

## Introducción

Claudio Aranzadi

Como en números precedentes, la novena publicación de *Energía y Geoestrategia* (*E y G*) se abre con la entrevista a una personalidad relevante en el campo de la geopolítica de la energía; en esta publicación se recogen las opiniones de Angela Wilkinson, secretaria general y CEO del World Energy Council. Se incluyen además cuatro artículos a cargo del vicealmirante Gonzalo Sanz Alisedo, «Océanos y *choke points*, oportunidades y riesgos para el comercio marítimo global»; Jennifer Winter, «Mercados de emisiones y comercio internacional»; Alberto Pinedo, «Ciberseguridad, geopolítica y energía»; y Vicente Cortés Galeano y Benito Navarrete Rubia, «La captura de CO<sub>2</sub>. Un pilar indispensable de la descarbonización».

Al recordar, como es habitual, los hitos más destacados en el área de la geoestrategia de la energía desde la anterior publicación de *E y G*, se constata que este periodo ha venido marcado por una serie de acontecimientos de gran relevancia, en general interrelacionados, aunque no necesariamente con vínculos de causalidad entre sí. Es claro, por ejemplo, que la crisis de precios energéticos iniciada en el último cuarto de 2021 no puede considerarse como una consecuencia directa del proceso de transición energética global, pero las variables explicativas en ambos

casos no son independientes. Por esta razón, un buen número de cuestiones evocadas en la COP 26 de Glasgow en noviembre de 2021 que ha constituido un hito significativo en la progresiva orientación del proceso de transición energética a largo plazo lanzado por el Acuerdo de París de 2015, tienen relevancia para iluminar aspectos que el fuerte alza de los precios energéticos, previsiblemente transitorios, ha puesto de manifiesto. Esta interrelación entre factores explicativos estructurales y coyunturales ha sido especialmente patente en Europa, donde poco después de la presentación de un amplio programa de actuación y propuesta de paquete legislativo (*Fit for 55*) en julio de 2021, que establecía una detallada hoja de ruta para la transición energética en el horizonte de 2030, la Unión Europea veía abrirse entre los países miembros, como consecuencia del disparo de precios energéticos, sustanciales controversias en cuestiones como la política de suministro gasista, regulación de los mercados eléctricos, mix de generación eléctrica (papel del gas natural y la energía nuclear), etc. que, aunque suscitadas por la coyuntura de precios, resultaban también relevantes para configurar el proyecto de transición energética. Como señalan J. Bordoff and M. L. O'Sullivan (2022)<sup>1</sup>, aunque sea razonable concentrar la atención en el objetivo final de la transición energética (emisiones netas cero en la mitad de siglo), debería incorporarse igualmente al análisis una detallada perspectiva del proceso de transición. La definición e implementación de la transición energética no puede ser, por tanto, contemplada como un proceso tendencial lineal dirigido a alcanzar la meta de emisiones netas cero en 2050, sino como la probable sucesión de desequilibrios coyunturales, episodios de alta volatilidad y variaciones del entorno geopolítico por los que transitar antes de alcanzar el objetivo final. El marco para la geoestrategia de la energía que se puede anticipar a largo plazo es, por consiguiente, complejo e incierto, lo que significa que los riesgos climático y tecnológico asociados al proceso de transición energética continuarán siendo elevados.

La mayor parte de los expertos ha considerado que el actual episodio de altos precios energéticos en Europa ha sido provocado fundamentalmente por factores de carácter global y coyuntural: fuerte recuperación de la demanda de combustibles fósiles inducida por el rebote pospandemia de la producción (sobre todo en China), resistencia por parte de la OPEP+ a ajustar más decidida-

<sup>1</sup> Bordoff, J. y O'Sullivan, M. L. (2022). «Green upheaval: The new geopolitics of energy». *Foreign Affairs*. January/February 2022.

mente al alza la producción de crudo, fenómenos meteorológicos que afectaron a la baja la generación eléctrica renovable y al alza la demanda de gas (corregidos en parte), cierres de instalaciones planeados y no planeados limitativos de la oferta de gas y reorientación de esta oferta hacia los mercados más remuneradores, contención de Rusia en sus exportaciones de gas a Europa (más allá del respeto a sus contratos de suministro a largo plazo), fuerte aumento de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, traslación a los precios del mercado mayorista (*spot*) de energía eléctrica en Europa de los incrementos de precios del gas natural y de los derechos de emisión, etc. Difícilmente puede considerarse que este ajuste de factores defina un patrón estructural y, menos aún, que este patrón derive del proceso de transición energética (con la excepción de la evolución creciente del precio del derecho de emisiones de CO<sub>2</sub> y, quizás, del efecto en las expectativas de oferta de combustibles fósiles del ajuste a la baja de las inversiones en los sectores del petróleo y gas natural).

La repetición de los factores desencadenantes de la actual crisis de precios energéticos (todavía presente al cierre de esta publicación), una vez sobrepasado el invierno en el hemisferio norte, parece poco probable y, por tanto, si se despejase el escenario geopolítico en Europa, sería razonable esperar el retorno rápido a un contexto de precios más moderado. Sin embargo, el clima actual de escalada en el conflicto ucranio y las incertidumbres sobre su desenlace no solo convierte al riesgo geopolítico en el condicionante central de la evolución de los precios del gas (y en consecuencia de los precios *spot* de la energía eléctrica) en Europa sino que introduce un riesgo de interrupción física del suministro que afecta al imperativo de seguridad europea. Los países suministradores de gas natural por gaseoducto, también condicionados por una infraestructura permanente como los países consumidores, están obligados a mantener la continuidad del suministro si desean preservar su reputación de suministrador seguro (algo que Argelia parece haber olvidado con su decisión de interrumpir el suministro a través del gasoducto del Magreb); en un contexto de menor tensión geopolítica puede suponerse, por tanto, que Rusia tendría interés en garantizar la continuidad de, al menos, el suministro ligado a sus compromisos a largo plazo. Pero en un conflicto como el de Ucrania, donde la respuesta a una eventual agresión militar rusa se restringiría a las sanciones económicas, resultaría imposible aislar de las mismas al suministro energético a Europa: la interrupción del suministro podría estar incluida en las sanciones o resultar de la respuesta

rusa a las sanciones occidentales. Además, las manifestaciones de Fatih Birol, director ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía (*IEA.Commentary.13-1-2022: Europe and the world need to draw the right lessons from today's natural gas crisis*), relativas al comportamiento ruso en el episodio de tensión del mercado de gas en Europa no permitirían anticipar un comportamiento cooperativo de Rusia: F. Birol señala que Rusia redujo sus exportaciones de gas natural a Europa en un 25% en el cuarto trimestre de 2021 en relación al mismo periodo de 2020 y un 22% comparado con 2019.

Un arreglo diplomático de la situación, con razonables expectativas de estabilidad, y la luz verde a la operación del North Stream 2 (que permitiría alcanzar la capacidad de 55 bcm/año de transporte directo de gas natural entre Rusia y Alemania) propiciaría una sensible reducción de los precios del gas natural en Europa en la segunda parte del año 2022 y reduciría sensiblemente el riesgo de interrupción física del suministro, aunque la continuidad de la tensión en el área (aun sin agresión militar) seguiría provocando una presión alcista sobre los precios. En todo caso, más allá de la actual coyuntura, la gestión por parte de la Unión Europea del dilema seguridad-coste de suministro que estaba planteando la elevada dependencia de las importaciones rusas de gas natural (del orden del 40% del total de importaciones europeas) representa una tarea pendiente para la política energética y la diplomacia de la Unión, dentro de una estrategia más general de promoción de la seguridad de suministro. En este sentido, algunos países europeos han propuesto la centralización de las compras de gas como instrumento de protección ante eventuales crisis futuras de precios pero, además de la dificultad de implementación de tal iniciativa, sería poco compatible con la tendencia en curso a un mayor protagonismo de la competencia «gas on gas» en Europa. De hecho, la propuesta de la Comisión Europea de un nuevo marco para la descarbonización de los mercados de gas restringe esta iniciativa a la compra conjunta voluntaria por parte de los países miembros para constituir *stocks* estratégicos.

La actual crisis de precios energéticos y otros episodios coyunturales semejantes que se producirán en el futuro, se solapan, sin embargo, con una tendencia estructural a largo plazo al decrecimiento de los precios, tanto en el mercado de petróleo como en el de gas natural. Las estimaciones de recursos globales de ambos combustibles, si la evolución de su demanda y producción se ajusta a los requerimientos de la política de descarbonización

tendente a alcanzar el objetivo de emisiones netas cero en 2050, configuran un escenario de abundancia a largo plazo. La tradicional expectativa de escasez por el agotamiento de recursos (pico de Hubbert) ha dado paso a la anticipación de un perfil descendente a largo plazo de la demanda y producción de petróleo y gas (pico de demanda) inducido por las exigencias de la transición energética que se traducirá en un excedente de recursos globales y, por tanto, en la eventual aparición de «activos varados» (*stranded assets*) en el subsuelo de países ricos en reservas de esos combustibles.

La Agencia Internacional de la Energía<sup>2</sup>, en su análisis del escenario de transición energética hacia el objetivo de emisiones netas cero en 2050, estima que, para garantizar esa trayectoria, el pico de demanda de petróleo debería haberse producido ya en 2019 y se registraría un fuerte descenso de demanda y producción global de crudo hasta 77 Mb/d en 2030 y 24 Mb/d en 2050 (en 2019, antes de la pandemia, la demanda de petróleo alcanzó los 96,6 Mb/d); el pico de demanda global de gas natural se habría de producir a mediados de esta década (con una cifra de 4.300 bcm/año) que descendería a 3.700 bcm/año en 2030 y a 1.750 bcm/año en 2050 (en 2019 la demanda global de gas alcanzó los 4.076 bcm). La traducción de estos perfiles de demanda y producción de petróleo y gas natural en los precios, según la Agencia Internacional de la Energía, es la siguiente: el precio del crudo de petróleo sería de 35 \$/barril en 2030, 28 \$/barril en 2040 y 24 \$/barril en 2050; el precio del gas en la Unión Europea sería de 3,8 \$/Mbtu en 2030, 3,8 \$/Mbtu en 2040 y 3,5 \$/Mbtu en 2050. Estos precios definirían una tendencia a largo plazo de la que los precios en Europa en la crisis actual se desviarían notablemente al alza (a comienzos del año 2022, el precio del petróleo ha estado en torno a 85 \$/barril y el del gas natural en torno a 30 \$/Mbtu).

Por supuesto, el escenario de «abundancia» estructural de recursos no excluye la presencia de episodios de escasez coyuntural y desviaciones al alza de los precios como ocurre en la actualidad. La Agencia Internacional de la Energía señala en su análisis<sup>2</sup> que el perfil de demanda de crudo en el escenario de emisiones netas cero en 2050 supone que no se requiere la exploración de nuevos recursos, ni más explotaciones que aquellas cuyo desarrollo se haya ya aprobado; en lo que se refiere al gas natural

<sup>2</sup> IEA (2021). *Net zero by 2050*. International Energy Agency.

no se requerirían nuevas explotaciones más allá de las que ya se están desarrollando. En ese escenario, la programación de las inversiones necesarias para cubrir las necesidades de la transición energética debe tener en cuenta el elevado riesgo de aparición de «inversiones varadas» (*stranded investments*), lo que podría inducir un sesgo a la baja en el proceso inversor y contribuir a provocar desajustes en la oferta traducidos en episodios transitorios de exceso de demanda y alza de precios<sup>3</sup>. El juego estratégico de agentes centrales en el mercado (como ocurre en la actualidad con la decisión de la OPEP+ de limitar el ajuste al alza de su producción a 400 Mb/d cada mes) y las tensiones geopolíticas (la incertidumbre sobre la relación energética Rusia-Unión Europea es un ejemplo) pueden también ser el origen de futuras crisis de precios energéticos.

A diferencia de lo señalado en relación al gas natural y el petróleo, la fuerte elevación de los precios del CO<sub>2</sub> registrada en Europa en el actual episodio de alza de precios energéticos (han estado en torno a los 80 €/t al comienzo de 2022) no tendría un carácter transitorio, sino que se prolongaría en una trayectoria fuertemente ascendente a largo plazo. Las estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía<sup>2</sup> de los precios del CO<sub>2</sub> en las economías avanzadas muestran el siguiente perfil creciente: 75 \$/t en 2025, 130 \$/t en 2030, 205 \$/t en 2040 y 250 \$/t en 2050; es claro, sin embargo, que en relación a la Unión Europea la trayectoria de precios vendrá determinada por su mercado de derechos de emisión y, por tanto, su evolución a largo plazo estará sometida a una gran incertidumbre. No obstante, las cifras de la Agencia Internacional de la Energía son una indicación de que la política climática europea va a exigir agudas reducciones en la trayectoria de emisiones a lo largo de la transición energética lo que tendrá inevitablemente un impacto alcista en los precios del CO<sub>2</sub>. De hecho, dentro del paquete de medidas anunciado por la Comisión Europea en julio de 2021, en el marco del nuevo objetivo de reducción de emisiones de un 55% para 2030 (*Fit for 55*), ha propuesto pasar del actual perfil de reducciones anuales del 2,2% al 4,4% (además de un *rebasing* de 117 millones de derechos). Este escenario de altos precios del CO<sub>2</sub>, consistente con los objetivos de la política de descarbonización, representará sin embargo un sobrecoste para aquellas actividades afectadas por

---

<sup>3</sup> Maravall, F. (enero de 2022). «La transición energética de las empresas de petróleo y gas». *Economistas: Revista del Colegio de Economistas de Madrid*, analiza la respuesta estratégica de las empresas de petróleo y gas al reto de la transición energética.

las reglas del mercado de derechos de emisión (ETS) que, además, como se ha anunciado en el paquete legislativo *Fit for 55*, se amplían con la incorporación del transporte marítimo y la creación de nuevos mercados para la calefacción de edificios y el transporte por carretera; aunque el objetivo de los precios del CO<sub>2</sub> (como el de la fiscalidad medioambiental) sea precisamente la penalización de su emisión para inducir la sustitución por actividades descarbonizadas, esta sustitución será progresiva a lo largo del periodo de transición energética y, en muchos casos (tanto en la industria como en el transporte) está condicionada a los avances en la curva de aprendizaje de las tecnologías de descarbonización sustitutorias. La Comisión Europea ha previsto compensaciones para colectivos vulnerables afectados y asignación gratuita de derechos y ajuste de precios en frontera para evitar el impacto en la competitividad de las empresas de la fuga de carbono, pero, aun así, pueden provocarse sobrecostes no enteramente justificados como incentivo eficiente a la descarbonización. Un ejemplo lo constituyen aquellos sectores industriales donde las tecnologías descarbonizadas no están maduras y no están cubiertas por la asignación gratuita de derechos. Un segundo ejemplo, lo ofrece la generación eléctrica donde la descarbonización será progresiva (la incorporación de generación renovable se realizará durante treinta años) y estará ligada a los avances de la electrificación en el mix de demanda final de energía; además, las tecnologías de acompañamiento (el almacenamiento) no están plenamente maduras (con la excepción del bombeo). En este último caso, precios del CO<sub>2</sub> como los que estima la Agencia Internacional de la Energía, tendrán un significativo efecto alcista en los precios mayoristas de energía eléctrica, a través de su impacto en los costes de generación eléctrica con gas natural que, aunque con un peso declinante, será necesaria para acomodar la creciente entrada de generación renovable intermitente.

Es cierto que esta senda a largo plazo de altos precios del CO<sub>2</sub> se convertiría en un potente incentivo para el desarrollo a escala comercial de una tecnología clave para la política de descarbonización como es la captura de CO<sub>2</sub> lo que, además, supondría un impulso a otros vectores de esa política como, por ejemplo, el desarrollo del hidrógeno azul, los combustibles sintéticos limpios, otras actividades industriales de difícil descarbonización e incluso generación eléctrica con combustibles fósiles y tecnología de captura de CO<sub>2</sub>. En todo caso, sin embargo, la eficiencia de la señal de precios del CO<sub>2</sub> a largo plazo exigiría en Europa una trayectoria con un razonable grado de estabilidad y predictibilidad,

algo que ha estado lejos de caracterizar la historia de los precios en el mercado de derechos de emisión de la Unión Europea desde su creación en 2005. El mecanismo de *cap and trade* garantiza el cumplimiento de los objetivos cuantitativos de reducción de emisiones en los sectores afectados por el mercado de derechos de emisión (esos objetivos se fijan explícitamente) y el mercado asigna estos derechos a los agentes para los cuales tienen mayor valor. Pero los precios son el resultado del funcionamiento del mercado y no solo (como ha ocurrido) estarán sometidos a una alta volatilidad, sino que su senda a medio plazo puede separarse significativamente del coste social de las emisiones (daño actualizado de las mismas a largo plazo provocado por una emisión marginal). Como se ha señalado en números precedentes de *E* y *G* las estimaciones de este coste social presentan enormes variaciones, pero cualquiera que sea el valor retenido existe una probabilidad baja de que la evolución de los precios del mercado se alinee con el mismo (a menos, claro está, que se identifique el coste social de las emisiones con el precio que resulta en el mercado). El funcionamiento de la reserva de estabilidad aprobada para el mercado de derechos de emisión en la Unión Europea (y en una medida más limitada el desarrollo del mercado de derivados) contribuirán a reducir la volatilidad de los precios, pero sería probablemente más eficaz el establecimiento de un «collar» (techo y suelo) para los precios, que permitiría mantener el sistema de *cap and trade*, pero al mismo tiempo asegurar una senda (con un margen de variación) previsible a largo plazo (ya existe la experiencia de establecimiento de un suelo para los precios en el Reino Unido).

Los elevados precios del gas natural y, en menor medida, el alza de los precios del CO<sub>2</sub> ha provocado un fuerte y sostenido aumento de los precios en el mercado mayorista *spot* de energía eléctrica en la Unión Europea cuya intensidad ha provocado agudas controversias entre los países miembros (y la Comisión Europea) en relación al grado de responsabilidad del diseño del mercado *spot* en el disparo de precios registrado desde el último trimestre de 2021 y la conveniencia de reformarlo. El carácter marginalista de este mercado ha concentrado los principales reproches ya que el elevado precio del gas (o del carbón) y el mayor precio del CO<sub>2</sub> tendrá una repercusión en el precio *spot* de energía eléctrica muy superior al que correspondería al valor medio de los costes operativos (esencialmente costes variables) de las tecnologías utilizadas en la generación eléctrica (ya que tanto la tecnología nuclear como las renovables se verían asignar el elevado precio marginal establecido por la generación con combustibles fósiles).

La reacción de la Comisión Europea<sup>4</sup> y de la ACER<sup>5</sup>, a quien la Comisión ha solicitado un dictamen, en su informe preliminar, parecen manifestar poca proclividad a adoptar cualquier reforma profunda del mercado mayorista de energía eléctrica. Sin embargo, parece difícil no reconocer que la crisis de precios ha revelado algunas disfunciones en la operación de los mercados eléctricos que puede agudizarse a largo plazo con el avance de la transición energética y que, por tanto, algunas modificaciones en el diseño del mercado eléctrico que la regulación europea prescribe no deberían excluirse, ya que pueden realizarse utilizando los mimbres que la actual regulación ofrece. Concentrarse en el problema del marginalismo del mercado *spot* no parece, sin embargo, la vía más prometedora. No está claro que un sistema de *pay as bid* (retribución al precio de puja) sea la solución, teniendo en cuenta el inevitable cambio que se induciría con ese marco en las estrategias de puja por parte de las tecnologías renovables y nuclear, y una retribución de cada tecnología establecida de forma administrativa en función de sus costes (efectivos o estándares) supondría el abandono del modelo competitivo y sería incompatible con el actual paradigma regulatorio europeo. Resulta paradójico, por otro lado, que el diseño de mercado *spot* vigente que ha provocado el actual episodio alcista de los precios, conduciría a una evolución tendencial decreciente de los mismos a largo plazo a medida que las tecnologías de generación renovable (con costes variables de generación cercanos a cero) van aumentando su peso en el mix de generación como consecuencia del avance en la transición energética.

Los precios en el mercado de energía eléctrica deberían ofrecer una doble señal económica. Por un lado, deben inducir una operación eficiente del sistema a corto plazo; los precios del mercado diario e intradiario (complementados por los de los mercados de ajuste y servicios complementarios) cumplen correctamente esta función con el diseño vigente. Pero, además, deben dar una señal económica a largo plazo que incentive una inversión eficiente en nueva capacidad de generación; este precio se correspondería con el coste marginal de generación a largo plazo (coste total medio de generación del nuevo entrante más eficiente). Con carácter prácticamente general, los precios del mercado *spot* no han sido capaces de suministrar correctamente

<sup>4</sup> COM/2021/660 final. *Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*.

<sup>5</sup> ACER (2021). *Preliminary assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design*.

esa segunda señal económica incentivadora de la inversión. En algunos periodos, como el episodio actual de crisis de precios energéticos, el perfil medio de los precios *spot* sobrepasa el coste marginal a largo plazo, pero como ha puesto de manifiesto el fenómeno del *missing money*, la tendencia ha sido predominantemente la contraria, y lo mismo ocurrirá previsiblemente en el futuro. El mercado *spot* es un mercado a corto plazo (con una capacidad de generación dada y un margen de capacidad significativo sobre la demanda de punta establecido por exigencias de la fiabilidad del sistema) por lo que los precios reflejan el coste marginal a corto plazo (costes variables y otros costes operativos), cuyo perfil medio estará normalmente por debajo del coste marginal a largo plazo (coste total medio del nuevo entrante más eficiente) y, por tanto, sin algún tipo de complemento, los precios en el mercado *spot* no darán una señal eficiente para la inversión. P. Joskow (2018)<sup>6</sup>, autor con R. Schmalensee en 1983<sup>7</sup> del que puede considerarse un libro seminal en el análisis de la liberalización del sector eléctrico, aborda casi cuarenta años después de forma completa y profunda las cuestiones relativas al grado de aptitud de los actuales diseños del mercado eléctrico para suministrar una correcta señal de precio a largo plazo para la inversión, y aboga por reformas en el mecanismo de precios de escasez, así como en los mercados de capacidad para adaptar los mercados mayoristas de electricidad al reto que plantea la incorporación masiva de energías renovables en el mix de generación eléctrica.

Los defensores de los modelos *energy only market* (es decir, sin mercados de capacidad) aducen que sin *caps* para los precios *spot*, las «rentas de escasez» (precios por encima del coste marginal a corto plazo de la tecnología marginal) en los periodos de reducidos márgenes de capacidad serían suficientes para evitar el fenómeno del *missing money*. Sin embargo, en un modelo característico de *energy only market* como ERCOT (en Texas) esta «internalización» de la percepción de escasez se ha tenido que simular añadiendo un complemento de precio igual a la probabilidad de interrupción del suministro (función de las reservas disponibles) multiplicado por la diferencia entre el valor de la energía no suministrada (*value of lost load*) y el coste marginal

---

<sup>6</sup> Joskow, P. (2018). *Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The U.S. experience*. MIT CEEPR. Working Paper Series.

<sup>7</sup> Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983). «Markets for power. Analysis of electrical utility deregulation». Cambridge, Mass.: MIT Press.

(con una estimación del valor de la energía no suministrada que se ha multiplicado por tres entre 2011 y 2021)<sup>8</sup>. Sin la ayuda de «muletas», por consiguiente, no parece que los «precios de escasez» puedan ser una solución efectiva del *missing money* o, de forma más general, de la insuficiencia de los precios del mercado *spot* como suministradora de una señal económica eficiente para la inversión en nueva capacidad de generación.

En principio, el desarrollo de mercados a plazos suficientemente largos (al menos diez años) podría ofrecer una vía que permitiese articular el doble tipo de señal económica (para una operación y una inversión eficiente) en los mercados eléctricos. La contratación a largos plazos no es solamente una cobertura de riesgo, sino que, además, como sus precios tenderían a alinearse con los costes marginales de generación a largo plazo (costes totales medios de un nuevo entrante eficiente) se convertirían así en la señal adecuada para incentivar una inversión eficiente en nueva capacidad; por otro lado, serían la referencia adecuada de los precios de energía eléctrica a ser repercutidos en el mercado minorista. Puede mencionarse como ejemplo de esta contratación a plazo de energía eléctrica las subastas de nueva potencia renovable: estas subastas que se plasman en contratos a largo plazo liquidados por diferencias, son mecanismos competitivos (con comprador único) de determinación de precios que deberían revelar el coste marginal a largo plazo de la generación eléctrica con la nueva capacidad renovable, funcionando así como una referencia para los PPAs de plazos equivalentes, y convirtiéndose así en la principal señal económica para las inversiones en nueva capacidad de generación. En este escenario, sin embargo, dado que el coste total medio de los nuevos entrantes (esencialmente energías renovables) será previsiblemente más bajo que el coste medio de generación del parque existente, el precio de la energía eléctrica en mercados a plazo suficientemente largos (como el de las nuevas subastas de generación renovable), previsiblemente alineado con el coste marginal a largo plazo de esos nuevos entrantes, sería, desde luego, la señal económica correcta para inducir las nuevas inversiones, pero no permitiría la recuperación de la totalidad de los costes del parque histórico de generación; la presencia de algún tipo de «comprador único» será por tanto necesaria.

---

<sup>8</sup> NRG Energy (2021). «What Texas businesses need to know about scarcity pricing this summer».

Un problema de mayor calado a largo plazo se hace patente cuando se visualiza el mix de generación que se ha fijado como objetivo gran parte de los países europeos (entre ellos España) para 2050: 100% de la generación eléctrica procedente de energías renovables. El proceso de convergencia hacia ese objetivo, ya en curso, continuará a un ritmo extraordinariamente rápido a lo largo del periodo de transición energética; en España, de acuerdo con el PNIEC, la generación eléctrica renovable deberá representar el 74% del total en 2030. El perfil medio de los precios en el mercado *spot* (con un número creciente de horas en que el precio marginal de la subasta lo fija una tecnología con coste marginal a corto plazo cercano a cero) será tendencialmente decreciente y cercano a cero en 2050, mientras que el precio que incentiva una inversión eficiente (y que por tanto debe permitir también la recuperación del coste fijo), es decir el coste total medio de generación con la nueva capacidad renovable, se mantendrá a un nivel más elevado. Si se supone que los precios en el mercado a largo plazo de energía deben alinearse con el coste total medio del nuevo entrante más eficiente, existiría un *gap* creciente entre este precio y el precio medio del mercado *spot*, algo que sería inconsistente con la posibilidad de arbitraje entre ambos mercados. A medida que nos fuéramos acercando al objetivo del 100% de generación renovable, es decir a un modelo de generación eléctrica con costes variables cercanos a cero, parecería razonable desplazar el eje retributivo desde el mercado de la energía al mercado de capacidad (y flexibilidad), algo que, además, podría crear un marco de incentivos más apropiado para la importante inversión en capacidad de almacenamiento que exige la presencia masiva de capacidad de generación intermitente.

La intensidad de la pendiente descendente a largo plazo del perfil de precios medios del mercado *spot* es incierta. Una senda de precios del CO<sub>2</sub> como la estimada por la AIE<sup>2</sup> debilitaría esa pendiente (la generación con gas se utilizaría menos horas, pero se encarecería); una mayor permanencia de la generación nuclear, sin embargo, contribuiría a agudizar la tendencia descendente. No cabe duda, sin embargo, que, en el horizonte de 2050, aquellos países que cumplen con el objetivo del 100% de generación renovable se encontrarán con un modelo de sector eléctrico en el que el peso de los costes fijos en los costes totales es más cercano al de las tecnologías de información que al del sector eléctrico tradicional y que, por tanto, la regulación deberá adaptarse a un modelo de sector de costes variables cercanos a cero (ya que el coste de las redes es también esencialmente un

coste fijo). Aunque habrá que esperar al informe definitivo de la ACER, como ya se ha señalado, no parece existir en la Comisión Europea una gran predisposición a realizar cambios esenciales en el diseño del mercado mayorista de energía eléctrica, lo que anuncia la continuidad de las controversias entre países miembros, controversias que se han ampliado con motivo del creciente posicionamiento de la Comisión Europea en relación a la energía nuclear.

La Comisión Europea ha mantenido tradicionalmente una posición neutra en relación al papel de la energía nuclear en el mix de generación eléctrica que, en cierto modo, se ha modificado con la propuesta de borrador de taxonomía<sup>9</sup> (clasificación de actividades consideradas necesarias para contribuir a la neutralidad climática en los próximos treinta años, con el objetivo de promover la inversión y financiación sostenible en las mismas), presentado en enero de 2022 y que incluye al gas natural (con unas condiciones de limpieza) y a la energía nuclear. Este borrador, en su versión definitiva después de un periodo de consultas, será aprobado por el Consejo y el Parlamento a menos que sea rechazado por una mayoría cualificada en ambas instituciones. La inclusión de ambas actividades en la taxonomía contribuye a reducir el coste de capital en los proyectos correspondientes y a privilegiar dichas actividades al seleccionar las inversiones guiadas por los criterios ESG. Pero, además, implícitamente, representa un posicionamiento proactivo de la Comisión Europea dando su apoyo a la inclusión del gas natural y la energía nuclear entre las actividades seleccionadas para la inversión y financiación sostenibles, una iniciativa de política energética que dista de suscitar un apoyo unánime entre los países miembros de la Unión Europea. Las diferencias internas en la Unión han sido especialmente patentes entre Alemania y Francia, cuyas estrategias en relación al mix de generación eléctrica considerado óptimo para el periodo de transición energética han ido divergiendo de forma creciente. Alemania decidió después del accidente de Fukushima (2011) el cierre progresivo de su parque nuclear antes de finalizar 2022, lo que le está obligando a utilizar el gas y el carbón para colmar el «hueco térmico» abierto; su apuesta por el gas natural es por tanto necesaria (en mayor medida por la necesidad de sustituir el carbón). Francia por el contrario, con el reciente pronunciamiento del presidente Macron ha decidido impulsar a la energía nuclear como un componente esencial de la generación eléctrica a largo

<sup>9</sup> *Draft text of a taxonomy complementary delegated act* (1 de enero de 2022).

plazo. En cada caso, se ha optado por una solución diferente para cubrir el «hueco» de cobertura de la demanda eléctrica, provocado por el límite en la velocidad de crecimiento de la capacidad de generación renovable a lo largo de la transición energética hacia un mix plenamente descarbonizado.

La inclusión del gas natural en la taxonomía no planteará previsiblemente un fuerte rechazo por parte de los países miembros. La generación eléctrica con gas será, aunque de manera decreciente, necesaria a lo largo de la transición energética como respaldo de la intensa introducción de generación renovable intermitente mientras no se desarrollen suficientemente otras ofertas alternativas de fiabilidad del sistema eléctrico (almacenamiento, gestión de la demanda, interconexiones, etc.); las nuevas inversiones en esta tecnología no serán, en todo caso, importantes, ya que el papel de respaldo podrá ser asumido en gran medida por la capacidad existente. La controversia se seguirá centrando seguramente en la consideración como sostenible de la tecnología nuclear, por su mayor repercusión política y la especificidad de los factores que determinan la evolución de su papel en el mix de generación eléctrica descarbonizada. En *E y G 2021 (Int.)* se señalaban algunos de estos factores: aceptación social y política, implicaciones geopolíticas, imperativos de política industrial y costes.

Independientemente de las cuantificaciones del coste contingente asociado al riesgo del ciclo nuclear (esencialmente vinculado a la posibilidad de accidente en el núcleo del reactor y a la gestión de residuos) que la 3ª generación de reactores ha reducido sensiblemente, el accidente de Fukushima (añadido al devastador de Chernóbil) y el mantenimiento de la incertidumbre en relación al almacenamiento de residuos de alta actividad y larga vida, ha inducido a un buen número de países a excluir la tecnología nuclear de su mix de generación objetivo, porque el riesgo percibido (para la actual y futuras generaciones) se considera inasumible (aunque la probabilidad de accidente sea muy baja, el daño posible estimado se considera de una dimensión inaceptable). El mantenimiento de la tecnología nuclear en la generación eléctrica en países occidentales como EE. UU., Francia y Reino Unido vendrá exigido por razones geopolíticas. En primer lugar, no tendría sentido para esos países preservar el armamento nuclear y excluir la aplicación civil de la energía nuclear. En segundo lugar, como se señalaba en *E y G 2021*, la continuidad del actual retraining de la exportación de tecnología nuclear por parte de los países occidentales

en relación a Rusia y China (M. Bowen 2020<sup>10</sup> y J. Bordoff 2022<sup>11</sup> señalan este hecho con datos para EE. UU.) ilustran, si no se corrigen, una menor capacidad de incidir en el desarrollo internacional de la reglamentación técnica y de seguridad, tendiendo a provocar una creciente debilidad estratégica de aquellos frente a sus rivales geopolíticos. La fuerte expansión prevista en China de su parque nuclear a largo plazo concederá a este país, además, una gran ventaja en la evolución de la curva de aprendizaje de la tecnología de reactores de 3ª generación (algo que ya parece estar ocurriendo), lo que consolidaría su posición en el desarrollo de las tecnologías descarbonizadas (ya afianzada en numerosos nichos de las tecnologías renovables). El imperativo de política industrial es seguramente el factor decisivo en el nuevo impulso que el presidente Macron ha decidido dar al programa nuclear francés. Francia tiene en la tecnología nuclear uno de sus nichos industriales con mayores ventajas competitivas. Posee un parque nuclear de 56 reactores en operación (un 70% de su generación eléctrica) con un coste de generación medio competitivo (el precio regulado fijado para su parque histórico es de 42 €/MWh) y una tecnología propia para los reactores de 3ª generación; el *know-how* acumulado coloca además al país en una posición privilegiada para abordar el desarrollo de reactores de 4ª generación.

La discusión en torno al coste tiene una doble dimensión, según se refiera al coste de las inversiones en nueva capacidad o al del alargamiento de vida del parque histórico de 2ª generación, tal como se señala en la publicación del año precedente. El coste medio de generación con las nuevas centrales de 3ª generación es sensiblemente más elevado que el de la generación renovable (eólica o fotovoltaica). 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). Incluso si se tiene en cuenta la significativa reducción de costes prevista una vez completado el aprendizaje con los reactores *first of a kind*, los «costes nivelados» (la métrica más utilizada del coste total medio de generación) que ofrece NEA/IEA<sup>12</sup> (del orden de

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> Bordoff, J. (2021). «3 Reasons nuclear power has returned to energy debate». *Foreign Policy*.

<sup>12</sup> Nuclear Energy Agency/International Energy Agency (2020). «Projected costs of generating electricity» (2020 Ed.).

71 \$/MWh en Francia y EE. UU., de 66 \$/MWh en China e India y 52 \$/MWh en Corea, en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y de un *load factor* del 85%) continúan siendo superiores al coste total medio de la generación renovable. Estos datos son además consistentes con las cifras que suministra el amplio estudio realizado por la compañía de red eléctrica francesa RTE<sup>13</sup> por encargo de su Gobierno, donde se analizan diferentes escenarios (con diferentes trayectorias del mix de generación eléctrica) tendentes al objetivo de descarbonización del sector eléctrico francés en 2050. En el escenario con una significativa presencia de nueva capacidad nuclear, en 2050, RTE estima en alrededor de 67 €/MWh el coste total medio de la generación del parque nuclear y de 46 €/MWh el coste total medio de generación con energía renovable. El estudio, sin embargo, considera preferible un mix de generación con nueva capacidad nuclear en 2050 a la alternativa 100% energía renovable. En primer lugar, subraya la dificultad de alcanzar el ritmo de inversión en nueva capacidad renovable necesario para lograr un mix de generación totalmente renovable en 2050. En segundo lugar, señala que la comparación de los «costes completos» entre la alternativa 100% renovable y el mix con un componente nuclear significativo, debe tener en cuenta el sobrecoste que debe soportar la alternativa totalmente renovable por las exigencias de inversión en instrumentos suplementarios, para garantizar la fiabilidad del sistema con mayor generación intermitente y el mayor coste estimado en la inversión en redes.

Como se ha señalado anteriormente, independientemente de la discusión en torno a la comparación de costes entre la generación eléctrica renovable y la generación nuclear, los imperativos de política industrial y los condicionamientos geopolíticos propiciarán la promoción en Francia de una transición energética hacia un mix de generación descarbonizada mixta nuclear - renovables en 2050. Para otros países, donde los factores geopolíticos y de política industrial no cuentan, un programa de inversión en nueva capacidad nuclear, fundado en las ventajas de coste, suscita lógicamente notables reservas. En primer lugar, incluso anticipando una evolución a la baja de los costes de generación con los reactores de 3ª generación después de la experiencia con los reactores *first of kind*, la incertidumbre en relación a la curva de aprendizaje de estos reactores todavía persiste y todavía es incierta la estimación del coste de los

<sup>13</sup> Le Réseau de Transport d'électricité (2021). «Futurs énergétiques 2050».

pequeños reactores modulares (aun con su más eficiente técnica y organización de su construcción) y de otras líneas abiertas de desarrollo de reactores de 4ª generación. La diferencia de costes de generación entre la alternativa nuclear (nueva capacidad) y la renovable se mantendrá previsiblemente a un nivel elevado, sobre todo teniendo en cuenta que las estimaciones de coste de generación de la alternativa renovable de RTE y de NEA/IEA resultan más elevadas que las cuantías de coste reveladas, por ejemplo en las subastas de nueva capacidad renovable en España y que pueden también registrarse avances en la curva de aprendizaje de esta tecnología y de las tecnologías de almacenamiento cuya instalación será necesaria para acomodar a la generación renovable intermitente. Por el contrario, una argumentación en términos exclusivamente de costes tendería a avalar una política de extensión de la vida de las centrales nucleares de 2ª generación (cuya vida útil de diseño es normalmente de cuarenta años). Esta política se ha seguido ampliamente en EE. UU.<sup>14</sup>, donde 88 reactores (de 93) han visto su vida prorrogada hasta los sesenta años (e incluso dos de ellos hasta los ochenta) y esta estrategia se contempla igualmente como una posibilidad en Francia (con el límite de sesenta años de vida) por parte del macroanálisis de RTE<sup>12</sup>. El coste de generación relevante para comparar la extensión de la vida de las centrales existentes con las demás alternativas es el coste operativo (esencialmente el coste variable, en torno a 20 €/MWh) más los costes fijos incrementales de las nuevas inversiones que por imperativos de eficiencia y seguridad se exigen a las centrales para la ampliación de su vida; la estimación que realiza NEA/IEA<sup>11</sup> del «coste nivelado» de generación correspondiente a la alternativa de extensión de la vida de las centrales de generación diez o veinte años más (en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y un *load factor* del 85%) varía entre 31,2 \$/MWh y 41 \$/MWh, lo que convierte a esta opción en claramente competitiva en términos de coste de generación con la alternativa renovable (incluso sin tener en cuenta la diferencia entre el grado de firmeza entre ambas opciones). Además, en gran número de sistemas eléctricos, la extensión de la vida de las centrales de 2ª generación permitiría evitar la ampliación del «hueco térmico» que durante el periodo de transición energética (dados los límites en la velocidad de introducción de las tecnologías renovables y el almacenamiento) se produciría con la salida

<sup>14</sup> Office of Nuclear Energy (U.S. 2020). «What´s the lifespan form a nuclear reactor? Much longer than you might think».

de dichas centrales, contribuyendo así a reducir la emisión de CO<sub>2</sub> en el periodo de transición y a limitar las presiones alcistas sobre los precios mayoristas de electricidad en episodios similares a la crisis actual de precios energéticos.

Las discrepancias entre países miembros de la Unión Europea en relación a aspectos puntuales de las políticas energéticas a aplicar no han puesto en peligro la unidad de acción de la Unión en la programación rigurosa de la estrategia de transición energética orientada a alcanzar el objetivo de emisiones netas cero en 2050. De hecho, la Unión Europea es prácticamente la única referencia internacional con un diseño preciso de este proceso de transición. El Pacto Verde asumía ya en diciembre de 2019<sup>15</sup> el objetivo de neutralidad de emisiones en 2050, pero pronto se puso de manifiesto que el marco de actuaciones previsto en el horizonte de 2030 (que conducía a una reducción de emisiones a esa fecha de un 40% en relación a 1990) planteaba pocas dificultades para su implementación pero imponía unos requerimientos extraordinariamente exigentes para las dos últimas décadas del periodo de transición. En el marco anterior al Pacto Verde, la estrategia de transición hasta 2030 reposaba esencialmente sobre los avances en la descarbonización del sector eléctrico, la electrificación del transporte ligero de pasajeros y la rehabilitación de edificios, que no requerían extraordinarias exigencias tecnológicas. La propia Comisión<sup>16</sup> reconocía que con el marco de actuaciones previsto con anterioridad al Pacto Verde se alcanzaría una reducción de emisiones del 45% en 2030, pero del 60% en 2050. Era necesario, por tanto, introducir un mayor rigor en la trayectoria hasta 2030, si se querían aligerar las exigencias para las dos décadas siguientes. Así, en septiembre de 2020 la Comisión Europea presentó una comunicación<sup>17</sup> donde se formulaba un plan para 2030 con una reducción de emisiones del 55% definiendo así una senda temporal más equilibrada hacia la neutralidad de emisiones en 2050. La concreción de esta estrategia de descarbonización más rigurosa para la década actual tiene lugar con la presentación por la Comisión en julio de 2021 de un amplísimo paquete de actuaciones e iniciativas legislativas (*Fit for 55*)<sup>18</sup>,

<sup>15</sup> COM/2019/640.

<sup>16</sup> COM/2018/773 final. *A clean planet for all. A european strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.*

<sup>17</sup> COM/2020/562 final. *Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people.*

<sup>18</sup> COM/2021/550 final. *Communication on "Fit for 55" delivering the EU's 2030 climate target on the way to climate neutrality.*

que incluye áreas como la reducción de emisiones en sectores no incluidos en el mercado de derechos de emisión (ETS), agricultura y bosques, energía renovable, eficiencia energética, estándares para nuevos vehículos, fiscalidad, fortalecimiento del mercado de derechos de emisión, extensión de este mercado al sector marítimo, reducción de la asignación gratuita de derechos a las líneas aéreas, nuevos mecanismos de derechos de emisión para el transporte por carretera y edificios, financiación para colectivos vulnerables, combustibles limpios en el sector naval y aéreo, y mecanismo de ajustes en frontera de los precios de importación de bienes infragravados en origen<sup>19</sup>.

El abanico de medidas incluidas en el paquete *Fit for 55* de la Unión Europea que corrige la trayectoria de reducción de emisiones en la actual década para hacerle compatible con el objetivo de neutralidad de emisiones en 2050 contrasta con la insuficiencia de los compromisos nacionales asumidos en la COP26 de Glasgow y, sobre todo, con las escasas garantías de implementación de los mismos. La Agencia Internacional de la Energía<sup>20</sup> considera que el pleno cumplimiento de los compromisos nacionales manifestados en la COP26, conduciría a un aumento de la temperatura de 1,8 °C en este siglo, todavía por encima del 1,5 °C establecido como meta de la conferencia y, por supuesto, con un nivel de emisiones en 2050 significativamente alejado del objetivo de neutralidad de emisiones; en 2030 la senda definida por los compromisos nacionales asumidos solamente alcanzaría una reducción de las emisiones de un 30% en relación al escenario que la Agencia Internacional de la Energía describe como el resultado de la aplicación de las políticas actualmente explicitadas (que describe una trayectoria aproximadamente plana), lo que deja una diferencia cercana al 70% en relación a la senda necesaria para alcanzar la neutralidad climática en 2050. Este diferencial entre el límite del aumento de la temperatura de 1,8 °C correspondiente a la senda de emisiones definida por el cumplimiento de los compromisos nacionales asumidos y el límite del 1,5 °C alcanzado por la senda de emisiones con un nivel cero en 2050 es denominado por la Agencia Internacional de la Energía *ambition gap*. Más preocupante es, sin embargo, el diferencial que la agencia califica como *implementation gap*,

<sup>19</sup> European Parliament (2021). «Legislative train schedule. Fit for 55 package under the european green deal».

<sup>20</sup> IEA (2021). *WEO 2021. Technical note on the emissions and temperature implications of COP pledges*.

que sería el diferencial entre la senda de emisiones marcada por el estricto cumplimiento de las políticas actualmente explicitadas (las puestas en práctica y en vías de desarrollo), que conduciría a un límite del aumento de la temperatura en este siglo de 2,6 °C, y la senda definida por el cumplimiento de los compromisos nacionales que permitiría reducir este límite a 1,8 °C. La Agencia Internacional de la Energía enfatiza, por tanto, las dificultades de implementación de los compromisos asumidos en la conferencia, señalando que estos compromisos no están respaldados por planes de actuación concretos y creíbles, ya que la simple aplicación de las políticas actualmente explicitadas no solo no permitiría alcanzar el objetivo de aumento de la temperatura de 1,5 °C sino que ni siquiera cumplirían con la meta fijada de forma más laxa en el Acuerdo de París de 2015, de mantener el aumento de la temperatura global en relación a los niveles preindustriales sensiblemente por debajo de 2 °C y de proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento en 1,5 °C. En el Glasgow Climate Pact acordado en la COP26, se requiere a los países participantes la revisión y fortalecimiento de sus compromisos nacionales antes de finalizar el año 2022 y, además de enfatizar el objetivo de limitación del aumento de la temperatura de 1,5 °C (aunque reiterando también la fórmula más débil del Acuerdo de París), se reconoce que esa limitación del calentamiento a 1,5 °C requiere «rápidas, profundas y sostenidas reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo la reducción de las emisiones globales de dióxido de carbono en un 45% para 2030 en relación a 2010 y hasta el neto cero en torno a mitad de siglo, así como una profunda reducción en otros gases de efecto invernadero». Esta exigencia de corrección de los compromisos nacionales para definir una senda de emisiones en la actual década en consonancia con el objetivo de emisiones netas cero alrededor de la mitad de siglo, sigue, en cierto modo, la estrategia de la Unión Europea formulada en el programa *Fit to 55*, aunque el horizonte final se define de forma más vaga. De hecho, este horizonte sobrepasa 2050, en el compromiso de neutralidad de emisiones asumido por países como China, Rusia y Arabia Saudí (para los que las emisiones netas cero se alcanzaría en 2060) e India (cuyo horizonte de neutralidad de emisiones sería 2070).

Pero, además, el reto fundamental será que los compromisos de reducción de emisiones se vean soportados por planes nacionales suficientemente concretos y creíbles de forma que minimicen el *implementation gap* que señala la Agencia Internacional de la Energía. Los intentos de algunos países de debilitar el lenguaje del

pacto (en algunos casos con éxito como el relativo al objetivo del abandono del carbón), así como el mencionado retraso en la fecha objetivo de la neutralidad de emisiones en los compromisos de países altamente emisores y las incertidumbres legislativas en EE. UU., anticipan un escenario de gran dificultad para encauzar el proceso de transición energética global hacia las emisiones netas cero en 2050. Es cierto, sin embargo, que la COP26 ha significado un reforzamiento de la voluntad política expresada en el Acuerdo de París de 2015. En primer lugar, aunque con un lenguaje lleno de matices, las menciones al futuro del carbón; el énfasis en el calentamiento de un 1,5 °C y la explicitación del objetivo de emisiones netas cero, en el Pacto de Glasgow representan un fortalecimiento, en relación al Acuerdo de París, de la formulación de las restricciones que requiere la transición energética<sup>21</sup>. Por otro lado, el compromiso adoptado por más de cien países de reducir un 30% las emisiones de metano para 2030 supone un avance considerable para la política climática, y el cierre del *Libro de Reglas* con la aprobación del Artículo 6 (aún de forma no totalmente satisfactoria) representa un importante logro en el desarrollo del Acuerdo de París. Como señaló, el secretario general de las Naciones Unidas, en relación a los diferentes aspectos positivos, son pasos bienvenidos, pero no es suficiente<sup>22</sup>.

En *Energía y Geoestrategia 2022* se incluyen, como se señaló al inicio, cuatro artículos que ofrecen una profunda reflexión sobre áreas de análisis que o bien inciden directamente en el proceso de transición energética o van a ser condicionados por él. Este último es el caso del trabajo sobre los denominados «puntos focales» (*choke points*), realizado por el vicealmirante Gonzalo Sanz, cuya relevancia estratégica se verá modificada a largo plazo por los profundos cambios en los flujos energéticos ligados a la nueva distribución geográfica de los recursos energéticos, asociada a la dominancia global de las energías renovables y el creciente papel del hidrógeno en el menú energético. El autor analiza la importancia del transporte marítimo en el escenario global de los flujos energéticos internacionales y, por tanto, la necesidad económica y geoestratégica de minimizar el coste de las rutas de tráfico elegidas. Esta búsqueda de eficiencia en el transporte explica la necesidad de utilización de los «puntos focales» (*choke*

<sup>21</sup> Carbon Brief (November 2021). «COP26: Key outcomes agreed at the UN climate talks in Glasgow».

<sup>22</sup> UN (13 November 2021). «Secretary general's statement on the conclusion of the UN Climate Change Conference COP26».

*points*), es decir estrechos y canales que permiten sensibles ahorros de coste en relación a las rutas alternativas pero que por su alta densidad de tráfico y cercanía de las tierras limítrofes suponen también un mayor riesgo operativo y geopolítico para la libertad de navegación internacional. Gonzalo Sanz examina con detalle el marco de derecho internacional relativo a los estrechos internacionales, que define como aquellos que conectan dos áreas de alta mar o la alta mar con una zona económica exclusiva, con la particularidad en ambos casos de que las aguas del estrecho forman parte del mar territorial de uno o varios Estados. El autor analiza, además, con amplitud, caso por caso, los principales «puntos focales»; Gibraltar, los estrechos turcos y el canal de Suez en el Mediterráneo; los estrechos de Bab el-Mandeb, Ormuz, Malaca y Singapur en el océano Índico; y el canal de Panamá y las rutas a través del Ártico en el océano Atlántico.

V. Cortés y B. Navarrete, en su artículo analizan uno de los desarrollos tecnológicos que condicionará decisivamente el perfil de la transición energética y que, todavía, no está plenamente maduro. Los autores examinan los factores determinantes de la implantación de la captura, transporte, almacenamiento y utilización de CO<sub>2</sub> (tecnologías requeridas, grado de maduración de las mismas, costes incurridos e impactos geopolíticos) y exponen el importante papel que debería jugar en la política de descarbonización global, no solo para la extracción de CO<sub>2</sub> en las instalaciones de generación eléctrica sino también para los procesos industriales (cemento, siderurgia, etc.), producción de hidrógeno azul, producción de combustibles sintéticos limpios, y a través de su contribución a las «emisiones negativas» (extracción de CO<sub>2</sub> de la combustión/gasificación de biomasa y directamente de la atmósfera). Cortés y Navarrete examinan también algunas barreras en el marco de incentivos para impulsar esta tecnología, por ejemplo, la no inclusión plena del conjunto captura, uso, transporte y almacenamiento (excluyendo el uso) en la taxonomía de actividades sostenibles de la Unión Europea y describen los efectos geopolíticos asociados al desarrollo de la captura de CO<sub>2</sub> y la modificación en las ventajas competitivas entre países como consecuencia de dicho desarrollo.

En el artículo de Jennifer Winter se aborda una cuestión central del proceso de transición energética: la relación entre la política de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, los mecanismos de atribución de un precio (implícito o explícito) al CO<sub>2</sub> y el comercio internacional. Los instrumentos de la política de descarbonización diri-

gida a cumplir el objetivo de emisiones netas cero en la mitad de siglo, no son los mismos en los diferentes países, y cuando se impone un sobrecoste a la emisión de CO<sub>2</sub> los mecanismos utilizados pueden ser diferentes. Como muestra la autora, los países pueden recurrir a la fijación de estándares (y, por tanto, a la aplicación de un mecanismo de *command and control*), al establecimiento de un impuesto a la emisión de CO<sub>2</sub> o al diseño de un modelo de *cap and trade* (fijación de límites cuantitativos al crecimiento de las emisiones y mercado de derechos de emisión) como el ETS vigente en la Unión Europea. Las ventajas e incrementos de cada uno de los mecanismos utilizados han sido ya examinados en anteriores números de *Energía y Estrategia* y Jennifer Winter ofrece en su artículo una visión detallada y rigurosa tanto de la lógica económica de los instrumentos utilizados como de las experiencias de su aplicación. La elección entre la utilización de un impuesto y el mecanismo *cap and trade* continúa siendo objeto de controversia y, además, como señala la autora, en algunos casos el modelo elegido es una combinación incluso de los tres instrumentos señalados. En todo caso, es claro que la imposición de un sobrecoste a las emisiones de CO<sub>2</sub> reduce la competitividad internacional de los sectores afectados y, dada la asimetría de la intensidad de la política de descarbonización en los diferentes países, tiende a facilitar lo que se ha denominado «fuga de CO<sub>2</sub>». J. Winter examina los diferentes mecanismos para enfrentar este problema: la exclusión de determinadas actividades de la disciplina de los instrumentos de descarbonización, la asignación gratuita de derechos en algunos sectores o el ajuste en frontera de los precios de importación. Dado que este último instrumento aparece como una de las iniciativas legislativas más salientes del paquete *Fit for 55* de la Unión Europea, la autora dedica un amplio análisis al planteamiento que propone la Unión Europea de implementación de este mecanismo.

Alberto Pinedo aborda en su artículo los retos geopolíticos y energéticos asociados a las modernas ciberamenazas en el contexto global, que Alberto Carbajo había expuesto, en *Energía y Geoes-trategia 2020* en relación al sector eléctrico al examinar la ciberseguridad como factor esencial de la política de seguridad en el sector. El aumento de la conectividad global asociado a los avances en la digitalización en todo tipo de actividades (energéticas, económicas, políticas y militares) es también una fuente de vulnerabilidad que requiere unas estrategias de ciberseguridad crecientemente sofisticadas. Ejemplos recientes que van desde la lucha antiterrorista a la defensa de infraestructuras críticas en

el área civil y militar o a la preparación para el enfrentamiento de «guerras híbridas» ponen de manifiesto la importancia de la cuestión que Alberto Pinedo analiza.

## Entrevista con la secretaria general y CEO del Consejo Mundial de Energía Dra. Angela Wilkinson<sup>1</sup>

***Al finalizar el año 2021, en noviembre, tuvo lugar la COP26 en Glasgow con algunos logros positivos, pero con un resultado global que puede calificarse como insuficiente para encauzar la transición energética hacia el objetivo de emisiones netas cero en 2050. La Agencia Internacional de Energía, por ejemplo, ha estimado que los compromisos nacionales asumidos en la COP26 conducirían a un incremento de la temperatura de 1,8 °C a final de siglo, sin permitir alcanzar el límite del 1,5 °C que se fijó en el Acuerdo de París como el objetivo más ambicioso. Además, advierte de que una parte importante de estos compromisos no presenta garantías sólidas y suficientemente concretas de implementación. ¿Cuál es su opinión al respecto?***

Lo que vimos en Glasgow fue un enfoque desproporcionado en los objetivos y los plazos. Para que los compromisos se cumplan, es necesario que las medidas y los enfoques formen una parte más importante del debate. Y que las medidas y los enfoques impliquen a las personas.

La COP trata sobre las personas: quién está en la sala, quién confía en quién y cómo se involucrarán las diferentes comunidades

<sup>1</sup> Entrevista realizada el 29 de noviembre de 2021.

energéticas para avanzar hacia un mundo de emisiones netas cero.

A nivel global, es necesario que el debate avance desde un enfoque sobre si una energía es buena o mala hacia las decisiones que la gente toma y los elementos que impulsan el cambio en el comportamiento. También necesitamos un cambio sustancial en la educación en materia de energía.

Además, el diálogo sobre la transición energética global está cada vez más fragmentado y polarizado, con una fijación en los extremos: bueno frente a malo, cero combustibles fósiles frente a emisiones netas cero. Necesitamos que exista una mayor armonía, así como una mayor educación en materia energética entre las distintas comunidades para gestionar la infinidad de vínculos entre la humanidad y un planeta sano.

Para que prosperen ecosistemas energéticos más sostenibles, neutros desde el punto de vista climático y justos a nivel social, necesitamos gestionar mejor las conexiones horizontales. Los enfoques *top-down* frente a los *bottom-up* no funcionan, ambos tienen que estar conectados. Es necesario reequilibrar el enfoque centrado en la oferta energética con soluciones basadas en la demanda para la mayoría de los ciudadanos, incluyendo el tercio más pobre de la sociedad y las nuevas clases medias<sup>2</sup>.

No debemos olvidar que, para que la transición energética tenga éxito, debe ser una transición energética inclusiva. Es por ello que defendemos una visión de humanización de la energía y promovemos acciones de liderazgo prácticas y sistémicas que involucren a todos los niveles de la sociedad.

***El acuerdo entre los dos principales emisores, EE. UU. y China, para impulsar la cooperación climática durante la próxima década, es sin duda importante. ¿Le parece también suficientemente ambicioso?***

No existirá una transición energética global exitosa sin un nuevo imperativo de cooperación. La cooperación entre China y EE. UU. refleja el tipo de relación que necesitamos para avanzar hacia un mundo más sostenible.

Sin embargo, la transición energética no solo se limita al futuro de la energía. Sino que también tiene que ver con el futuro de

---

<sup>2</sup> <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/five-key-learnings-from-the-last-100-years-in-energy-dr-angela-wilkinson>.

la humanidad. El modo en que la cooperación entre EE. UU. y China va más allá de la colaboración gubernamental para reunir diferentes sectores e involucrar en el progreso a más ciudadanos, ciudades, sociedad civil, empresas y consumidores de energía puede crear un precedente para el resto del mundo. Esto es importante porque los usos de la energía y los comportamientos de las personas tendrán que cambiar junto con la tecnología.

Necesitamos un futuro con más energía que nos permita vivir mejor y tener un planeta sano. Esto no podremos conseguirlo si solo dependemos de soluciones tecnológicas o de ciertos sectores. Tenemos que trabajar conjuntamente para avanzar incluyendo a más actores de las más diversas índoles en el proceso<sup>3</sup>.

***Un importante punto de debate en la COP26 ha sido el relativo al futuro del carbón, que se ha saldado con un acuerdo contemporalizador. ¿Cómo ve Ud. las dificultades de implementación de las necesarias reducciones en el uso del carbón en países como China e India fuertemente dependientes de este combustible y con centrales de generación con carbón con inversiones relativamente recientes?***

Puede que no todos los países pasen del carbón a la energía solar en un solo paso. Cada país debe empezar desde el punto en que se encuentre y debe establecer destinos a los que pueda llegar sin dejar a gran parte de su población atrás.

Además, hay que tener en cuenta que la agenda energética no se centra en un asunto único. Necesitamos que todo el sistema energético se transforme y, para ello, se requieren políticas equilibradas que hagan uso de toda la tecnología disponible y que ofrezcan una transición más resiliente, a la vez que igualitaria, asequible y sostenible desde el punto de vista medioambiental<sup>4</sup>.

En el caso de India y China, y en la región de Asia, si bien el peso del *mix* de energías renovables se incrementará considerablemente, el carbón continuará desempeñando un papel importante<sup>5</sup>. Según nuestra encuesta del World Issues Monitor, en el campo de la transición energética, los riesgos en materia

<sup>3</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=HSNgszEQLH0>.

<sup>4</sup> <https://www.youtube.com/watch?v=HSNgszEQLH0>.

<sup>5</sup> <https://www.energetica-india.net/powerful-thoughts/online/drangela-wilkinson>.

de ciberseguridad y geopolítica son importantes incertidumbres comunes para ambos países.

En el caso de India, las tendencias económicas y los precios de las materias primas también se presentan como desafíos importantes. Mientras, la eficiencia energética, el diseño de los mercados y las energías renovables siguen estando entre las principales prioridades de acción del país.

En el caso de China, el entorno de inversión, las políticas comerciales y de inversión y las energías renovables se presentan como importantes incertidumbres. Entre las principales áreas en las que se requieren medidas para gestionar su transición energética se encuentran la asequibilidad, el transporte innovador, así como la digitalización y la innovación en almacenamiento energético<sup>6</sup>.

Estas diferencias refuerzan la idea de que no existe una única «carrera hacia cero emisiones», sino que hay múltiples vías que avanzan con una enorme diversidad geográfica y tecnológica. El punto de partida en cada caso es muy diferente y, en consecuencia, también lo son las políticas, la economía y los planteamientos.

Los responsables políticos de India y China, y el resto de los países, deben pensar en políticas más integradas que estén conectadas a diferentes niveles. Será importante alinear los ámbitos urbanos y nacionales y construir un futuro que no esté centrado en el suministro, sino en el cliente y en la energía neutra en emisiones. Los países deben diseñar mercados que nos lleven hacia este futuro, en lugar de hacernos retroceder a la situación de seguridad de suministro del siglo XIX.

***En la actualidad hay además mucho debate sobre la energía nuclear y su papel en las políticas de descarbonización. ¿Cree posible una reconsideración de la energía nuclear como un vector más de la transición energética?***

Nuevos desarrollos en el ámbito nuclear, moléculas e iniciativas limpias, el gas junto con la captura y almacenamiento de carbono (CAC): todas las tecnologías e innovaciones serán necesarias para gestionar con éxito la transición energética global.

Sin embargo, al igual que ocurre con muchas energías renovables, necesitamos dejar de pensar en la energía nuclear como algo bueno o malo, blanco o negro. Mucha gente todavía cree

---

<sup>6</sup> <https://www.im.worldenergy.org/>.

que se puede fabricar una bomba a partir de un reactor nuclear, o que puede ser tan barata que no sería necesario medirla. Es importante subrayar que la prestación de servicios tiene muchos otros costes relacionados.

Al fin y al cabo, no serán solo las nuevas tecnologías energéticas, sino también las innovaciones en el campo del comportamiento de los ciudadanos, la educación sobre energía, incluyendo la energía nuclear, las que decidirán si las políticas de descarbonización se aplican con éxito y encuentran el apoyo público. No todo es cuestión de precio y racionalidad económica.

Las nuevas soluciones incluirán una combinación de calor, electricidad y combustibles limpios y neutros en emisiones, opciones de almacenamiento más flexibles, nuevos modelos de financiación y una planificación proactiva de las infraestructuras. Tenemos que pensar en la innovación, no como una elección tecnológica frente a otra, ni como la sustitución de viejas tecnologías por nuevas, sino como una transformación de todo el sistema en su conjunto.

El próximo gran paso en el ámbito energético no es una apuesta tecnológica global ni un proyecto innovador (*moon-shot*), sino miles de pasos más pequeños dados por las ciudades, las cooperativas comunitarias y los clientes de energía digitalmente activos.

Una gran parte de la sociedad aún no está preparada para tomar las decisiones acertadas y enfrentarse a la intensidad de los cambios que supone alcanzar los objetivos de emisiones netas cero, gestionar con éxito la transición energética global, ampliar las energías renovables y llevar el sistema energético mundial a un espacio operativo seguro para la humanidad.

Como comentaba anteriormente, necesitamos conectar mejor los enfoques *top-down* con los *bottom-up*, al tiempo que conectamos horizontalmente todos los sectores y niveles de la sociedad para que el ecosistema energético en su conjunto participe y para acelerar una transición energética exitosa y justa<sup>7,8</sup>.

***Europa se ha visto inmersa en 2021 en un escenario de fuerte incremento de los precios energéticos (petróleo, gas,***

<sup>7</sup> <https://www.energymonitor.ai/policy/just-transition/the-energy-transition-needs-to-embrace-human-messiness-to-succeed>.

<sup>8</sup> <https://www.devdiscourse.com/article/international/676914-we-cant-have-locally-clean-and-globally-dirty-practices-angela-wilkinson>.

***electricidad). ¿Cuáles considera han sido las principales causas? ¿Cree Ud. que ha sido un fenómeno transitorio o que traduce factores estructurales a nivel global?***

Las crisis energéticas no son algo nuevo. Aunque las causas son diferentes, la crisis actual es igual de devastadora para la sociedad.

Las diferentes crisis energéticas regionales que estamos viendo en China, Europa, Latinoamérica y Norteamérica en la actualidad son la consecuencia de una combinación de factores que van más allá de la geopolítica vinculada al gas y al petróleo. La negativa de los productores de la OPEP+ a restablecer rápidamente el suministro para satisfacer el aumento de la demanda mundial es un factor que contribuye, pero todos los contratos a largo plazo se han cumplido. Los países que dependen de los mercados *spot* de gas han sido los más perjudicados.

En primer lugar, debido al resurgimiento económico, tras los meses de cierre por COVID, se ha producido una inesperada recuperación de la demanda. El retraso en la reanudación de la producción, unido a la falta de inversión en reservas adicionales, han contribuido al desequilibrio entre la oferta y la demanda y, consecuentemente, a unos picos de precios en el mercado del gas.

En segundo lugar, para agravar aún más la situación, el cambio por parte de Asia del carbón hacia el gas ha incrementado la competencia entre compradores, con la demanda de gas disparándose en la región y arrebatando la cuota de mercado a Europa.

En tercer lugar, las condiciones meteorológicas extremas y la escasez de profesionales calificados también han contribuido a la nueva crisis energética. Este es el caso, por ejemplo, con la escasez de suministro de gas, provocada por unas temperaturas bajas inesperadas, o la falta de conductores de camiones cisterna para transporte de combustible en un Reino Unido *postbrexít*.

Los fundamentos de la energía, incluida la seguridad energética, vuelven a incluirse en la agenda mientras el mundo busca formas de acelerar la transición energética global. Los sistemas energéticos cada vez son más diversos en el sentido más amplio. No hay una solución única para todos, ni una bala de plata –o verde– tecnológica.

La búsqueda de una transición energética justa, neutra climáticamente y sostenible, avanza por múltiples vías. El Consejo Mun-

dial de la Energía existe para que los países, las empresas y las comunidades aprovechen las oportunidades de aprender con y de los demás sobre lo que funciona y lo que no<sup>9</sup>.

***¿Considera Ud. que en la COP26 se ha avanzado suficientemente en las políticas (financiamiento incluido) necesarias para lograr una transición energética global justa? ¿Cuáles son bajo su punto de vista los principales retos a corto plazo para seguir avanzando?***

El éxito de las políticas depende de lo bien que se tengan en cuenta las prioridades y los obstáculos a los que se enfrentan las comunidades. Una transición energética global exitosa depende de mucho más que objetivos y plazos.

La integración, la asequibilidad, la accesibilidad y la educación en materia energética en distintos niveles de la sociedad son aspectos que determinarán el futuro de la energía.

A medida que el mundo se acerca al final de una era de combustibles fósiles baratos, finitos y distribuidos de manera desigual, todos esperamos un futuro con una energía renovable más accesible y abundante.

Billones de dólares y mil millones de vidas dependen de ello. No se puede dar sentido a todos esos ceros sin un contexto y un entendimiento compartidos. Por ejemplo, podemos comparar la promesa de cien mil millones de dólares estadounidenses de fondos para las transiciones energéticas de las economías en desarrollo, que aún no se ha cumplido, con el casi un billón de euros de inversiones en infraestructuras necesarias para asegurar las importaciones de hidrógeno verde únicamente para la Unión Europea<sup>10</sup>.

Cien mil millones de dólares en 2009 son unos ciento cuarenta mil millones de dólares en la actualidad. Incluso con el compromiso, vamos un poco atrasados<sup>11</sup>.

<sup>9</sup> Copiado textual y directamente de las notas de la entrevista de Dunya (que se publicará en turco, por lo que no debería haber ningún problema): [https://worldenergycouncil-my.sharepoint.com/:w:/g/personal/nagar\\_worldenergy\\_org/EZDIani9I-9DiI32yvw9iGYBmB2IAoDKdLmc9fkcZ2WsWQ?e=aWOcxd](https://worldenergycouncil-my.sharepoint.com/:w:/g/personal/nagar_worldenergy_org/EZDIani9I-9DiI32yvw9iGYBmB2IAoDKdLmc9fkcZ2WsWQ?e=aWOcxd).

<sup>10</sup> <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/five-key-learnings-from-the-last-100-years-in-energy-dr-angela-wilkinson> (copiado textualmente del artículo).

<sup>11</sup> [https://www.youtube.com/watch?v=5jLk1rqrEeg&list=PLF91L7GsnSladmVVJW-bKVe\\_3ObVpRXaDW&index=8](https://www.youtube.com/watch?v=5jLk1rqrEeg&list=PLF91L7GsnSladmVVJW-bKVe_3ObVpRXaDW&index=8).

El compromiso global de repartir equitativamente la carga de la acción y los costes entre los países implicará nuevos mecanismos de ayuda climática en condiciones favorables, financiera y tecnológicamente, y esto difiere del viejo paradigma de la ayuda al desarrollo.

Al mismo tiempo, los países deben poner en orden sus propios asuntos y avanzar en un nuevo imperativo de innovación y colaboración que involucre a todos los niveles de la sociedad, así como nuevas cooperaciones regionales en materia de energía. Las sociedades energéticas modernas que tienen éxito evitan la dinámica *top-down* frente a la *bottom-up* y se coordinan mejor horizontalmente, entre sectores, para gestionar la transición energética<sup>12</sup>. El verdadero progreso no es un compromiso dentro de la COP ni un plan con enfoque descendente.

A menos que las personas y las comunidades participen y se sientan implicadas, las mayorías silenciosas de las sociedades energéticas modernas simplemente se apartarán de este proceso.

### ***¿Cómo puede el Consejo Mundial de la Energía ayudar para pasar del diálogo y las buenas intenciones a la acción?***

Nuestra capacidad de unir los puntos entre múltiples agendas y partes interesadas es única para ayudar a los Gobiernos, las empresas y las comunidades a enfrentarse a tres importantes retos transversales: la recuperación de la crisis, la reparación de nuestro planeta y la regeneración de nuestras sociedades.

Podemos aumentar nuestra capacidad de impactar apoyando sociedades energéticas más conectadas y diversas en la gestión de sus «trilemas» energéticos: seguridad, equidad y sostenibilidad medioambiental. Por esta razón estamos ampliando nuestro marco del «trilema» energético mundial para que las regiones, ciudades y comunidades participen. Nuestros enfoques ágiles e inclusivos para avanzar juntos ahora incluyen nuestro simulador de políticas de acoplamiento entre sectores y las transformaciones lideradas por la comunidad (*transformathons*)<sup>13</sup>.

Como comunidad energética abierta a todos, imparcial y permanente, podemos convocar, catalizar, coordinar y mantener la colaboración necesaria para hacer avanzar la transición energética global por múltiples vías en todas las regiones. Ya hemos ini-

<sup>12</sup> Notas de la entrevista de Dunya (copiadas textualmente de las notas).

<sup>13</sup> Discurso de BIXPO.

ciado el proceso para ser un ecosistema de transición energética global. A medida que nuestros comités miembros aumentan su número de miembros más allá de la industria energética clásica, nos estamos convirtiendo en la comunidad del ecosistema «energía plus». Nuestro programa global Future Energy Leaders (FEL), las iniciativas nacionales de FEL en 20 países y los ex alumnos del programa FEL son grandes activos y están listos para una acción transformadora<sup>14</sup>.

Podemos ser más audaces si traducimos nuestra visión energética humanizadora en acción. Nuestra Campaña del Centenario (*Centenary Campaign*), que marca nuestros cien años en el sector de la energía, se centra en fortalecer nuestra red y tener un mayor impacto, combinando cuatro elementos esenciales para una transición energética global centrada en las personas<sup>15</sup>: un cambio radical en la educación sobre energía; la diversificación de las habilidades y la transición de la mano de obra; los *sprints* en la transición energética liderada por la comunidad; y una plataforma abierta de datos de usuarios de energía.

***El Consejo Mundial de la Energía ha tomado el concepto de «Humanización de la energía» como uno de sus principales lemas. ¿Qué entiende Ud. por este concepto y por qué es tan importante para que la transición energética global sea exitosa? Bajo su punto de vista, ¿cuáles son las acciones necesarias para involucrar a los ciudadanos?***

El concepto de «Humanización de la energía» no solo es importante, sino que es necesario para conseguir el éxito en la transición energética. Es la mejor manera para evitar la creación de un conflicto global, nuevas preocupaciones que surgirían si avanzamos dejando a muchas personas detrás.

Lo que hemos aprendido como comunidad energética mundial en el avance de los desarrollos energéticos durante los últimos cien años ahora es más importante que nunca y subraya la importancia de nuestra visión de humanizar el debate acerca de la transición energética.

**En primer lugar**, la energía es un sistema: detrás de cada botón, interruptor y surtidor de combustible hay una infinidad de conexiones.

<sup>14</sup> Final del mensaje.

<sup>15</sup> Final del mensaje.

**En segundo lugar,** la transición energética es un proceso, no un destino, y no se puede realizar de una sola vez.

**En tercer lugar,** la diversidad en los sistemas energéticos está aumentando en el sentido más amplio.

**En cuarto lugar,** el futuro de la energía no se puede predecir, pero se pueden crear conjuntamente futuros energéticos mejores.

**En quinto lugar,** la transición en la tecnología energética siempre implica una disrupción y una transformación en la sociedad.

El uso y los desarrollos de la energía conllevan profundas implicaciones en cuanto a la calidad de vida y la paz mundial. Inevitablemente se producirá un cambio en las estructuras de poder social conforme el mundo avance hacia una energía más sostenible y hacia sistemas de energías renovables.

Necesitamos preparar mejor todos los niveles de sociedades energéticas diversas para este cambio inevitable en las estructuras de poder social.

Por este motivo, nuestra visión de humanización de la energía y nuestra agenda de acciones se centra en «movilizar a la clase media» (las clases medias, las pymes, las ciudades de menor tamaño, donde tiene lugar la verdadera sociopolítica) en esta década crucial de *delivery*. El futuro de la energía se caracterizará por sistemas justos desde el punto de vista social, climáticamente neutros y centrados en el cliente, enfocándose en los usos y los usuarios, y no en los proveedores y los productores<sup>16</sup>.

¡Hay una tercera P en los *partnerships* público-privados: las personas!

---

<sup>16</sup> <https://www.worldenergy.org/news-views/entry/modus-magazine-can-every-country-transition-to-clean-energy>.