

Editado por Fundación Naturgy



El papel del gas en la descarbonización del sistema energético de la UE

Resumen ejecutivo

- I. Política energética actual de la UE
- II. El papel del gas natural en los mercados actuales de la energía de la UE
- III. El siguiente capítulo de la política energética de la UE; *the Clean Energy Package*
- IV. El papel del gas descarbonizado en la futura economía energética de la UE
- V. Sector coupling
- VI. Implicaciones de las políticas y recomendaciones para avanzar

Resumen ejecutivo

La finalidad del presente artículo es examinar el papel del gas natural en la descarbonización del mercado energético de la UE. El artículo asume que la UE cumplirá efectivamente con sus compromisos recogidos en el Acuerdo de París, de modo que para 2050 habrá alcanzado la completa, o casi completa, descarbonización del sistema energético. De manera particular se aborda la situación concreta de España.

Se subraya la importancia que tiene desarrollar una política energética que sea eficiente en costes, centrada en los ciudadanos y generadora de empleo. A lo largo de la última década la política en materia de energía de la UE, desarrollada para iniciar la transición energética, ha llevado ineludiblemente a un aumento considerable de los precios de la electricidad y de otros productos energéticos, con la factura eléctrica en el sector doméstico incrementándose, de media, cerca de un 30%.

No obstante, si esta tendencia persiste o incluso se acelera, existe el riesgo de convertirse en insostenible a medio plazo al poderse poner en peligro el apoyo continuado de la opinión pública a la agenda de descarbonización, sobre todo si ello va acompañado de una pérdida sistemática de empleo, mientras nuestros principales competidores no muestran la misma resolución que la UE a la hora de afrontar el cambio climático y parecen beneficiarse de algún modo de nuestro compromiso.

El artículo concluye que un sistema de gas natural gradualmente descarbonizado tiene un importante papel que jugar en la UE a largo plazo si ésta desea desarrollar una estrategia de descarbonización eficiente en costes, basada en el biogás y en el hidrógeno resultante de la electrólisis con electricidad procedente de fuentes de energía renovable (RES), sobre todo durante picos de producción, y de la separación del gas natural en hidrógeno y CO₂, con almacenamiento o utilización de este último. La importancia de lo anterior ha quedado subrayada por un comunicado político conjunto de 17 Estados Miembros de la UE y de tres países EFTA¹ el 5 de abril de 2019. Si bien esta declaración política no compromete a los Estados Miembros a tomar ninguna acción concreta, pone de relieve la importancia del *green and low*-

¹ Bulgaria, Croacia, Chipre, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Finlandia, Grecia, Hungría, Letonia, Lituania, Malta, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Rumanía, Liechtenstein, Noruega y Suiza.

carbon gas para que la transición energética siga avanzando, y el compromiso de estos Estados Miembros para garantizar que el hidrógeno y el biogás ocupen su lugar en el mix energético futuro, donde constituyen una opción competitiva en el contexto de un sistema energético descarbonizado.

Para alcanzar los objetivos de la UE recogidos en el Acuerdo de París, los sectores de electricidad, transporte, residencial e industrial deberán mostrar unas emisiones de carbono cero o casi cero para 2050. A este respecto caben dos posibles planteamientos, uno que contempla una electrificación completa de casi todos estos sectores, y otro que prevé una cuota muy alta de electricidad pero combinada con *green and low-carbon gas*. Cada vez hay más evidencias de que esta segunda opción es, con creces, la de menor coste básicamente porque, en gran medida, utiliza infraestructuras existentes y se evita de ese modo la construcción de nuevos tendidos eléctricos que afrontarían en cualquier caso enormes obstáculos para la obtención de autorizaciones, salvo que se utilicen líneas de corriente continua de alta tensión soterradas.

Los estudios actuales indican que para 2050, en un modelo eficiente en costes, la UE necesitará el *green and low-carbon gas* como medio para descarbonizar los sectores industrial, residencial/comercial y transporte, así como importante vector energético en la producción futura de electricidad. Estudios recientes apuntan a que la UE podría requerir más de 200 bcm de gas bajo en carbono y limpio para 2050, aunque las previsiones de demanda futura varían mucho de un estudio a otro. Ahora bien, casi nadie discute el importante papel que ha de jugar.².

Ello requerirá significativas inversiones sobre todo en hidrógeno, en captura y almacenamiento de carbono (CCS) y en captura y utilización de carbono (CCU) y dado el tamaño de la inversión de estas instalaciones y los trámites que conllevan sus autorizaciones, éstas no se producirán de un día para otro. El régimen regulatorio existente no ofrece en el presente ni las señales de inversión ni la certeza necesaria para plantear un modelo de negocio en el que invertir.

Dados los largos plazos de desarrollo y la magnitud del reto, entendemos que proporcionar estas señales y certeza debería ser una prioridad de la próxima Comisión. Proponemos para su consideración las siguientes acciones prioritarias:

• Un marco regulatorio claro para la descarbonización de los mercados energéticos en el periodo post-2030, y, más en concreto, del mercado de la electricidad que es esencial para aportar a las empresas un modelo de negocio en el que invertir en gas bajo en carbono. Este planteamiento post-2030 debe asegurar la eficiencia en costes.

² Véase a este respecto el artículo "Towards a net-zero carbon economy, there is no future for fossil gas" del grupo de los Verdes / Alianza Libre Europea en el Parlamento Europeo. Aunque en él argumentan a favor de la rápida eliminación de los combustibles fósiles, coinciden en que el hidrógeno verde tendrá que jugar un papel importante en apoyar a la electricidad renovable, así como en sectores concretos que por sus características se prestan menos a la electrificación.

La cuestión de exactamente hasta qué punto en términos de porcentaje o bcm/ año puede o debe contribuir al futuro mercado energético descarbonizado de Europa este *green and low-carbon gas* no es algo que pueda o deba responderse hoy. Lo que es importante es la creación de un sistema jurídico y regulatorio que permita dar respuesta a esta cuestión a través de un enfoque basado en un mercado que garantice un sistema energético eficiente en costes y generador de empleo. La clave para esto es, de hecho, la introducción de un *sector coupling* realmente efectivo. El mantenimiento a largo plazo de objetivos específicos por tecnología sería ilógico después de 2030.

El enfoque lógico sería permitir que el régimen de comercio de derechos de emisión (ETS) impulse la agenda de la descarbonización después de 2030, determinando los costes de la energía y aportando las señales a largo plazo necesarias para que las empresas inviertan en RES, en gas limpio y en plantas de CCS. Ahora bien, dado el actual grado de avance en la implementación del Acuerdo de París, la UE podría, legítimamente, considerar prematuro adoptar un compromiso inequívoco con el desarrollo a largo plazo del sistema ETS que garantice por ley una reducción del CO₂ del 90%-100% para 2050 para el conjunto de la economía. Una opción alternativa sería abrir una "ventana" separada en el sistema ETS para la electricidad, y comprometerse desde hoy mismo, por ley, a que este sector alcance la descarbonización completa o casi completa³ en 2050. Lo esencial es desarrollar un marco regulatorio que empiece a catalizar desde ya inversiones hacia el *green and low carbon gas*, pues actualmente, con los precios de los ETS en un rango de 20-22 € y sin una claridad a largo plazo, no existe un modelo de negocio para invertir en el mismo.

• Tal enfoque aseguraría que las señales de precios para invertir empezasen a producirse con rapidez, sobre todo después de 2030, al menos en lo que a la industria de la electricidad se refiere. No obstante, es importante actuar a corto plazo para conseguir que el mercado progrese con celeridad y garantizar que para la segunda mitad de la próxima década exista capacidad para almacenar, a través del hidrógeno, electricidad generada en épocas de picos de producción.

Se espera que la próxima Comisión se enfoque en una propuesta de *Gas Market Design*. Es de esperar que esta propuesta cubra aspectos técnicos y regulatorios, el *sector coupling*, y las cuestiones sobre el desarrollo del *green and low-carbon gas* en las redes. Existe un amplio consenso en que dichos gases pueden mezclarse con el gas natural hasta al menos un 10% sin necesidad de modificar los equipos de los usuarios finales, ni a nivel industrial ni a nivel doméstico. Dicho planteamiento tiene valor, al menos hasta 2030, puesto que durante este periodo el mercado estará determinado por los objetivos regulados (RES y eficiencia energética). Ahora bien, esto tendría el efecto de elevar el precio del gas a corto plazo, concediendo *de facto* una subvención indirecta al carbón. Esta consecuencia no deseada tendría que ser abordada.

³ Podría tener sentido conservar cierta flexibilidad marginal y garantizar la costo-eficiencia y la competitividad, a fin de tener capacidad de presión durante futuras negociaciones en torno al cambio climático; el objetivo siempre puede aumentarse a la luz del progreso en el marco sobre el cambio climático internacional o de nuevos acontecimientos en la tecnología.

- · Ya a mediados de la década de 2020, suponiendo que los Estados Miembros de la UE logren los objetivos de energías renovables contemplados en los Borradores de sus Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, y suponiendo que cumplan la trayectoria indicativa mínima jurídicamente exigida por el Reglamento de Gobernanza para alcanzar estos objetivos, grandes áreas de la UE estarán produciendo electricidad de fuentes renovables en una cuantía sustancialmente superior a la demandada durante periodos significativos. A diferencia de hoy, no será posible resolver este desequilibrio exportando a mercados deficitarios, pues todos los países de una región determinada, sujetos a un clima similar, exhibirán un perfil de generación similar. La gestión de la demanda (Demand Response) será la solución más barata para corregir estos picos, pero es poco probable que resulte adecuada y suficiente. Así pues, la UE afrontará una elección entre cortar el excedente de producción de electricidad de fuentes renovables o almacenarlo, fundamentalmente a través del hidrógeno producido a partir de hidrólisis. La opción del recorte es obviamente poco atractiva, y probablemente será desestimada o severamente limitada desde un punto de vista regulatorio. Dejando de lado cuestiones políticas, si se enfoca correctamente, el almacenamiento de hidrógeno será casi con seguridad una opción más barata que la reducción de la producción, suponiendo la existencia de precios ETS robustos. Ya existe un mercado para este hidrógeno; la industria de la UE ya utiliza más de 20 bcm/año de hidrógeno gris (producido mediante la separación del gas natural en H₂ y CO₂ y la recirculación del CO₂). Este es un logro fácilmente alcanzable, pero debe ir acompañado de las políticas y las señales para asegurar que las plantas de hidrólisis de Ha estén operativas a tiempo y que este desarrollo lleve a una reducción de costes.
- La Comisión ha presentado un presupuesto de investigación de 100.000 millones de € para el periodo 2020-2025. Para el próximo periodo presupuestario, se espera el compromiso/la obligación de que al menos un 25% de todo el gasto "guarde relación con los Acuerdos de París". La UE necesitará establecer un ambicioso compromiso para la financiación del I+D relacionado con la producción de hidrógeno a escala industrial y con el CCS, así como con el aumento de la eficacia y la eficiencia en costes del biogás.
- La Comisión necesitará liderar un cambio en la percepción pública. Si aceptamos que, al objeto de asegurar la eficiencia en costes de la descarbonización el hidrógeno bajo en carbono obtenido a partir del gas natural será una parte importante de nuestro *mix* energético después de 2030, esto deberá explicarse con claridad, enfatizando que "el gas es parte de la solución, no parte del problema".
- Para el periodo que va hasta 2040, las proyecciones de demanda de gas natural en la UE difieren considerablemente; el trabajo que ha emprendido la Comisión para asegurar que todos los mercados estén conectados a múltiples fuentes de suministro de gas, a través del fondo CEF (Connecting Europe Facility), ha sido enormemente exitoso. Los problemas de seguridad en el suministro de energía se han reducido considerablemente y la Comisión debería subrayar que, aunque una vigilancia continua es importante, el gas es una fuente de energía relativamente limpia y segura, y forma parte del futuro.

- La percepción pública general respecto a las instalaciones de CCS es negativa. En la actualidad, hay pocas probabilidades de lograr la aceptación del almacenamiento *onshore*. La Comisión tiene una responsabilidad, al igual que los Estados Miembros de la UE, en propiciar un debate informado sobre esta cuestión, explicando por qué es necesario para promover una energía a precios asequibles para los ciudadanos y la industria, y promover la aceptación de, al menos, el almacenamiento *offshore* como paso intermedio. De la misma manera, la investigación sobre CCU debe acelerarse.
- Un esquema de certificaciones para hidrógeno limpio será esencial, incluido para hidrógeno importado y biogás. Tal esquema deberá establecerse con celeridad.
- El paso de un sistema de gas natural a otro de gas progresivamente descarbonizado hará aparecer cuestiones de enorme complejidad en cuanto a la regulación de las redes. La necesidad de un planteamiento al respecto será vital durante el próximo mandato de la Comisión, una labor que implicará a los gestores de las redes de transporte, los reguladores y la Comisión.

I. Política energética actual de la UE

La política energética actual de la UE procede de 2005, cuando en la cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de la UE celebrada en Hampton Court se solicitó a la Comisión que propusiera una Política Energética Europea. Hasta entonces, las medidas tomadas en esa materia por la UE habían sido pocas y de escaso calado. Sin embargo, en aquella oportunidad, los líderes de la UE reconocieron que se enfrentaban a una serie de retos relacionados con la energía, los cuales se podían agrupar en tres objetivos que sustentan la política energética de la UE a día de hoy; sostenibilidad, competitividad y seguridad energética.

En términos de sostenibilidad, la UE se enfrentaba al reto de definir e implementar compromisos en el contexto del Protocolo de Kioto. En lo que respecta a la competitividad, los precios de la electricidad en la UE eran mayores que los de muchos de sus principales competidores, como también lo eran los del gas. En cuanto a la seguridad energética, Gazprom y Rusia, enfrascados en conflictos comerciales con Naftogaz en Ucrania, eran percibidos como una amenaza para la continuidad del suministro de gas a la UE, en concreto en los Países Bálticos y los Estados Miembros de Europa Central y Oriental, donde Gazprom ostentaba una posición monopolística o de gran fortaleza.

Estas circunstancias condujeron a la política energética conocida como "20/20/20"; el compromiso de reducir las emisiones de CO_2 en un 20%, de producir un 20% del uso de energía total de la UE a partir de fuentes renovables, y de lograr una mejora del 20% en la eficiencia energética, todo ello en 2020.

Para alcanzar estos objetivos, la UE adoptó un exhaustivo paquete legislativo, formado por:

- la primera Directiva sobre Energías Renovables⁴, que establece objetivos individuales, jurídicamente vinculantes, que los Estados Miembros estaban obligados a alcanzar en términos de porcentaje de energía procedente de RES en su *mix* total de energía para 2020;
- la Directiva TEN-E y el mecanismo "Conectar Europa" (Connecting Europe Facility) que, junto con el Reglamento sobre Seguridad del Suministro del Gas, proporcionaba el proceso y el respaldo financiero para conectar todos los Estados Miembros de la UE a múltiples fuentes de gas e implantaba mecanismos de cooperación y respuesta de emergencia para afrontar las amenazas a la seguridad energética de manera coordinada y efectiva;
- legislación sobre eficiencia energética para ayudar a conseguir el objetivo del 20%, incluida la Directiva sobre Eficiencia Energética⁵, la Directiva relativa al rendimiento de los edificios⁶ y normativa que permite fijar estándares de producto, excluyendo del mercado de la energía a los productos ineficientes⁷;
- el Sistema de comercio de derechos de emisión (ETS); y
- el segundo y tercer paquete legislativo en el mercado interior del gas y la electricidad, que propiciaron una liberalización mucho más efectiva y la competencia transfronteriza en estos sectores.

Cuando nos acercamos al final de lo que puede considerarse la primera etapa de la política energética de la UE, vale la pena revisar el grado de éxito que la UE, y España en particular, han alcanzado en la consecución de estos objetivos, en concreto en lo relativo a la sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro.

Sostenibilidad

Es probable que la UE alcance⁸, o se quede muy cerca, de sus objetivos en materia de energías renovables y de eficiencia energética. En 2017, la cuota de energía procedente

⁴ https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive

https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-directive

 $^{^6\} https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-performance-of-buildings$

⁷ https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/standards-tools-and-labels/products-labelling-rules-and-requirements/energy-label-and-ecodesign_en

⁸ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics

de fuentes renovables en el consumo energético total de la UE representó el 17,5%, en el buen camino hacia el objetivo del 20% para 2020. La mayoría, si no la totalidad de Estados Miembros parecen bien encaminados en el cumplimiento de sus objetivos; informes de 2018 muestran que en 2016 sólo Francia, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido se quedaron a más de 5 puntos porcentuales de su objetivo. En cuanto al sector del transporte, la cuota de energía procedente de fuentes renovables utilizada se situó en el 7,6 % en 2017, haciendo difícil lograr el objetivo de la UE del 10% para 2020.

La generación de electricidad de fuentes renovables aportó un 30,7% al consumo eléctrico bruto total de la UE-28 en 2017.

En cuanto a la eficiencia energética, la Comisión señala⁹ que "el consumo energético primario en 2016 fue un 4% superior al objetivo para 2020. Como consecuencia, podrían ser necesarios esfuerzos adicionales para asegurar la consecución del objetivo 2020, sobre todo teniendo en cuenta que el crecimiento económico tiende a conducir a una mayor demanda de energía".

En términos de emisiones totales de CO_2 , la UE alcanzará probablemente su objetivo del 20%, ya que las emisiones se redujeron en un 22% entre 1990 y 2017¹⁰.

En lo que respecta a España, en 2017 se mantuvo en línea para cumplir sus emisiones de gases de efecto invernadero bajo *The Effort Sharing Directive* y está progresando hacia la consecución de su objetivo de 20% de energías renovables, una vez lograda una cuota del 16,8% en 2016¹¹. En lo que se refiere a la eficiencia energética, España también había logrado su nivel de trayectoria lineal en el consumo energético primario en 2016, gracias a unas reducciones de más del doble de lo previsto¹².

Así las cosas, en lo que a sostenibilidad se refiere, el panorama es muy positivo.

No obstante, es precisa cierta prudencia. Los objetivos se marcaron antes de la crisis económica de 2008/2009, pero entraron en vigor justo al iniciarse esta. Entre 2008 y 2013, el PIB per cápita de la UE apenas creció de 26.100 a 26.800 \in , y durante ese periodo, el consumo de energía disminuyó alrededor de un 10%. Entre 2013 y 2018, en cambio, un periodo en el que el PIB per cápita aumentó de 26.800 a 30.900 \in , el consumo de energía de la UE ha empezado a repuntar de nuevo con bastante rapidez, al igual que las emisiones de CO_3 , que crecieron en un 1,8% en 2017¹³.

Esto abre una importante interrogante sobre el optimismo de la UE en cuanto a la consecución de sus objetivos de CO₂, RES y eficiencia energética hasta 2020; de no haber sido por la crisis económica, habríamos tenido que admitir que, en el mejor

⁹ https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency
Véanse también datos acerca de los productos, que muestran que mientras los

Véanse también datos acerca de los productos, que muestran que mientras los estándares de producto han proporcionado ahorros de energía, dichos ahorros se han visto a menudo contrarrestados por un aumento en el número de aparatos. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-on-energy-efficiency-in-europe-3/assessment

¹⁰ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress_en

¹¹ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics

 $^{^{\}rm 12}$ Fuente: European Environment Agency Trends and Projections in Europe 2017

¹³ https://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/8869789/8-04052018-BP-EN.pdf/e7891594-5ee1-4cb0-a530-c4a631efec19

de los casos, a la UE le quedaría un considerable trabajo por delante para cumplir con sus objetivos.

Seguridad del suministro

A través de la Directiva TEN-E y el Mecanismo "Conectar Europa", y como resultado de los trabajos del Plan de interconexión del Mercado Báltico de la Energía (BEMIP)^{14¹} y del "Grupo Regional sobre Conectividad Energética en Europa Central y Sudoriental (CESEC)"¹⁵, impulsados por la Comisión Europea, que involucran a todos los países relevantes de la región, se han conseguido enormes avances en la interconexión de todos los Estados Miembros a múltiples fuentes de suministro de gas¹6. En efecto, a partir del examen de la situación de estos proyectos prioritarios se llega a la conclusión de que todos los Estados Miembros contarán con acceso a suministros alternativos a Gazprom en los próximos años, una vez que se hayan completado estos proyectos de infraestructura adicionales.

La seguridad de suministro aúna dos componentes: un elemento de seguridad física y un aspecto de competitividad. Según la información publicada por la Comisión al cerrar la investigación sobre prácticas contrarias a la competencia de Gazprom¹⁷, ésta efectivamente había cobrado precios más altos en Europa Central y Oriental (donde ostentaba una posición monopolística o dominante) que en Europa Occidental (donde no lo hacía).

A resultas de este expediente de las autoridades de la competencia, unido a la actuación adoptada para hacer los mercados de la UE más accesibles al abrirlos a otros suministros a través de gaseoductos y líneas de GNL, Gazprom tendrá mucho menos margen para aplicar precios anticompetitivos, puesto que el hacerlo conllevará para la compañía la pérdida de cuota de mercado. De forma similar, si, por la razón que fuera, decidiera reducir el suministro a un mercado determinado, al contar este con alternativas de suministro más fácilmente accesibles, las consecuencias para Gazprom en términos de menor negocio a largo plazo debido a su falta de credibilidad futura como suministrador fiable hacen que tal acción resulte altamente improbable.

Adicionalmente, la UE ha adoptado una amplia gama de iniciativas tanto en el sector de la electricidad como en el del gas para impulsar la seguridad energética desde un punto de vista técnico y de la red¹⁸.

Así pues, en lo que respecta a la seguridad de suministro, también se puede concluir que se ha alcanzado un considerable progreso en la consecución de los objetivos de la UE.

¹⁴ https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/high-level-groups/baltic-energy-market-interconnection-plan

 $^{^{15}\} https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/high-level-groups/central-and-south-eastern-europe-energy-connectivity$

¹⁶ https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy

¹⁷ http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_39816

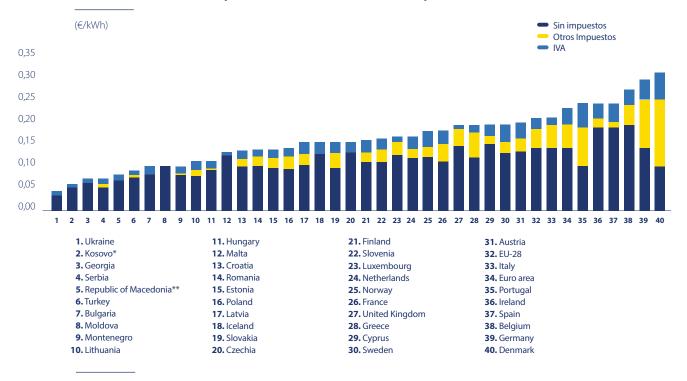
¹⁸ Véase, por ejemplo, respecto a la electricidad https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-security/security-electricity-supply

Competitividad

Los precios de la electricidad de la UE para los hogares aumentaron de media casi un 30% en el periodo entre 2008 y 2018¹⁹, pasando de menos de 0,16 \in por KWh hasta más de 0,20 \in por KWh²⁰.

España fue el cuarto país con los precios más altos en 2018, tras Dinamarca, Alemania y Bélgica. El aumento de precios registrado en España en el periodo 2008-2018 ha sido del 37%²¹. El porcentaje que los impuestos representaron en esta cifra fue del 68% en Dinamarca, del 54% en Alemania, del 30% en Bélgica y del 21% en España.

Precios de la electricidad para consumidores residenciales, primera mitad 2018



Fuente: Eurostat

Este incremento fue algo más elevado que las estimaciones realizadas por la Comisión cuando propuso la iniciativa 20/20/20. En la evaluación de impacto que acompañaba al plan, se contemplaba un incremento medio de los precios de la electricidad de entre el 19% y el 26% para 2020, comparado con el nivel de referencia del modelo PRIMES²².

^{*} Esta denominación se entiende sin perjuicio de las posiciones sobre su estatuto y está en consonancia con la RCSNU 1244/1999 y con el dictamen de la CIJ sobre la declaración de independencia de Kosovo.

^{**} Antigua Yugoslavia.

¹⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

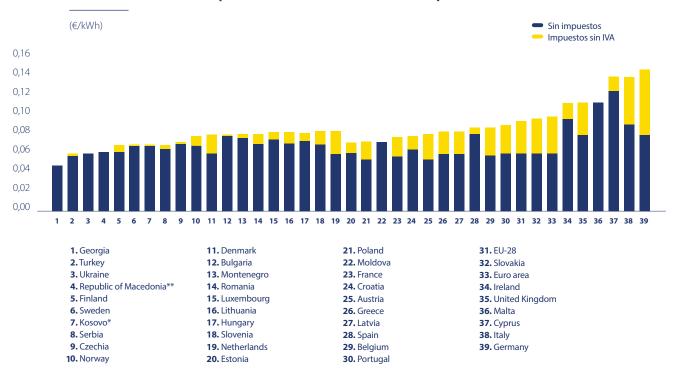
 $^{^{20}\} https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/long-term_analysis_in_depth_analysis_figures_en.pdf$

²¹ https://www.statista.com/statistics/418085/electricity-prices-for-households-in-spain/

²² Documento de trabajo del personal de la Comisión – Evaluación de Impacto. Documento que acompaña al paquete de medidas de implementación para alcanzar los objetivos de la UE en materia de cambio climático y energías renovables para 2020. SEC(2008) 85, 23 de enero de 2008.

En el caso de los clientes industriales, en el periodo entre 2008 y 2018 los precios aumentaron de media un 20%, pasando de 0,1 € por KWh a 0,12 € por KWh. España fue el cuarto país con los precios más altos, tras Dinamarca, Alemania y Bélgica. En cuanto a la proporción que representan los impuestos en esta cifra, España mostró nuevamente un valor relativamente bajo, un 4%, frente al 48% de Alemania, el 38% de Italia y el 28% del Reino Unido.

Precios de la electricidad para consumidores no residenciales, primera mitad de 2018



Fuente: Eurostat

Conviene señalar que este incremento de precios sucedió mientras los precios mundiales del gas mostraban un descenso, lo que en circunstancias normales habría llevado a una reducción de los precios de la electricidad, pues el gas constituye entre un 10% y un 15% del suministro de la electricidad consumida en la UE y cerca de un 10% en España.

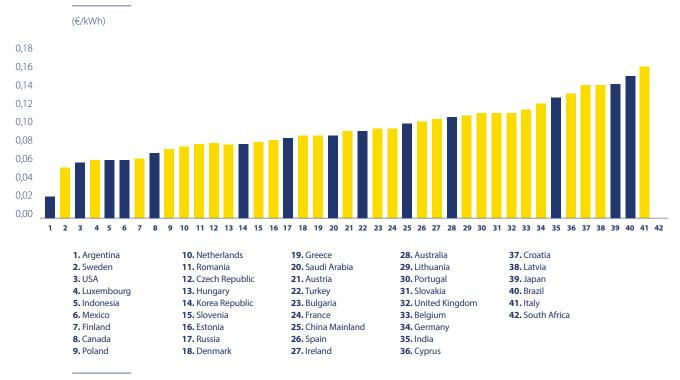
Una comparativa con la evolución de los precios de la electricidad en otras áreas de la OCDE y China se incluye en el Informe de la Comisión Europea sobre precios y costes de la energía en Europa de 2018²³.

^{*} Esta denominación se entiende sin perjuicio de las posiciones sobre su estatuto y está en consonancia con la RCSNU 1244/1999 y con el dictamen de la CIJ sobre la declaración de independencia de Kosovo.

^{**} Antigua Yugoslavia

²³ https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-prices-and-costs





Fuente: IMD, Eurostat, CEIC, ACCC

En cuanto al nivel de subvenciones concedidas por los Estados Miembros, dirigidas sobre todo a alcanzar los objetivos 20/20/20, la principal fuente de los datos es, nuevamente, el Informe de la Comisión Europea sobre precios y costes de la energía en Europa, que se publica cada dos años desde 2014. En este documento se observa que, mientras que los precios mayoristas del gas y la electricidad en la UE son, en líneas generales, competitivos respecto a los de sus principales competidores de la OCDE²⁴, los precios minoristas e industriales, sin embargo, no lo son²⁵. La razón fundamental de las recientes subidas de precios reside en el coste de las subvenciones a las energías renovables, que ascendieron a 76.000 millones de € en 2016.

Esto no significa que dichas subvenciones o el objetivo del 20% de la UE para 2020, sean un error. Con la ventaja que da la perspectiva, la UE y sus Estados Miembros podrían haber adoptado un enfoque más eficiente en costes para incrementar la generación con RES, en particular mediante instalaciones fotovoltaicas allí donde hay más horas de sol. Sin embargo, si la UE no hubiera acometido esta medida asumiendo la responsabilidad de lanzar los mercados eólico y fotovoltaico a gran escala, la industrialización de los procesos de fabricación y la enorme reducción de

²⁴ Según el Informe de 2018 de la Comisión, las comparaciones internacionales siguen mostrando que los precios mayoristas reales de la electricidad en la UE son mayores que en los Estados Unidos, Canadá o Rusia (donde la energía se obtiene principalmente a través de combustibles fósiles e hidroeléctricas autóctonos) pero menores que en China, Japón, Brasil y Turquía.

²⁵ Según el mismo informe, los precios minoristas (reales) en la UE son superiores que en los Estados Unidos, Canadá, Rusia, China y Turquía pero menores que en Japón y Brasil.

costes que ha posibilitado el rápido crecimiento de la electricidad procedente de RES en todo el mundo habría, cuando menos, transcurrido mucho más lentamente. Los ciudadanos de la UE deberían enorgullecerse de lo conseguido por Europa en este terreno.

Además, sin negar lo cuantioso de los 76.000 millones de € en subvenciones al año, Europa sigue siendo el líder mundial en energía eólica, sobre todo *offshore*, y a través de la política 20/20/20 ha contribuido a la creación de empleo y a la recuperación económica.

Ahora bien, pese a este lado positivo, el ascenso de los precios de la electricidad debería ser motivo de considerable preocupación para la UE en conjunto, y para los Estados Miembros de forma individual. Comparado con el aumento medio de los precios de la electricidad de aproximadamente el 30% entre 2008 y 2018 (del 37% en el caso de España), el PIB per cápita solo aumentó un 18,39% en ese mismo periodo en el conjunto de la UE (y en un 6,58% en España).

Parece claro que ni la UE ni los Estados Miembros pueden ignorar estas tendencias, y tampoco aplicar una política energética que amenace innecesariamente con intensificarlas.

De hacerlo, se podría poner en riesgo el respaldo de la opinión pública a la agenda para la descarbonización, no solo por el considerable efecto que ello tendría en la renta disponible, sino porque unos precios comparativamente altos de la electricidad impactan inevitablemente en la competitividad y el empleo. El movimiento de los "chalecos amarillos", especialmente activo en Francia, es una clara muestra de la sensibilidad de la opinión pública a unos precios altos de la energía.

Igualmente, haría peligrar uno de los objetivos clave de la UE en los que se basa su determinación de liderar mundialmente la iniciativa contra el cambio climático: incentivar a otros países a seguir su ejemplo. Unos costes energéticos en rápido ascenso, una menor competitividad y una pérdida potencial de respaldo público solo desalentarían a otros países a afrontar eficazmente esta cuestión.

Con esto no quiere decirse que la UE deba atemperar o reducir sus ambiciones a la hora de abordar el cambio climático. Es vital que la UE mantenga su liderazgo en la lucha contra el cambio climático a nivel mundial, y las recientes manifestaciones de los sectores de población más jóvenes²⁶ y los datos de las encuestas atestiguan que la opinión pública sigue respaldándolo. De hecho, los objetivos actuales no son lo suficientemente ambiciosos como para cumplir los objetivos del Acuerdo de París y deben reforzarse.

No obstante, lo que sí cabe inferir es la necesidad de que la UE, y cada Estado Miembro, tracen una senda para alcanzar sus objetivos de descarbonización de modo que aporte los máximos beneficios para sus ciudadanos e industrias en términos de

²⁶ https://www.theguardian.com/environment/2019/mar/15/its-our-time-to-rise-up-youth-climate-strikes-held-in-100-countries

costes, puestos de trabajo y competitividad. De no hacerlo así, se correría el riesgo de comprometer la consecución del objetivo último, y desatendería las necesidades e intereses legítimos de los ciudadanos de la UE.

Desde una perspectiva política o económica, resulta poco razonable promover una política energética que entrañe otro fuerte incremento de los precios de la energía para los ciudadanos, en un momento en el que nuestros rivales económicos eligen una senda que les lleva a la neutralidad de costes energéticos, o subidas mínimas de precios, si podemos optar por un camino que consiga nuestros objetivos de descarbonización limitando el incremento de precios.

Como se menciona más adelante, las próximas etapas de la agenda para la descarbonización darán lugar a algunos retos sustanciales en cuanto al potencial incremento del coste de producir energía. La UE se aproxima a una fase crucial de la ejecución de su política energética.

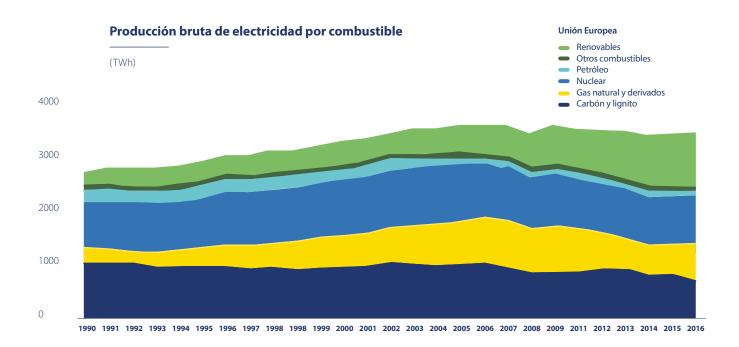
Dichos retos deberán abordarse con una cuidadosa planificación y previsión. Ahora más que nunca, dentro del nuevo marco para la política energética acordado a finales de 2018, cada Estado Miembro jugará un papel capital en alcanzar los tres objetivos fundamentales de la política energética —sostenibilidad, competitividad y seguridad— y, al mismo tiempo, cumplir con su parte equitativa para lograr los objetivos generales de la UE. El buen desempeño de ese papel será vital en el interés de sus ciudadanos.

II. El papel del gas natural en los mercados actuales de la energía de la UE

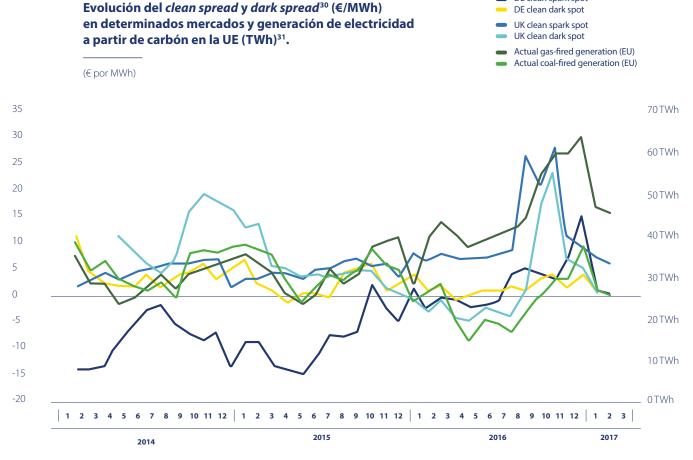
Demanda actual de gas y competitividad

El gas natural ha atravesado un periodo complicado en los mercados de la electricidad. De manera especial entre 2010 y 2014, su cuota de generación cayó tanto a nivel de toda la UE como de los Estados Miembros, debido a una combinación de precios bajos de los derechos de emisión y unos precios relativamente bajos del carbón, como se puede apreciar en el siguiente gráfico²⁷:

²⁷ https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment-4



Pese al significativo descenso de los precios mundiales del gas desde 2008 (de más del 60% en algunos casos) y el aumento en paralelo de los precios del carbón²⁸, la generación de electricidad en la UE procedente de gas ha sido a menudo poco competitiva frente a la generación con carbón, como se observa en el siguiente gráfico extraído del estudio del Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER) de 2018 *Study on the Future Role of Gas from a Regulatory Perspective*²⁹.

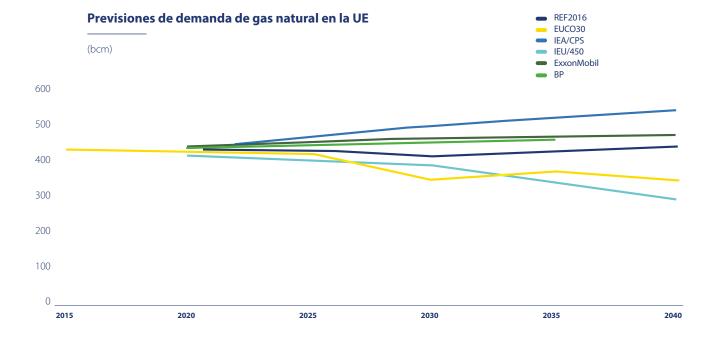


DE clean spark spot

Según datos de la *U.S. Energy Information Administration*, la generación de electricidad a partir de gas produce ligeramente más del 50% del CO₂ que la generada a partir de carbón³²; estas cifras están en línea con las de otros informes; por ejemplo, un informe de 2009 de Red Eléctrica (el gestor de la red española) citaba unos valores de referencia de 0,95 tCO₂/MWh para el carbón, y de 0,37 para una planta de ciclo combinado alimentada por gas³³. Existe un debate en torno a la fugas de metano, que se analiza más adelante, pero esto no altera de forma fundamental la imagen; a menos que el gas proceda de fuentes responsables de un nivel de emisiones fugitivas de metano muy elevado (y fácilmente evitable), la generación a partir de gas produce mucho menos CO₂ que el carbón.

Demanda prevista de gas natural a medio plazo en la UE y consideraciones sobre la seguridad del suministro energético

El siguiente gráfico ilustra los distintos escenarios de demanda prevista para el gas en la UF hasta 2040.



Fuente: DGENER (PRIMES), IEA(WE=2016), BP Energy Outlook 2017, ExxonMobil Outlook

²⁸ https://www.statista.com/statistics/189180/natural-gas-vis-a-vis-coal-prices/

²⁹ https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c72de-225a-b350-e30a-dd12bdf22378

³º Se denomina spark spread al margen bruto teórico que obtiene una planta de generación eléctrica por quema de gas en la venta de una unidad de electricidad, después de haber adquirido el combustible necesario para producir esa unidad de electricidad.

³¹ https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/6a6c72de-225a-b350-e30a-dd12bdf22378

³² https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11

³³ Nota de prensa, junio de 2009: "Red Eléctrica publica en su web las emisiones de CO₂ producidas en el sistema eléctrico en tiempo real".

La línea amarilla representa la modelización de la Comisión, que reposa sobre el cumplimiento por la UE de los nuevos objetivos para 2030 que se explican más adelante. Se prevé una caída de la demanda hasta alrededor de 340 bcm en 2030, para estabilizarse a partir de entonces. Esto difiere notablemente de la mayoría de proyecciones, que contemplan un nivel similar, o incluso un incremento, respecto a los niveles actuales. Otros estudios, como los de Shell, o el Consejo de Reguladores Europeos de la Energía, manejan escenarios similares.

Es crucial tener en cuenta que, gracias a unos mercados de GNL globalizados y a las inversiones masivas en capacidad de GNL en todo el mundo, así como a la acción antes citada de la Comisión para conectar todos los mercados de la UE con múltiples fuentes de gas y su legislación sobre seguridad de suministro para garantizar la cooperación regional en el supuesto de escasez y planes de emergencia frente a los riesgos, la UE nunca ha estado en una posición más favorable en lo que respecta a seguridad del gas.

III. El siguiente capítulo de la política energética de la UE; the Clean Energy Package

A finales de 2018 la UE adoptó el marco de lo que conformará la política energética de la UE hasta 2030³⁴.

La base fundamental es la adopción de nuevos objetivos "jurídicamente vinculantes" para el conjunto de la UE. El compromiso asumido por la UE es reducir sus emisiones de carbono y situarlas un 40% por debajo de los niveles de 1990, garantizando que un 32% de su consumo total de energía proceda de fuentes renovables y mejorando la eficiencia energética de la UE en un 30,5%, todo ello para 2030.

Estos objetivos están respaldados por una nueva Directiva de Energías Renovables, una Directiva de Eficiencia Energética revisada, una serie de medidas en torno al "Diseño del Mercado Eléctrico" así como un "Reglamento de Gobernanza" de alcance

³⁴ Puede consultar un resumen de la Comisión de las medidas y textos jurídicos relevantes en https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

general. La nueva Directiva de Energías Renovables, que funciona de forma conjunta con el Reglamento de Gobernanza, establece de ahora en adelante un nuevo marco que es muy diferente del régimen aplicable hasta 2020.

En el anterior marco 2020, existía un objetivo específico mínimo jurídicamente vinculante por cada Estado Miembro, que, como ha quedado dicho, será prácticamente cumplido con casi toda probabilidad. Con el nuevo régimen, si bien existe un objetivo general del 32% para toda la UE, deja de haber objetivos individuales vinculantes. En su lugar aparece el marco de "Gobernanza", por el que cada Estado Miembro está obligado a dotarse de un "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima" (PNIEC), describiendo su propio objetivo individual de energías renovables para 2030, y las medidas específicas contempladas en los próximos 5 años para lograrlo.³⁵.

España ha propuesto para 2030 los siguientes objetivos propios en su borrador de PNIEC, publicado en febrero de 2019³⁶:

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990;
- 42% de consumo de energía procedente de renovables;
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética; y
- 74% renovable en la generación eléctrica (comparado con 36,3% en 2017).

Además, para 2050 España se ha marcado el objetivo de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable, y una reducción de un 90% de sus emisiones de GEI.

La Comisión, en su Recomendación sobre el PNIEC de España, aplaudió su ambición, pero matizó que debería complementarse con "políticas y medidas detalladas y cuantificadas en línea con las obligaciones recogidas en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, que faciliten el cumplimiento en plazo y eficiente en costes de esta contribución"³⁷.

Conviene hacer algunas observaciones acerca de estos objetivos, y del método para alcanzarlos.

³⁵ Esto puede estar limitado a un periodo de tres años cuando sea necesario por razones presupuestarias (artículo X del Reglamento de Gobernanza).

³⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/spain_draftnecp.pdf

³⁷ https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/governance-energy-union/national-energy-climateplans

En primer lugar, según la Comisión, para alcanzar el objetivo del 32%, la UE necesitará en 2030, de media, un 57%³⁸ de electricidad de origen renovables sobre la demanda total. Esto es debido a que si bien el objetivo general representa un 32% de la demanda energética total de la UE, es relativamente difícil implantar en el corto y medio plazo las RES en otros sectores como el transporte, la industria y los edificios. Por tanto, al menos hasta 2030, la electricidad tendrá que seguir aportando el grueso del esfuerzo para conseguir el objetivo en 2050.

En 2008, la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable suponía un 17% del *mix* energético de la UE³⁹. Ese porcentaje aumentó hasta el 30,7% en 2017 y se espera que se sitúe en el 32% en 2020, en línea con el objetivo general de una cuota del 20% procedente de fuentes renovables para el sistema energético total.

Así, entre 2008 y 2020, la UE ha incrementado la proporción de RES en el *mix* eléctrico en un 15%. Para lograr el objetivo fijado para 2030, en línea con los modelos de la Comisión, deberá incrementar este nivel adicionalmente en otro 25%. Esto significa que el objetivo efectivo para el periodo comprendido entre 2020 y 2030 representa más del 150% del objetivo del periodo 2009-2020. Como está previsto que la economía de la UE crezca a un ritmo mucho más rápido entre 2020-2030 que entre 2008-2020, a fin de lograr el objetivo de 2030, la UE probablemente necesitará instalar cerca del doble de capacidad eólica y fotovoltaica de lo que lo hizo entre 2008-2020.

En segundo lugar, este grado de ambición tiene profundas implicaciones para el equilibrio del sistema, y para sus costes en el tramo medio/final de la próxima década. Estas implicaciones deberían ser objeto de considerable atención por parte tanto de los responsables de políticas nacionales como de la UE.

En 2017, la cuota media que representaban las energías renovables en Alemania era del 34,4%. El 2 de mayo de 2018, logró cubrir más del 100% de su consumo eléctrico a través de fuentes renovables: un 52% con eólica, un 32% con fotovoltaica, y el resto entre hidráulica y biomasa. Alemania no ha logrado construir la capacidad de interconexión interna necesaria para transmitir su capacidad de RES, en particular procedente de plantas eólicas en el norte a los centros de consumo en el sur del país. Como consecuencia, en momentos de producción pico con RES, en lugar de atender las necesidades de electricidad de los consumidores alemanes, tiende a transmitir el excedente a los mercados vecinos, presionando a la baja los precios mayoristas en esas áreas.

El artículo 4(2) del Reglamento de Gobernanza especifica que los Estados Miembros, una vez que hayan fijado su objetivo nacional, deben establecer una trayectoria

³⁸ Los datos subyacentes a las propuestas de la Comisión se han publicado en forma de una práctica serie de gráficos y conjuntos de datos; véase https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2050/docs/long-term_analysis_in_depth_analysis_figures_en.pdf En lo que respecta a la electricidad, véase la Figura 23.

³⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics

mínima para su consecución, en particular, en 2022, de al menos un 18% de la diferencia entre el objetivo de 2020 y el correspondiente a 2030, en 2025 de al menos un 43% de esa diferencia, y en 2027, de al menos un 65 % de la diferencia.

Suponiendo cierta la proyección de la Comisión de que en 2030 las RES supondrán un 57% en la demanda de electricidad, y teniendo en cuenta las trayectorias mínimas de RES que los Estados Miembros de la UE están obligados a respetar, podemos esperar que, de media, un 42,7% de la electricidad de la UE procederá de RES en 2025, y un 48,25% en 2027. En lo que respecta a España, las cifras son un 52,5% en 2025 y un 60,5% en 2027.

Así, si en Alemania, con una cuota de RES en 2018 del 34,4%, la totalidad de la electricidad consumida ya procedía de renovables en días de generación pico, se puede suponer que para mediados de la década de 2020, grandes partes de la UE contarán con un sistema eléctrico dominado por electricidad renovable intermitente, el cual estará caracterizado por un perfil de suministro de RES que cubrirá más del 100% de sus necesidades un número de días cada vez mayor; esto también es aplicable a España. Esta es una cuestión que cualquier sistema energético en proceso de descarbonización afrontará en el futuro.

Por su condición de adelantada, la UE encarará este reto antes que otras grandes economías. Del mismo modo que soportó los costes de ser el primero en escalar las RES en su sistema eléctrico y, por tanto, de ser pionero en la industrialización de la fotovoltaica y eólica, lo que se ha traducido en los últimos años en enormes reducciones de costes, deberá asumir también el coste de desarrollar un mercado de almacenamiento y de balance de un sistema eléctrico dominado por renovables intermitentes.

Con cálculos excesivamente simplificados, y basados en el hecho de que Alemania consigue un suministro completo con renovables algunos días partiendo de una cuota media de las RES del 35%, y extrapolando esto a un mercado eléctrico de la UE que tendrá de media un 42,7% de renovables para 2025, podemos presuponer que algunas o la mayoría de las regiones de la UE lograrán niveles de producción eléctrica procedente de RES de, al menos, el 110% de la demanda en 2025, y del 120% de la demanda en 2030. Esta es una sobre-simplificación del reto a afrontar a efectos meramente ilustrativos. Las cifras en España serán, por lógica, superiores, y ello estará intensificado por el hecho de que España cuenta con una capacidad de interconexión muy limitada con Francia y por tanto no se beneficia de la flexibilidad del sistema y del mercado de la que gozan otros países vecinos con mercados mejor conectados.

Como se ha mencionado, cada Estado Miembro está obligado a establecer un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), cuyo borrador debe publicarse, y ha sido presentado a la Comisión⁴⁰. Tras la revisión del borrador y la formulación de

⁴⁰ https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/governance-energy-union/national-energy-climateplans

posibles recomendaciones por la Comisión, los Estados Miembros adoptan un PNIEC definitivo. La primera evaluación de los borradores de planes por la Comisión indica que el objetivo del 32% de RES será prácticamente cumplido con los compromisos nacionales, aunque se requieren pequeños compromisos adicionales. Los PNIEC son a continuación revisados y actualizados de manera regular. El siguiente gráfico ofrece una panorámica de todo este proceso:



Comisión Bianual de Valoración y recomendaciones Medidas para reducir desvío de los objetivos 2030 Cooperación regional

Informe de progreso

La intermitencia resultante de ese modelo exige utilizar electricidad procedente de fuentes no renovables en momentos de producción valle en los que la electricidad de las RES es insuficiente para satisfacer la demanda, y de almacenamiento durante los picos de producción cuando la producción de electricidad de las RES supera la demanda. Actualmente, la interconexión de los mercados de la UE permite que los excedentes de generación eléctrica de los distintos países se exporten a otros países o regiones, afectando al orden de mérito. Sin embargo, como se ha dicho antes, debido a la reducida interconectividad de la Península Ibérica con el resto de Europa, esa posibilidad es significativamente menor para España y Portugal.

Para mediados de la década de 2020, incluso los países bien conectados verán limitada esa capacidad hasta cierto punto, ya que los países de las mismas regiones de Europa probablemente presentarán perfiles de producción renovable generalmente paralelos durante cualquier periodo determinado. Los niveles de electricidad de RES propuestos en el PNIEC de Portugal y España son del 80% y el 74% respectivamente.

En teoría, España debería poder exportar el excedente de energías renovables a Francia en periodos pico, lo que supondría un notable desplazamiento de la energía nuclear en el orden de mérito de ese país. Pero, dados los niveles de interconexión (que tienen que aumentar)⁴¹, las posibilidades de que eso suceda son limitadas.

En cuanto a los "valles", cuando la electricidad procedente de las RES es escasa, la nueva legislación sobre el diseño del mercado de la electricidad adoptada dentro del "Paquete de energía limpia" sienta las bases de un mercado competitivo y eficiente, al permitir que distintas fuentes y formas de generación cada vez más limpias compitan para prestar ese servicio.

Sin embargo, en cuanto a los "picos" que probablemente surjan sistemáticamente hacia la mitad de la década de 2020, a día de hoy no existe un marco efectivo.

Hay cinco formas posibles de gestionar los picos de electricidad de las RES: gestión de la demanda (recompensando a consumidores domésticos/empresas para que aumenten el consumo en horas de producción punta con precios muy bajos, e incluso negativos, de la electricidad), almacenamiento en baterías, interrupciones (desconectando capacidad de RES excedentaria), almacenamiento de energía por bombeo y almacenamiento de electricidad mediante vectores energéticos, el más importante de los cuales es el hidrógeno.

Obviamente, la gestión de la demanda es el medio más económico y ventajoso para gestionar los picos, pero algunos estudios indican que la capacidad potencial existente en este sentido es limitada⁴². La acumulación con baterías es una solución potencialmente eficaz a corto plazo, pero no aborda los desequilibrios estacionales.

La conclusión evidente de lo anterior es que, desde mediados hasta finales de la década de 2020, la UE necesitará disponer de un mercado de almacenamiento de la energía operativo y eficaz.

En términos de almacenamiento químico, como se ha dicho antes, el hidrógeno es actualmente la opción principal. En relación con la gestión de picos de electricidad, estaríamos hablando del *power to gas*, que separa los átomos de agua en hidrógeno y oxígeno mediante electrólisis. Aunque esta forma de producción de hidrógeno aún es relativamente cara (en comparación con la producción a partir del gas natural combinado con captura, almacenamiento o uso de carbono, como se explica más abajo), se prevé que se convierta probablemente en uno de los medios más eficiente en costes de almacenar electricidad y, sin duda, de gestionar los desequilibrios estacionales, y se prevé que sea cada vez más competitivo. Además, el hidrógeno que se produzca en los próximos años ya cuenta con un mercado claro en relación

⁴¹ Con una capacidad de interconexión de 6.000 MW, España, y por tanto la Península Ibérica, sigue siendo básicamente una isla energética que apenas puede participar en el mercado europeo de la electricidad. Eso supone un nivel de capacidad de interconexión de solo un 6%, muy inferior al objetivo de interconexión del 15% previsto en el nuevo Reglamento de Gobernanza de la Unión Energética. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-18-4622_en.pdf

⁴² El potencial de promedio de respuesta a la demanda es de en torno al 15% de la demanda máxima, según diversos estudios. https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2017/11/rap_sedc_rosenow_thies_fsr_slides_2017_oct.pdf

con el cambio climático y desde el punto de vista económico: hoy, la industria de la UE ya utiliza más de 20 bcm/a de "hidrógeno gris", producido a partir del gas natural sin secuestro.

El hidrógeno tendrá que convertirse en un elemento central del mercado energético descarbonizado de la UE de aquí a 2050. Como se explica más adelante, actualmente no se dan unas condiciones de mercado que permitan incentivar la inversión empresarial en centrales de hidrógeno, y lo mismo puede decirse sobre plantas de electrólisis que puedan absorber los picos de energía renovable. No obstante, es probable que vayan apareciendo señales del mercado en esa dirección conforme avance la próxima década.

Eso da pie a una serie de conclusiones y retos relacionados con las políticas a aplicar. En primer lugar, es evidente que el hidrógeno deberá ser una parte indirecta importante del sistema eléctrico de la UE hacia finales de la próxima década. En segundo lugar, debería ser motivo de preocupación que de aquí a mediados de la nueva década los costes del sistema de electricidad aumentarán si no hay un mercado de almacenamiento competitivo y eficaz en funcionamiento y si no existe capacidad de electrólisis adecuada y efectiva en costes.⁴³.

IV. El papel del gas descarbonizado en la futura economía energética de la UE

A finales de 2018, la Comisión Europea publicó "La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra" para 2050⁴⁴. Este documento no presentaba ninguna propuesta de política específica, pero sí analizaba las opciones y las consecuencias del compromiso de la UE con los objetivos del Acuerdo de París, es decir, reducir el nivel de calentamiento global por debajo de 2° C y proseguir con los esfuerzos para reducirlo hasta 1,5° C.

En lo referente al papel del gas en el *mix* energético a largo plazo de la UE, puede marcar un punto de inflexión en el análisis de la Comisión sobre la relevancia que el

⁴³ Considerando varias hipótesis, Navigant calculó que el coste de la conversión de electricidad en metano podría ser de 74 €/MWh en 2050. (Navigant 2019). Las hipótesis asumían la eliminación de CO₂ en la transformación de biogás en biometano, 12 €/MWh de costes de inversión por unidad de metanización, 8 €/MWh de costes de operación y mantenimiento por unidad de metanización y 54 €/MWh de insumo de hidrógeno, incluido el coste de almacenamiento del hidrógeno in situ.

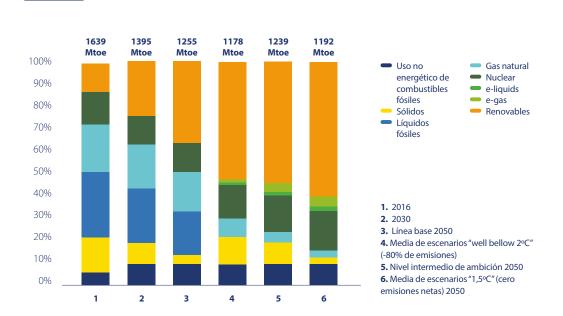
⁴⁴ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en

green and low-carbon gas habrá de tener en la energía, y sobre la importancia de la captura y almacenamiento de carbono (CCS) y de la captura y uso de carbono (CCU). Al mismo tiempo, un creciente número de estudios independientes concluyen que una estrategia energética a largo plazo que contemple un mercado prácticamente descarbonizado, compatible con los compromisos del Acuerdo de París asumidos por la UE, admite dos aproximaciones básicas: (i) la electrificación total o casi total; o (ii) un modelo mixto de electrificación / gas limpio. Merece la pena desarrollar este punto.

El modelo de electrificación total

En primer lugar, la UE puede adoptar una estrategia de muy alta electrificación que utilice electricidad de origen renovable y nuclear como la base de su energía. En el gráfico siguiente, basado en los escenarios de la UE para 2050, se identifican las posibilidades de un mercado de la electricidad descarbonizado bajo distintos supuestos de objetivo de cambio climático.

Consumo bruto



Este enfoque tiene dos problemas.

El primero, que los escenarios que promueven esa perspectiva tienden a basarse en hipótesis bastante optimistas sobre el potencial nuclear de la UE. Puede verse que este modelo asume un aumento considerable de la cuota de la energía nuclear en el *mix* energético respecto a los porcentajes actuales. El gráfico no ilustra el hecho de que un modelo "de alta electrificación" también exige un aumento significativo de la cuota de electricidad en el *mix* energético general de la UE, con un factor de aumento de al menos el 150% en comparación con la situación actual.

Dada la decisión de Francia de reducir la cuota de la energía nuclear en su *mix* (en su PNIEC, prevé que en 2030 un 40% de su electricidad provendrá de RES frente al 16,7% actual), la decisión por parte de un número creciente de Estados miembros de sacar las nucleares del mercado rápidamente o cuando la generación de sus reactores existentes llegue al final de su vida económica, y la dificultad para el Reino Unido y Finlandia de construir nueva capacidad en plazo y a un coste razonable, lo anterior parece improbable. España tiene previsto cerrar su parque nuclear en 2035⁴⁵. En esas condiciones, cualquier suposición de que la energía nuclear vaya a contribuir más que hoy al *mix* energético de la UE seguramente podría tildarse de "heroica".

El segundo problema es el coste. Un número de estudios cada vez mayor coincide básicamente en que un enfoque de electrificación muy alta probablemente sea un modelo de alto coste. Y ello es así porque un sistema altamente electrificado, que excluya en general el uso de *green and low-carbon gas*, (i) genera unos costes de infraestructura mucho más altos que un modelo híbrido de electrificación / gas limpio (utilizar infraestructuras existentes modificadas para transportar estos gases es más barato que construir infraestructuras eléctricas adicionales, incluso suponiendo que en la construcción de las líneas pudieran eliminarse condicionantes de las autorizaciones), (ii) algunas aplicaciones, como el transporte pesado por carretera, el transporte marítimo, y la industria de muy alto consumo energético, tendrán mayores costes al emplear electricidad en lugar de *green and low-carbon gas*, y el nivel de RES intermitentes sin una producción significativa (e improbable) de energía nuclear daría lugar a unos costes más altos de la electricidad.

Las cifras varían: el estudio de Navigant de 2019⁴⁶ sitúa el ahorro procedente de un modelo híbrido de electrificación alta y gas limpio para la UE en 217.000 millones de €/año, *Frontier Economics* 2017⁴⁷ lo calcula en 12.000 millones de €/año para Alemania, el *Dena Study Integrated Energy Transition* 2017⁴⁸ lo eleva a 540.000 millones de €/año y el *Scenario Study with PRIMES de Eurogas* 2018⁴⁹ habla de 335.000 millones de €/año.

El modelo de alta electrificación / gas limpio

Así, parece claro que será el segundo de los dos posibles planteamientos hacia un sistema de energía muy descarbonizado, el que implica un nivel alto de electricidad y una importante contribución de *green and low-carbon gas*, el que acabará por prevalecer. Como ya se ha dicho, la importancia de identificar y adoptar un enfoque de descarbonización eficiente en costes y que genere puestos de trabajo debería ser uno de los objetivos fundamentales de la UE.

⁴⁵ https://www.reuters.com/article/us-spain-energy-nuclearpower/power-firms-agree-on-route-to-close-spains-oldest-nuclear-plant-idUSKCN1R325G

⁴⁶ https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf

⁴⁷ https://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf

⁴⁸ https://www.dena.de/en/topics-projects/projects/energy-systems/dena-study-integrated-energy-transition/

 $^{^{49}\} https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/05/Eurogas_infographic_20180502b.pdf$

Por lo tanto, resulta evidente que estos gases tendrán un papel muy relevante que jugar en el futuro en la política energética de la UE. Según distintos estudios, una perspectiva eficiente en costes para una estrategia energética de la UE a medio plazo los incluirá en cantidades cercanas a los 270 bcm/año (estudio de Navigant)⁵⁰. También requerirá un considerable despliegue de captura y almacenamiento de carbono (CCS), combinado con captura y uso de carbono (CCU), en la medida en que vaya haciéndose más competitivo⁵¹.

Este es un giro relativamente reciente en la manera predominante de ver la energía en la UE. Sus consecuencias son significativas en relación al enfoque que la UE deberá adoptar respecto al uso del gas natural como combustible de transición, así como del enfoque que adopte sobre la regulación del gas durante la próxima Comisión.

Llevar a cabo ese cambio exigirá tremendas inversiones en capacidad de electrólisis (véase más arriba), CCS y CCU, así como la modificación de redes de transmisión y distribución de gas⁵².

Gas "limpio y verde"

Al hablar del papel que el gas desempeñará en el sistema energético de la UE en el futuro, es importante, antes de nada, acordar una terminología común relativa a los diversos gases y entender las mejores estimaciones de costes futuros:

- El biometano es, simplemente, un biogás "mejorado". Puede producirse a partir de residuos agrícolas (como paja y estiércol) y cultivos (por biogás) o de biomasa leñosa. Aunque su producción deberá sujetarse a criterios estrictos de sostenibilidad, existe un potencial considerable de aumento de la producción dentro de la UE y, posiblemente, de importaciones. De acuerdo con el estudio de Navigant 2019, la producción puede aumentar desde los 2 bcm/año aproximados actuales hasta 95 bcm en 2050, con potencial de 13 bcm adicionales en importaciones procedentes de Ucrania y Bielorrusia.
- El hidrógeno gris ya se produce en la UE. Se trata de hidrógeno obtenido principalmente separando gas natural en hidrógeno y CO₂ y liberando CO₂ a la atmósfera. Es uno de los contribuidores significativos a las emisiones de CO₂ en la UE. Actualmente, en la UE se producen en torno a 25 bcm/a de hidrógeno gris, la mayor parte en el Norte de Europa. Se utiliza en procesos industriales y, habitualmente, se produce *in situ*. Obviamente, este es el primer elemento de una política de gas limpio, captura y secuestro de CO₃.

⁵⁰ En el estudio de Navigant, el escenario de "gas optimizado" asigna 1,170 TWh de metano renovable y 1.710 TWh de hidrógeno a los sectores de la construcción, industrial, del transporte y de la electricidad. Esto equivale a unos 270.000 millones de metros cúbicos de gas natural (contenido energético).

⁵¹ Según Navigant 2019 (página 216), la UE posee un enorme potencial de almacenamiento geológico de CO₂ de en torno a 134 GtCO₂ (incluida Noruega), del que solo alrededor de un 15% se habría utilizado en 2050 si se realizara todo el potencial técnico de CCS.

⁵² Por ejemplo, el coste total estimado para conseguir que las redes de distribución holandesas sean utilizables para hidrógeno es de 700 millones de €, con la consecuencia de un aumento del coste de red por hogar del 10%-50%. Fuente: (En holandés) Kiwa (2018). *Toekomstbestendige gasdistributienetten*, citado en Navigant 2018 (página 79).

- El hidrógeno verde se produce mediante electrólisis, utilizando electricidad para separar agua en oxígeno e hidrógeno. Puede producirse utilizando excedentes de energía eólica y fotovoltaica que de otro modo deberían reducirse, o con centrales de RES específicas. Según el estudio Navigant 2019, es posible esperar que en 2050 tengamos 19 bcm/año de hidrógeno verde procedente de los cortes de evacuación de electricidad, con una media aproximada de 29 €/MWh, y unos 190 bcm/año de RES dedicadas, con una media de 52 €/MWh.
- El hidrógeno bajo en carbono se produce separando gas natural en hidrógeno y CO₂ del mismo modo que el hidrógeno verde, y después secuestrando CO₂. Aunque la producción de hidrógeno azul no es cero en carbono, ya que actualmente no puede capturarse en torno al 5% del CO₂ emitido en el proceso, esta circunstancia puede compensarse con la materialización de emisiones negativas en otros casos.

Coste previsto del green and low-carbon gas

El estudio de Navigant considera que el coste del gas verde basado en electricidad renovable dedicada bajará potencialmente hasta 52/MWh; de modo similar, se calcula que el gas bajo en carbono puede bajar del rango de los 70-90 €/MWh actuales hasta un rango de 47-57 €/MWh en 2050.

La notable discrepancia entre algunas de esas estimaciones se ha reflejado en un estudio reciente de Stern sobre el gas natural en el mercado de energía descarbonizado.⁵³. Según este estudio, la banda baja de las estimaciones de la conversión de electricidad en hidrógeno (power to hydrogen) y electricidad en metano (power to methane) oscila entre 40 y 80 €/ MWh, mientras que la alta va de 150 a 260 €/MWh.

El estudio de Navigant 2019 estima unos costes de producción de gas verde en 2050 de 52 €/MWh si se utiliza electricidad dedicada (30 €/MWh, con una variación de hasta 70 €/MWh, si se produce mediante electricidad procedente de cortes de evacuación). En el mismo estudio, los costes de producir hidrógeno azul se calculan en 50 €/MWh en 2050.⁵⁴

El uso de gas limpio en el futuro sistema energético de la UE

Hay cuatro áreas en las que podemos esperar que el hidrógeno desempeñe un papel importante:

⁵³ https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/02/Narratives-for-Natural-Gas-in-a-Decarbonisinf-European-Energy-Market-NG141.pdf

⁵⁴ Navigant 2019, página 34.

- Industria, especialmente la intensiva en energía, como la química⁵⁵ y el cemento, que actualmente utiliza sobre todo carbón y parcialmente gas. Los ahorros de costes que podrían conseguirse en esos sectores utilizando hidrógeno (por oposición a opciones totalmente electrificadas) serían ingentes. Por ejemplo, en la producción de amoníaco, los costes de inversión estimados de la adaptación a una producción baja en carbono utilizando hidrógeno (27 a 68 €/t NH₃) son solo una fracción de los necesarios para la electrificación (863 €/t NH₃)⁵⁶. En la mayoría de esas industrias, la electrificación no se contempla actualmente como una opción competitiva.
- Transporte. En Japón, el uso del hidrógeno en vehículos pequeños se considera una opción viable, y están dedicándose enormes inversiones en esa dirección con vistas a los Juegos Olímpicos de 2020. Esto podría hacer bajar el coste de los vehículos de pilas de combustible del mismo modo que la industrialización de la energía eólica y fotovoltaica después de 2009 catalizó las tremendas reducciones de costes observadas en esas tecnologías. En la UE, sin embargo, prevalece la opinión de que serán los vehículos eléctricos los que predominarán en este ámbito. Al final, el coste tendrá la última palabra. Aun así, cada vez hay más consenso sobre el hecho de que el hidrógeno será un componente esencial del mix energético en el transporte de mercancías pesadas y, hasta cierto punto, en el transporte marítimo. Por ejemplo, Navigant calcula que en 2050 la demanda de electricidad de los camiones será de 128 TWh, y la de hidrógeno de 189 TWh; en cuanto a los automóviles, la demanda será de 483 TWh, y de hidrógeno, 42 TWh⁵⁷.
- Calefacción: Obviamente, el gas es un combustible fósil relativamente bajo en carbono que ya representa una cuota significativa del sistema de calefacción de edificios de la UE. Una caldera de condensación eficiente tiene una eficiencia térmica de en torno al 90% o superior en comparación con una caldera de combustible líquido sin condensación, por lo que produce mucho menos CO₂⁵⁸. Actualmente, los edificios son responsables de un 40% del uso de energía y de un 36% de las emisiones de CO₂ en la UE, lo que los convierte en un sector crucial que en 2050 deberá estar completa o altamente descarbonizado. La primera opción, y desde luego la más rentable, es la eficiencia energética, y la nueva Directiva de la Comisión relativa a la Eficiencia Energética de los Edificios, que forma parte del Paquete de Energía Limpia, realizará una contribución importante en ese sentido.

⁵⁵ El sector químico es el mayor consumidor de energía industrial y el tercer mayor emisor de gases de efecto invernadero de Europa. En 2015, las emisiones de CO₂ del sector químico, incluido el farmacéutico, fueron de 126 Mt, en comparación con 325 Mt en 1990. Una gran cuota de las emisiones puede atribuirse a materias primas fósiles, como el gas natural (por ejemplo, para amoníaco) o el petróleo crudo (por ejemplo, gasóleo o gasolina). (Navigant 2019, página 187).

⁵⁶ Navigant 2019, página 188.

⁵⁷ Navigant 2019, página 213.

⁵⁸ Medida comparativa comúnmente aceptada. Véase, por ejemplo: https://www.energy.gov.au/sites/default/files/hvac-factsheet-boiler-efficiency.pdf

Sin embargo, a medida que avanzamos hacia la descarbonización total de este sector, aumenta la evidencia del importante papel que desempeñarán a largo plazo el gas natural y el hidrógeno. Como se observa más abajo, para conseguir los objetivos energéticos de la UE, el sistema de gas deberá ir descarbonizándose gradualmente hasta llegar a una situación de cero carbono. En ese contexto, y acorde con un sistema energético basado en el sector coupling, el gas limpio probablemente tendrá una función a largo plazo en el sector de la edificación, bien mediante la instalación de calderas adaptadas al mismo, bien como parte de un sistema híbrido, donde las bombas de calor cubrirán casi todas las necesidades de calefacción y se utilizará gas cada vez más descarbonizado para cubrir picos de demanda energética; por ejemplo, en periodos de frío particularmente intenso.

• Electricidad: Dado el carácter interrumpible de la energía eólica y fotovoltaica, en un modelo económicamente racional siempre habrá periodos en los que la capacidad instalada de RES no podrá satisfacer la demanda. Lógicamente, para poder satisfacer siempre la demanda, la electricidad de RES tendría que superar la demanda 364,9 días al año. Aunque la acumulación con baterías será una solución probablemente eficaz para las fluctuaciones diarias, no podrá gestionar de un modo económico las fluctuaciones de demanda estacionales. En último término, será el coste lo que determine la solución más eficaz entre las diversas opciones que vayan apareciendo, pero, por el momento, el hidrógeno parece que será un contribuidor importante en este sentido.

Captura y almacenamiento de carbono

La demanda actual de gas de la industria y el sector energético podría descarbonizarse considerablemente mediante un uso significativo de CCS, dado el elevado potencial de almacenamiento de en torno a 134 GtCO $_2$ (incluida Noruega). Según Navigant, en la UE existe potencial de almacenamiento de 104 GT de CO $_2$, que se reduce a 77 GT por las barreras normativas vigentes. La capacidad restante, sin embargo, es suficiente para almacenar 57 años de emisiones de CO $_2$ procedentes de la industria y la producción de electricidad generada con gas. Esa cifra limitada de 57 años también justifica la necesidad de contemplar una transición verde y baja en carbono en las próximas décadas.

En realidad, en el futuro próximo será complicado obtener aprobación reglamentaria para el almacenamiento terrestre de CO₂. Pero incluso asumiendo que el almacenamiento sólo pueda ser mar adentro, la capacidad seguirá siendo significativa. El estudio *EU GeoCapacity* de 2006-2009 calculó que dos tercios de la capacidad de almacenamiento de CO₂ de Europa (incluida Noruega) es marina.

⁵⁹ Navigant 2017, página 115.

En términos de la velocidad con la que podría escalarse ese hidrógeno, el estudio Navigant señala que: "Gracias a la infraestructura de gas existente en Europa y a la existencia de plantas de transformación del gas en hidrógeno para producir hidrógeno de uso industrial y que podrían reequiparse con CCS para producir hidrógeno bajo en carbono], puede conseguirse una producción voluminosa de hidrógeno azul en un plazo de tiempo relativamente corto en plantas ya existentes. Dado que el almacenamiento de CO₂ no es un factor restrictivo hasta... podrían producirse 18 bcm de hidrógeno bajo en carbono anuales durante los próximos 10 años si las plantas de producción existentes se reequiparan con CCS".

En cuanto al coste, el estudio de Navigant señala que el transporte y almacenamiento de CO_2 añade otros $5\text{-}28 \in /tCO_2$ a ese coste, en función del terreno de transporte (por ejemplo, terrestre/marino) y del tipo y el tamaño del almacenamiento (por ejemplo, yacimientos agotados de hidrocarburos o acuíferos).⁶⁰

En Europa hay actualmente dos proyectos en funcionamiento de captura de carbono basados en el gas natural, ambos en yacimientos de gas de Noruega (Sleipner y Snohvit), con inyección de ${\rm CO_2}$ directamente a depósitos marinos, aunque existen otros proyectos en fase de estudio de viabilidad o en fase de pruebas en Bélgica, Francia, Países Bajos, Suecia, República de Irlanda y Reino Unido 61 .

Además, cada vez hay más estudios sobre la captura y el uso de carbono⁶², y Gazprom está invirtiendo particularmente en esta tecnología⁶³.

El uso de las redes de gas para el transporte de gas limpio

A largo plazo, la descarbonización dará lugar a cambios significativos en la utilización y explotación económica de las redes de gas existentes. En la actualidad, esas redes se dedican a transportar gas natural con el pago de una tarifa, pero la descarbonización coloca a estas empresas ante una "amenaza potencial para su supervivencia" 64. La descarbonización del gas puede conseguirse mediante diversos productos, que van del biogás al hidrógeno. Las redes tendrán que ser capaces de utilizar uno de ellos o una combinación de ambos, lo que hará necesario introducir ajustes que podrán ser solo marginales o una sustitución completa 65.

La transición total al hidrógeno requerirá cambios técnicos y estructurales (sustitución o enfundado de tuberías) en las redes. Actualmente, el transporte de hidrógeno por tubería es reducido, y el uso se limita básicamente a las industrias

⁶⁰ Navigant 2017, página 116.

⁶¹ Stern 2019, página 9.

⁶² http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.418.6754&rep=rep1&type=pdf

⁶³ https://www.iass-potsdam.de/en/news/zero-emission-hydrogen-production-natural-gas-german-gas-industry-awards-prize-researchers

⁶⁴ Stern 2019, página 15.

⁶⁵ Íbid.

petroquímica y de refino. No hay experiencia de conversión a hidrógeno de clientes domésticos/comerciales a gran escala⁶⁶. Si las redes de gas no pudieran utilizarse para el transporte de combustibles descarbonizados a largo plazo, podrían perderse activos por valor de varios miles de millones de euros, lo que exigirá que se tomen decisiones de política energética importantes. Esa situación es especialmente relevante para España, cuya red de gas es relativamente nueva y no está amortizada.

Sin embargo, existen evidencias (véase, por ejemplo, *Frontier Economics*)⁶⁷ de que: (a) las redes de distribución podrían reacondicionarse para el uso de hidrógeno a largo plazo, a un coste aceptable, y (b) una proporción de hidrógeno podría incorporarse a la actual red de gas a medio plazo, también a un coste aceptable. La posibilidad de adaptar las redes de transmisión de gas existentes a hidrógeno ha sido cuestionada por algunos, por lo que urge abrir un debate detallado sobre el futuro de esas redes⁶⁸

Fugas de metano

Uno de los temas que preocupan en cuanto al uso de gas limpio en el futuro son las fugas de metano. Si en el proceso de producción se pierde gas natural no quemado ("emisiones fugitivas de metano"), el efecto puede ser importante en términos de cambio climático. En general, se acepta que una fuga del 5% del gas producido y transportado supone que el gas pierde su ventaja de CO_2 en comparación con el carbón. Según Equinor, "tiene una permanencia más corta que el CO_2 en la atmósfera pero un efecto en el calentamiento global de unas 25 veces peor que el CO_2 en un horizonte a 100 años, y de 86 veces peor en un horizonte a 20 años" 69.

Esta es una cuestión importante que merece atención. Estudios independientes de Equinor sitúan sus emisiones fugitivas por debajo del 0,3%. Además, según un informe elaborado por GIE/Marcogaz para el Foro de Madrid del 5-6 de junio de 2019 sobre el modo en que la industria puede contribuir a la reducción de emisiones de metano ("Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions")⁷⁰, los niveles de emisión de metano medidos en un gran número de productores de gas citados están por debajo del 5%, y todos los sectores de la industria están tomando medidas de reducción de emisiones. No obstante, hay considerable desacuerdo en cuanto a los niveles de emisiones fugitivas, y en el Artículo 16 del Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía, la UE se compromete a examinar detalladamente esta cuestión: "Habida cuenta del elevado potencial de calentamiento global y del tiempo relativamente corto de permanencia del metano en la atmósfera, la Comisión analizará las consecuencias en la aplicación de

⁶⁶ Íbid, página 16. Bélgica tiene la red de hidrógeno más larga de Europa, con 613 km. https://hydrogeneurope.eu/hydrogentransport-distribution#PIPELINES

⁶⁷ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/699678/Final_BEIS_low_carbon_gas_070318_clean-STC.pdf

⁶⁸ Stern 2019.

 $^{^{\}rm 69}$ https://www.equinor.com/en/how-and-why/climate-change/methane.html

 $^{^{70}\} https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/gie-marcogaz_-_report_-_reduction_of_methane_emissions.pdf$

las políticas y medidas a fin de reducir el impacto a corto y medio plazo de las emisiones de metano en las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión. Teniendo en cuenta de forma apropiada los objetivos de la economía circular, la Comisión estudiará las opciones para abordar rápidamente las emisiones de metano y presentará un plan estratégico de la Unión para el metano como parte integrante de la estrategia a largo plazo de la Unión".

La iniciativa es bien acogida, y la Comisión ha anunciado recientemente una licitación para un estudio que proporcione datos en los que sustentar posibles medidas futuras⁷¹. Es importante que el enfoque que adopte la UE en este tema esté apoyado en datos sólidos. Hay opciones alternativas para abordar las fugas de metano, muchas de las cuales son eficientes en costes desde el punto de vista de los productores de gas. En términos de políticas, dichas opciones incluyen la diplomacia (para inducir la toma de medidas por parte de países con altos niveles de emisiones fugitivas), los impuestos o modelos similares a los aplicados por la UE a los biocombustibles.

Pero lo principal a efectos de la presente discusión es que, suponiendo un abordaje adecuado del mismo, el problema de las emisiones fugitivas de metano probablemente no modifique la conclusión de que el gas limpio deberá ser un elemento importante del mercado de la energía descarbonizada de la UE de medio a largo plazo, igual que el gas natural de corto a medio plazo.

V. Sector coupling

El sistema energético descarbonizado de la UE en 2050 tendrá un aspecto totalmente distinto al de hoy. El mercado eléctrico actual es muy diferente del que imaginábamos cuando la UE empezó a avanzar hacia la liberalización de sus mercados, ya que el recorrido hacia la electricidad de fuentes de origen renovable ha supuesto la aparición de mercados de RES y una competencia transfronteriza que aún no es óptima (los planes nacionales de apoyo a las RES solo se aplican actualmente a la producción interna).

Los futuros mercados de la electricidad se caracterizarán especialmente por la existencia de numerosas fuentes de energía limpia y vectores energéticos que competirán por la demanda, al igual que sucederá en el transporte y los edificios. El enfoque básico de la organización del mercado eléctrico probablemente

⁷¹ https://etendering.ted.europa.eu/cft/cft-display.html?cftld=4380

permanecerá inalterado⁷², pero aumentarán las fuentes en competencia, que incluirán la energía eólica, fotovoltaica, geotérmica, del oleaje y mareomotriz, los biocombustibles, el biogás, el hidrógeno, la energía nuclear y, para uso en calefacción, las bombas de calor y el *green and low-carbon gas*.

El objetivo importante a largo plazo es que todas esas fuentes y vectores puedan competir en un marco sin distorsiones, en lugar de un enfoque basado en un híbrido de competencia, subvenciones, distintos niveles de tributación, etc. Esencialmente, el sector coupling no requiere mucho más que la aplicación de un sistema de comercio de derechos de emisión predecible, no distorsionado, dotado de claridad en cuanto a su dirección a largo plazo, y la eliminación de objetivos, subvenciones e impuestos distorsionadores.

Por lo tanto, en el fondo, el *sector coupling* es un reconocimiento de la necesidad de que la futura industria energética de la UE aproveche todas esas fuentes de energía positivas para el clima y les permita competir libremente, impulsando los costes a la baja y brindando a la industria y los ciudadanos la posibilidad de elegir, y estimulando la innovación.

Esto exige una visión a más largo plazo sobre el diseño del sistema energético de la UE, lo que incluye: (i) una política de impuestos y subvenciones que evolucione para garantizar que todas las fuentes y vectores de energía compitan equitativamente en pro del objetivo de descarbonización (y, por consiguiente, un precio de los ETS no distorsionado), (ii) unas reglas regulatorias detalladas que faciliten esa competencia, y (iii) el desarrollo adicional de redes y sistemas inteligentes que le permitan operar sin contratiempos.

La Comisión ha reconocido esa necesidad y ya ha abierto el debate sobre el sector coupling. Conseguir ese objetivo es esencial para abordar satisfactoriamente el reto de la adopción de una política energética que sea eficiente en costes, centrada en el ciudadano, y fundamental para garantizar que el green and low-carbon gas sea tratado con una perspectiva correcta en el futuro mercado energético de la UE.

La Comisión Europea reconoce cada vez más las oportunidades potenciales de vincular los sectores del gas y la electricidad, y ha lanzado un estudio sobre sector coupling.

⁷² No obstante, podría aducirse que un mercado dominado por fuentes de muy bajos costes operativos exige un replanteamiento fundamental.

VI. Implicaciones de las políticas y recomendaciones para avanzar

La conclusión general y más importante del análisis anterior es que el biogás, el hidrógeno producido mediante electrólisis y el hidrógeno bajo en carbono producido a partir del gas natural tendrán que ser una parte importante del sistema energético de la UE en el futuro próximo.

Debe instaurarse un entorno regulatorio que estimule las enormes inversiones necesarias para desarrollar el sistema de *green and low-carbon gas* de la UE a partir de ahora, así como la capacidad de CCS y CCU requerida.

También deberá garantizarse el desarrollo eficiente en costes de las industrias de biogás e hidrógeno. Como se ha comentado, los precios de la electricidad de la UE se han incrementado en cerca de un 30% para los hogares (33% en la zona del euro) y de un 20% para la industria desde el inicio real de su política de descarbonización, y ya se han convertido en un obstáculo competitivo para la industria de la UE. Aunque nuevos aumentos de los costes son ineludibles⁷³, si la UE no consigue limitarlos y reducir sus efectos en la competitividad de la industria de la UE, las consecuencias serán negativas para nuestra economía y, potencialmente, para el respaldo público a la fase posterior a 2030 (la más complicada) de la descarbonización.

Actualmente, el coste de producir hidrógeno mediante electrólisis es muy elevado (explicado anteriormente). También es alto el coste de CCS y CCU⁷⁴. Igual que ha ocurrido con la energía eólica y fotovoltaica, hay fuertes expectativas de que esos costes disminuyan muy significativamente con la industrialización y las economías de escala. Sin embargo, los plazos para la construcción de las instalaciones necesarias (especialmente de CCS) y los costes asociados son mucho más altos que los de iniciativas eólicas y fotovoltaicas individuales. Dada la escala de la inversión requerida en este caso, es urgente y crucial contar con un marco regulatorio estable y predecible que estimule esas inversiones.

⁷³ Véase, por ejemplo, la previsión de crecimiento de los precios mayoristas de la electricidad en 2030 en https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/epc_report_final.pdf.

⁷⁴ El documento sobre la visión de la Comisión Europea para 2050 señala que "Considerando los plazos de las tecnologías de combustibles fósiles (por ejemplo, una central que se construye hoy probablemente seguirá estando operativa en 2050), la capacidad de desplegar tecnologías de eliminación del carbono contribuye a la credibilidad de la estrategia a largo plazo de la UE. La CAC aún no ha alcanzado la fase de comercialización, obstaculizada por la falta de demostración de la tecnología y la viabilidad económica, las barreras normativas de algunos Estados miembros y la escasa aceptación pública".

Ya en los últimos años de la década de 2020, la UE necesitará cada vez más capacidad de electrólisis para gestionar picos de RES, y si empezamos a descarbonizar la industria, los edificios y el transporte pesado por carretera y parte del transporte marítimo en la década de 2030, harán falta cantidades crecientes de hidrógeno verde y bajo en carbono ya dentro de poco más de 10 años.

Por lo tanto, la próxima Comisión tendrá que poner en marcha una estrategia de inversión a largo plazo, robusta y eficiente en costes, para estimular la investigación, la inversión y la aceptación pública de la necesidad de *green and low-carbon gas* y la CCS que lo acompañe. Ese marco se centrará sobre todo en el periodo posterior a 2030, que es cuando el mercado futuro del gas deberá empezar a acelerarse significativamente, pero también tendrá que aportar los incentivos necesarios antes de ese periodo.

El diseño completo de un sistema de ese tipo queda fuera del alcance de este artículo. No obstante, se plantean las siguientes consideraciones preliminares para el debate:

• En cuanto al periodo posterior a 2030, el mercado de la electricidad de la UE ya estará dominado por las renovables, especialmente la energía eólica marítima en el Norte y la fotovoltaica en el Sur. Tendrá que haberse construido la infraestructura básica, que deberá contar con apoyo⁷⁵ para garantizar el desarrollo a gran escala, eficiente en costes y a largo plazo de la energía eólica en el Mar del Norte y el Mar Báltico. Los costes de la energía eólica y fotovoltaica habrán descendido aun más, y es improbable que sean necesarios nuevos objetivos de RES específicos.

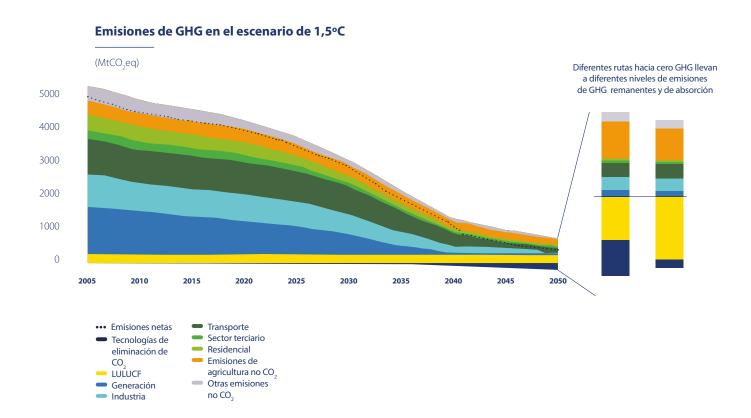
Será necesario un nuevo enfoque posterior a 2030 a fin de garantizar la eficiencia en costes de la siguiente fase de descarbonización del sistema energético. La clave para eso es, de hecho, el *sector coupling*: permitir que todas las fuentes y vectores de energía (incluidas la eficiencia energética y la respuesta por parte de la demanda) compitan entre sí sin distorsión y con eficiencia, ayudadas por el progreso tecnológico (especialmente en Tecnologías de la Información TI).

Continuar con un enfoque de objetivos específicos por tecnologías sería ilógico e innecesario durante ese periodo. Podría argumentarse que, dado que las RES serán competitivas en 2030 (en realidad, ya casi lo son), y como será imprescindible que exista un significativo sector del *green and low-carbon gas* en el 2050, el enfoque razonable después de 2030 sería el abandono gradual de los objetivos de RES y su sustitución por objetivos para los citados gases en 2040.

Para construir los +/- 200 GW de capacidad eólica marítima disponible, por ejemplo, en la zona de Dogger Bank del extremo del Mar del Norte, el enfoque actual, por el que cada parque eólico tiene una línea de transmisión diferente, no es un modelo viable. Así, será necesario un sistema "a prueba de futuro", es decir, construir un sistema integrado basado en 200 GW desde el principio. Inevitablemente, eso requerirá que la UE o el Estado miembro respalden las inversiones iniciales para reducir el riesgo.

Sin embargo, se asume que un mejor enfoque podría ser dejar que el sistema de ETS oriente la agenda de la descarbonización después de 2030, determinando los costes de la energía y emitiendo las señales a largo plazo necesarias para que las empresas inviertan en RES, green and low-carbon gas e instalaciones de CCS/CCU.

Esto podría conseguirse manteniendo el *statu quo* por el que el sistema eléctrico es simplemente un elemento del sistema ETS global, sin establecer nuevos objetivos, lo que sería un enfoque muy interesante. Pero el gráfico siguiente, tomado de la visión para 2050 de la Comisión, invita a la opinión de que es necesario un enfoque más rápido si la UE pretende conseguir la plena descarbonización para 2050, dadas las dificultades de descarbonizar los sectores industrial, del transporte y de la edificación.



Podría argumentarse convincentemente que un sistema de ETS que se base en el objetivo de un sistema libre de CO_2 en más de un 90% en 2050, con una perspectiva a largo plazo garantizada y la aceptación por el mercado de que esto efectivamente ocurrirá, hará que esa aceleración ocurra en cualquier caso, ya que el sistema eléctrico sin duda será uno de los más baratos de descarbonizar, por lo que debería ser el primero. Si la UE se comprometiera hoy inequívocamente con un objetivo de reducción del CO_2 del 95% para 2050 y pusiera en marcha una reducción lineal del sistema de ETS enfocada a ese compromiso, los precios de ETS subirían significativamente en el futuro, garantizando una rápida descarbonización del mercado eléctrico.

Sin embargo, la UE podría considerar prematuro, teniendo en cuenta el estado de implementación del Acuerdo de París, adoptar ese compromiso inequívoco con el desarrollo a largo plazo del sistema de ETS garantizando oficialmente una reducción de más de un 90% de CO₂ en 2050 en el conjunto de la economía. Si otros países no siguen ese enfoque, la UE dejaría de ser competitiva y, puesto que solo responde de un 10% de las emisiones globales, potencialmente no resolvería nada. Además, dejaría a la UE sin cartas con las que jugar en futuras negociaciones sobre el cambio climático.

Por ello, una opción alternativa podría ser abrir una "ventana" independiente para la electricidad en el sistema de ETS y comprometerse, desde hoy y por ley, con un 90% de descarbonización de ese sector para 2050.

Esta opción tendría varias ventajas. La primera, que aseguraría una transición muy eficaz en cuanto a costes, ya que la UE iría retrocediendo progresivamente hacia un mercado de la electricidad no distorsionado, "solo energético", en el que competirían unas fuentes y vectores de energía cada vez más descarbonizados. De hecho, esa es la esencia de la integración de los mercados. También tendría el efecto de proporcionar rápidamente un precio de ETS que aseguraría la sustitución del carbón a partir de 2030⁷⁶.

Asimismo, estimularía la inversión en *green and low-carbon gas* en la medida en que este fuera competitivo con las renovables, que en esa fase (2030) ya tendrían más de un 55% de la cuota del mercado de la electricidad.

Este es uno de los modelos posibles, pero no el único. Lo importante es que la UE deberá poner en marcha durante la próxima Comisión, unas normas de regulación que generen un modelo de negocio en la inversión en hidrógeno de electrólisis para almacenar electricidad en periodos de picos de producción, biogás a mayor escala e hidrógeno verde y bajo en carbono. De otro modo, podemos encontrarnos con que, en vista de los largos plazos de entrada en servicio de esas instalaciones, los precios suban enormemente en una fase inicial de esa industria embrionaria, además de aumentar los costes del sistema eléctrico.

• Con independencia del modelo que se elija para después de 2030, es necesario tomar medidas hoy para estimular esa industria. Hasta 2030, el mercado energético de la UE estará dominado por objetivos planificados de RES y eficiencia energética y, al menos en parte, el efecto será un descenso de los precios de ETS hasta niveles que no incentivarán la inversión empresarial en instalaciones de green and low-carbon gas. Actualmente no existe un modelo de negocio que respalde esas inversiones.

⁷⁶ Véase, por ejemplo, https://www.cerre.eu/sites/cerre/files/181206 CERRE MarketDesign FinalReport.pdf, página 39 y Figura 11.

Se espera que la próxima Comisión produzca una propuesta de "Diseño del Mercado del Gas" que cubra los temas técnicos y de regulación necesarios para garantizar que los mercados mayoristas de gas, especialmente en Europa Central y partes del sur de Europa, funcionen con más eficacia y sean más líquidos.

Además, por otra parte, también se espera que priorice los temas de sector coupling y el desarrollo del green and low-carbon gas en la red.

Una opción que emerge como capaz de estimular el crecimiento del mercado de estos gases es el establecimiento de objetivos de inyección mínima al sistema del gas que vayan aumentando poco a poco hasta 2030. En general, se acepta que es posible introducirlos *green and low-carbon gas* en los sistemas de gas natural hasta al menos un 10% sin necesidad de modificar los equipos de usuarios finales, ya sean domésticos o industriales.

Es una opción interesante desde el punto de vista gubernamental: simplemente obliga a los comercializadores de gas a adquirir gas limpio e incorporarlo en su producto. No requiere impuestos ni subvenciones visibles. También resulta atractivo en cuanto al estímulo de la inversión y el fomento de economías de escala en la producción industrial, promoviendo I+D y reduciendo los costes.

No obstante, tendría el efecto de elevar el precio del gas a corto plazo, intensificando los problemas del *spark spread* entre el carbón y el gas, y generando *de facto* un subvención indirecta al carbón. Esta consecuencia no deseada tendría que abordarse, posiblemente mediante un enfoque muy proactivo de financiación de I+D, con fondos para investigación e innovación de ETS o mediante un impuesto al carbono en la generación con carbón.

• La Comisión ha sugerido un presupuesto de investigación de 100.000 millones de € para el periodo 2020-2025, y un Fondo de Innovación de ETS financiado con 400 millones de € para 2020-2030⁷⁷. Se espera que, para el próximo periodo presupuestario, un mínimo del 25% de todo el gasto presupuestario (y, por lo tanto, de investigación) "guarde relación con el Acuerdo de París". La UE tendrá que asumir un compromiso importante para financiar la industrialización a escala de la producción de hidrógeno y CCS/CCU y para aumentar la eficiencia y la eficiencia en costes del biogás. En este sentido, los 17 Estados miembros que suscribieron la declaración titulada "Una infraestructura de gas inteligente y sostenible para Europa» el 5 de abril de 2019 señalaron su importancia de este modo: "Nos dedicamos a promover la innovación, la investigación y el desarrollo que se necesitan para acelerar el despliegue de hidrógeno con emisiones de carbono próximas a cero y de los gases renovables, tanto en la transmisión como en la distribución... Subrayamos la importancia de explorar posibilidades de inversión y financiación con entidades financieras, tanto europeas como internacionales".

⁷⁷ https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision en

- La Comisión tiene que liderar un cambio de la percepción pública. Si aceptamos que el hidrógeno bajo en carbono procedente del gas natural habrá de ser un elemento importante de nuestra economía energética después de 2030 a fin de garantizar una descarbonización eficiente en costes, debemos explicar claramente que "el gas es parte de la solución, no del problema".
- Algo similar ocurre en cuanto a la CCS, que en general se percibe negativamente. Hay que reconocer que, en este momento, la probabilidad de impulsar la aceptación del almacenamiento terrestre en muchos Estados miembros es escasa a pesar de los argumentos técnicos, de coste y de seguridad que lo respaldan. Sin embargo, la Comisión es responsable, igual que los Estados miembros de la UE, de iniciar un debate informado sobre este tema, explicando por qué es necesario para promover energía a precios asequibles para los ciudadanos y la industria y, como mínimo, abogar a favor del almacenamiento offshore.
- Al acercarnos a 2030, tendrá que desarrollarse un mercado líquido del *green and low-carbon gas*. Las distintas fuentes de gas neutro en CO₂ tendrán que poder competir sin discriminación, pero también deberán garantizar su neutralidad de CO₂ o su estatus bajo en carbono. El último Informe del Grupo de Expertos en Finanzas Sostenibles ha propuesto normas de producción de hidrógeno que posibiliten su consideración como inversión "verde" en los mercados financieros, lo que constituirá un primer estándar una vez que se convierta en ley⁷⁸. Y esto es especialmente importante en términos de importación de hidrógeno, que será una materia prima de creciente importancia en el futuro, similar al GNL hoy. Ello exige un sistema de certificaciones, lo cual, como demuestra la experiencia con biocombustibles, no es precisamente sencillo.
- El paso de un sistema de gas natural a otro de gas progresivamente descarbonizado dará lugar a cuestiones de regulación de red enormemente complicadas. Aún no existe consenso sobre cómo se logrará o en qué medida será necesario que haya redes paralelas de hidrógeno puro y de gas cada vez más descarbonizado. Es crucial que la próxima Comisión presente un planteamiento sobre este tema, que involucre a gestores de redes de transmisión, reguladores y la propia Comisión. Este punto también se subrayaba en la declaración de 17 Estados Miembros del 5 de abril de 2019.

⁷⁸ https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance_nl#teg



El papel del gas en la descarbonización del sistema energético de la UE

Editado por Fundación Naturgy

