (artículo 25) que «la acumulación histórica neta de emisiones de dióxido de carbono supone ya alrededor de cuatro quintos del presupuesto total de carbono para un 50 % de probabilidad de limitar el incremento de la temperatura a 1,5 ºC». En resumen, con la trayectoria de emisiones correspondiente al escenario STEPS del WEO 2023(2) se alcanzaría a final de siglo un aumento de la temperatura del orden de 2,4 ºC que, aunque supone una cierta mejora en relación con las estimaciones de la AIE de años pasados, difiere significativamente de los objetivos fijados en el Acuerdo de París. Esta cifra es consistente con

[10] Las cifras de reducción de emisiones requeridas para alcanzar el límite de 1,5 ºC que aparece en las conclusiones de la COP28 son un 43 % en 2030 y un 60 % en 2035, pero no son homogéneas con las manejadas por la AIE tanto por el alcance las emisiones consideradas como por el año de referencia (2018 en la COP28).

el intervalo de 2,1 ºC/2,8 ºC de aumento de la temperatura que se estima en el GS de la COP28 (artículo 28) si se da la plena implantación de los últimos planes nacionales (Nationally Determined Contributions). Por otro lado, la potencial sobreinversión en el sector de los combustibles fósiles (en concreto en el sector petrolero) que el WEO 2023 pone de manifiesto plantea un problema añadido de potenciales «inversiones varadas» (*stranded investments*) al que la AIE ya se refería en años anteriores. El reparto de estas «inversiones varadas» entre energías limpias y el sector de combustibles fósiles dependerá de los precios relativos de ambas alternativas y de las medidas regulatorias que se adopten, aunque puede preverse un efecto *lock-in* que tienda a preservar un exceso de capacidad productiva en el sector de combustibles fósiles con relación a lo previsto en el escenario de cero emisiones netas.

La política climática, necesariamente global porque trata de corregir una externalidad negativa global, cuenta con la aprobación de casi doscientos países en lo que se refiere a su objetivo más general: frenar el cambio climático. Sin embargo, no todos los países han sido igualmente responsables de provocar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera en el pasado ni las restricciones de la política de descarbonización afectan de igual manera a su desarrollo económico. Tampoco poseen la misma capacidad financiera para abordar la política climática y los daños causados por el cambio climático no serán similares en todos ellos. Por otro lado, el grado de riqueza de cada uno en recursos de combustibles fósiles, cuyo abandono es requisito indispensable de la política climática, condiciona (como se ha visto en la COP28) la disponibilidad a aceptar iniciativas rigurosas en ese ámbito. Los complejos arbitrajes de intereses entre los diferentes países seguirán, por tanto, formando parte de la agenda de futuras COP. Además, la continuidad de la política climática global puede verse afectada por alternancias políticas internas que supongan un cambio de orientación en las estrategias medioambientales, concretamente en la política de descarbonización. EE. UU. ha ofrecido ya en el pasado una doble muestra de esto (la no ratificación por el Congreso del Protocolo de Kyoto en la presidencia de Bush y la salida del Acuerdo de París en la presidencia Trump). Las posturas negacionistas radicales (reacias a aceptar la evidencia científica del calentamiento climático antropogénico) continúan siendo marginales, pero la resistencia política a los avances de la política climática se ha refugiado en algo parecido a una estrategia de procrastinación (diferimiento de medidas impopulares que conllevan el encarecimiento de determinados productos o restricciones cuantitativas a su uso). Los argumentos utilizados a veces tienen un cierto aroma de reacción *free rider* (considerar irrelevante el esfuerzo propio si se tiene en cuenta que solo tres países —China, EE. UU. y la India— representan más del 50 % de las emisiones globales), pero en otros casos

se recurre a la utilización distorsionada de planteamientos más sólidos (por ejemplo, esperar a que la incertidumbre que afecta a los modelos climáticos se reduzca). Todo ello explica la brecha, mencionada tanto en las conclusiones de la COP28 como en los informes de la AIE, entre los compromisos generales declarados por los Gobiernos y la implantación de las políticas concretas de descarbonización.

Frente a la miopía estratégica de este tipo de opciones debe señalarse que la política climática se fundamenta en la aplicación de un estricto criterio coste-beneficio en un contexto intertemporal: los costes de mitigación en una política de descarbonización bien diseñada son inferiores a los beneficios que implica el calentamiento climático evitado por la aplicación de esa política si se considera un escenario con un horizonte a muy largo plazo. Esto significa que el coste de reducción de una tonelada adicional de CO_2 emitido es inferior al «coste social» de la emisión (es decir, el daño futuro actualizado de una tonelada marginal de CO_2)[11] (Gillingham y Stock, 2018). Sin embargo, existen problemas prácticos en la aplicación de este simple criterio. En primer lugar, hay una asimetría en las localizaciones de los principales emisores y los principales dañados por el cambio climático (sin que exista correlación alguna entre ambos). En segundo lugar, el coste de la reducción de emisiones se manifiesta a corto plazo mientras que el daño evitado por su reducción se producirá fundamentalmente a largo plazo (aunque los fenómenos atmosféricos externos debidos al calentamiento climático que ya se han registrado ofrecen a la opinión pública un anticipo de los posibles daños). Esto incentiva la miopía estratégica y, dependiendo del grado de solidaridad intergeneracional (reflejado en el tipo de descuento considerado), puede crear un sesgo contrario a la valoración de los beneficios futuros de la política de mitigación. En tercer lugar, las estimaciones del coste social de las emisiones difieren notablemente entre expertos e instituciones. R. S. Pyndick[12] (2017) mencionaba estimaciones del coste social que variaban entre 2 $/t y 200 $/t. En una publicación más reciente, R. S. Pyndick[13] (2023) cita incluso una estimación de G. Heal[14] (2020) con una cifra de 400 $/t. Esta enorme variabilidad de las estimaciones tiene una gran importancia para la formulación de la política de descarbonización, ya que las dimensiones que se le atribuyen al coste social de las emisiones determinan la racionalidad (o irracionalidad) económica de la entrada de nuevas tecnologías limpias. En

11 Gillingham, K. y Stock, J. H. (Fall 2018). The cost of reducing greenhouse gas emissions. *The Journal of Economic Perspectives.*

12 Pyndick, R. S. (2017). *Coase Lecture. Taxes, targets and social cost of carbon.* Economic L.S.E.

13 Pyndick, R. S. (2023). *Climate future.* Oxford University Press.

14 Heal, G. (2020). *Economics aspects of the energy transition*. National Bureau of Economics Research.

cuarto lugar, debe tenerse también en cuenta que los costes de incorporación de las tecnologías descarbonizadoras van a variar notablemente en el tiempo, con curvas de aprendizaje de difícil anticipación (basta observar la evolución en el pasado del coste de generación eléctrica con energía fotovoltaica), lo que introduce una clara incertidumbre a la hora de determinar el calendario óptimo de entrada de las energías limpias.

En los planteamientos relativos a la política climática de R. S. Pyndick[12, 13,15,16], comentados en números precedentes de EyG, se refleja un gran escepticismo en relación con los modelos más utilizados para estimar el coste social de las emisiones. Pyndick otorga una gran importancia a la incertidumbre inherente tanto a la relación de causalidad entre concentración de CO_2 en la atmosfera y aumento de la temperatura (reflejada en los modelos de sensibilidad climática) como a la relación entre el aumento de la temperatura y la cuantía del daño causado (reflejada en la función de daño). Además, es muy crítico con los modelos IAM (*Integrated Assessment Models*) que formalizan esas relaciones de causalidad y permiten obtener estimaciones del coste social de las emisiones. Considera que estos modelos «crean una percepción de conocimiento y precisión, pero esta percepción es ilusoria y engañosa» (Pyndick, 2013). Otros autores[17] son también críticos con dichos modelos, a los que consideran poco robustos. En ambos casos se señala que los resultados son muy sensibles tanto a las diferentes hipótesis utilizadas para el tipo de descuento considerado como a la selección de la variable representativa del daño (habitualmente se considera la pérdida de PIB). Asimismo, Pyndick (2023)[(13)] enfatiza el carácter complejo del sistema climático y el limitado conocimiento de los mecanismos de causación en ese sistema. Desde luego, esto no lo convierte en un «climaescéptico». Al contrario, Pyndick[(13)] considera que se debe desarrollar una política activa de mitigación pero que la metodología adecuada para enmarcar la política climática sería el análisis probabilístico de los potenciales efectos catastróficos provocados por el calentamiento climático. Por ello, plantea la política climática como un seguro de cobertura de esos riesgos catastróficos en el que, aun manteniendo la política de mitigación (reducción de emisiones), se concede una especial relevancia estratégica a la política de adaptación. Pyndick enfatiza la, a su juicio, gran incertidumbre derivada de nuestro limitado conocimiento de las relaciones causales climáticas y la falta de precisión y robustez de los modelos más

[15] Pyndick, R. S. (2013). Climate Change policy: What do the models tell us? *Journal of Economic Literature.*

[16] Pyndick, R. S. (2015). The use and misuse of models for climate policy. *NBER Working Paper.*

[17] Stiglitiz, J., Barret, S. y Kaufman, N. (2023). *How economics can tackle the "wicked problem" of climate change.* (SIPA) IGP Institute of Global Politics

utilizados para formalizarlas (aunque estos modelos también son probabilísticos y cuando se manejan de forma correcta, como en el caso de los informes del IPCC, se explicitan claramente las desviaciones estadísticas de sus estimaciones, lo que indica su grado de precisión). Sin embargo, la aproximación de Pyndick al tratamiento de esas incertidumbres es diferente y conduce a una perspectiva distinta de la política climática en la que el protagonismo de la política de adaptación es mayor. Considera que, a partir de un umbral en su ambición, la política de reducción de emisiones puede tener un coste excesivo y que, en ese caso, la sustitución del esfuerzo marginal de mitigación por el esfuerzo de adaptación puede tener sentido (es decir, conducir a una mezcla de mitigación-adaptación con una ganancia neta intertemporal superior). Este tipo de orientación como guía de la transición energética puede ser controvertido, ya que difiere del planteamiento dominante focalizado en alcanzar una radical reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (cero emisiones netas para la mitad del siglo).

Por tanto, alcanzar los objetivos climáticos del Acuerdo de París de 2015 va a exigir una corrección radical de la trayectoria actual de las emisiones de gases de efecto invernadero condicionada por el legado histórico y por la limitada ambición de las políticas industriales y energéticas actualmente establecidas. Esta corrección implica mayores costes a corto y medio plazo y, por consiguiente, reacciones políticas en contra que, a su vez, tienden a reforzar las actitudes inmovilistas. En todo caso, los avances en la política climática (de la cual las sucesivas COP son un hito fundamental) tienden a provocar una minoración del riesgo geopolítico con incidencia en el contexto energético global. En primer lugar, como se ha señalado, porque preservan la casi única institución de cooperación global en el dominio energético. En segundo lugar, porque al precisar los contornos del imperativo de sostenibilidad en el trilema energético limitan la incertidumbre en relación con los parámetros que definen las restricciones básicas a largo plazo que deben respetar los actores en el sector energético para alcanzar los objetivos climáticos. En sentido inverso influyen los conflictos bélicos que también han caracterizado el año precedente.

Los conflictos bélicos son la manifestación extrema de la rivalidad geopolítica. Agudizan la incertidumbre, incrementan los daños potenciales y, por tanto, intensifican el riesgo geopolítico. Sin embargo, la relación causal entre el riesgo geopolítico y los mercados energéticos dista de ser clara, tal como muestran Ferrari, Lappe y Röbler[18] (2023) al analizar la evolución histórica de un indicador del riesgo geopolítico (índice del riesgo geopolítico global de Caldera y Iacoviello) y de los precios del petróleo, así como

[18] Ferrari, M., Lappe, M. S. y Röbler, D. (2023). Geopolitical risk and oil prices. *ECB Economic Bulletin.* Issue 8/2023.

la reacción de los mercados del petróleo ante acontecimientos puntuales como los ataques del 11 de septiembre de 2001, la invasión de Rusia a Ucrania en febrero de 2022 o el ataque terrorista a Israel el 7 de octubre de 2023. Como señalan estos autores, «los *shocks* geopolíticos pueden tener un impacto en los precios a través de una menor actividad económica o de mayores riesgos de oferta del producto», lo que provoca una bajada de los precios en el primer caso y un alza en el segundo, aunque «como media, un *shock* geopolítico global supone una presión a la baja sobre el precio del petróleo».

La reacción de los mercados energéticos a la guerra en Gaza (al menos hasta el comienzo de 2024) parece confirmar los comentarios precedentes. Como señala J. Bowden[19] (2023), el cierre del campo *offshore* de extracción de gas natural de Tamar, decidido por Israel, tendrá un sensible impacto en sus exportaciones de gas en Egipto y, de forma indirecta, en las posibilidades de exportación de este país (por ejemplo, a Europa). Un empeoramiento de la situación que pusiese en peligro el suministro de gas a Jordania, como señala Bowden, supondría además una desviación de la demanda de Jordania hacia el mercado de GNL y una mayor tensión en este. Sin embargo, no ha existido ningún impacto reseñable en los precios del mercado de gas natural en Europa. Es cierto que se trata de una perturbación de carácter regional, pero con gran potencial de escalada que podría afectar a la red de infraestructuras de transporte de combustible en el área y que, de extenderse al Golfo Pérsico, supondría una catástrofe para el suministro global de combustibles fósiles. Sin embargo, los precios del petróleo se han mantenido en torno a los 80 $/barril sin aparentemente reflejar las expectativas de un serio agravamiento del riesgo geopolítico. La probable desaceleración anticipada del crecimiento global en 2024 y otros factores de distensión del mercado de petróleo prevalecen sobre el pesimismo geopolítico en la determinación de los precios. El riesgo geopolítico sería, por tanto, un factor más entre los factores fundamentales del mercado (costes, demanda neta y *stocks*), y su anticipación sería, en última instancia, uno de los determinantes decisivos de la evolución de los precios. Sin embargo, habría que reconocer al mismo tiempo la escasa fiabilidad de los precios en el mercado de futuros para predecir acontecimientos políticos singulares (como precedente se pueden recordar los precios en el mercado de futuros del gas natural en Europa antes de la invasión de Rusia en Ucrania, poco consistentes con la anticipación de la guerra y sus potenciales efectos). En todo caso, está claro que el riesgo geopolítico asociado al conflicto de Gaza se mantiene alto, aunque, a pesar de su extensión puntual a otras zonas de la región (Pakistán, Irak,

[19] Bowden, J. (2023). East Med Gaza crisis tightens regional gas balances. *The Oxford Institute of Energy Studies.*

Siria, Jordania, Líbano y, sobre todo, el mar Rojo), tiene efectos limitados, por el momento, en los mercados globales de gas y petróleo.

A diferencia de lo que ocurre con el conflicto de Gaza, la guerra en Ucrania que dura desde febrero de 2022 y que, en cierta medida, se ha cronificado ha provocado sustanciales cambios de carácter estructural en el entorno energético global. Por supuesto, la incertidumbre relativa a la duración y al desenlace del conflicto permanece y, por tanto, el riesgo geopolítico asociado sigue siendo alto, pero también en este caso las relaciones de causalidad entre riesgo geopolítico y parámetros energéticos son complejas. El reforzamiento de las políticas de seguridad energética en el tradicional trilema (minimización del coste de suministro energético, seguridad y sostenibilidad) ha permitido sustanciales avances en ese terreno, aunque su efecto sobre el objetivo de sostenibilidad ha sido ambivalente. Por un lado, algo que enfatiza la AIE, ha supuesto una aceleración de la inversión en nueva capacidad renovable, pero, por otro, como ya se ha señalado con relación al carbón (cuyo decaimiento se ha ralentizado en países con altas tasas de autoabastecimiento en ese combustible, como China y la India) y al gas natural y al petróleo en EE. UU., el reflejo securitario provocado por la guerra está llevando a una ampliación de la capacidad en el sector de combustibles fósiles (y a la eventual aparición de «inversiones varadas»). De igual manera, el impulso de políticas industriales activas focalizadas en las energías limpias (como el IRA de EE. UU. y el Green Deal Industrial Act de Europa ya mencionados, ambos analizados por Pau Ruiz Guix en este número de EyG) representa un avance en las políticas de seguridad (autonomía estratégica) y sostenibilidad (descarbonización) en los países que las aplican, pero también induce una mayor fragmentación de las políticas tecnológicas y un contexto de mayor rivalidad geopolítica.

El sector gasístico europeo experimentó el principal *shock* energético provocado por la guerra de Ucrania con la interrupción de la importación de gas natural procedente de Rusia (de la que solo queda una parte residual, esencialmente a través de Ucrania). La sustitución de gas ruso por suministros de gas natural licuado junto con las nuevas inversiones en plantas de regasificación marcan lo que previsiblemente será una nueva estrategia de aprovisionamiento a largo plazo (sin la dependencia, demasiado alta, de las importaciones rusas). Esto mejora los estándares de seguridad, sobre todo en Alemania, pero también representa el abandono de una alternativa más competitiva en términos de coste (el gas ruso a través de gaseoducto es el suministro «natural» para Alemania y Europa del Este por su ventaja competitiva en términos de coste de producción y transporte). Esta readaptación de los flujos de suministro de gas natural en Europa se ha visto facilitada por la reducción de la demanda en 2023 debido a factores climáticos, a la recuperación de la producción nuclear francesa y al avance de

las fuentes renovables en la generación eléctrica a pesar de la lenta reacción de la producción de GNL[20]. De hecho, a pesar de la continuidad del conflicto bélico, el mercado de gas natural en Europa a comienzos de 2024 se mantiene relativamente estable, con precios TTF inferiores a 30 €/Mwh del orden de la décima parte del precio registrado en el pico de 2022. La AIE(20) señala, como contribución a la seguridad energética, las iniciativas tendentes a «ordenar» la demanda, tanto en Europa —con el mecanismo de «compra conjunta de gas» de la UE— como en Japón —con la creación de un «regulador estratégico de GNL»— o en China —con la formulación de una «política de utilización de gas natural»—. Sin embargo, esta radical reconfiguración de flujos de suministro de gas natural en Europa, claramente exitosa desde la perspectiva de la seguridad energética, tuvo en Alemania un acompañamiento negativo para la sostenibilidad debido a que recurría más al carbón para la producción eléctrica (a lo que también contribuyó el cierre nuclear). El riesgo geopolítico asociado a la guerra de Ucrania tampoco ha afectado al mercado de petróleo, cuyos precios dependen sobre todo de los fundamentales económicos y de la política de la OPEC+. Sin embargo, hay incertidumbre sobre el futuro equilibrio de los «tres grandes» en el sector petrolero mundial (EE. UU., Arabia Saudí y Rusia). Arabia Saudí, como *swing producer* y principal socio de la OPEC+, es el actor fundamental para preservar la estabilidad en el mercado global de petróleo; Rusia es la principal incógnita. La AIE, en su escenario STEPS(2), prevé un declive de la producción de petróleo en Rusia (que se reduciría en 2 mb/d para 2030). Por su parte, V. Yermakov[21] (2023) anticipa la continuidad de sus niveles de producción actuales a largo plazo. Yermakov señala el mantenimiento de la producción rusa en 2022 en un contexto de sanciones a la importación de su crudo y sus productos petrolíferos, y menciona no solo la desviación (aun con notables descuentos en los precios) de sus exportaciones a través de importantes adquirentes como China o la India, sino también la capacidad de recuperación y optimización de pozos maduros en un contexto de limitaciones a la importación de tecnología. En todo caso, el posicionamiento futuro de Rusia dependerá esencialmente de factores geopolíticos (cambios de liderazgo político en el Kremlin, grado de influencia en el sur global y, por supuesto, posible retorno a la presidencia de EE. UU. de Donald Trump).

La guerra de Ucrania también ha traído consigo un mayor protagonismo de las políticas industriales (como el IRA americano o el Green Deal Industrial Act europeo) en las estrategias energéticas. Las políticas industriales siempre han existido, aunque en el mundo anglosajón y en gran

[20] IEA (2024). *Gas market report Q1-2024*. International Energy Agency.

[21] Yermakov, V. (2023). *Russian oil output increases in 2022 amid unprecedented Western sanctions: What's next?* Oxford Institute for Energy Studies.

parte de los medios académicos se hayan visto con cierta desconfianza. La más célebre muestra de escepticismo en relación con las políticas industriales corresponde al Nobel de economía, Gary Becker, que en 1985 manifestó que «la mejor política industrial es ninguna en absoluto[22]». Sin embargo, nada ha impedido que EE. UU. haya practicado la más intensa política industrial, sin nombrarla de esta manera, sobre todo a través del departamento de Defensa. En muchos casos, las controversias responden a diferencias en la definición de esas políticas. R. Juhász, N. J. Lane y D. Rodrik[23] (2023) definen de forma precisa las políticas industriales como «las políticas gubernamentales que tienen explícitamente como meta la transformación de la estructura de la actividad económica para alcanzar algún objetivo público». El objetivo suele ser impulsar la innovación, la productividad y el crecimiento económico, pero también puede promover la transición climática, los empleos de calidad, las regiones atrasadas, las exportaciones o la sustitución de importaciones. Puesto que la política industrial persigue un cambio estructural, una de sus características clave es el ejercicio de la elección y la discrecionalidad por las autoridades públicas: «promovemos X pero no Y», aunque la última parte de esta frase aparece normalmente de forma implícita. Desde luego, es posible definir de forma más sencilla la política industrial como la que persigue la mejora de la competitividad del tejido productivo, pero se pierden así los matices de la amplia definición de los actores mencionados(23) que permiten identificar mejor el origen de las controversias. Además, estos autores señalan los fundamentos de la racionalidad económica de las políticas industriales: promover externalidades positivas, enfrentar los fallos de coordinación (o aglomeración) y proveer *inputs* públicos específicos en determinadas actividades. No obstante, estos mismos autores señalan que las discusiones se centran en la extraordinariamente variada implementación concreta de estas políticas, pero no tanto en su racionalidad teórica.

Lo característico del resurgimiento de las políticas industriales tanto en EE. UU. como en Europa es, en primer lugar, su fundamento en gran medida geopolítico: hacer frente a una amenaza (Rusia y su invasión de Ucrania) y a la agudización de un desafío (intensificación de la rivalidad con China) que exige una respuesta defensiva en dos relevantes aspectos de la política industrial como son la digitalización y el impulso a la transición energética. De hecho, estas dos áreas son las que se consideran prioritarias en el programa Next Generation de la UE que, con su enorme volumen de financiación (723,8 mil millones de euros entre subvenciones

22 Becker, G. (1985). The best industrial policy is none at all. *Business Week.* August, 1985.

23 Juhász, R., Lane, N. J. y Rodrik, D. (2023). The new economics of industrial policy (W.P. 31538). *National Bureau of Economic Research.*

y préstamos), es el verdadero instrumento de la política industrial europea sobre el que se superpone el Green Deal. Por otro lado, la mayor focalización sectorial de las nuevas políticas industriales permite desestimar la crítica más frecuente con la que se ha encontrado la política industrial: la supuesta incapacidad de las autoridades públicas en decidir, con un elevado grado de discrecionalidad, los sectores que deben ser apoyados (la política de *picking winners*) al no contar con información suficiente. En el terreno estrictamente energético, y más concretamente en la política de descarbonización, el liderazgo de China en la manufactura de materiales críticos (y en la minería de tierras raras) y en el desarrollo de energías renovables (fotovoltaicas, equipos de energía eólica), baterías y coches eléctricos, así como su intenso avance en la curva de aprendizaje de la tecnología nuclear son un claro mandato para que tanto Europa como EE. UU. intenten fortalecer los eslabones más débiles de su cadena de oferta y su desarrollo tecnológico, ambos amenazados por la potencia china. El imperativo geopolítico convierte en irrelevante el debate sobre *picking winners* en la política industrial.

La discusión teórica sobre cuál es la mejor respuesta a la agresiva política industrial china seguirá abierta, aunque la exigencia de la política de seguridad ha inclinado ya la balanza en favor de políticas industriales activas de apoyo (que exigen un volumen importante de recursos públicos) dirigidas a promover la transición energética. El debate, por otro lado, es antiguo, ya que no ha existido una valorización unánime de lo que tradicionalmente se han considerado políticas industriales exitosas (las implantadas en Japón, Corea del Sur, Taiwán y, más recientemente, China). Por ejemplo, M. Porter, H. Takeuchi y M. Sakakibara[24] (2000) critican severamente la política industrial del MITI japonés, paradigma en los años ochenta del siglo pasado de las políticas industriales activas, señalando que «las políticas que forman el núcleo del modelo gubernamental figuran prominentemente en los fracasos competitivos» e indicando una correlación más bien negativa entre los apoyos sectoriales gubernamentales y los resultados obtenidos. En los casos de mayor éxito, para justificar la inaplicabilidad de esas políticas en países occidentales, se ha recurrido a la especial idiosincrasia de los países asiáticos mencionados y a un supuesto despilfarro de recursos públicos frente a un imaginado contrafactual alternativo que habría conducido a mejores resultados si la política no se hubiese aplicado. En el contexto actual, algunas voces[25] manifiestan reservas sobre la situación creada por la competencia de políticas industriales tecnológicas y comerciales que comporta la estrategia de reducción de riesgo (*de-ris-*

[24] Porter, M., Takeuchi, H. y Sakakibara, M. (2000). *Can Japan Compete*. Perseus Publishing.

[25] Sanderson, H. (2024). The problem with De-Risking. *Foreign Affairs.* January.

king) con China si se compara con una estrategia de mayor cooperación. Las reservas de Sanderson[25] están justificadas, pero en el actual contexto geopolítico parece algo teórico. Sin duda alguna, una mayor cooperación tecnológica en el terreno de las energías limpias conduciría a un desarrollo de las tecnologías necesarias para la transición energética más rápido y eficiente tanto en EE. UU. (y Europa) como en China (sería un óptimo paretiano). No obstante, en el contexto de rivalidad actual la mejor respuesta tanto para EE. UU. como para Europa es el fortalecimiento de sus políticas industriales de promoción de energías limpias (aunque ello conduzca a un equilibrio de Nash subóptimo). Sin embargo, también es cierto que una exacerbación de la competencia entre políticas industriales puede realimentar la rivalidad geopolítica.

Por tanto, en este clima de rivalidad geoestratégica y de implementación de políticas de reducción del riesgo (*de-risking*) es previsible una evolución hacia un mayor proteccionismo comercial, una relocalización de los eslabones de las cadenas de oferta en función de afinidades geopolíticas (el *friendshoring* de Janet Yellen) y una mayor fragmentación del desarrollo tecnológico. Todo ello conduciría a una pérdida de eficiencia en la asignación global de recursos. Además, en el terreno de las políticas de apoyo a la transición energética, en concreto en el de la política climática que exige imperativamente un contexto cooperativo global, esa evolución tiende a debilitarla. Este escenario se agravaría aún más en un contexto geopolítico con D. Trump en la presidencia de EE. UU., pero incluso en este entorno subóptimo tiene sentido tratar de logar un *second best*, al menos a través de una mayor cooperación entre EE. UU. y Europa aún en un contexto de competencia de políticas industriales. Está claro que lograr el máximo de eficiencia en las políticas de innovación tecnológica es una condición esencial para alcanzar los objetivos de descarbonización que exige la transición energética. Las metas fijadas para el final de esta década, aunque requieren una corrección de la trayectoria actual, se sustentan en tecnologías maduras, ya que dependen de la penetración de energías renovables en la generación eléctrica y de la electrificación de la movilidad ligera (coche eléctrico) y la climatización (bombas de calor). No obstante, la continuidad de la transición energética en las últimas décadas antes de la mitad del siglo va a exigir un recurso intenso de tecnologías todavía no plenamente maduras (como la captura de CO_2, el ciclo de hidrógeno y derivados, y los combustibles sintéticos limpios), lo que supone un notable riesgo tecnológico para la política climática a largo plazo.

Una gran parte de las tecnologías descarbonizadoras que deberán tener un creciente protagonismo en los años treinta y cuarenta están todavía en un estadio de plantas piloto o de demostración, o bien anticipando avances en sus curvas de aprendizaje que les permitan su explotación comer-

cial. Por otro lado, aparece el dilema entre tecnologías descarbonizadoras alternativas (cuestión que se ha planteado a F. La Camera en la entrevista de este número de EyG). La competencia entre energías limpias alternativas suscita nuevamente el tradicional problema de la política industrial: el *picking winners*, en este caso dentro de un nicho más delimitado (las tecnologías energéticas no emisoras de CO_2). Podría argüirse que, respetando la neutralidad tecnológica, el arbitraje entre alternativas lo haría el mercado. Sin embargo, dado que el desarrollo de tecnologías no maduras requiere ayudas públicas y que se plantea un dilema entre algunas de ellas, los poderes públicos deberán inevitablemente decidir el porfolio de tecnologías que consideran óptimo, lo que implica un arbitraje entre alternativas en función de su coste, de la evolución prevista de su curva de aprendizaje, de su impacto descarbonizador, de las infraestructuras requeridas y de las restricciones geopolíticas entre otros. Ello exige un notable esfuerzo de coordinación.

El ejemplo más gráfico del arbitraje entre tecnologías descarbonizadoras alternativas lo ofrece la promoción del hidrógeno como combustible, materia prima o vector de almacenamiento, que se considera un componente fundamental de la estrategia de transición energética en las dos últimas décadas de la mitad de este siglo. El primer dilema se plantea con relación al tipo de hidrógeno «limpio» que se debe promover. De acuerdo con la estimación de los costes nivelados (métrica representativa de los costes totales medios) de la AIE[26], el coste de producción del hidrógeno en 2021 (usado esencialmente en la producción de amoniaco y en el sector petroquímico y del petróleo) estaba en el intervalo 1,0/3,0 $/kg (para el hidrógeno obtenido de combustibles fósiles, sin captura de CO_2) frente al coste de producción con combustibles fósiles y captura de CO_2 (1,5/3,6 $/kg) y al coste de producción con electrólisis y electricidad de bajas emisiones (3,4/12 $/kg). Esto significa que, en las condiciones anteriores a la guerra de Ucrania, tanto el «hidrógeno azul» como el «hidrógeno verde» no serían competitivos en términos de coste con el «hidrógeno gris», y su entrada exigiría algún tipo de ayuda. Sin embargo, según la AIE este diferencial tendería a reducirse si se siguiese el escenario que la Agencia propone para alcanzar las emisiones netas cero, lo que permitiría alcanzar en 2030 un coste de 1,6 $/kg para el hidrógeno electrolítico en regiones de excelente radiación solar y por debajo de 2,1/2,3 $/Kg en localizaciones con excelentes recursos eólicos. No obstante, incluso con estas estimaciones, el «hidrógeno azul» mantendría en el horizonte de 2030 un coste más bajo que el «hidrógeno verde» o el «hidrógeno rosa» (con electricidad nuclear). Las estimaciones de «costes nivelados, como los señalados» dependen de las hipótesis utilizadas (precios de materias primas,

[26] IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. International Energy Agency.

coste de capital, utilización de los activos, etc.), pero son un indicativo razonable del grado de competitividad-coste de las diferentes alternativas. Sin embargo, para sacar una conclusión, las diferencias de costes deben modularse teniendo en cuenta, en primer lugar, la intensidad de emisiones en cada una de ellas, más baja para el «hidrógeno verde» (con electricidad limpia) y el «hidrógeno rosa» que para el «hidrógeno azul», y, en segundo lugar, las dotaciones de recursos (gas, sol, viento) de cada país.

Más complejos resultan aún los arbitrajes en el dilema entre hidrógeno y electrificación (lo que se ha denominado «moléculas vs electrones»). M. Lambert[27] (2023) señala que la opinión más extendida en la actualidad defiende que «la electrificación directa será siempre preferida al hidrógeno limpio desde la perspectiva de coste y eficiencia, con tal de que su uso en las aplicaciones finales sea posible». Lambert se inclina a favor del coche eléctrico (con baterías) frente al que utiliza pilas de combustible, e igualmente a favor de las bombas de calor frente a la utilización de calderas que utilicen hidrógeno o combustibles limpios. También es partidario de la electrificación del transporte pesado por carretera (a condición de que exista la red de recarga apropiada), lo que reservaría el hidrógeno, sus derivados o los combustibles limpios que utilizan el hidrógeno en su producción al transporte marítimo y aéreo y a actividades industriales de difícil electrificación, ya sea para producir calor (vidrio, cerámica) o como materia prima (agente reductor en la siderurgia, por ejemplo). Sin embargo, la gestión del dilema no está libre de controversias. La elección entre electrificación y uso de combustibles sintéticos limpios en la movilidad terrestre dependerá de la futura evolución de la curva de aprendizaje en cada tecnología. Por otro lado, la utilización del hidrógeno como vector de almacenamiento y su transporte presentan todavía significativas incertidumbres. La necesidad de desarrollar una infraestructura de transporte que combine de forma óptima distintas alternativas (*blended* con gas, reconversión de los actuales gasoductos o nuevos hidroductos) es analizada por Jorge Fernández y Javier Méndez en su artículo de este número de EyG en el marco del diseño complejo de las nuevas redes energéticas necesarias para la transición energética y de los nuevos mercados (en ambos casos con un futuro incierto).

Por lo tanto, la política industrial orientada a la descarbonización tiene una triple tarea a la hora de impulsar tecnologías todavía no plenamente maduras, pero necesarias para la transición energética. En primer lugar, seleccionar las tecnologías descarbonizadoras cuyo coste de entrada sea

[27] Lambert, M. (2023). *Clean Hydrogen Roadmap: is greater realism leading to more credible paths forward?*

inferior al coste social de las emisiones de CO_2. En segundo lugar, arbitrar entre estas en función de los factores anteriormente señalados (coste, intensidad en emisiones, etc.). En tercer lugar, planificar el calendario de su entrada en función, de su curva de aprendizaje y de la evolución de las infraestructuras necesarias. Para ello, los poderes públicos disponen de una batería de instrumentos que Lambert[27] divide entre «palos» y «zanahorias», es decir, entre la penalización de actividades que se deben sustituir y el incentivo a la inversión en tecnologías descarbonizadoras. Lambert incluye entre los «palos» el precio del CO_2 establecido en un mecanismo de *cap and trade* (como el ETS europeo) al impuesto por tonelada emitida, la aplicación de medidas de *command and control* o el establecimiento de estándares. Entre las «zanahorias» estarían el establecimiento de tarifas, la garantía de precios a través de contratos por diferencias, las desgravaciones fiscales y las subvenciones y créditos blandos. Todos estos instrumentos pueden combinarse, lo que permite modular la entrada de nuevas tecnologías descarbonizadoras. No obstante, diseñar una combinación óptima es una tarea compleja, y una planificación defectuosa puede conducir a un despilfarro de recursos públicos o a la imposición de costes excesivos al tejido económico.

El juego de combinar instrumentos «palos» y «zanahorias» enumerados por Lambert[27] aparece claramente reflejado en las estrategias de promoción de otra tecnología descarbonizadora no totalmente madura, pero cuya penetración debe jugar un importante papel en los últimos veinte años anteriores a la mitad de siglo: la captura, confinamiento y utilización de CO_2. Dentro esta denominación general no solo se incluyen las tecnologías que realizan la captura en la fuente de CO_2 (plantas de generación eléctrica o instalaciones industriales), sino también las tecnologías que extraen CO_2 del aire (remoción de CO_2) y que representan, más bien, un mecanismo de geoingeniería funcionando como un sumidero añadido a los sumideros naturales. En algunos casos, estas tecnologías pueden considerarse complementarias con el desarrollo de la vía del hidrógeno (p. ej. en la fabricación del «hidrógeno azul») y, en otros, competitivas (p. ej. en la reducción de emisiones en actividades industriales de difícil descarbonización como la siderurgia o el cemento). La aplicación de las tecnologías de captura de CO_2 en las plantas de generación eléctrica con combustibles fósiles sería, por otra parte, crucial para evitar el cierre anticipado (o su reconversión a *back-up*) de un importante número de centrales de carbón en países emergentes[27] [28]. De entre la batería de incentivos reseñados por Lambert podría destacarse en este caso el establecimiento de un precio al CO_2 a través de un impuesto o mediante el mecanismo de *cap and trade*; si el coste evitado de la penalización por

[28] IEA (2023). *CCUS policies and business models.* International Energy Agency.

la emisión es superior al coste de la captura, la entrada de la tecnología sería competitiva. La AIE(28) muestra que los costes nivelados de la captura varían notablemente, sobre todo dependiendo de la concentración del flujo de CO_2 en cada aplicación. Estos serían de entre 40/60 $/t en aplicaciones de alta concentración y de entre 80/170 $/t en aplicaciones de concentración diluida. En el caso de la remoción de CO_2 del aire, los costes nivelados se elevarían a un intervalo entre una cifra superior a los 200 $/t y otra por encima de los 600 $/t.

Por otro lado, los precios del CO_2 en el ETS han tendido a moverse en 2023 por encima de los 80 $/t y en febrero han alcanzado un máximo de 100,34 $/t[29] (Statista, 2023). En cuanto a su evolución futura a largo plazo, las estimaciones en el WEO 23 de la AIE(2) en su escenario STEPS (correspondiente a las políticas ya establecidas) para la Unión Europea presentan un perfil creciente desde los 129 $/t en 2030 a los 135 $/t en 2050, pero en el escenario más exigente (coherente con el objetivo de cero emisiones netas) los precios del CO_2 en las economías avanzadas evolucionarían entre los 140 $/t en 2030 y los 250 $/t en 2050. Dada la incertidumbre tanto del perfil futuro a largo plazo de los precios del CO_2 (incluso del alcance de su aplicación) como de la evolución de la curva de aprendizaje de la tecnología en sus diferentes aplicaciones, es probable que otros instrumentos de promoción (subvenciones o desgravaciones fiscales), además de la potencial retribución a través del precio por el CO_2 utilizado, entren en el juego de los incentivos. Además, la política industrial deberá tener en cuenta, como en el caso de otras nuevas tecnologías descarbonizadoras, la planificación y la financiación de infraestructuras que, más allá de la captura, completen la cadena hasta la utilización o el almacenamiento permanente de CO_2.

Dentro de las tecnologías descarbonizadoras, la opción de la energía nuclear es probablemente la que plantea dilemas más específicos a la política industrial de descarbonización, ya que su penetración en la futura combinación energética viene condicionada por factores singulares no solamente relativos al coste sino también a la seguridad, la percepción del riesgo, la innovación tecnológica, los condicionamientos geopolíticos, las prioridades de la política industrial, etc.

La AIE[30] considera claramente competitiva en términos de coste la prolongación de la vida de las centrales de segunda generación más allá de su vida de diseño con relación a las alternativas de generación eléctrica descarbonizada (eólica, fotovoltaica, gas o carbón con captura de CO_2).

[29] Statista 2023.

[30] IEA (2022). *Nuclear Power and Energy Security transitions.* International Energy Agency.

La Agencia estima un coste nivelado de generación (métrica del coste total medio) inferior a 40 €/Mwh. Sin embargo, las estimaciones de los costes nivelados de las nuevas centrales de tercera generación requieren un examen más complejo. Estas centrales han registrado enormes desviaciones en relación con las previsiones de duración de su construcción y de su presupuesto, llegando a alcanzar cifras de costes de inversión (*overnight*) del orden de 8000 $/Kw e incluso superiores. No obstante, la AIE [30] considera que un coste nivelado de generación de 40/80 €/Mwh (incluyendo coste de desmantelamiento y gestión de residuos) que podría acercarse a la competitividad requeriría un coste de inversión (*overnight*) de 2000/3000 $/Kw (precios de 2020). Los datos que la AIE maneja en el WEO 23[2] no suponen que esa corrección en los costes se vaya a producir en EE. UU. (costes nivelados de 105 $/Mwh en 2022, 105 $/Mwh en 2030 y 100 $/Mwh en 2050) y menos aún en Europa (160 $/Mwh en 2022, 130 $/Mwh en 2030 y 110 $/Mwh en 2050). Únicamente China y la India (70 $/Mwh en 2022, 70 $/Mwh en 2030 y 65 $/Mwh en 2050) presentan costes más contenidos (todos estos costes nivelados a precios de 2022).

Con las anteriores estimaciones de costes, los reactores de tercera generación no serían una alternativa descarbonizada competitiva. Su entrada en un sistema eléctrico con mercados mayoristas competitivos requeriría tarifas reguladas o contratos por diferencias con un *strike price* fijado por la regulación, como ocurre en Hinkley Point 2 en Reino Unido y ocurrirá previsiblemente en Flamanville (Francia). En el caso de Olkiluoto 3 (Finlandia), con un contrato a precio fijo firme, el riesgo de desviaciones de coste y plazos lo asumía esencialmente el tecnólogo. Sin embargo, caben matizaciones a esas cifras. En primer lugar, se puede considerar que, superada la fase de reactores *first of a kind* en Europa y EE. UU., la curva de aprendizaje puede tener una pendiente más aguda que la prevista (al menos tendente a facilitar una convergencia de costes con China y la India). En segundo lugar, debe señalarse la gran dependencia en la estimación de costes nivelados de las hipótesis del coste de capital (*wacc*). La AIE[30] ofrece una estimación de coste nivelado (con un *wacc* del 4 %) para Europa, EE. UU. y China del orden de 40 $/Mwh. En tercer lugar, debe tenerse en cuenta la mayor firmeza y flexibilidad que ofrece la generación nuclear con relación a la generación eléctrica con energía eólica o fotovoltaica. Esta ventaja se vería retribuida en el mercado de capacidad (pagos por capacidad disponible) y en el mercado del operador del sistema (pagos por servicios complementarios). De hecho, la AIE[30] utiliza otra métrica (costes nivelados ajustados por el valor) que refleja esa ventaja de la energía nuclear y equipara en algunos supuestos el coste nivelado ajustado de la generación nuclear con el de alguna de sus alternativas renovables.

En todo caso, como se señaló en números precedentes de EyG, existen una serie de factores diferentes del coste que condicionan la entrada de la energía nuclear. En primer lugar, factores de carácter geopolítico. Todos aquellos países que poseen armamento nuclear continuarán desarrollando también un ciclo nuclear civil. Además, tanto EE. UU. como Europa deberán enfrentar el avance que han adquirido Rusia y China en la difusión de sus tecnologías nucleares. Como señala la AIE[30], desde 2017 a 2022, de los 31 reactores cuya construcción se ha iniciado en el mundo, todos excepto cuatro son de diseño ruso o chino. En segundo lugar, la protección de la ventaja tecnológica en el área nuclear (como ocurre en Francia) justifica también los eventuales sobrecostes que suponen las ayudas implementadas por la política industrial. Por otro lado, el abandono de la energía nuclear por algunos países al considerarse el riesgo como inaceptable (esencialmente asociado a un potencial accidente en el núcleo del reactor y a la gestión de residuos) es también un factor determinante del grado de penetración global de la tecnología nuclear en el futuro, independientemente de las discusiones relativas a los costes.

Por último, debe destacarse la importancia de la innovación tecnológica como condicionante del grado de futura penetración de la energía nuclear en la combinación de la generación eléctrica. La Comisión Europea ha propuesto una alianza industrial europea para impulsar el desarrollo de los reactores nucleares pequeños (de menor capacidad, con un volumen de inversión inferior, innovaciones en el proceso de construcción y en la seguridad, y que permiten mayor flexibilidad operativa) a partir de 2030, aunque aún existen incertidumbres en relación con su coste. Mayor importancia a largo plazo revisten los avances tecnológicos en el reprocesado del combustible usado, en la utilización de reactores rápidos para permitir un reciclado más intenso y en la separación y transmutación. Las innovaciones tecnológicas en esta fase del ciclo del combustible nuclear que los reactores avanzados pueden aportar no solo suponen una utilización más eficiente de los recursos, sino que además contribuirían a paliar las incertidumbres en la gestión de los residuos de alta actividad y vida larga.

Este número de *Energía y Geoestrategia* dedica, por primera vez, una especial atención a la transición energética como escenario a largo plazo que las Fuerzas Armadas deben tener en cuenta como referencia en su elaboración estratégica. David Poza Cano, en su artículo «Transición energética en las operaciones militares», reflexiona sobre la necesidad de incorporar el imperativo de descarbonización que define la transición energética como una oportunidad para que las Fuerzas Armadas aumenten su autonomía estratégica y para que superen el reflejo inicial de considerar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero como un riesgo a su operatividad dada la dependencia de los ejércitos a

la utilización y aprovisionamiento de combustibles fósiles. Señala que una dependencia absoluta de estos combustibles supone un riesgo crítico en el frente de batalla, especialmente en los conflictos del siglo XXI, donde la energía se puede convertir en arma de guerra. El contralmirante Antonio González García, en su trabajo «Transición energética en las instalaciones militares», aborda la misma cuestión desde la perspectiva del impacto provocado por el cambio que supone la política de descarbonización en las instalaciones militares, que son el eje vertebrador de la disponibilidad operativa de las Fuerzas Armadas. Para ello, no solo se deberá mejorar la seguridad energética propia de las instalaciones, sino también contribuir significativamente a los esfuerzos nacionales para minorar nuestra dependencia energética exterior y a los esfuerzos globales para mitigar el cambio climático. Además, menciona expresamente la Instrucción 56/2011 del SEDEF, que incluye entre sus objetivos el ahorro y la eficiencia energética, así como la utilización de energías alternativas y/o renovables.

Otros dos artículos de este número de EyG se dedican a dos vectores de la política de transición energética que incorporan en un grado significativo la exigencia de una labor de planificación por parte de los poderes públicos. Pau Ruiz Guix, en su artículo «Políticas industriales verdes en un mundo en cambio: cooperación transatlántica e implicaciones globales de la Inflation Reduction Act y el Plan Industrial del Pacto Verde», aborda el resurgimiento de las políticas industriales focalizadas en la promoción de energías limpias y en el logro de una mayor autonomía estratégica en esa área como imperativo de seguridad en Europa y EE. UU. Señala cuatro grandes objetivos compartidos a nivel transatlántico en ambas iniciativas de política industrial: diversificar cadenas de suministro de fabricación de tecnologías limpias, acelerar el hidrógeno verde, asegurar minerales críticos y avanzar en el despliegue de coches eléctricos y sus baterías. Por su lado, Jorge Fernández Gómez y Jaime Menéndez Sánchez, en su trabajo «Redes energéticas, geopolítica y transición sostenible» analizan un eje vertebrador esencial de la política de descarbonización: la planificación de redes energéticas como factor de acompañamiento necesario para el despliegue del esfuerzo de innovación que requiere la transición energética. Señalan que disponer de redes energéticas robustas, malladas, integradas y que incluyan las tecnologías digitales más avanzadas favorece la creación de ventajas competitivas para las empresas, la economía y una mejor posición política y, por tanto, son elementos centrales y críticos de las estrategias globales de los países y regiones.

Por último, Neil Atkinson, en su artículo «La OPEP: una larga historia y un papel esencial en el futuro energético», realiza un examen de la historia de la OPEC desde su creación y una evolución de su operativa, clave para explicar la evolución del mercado de petróleo y su interacción con el esce-

nario geopolítico global. Además, analiza el desafío de esta organización ante el objetivo de abandono del uso de combustibles fósiles como eje de la política de descarbonización y sus escenarios de expansión (con un último avatar: la creación de la OPEP+).