

Natalia Fabra Portela\*

# LA UNIÓN ENERGÉTICA: INSTRUMENTO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EUROPA

*En el contexto de los objetivos de clima y energía de la Unión Europea, el artículo discute los pilares de la Unión Energética: mayor peso de las energías renovables, papel central para la eficiencia energética, integración de los mercados energéticos vía el desarrollo de las interconexiones, un papel más activo para el consumidor, y el rediseño de los mercados eléctricos para facilitar una mayor penetración de las renovables en el mix de generación. El artículo concluye con algunas consideraciones finales en cuanto al estado de desarrollo de la Unión Energética y sus principales debilidades que sugieren cuáles debieran ser sus prioridades regulatorias a futuro.*

**Palabras clave:** política de la energía, integración de mercados, energías renovables, unión energética.  
**Clasificación JEL:** F15, Q41, Q48.

## 1. Introducción

El cumplimiento de los objetivos en materia de energía y clima constituye una de las prioridades de la Unión Europea. Europa se ha comprometido a cumplir con una hoja de ruta que contempla una profunda reducción de emisiones contaminantes en el horizonte 2050 (con hitos intermedios cada diez años). La hoja de ruta a 2050 se apoya en un conjunto de estrategias en materia de energía, transporte, eficiencia, renovables, desarrollo tecnológico y apoyo a la innovación, dando contenido al concepto de unión energética

(*Energy Union*). Además de perseguir objetivos en materia de energía y clima, se espera que la unión energética constituya un fuerte estímulo económico que llevará a las economías europeas hacia un crecimiento más sostenible y de mayor calidad<sup>1</sup>.

El paquete de propuestas legislativas con el que se construye la unión energética ocupa más de 5.000 páginas que abarcan todos los sectores energéticos, principalmente gas y electricidad. Debido a su necesaria brevedad, este artículo se limita a describir algunas de las medidas que conforman la unión

---

<sup>1</sup> La Comisión Europea prevé que la transición energética movillizará 177.000 millones de euros en inversión pública y privada, generando un aumento de hasta un 1 por 100 del PIB durante la próxima década y una creación de 900.000 nuevos puestos de trabajo.

---

\* Universidad Carlos III de Madrid.

energética y, entre ellas, solo aquellas que se refieren a la electricidad.

## 2. La Unión Energética en el contexto de los objetivos en materia de clima y energía

El concepto de unión energética se acuña formalmente en febrero de 2015, con la publicación del documento *A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*, en el que se fija la transición energética como prioridad de la Unión Europea.

Previamente, en octubre de 2014, el Consejo Europeo había acordado los objetivos de la Unión Europea para 2030 en materia de energía y clima, en sustitución de la todavía vigente estrategia 20-20-20. En concreto, el objetivo hasta 2030 fija, de forma vinculante para el conjunto de la Unión Europea, una reducción en las emisiones de carbono de al menos un 40 por 100 frente a las registradas en 1990. El «Reglamento de reparto del esfuerzo», respaldado ya por el pleno del Parlamento Europeo, contempla compromisos vinculantes a nivel de los Estados miembros, correspondiéndole a España una reducción de emisiones del 26 por 100. Los objetivos de la Comisión Europea para 2030 también incrementan el peso de las renovables en el *mix* de energía primaria hasta el 27 por 100<sup>2</sup>, y apuestan por la eficiencia energética como vía para permitir una reducción del consumo de energía primaria, que debería ser de al menos un 30 por 100 frente a los niveles de 2007<sup>3</sup>. Finalmente, se establece como objetivo para 2030 el aumento de las interconexiones eléctricas

<sup>2</sup> El Parlamento Europeo ha considerado que este objetivo no es lo suficientemente ambicioso y ha propuesto que se aumente al 35 por 100, estableciendo objetivos de renovables vinculantes a nivel de los Estados miembros para asegurar su cumplimiento. Véase EUROPEAN PARLIAMENT (2018).

<sup>3</sup> El objetivo inicial era de una mejora de la eficiencia energética en un 27 por 100, si bien finalmente la Comisión lo ha aumentado al 30 por 100 en el «paquete de invierno» (este objetivo está pendiente de ser aprobado por el Consejo). No obstante, el Parlamento Europeo ha pedido que este objetivo se eleve al 40 por 100, en línea con algunos estudios que apuntan un mayor potencial para la mejora de la eficiencia (Rosenow *et al.*, 2017).

entre Estados para lograr el 15 por 100 de la capacidad de generación eléctrica instalada.

España, a diferencia de las principales economías de la Unión Europea, no cuenta todavía con una estrategia sobre energía y clima a 2030<sup>4</sup>. En Alemania, el soporte legislativo de su *Energiewende* se aprobó en 2010; en Reino Unido, la *Climate Change Act* de 2008 fue la primera ley nacional de cambio climático del mundo; y en Francia, la *Ley de Transición Energética para el crecimiento verde* fue aprobada en agosto de 2015<sup>5</sup>. Recientemente, el Consejo Europeo ha solicitado a la Comisión Europea que presente, en el primer trimestre de 2019, un plan detallado para la descarbonización que integre los planes de los Estados miembros.

A largo plazo, la hoja de ruta 2050<sup>6</sup> fija como objetivo la disminución de las emisiones contaminantes entre el 80 por 100 y el 95 por 100 respecto a las de 1990, con el objetivo intermedio de alcanzar una reducción del 60 por 100 para 2040. Es en el marco de estos objetivos que ha de entenderse la unión energética.

La estrategia para la consecución de estos objetivos se asienta sobre un conjunto de medidas legislativas, el conocido como «paquete de invierno», presentado por la Comisión Europea en noviembre de 2016. Sus objetivos principales fueron resumidos en la comunicación con título «Energía limpia para todos los europeos».

La transición energética contemplada en el proyecto de unión energética se asienta sobre cuatro pilares: *i)* mayor peso de las renovables; *ii)* una apuesta por

<sup>4</sup> Este plan deberá de incluir los compromisos de reducción de emisiones, compromisos para la reducción del uso del suelo, la contribución al cumplimiento del objetivo europeo en materia de renovables, objetivos indicativos sobre la mejora de la eficiencia energética, y objetivos nacionales para la diversificación energética y reducción de la dependencia energética de las importaciones. El documento de la Comisión Europea (2017d) evalúa el estado de desarrollo de los planes nacionales de los distintos Estados miembros, y califica el grado de avance en España como de «inicial». Recientemente el Consejo Europeo le ha exigido a la Comisión que presente sus planes revisados de reducción de emisiones durante el primer trimestre de 2019, lo que exigirá una aceleración en la concreción de los planes nacionales.

<sup>5</sup> FABRA *et al.* (2015) incluye una descripción y discusión de dichas reformas.

<sup>6</sup> Disponible en [http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/docs/roadmap\\_fact\\_sheet\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/docs/roadmap_fact_sheet_en.pdf)

la eficiencia energética; *iii*) mayor integración de los mercados eléctricos en Europa vía el desarrollo de las interconexiones; y *iv*) una mayor participación ciudadana<sup>7</sup>. Para conseguir dichos objetivos, considera imprescindible un rediseño de los mercados eléctricos que permitan una mayor penetración de las renovables al tiempo que se garantice en todo momento la seguridad de suministro. Las siguientes páginas se dedican a analizar estas propuestas.

### 3. El proyecto de Unión Energética

#### Europa, líder mundial en renovables

La Unión Europea aspira a ser «líder mundial en energías renovables». Por ello se ha fijado como objetivo el incremento del peso de las renovables sobre el total de energía primaria consumida, hasta alcanzar el 27 por 100 en 2030. A diferencia de la estrategia 20-20-20, la estrategia a 2030 no establece objetivos vinculantes a nivel de los Estados miembros. El Parlamento, más ambicioso que la Comisión, aspira a que se alcance un compromiso mayor en materia de renovables (en torno al 35 por 100) y que el compromiso sea vinculante para los Estados miembros, tal y como establece la Directiva de renovables vigente en la actualidad.

#### *El estado de las renovables en la Unión Europea*

Durante 2017 el peso de las energías renovables siguió aumentando en todos los Estados miembros. Se prevé que, en conjunto, se alcance el objetivo del 20 por 100 en 2020, si bien no todos los países cumplirán con los objetivos nacionales (entre ellos, probablemente, España, si no culminan en plazo todos los proyectos renovables

comprometidos en las recientes subastas). Las inversiones en renovables siguen concentrando la mayor parte (77 por 100) de las inversiones en nueva capacidad de generación eléctrica, por octavo año consecutivo, reflejo del espectacular progreso tecnológico vivido en la última década en el campo de las energías renovables (IRENA, 2018)<sup>8</sup>. La Comisión Europea estima que el incremento en la inversión en renovables también es debido a las reformas en el mercado eléctrico, pero lo cierto es que este es un fenómeno que se observa en diversos países, más allá de las fronteras europeas. De hecho, en países como México o Chile, las caídas en los precios de las nuevas inversiones en renovables son incluso más espectaculares que las observadas en Europa. Ello sin duda es debido, en parte, a las condiciones climáticas más adecuadas que presentan estos países para el aprovechamiento de los recursos renovables (sol y viento) pero también a las políticas más ambiciosas que en esta materia han adoptado otros países fuera de Europa.

#### *Las renovables, motor para la descarbonización de la economía*

La apuesta por las renovables responde a motivos medioambientales y a motivos económicos. Los motivos medioambientales son evidentes: junto con la nuclear, las renovables son las únicas tecnologías de generación eléctrica que no emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera. Por tanto, no sería posible cumplir con los objetivos de reducción de emisiones sin una mayor penetración de renovables. El sector eléctrico se convierte así en el principal vector de descarbonización de la economía, al ser el sector que con mayor efectividad puede integrar las renovables en sus procesos productivos. La electrificación del resto de los sectores —principalmente, movilidad, edificación e industria— permitirá que el uso

<sup>7</sup> El aumento de la actividad innovadora asociada a la transición energética es uno de los objetivos claves de la unión energética (COMISIÓN EUROPEA, 2016b), objetivo al que se está dedicando una cantidad creciente de recursos. La estrategia Horizonte 2020 dedicará más de 2 billones de euros durante el período 2018-2020 a la investigación en actividades relacionadas con el clima y la energía: almacenamiento, renovables, edificación y movilidad eléctrica.

<sup>8</sup> Para más información sobre las estimaciones y proyecciones de los costes medios de generación de las distintas tecnologías renovables, véase documento IRENA (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Disponible en <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>. Consultado el 14 de mayo de 2018.

de las renovables vía el consumo de electricidad se extiende al conjunto de la economía.

#### *Las renovables, motor para la generación de empleo*

Pero es que además, las renovables son también un potente motor económico. La sustitución de los combustibles fósiles (carbón, gas, uranio) por las fuentes primarias de energía con origen renovable (agua, sol, viento) generará externalidades positivas para el conjunto de la economía al permitir la generación de empleo cualificado y al contribuir a la creación de tejido industrial y empresarial. El despliegue de las energías renovables junto con el fomento de otras actividades relacionadas con la transición energética tales como la construcción y rehabilitación de viviendas más eficientes desde un punto de vista energético, el tratamiento y la gestión de residuos, la gestión forestal para el aprovechamiento de la biomasa y la prevención de incendios, la fabricación y uso de los vehículos eléctricos... serán una fuente importante de nuevos puestos de trabajo<sup>9</sup>. Además, estas actividades podrán generar empleo en aquellas comarcas donde se concentra la extracción y combustión de combustibles fósiles, permitiendo un cambio gradual en su modelo productivo. El carácter distribuido de algunas de estas actividades —de forma significativa, el despliegue de las energías renovables o la gestión de los bosques— también favorecerán el cambio estructural en zonas rurales donde hasta hace poco dominaban las actividades agrícolas.

#### *Las renovables, motor de competitividad*

Además, la generación eléctrica a través de fuentes renovables será un factor de competitividad porque permitirá reducir el coste del suministro eléctrico, *input* esencial para todas las actividades.

---

<sup>9</sup> Los informes del IDAE y de la Fundación Biodiversidad cuantifican, respectivamente, el empleo generado en el sector de las energías renovables y, más en general, en los sectores relacionados con el medioambiente en España.

Gracias a la investigación y a la acumulación del conocimiento, las renovables han experimentado fuertes reducciones de sus costes, desde costes medios que superaban en más de siete veces al de sus alternativas térmicas (ciclos combinados de gas natural y centrales de carbón) hasta batir claramente sus costes de generación. Entre 2005 y 2015, los costes de la eólica terrestre han descendido un 40 por 100 y los de la solar fotovoltaica un 80 por 100, situándose ambas, actualmente, en un rango similar de costes. Otras tecnologías —la eólica marina, la biomasa o la solar térmica— también han experimentado reducciones espectaculares en sus costes, si bien todavía se encuentran en proceso de maduración (IRENA, 2018). Estas dos últimas tecnologías presentan la ventaja de que pueden aportar capacidad firme al sistema y contrarrestar de este modo la intermitencia de la fotovoltaica y de la eólica.

La Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA) prevé que la tendencia a la bajada de costes continúe en los próximos años. Para 2019, espera que los mejores proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre (aquellos en localizaciones con una elevada disponibilidad del recurso) permitirán generar electricidad a 24 euros/MWh. Las últimas subastas celebradas en febrero de 2018 en Alemania ya han arrojado precios estables para la fotovoltaica de 43 euros/MWh, nivel inferior a la media de los precios del mercado eléctrico con el que son retribuidas el resto de centrales convencionales. Los precios registrados en Alemania, traducidos a otros países europeos (incluida España) serían menores debido a la mayor irradiación solar en los países del sur de Europa.

Además, el mayor peso de las energías renovables en el *mix* contribuye a reducir los precios del mercado eléctrico con el que se retribuye al resto de tecnologías. Ello es así porque las renovables reducen la demanda por la que compiten el resto de centrales lo que, junto con su intermitencia, contribuye a mitigar el poder de mercado de las empresas convencionales. Además, en el caso del mercado eléctrico español, se ha demostrado que las renovables mitigan, con

su arbitraje entre mercados, el intento de las grandes empresas por elevar los precios en el mercado diario en el que se concentra el mayor volumen de contratación (Reguant e Ito, 2016).

### *La sustitución de centrales de carbón y de nucleares por renovables*

Este espectacular progreso técnico está ya haciendo posible, y rentable, la sustitución de las centrales de carbón y las nucleares por renovables. En el caso del carbón, el aumento previsto en los precios del CO<sub>2</sub>, y la cada vez más estricta regulación europea sobre los contaminantes atmosféricos, harán casi inevitable que el carbón desaparezca del *mix* energético en el horizonte 2025. De hecho, varias empresas eléctricas han anunciado su intención de cerrar sus plantas de carbón, y países como Reino Unido, Francia, Italia, Holanda, Portugal, Austria o Finlandia ya han anunciado fechas de cierre programado. En Reino Unido, un precio (mínimo) a las emisiones de CO<sub>2</sub> de 20 euros por tonelada ha provocado que la generación eléctrica con carbón haya caído del 40 por 100 en 2012 hasta el 9 por 100 en tan solo cuatro años.

La Comisión Europea reconoce que el apoyo de algunos Estados miembros al uso de combustibles fósiles sigue siendo una tarea pendiente: los subsidios a minas de carbón no viables, los pagos por capacidad a centrales con elevadas tasas de emisión, el reparto gratuito de derechos de emisión a empresas en sectores intensivos en energía, o las exenciones fiscales al uso del diésel son algunos de los ejemplos. La Comisión considera que tales apoyos deben ir replegándose en el marco de los planes nacionales de energía y clima.

En el caso de las nucleares, existen amplias disparidades entre las políticas adoptadas por los Estados miembros. Si bien Alemania ha apostado por el *phase-out* de las nucleares (el último reactor nuclear cerrará en 2022) y Francia ha emprendido una senda del cierre paulatino de sus reactores (en 2025, la nuclear verá reducido su peso en el *mix* de generación eléctrica desde

el 70 por 100 actual al 50 por 100), Reino Unido contempla la construcción de un nuevo reactor en Hinkley Point (cuyos elevados costes de inversión, más de 20 billones de libras esterlinas, le han valido fuertes críticas al Gobierno británico)<sup>10</sup>. En el caso de España, los siete reactores nucleares actualmente en funcionamiento alcanzarán entre 2020 y 2025 el final de su «vida de diseño» tras cumplir 40 años de actividad. No es de descartar que el actual Gobierno, de acuerdo con las empresas eléctricas, pretenda prolongar —con las autorizaciones pertinentes por parte del Consejo de Seguridad Nuclear— su explotación otros 20 años más. Sin embargo, hay que tener en cuenta que extender la vida útil de los actuales reactores requeriría inversiones en seguridad del orden de unos 3.000 M€, que colocarían el coste por MWh nuclear en un rango similar al de la energía renovable. Ante la drástica reducción de los costes renovables, la empresa de inversiones Lazard (2017)<sup>11</sup> incluso afirma que no será rentable operar algunas de las nucleares existentes cuyos costes variables son ya superiores a los costes totales de las renovables.

Más allá de la comparación de costes, el balance para el consumidor entre la energía nuclear y las renovables no presenta dudas bajo el actual marco regulatorio. En España, los consumidores compran la electricidad de las nucleares a precios que duplican sus costes variables porque toda la generación se retribuye a la oferta de la tecnología más cara. Por ello, el análisis sobre los costes de las nucleares y sus alternativas debe ir acompañado de una seria reflexión sobre el modelo regulatorio que facilite una transición energética justa.

Para evitar los efectos locales que el cierre de las centrales térmicas y nucleares pudiera tener sobre el empleo

<sup>10</sup> Lease el artículo de WATT, H. (2017, 21 dic): «Hinkley Point: The 'Dreadful Deal' Behind the World's Most Expensive Power Plant» en *The Guardian*, disponible en <https://www.theguardian.com/news/2017/dec/21/hinkley-point-c-dreadful-deal-behind-worlds-most-expensive-power-plant>

<sup>11</sup> Para más información sobre estimaciones de los costes medios de generación de las distintas tecnologías renovables y convencionales véase LAZARD (2017): *Lazard's Levelized Cost of Energy*. Disponible en [www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/](http://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/)

y la actividad en las comarcas afectadas, la Comisión Europea pone a disposición de los Estados miembros un servicio de apoyo para identificar las fortalezas de las regiones y así promover aquellas actividades con mayor potencial para generar empleo e ingresos en sustitución de las actividades basadas en la extracción o uso de los combustibles fósiles. En algunos casos, la Comisión Europea aporta fondos para facilitar la transición en las regiones vulnerables. Por ejemplo, tras la experiencia en Malta, la iniciativa *Greening the Islands* se centra en promover la transición energética en las islas, que generalmente confían en mayor medida que el continente en los combustibles fósiles, tienen (en media) menor renta per cápita y, a la vez, constituyen escenarios ideales para el aprovechamiento de los recursos naturales y el fomento de la movilidad eléctrica.

#### *La retroactividad, el peor enemigo de las renovables*

A pesar de que las renovables concentran la mayor parte de las inversiones en el sector de la energía, ésta ha caído un 60 por 100 desde 2011. En parte, ello es debido al menor coste de las inversiones en renovables (que implica que su peso en euros descienda), pero no solo. La confianza de los inversores se ha visto dañada por los recortes que algunos países, incluida España, han aplicado *ex post* a la retribución de las renovables<sup>12</sup>. La Comisión Europea, que es consciente de que ello atenta contra la seguridad jurídica y la confianza

legítima de los inversores, ha reconocido en su paquete de invierno «la necesidad de reflejar cómo los intereses legítimos de los inversores pueden protegerse mejor». Así, se ha incluido una cláusula antirretroactividad con la que se pretende garantizar que los países de la UE mantendrán el nivel y las condiciones del apoyo concedidas, evitando que su retribución pueda ser revisada de manera retroactiva.

Con anterioridad, la Comisión no había actuado para evitar los recortes a las renovables, lo que ha provocado desconfianza y retrasos en las nuevas inversiones. Este ha sido el caso de España, donde se ha vivido un parón en las inversiones en renovables después de la moratoria renovable y después del cambio en el marco jurídico y económico que supuso el RD 9/2013<sup>13</sup>. Es importante que la Comisión actúe en consonancia con sus principios para que se recupere la confianza en las normas.

#### **La eficiencia energética, primero**

Las inversiones en eficiencia energética promueven un suministro energético sostenible, asequible y seguro. El ahorro de energía contribuye a la seguridad del suministro al reducir la dependencia de las importaciones<sup>14</sup>, y mitiga el coste energético —no hay energía más barata que la que no se consume—. Por último, pero no menos importante, los ahorros de energía ayudan a aliviar las preocupaciones ambientales porque, también, la energía menos contaminante es la que no se produce. Por ello, la UE se ha marcado como objetivo prioritario la mejora de la eficiencia energética bajo el epígrafe de *Efficiency First* (Comisión Europea, 2015). Este principio debe ser aplicado de forma transversal y a toda política regulatoria y de apoyo a la inversión en el sector energético. Por tanto, se deberá dar prioridad a inversiones en eficiencia

<sup>12</sup> En una sentencia de diciembre de 2015, el Tribunal Constitucional declaró que el RD-Ley 13/2009, que alteraba el régimen jurídico y económico de las renovables, implicaba retroactividad impropia —y por tanto constitucional— al desplegar «su eficacia inmediata hacia el futuro aunque ello suponga incidir en una relación o situación jurídica aún en curso». En contraposición con lo dictado por los tribunales nacionales, España ha perdido recientemente dos arbitrajes internacionales por el recorte a las renovables. Tanto el CIADI (tribunal de arbitraje del Banco Mundial) como la Cámara de Comercio de Estocolmo han emitido laudos condenatorios por considerar que España ha infringido la Carta de la Energía, un tratado internacional que exige a los Estados firmantes, entre ellos España, garantizar «condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para los inversores». Se obliga a España a indemnizar a los fondos inversores demandantes con 128 M€ y 53 M€, respectivamente. Hay 25 arbitrajes internacionales pendientes de resolución.

<sup>13</sup> Léase FABRA UTRAY (2016) para una descripción de estos episodios en España y sus efectos.

<sup>14</sup> Las estimaciones de la Comisión Europea muestran que un aumento del 1 por 100 en el ahorro de energía podría disminuir las importaciones de gas en un 2,6 por 100.

energética siempre que ello sea menos costoso y aporte mayor valor añadido en comparación con inversiones en infraestructuras de generación o transporte.

### *Desacoplando emisiones y crecimiento a través de la eficiencia energética*

La demanda de energía en la UE ha seguido una senda decreciente: en 2015, el consumo de energía fue un 2,5 por 100 menor al de 1990, a pesar del incremento del PIB experimentado en estos años. Aun así, para cumplir los objetivos a 2020, la UE todavía necesita reducir su consumo de energía primario en un 3,1 por 100 desde 2015 a 2020.

La mejora en la eficiencia energética está entre las razones que han permitido el desacoplamiento entre emisiones y el crecimiento (medido según la evolución del PIB) en Europa; posiblemente, el más significativo del mundo. Desde 1990 hasta 2016, el PIB europeo creció un 53 por 100 mientras que las emisiones se redujeron en un 23 por 100. Más recientemente, la recuperación económica en 2016 trajo consigo un incremento del PIB en Europa del 1,9 por 100 sin que ello se tradujera en un aumento de las emisiones. De hecho, estas se redujeron en un 0,7 por 100, reducción que fue más intensa (2,9 por 100) en los sectores cubiertos por la normativa de control de emisiones (*EU Emission Trading System*). La Comisión estima que este desacoplamiento entre emisiones y crecimiento se explica por la innovación que ha permitido una mejora de la eficiencia energética, pero lo cierto es que este fenómeno también refleja un cambio estructural de las economías, en las que los sectores manufactureros e industriales (más intensivos en el consumo de energía) están siendo desplazados por el sector servicios.

### *Obstáculos al ahorro y a la mejora de la eficiencia energética*

A pesar de los logros hacia la descarbonización y del despliegue de energías renovables, el área donde

Europa está más rezagada es en el de la eficiencia energética. La evidencia sobre el potencial de las inversiones en eficiencia energética para generar ahorros es mixta. En primer lugar, se puede producir el llamado «efecto de rebote» (*rebound effect*): después de la mejora en la eficiencia se reduce el coste unitario de la energía y se liberan rentas, lo que hace que se mitigue en parte o la totalidad del ahorro inicialmente conseguido. La Agencia Internacional de Energía (AIE) ha concluido recientemente que el efecto de rebote podría alcanzar hasta el 60 por 100 de los ahorros iniciales. Esto no significa que los esfuerzos para mejorar la eficiencia energética deberían abandonarse. Por el contrario, significa que se deben dedicar más esfuerzos para mitigar y compensar el efecto de rebote (ya sea a través de nuevas inversiones en energías renovables o mediante medidas para promover la respuesta a la demanda y el ahorro). Y, en cualquier caso, este efecto ha de tenerse en cuenta a la hora de computar la aportación de la eficiencia energética en el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones.

Además, se ha documentado una «brecha» en las inversiones en eficiencia energética (*energy efficiency gap*): los consumidores y las empresas parecen no llevar a cabo inversiones en eficiencia energética aun cuando estas aumentarían su utilidad o beneficios. Existen varias razones potenciales para esta brecha, que incluyen: *i*) fallos de mercado (externalidades de las actividades de innovación, asimetrías de información, imperfecciones del mercado de capitales, etc.); *ii*) sesgos de comportamiento; y *iii*) errores a la hora de estimar el potencial de ahorro. Por ejemplo, uno de los factores más importantes que obstaculizan las inversiones en tecnologías energéticamente eficientes es el acceso limitado al capital. Este problema es particularmente crítico dados los altos costes de inversión iniciales y los períodos relativamente largos de amortización de las inversiones. A nivel residencial, hay posibilidades de mejorar la eficiencia energética en forma de inversiones pequeñas y fragmentadas. Sin embargo, también es en los hogares donde los fallos del mercado tienden

a ser más agudos y, por lo tanto, donde las políticas podrían tener impactos mayores.

### Los consumidores, en el centro del cambio

La Comisión Europea quiere potenciar el papel de los consumidores en el cambio de modelo energético, fomentando que se involucren en él de manera activa: autoconsumiendo la energía que ellos mismos produzcan y gestionando su demanda a través de terceros o a través de cooperativas, en cualquier caso con un mayor conocimiento de su consumo que les permita responder a las señales de precios. Los roles que bajo el nuevo modelo juegan renovables y consumidores están imbricados: si bien son las renovables las que permiten una mayor participación de los consumidores en la generación, la gestión activa de su consumo es tanto más importante cuanto mayor sea el peso de las renovables.

#### *Las renovables y la energía distribuida, motor de participación ciudadana*

A diferencia de las tecnologías convencionales, en las que solo se puede invertir en centrales de gran potencia en emplazamientos alejados del consumo, las tecnologías renovables admiten una fuerte modulación, desde pocos paneles solares sobre los tejados de los hogares y de las naves industriales hasta grandes centrales termosolares, potentes parques eólicos o extensos huertos solares.

Así, al permitir que el tamaño de las instalaciones se adecúe a la escala de los hogares y de los centros industriales, la modularidad de las energías renovables da lugar a la aparición de instalaciones de generación eléctrica próximas a los puntos de consumo. Esto es lo que se conoce con el término «generación distribuida».

La generación distribuida presenta una serie de ventajas, de diversa índole. Por una parte, se reducen las barreras de entrada al sector eléctrico, permitiendo

la participación de nuevos agentes ajenos a las grandes empresas eléctricas. Aparecen los denominados «proconsumidores», en su doble concepción como consumidores al tiempo que productores de energía eléctrica, o las «comunidades energéticas», grupos de individuos que ponen en común sus activos para la generación eléctrica (p.e. placas solares) y para la gestión de su consumo (p.e. baterías para el almacenamiento). En ambos colectivos confía la Comisión Europea para que se produzca un aumento de la participación ciudadana en el sector eléctrico.

#### *Las renovables y la energía distribuida, fuente de eficiencia*

Además, la generación distribuida presenta ventajas de eficiencia frente a la energía generada lejos de los centros de consumo. En concreto, al reducirse la distancia por la que es transportada la electricidad a lo largo de las redes de alta, baja y muy baja tensión, se reducen las pérdidas de red; o lo que es lo mismo, se reduce la electricidad que ha de ser generada para satisfacer una cierta demanda<sup>15</sup>. Por ello, la energía que no se pierde supone un ahorro de costes de producción y de inversión en capacidad de generación. La contribución, además de ser económica, también es medioambiental porque la energía que deja de producirse es también carbono que deja de emitirse a la atmósfera.

La efectividad de la generación distribuida aumentará con los avances tecnológicos en el almacenamiento de electricidad, y será muy complementaria con el despliegue de los vehículos eléctricos. Ambos desarrollos, además de favorecer la sustitución paulatina de los combustibles fósiles, aportarán una capacidad adicional de almacenamiento al sistema —elemento tanto más importante cuanto mayor es la penetración de renovables— y favorecerá el aplanamiento de la curva de demanda eléctrica. A su vez, todo ello

<sup>15</sup> Para dar órdenes de magnitud, téngase en cuenta que las pérdidas de la red de muy baja tensión son significativas en promedio del 14 por 100.

redundará en una reducción de los costes del suministro y de las inversiones en capacidad necesarias para abastecer las puntas de demanda.

No es de extrañar por tanto que la Comisión Europea apueste fuertemente por la generación distribuida. El paquete de invierno exige que todos los Estados miembros garanticen el acceso al autoconsumo a los ciudadanos, sin cargas o procedimientos que no reflejen el coste real de la actividad. Y, con el objetivo de fomentar las cooperativas energéticas, permite el autoconsumo compartido.

Ninguna de estas condiciones se cumple en el caso español, donde la regulación eléctrica vigente en España obstaculiza la generación distribuida al imponer peajes de respaldo al autoconsumo. Ello explica por qué la generación distribuida no ha despegado a niveles similares a los de otros países —notablemente, Alemania— a pesar de que las condiciones climáticas y la configuración de la red eléctrica en España, muy mallada, son muy favorables para que la generación distribuida pudiera ir aumentando su peso en la cobertura de la demanda.

#### *Flexibilidad de la demanda*

Además de fomentar una mayor participación de los consumidores a través de su implicación en la generación distribuida, la unión energética también apuesta por fomentar un papel más activo de los consumidores a través de una gestión más activa de su demanda.

Dos son las condiciones necesarias —que no suficientes— para fomentarlo. Una es tecnológica: el desarrollo y despliegue de contadores digitales que permiten registrar el consumo eléctrico horario. Otra, regulatoria: los consumidores deben tener incentivos para gestionar su demanda. Una opción es que la facturación se haga en función de los precios horarios del mercado mayorista, que reflejan cambios en los costes de generar electricidad, creando incentivos al cambio en las pautas de consumo en una dirección que contribuye a una mayor eficiencia: cuando el sistema

está cercano a su límite de capacidad los precios suben, y cuando dispone de capacidad excedentaria, los precios bajan, promoviendo así que el consumo se desplace de las horas de demanda alta a las de demanda baja. De este modo, se produce una reducción de la capacidad de producción necesaria para cubrir las puntas de demanda, así como una reducción en los costes del suministro eléctrico<sup>16</sup>.

Sin embargo, a pesar de estar la tecnología disponible, son pocos los casos en los que los consumidores se enfrentan a señales de precios horarias. Generalmente, las tarifas por defecto y la mayor parte de las tarifas que los comercializadores ofrecen a los clientes en el mercado libre son constantes en el tiempo<sup>17</sup>. Probablemente dos son los motivos que explican por qué las tarifas horarias no están más generalizadas: se teme que los consumidores no sean capaces de comprender tarifas complejas y cambiantes en el tiempo, y se teme que la tarificación horaria genere una excesiva volatilidad de precios. Por ello, si bien la Comisión Europea ha establecido planes de obligado cumplimiento para el despliegue de los contadores digitales, no se ha preocupado por la cuestión tarifaria... pero de poco sirven los contadores si los consumidores —aun conociendo sus consumos— no reciben las señales para responder ante cambios en los precios.

Por el contrario, la Comisión espera que la flexibilidad en la demanda venga de la mano, no de los propios consumidores, sino de una nueva figura conocida como los agregadores de demanda. Esta figura, todavía no presente en España, coordinará y gestionará la demanda de los consumidores, con el objetivo de ofrecer servicios de gestión al sistema participando en los mercados mayoristas.

<sup>16</sup> La tarificación horaria tiene como ventaja adicional la mitigación del poder de mercado. Ello es así porque un intento de elevación de los precios en el mercado mayorista se vería traducido en una reducción de la demanda, y por ello en una pérdida de ventas.

<sup>17</sup> En esto España es una excepción: la conocida como tarifa PVPC para los consumidores domésticos que por defecto ofrecen las comercializadoras de último recurso es una traslación de los precios que se negocian hora a hora en el mercado mayorista de electricidad.

## Mercados energéticos más integrados

La importancia de los intercambios internacionales para los sistemas eléctricos interconectados es extraordinaria. Así lo reconoce la Unión Energética, que confía en la creación del Mercado Único de la Energía el objetivo de alcanzar un suministro energético sostenible, más seguro y a menor coste. La posibilidad de que los Estados miembros compartan sus reservas de energía a través de las interconexiones es imprescindible para que el mayor peso de las renovables en el *mix* energético se pueda llevar a cabo al menor coste. A su vez, las interconexiones reducen la incidencia de los vertidos renovables, lo que redundará en una mayor rentabilidad y por tanto en una reducción de su retribución por MWh.

La integración de los mercados energéticos también es condición necesaria para favorecer la competencia entre los operadores energéticos. La falta de interconexiones eléctricas agudiza los problemas de concentración empresarial, porque la competencia se limita a los actores nacionales al estar los actores extranjeros limitados para concurrir ofertando electricidad desde el exterior.

En la UE han desaparecido las fronteras que limitaban la libre circulación de bienes y servicios, pero para el caso de la energía esto no basta para integrar y ampliar el mercado: además, los intercambios internacionales de electricidad requieren de infraestructuras eléctricas de transporte. Por ello, la UE se ha comprometido a incrementar las interconexiones eléctricas, que deben ser al menos de un 15 por 100 de la capacidad de generación instalada en cada país, en el horizonte 2030. La importancia de este asunto es un tema recurrente en las comunicaciones de la Comisión Europea<sup>18</sup>.

### *Políticas de apoyo al refuerzo de las interconexiones*

Las redes energéticas en Europa necesitan modernizarse y mallarse. La Comisión estima que se

necesitan, en órdenes de magnitud, 200 billones de euros para reforzar las actuales infraestructuras de transporte de electricidad y los gasoductos transfronterizos. Sin embargo, no todas las inversiones en infraestructura son comercialmente viables, y el mercado por sí solo no proveería de capital suficiente para llevarlas a cabo. Por ello, la UE proveerá de fondos para que se lleven a cabo la mitad de los proyectos, esperando que el resto sean financiados por la iniciativa privada<sup>19</sup>.

Cada dos años la Comisión selecciona una lista de proyectos de interés común, principalmente para reforzar la interconexión de países aislados de los mercados de Europa central, para reforzar las interconexiones transfronterizas y permitir una mayor integración de las energías renovables. Dichos proyectos pueden beneficiarse de procedimientos administrativos simplificados y del acceso a la financiación provista por la Connecting Europe Facility (CEF), un fondo de 30 billones de euros para financiar proyectos en el campo de la energía, el transporte y las infraestructuras digitales desde 2014 hasta 2020.

El sistema eléctrico español es uno de los más aislados de Europa, con repercusiones negativas también para el sistema eléctrico luso. Su grado de interconexión eléctrica es de solo el 5,8 por 100, muy por debajo del objetivo del 10 por 100 previsto para 2020. La capacidad de interconexión de España con Francia es de tan solo 2,8 GW (poco más de un 5 por 100). En 2018 se prevé que se amplifique la capacidad de interconexión con Portugal hasta los 3,2 GW.

El proyecto de interconexión con Francia a través de la bahía de Vizcaya incrementará la capacidad de interconexión a 5 GW en 2025, cerca del objetivo del 10 por 100 que debiera haberse cumplido en 2020. Otros dos proyectos de interconexión a través de los Pirineos, que incrementarían la capacidad de interconexión a 8 GW, también han sido considerados como proyectos de interés común prioritarios tras la

<sup>18</sup> EUROPEAN COMMISSION (2017b).

<sup>19</sup> COMISIÓN EUROPEA (2017c).

Declaración de Madrid de 2015. No se espera que se pongan en marcha antes de 2026.

### Un nuevo diseño de mercado

Una de las premisas del paquete de invierno es la constatación de que «alcanzar los objetivos de la unión energética requerirá una transformación fundamental del sistema eléctrico en Europa, incluyendo el rediseño del mercado eléctrico europeo». La necesidad de rediseñar el mercado eléctrico se refiere principalmente al mercado mayorista de generación eléctrica, pero también tendrá impacto sobre los mercados minoristas<sup>20</sup>.

#### *Mercados mayoristas de electricidad*

El mayor peso de las renovables en el *mix* eléctrico exige un cambio de paradigma regulatorio en el sector. Bajo un *mix* con más del 40 por 100 renovable en 2020 y creciente en años siguientes, el precio del mercado eléctrico —a cero la mayor parte de las horas y seguramente muy elevado durante unas pocas— poco o nada tendrá que ver con los costes de las distintas tecnologías que concurren en el suministro eléctrico. Además, los incentivos para las inversiones tanto en nueva potencia renovable, como en centrales térmicas necesarias como capacidad de respaldo, serán nulos o escasos. La transición energética es por tanto también una transición regulatoria.

Dos cuestiones centran el debate regulatorio en el sector eléctrico: cómo inducir las inversiones en energías renovables al menor coste, y cómo retribuir el

servicio que aportan al sistema las centrales de respaldo. Tras la constatación de que el diseño de mercado vigente no retribuye (porque no internaliza adecuadamente) las externalidades que ambos tipos de inversiones aportan para el medioambiente y para la fiabilidad del sistema, subyace la constatación de que la neutralidad tecnológica —el principio de que todos los MWh deben ser retribuidos al mismo precio— falla. Y sin embargo, la Comisión insiste en promulgar la neutralidad tecnológica como principio que debe guiar todas las decisiones de política regulatoria energética en Europa<sup>21</sup>.

### Mercados de capacidad

En la mayoría de los Estados miembros, la sobreinversión en plantas de ciclo combinado seguida del despliegue de nuevas inversiones en renovables y del estancamiento de la demanda durante los años de crisis han dado lugar a un exceso de capacidad de generación. De hecho, es un fenómeno generalizado en Europa (con la excepción de Reino Unido) el que los ciclos combinados operen un número reducido de horas y que reciban por la electricidad que producen precios bajos y volátiles. Para asegurar la viabilidad de estas centrales y para que sigan aportando capacidad de respaldo, varios Estados miembros han adoptado mecanismos de capacidad que complementan la retribución de las centrales más allá de los ingresos que obtienen por la venta de su energía.

El diseño de los mecanismos de capacidad difiere notablemente entre países, a pesar de los intentos de la Comisión Europea para armonizar las reglas. Unos han recurrido a mercados centralizados que remuneran toda la capacidad a un mismo precio (es el caso de Reino Unido), otros han descentralizado la toma de decisiones imponiendo la obligación de disponer de capacidad de respaldo a los comercializadores que

<sup>20</sup> Previo al paquete de invierno, el tercer paquete de energía incluye la legislación más reciente sobre el Mercado Único Europeo. Contiene reglas sobre la separación vertical entre las actividades liberalizadas (generación y comercialización) de las actividades que por presentar características de monopolio natural permanecen reguladas (transporte y distribución). También exige la independencia de los órganos reguladores, y la apertura de los mercados minoristas, y crea la Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) para promover la cooperación entre los reguladores nacionales y empezar a tejer una regulación común europea.

<sup>21</sup> FABRA (2017). Para un análisis crítico de este principio, en su aplicación a la regulación eléctrica.

habrán de contratarla bilateralmente con los generadores (es el caso de Francia), mientras que otros han recurrido a no pagar por la capacidad pero a mantener una cierta capacidad de reserva a disposición del operador del sistema (en el caso de Alemania). La Comisión Europea considera que el uso de diferentes soluciones normativas para abordar un problema que se extiende más allá de las fronteras nacionales crea ineficiencias y genera tensiones entre los países vecinos. Por ello, habiendo renunciado a que todos los Estados miembros adopten un mismo diseño para los mecanismos de capacidad, la Comisión ha exigido que los mecanismos de capacidad que adopte cada Estado estén abiertos a la participación transfronteriza, lo cual introduce retos técnicos y regulatorios significativos.

La Dirección General de la Competencia<sup>22</sup> también ha criticado el uso de pagos de capacidad, argumentando que a menudo tienen más que ver con compensar a generadores en condiciones financieras difíciles que con el objetivo de garantizar la seguridad de suministro al menor coste. Coincidiendo con la publicación del paquete de invierno, la Comisión hizo públicos los resultados de su *Sector Inquiry* sobre mecanismos de capacidad, que había comenzado en abril de 2015. Si bien la Comisión reconoce que fallos regulatorios y de mercado pueden justificar el recurso a los pagos de capacidad, delimita los criterios para establecer si estos constituyen o no, en cada caso, ayudas de Estado compatibles con el mercado único. Además, exige que el uso de los pagos de capacidad se base sobre una evaluación objetiva y rigurosa sobre su necesidad para garantizar el suministro, de acuerdo con métodos armonizados y estandarizados entre los Estados miembros.

Entre los fallos de mercado que enumera la Comisión y que podrían justificar el uso de los pagos por capacidad, se encuentran los límites a las subidas de precios que imponen los reguladores en forma

de precios máximos o *price-caps*, que evitan que las empresas reciban las denominadas «rentas de escasez». Desde un punto de vista teórico (Fabra, 2018), si se cumplen ciertos supuestos (libertad de entrada, ausencia de poder de mercado, y posibilidad de evitar *black-outs* ante problemas de falta de capacidad), efectivamente las rentas de escasez inducen inversiones en capacidad óptimas. Sin embargo, como tales supuestos no se verifican en la práctica, el recurso a las rentas de escasez como vía para inducir las inversiones en capacidad es ineficiente porque genera primas de riesgo excesivas y elevadas rentas de poder de mercado que encarecen el precio de la electricidad. Así, la combinación de *price-caps* con pagos por capacidad (preferiblemente si se determinan a través de subastas específicas para cada tecnología y si solo son percibidas por las nuevas inversiones) constituyen una solución preferible desde el punto de vista de la maximización de la eficiencia. Esto, además, contribuye a la reducción del coste de la electricidad para los consumidores finales, condición necesaria para que la electrificación pueda extenderse al resto de los sectores como vía para la reducción de emisiones en el conjunto de la economía.

#### *Retribución de las energías renovables*

Las directrices sobre ayudas de Estado en materia de protección del medioambiente y energía para el período 2014-2020 habían establecido los requisitos para que, entre otros, los programas de apoyo a las renovables fuesen considerados compatibles con el mercado único. Se fomenta el uso de mecanismos competitivos, como las subastas, que deben estar abiertas a todas las tecnologías (principio de neutralidad tecnológica), solo permitiéndose subastas específicas para ciertas tecnologías cuando el fomento de I+D en tecnologías todavía no maduras lo justifique. Se fomenta que la retribución de las renovables —y por tanto los tipos de contratos que se subastan para las nuevas instalaciones— responda a los cambios

<sup>22</sup> La DG COMP es responsable de la evaluación de las ayudas de Estado a la luz del artículo 107 (1) del TFUE y de las directrices sobre ayudas de Estado en materia de energía y medioambiente (EEAG de 2014).

en los precios mayoristas que sirven para retribuir a todas las tecnologías. Se permite no obstante que dichos contratos incorporen los denominados *floating premia* que compensan (por exceso o por defecto) la diferencia entre el precio de un mercado mayorista de referencia y el precio establecido en la subasta, que pasaría a ser el precio estable con el que sería retribuida la generación renovable. Esta opción reduce los riesgos de los inversores, lo que se traducirá en menores primas de riesgo y, con ello, menores precios. Esto es particularmente importante, dada la larga vida de los activos y la senda de penetración creciente de las renovables, que hará que paulatinamente vayan deprimiéndose los precios del mercado. Además, a medida que sigan cayendo los costes de las renovables, ello permitirá que los precios resultantes de las subastas sean inferiores a los precios esperados de los mercados mayoristas. Solo de esta manera se conseguirá que el progreso técnico que viene de la mano de las renovables se traspare a los consumidores en forma de menores precios, contribuyendo de este modo a la electrificación del resto de sectores.

### Mercados minoristas de electricidad

Una de las áreas de menor avance se refiere a la competencia en los mercados minoristas de energía. La Comisión Europea había confiado en la apertura de los mercados minoristas y en la eliminación de las tarifas reguladas buena parte de su política energética. La premisa era que la competencia induciría a las empresas minoristas a buscar menores precios aguas arriba, en lo que constituiría un fuerte estímulo a la competencia mayorista.

Pero esto no ha sido así, tal y como reconoce la propia Comisión en su informe sobre la competencia en los mercados minoristas (*Energy sector competition inquiry*) de enero de 2017. La libertad de elección de comercializador no ha hecho que los consumidores la ejercieran: las tasas de cambio de comercializador han sido escasas, la competencia entre los

comercializadores reducida, y nada de esto ha implicado cambio alguno sobre la competencia mayorista. La Comisión achaca la falta de competencia a un elevado grado de concentración, la falta de liquidez de los mercados mayoristas (que dificulta la entrada en el segmento minorista), la escasa integración entre los mercados de los Estados miembros, la falta de información y transparencia, y la desconfianza de los consumidores hacia los mecanismos de fijación de precios y prestación de servicios. Además, pone de manifiesto que la separación vertical de las actividades no es efectiva, con repercusiones negativas sobre la competencia en el mercado minorista, y que los contratos a largo plazo entre comercializadores y clientes dificultan la entrada de nuevos competidores. Más allá de los problemas de la separación vertical, que podrían mitigarse con medidas para una separación estructural entre distribución y comercialización más efectiva, no parece que el resto de problemas puedan ser mitigados con decisiones de política regulatoria, siendo problemas en ocasiones ligados a la propia naturaleza de la actividad de comercialización eléctrica<sup>23</sup>.

### 4. Consideraciones finales

La Unión Energética refleja la convicción de que la integración de los mercados europeos y la coordinación de las políticas europeas son las mejores herramientas para conseguir un abastecimiento energético limpio, seguro y a precios razonables. Para ello, apuesta por las energías renovables, por una mejora de la eficiencia energética, y por un papel más activo por parte del consumidor. La Comisión reconoce que se podrían dedicar más esfuerzos a fomentar la inversión en actividades relacionadas con las energías limpias, y considera que la falta de coordinación y, en muchos casos, la indefinición de los planes nacionales

<sup>23</sup> FABRA y FABRA UTRAY (2010) para una visión crítica sobre el valor añadido que aportan los comercializadores eléctricos y la efectividad de la competencia entre ellos.

en materia de energía y clima, reducen la certidumbre para los inversores<sup>24</sup>.

La Unión Europea ha hecho grandes avances en desarrollar la narrativa que refleja sus compromisos en materia de clima y energía. La tarea pendiente es demostrar que esa narrativa se traduce en hechos y en avances más allá de lo que se hubiera observado bajo un escenario *business-as-usual*. La legislación europea en esta materia introduce disciplina en las políticas de los Estados miembros pero, *de facto*, estos mantienen ciertos grados de flexibilidad para definir sus políticas. Así, por ejemplo, si bien la Comisión Europea aboga como principio general por la eliminación de los pagos por capacidad, ello no está siendo óbice para que distintos Estados miembros hayan introducido mecanismos de pagos por capacidad, y que la Comisión los haya considerado como ayudas de Estado compatibles con la legislación europea. Algo semejante ocurre con el principio de neutralidad tecnológica: si bien la Comisión lo enuncia como principio transversal de toda política, lo cierto es que algunos Estados miembros han conseguido evitarlo en algunas de sus políticas. Y es que no todas las políticas que se han promulgado desde la Comisión Europea son las más adecuadas para reducir los costes de la transición energética —lo cual no es solo una premisa para la eficiencia del proceso de cambio, sino también una condición necesaria para que la transición energética reciba el apoyo social y político que necesita para concluir con éxito—.

En 2015 coordiné y participé en la elaboración de un informe sobre la evolución de la transición energética en distintos países europeos, al que contribuyeron

---

<sup>24</sup> Este es el caso de España, que todavía no dispone de un plan de acción en materia de clima y energía más allá de 2020. En noviembre de 2017, en su informe sobre el estado de la unión energética, la propia Comisión Europea (2017d) indica que «España está en una fase inicial en relación con el desarrollo de un plan nacional integrado en materia de energía y clima (NECP) para los años 2021-2030». La mayor parte de los otros Estados miembros ya han presentado sus planes, pero ninguno de ellos abarca las cinco áreas de prioridad de la unión energética, y muy pocos tienen en cuenta los impactos transfronterizos a la hora de definir sus políticas nacionales.

reconocidos expertos en materia de clima y energía en Europa<sup>25</sup>. Entonces, no se habían publicado todavía muchas de las piezas legislativas a las que se ha hecho mención en este artículo, ni se habían manifestado en su integridad algunos de los fenómenos que aquí se han descrito —principalmente, la drástica reducción en los costes de las renovables, o la descoordinación entre Estados miembros a la hora de fijar los pagos por capacidad para las centrales térmicas, entre otros—. Sin embargo, considero que las recomendaciones de política regulatoria de entonces siguen siendo hoy válidas. Por ello las replico aquí a modo de conclusiones de este artículo<sup>26</sup>:

— Los Gobiernos nacionales deben comprometerse a apoyar la transición energética sin más demora. La indefinición de los planes nacionales en materia de energía y clima incrementan la incertidumbre para los inversores.

— Se debe hacer mayor hincapié en el fortalecimiento de la cooperación entre países. En este sentido, se debe promover la integración del mercado vía el desarrollo de las interconexiones y vía la convergencia de las políticas regulatorias entre países.

— La transición energética tiene que ser asequible para los consumidores. Los problemas de distribución (entre grupos de consumidores, así como entre empresas y consumidores) deberían ocupar un papel central a la hora de diseñar e implementar las políticas energéticas. Esto implica, entre otros, que los precios que paga el consumidor deben reflejar, nada más ni nada menos, los costes del suministro eléctrico, evitando que algunas tecnologías de generación eléctrica sean sobrerretribuidas.

— Los precios del carbono juegan un papel crucial en la transición energética. Sin embargo, tasar el carbono no será suficiente, especialmente en el medio-largo plazo. Habrá que acompañar la fijación de

---

<sup>25</sup> FABRA *et al.* (2015).

<sup>26</sup> El documento FABRA *et al.* (2015) desarrolla en detalle cada uno de estos puntos.

precios del carbono con políticas complementarias, como la planificación de cuánta potencia renovable habrá de ser incorporada al sector eléctrico, o la fijación de estándares sobre eficiencia energética en los códigos de edificación, o la prohibición de la circulación de vehículos muy contaminantes, entre otros<sup>27</sup>.

— Las energías renovables deben desempeñar un papel central, por razones tanto ambientales como económicas. Su incorporación al sector eléctrico en sustitución de las tecnologías fósiles (carbón y nuclear), con una retribución que refleje sus costes, debe ser el principal motor de los cambios regulatorios que el sector necesita para dar sustento a la transición energética.

— Para las grandes instalaciones renovables, debería haber un cambio hacia el uso de subastas para contratos a largo plazo con precios estables para la energía. Para instalaciones pequeñas, el sistema de *feed-in-tariff* debe conservarse, al tiempo que se eliminan todos los obstáculos al autoconsumo en los hogares y la industria.

— Las inversiones en capacidad de respaldo deben promoverse vía subastas para contratos a largo plazo con el sistema eléctrico.

— La investigación y el desarrollo son motores de competitividad y liderazgo. Como tales, deben ser promovidos. El impacto de las políticas regulatorias en la estructura corporativa del mercado y en los incentivos para innovar debe ser tenido en cuenta a la hora de diseñar las políticas regulatorias.

— La estabilidad regulatoria es crucial para no mermar la confianza de los inversores. Esto no está en contradicción con la necesidad de contar con reglas que evolucionen durante el período de transición, siempre que el curso de los cambios esté claramente establecido y anunciado de antemano.

<sup>27</sup> Además, para asegurar una transición justa, serán necesarias políticas de minoración de los ingresos sobrevenidos por la implantación de los precios del carbono sobre las tecnologías de generación no emisoras existentes, como la que se aplicó en España en los años 2005-2009, y que la Corte de Justicia Europea consideró ajustada a Derecho.

## Referencias bibliográficas

- [1] EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION (2016). *Efficiency First: A New Paradigm for the European Energy System*. Consultado en mayo 2018 en <https://europeanclimate.org/efficiency-first-a-new-paradigm-for-the-european-energy-system/>
- [2] EUROPEAN COMMISSION (2014). «Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020» (2014/C 200/01).
- [3] EUROPEAN COMMISSION (2015). *Energy Union Package. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*, COM (2015) 80 final.
- [4] EUROPEAN COMMISSION (2016a). *Commission Proposes New Rules for Consumer Centred Clean Energy Transition*. En <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>
- [5] EUROPEAN COMMISSION (2016b). *Accelerating Clean Energy Innovation Strategy*, COM (2016) 763 final.
- [6] EUROPEAN COMMISSION (2016c). *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council Amending Directive 2012/27/EU on Energy Efficiency*. COM (2016) 761 final. 2016/0376 (COD).
- [7] EUROPEAN COMMISSION (2016d). *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the Internal Market for Electricity (recast)* COM (2016) 861 final. SWD (2016) 410-413 final.
- [8] EUROPEAN COMMISSION (2017a). *Clean Energy Package for All Europeans*, COM (2016) 860. <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/EN/COM-2016-860-F1-EN-ANNEX-2-PART-1.PDF>
- [9] EUROPEAN COMMISSION (2017b). *Communication on Strengthening Europe's Energy Networks*. Disponible en <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1512401992772&uri=CELEX:52017DC0718>.
- [10] EUROPEAN COMMISSION (2017c). *Trans-European Networks for Energy (TEN-E) Strategy*. En <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy>
- [11] EUROPEAN COMMISSION (2017d). *Third Report on the State of the European Union*. [https://ec.europa.eu/commission/publications/third-report-state-energy-union\\_en](https://ec.europa.eu/commission/publications/third-report-state-energy-union_en)
- [12] EUROPEAN PARLIAMENT (2018). *MEPs Set Ambitious Targets for Cleaner, More Efficient Energy Use*. Disponible en <http://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20180112IPR91629/meps-set-ambitious-targets-for-cleaner-more-efficient-energy-use>
- [13] FABRA, N. (2018). *A Primer on Capacity Mechanisms*, University of Cambridge, Discussion Paper 1806, disponible en [www.eco.uc3m.es/nfabra](http://www.eco.uc3m.es/nfabra).

[14] FABRA UTRAY, J. (2016). *Discriminación en la regulación del sector eléctrico*. Economistas frente a la crisis. Disponible en <https://economistasfrentealacrisis.com/discriminacion-en-la-regulacion-del-sector-electrico-espanol/>

[15] FABRA UTRAY, J. (2017). *Ideología, intereses económicos y neutralidad tecnológica en la energía*. Economistas frente a la crisis. Disponible en <https://economistasfrentealacrisis.com/la-neutralidad-tecnologica-en-la-energia/>

[16] FABRA, N. y FABRA UTRAY, J. (2010). «Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos». *Cuadernos Económicos de ICE*, vol. 79, pp. 17-43.

[17] FABRA, N.; MATTHES, F.; NEWBERY, D. y RÜDINGER, A. (2015) «The Energy Transition In Europe: Lessons from Germany, the UK and France». *CERRE report*. Disponible en [http://www.cerre.eu/sites/cerre/files/151006\\_CERREStudy\\_EnergyTransition\\_Final.pdf](http://www.cerre.eu/sites/cerre/files/151006_CERREStudy_EnergyTransition_Final.pdf)

[18] FUNDACIÓN BIODIVERSIDAD (2010). *Estudio empleo verde en una economía sostenible*. Disponible en [http://empleaverde.es/sites/default/files/informe\\_empleo\\_verde.pdf](http://empleaverde.es/sites/default/files/informe_empleo_verde.pdf)

[19] GURZU, A. y STEFANINI, S. (2017). «State of the (Energy) Union: How the EU's Really Doing so Far». *Político*, noviembre. <https://www.politico.eu/article/state-of-the-energy-union-how-the-eus-really-doing-so-far/>

[20] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (2011). *Empleo asociado a las energías renovables 2011-2020*. IDAE. Disponible en <http://www.idae.es/file/9701/download?token=WeiQuTHD>

[21] IRENA (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Disponible en <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

[22] LAZARD (2017). *Lazard's Levelized Cost of Energy*. Disponible en [www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/](http://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017/)

[23] REGUANT, M. e ITO, K. (2016). «Sequential Markets, Market Power and Arbitrage, with Koichiro Ito». *American Economic Review*, vol. 106, nº 7, pp. 1.921-1.957.

[24] ROSENOW, J.; COWART, R.; BAYER, E. y FABBRI, M. (2017). «Assessing the European Union's Energy Efficiency Policy: Will the Winter Package Deliver on 'Efficiency First'?» *Energy Research & Social Science*, nº 26, pp. 72-79.