

La descarbonización del mercado energético europeo

Gas, hidrógeno y
un mercado energético europeo
asequible y competitivo

Walter Boltz
Christopher Jones



Christopher Jones

Con más de 30 años de experiencia en la Comisión Europea, ha ocupado diferentes cargos como: jefe de la Unidad de Energía y Gas, donde fue responsable de las directivas sobre el mercado interior de la energía y el gas; Director de Energías Renovables, Eficiencia Energética e Investigación; y Director Adjunto del Gabinete de Energía. Es un experto en política de competencia, habiendo pasado unos 11 años en la DG Competencia, donde asumió la responsabilidad sobre las políticas relativas a fusiones y antimonopolio en el Gabinete del Comisario de Competencia. En particular, Christopher fue una de las figuras clave de la agenda 20/20/20 para la reducción de emisiones, la eficiencia energética y las energías renovables, de las normas del mercado interior y de la estrategia de la UE sobre el gas. Christopher es actualmente profesor a tiempo parcial en el Instituto Universitario Europeo de Florencia y Director de Energía y Antimonopolio en Baker McKenzie. Es el editor y coautor de cinco de las obras de referencia estándar sobre energía y política de competencia.

Walter Boltz

Con una amplia experiencia en la regulación del sector energético europeo, actualmente trabaja apoyando a sus clientes para gestionar con éxito el entorno comercial y regulatorio cada vez más complejo en Europa. Miembro de la Sala de Apelaciones de la ACER, ha sido Vicepresidente del Consejo de Reguladores de la ACER y Vicepresidente del CEER. También ha estado al frente de E-Control, la Autoridad Reguladora Austriaca, y ha presidido los Grupos de Trabajo sobre el Gas de los Reguladores Europeos, desarrollando diversas ediciones del *Gas Target Model*.

Editado por Fundación Naturgy

Introducción

Los objetivos básicos de la política europea se han mantenido constantes, en teoría, desde que se definieron por primera vez en 2005 en la Cumbre de Hampton Court, donde fueron establecidos los cimientos de la política energética moderna de la UE. Los Jefes de Estado y de Gobierno establecieron el modelo para un sistema energético basado en objetivos equitativos y equilibrados sobre sostenibilidad (lucha contra el cambio climático), competitividad y seguridad energética.

Sin embargo, la Política Energética Europea ha cambiado profundamente desde 2005. Aunque la sostenibilidad y la necesidad de comprometer medidas relativas al proceso de Kioto fueron uno de los impulsores de la Cumbre de 2005, sólo se trataba de una de las tres prioridades, las tres igualmente importantes. Con la ventaja de la retrospectiva, es difícil entender ahora cómo la importancia y gravedad de la crisis climática fue tan subestimada en ese momento. Desde entonces, sin embargo, hemos visto cómo gradualmente la política climática ha ido ocupando un papel central prioritario en la política energética.

Este breve artículo trata primero de ver cómo este cambio y cómo la aceptación cada vez mayor de que el sistema energético de la UE tendrá que ser (cuasi) completamente descarbonizado para 2050 hará que los mercados de gas evolucionen. Continuará con consideraciones sobre los tipos de medidas y prioridades que la UE y sus Estados Miembros podrían adoptar para alcanzar el objetivo paralelo de competitividad, aceptando que el cambio climático es una prioridad inequívoca (habiéndose convertido la seguridad energética en gran medida, aunque no del todo, en el complemento a una política ambiciosa sobre temas climáticos).

Los primeros pasos hacia un mercado energético descarbonizado

Las primeras medidas para lograr este equilibrio fueron adoptadas cuando se acordó el tercer paquete sobre el mercado interior y se fijaron los objetivos 20-20-20 para 2020: una reducción del 20% de emisiones de CO₂, un 20% del consumo total de energía de la UE proviniendo de fuentes de energía de origen renovable (RES) y una mejora del 20% en la eficiencia energética (EE).

Aunque no todos los Estados Miembros alcanzarán sus objetivos individuales, es casi seguro que la UE cumplirá los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ y de renovables de 2020, y como mínimo, se acercará a los de eficiencia energética. Además, se ha avanzado mucho en los mercados internos del gas y la electricidad, en particular con la adopción de los *Grid Codes*, aunque su finalización sigue siendo un trabajo todavía en curso.

Y si bien la UE ha logrado sus objetivos 20-20-20, como acabamos de mencionar, hemos visto un cambio lento pero claro en sus objetivos energéticos fundamentales. En efecto, dada la prioridad de hacer frente al cambio climático, el objetivo de la competitividad se ha subordinado gradualmente al objetivo de la sostenibilidad. El objetivo ya no es tener una política energética en la que los tres objetivos se consideren e impulsen de forma igualitaria, sino esforzarse por alcanzar los objetivos de competitividad y seguridad energética dentro del requisito principal de cumplir con los objetivos de sostenibilidad en términos de reducción de emisiones de CO₂ y de objetivos específicos de energía renovable y eficiencia energética. La seguridad energética se impulsa también, en gran medida, a través de inversiones en renovables y eficiencia energética (reduciendo las importaciones de energía), incluso aunque se planteen una serie de problemas técnicos de seguridad del sistema. Dado que las renovables han sido típicamente más caras que los combustibles fósiles entre 2009 y 2018, esto ha plantado desafíos obvios en términos de competitividad. Por ejemplo, la UE ha visto aumentar los precios de la electricidad de sus hogares en un 30% de media desde 2008.

Esta es una modificación importante en los objetivos políticos que, de forma legítima, reflejan el compromiso inequívoco de la UE de alcanzar los acuerdos adoptados en París relacionados con el cambio climático. Cualquier argumento que plantee que estos objetivos deben reducirse sobre la base de la amenaza a la competitividad de la UE no serán, por tanto, tenidos en consideración (lo que es correcto, a juicio de los autores). La cuestión es más bien cómo, y en qué medida, los objetivos de competitividad y seguridad energética pueden alcanzarse dentro del objetivo principal de cumplir con los compromisos sobre sostenibilidad de la UE, y podemos esperar que esta prioridad se mantendrá hasta 2050 y más allá.

La UE ha fijado nuevos objetivos de sostenibilidad para 2030; una reducción del 40% de las emisiones de CO₂ (en comparación con 1990), una cuota de renovables del 32% sobre el consumo total de energía y una mejora de la eficiencia energética del 32%. Alcanzar el objetivo en renovables implica en la práctica que la UE tendrá que obtener el 55%, de media, de sus necesidades de electricidad de fuentes renovables en 2030. Para lograr esta cifra del 55%, tendrá que poner en marcha el equivalente al 150% de la capacidad eólica y fotovoltaica que se habrá instalado entre 2010 y 2020 para cumplir el objetivo 2020. Tanto esto, como los objetivos de eficiencia energética, son, por lo tanto, de manera acertada, muy ambiciosos. Y la mencionada reducción en las emisiones de CO₂ del 40% es el objetivo de referencia actual. La presidenta electa de la próxima Comisión, Ursula von der Leyen, se comprometió en su audiencia con el Parlamento Europeo a impulsar políticas para lograr como mínimo un recorte del 50% de las emisiones de CO₂ para 2030. Es difícil ver cómo se puede lograr este objetivo sin aumentar los objetivos de renovables y de eficiencia energética incluso aunque, según la modelización de la Comisión, si la UE cumple todos los objetivos de 2030 mencionados anteriormente, se reducirán las emisiones de CO₂ en alrededor del 45% para 2030. El nuevo objetivo del 50% de la presidenta electa es ambicioso, pero no necesariamente exagerado.

Por lo tanto, está claro que la próxima Comisión tendrá que hacer realidad este compromiso del 50%+. Sin embargo, al mismo tiempo, tiene que centrarse necesariamente en el objetivo de competitividad, y la presidenta electa también dejó muy clara esta prioridad «secundaria» durante su audiencia. Por lo tanto, alcanzar ambos objetivos, la sostenibilidad y la competitividad, será claramente el foco central de la próxima política energética de la Comisión, como se refleja en la Declaración de Misión del nuevo Comisario de Energía, Kadri Simson.¹

Al mismo tiempo, la UE ya está examinando qué tipo de sistema energético tendrá para 2050. Ya ha declarado que se comprometerá a un recorte mínimo del 85% de las emisiones de CO₂ para 2050 en comparación con los niveles de 1990, y cada vez hay más expectativas de que se comprometa en breve a un sistema completamente descarbonizado para esa fecha.

A primera vista, el análisis anterior podría no parecer demasiado relevante para el desarrollo futuro de los mercados del gas de la UE y para las políticas que deben ponerse en marcha para garantizar un mercado descarbonizado y competitivo, pero de hecho es lo contrario.

Cabría esperar que esta «carrera por las renovables» reduzca significativamente la demanda de gas natural en el período hasta 2050. En segundo lugar, sería esperable que después de 2050, la demanda de gas se desplomara e incluso se eliminara totalmente; después de todo, aunque el gas natural reduce significativamente las emisiones de CO₂ al producir electricidad en comparación con el carbón, todavía produce niveles importantes de CO₂.

Sin embargo, sobre la base de las tecnologías previsibles a día de hoy, podemos esperar que la demanda de gas natural seguirá siendo muy sólida en la UE en el periodo previo al 2050 como "combustible de transición" y que, a partir de mediados de los años 2030, y bien pasado 2050, juegue un papel importante en el sistema energético de la UE para la generación de electricidad combinada con la captura y almacenamiento de carbono y como materia prima para generar hidrógeno con bajo carbono.

Demanda de gas hasta 2050

Entre 2008 y 2018, a pesar de que la inversión en renovables se aceleró exponencialmente en la UE, la demanda de gas sólo se ha reducido ligeramente, de alrededor de 500 bcm/año en 2008 a unos 483 bcm/año en 2017, alcanzando un mínimo de alrededor de 400 bcm/año entre los años 2013 y 2014, como resultado de la crisis económica². A pesar de que el consumo final de energía se ha mantenido,

¹ <https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/kadri-simson-cv.pdf>

² https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q2_2018.pdf

en gran medida, similar entre 2008 y 2017, dado el aumento del PIB durante este período, la intensidad energética ha mejorado de hecho.

La Comisión, en su evaluación de impacto del paquete legislativo de 2018 «Energía limpia para todos», estimó que si la UE cumple sus objetivos de «40-32-32,5» en 2030 según lo previsto, cabría esperar que la demanda de gas se reduzca a unos 340 bcm/año en 2030 y luego se mantenga estable hasta mediados de la década de 2040 para luego experimentar un rápido descenso. Sin embargo, la mayoría de los observadores independientes, como la IEA, consideran que es probable que la demanda sea superior a esta cifra de 340 bcm/año durante ese periodo y otros analistas esperan que la demanda de gas se mantenga en torno a los niveles actuales hasta la década de 2040.

Si bien, por supuesto, esto es imposible de predecir con certeza, hay una serie de factores que indican que la demanda de gas será probablemente muy sólida en las próximas décadas:

- Entre 2008 y 2014 la demanda de energía en la UE disminuyó, debido, en parte, a las medidas de eficiencia energética, pero sobre todo a la crisis económica y a la reestructuración en Europa Central y Oriental. Desde 2014, sin embargo, y desde el final de la crisis económica, la demanda de energía ha ido creciendo en toda la UE,³ incluso a pesar de que los Estados Miembros han priorizado la eficiencia energética. Si esta tendencia continúa, habrá margen para que el gas natural conserve su cuota de mercado, sujeto siempre al logro de los objetivos de CO₂ de la UE;
- Si la crisis económica no hubiera golpeado en 2008, la consecución de los objetivos de renovables de la UE y, sobre todo, los objetivos de eficiencia energética habrían sido mucho más difíciles de alcanzar. A menos que se hubieran adoptado medidas adicionales importantes, habría habido pocas posibilidades de que la UE hubiera alcanzado los objetivos de eficiencia energética. Esto a pesar de que durante este período la UE estableció una legislación con altos estándares de eficiencia energética sobre edificios, productos, vehículos, iluminación, etc.
- En los Planes Nacionales de Acción de Energía y Clima (PNIEC) de los Estados Miembros, mientras que muchos países señalan objetivos ambiciosos de eficiencia energética⁴, muy pocos (si los hay) señalan las medidas concretas que pretenden adoptar para alcanzarlos, particularmente en los edificios (no públicos). Esto se subraya en las Recomendaciones de la Comisión sobre los PNIEC's; sin una acción adicional sólida de los Estados Miembros y sin importantes recursos presupuestarios, es muy improbable que se cumplan estos objetivos, basado en la experiencia entre 2009 y 2019.

³ <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00123/default/table?lang=en>

⁴ Véase el Anexo 1 para un resumen de lo PNEC

- Un número cada vez mayor de Estados Miembros se están comprometiendo a eliminar o abandonar gradualmente la generación con carbón, que será sustituida no sólo por la nueva capacidad de generación renovable, sino también por la generación con gas.
- Del mismo modo, durante el próximo período, un número significativo de países eliminará o reducirá significativamente la energía nuclear.
- Además, un examen cuidadoso de los PNIEC de algunos Estados miembros clave también demuestra que tienen una clara expectativa de que la demanda de gas seguirá siendo sólida. Los siguientes países proporcionan una muestra representativa:
 - Francia prevé que la demanda de gas se reducirá un 5,5% para 2023 y un 17% en 2028, debido en gran medida a la mejora de la eficiencia energética en los edificios (espera que el uso de gas en la producción de electricidad se reduzca en sólo un 5% para 2030).
 - Dada la eliminación de la energía nuclear que ha planteado, Alemania espera que el gas aumente su participación en la producción de electricidad al 13,2% en 2030 y al 20,5% en 2040.
 - Bélgica tiene una visión muy positiva en cuanto al uso futuro del gas, al retirar de la energía nuclear, y espera que el gas suministre el 23,5% de las necesidades energéticas en 2020 y el 35,9% en 2030.
 - Hungría también espera que la demanda de gas siga siendo sólida, y aunque solo ha realizado análisis limitados, espera que la demanda aumente ligeramente para 2030.
 - Polonia tiene una ambición en renovables limitada y parece reconocer que el carbón tendrá que ser eliminado (muy lentamente). Estos factores, combinados con el hecho de que tiene la intención de sustituir las calderas de combustible sólido por calefacción con gas, lleva a Polonia a considerar que la demanda de gas aumentará en un 40% en comparación con 2015.
 - Italia es positiva en cuanto al papel futuro del gas, pero espera que disminuya a 54,4 bcm para 2030; la demanda italiana fue de 70,88 bcm en 2016.

Estas cifras se fundamentan bajo la suposición de que los Estados miembros cumplirán con los objetivos que se han fijado. En la mayoría de los países, al menos los objetivos de eficiencia energética son muy ambiciosos.

En conclusión, si bien es imposible proporcionar cifras definidas para la evolución de la demanda de gas natural (convencional), hay muchas razones para esperar que seguirá siendo robusta al menos durante otras dos o tres décadas. Será importante seguir cuidadosamente esta evolución tanto a nivel nacional como de la UE para

garantizar que la política regulatoria reaccione adecuadamente a este desafío. Pero una cosa está clara; la UE necesitará una red de gas eficaz y eficiente en el futuro esperable.

El papel del hidrógeno y el gas natural en el sistema energético descarbonizado a largo plazo

Al considerar el papel futuro del gas natural y el hidrógeno en el sistema energético a largo plazo de la UE, como se ha mencionado anteriormente, sólo es razonable trabajar desde la base de que para 2050 estará completamente, o casi completamente, descarbonizado. Aunque la UE acuerde alcanzar sólo una reducción del 85% de las emisiones de CO₂ para 2050, el 15% restante se originará fundamentalmente en sectores con emisiones muy difíciles de eliminar, como las de la agricultura y el transporte aéreo. Y además, es muy probable que la UE se comprometa en su momento a un nivel significativamente superior al 85%, probablemente el 100%;

En esta situación, para 2050, suponemos que los sectores de la electricidad, el transporte, la industria y la construcción tendrán que ser 100% descarbonizados. Teniendo en cuenta el apetito energético y la sensibilidad de la economía en general y así como de los clientes domésticos, es de crucial importancia una estrategia para suministrar la energía necesaria a los clientes a precios asequibles incluso en una sociedad descarbonizada.

Al menos sobre la base de la tecnología actualmente previsible, hay dos formas básicas de lograrlo; a través de un modelo "solo electricidad", o a través de una ruta híbrida de "alta electrificación/gas bajo en carbono". Bajo el enfoque pasado, prácticamente toda la demanda de energía se alcanzaría a través de energías renovables. Podría haber un uso mínimo de gas natural o hidrógeno bajo en carbono para equilibrar la electricidad renovable, pero la demanda de gas sería muy limitada.

El enfoque alternativo sería de una electrificación incrementada, en particular en la calefacción doméstica (bombas de calor) y en el transporte, pero con el gas con bajo contenido de carbono, formado por una combinación de biogás e hidrógeno verde y bajo en carbono, desempeñando un papel importante en la industria intensiva en energía, en el transporte y en la distribución, donde el gas con bajas emisiones de carbono puede seguir desempeñando un papel importante y competitivo en la calefacción. En estos sectores, el uso de la electricidad sería técnicamente difícil (o realmente imposible) y costoso. Del mismo modo, el gas natural encontraría su lugar en la generación de electricidad combinada con el CCS, en la medida en que esto sea competitivo con las energías renovables, las cuales tendrían una cuota de mercado muy alta e incurrirían en altos costes de *balancing* y/o de almacenamiento.

Estudios académicos e industriales recientes indican que es muy probable que un enfoque "solo electricidad" sea un enfoque mucho más costoso que el modelo híbrido. Exigiría la construcción de enormes cantidades de infraestructura eléctrica adicional para transportar la electricidad, mientras que, bajo el modelo híbrido, se puede utilizar la red de gas existente y, cuando sea necesario, modificarla con un menor coste. Además, algunos observadores se preguntan si este modelo "solo electricidad" sería posible en la práctica dada la enorme cantidad de nuevas líneas eléctricas de transporte (políticamente sensibles) que tendrían que construirse.

La infraestructura española de gas natural existente es inmensa en cuanto a la dispersión geográfica, al número de clientes conectados y al volumen de energía suministrada, así como al valor de los activos. La descarbonización de las redes de gas es posible y, si se hace de manera inteligente, lo más probable es que forme parte del enfoque de menor coste en el camino hacia una economía descarbonizada. Sin embargo, la descarbonización de las redes de gas dependerá de las decisiones políticas que se adopten tanto a nivel nacional como de la UE. Los Estados Miembros son libres de decidir sobre su mix energético y cabe esperar que las decisiones nacionales se basen en las especificidades, oportunidades y desafíos nacionales. Además, el mix entre el gas (con secuestro de carbono), el hidrógeno y la electricidad renovable debe ser establecido en función de la competitividad relativa de la tres alternativas teniendo en cuenta las restricciones de la redes y, por lo tanto, los costes.

Las estimaciones del coste adicional de un modelo «solo electricidad» en comparación con un enfoque híbrido varían considerablemente entre diferentes estudios⁵. Un estudio de Navigant de 2019 supone para el modelo híbrido un ahorro de 217.000 millones de €/año para la UE; Frontier Economics en estudios de 2017 lo sitúa en 12.000 millones de €/año para Alemania; el estudio dena Integrated Energy Transition 2017 llega a 540.000 millones de €/año y el Estudio de Escenarios de Eurogas con PRIMES 2018 lo sitúa en 335.000 millones de €/año.

Teniendo en cuenta esto, así como los debates del último Foro Europeo de Regulación del Gas (Foro de Madrid) en la primavera de 2019⁶ queda claro que el hidrógeno verde y muy bajo en carbono va a tener que desempeñar un papel muy importante en la evolución de la política energética de la UE. Según diferentes estudios, un enfoque rentable de una estrategia energética de la UE a medio plazo implicará cantidades de gas limpio y verde en la región de 270 bcm/año (estudio Navigant).⁷

⁵ 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

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

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

https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/05/Eurogas_infographic_20180502b.pdf

⁶ https://ec.europa.eu/info/events/32nd-madrid-forum-2019-jun-05_en

⁷ En el estudio de Navigant, el escenario del "gas optimizado" asigna 1.170 TWh de metano renovable y 1.710 TWh de hidrógeno a los sectores de edificios, industria, transporte y energía. Esto equivale a unos 270 mil millones de metros cúbicos de gas natural (contenido energético) 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

La actual red de gas española ofrece además hoy importantes capacidades y flexibilidades para la electricidad renovable intermitente, la cual será cada vez más importante en un sistema energético descarbonizado. Además, las redes de gas pueden transportar y almacenar de forma segura no sólo el gas natural, sino también otros gases renovables y descarbonizados, así como el hidrógeno.

La cuestión es cómo realizar este proceso de la mejor manera para garantizar la competitividad de las redes descarbonizadas en general y al mismo tiempo garantizar unos resultados eficientes y a tiempo. Asuntos como la seguridad continua del suministro, el funcionamiento del mercado integrado del gas, las necesidades específicas de los clientes (por ejemplo, los requisitos de materias primas de los clientes industriales, la flexibilidad de los equipos de los consumidores finales respecto a las variaciones de combustible, etc.) así como los aspectos sociales (por ejemplo, los empleados de la industria del gas) deben ser considerados.

Las diferentes rutas posibles hacia una economía descarbonizada

Para establecer un modelo híbrido de "alta electrificación/gas bajo en carbono" y descarbonizar las redes de gas, hay tres rutas prometedoras, que son lo suficientemente flexibles e interrelacionadas como para poder evolucionar, operar juntas o coexistir (que es el principio que está detrás del "sector coupling"). La ruta a elegir depende de decisiones nacionales basadas en sus preferencias, así como en sus oportunidades y retos, como por ejemplo, la formaciones geológicas, las potencialidades del biometano, el acceso al mar, etc. Los servicios de calidad del gas, prestados por las TSO's, podrían ofrecer las interfaces necesarias para garantizar un mercado común del gas, aún en el caso en que los Estados Miembros eligieran diferentes rutas de descarbonización.

Una ruta de **metano y biogás** se basaría en el uso de gas natural (en combinación con CCS) y una proporción creciente de biogás desplazando el gas natural y, por lo tanto, descarbonizando el sistema. La descarbonización se alcanzaría inyectando primero (más) biogás en la red, añadiendo en segundo lugar metano sintético a partir de electricidad renovable y como tercer paso, la captura y almacenamiento (o uso) de carbono en los puntos (más relevantes) de combustión.

La ruta del metano y el biogás es probablemente la ruta más fácil, ya que obviamente implicaría los menores cambios en las estructuras de mercado existentes y en la infraestructura de gas, sobre todo debido a que sería un cambio gradual o evolutivo en el sistema. En general, la composición química se mantendría igual que hoy en día, lo que significa que no se generaría ningún riesgo en el sistema ni habría necesidad de cambiar las instalaciones ni los equipos existentes del consumidor final tales como los de la calefacción doméstica. Debido a la posible escasez de

biometano para satisfacer la demanda máxima durante el invierno, es posible que las redes de distribución todavía necesiten suministrarse con gas natural de la red de transmisión al menos ocasionalmente.

Además, se cumplirían las obligaciones derivadas de la nueva Directiva sobre Energías Renovables. Según los expertos de la industria energética,⁸ el uso de biometano para la producción de electricidad en instalaciones CCGT o de ciclo abierto, junto con las tecnologías CCS, podría incluso considerarse como una fuente de energía con emisiones negativas.

Esto permitiría una descarbonización total a nivel global del sistema de gas, ya que las emisiones procedentes, por ejemplo, del uso a nivel doméstico, se equilibrarían mediante emisiones negativas a nivel industrial o de generación con CCS en el punto de combustión. Por lo tanto, la descarbonización total de la cadena de valor del gas es posible en 2050 con la ruta del metano y el biogás. Sin embargo, para mejorar la percepción pública será necesario establecer un sistema europeo y totalmente transparente de control de emisiones de carbono (y probablemente también de metano), de su gestión y de su contabilización.

Con el objetivo de aumentar la cuota de generación de biogás, se podrían definir objetivos vinculantes o un sistema de certificados a escala europea, similar a lo que ya se conoce a partir de la electricidad renovable. Este sistema de Garantía de Origen tendría que ser reconocido y fiable internacionalmente (al menos a escala de la UE). La inyección local de biogás en las redes de distribución y/o transmisión debería ser posible para facilitar el equilibrio estacional de la oferta y la demanda.

En general, las nuevas cantidades de biogás deberían comercializarse en el mercado interior de la energía transfronterizo, del mismo modo que el gas natural se comercializa hoy en día. Sería necesario establecer mecanismos para atribuir los costes de esos servicios, respectivamente, a las TSO's y a las DSO's, así como esquemas de apoyo financiero.

En el lado opuesto del espectro de posibles rutas de descarbonización, podría promoverse una ruta de **hidrógeno puro**. En esta ruta, se establecerían inicialmente unas primeras islas de hidrógeno que eventualmente podrían conectarse una vez que surgiera suficiente interés en el mercado y los costes del hidrógeno hubieran disminuido. Las redes de gas existentes se reutilizarían paso a paso para transportar 100% hidrógeno. Sin embargo, esta ruta sólo sería posible si se dispone de suficientes tecnologías para el usuario final capaces de funcionar 100% con hidrógeno.

⁸ E.g. ENTSOs TYNDP 2020 Escenario Storylines o University College Cork <https://www.entsog.eu/sites/default/files/files-old-website/publications/Events/2018/entsos/UCC%20Energy%20Transition%20Decarbonisation%20Challenges.pdf>

El hidrógeno se producirá de forma centralizada o descentralizada y a través de rutas o de fuentes incluyendo:

- del gas natural o GNL utilizando pirólisis y/o reforma de vapor con CCS;
- dentro de las fronteras de la UE o en los países productores de gas
- con electricidad renovable utilizando electrólisis (Power-to-Gas); o
- hidrógeno importado.

Desde la perspectiva del operador del sistema, tal cambio de gas natural a hidrógeno implica esfuerzos significativos durante un período de transición (corto), pero en el funcionamiento diario sólo habría cambios menores. Sin embargo, parece necesario seguir investigando sobre las medidas de seguridad y diversos retos tecnológicos. Desde la perspectiva de descarbonización, esta ruta tiene la ventaja de aportar cero emisiones de carbono en el lado del consumidor, lo que simplifica significativamente la contabilidad. Un desafío importante para esta ruta es el esquema de reparto de costes dado que el hidrógeno es hoy, y se espera que lo sea en el futuro previsible, significativamente más caro que el gas natural.

Desde una perspectiva regulatoria, el transporte de hidrógeno en redes dedicadas constituiría un servicio esencial que debería ser regulado. Un acceso no discriminatorio de terceros sería necesario para apoyar y seguir desarrollando el mercado interior europeo de la energía. Se debería desarrollar igualmente un marco reglamentario para el hidrógeno, ya sea incluyéndolo en el marco reglamentario del gas natural, o a través de un marco reglamentario específico en estrecha coordinación con la regulación del gas natural, así como normas sobre cómo acoplar los sectores.

La mezcla de metano, biogás e hidrógeno en la red es la tercera vía posible para descarbonización de las redes de gas. En esta ruta, las diferentes fuentes se inyectan continuamente en la red y los operadores del sistema se encargan de la gestión de la calidad del gas. Una descarbonización continua con una disminución de las cuotas de gas natural no tratado (o gas sin CCS) conduciría a una mayor descarbonización.

Desde un punto de vista estratégico, la ruta de **mezcla** parece ser la más atractiva, ya que ofrece el más alto nivel de flexibilidad con respecto a la fuente de energía en la red, la disponibilidad de los equipos para los usuarios y se basa en tecnologías ya disponibles. Sin embargo, los diferentes límites de contenido en hidrógeno de los equipos de los usuarios finales pueden crear desafíos operativos para los operadores del sistema. Adicionalmente, los clientes industriales con procesos delicados pueden ser incapaces de tolerar mayores concentraciones de hidrógeno al menos hasta que hayan sido rediseñados para utilizar una proporción creciente del mismo.

Los operadores de las redes podrían transportar biogás, producido localmente o importado, gas renovable procedente de electricidad renovable (Power to gas, P2G), gas natural descarbonizado (en combinación con CCS), así como hidrógeno.

El hidrógeno puro se utilizaría predominantemente para aplicaciones industriales, en islas de hidrógeno, y el biogás en los equipos de los consumidores finales. Los porcentajes de mezcla podrían ajustarse en función de la mayor disponibilidad de gases descarbonizados o hidrógeno a lo largo del tiempo. Una combinación con CCS y un sistema de gestión del carbono apoyaría este enfoque.

Desde una perspectiva de diseño de mercado, esta ruta de descarbonización implica la comercialización de un producto energético virtual/mezclado en kWh. Dado que la gestión de los diferentes gases en esta opción de mezcla causaría costes en un entorno todavía de mercado interior, sería necesario un sistema común de gestión de la calidad del gas con sus procesos pertinentes y las normas de reparto de costes.

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

A medida que avanzamos hacia la plena descarbonización del sector energético, cada vez hay más evidencias de que el gas natural y el hidrógeno tienen un papel importante que jugar a largo plazo. Hay 4 áreas en las que podemos esperar que el hidrógeno desempeñe este papel:

- **Industria**, en particular la industria intensiva en energía, como la química, el⁹ acero y el cemento, que actualmente usa principalmente carbón y en parte, gas. El ahorro de costes que se podría obtener mediante el uso de hidrógeno (en lugar de la opción totalmente electrificada) en algunas de estas industrias es enorme. Por ejemplo, en la producción de amoníaco, los costes de inversión estimados para la adaptación a la producción baja en carbono utilizando hidrógeno (27 a 68 €/ton de NH_3) son sólo una parte de los necesarios para el caso de electrificación (863 €/ton de NH_3).¹⁰ La electrificación en la mayoría de estas industrias no se considera actualmente como una opción competitiva.
- **Transporte**. En Japón, el uso del hidrógeno también en vehículos pequeños se considera una opción viable, y se están realizando enormes inversiones a este respecto en vista de los Juegos Olímpicos de 2020, que pueden llevar a la reducción del coste de las pilas de combustible de la misma manera que la industrialización de la energía fotovoltaica y la eólica posterior a 2009 catalizó las enormes reducciones de costes que hemos visto en estas tecnologías. En la UE, sin embargo, la opinión predominante es que los vehículos eléctricos serán la opción preferida en este ámbito. Al final, será el coste el que determinará cuál es la mejor. Sin embargo, es cada vez más admitido que para el transporte de mercancías pesadas y, en cierta medida, el transporte marítimo,

⁹ La industria química es el mayor consumidor industrial de energía y el tercer mayor emisor de gases de efecto invernadero en Europa. En 2015, el sector químico, incluidos los productos farmacéuticos, emitió 126 Mde CO_2 , frente a 325 Mt en 1990. Una gran parte de las emisiones pueden atribuirse a materias primas fósiles como el gas natural (por ejemplo, para el amoníaco) o el petróleo (por ejemplo, diésel, gasolina). (Navigant 2019, página 187).

¹⁰ Sailor 2019, página 188.

el hidrógeno o el gas bajo en carbono en general, serán una parte esencial del mix energético. Por ejemplo, Navigant estima que, en 2050, la demanda de electricidad para camiones será de 128 TWh y la de hidrógeno será 189 TWh; para los coches, la demanda de electricidad será de 483 TWh y la de hidrógeno 42 TWh.¹¹

- **Calefacción;** el gas es obviamente un combustible fósil relativamente bajo en carbono que actualmente representa una parte significativa de la calefacción de edificios en la UE. Una caldera de condensación eficiente tiene una eficiencia térmica de alrededor del 90% o superior en comparación con una caldera de gasoil tradicional y por lo tanto produce significativamente menos CO₂.¹² En la actualidad, los edificios representan alrededor del 40% del consumo de energía y el 36% de las emisiones de CO₂ en la UE, y por lo tanto representan un sector vital que debe descarbonizarse total o en gran medida para 2050. La primera y más rentable opción es, por supuesto, la eficiencia energética, y la nueva Directiva de la Comisión sobre el rendimiento energético de los edificios, que forma parte del paquete sobre energías limpias, hará una contribución importante a este respecto. En cualquier caso, y dada la larga vida útil del parque de viviendas de alrededor de 100 años, incluso para 2050 habrá una necesidad significativa de calefacción utilizando gas libre de carbono.
- **La electricidad;** si bien una de las opciones más competitiva para la producción de electricidad en lugar de renovables es el gas natural con CCS, el hidrógeno puede desempeñar un papel en los mercados donde la CCS no está disponible por razones geológicas o de aceptación pública. En este caso, el hidrógeno podría ser competitivo en comparación con las renovables en el momento en que la fotovoltaica y la eólica tengan cuotas muy altas en el mercado de la electricidad e incurran en altos costos de *balancing* y o almacenamiento debido a su naturaleza intermitente.

Métodos y opciones de producción de hidrógeno

Existen esencialmente tres métodos para producir hidrógeno basados en tecnologías actualmente previsibles:

- **Electrólisis:** Utilizando electricidad renovable, el agua se divide en oxígeno e hidrógeno. Esto tiene el mejor rendimiento en términos de emisiones de CO₂ de todos los métodos de producción, pero es relativamente caro a menos que se produzca sobre la base de electricidad a muy bajo costo (es decir, electricidad renovable producida durante los momentos de generación pico que de otro modo se perdería o almacenaría).¹³ Si bien algunos estudios indican que para

¹¹ Sailor 2019, página 213.

¹² Medida comparativa comúnmente aceptada. Véase, por ejemplo: <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/hvac-factsheet-boiler-efficiency.pdf>

¹³ <https://www.oxfordenergy.org/wp-content/uploads/2019/02/Narratives-for-Natural-Gas-in-a-Decarbonising-European-Energy-Market-NG141.pdf>

2050 es probable que este método de producción sea una fuente competitiva de hidrógeno bajo en carbono, incluso cuando se produce a partir de una producción de electricidad renovable dedicada, la mayoría de la literatura indica que este no será el caso en las próximas décadas. Sin embargo, esto dependerá mucho del enfoque regulatorio y del coste del carbono que las otras formas de producción de H₂ tendrán que soportar.

- **Reforming de metano y captura y almacenamiento de carbono:** El gas natural se divide en H₂ y CO₂, con el CO₂ almacenado en campos de gas agotados u otros almacenamientos subterráneos. Esta es una tecnología probada que necesita ser desarrollada a escala industrial para reducir costes. Una limitación clave de esta forma de producción de H₂ será la disponibilidad del almacenamiento (socialmente aceptable), ya que es probable que haya una oposición pública considerable al almacenamiento *on-shore*. Sin embargo, existe una capacidad importante para el almacenamiento *off-shore* y, por tanto, es esperable que este método de producción de H₂ tenga una contribución importante al futuro energético a largo plazo de la UE.
- **Pirólisis:** el gas natural se divide de nuevo en CO₂ y H₂, y en este caso el CO₂ se convierte en carbono sólido, que luego se puede utilizar en ciertos procesos industriales. Una vez más, esta es una tecnología probada en fase de demostración, y tiene un potencial considerable, sobre todo porque permite que el H₂ se produzca físicamente cerca del mercado. Además, el grafito es una materia prima valiosa, que tiene muchos usos en la industria.

La Comisión Europea reconoce cada vez más que el H₂ tendrá que desempeñar un papel importante en el futuro mix energético descarbonizado de la UE, y que será necesario que una industria de gran escala esté en marcha para 2050. Un examen de los Planes Nacionales de Energía y Clima de los Estados miembros muestra que muchos países ya lo reconocen e identifican la investigación del hidrógeno como una prioridad.

Del mismo modo, la Comisión reconoce que, para que el sistema energético de la UE siga siendo competitivo en este agresivo escenario de descarbonización, el coste de producción de H₂ tendrá que reducirse drásticamente. Para que esto suceda, habrá que realizar inversiones considerables en el escalado o la industrialización de la producción de H₂, en el aumento de la eficiencia energética de su proceso de producción y en I+D.

Tenemos un paralelismo claro a esta situación. Cuando la UE tomó la decisión en 2009 de invertir en renovables a gran escala, la eólica y la fotovoltaica eran caras en comparación con las formas "tradicionales" de generación. Sin embargo, la UE se comprometió a los objetivos de renovables en 2009 e invirtió cantidades significativas en subvenciones a la producción. Esto tuvo un gran efecto en la industrialización de la energía eólica y fotovoltaica, aportando nuevas tecnologías y procesos de fabricación, creando economías de escala y reduciendo drásticamente los costes.

Sin embargo, hoy no hay ningún modelo de negocio para invertir en H₂ bajo en carbono. Existe un mercado de "hidrógeno gris" (producido en gran parte a partir de gas natural sin CCS, y por lo tanto altamente intensivo en carbono) de alrededor de 20 bcm/año. Sin embargo, los precios de los ETS (*Emissions Trading System*) tendrán que aumentar muy significativamente antes de que el H₂ "verde" o bajo en carbono sea competitivo con su "primo" gris.

Del mismo modo, si bien podemos esperar que habrá un mercado importante para el H₂ verde y bajo en carbono después de 2050 (y lógicamente con una rampa de crecimiento hacia esa fecha), cuándo y con qué rapidez surgirá este mercado dependerá de decisiones regulatorias aún no tomadas. Por ejemplo, la velocidad de retirada de créditos ETS a largo plazo y la eliminación de certificados gratuitos para la industria de la energía intensiva ('fuga de carbono'), así como la descarbonización del transporte de mercancías es imposible de predecir con la suficiente certeza para justificar una inversión de cientos de millones de euros en una planta de hidrógeno baja en carbono no subvencionada en la actualidad.

Por lo tanto, hoy en día, existe un "valle de la muerte" con respecto a la inversión en hidrógeno verde y bajo en carbono a escala. Pero por otro lado y al mismo tiempo existe una necesidad apremiante de desarrollar la tecnología y los procesos industriales a la escala que sea necesaria para reducir significativamente los costes. Esta contradicción debe ser abordada por la UE para garantizar la competitividad a largo plazo de su sector energético, garantizando hidrógeno verde y bajo en carbono de bajo coste en el momento adecuado y en las cantidades adecuadas. El problema es que la mayoría de las opciones de que dispone la Comisión para lograrlo probablemente supongan costes adicionales al sistema energético de la UE a corto y medio plazo, afectando tanto al empleo como a la competitividad.

Por lo tanto, merece examinar qué medidas pueden adoptarse para hacer frente a esta «Paradoja de la inversión en hidrógeno de la UE».

Posibles medidas de la UE para garantizar la transición real y eficiente en costes desde el gas natural hacia una economía del hidrógeno

El "New Green Deal" de Ursula von der Leyen tendrá que abordar esta paradoja, y ya se ha anunciado informalmente por parte de la DG Energy un "Diseño del mercado de gas" o "Paquete de descarbonización de gas" para 2020 o 2021.

Este paquete sin duda abordará algunas cuestiones técnicas y regulatorias importantes y necesarias, como los estándares del hidrógeno y la medición de CO₂, las Garantías de Origen y el *unbundling* (¿pueden los propietarios de las redes invertir en hidrólisis

para gestionar los picos de generación de electricidad renovable como alternativa a su corte?).

Sin embargo, la cuestión realmente difícil de abordar, tal y como se ha mencionado, es la "Paradoja de la Inversión". Hay cuatro opciones disponibles a este respecto, sólo una de las cuales no plantea dudas:

- **La Mezcla (*blending*) de H₂ verde o bajo en carbono** con el gas natural es posible. Es comúnmente aceptado que al menos hasta un 10% de H₂ se puede mezclar en el sistema de gas natural sin necesidad de cambios en la red o en los equipos del usuario final. Inicialmente, esto parece una propuesta atractiva; se puede obligar a los comercializadores de gas a esta mezcla de modo que no se requieran subvenciones gubernamentales; crearía demanda para el H₂ y los consumidores no tendrían que modificar su comportamiento. Sin embargo, hoy en día el H₂ verde/bajo en carbono tiene, al menos, el doble del coste del gas natural, por lo que un requisito de mezcla del 10% aumentaría el precio del gas natural de la UE también en, al menos, un 20%. Aparte de las cuestiones de aceptación pública o competitividad, esto encarecería la generación eléctrica con gas en comparación con la de carbón, lo que podría dar lugar a una generación basada en el carbón sustituyendo a la generación con gas, con el resultado de que la medida puede terminar aumentando las emisiones de CO₂ de la UE en el corto-medio plazo, en lugar de reducirlos.
- **Un objetivo global de la UE, traducido en objetivos individuales de los Estados Miembros.** Esto podría ser en forma de objetivos jurídicamente vinculantes por Estado miembro, o basarse en objetivos voluntarios y la incorporación de estos objetivos en el "mecanismo de gobernanza" existente. Los Estados miembros tendrían que licitar la capacidad verde/baja en carbono. Dado que esto requeriría subvenciones gubernamentales muy significativas, no es probable que encuentre apoyo entre los Estados Miembros.
- **Aumentar el precio del hidrógeno gris a través de gravámenes o impuestos adicionales y específicos.** Esta es una opción de nuevo inicialmente atractiva, pero significaría costes significativos relacionados con el CO₂ en la industria que está (parcialmente) exenta del mecanismo del ETS porque está expuesta a la competencia internacional; esta situación requeriría subvenciones de los Estados Miembros, resultando nuevamente impopular.
- **Apoyo a la I+D** y en particular a las plantas de demostración a gran escala y CCS para demostrar la bajada del coste de producción de H₂ bajo los tres métodos mencionados. Se trata de una opción que no plantea dudas, y la Comisión ya ha señalado en su "visión estratégica a largo plazo para una economía próspera, moderna, competitiva y neutral respecto al clima"¹⁴ que ésta será una prioridad futura, y varios Estados miembros, en sus PNEC también lo han priorizado.

¹⁴ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en

Está por ver en cuál de estas opciones, además de la correspondiente a I+D, se centra la Comisión finalmente en su próximo mandato. Ninguna de las otras opciones aparte del soporte de I+D, es simple o no es objeto de controversia.

Consecuencias para la regulación de las redes de gas

Como se puede ver en lo anterior, hoy en día no es posible determinar con cierta precisión cuál será la composición del mercado energético de la UE en las próximas décadas. A corto plazo dependerá de cuestiones como la de si los Estados miembros logran alcanzar sus objetivos en renovables y, sobre todo, de eficiencia energética. También dependerá del coste de *balancing* del creciente nivel de integración de energía renovable intermitente en la red, así como de la evolución del crecimiento económico. Por supuesto, también dependerá de futuras decisiones políticas, como por ejemplo la velocidad en la eliminación de la generación con carbón.

Y a más largo plazo dependerá del coste relativo de la electricidad renovable y del hidrógeno verde y bajo en carbono, que a su vez dependerá, entre otras cosas, de la capacidad de la UE para construir nuevas líneas eléctricas para eliminar la congestión. Es una parte central del «paquete de gas» de la Comisión que se espera para el próximo año, en particular el acoplamiento del mercado, proporcionando mecanismos y regulación para que la competitividad relativa determine el futuro mix energético descarbonizado de la UE. Sin duda, el próximo paquete de gas será sólo un primer paso en este camino (en realidad, un mecanismo ETS que funcione plenamente es la mejor forma de acoplamiento eficaz del mercado), pero es un paso muy esperado.

Pero lo que es seguro es que la UE va a necesitar cantidades muy significativas de gas natural hasta 2050. De hecho, como se mencionó anteriormente, muchos observadores independientes consideran que la demanda de gas natural de la UE es en gran medida estable hasta al menos 2040 en el escenario de un crecimiento económico sólido, y esto se refleja en los Planes Nacionales de Energía y Clima de numerosos Estados miembros. Del mismo modo, teniendo en consideración los desarrollos tecnológicos previsibles, está claro que tras el 2050, y potencialmente décadas después, la UE seguirá necesitando cantidades muy significativas de gas natural para la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono.

Una de las razones por las que muchos observadores y académicos ven que un enfoque "híbrido" de electricidad renovable/hidrógeno bajo en carbono es probable que sea significativamente más barato (y más factible desde el punto de vista práctico) que un modelo "solo eléctrico", es que la red de gas ya existe y puede adaptarse para el hidrógeno a un coste mucho menor (y con mayor viabilidad) que la construcción de nuevas redes eléctricas.

Esto, combinado con el hecho de que el método de pirólisis para la producción de hidrógeno se puede instalar cerca de los centros de demanda, resulta en que existen todas las probabilidades de que después de 2050 veamos un sistema híbrido de redes de gas natural existentes que lleven el gas natural a instalaciones de producción de hidrógeno, en paralelo con una red de gas adaptada que lleve hidrógeno, o una mezcla de gas natural/biogás/hidrógeno, a los consumidores.

Esto lleva a dos conclusiones con respecto a las redes de gas.

En primer lugar, el próximo «paquete de gas» tendrá ya que proporcionar algunas normas básicas relativas al futuro mercado del hidrógeno, que abarquen cuestiones como las garantías de origen, estándares sobre el gas y el *unbundling*. Sobre esta última cuestión, la UE tendrá que decidir si se permitirá a los TSO's y las DSO's, y en qué medida, participar en la producción de hidrógeno. Hay un equilibrio difícil que se debe lograr; por un lado, cuando el mercado del hidrógeno se convierta en un importante vector para la demanda energética de la UE, el acceso no discriminatorio a la red a todos los productores de hidrógeno tiene que seguir siendo garantizado. Por otro lado, la UE necesita que las empresas inviertan en hidrógeno para generar economías de escala y reducir los costes, y los propietarios de las redes se encuentran entre las que tienen mayor interés en invertir, ya que una industria viable del hidrógeno en el futuro asegura sus activos de red.

En este punto, la Comisión tiene un delicado equilibrio que lograr, pero hay motivos sólidos para que al menos se permita a los TSO's y a los DSO's invertir, al menos en cierta medida limitada y bajo estrictos controles.

En segundo lugar, las redes de gas son un bien preciado para la agenda de descarbonización de la UE, y es muy esperable que las utilicemos durante muchas décadas.

Conclusiones

La descarbonización de la economía en 2050 es el mayor desafío energético. Las emisiones de gases de efecto invernadero tienen que disminuir en un 85% o más, y la eficiencia energética debe aumentar al 32,5% ya en diez años. Y la nueva Comisión de la UE impulsará objetivos incluso más ambiciosos.

Por otro lado, se prevé que la demanda de energía aumente al mismo tiempo. La demanda de gas natural se espera que sea robusta durante al menos otros 20 años y luego seguirá siendo importante durante décadas para el hidrógeno u otros gases descarbonizados. Se espera también mejoras significativas en la eficiencia en general, pero al mismo tiempo, el carbón será reemplazado por gas en una serie de instalaciones de generación de energía, por lo que, con todo esto, la demanda global de gas bien puede permanecer relativamente constante.

Todavía hay cierta incertidumbre sobre cómo será exactamente el sistema energético descarbonizado en 2050. Sin embargo, teniendo en cuenta la necesidad de investigación y desarrollo, así como los ciclos de inversión en general, es necesario establecer un marco regulatorio y político que permita que la descarbonización se produzca ahora.

Los recientes acontecimientos y anuncios de la UE subrayan aún más el firme impulso hacia la descarbonización del sector energético de la UE. Klaus-Dieter Borchardt, Director General Adjunto de Energía de la Comisión Europea enfatizó que *"no hay alternativa al gas natural en los próximos 10, 15 años (...) y a largo plazo el "gas verde" y el hidrógeno verde jugarán un papel importante"*; además argumentó que la electrificación por sí sola no puede alcanzar los objetivos relacionados con el clima¹⁵.

Recientes estudios académicos y de la industria indican que es muy probable que un enfoque "solo eléctrico" sea mucho más costoso que un modelo híbrido, en el que las fortalezas de la infraestructura de gas y electricidad se utilicen para un sistema energético sostenible y seguro que proporcione la energía necesaria a los clientes.

La creciente participación de generación de energía renovable hace evidente la necesidad de tecnologías de respaldo (carga base) y tecnologías de flexibilidad que garanticen el balance horario y estacional entre la producción y la demanda, así como la seguridad de suministro en general. Además, el hecho de que millones de clientes finales utilicen equipos de gas en su vida diaria muestra la importancia de los gases descarbonizados en el mix energético. La infraestructura de gas y las tecnologías que faciliten el *"sector coupling"* tales como el Power to Gas (P2G) pueden aportar la flexibilidad tan necesaria para equilibrar la variabilidad de la generación de energía eólica y fotovoltaica, consiguiendo sinergias entre las infraestructuras existentes, de igual manera que los gases descarbonizados en los edificios en general y la digitalización.

Esperamos que el hidrógeno verde y el P2G permitan llevar la energía descarbonizada también a otros sectores donde se requieren grandes cantidades de energía y donde los procesos industriales son difíciles o muy costosos de electrificar o descarbonizar en general. Sin embargo, debe proporcionarse un marco regulatorio claro para todas las tecnologías, construido sobre las fortalezas tanto de la electricidad descarbonizada como de los gases descarbonizados.

Los gases descarbonizados formarán parte del futuro sistema energético para:

- satisfacer el apetito de energía (moléculas y electrones) de la economía en general, así como de millones de consumidores finales y sus dispositivos
- ofrecer la flexibilidad necesaria para los períodos en los que no hay suficiente viento o sol disponible (almacenamiento de energía renovable);

¹⁵ Ael 14. Deutscher Energiekongress on 10 de September 2019; energate messenger, <https://www.energate-messenger.de/news/194936/eu-kommission-keine-alternative-zu-erdgas>, 10.09.2019

- transportar las cantidades necesarias de energía a donde sea necesario (incluso a largas distancias);
- garantizar la seguridad del suministro de energía;
- minimizar en la medida de lo posible el coste de la descarbonización; y
- evitar que importantes activos de la infraestructura de gas sean no utilizados, así como importantes perturbaciones en los mercados laborales.

El gas se puede descarbonizar a través de diferentes tecnologías, incluyendo el biometano y el hidrógeno, para cumplir con los objetivos de descarbonización establecidos.

La infraestructura de gas existente ofrece importantes ventajas para la descarbonización del sistema energético dado que ya está disponible en la actualidad con una capacidad significativa para conectar áreas industriales y de gran actividad económica, así como barrios residenciales. Además, la infraestructura de gas puede reutilizarse fácilmente para transportar otros gases que no sean los actuales, los gases totalmente descarbonizados como, por ejemplo, el hidrógeno. Contrariamente a las redes eléctricas, es posible almacenar energía en las infraestructuras de gas no sólo durante minutos, sino también durante meses, es decir, almacenamiento estacional de energía. La infraestructura de gas ofrece flexibilidad para todo el sistema energético.

Sin embargo, para garantizar que la infraestructura de gas pueda desempeñar un papel tan constructivo en el sistema energético descarbonizado en 2050, es de suma importancia mantener la infraestructura actual en funcionamiento, es decir, continuar los trabajos de mantenimiento, así como, desde hoy, afrontar el desarrollo sostenible para el futuro sistema energético descarbonizado.

Por otra parte, el sistema regulatorio tendrá que reconocer y adaptarse a este desafío de la descarbonización donde sea necesario para evitar obstáculos innecesarios a la comercialización, así como para apoyar esa descarbonización.

El futuro sector sostenible del gas debería basarse en un sistema eficiente multigas, flexible y asequible, para permitir un papel significativo del gas en una economía descarbonizada y conservar el valor que el transporte y la distribución tienen para el cliente final. La electricidad y los sistemas de gas son complementarios y tendrán una coexistencia en el futuro sistema energético europeo descarbonizado.

Con la entrada de la nueva Comisión liderada por Von der Leyen, es muy probable que los actuales objetivos de descarbonización de la UE se vuelvan aún más estrictos. La descarbonización del sector del gas requerirá un ajuste del diseño del mercado del gas a nivel de la UE para garantizar que el despliegue de todas las tecnologías prometedoras pueda producirse de manera coordinada, evitando obstáculos

innecesarios al comercio transfronterizo, y sobre todo el progresivo desarrollo de un sistema basado en el mercado que asegure que la electricidad renovable y el gas descarbonizado puede competir en el mismo campo de juego. Esta es la única manera de desarrollar un sistema energético racional a largo plazo y es la base del «*market coupling*».

Sin los ajustes del diseño del mercado del gas a nivel de la UE, se producirá una fragmentación de los mercados, con consecuencias perjudiciales e involuntarias para la competencia y la seguridad del suministro. Por lo tanto, la Comisión Europea ha anunciado reiteradamente su intención de abordarlo en su próximo nuevo paquete de gas.

En general, el mercado, correctamente diseñado, puede ofrecer una descarbonización efectiva y eficiente del sector energético y, por lo tanto, también del sistema de gas. Sin embargo, hasta ahora la experiencia muestra que, dentro del marco actual de mercado, los actores no están (todavía) preparados para invertir en el gas descarbonizado. La Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) señaló recientemente que *"parece claro que un futuro sostenible necesita gases descarbonizados y nuevas tecnologías (como el P2G), pero el marco regulatorio actual no fue diseñado con estas actividades en mente y la falta de regulación para estas áreas pueden tener consecuencias no deseadas, actuando como una barrera u obstáculo para su desarrollo. En este futuro sostenible, las viejas funciones y responsabilidades pueden ya no ser plenamente apropiadas"*.¹⁶

El reto regulatorio, como reconoce ACER, es garantizar que todo el conjunto de tecnologías pueda contribuir a la descarbonización, evitando el bloqueo prematuro de tecnologías específicas. Por lo tanto, el futuro diseño del mercado de la energía:

- debe ser el facilitador del camino hacia la descarbonización del gas y al menos no debe obstaculizar o ralentizar la implementación de los procesos y las metas decididos por los encargados de la formulación de políticas y los legisladores.
- debe apoyar todas las posibles vías de descarbonización y especialmente las diferentes velocidades de aplicación decididas por cada Estado Miembro.
- debe ser lo suficientemente flexible para que pueda adaptarse a vías alternativas o ajustes si es necesario, ya que se puede esperar que haya diferentes prioridades.
- debe ser capaz de permitir diferentes soluciones tecnológicas, ya que es imposible predecir con certeza qué tecnologías de descarbonización serán más rentables
- debe asegurar que la infraestructura de gas existente se mantiene y se amplía para satisfacer las nuevas demandas, y, sobre todo,

¹⁶ ACER, Consultas públicas sobre "The bridge beyond 2025" julio de 2019/2019

- debe garantizar el desarrollo progresivo de un sistema basado en el mercado que garantice que la electricidad renovable y el gas descarbonizado puedan competir en igualdad de condiciones

Dependiendo de la evolución del hidrógeno, del biometano y del potencial de suministro de gas, de las tecnologías y de los costes en general, así como de las decisiones de los Estados miembros, el funcionamiento y la configuración de la red cambiarán. La transición hacia un sistema energético descarbonizado de la UE costará dinero; sin embargo, la magnitud del coste dependerá también de la adecuada coordinación y de una gestión eficaz de los diferentes sistemas a medida que aumenten los esfuerzos para mantener el funcionamiento de los mercados.

Las medidas políticas para lograr la transición energética deben ser lo más tecnológicamente neutrales posibles para garantizar que se utilicen las opciones más sostenibles y eficientes a largo plazo. Cualquier bloqueo prematuro tendrá efectos negativos y puede resultar en costes mucho más altos de lo necesario para alcanzar los objetivos de descarbonización.

El primer paso hacia la descarbonización de los gases es un paquete común de definiciones de los diferentes gases, así como de las tecnologías. Para aumentar la proporción de la generación de biogás y permitir el comercio transfronterizo del gas descarbonizado (o su valor), sería posible un sistema de certificados a escala europea, similar a lo que ya se conoce en la electricidad renovable. Este sistema de Garantía de Origen tendría que ser internacional (al menos a escala de la UE), reconocido y fiable. El desarrollo de estos esquemas ya ha comenzado.¹⁷ Finalmente, la vinculación del valor del certificado con el sistema de ETS de la UE sería todavía más beneficiosa.

¹⁷ Registro Europeo de Gas Renovable (ERGaR)

La descarbonización del mercado energético europeo

**Gas, hidrógeno y
un mercado energético europeo
asequible y competitivo**

Editado por Fundación Naturgy

Fundación
Naturgy 