

Una descarbonización eficiente en costes



Estudio realizado por



Autores:

Andris Piebalgs • Christopher Jones
Piero Carlo Dos Reis • Golnoush Soroush
Jean-Michel Glachant

Índice

Prólogo	5
1. Introducción y objetivos del estudio	6
2. Alcanzar los objetivos para 2020 y el reto de cumplir con el <i>Green Deal</i>	13
3. Costes previstos de las tecnologías de generación renovable en el futuro ...	18
4. Hidrógeno	23

Prólogo

Europa tiene unos objetivos muy ambiciosos en cuanto a la descarbonización de la economía para el año 2050, enmarcados dentro de la lucha contra el cambio climático. Estos objetivos incluyen, entre otras cosas, emisiones netas nulas de gases de efecto invernadero. Lograr que esta descarbonización se consiga de la manera más eficiente en costes, dando los pasos adecuados en cada momento y poniendo al ciudadano en el centro es igualmente una necesidad.

Para la toma de decisiones por parte de las administraciones y los distintos sectores implicados, disponer del mayor número de datos posible constituye una herramienta de gran utilidad.

El European University Institute (EUI), a través de la Escuela de Regulación de Florencia (FSR), ha elaborado el “Estudio para una descarbonización eficiente en costes”, con el soporte financiero de la Fundación Naturgy.

El estudio pretende aportar la información disponible sobre los objetivos alcanzados hasta la fecha, sobre los costes futuros esperados en la generación renovable de acuerdo a las estimaciones disponibles más relevantes, así como las principales observaciones a tener en cuenta en el debate sobre las medidas regulatorias y de mercado a adoptar para impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías como es el hidrógeno de nulas o bajas emisiones de carbono, a juicio de sus autores.

El presente documento es un resumen del documento completo que estará disponible tanto en la página web de la Fundación Naturgy como en la página web de la FSR.

1. Introducción y objetivos del estudio^{1,2}

La Unión Europea (UE) ha identificado sistemáticamente tres objetivos clave en su política energética: la sostenibilidad, la competitividad y la seguridad de suministro. En teoría, se ha considerado que estos tres objetivos forman un triángulo equilátero, en el que todos tienen la misma importancia y el mismo peso a la hora de decidir las políticas a seguir.

Sin embargo, la realidad es que en diferentes momentos cada uno de los tres objetivos ha recibido distintos niveles de atención. En tiempos “pre-Kioto”, la competitividad y la seguridad energética conformaban el foco principal de la política energética europea. Fue en este periodo cuando se desarrollaron tanto el mercado interior de la energía como iniciativas para desplegar infraestructuras especialmente para asegurar que todos los Estados Miembros pudieran acceder a múltiples proveedores de gas natural.

A partir de 2009, cuando se acordó la “nueva política energética” de la UE en la Cumbre de Hampton Court de 2005, que dio lugar a la definición del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) y a las Directivas de Eficiencia Energética y de Energías Renovables, la prioridad ha sido la sostenibilidad: lograr los compromisos de la UE con el Protocolo de Kioto y posteriormente con el Acuerdo de París.

Los autores de este estudio queremos resaltar desde el principio que estamos totalmente de acuerdo con esta priorización. Hacer frente al cambio climático y, por lo tanto, descarbonizar rápidamente nuestro sistema energético es, sin duda, el mayor desafío energético al que nos enfrentamos. Según el Informe del Grupo Internacional de Expertos para el Cambio Climático (IPCC, en sus siglas en inglés) de 2018³, para limitar el calentamiento del planeta a 1,5° C por encima de los niveles preindustriales, debemos reducir los niveles globales de gases de efecto invernadero (GEI) en aproximadamente un 45% para 2030 y llegar a cero emisiones netas en 2050. Un calentamiento de 2° C requiere una reducción del 20% para 2030 y la neutralidad climática hacia el año 2075.

Desde esta perspectiva, los objetivos energéticos y climáticos iniciales de la UE para el año 2030 adoptados en el *Clean Energy Package* (una reducción del 40% en emisiones de CO₂ y un objetivo del 32% en el uso de energías renovables) resultan inadecuados, sobre todo si queremos mantener nuestro compromiso con el objetivo de 1,5° C. Los objetivos del nuevo *European Green Deal* (“Acuerdo Verde Europeo”) de una reducción del 55% en GEI para 2030 y la neutralidad climática para 2050, representan una respuesta ajustada y puede que incluso ambiciosa.

¹ Queremos agradecer a Ronnie Belmans, catedrático de la Facultad de Ingeniería y Ciencias de KU Leuven, y a Alberto Pototschnig, profesor de la FSR a tiempo parcial, por sus comentarios y apoyo en la elaboración de este estudio. Cualquier error es la responsabilidad de los autores.

² Este Resumen Ejecutivo corresponde al informe completo que está disponible en: <https://fsr.eu.eu/wp-content/uploads/2020/11/QM-04-20-535-EN-N.pdf>

³ <https://www.ipcc.ch/2018/10/08/summary-for-policymakers-of-ipcc-special-report-on-global-warming-of-1-5c-approved-by-governments/>

La UE, para abordar el cambio climático global y su contribución a la lucha contra el mismo, se está enfocando no solo en el objetivo final de la neutralidad climática, sino también en establecer una trayectoria ambiciosa para la reducción de los GEI. Esto es importante por dos razones: en primer lugar, la descarbonización de la economía implicará cambios estructurales e inversiones masivas, como se analiza a continuación. Para lograrlo se necesitarán décadas, por lo que es importante comenzar cuanto antes. En segundo lugar, cuanto más rápido se reduzcan emisiones de CO₂, mayor será el efecto en términos de prevención del cambio climático, dado que el CO₂ permanece en la atmósfera durante décadas antes de disolverse en los océanos o ser utilizado por las plantas. Por lo tanto, cada tonelada extra que ahorremos ahora nos beneficiará con creces en el futuro. Dada esta situación, cualquier política que acelere la eliminación del carbón y utilice el gas natural para efectuar una transición eficiente en costes, junto con las energías renovables y posteriormente sustituido por ellas, será sin duda una política de descarbonización altamente eficiente. Sin embargo, es igualmente vital que las consecuencias sociales de cualquier eliminación acelerada sean incorporadas plenamente en el desarrollo de las ciudades políticas.

Europa, y especialmente la UE, ha liderado de manera consecuente al mundo en la adopción de medidas prácticas para cumplir con su compromiso climático. Sin duda, este seguirá siendo el caso, pero los resultados de las recientes elecciones estadounidenses obviamente ofrecen una esperanza renovada sobre la posibilidad de que surja un enfoque más global.

Por tanto, lograr los compromisos climáticos de la UE debe seguir siendo la base de su política energética en el futuro. Esto forma tanto el punto de partida de este estudio como la base sobre la cual todo resultado o comentario del mismo se sostiene. No obstante, esto no significa que podamos ignorar los otros dos objetivos de la política energética de la UE: la competitividad y la seguridad en el suministro.

El coste de la energía es un elemento fundamental de la competitividad para muchas empresas. Evidentemente esto incluye a los sectores que hacen un uso intensivo de la energía, como son el de la química, del acero y otros metales y del cemento en los que la energía representa normalmente del 20% al 40% del coste total.⁴ Sin embargo, es igualmente importante para las empresas en las cuales los costes de la energía son menos decisivos pero que operan con márgenes estrechos: fabricantes de automóviles, por ejemplo. No tiene sentido aumentar los costes de la energía en la UE para tales empresas hasta el punto que se trasladen fuera de Europa, donde no se gravan los GEI, ya que esto aumentaría casi con total seguridad los GEI globales resultantes de la fabricación.

⁴ https://www.energystar.gov/sites/default/files/buildings/tools/ENERGY%20STAR%20Guide%20for%20the%20Cement%20Industry%2028_08_2013%20Final.pdf

Asimismo, los costes de la electricidad han aumentado para los ciudadanos de la UE en los últimos años. El precio total de la electricidad para los consumidores domésticos, incluyendo todos los impuestos y gravámenes, fue sustancialmente más alto (17%) en la segunda mitad de 2019 que en la primera mitad de 2008, ajustando con la inflación.⁵ En algunos Estados Miembros, este aumento ha sido significativamente mayor.⁶ El apoyo a la agenda de descarbonización de la UE sigue siendo fuerte: una encuesta europea reciente del Eurobarómetro indica que el 91% de los ciudadanos afirman que el cambio climático es un problema grave en la UE.⁷ Sin embargo, las respuestas de la sociedad a los rápidos aumentos de los precios de la energía en el pasado, demuestran que también este es un tema importante para los ciudadanos. Para cumplir los objetivos del *European Green Deal* de la UE, será necesario invertir miles de millones de euros, según la Comisión alrededor de 3,5 trillones de euros a lo largo del período 2021-2030.⁸ En un momento en el que muchos otros países no están adoptando medidas firmes para hacer frente al cambio climático, limitar los aumentos de los precios de la energía para los ciudadanos es muy importante. Un aumento rápido y sostenido de los precios de la electricidad y del gas, no experimentado en otros países, probablemente plantearía desafíos en términos del mantenimiento del apoyo público a la agenda de descarbonización.



⁵ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

⁶ Eurostat: [https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=File:Development_of_electricity_prices_for_household_consumers,_2008-2019_\(EUR_per_kWh\).png](https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=File:Development_of_electricity_prices_for_household_consumers,_2008-2019_(EUR_per_kWh).png)

⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_20_331

⁸ https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/com_2030_ctp_en.pdf

Igualmente, la seguridad en el suministro energético sigue siendo una cuestión vital para los ciudadanos de la UE. La transición debe llevarse a cabo de manera que continúe garantizando una seguridad energética muy alta. Los desafíos en este campo cambian rápidamente: los problemas del gas natural se están volviendo mucho menos preocupantes mientras que la estabilidad de la red y la seguridad cibernética aparecen como nuevos puntos de preocupación.

La próxima etapa de la agenda de descarbonización energética de la UE traerá cambios sin precedentes, con una aceleración del cambio hacia las energías renovables, la descarbonización del transporte y la rápida aparición de moléculas sostenibles, tales como el hidrógeno.

La Comisión Europea ha publicado recientemente sus estrategias de Integración del Sistema Energético y del Hidrógeno, junto con numerosas iniciativas adicionales, como la revisión del RCDE, de las Directivas de Energías Renovables y Eficiencia Energética, y el impuesto fronterizo al carbono. Estas iniciativas, en el contexto del *European Green Deal*, sentarán las bases del sistema energético de la UE para la próxima década o más. La forma en que se implementen estas políticas en la práctica constituirá la base de la siguiente etapa de la descarbonización de nuestro sistema energético y es probable que tenga un profundo impacto en los precios de la energía y la competitividad.

Es fundamental que estas iniciativas se diseñen e implementen de tal manera que garantice que la UE cumple con sus objetivos de GEI, los cuales deben ser la base de las medidas adoptadas. No obstante, es igualmente importante que se implementen de una manera objetiva basado en las mayores evidencias disponibles, de tal forma que conduzca a una descarbonización eficiente en costes, por todas las razones mencionadas anteriormente. El apoyo público a la descarbonización no debe darse por supuesto si experimentamos un aumento continuo de los precios de la electricidad y el gas.

El objetivo de este estudio es, en primer lugar, revisar las políticas existentes para determinar si han alcanzado el "triángulo" de los objetivos energéticos.

En segundo lugar, el propósito es revisar los hechos y evidencias disponibles que la Comisión, el Parlamento y los Estados Miembros deberán tener en cuenta a la hora de tomar decisiones sobre el "triángulo equilátero óptimo". En particular, el estudio revisa y evalúa una amplia gama de literatura y estudios científicos, académicos e industriales con el fin de proporcionar una visión objetiva o por "análisis de consenso" de los posibles costes futuros y otros desafíos relevantes que afrontan las diferentes tecnologías y opciones energéticas que deberán conformar el futuro energético de la UE.

Para ello, en primer lugar, se toman en cuenta una serie de estudios claves de fuentes de prestigio⁹ para considerar hasta qué punto los diferentes escenarios de descarbonización son compatibles entre sí y, por lo tanto, hasta qué punto proporcionan un marco fiable y sólido. De hecho, el análisis muestra un alto grado de inconsistencia entre las diferentes vías de descarbonización previstas por diferentes agencias u organismos, con expectativas que varían enormemente con respecto a la demanda de energía y la matriz energética resultante.

Es difícil sacar conclusiones precisas de estas consideraciones más allá de reconocer que todavía quedan muchas variables a definir sobre cómo la UE deberá descarbonizar su sistema energético de manera que logre los objetivos combinados de sostenibilidad, competitividad y seguridad energética. Una cosa que sí podemos decir es que el estudio refuerza las consideraciones centrales que se presentan a continuación: en primer lugar, se requiere un enfoque tecnológicamente neutral para cualquier política de descarbonización, ya que resulta imposible elegir “los caballos ganadores” debido sobre todo a la naturaleza imprevisible del cambio tecnológico que experimentaremos durante las próximas tres décadas. En segundo lugar, la internalización completa por parte del mercado de los costes (en aumento progresivo) asociados al contenido de carbono de las fuentes y vectores energéticos debe ser base para determinar la matriz energética futura de la UE, y no las decisiones políticas o regulatorias. Las enormes variaciones en las estimaciones demuestran de forma muy explícita que un enfoque basado en la regulación para predecir futuros mercados energéticos descarbonizados no serviría de nada.

El estudio examina las opiniones de consenso sobre los desarrollos previstos y las estimaciones con respecto al coste futuro de las tecnologías del hidrógeno y de la electricidad renovable. Obviamente, centrarse solo en estos dos vectores de energía proporciona una imagen incompleta pero este enfoque se ha elegido dado que la electricidad renovable, el hidrógeno libre de carbono y otras moléculas neutras en carbono (junto con la captura y el almacenamiento del carbono - CCS - y la captura y utilización del carbono - CCU -) y la electricidad nuclear para aquellos países que eligen este camino, cubrirán la inmensa mayoría de la demanda energética de la UE después de 2050 (según la base del desarrollo tecnológico actualmente predecible).

⁹ Específicamente, el trabajo revisa y evalúa los estudios: IEA “World Energy Outlook 2020” (octubre de 2020), IRENA “Global Renewables Outlook – Energy Transformation 2050” (abril de 2020), IEA “The Future of Hydrogen” (junio de 2019), IRENA “Hydrogen: A renewable energy perspective” (septiembre de 2019), BloombergNEF “Hydrogen Economy Outlook” (marzo de 2020), BloombergNEF “Global Gas Report 2020” (agosto de 2020) y BloombergNEF “Sector Coupling in Europe: Powering Decarbonization” (febrero de 2020). Dado que estos estudios no incluyen los costes futuros derivados del llamado “hidrógeno turquesa” (derivado de la pirolisis del metano mediante plantas de captura y utilización del carbono), el estudio revisa y evalúa frente a establecidos referentes las siguientes fuentes, exclusivamente para estimar los costes futuros del hidrógeno turquesa: ThinkStep “GHG Emissions in the EU Energy market today and in 2050” (octubre de 2018), B. Parkinson et al. “Levelised cost of CO₂ mitigation from hydrogen” (Energy & Environmental Science, noviembre de 2018), Gas for Climate & Guidehouse “Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050” (abril de 2020) y Zukunft Erdgas & Poyry “Hydrogen from natural gas – the key to deep decarbonisation” (julio de 2019).

¹⁰ De aquí en adelante, en este Resumen Ejecutivo, para ser más breves, limitaremos las referencias a moléculas de bajas y cero emisiones al hidrógeno.

Creemos que esta información es vital para determinar las políticas correctas que promuevan diferentes tecnologías energéticas.

Actualmente, la UE se encuentra en el comienzo de un nuevo “ciclo de tecnología energética” con el desarrollo del mercado de hidrógeno con nulas o bajas emisiones de carbono. Como hemos aprendido con la experiencia del desarrollo de los mercados de energía eólica y fotovoltaica, un desafío clave para el diseño eficaz de una política energética al comienzo de un nuevo ciclo tecnológico es la coordinación temporal: lograr el equilibrio necesario entre la I+D y los proyectos de demostración de nuevas tecnologías para reducir costes (el “empuje tecnológico” – “push”) y la creación de demanda mediante subvenciones a la producción (el “tirón de la demanda” – “pull”).

Actualmente, la UE se encuentra en el comienzo de un nuevo “ciclo de tecnología energética” con el desarrollo del mercado de hidrógeno con nulas o bajas emisiones de carbono



Con la ventaja de la vista atrás, la UE podría haber asegurado un desarrollo mucho más eficiente en costes del mercado de la electricidad renovable si hubiera invertido primero unos 10.000 millones de euros en I+D y en proyectos de demostración industrial de energía eólica y fotovoltaica entre 2008 y 2012, y después hubiera aumentando rápidamente las subvenciones a la producción. Dado que en los últimos años la UE ha gastado alrededor de 70.000 millones de euros al año en subvenciones a la electricidad renovable,¹¹ si esto se hubiera reducido tan solo un 20% el ahorro habría sido considerable, liberando recursos para otras necesidades. No se trata de una crítica a la política de la UE al respecto (la cual, como se explica a continuación, ha producido muchos beneficios), sino de afirmar que debemos aprender de la experiencia.

Con respecto al futuro mercado del hidrógeno, será crucial desarrollar una estrategia del hidrógeno para la UE que garantice que la coordinación temporal entre subvencionar la I+D y los proyectos de demostración por un lado, y la producción por otro sea óptima. Debemos asegurarnos que los cambios se implementen a tiempo para garantizar la descarbonización del sistema de gas de la UE para 2050 y así realice su debida contribución a la transición. Pero también, como se explica con más detalle en este libro, hay factores relacionados con el hidrógeno que indican que un enfoque que inicialmente financia I+D y proyectos de demostración, y luego subvenciona la producción, probablemente será un enfoque eficiente en costes.

En la tabla que se muestra más adelante, figuran las cifras de “consenso” con respecto a los costes futuros previstos para las diferentes formas del hidrógeno con nulas o bajas emisiones y sus contenidos de GEI (verde, azul, turquesa, etc.). Estas cifras son motivos sólidos para argumentar que: (i) un enfoque político neutro hacia la financiación de la I+D y los proyectos de demostración y (ii) la habilitación de los principios del Mercado Interior de la Energía, basados en la competencia entre fuentes/vectores de energía que reflejen plenamente sus externalidades (en particular, el contenido de GEI) mediante garantías de origen para todo el ciclo de vida, darán lugar a la transición energética más eficiente en costes.

El propósito de este estudio no es proponer una respuesta o trayectoria específica con respecto a este equilibrio de políticas, sino resaltar los hechos más relevantes para esta decisión; la importancia de lograr el equilibrio correcto y las cuestiones a tener en cuenta para permitir a los responsables del desarrollo de estas políticas determinar ese balance adecuado.

¹¹ Documento de trabajo de los servicios de la Comisión, COM(2019)1 final, Parte 1/4, que acompaña el informe "Energy prices and costs in Europe", p. 216, Figura 164 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_-_v5_text_6_-_part_1_of_4.pdf

2. Alcanzar los objetivos para 2020 y el reto de cumplir con el *European Green Deal*

Cuando se adoptaron los objetivos “20-20-20” y se transformaron en objetivos de energías renovables vinculantes para cada Estado Miembro, fueron innovadores y se consideraron muy ambiciosos. De hecho, alcanzar el objetivo del 20% de energía renovable para 2020 significaba que la UE tendría que instalar todos los años, entre 2010 y 2020, la misma capacidad eólica y fotovoltaica en total que había instalado en el pasado. El objetivo de una reducción del 20% de GEI era el más ambicioso en el mundo y el RCDE fue pionero.

La UE ha cumplido y de hecho ha superado su objetivo principal de GEI, con una reducción del 23% en 2018, y también ha logrado su objetivo sobre las energías renovables. Cualquier evaluación sobre el éxito o el fracaso de los objetivos “20-20-20” debe comenzar con esta observación. Ha proporcionado a la UE las bases necesarias para aspirar de manera realista a cumplir con los objetivos del *European Green Deal*. Además, ha establecido un RCDE que funciona (aunque de manera imperfecta) y que de nuevo ofrece una base sólida para el futuro.

Además, el cambio energético de la UE ha creado un sector industrial completamente nuevo. Según la Comisión, el número de puestos de trabajo creados en el sector de las energías renovables aumentó de 1 millón en 2009 a 1,5 millones en 2018.

La Comisión Europea enfatiza el principio de la “eficiencia energética ante todo” como base de su política energética con razón. Sin embargo, en este ámbito es en el cual la UE ha encontrado más dificultades para cumplir los objetivos. Los últimos datos disponibles en 2018 (15% de eficiencia energética) muestran que el objetivo del 20% probablemente no se alcanzará para finales de 2020. La pandemia de la Covid-19 puede reducir temporalmente y de manera artificial la demanda de energía en la UE pero, no obstante, la tendencia general no es la esperada. También deberíamos tener en cuenta que durante el período 2009-2020, la UE atravesó una grave crisis económica (en general, la demanda cayó durante los años de crisis, pero aumentó durante los años “normales” de crecimiento económico).

Con respecto al objetivo del 20% para el uso de energía renovable en el consumo de energía final, se cumplirá, como se mencionó anteriormente, pero no en todos los Estados Miembros. Esto ha tenido un coste, con subsidios que ascienden a 70.000 millones de euros por año,¹² con esquemas de ayuda en las primeras fases que han sido caracterizados por una compensación excesiva y un sistema de apoyo a la generación de electricidad renovable que funciona a nivel nacional, lo que

¹² https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_-_v5_text_6_-_part_1_of_4.pdf

significa que la capacidad no siempre ocupa ubicaciones geográficas óptimas. Por supuesto, estos comentarios son fáciles de hacer con la ventaja de la retrospectiva y hay que tener en cuenta que los programas de apoyo que están ahora basados en su mayoría totalmente en subastas son eficientes y ofrecen precios competitivos.

En general, consideramos justo concluir que la UE ha tenido éxito en su política inicial sobre energías renovables: ha logrado sus objetivos y ha sentado una base sólida para la siguiente etapa de desarrollo del mercado. Sobre todo, el impulso a la demanda de energía fotovoltaica y eólica en la UE condujo a la industrialización de la producción de estas tecnologías, a economías de escala y a menores costes (aunque en el caso de la energía fotovoltaica, estos se han logrado notablemente más en China). Como resultado, la capacidad de producir electricidad renovable se ha desarrollado por todo el planeta. La energía renovable es cada vez más competitiva comparada con la generación con combustibles fósiles, aunque se debe tener cuidado al realizar dichos cálculos y tener en cuenta el hecho de que la energía eólica y la fotovoltaica son intermitentes (teniendo en cuenta el coste anual promedio de producción sobre la base de horas operadas) e incluir todos los costes relevantes del sistema, especialmente el almacenamiento y los sistemas de balance.

Parece justificado decir que estas reducciones de costes son, al menos en gran medida, una consecuencia directa de la iniciativa 20-20-20 de la UE: en el mejor de los casos, habrían ocurrido mucho más lentamente sin la acción de la UE. Visto desde esta perspectiva, es justo señalar que la iniciativa 20-20-20 consiguió, a nivel mundial y de forma indirecta, ahorros de los GEI mucho mayores que la reducción del 23% en la UE. Los ciudadanos europeos deberían estar orgullosos del liderazgo que han demostrado en este campo.

En términos de la seguridad del suministro energético, durante el período 2010-2020 la UE se ha centrado en la diversificación de las fuentes de suministro de gas, especialmente para aquellos países que dependen ya sea totalmente o en gran medida, de un solo proveedor. La UE adoptó un nuevo enfoque de planificación de infraestructuras ofreciendo fondos europeos para proyectos de interés para el conjunto de la UE. Esto ha demostrado ser un gran éxito. Entre 2012 y 2018, el número de proveedores de gas aumentó para todos los Estados Miembros ubicados en las regiones del sur, centro y norte de Europa.

Entre 2012 y 2018, el número de proveedores de gas aumentó para todos los Estados Miembros ubicados en las regiones del sur, centro y norte de Europa

País	Número de conexiones 2012	Número de fuentes potenciales de suministro de gas 2012	% de la demanda interna que podría satisfacerse del proveedor no principal 2012	Número de conexiones 2018	Número de fuentes potenciales de suministro de gas 2018	% de la demanda interna que podría satisfacerse del proveedor no principal 2018
Estados bálticos (Estonia, Letonia, Lituania)	Estonia 2 Letonia 2 Lituania 1	1	0	Estonia 2 Letonia 3 Lituania 3	Estonia 2 Letonia 2 Lituania 3	Estonia 22% Letonia 5% Lituania 42%
Bulgaria	2	1	0	3	2 (incluida producción doméstica)	prácticamente 0
Croacia	1	Todavía no Estado Miembro	Todavía no Estado Miembro	2	3 (incluida producción doméstica)	58
República Checa	3	2	33	4	3	30
Hungría	3	3	51	5	5	43
Polonia	4	3 GN/ 1 GNL	45	4	7 GN/ 6 GNL	52
Rumania	2	3 (incluida producción doméstica)	82 (78% producción doméstica)	3	3 (incluida producción doméstica)	90 (88% producción doméstica)
Eslovaquia	3	2	5	3	4	50
Eslovenia	3	3	54	2	4	49

Todos los países ahora tienen opciones de suministro, las cuales aumentarán aún más una vez que se completen los proyectos adicionales que actualmente están en curso. Como era de esperar, esto ha tenido un efecto positivo en la competitividad relativa del suministro de gas en países que antes se caracterizaban por opciones limitadas y poca liquidez. El precio medio de importación para los Estados Miembros del sur, centro y norte fue un 13% más alto que para los Estados Miembros occidentales en 2013 y esta diferencia se había reducido a solo el 5% en 2018.

Estado Miembro	Precio medio de importación para cada Estado Miembro en 2013 (euros/MWh)	Diferencia sobre el precio medio de importación mínimo de los Estados Miembros 2013 (%)	Precio medio de importación para cada Estado Miembro en 2018 (euros/MWh)	Diferencia sobre el precio medio de importación mínimo de los Estados Miembros 2018 (%)
Estados Miembros del norte, centro, y sur de Europa + Finlandia				
Finlandia	35,1	30%	25,2	31%
Estonia	33,4	24%	23,5	22%
Letonia	32,1	19%	20,3	6%
Lituania	37,4	39%	22,5	17%
Bulgaria	32	19%	19,3	1%
Croacia	35,1	30%	25,2	31%
República Checa	30,7	14%	22,3	16%
Hungría	30,7	14%	22,4	17%
Polonia	27,2	1%	21	9%
Rumania	28,5	6%	22,7	18%
Eslovaquia	33	22%	20,2	5%
Eslovenia	31	15%	21,4	11%
Valor medio	32,2	19%	22,2	15%
Estados Miembros del Oeste de Europa				
Francia	29,8	10%	21,7	13%
Alemania	27,3	1%	19,2	0%
Italia	30,9	14%	21,4	11%
España	27,3	1%	19,5	2%
Grecia	32,2	19%	21,1	10%
Portugal	29,3	9%	19,6	2%
Bélgica	27	0%	22,3	16%
Luxemburgo	28	4%	22,3	16%
Suecia	31,3	16%	21,2	10%
Los Países Bajos	27,2	1%	20,8	8%
Irlanda	27	0%	23,3	21%
Austria	27	0%	21,2	10%
Dinamarca	27,6	2%	19,6	2%
El Reino Unido	27,6	2%	21,7	13%
Valor medio	28,5	6%	21,1	10%

Dado que la seguridad y la diversidad en el suministro energético de los Estados Miembros de la UE también está aumentando por sus inversiones en electricidad renovable, la seguridad del suministro de gas ya no está en el foco de la política energética de la UE. Una vez más, los ciudadanos de la UE pueden estar satisfechos con los resultados de su política energética en esta cuestión.

Alcanzar los objetivos del *European Green Deal* de una reducción de los GEI del 55% para el año 2030 representa un cambio significativo en términos de ambición, comparados con los objetivos 20-20-20. Si se supone que los objetivos de electricidad renovable de los Estados Miembros (establecidos en base a un recorte del 40% en los GEI para 2030, fijado antes del *European Green Deal*) deben aumentar en proporción al incremento en el objetivo de reducción de los GEI del 40% al 55%, entonces la electricidad renovable deberá satisfacer alrededor del 67% de la demanda de electricidad de la UE en el año 2030, en comparación con alrededor del 30% de la actualidad.¹³ Esto requerirá que la capacidad eólica y fotovoltaica nueva instalada cada año se duplique en el período 2020-2030 comparado con el período 2010-2020. Asimismo, el objetivo de eficiencia energética deberá aumentar del 32,5% al 36% o más.

Este análisis sobre la electricidad renovable y los objetivos de eficiencia energética necesarios para lograr el objetivo del *European Green Deal* del 55% es, por supuesto, una extrapolación simplista basada en las estimaciones existentes del objetivo original para 2030. No obstante, sí que es una ilustración razonable de la magnitud del desafío que tiene por delante la UE para lograr este objetivo. También subraya la importancia de integrar por parte de la Comisión la eficiencia en costes en la preparación del paquete legislativo sobre energía y clima de 2021.



¹³ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_generation_statistics_-_first_results#Production_of_electricity

3. Costes previstos de las tecnologías de generación renovable en el futuro

El estudio analiza los costes de la electricidad renovable esperados, una vez revisada una parte importante de la bibliografía disponible que trata el tema. En esta área, surge una posición relativamente uniforme:

Tecnología	Costes nivelados hoy (LCOE)	Costes nivelados (LCOE) 2030	Costes nivelados (LCOE) 2050
	(El año que se cita hace referencia a la proyección, no es el de la publicación del estudio)		
Energía solar a gran escala (centrales - utility)	45 – 58 - 160 euros/MWh (IRENA, 2019) ¹⁴	14,9 euros/MWh (mejores valores mundiales para energía fotovoltaica, IRENA)	18,7 euros/MWh (valores medios mundiales para energía fotovoltaica, IRENA)
	29,75 – 42,5 euros/MWh (promedios regionales, IEA, 2019) ¹⁵	21 – 38,5 euros/MWh (promedios regionales, IEA) ¹⁷	3,825 euros/MWh (mejores valores mundiales para energía fotovoltaica, IRENA)
	33,15 – 42,5 euros/MWh (BloombergNEF, H1 2020) ¹⁶	14,4 – 33,15 euros/MWh (estimaciones globales, BloombergNEF)	13,6 euros/MWh (estimación para Argelia, España y lugar sin especificar, BloombergNEF)
	26,35 – 31,45 – 35,7 euros/MWh (Lazard, 2020)	17,85 euros/MWh (estimación para Australia, BloombergNEF)	10,2 euros/MWh (estimación para Australia, BloombergNEF)
Energía solar a escala de edificios individuales	11,2 euros/MWh (Portugal, oferta récord mundial, agosto de 2020)	10 euros/MWh (estimación para condiciones de "muy bajos costes")	
	55,3 – 140,3 euros/MWh ¹⁸ (Alemania, IEA, 2018/2019)		
	80,75 – 157,3 euros/MWh ¹⁹ (Francia, IEA, 2018/2019)		
	93,5 – 191,3 euros/MWh ²⁰ (Japón, IEA, 2018/2019)		
	62,9 – 193,0 euros/MWh (Lazard, 2020)		

Continúa >>

¹⁴ Percentil 5, promedio y percentil 95 a nivel mundial, según la IRENA, 2019.

¹⁵ Rango derivado de diferentes estimaciones medias regionales (UE, China, India y EE. UU.) en 2019 por la IEA.

¹⁶ Promedio ponderado a nivel mundial de BNEF, H1 2020. Basado en si es energía fotovoltaica de eje fijo o co seguidor.

¹⁷ Rango derivado de diferentes estimaciones de medias regionales (EU, China, India y USA) por la IEA a través de interpolaciones lineales de 2019 y 2040 de datos regionales de escenarios SDS y STEP.

¹⁸ Rango de LCOE para Alemania según la IEA, 2018/2019.

¹⁹ Rango de LCOE según la IEA, 2018/2019.

²⁰ Rango de LCOE según la IEA, 2018/2019.

Tecnología	Costes nivelados hoy (LCOE) (El año que se cita hace referencia a la proyección, no es el de la publicación del estudio)	Costes nivelados (LCOE) 2030	Costes nivelados (LCOE) 2050
Parque eólico terrestre	32 - 45 - 92 euros/MWh (IRENA, 2019) ²¹	17 euros/MWh	19,55 euros/MWh (valores medios mundiales para energía eólica, IRENA)
	29,75 - 46,75 euros/MWh (IEA, 2019) ²²	(mejores valores globales para energía eólica, IRENA)	9,35 euros/MWh (mejores valores mundiales para energía eólica, IRENA)
	37,4 euros/MWh (BloombergNEF, H1 2020) ²³	29,75 - 44,5 euros/MWh (promedios regionales, IEA) ¹⁶	22,1 euros/MWh (estimación para Alemania, BloombergNEF)
	22,1 - 34 - 45,9 euros/MWh (Lazard, 2020)	23,8 - 40 euros/MWh (estimación para China y Japón, BloombergNEF)	14,45 - 28,05 euros/MWh (estimación para China y Japón, BloombergNEF)
	16,9 euros/MWh ²⁴ (Arabia Saudita, oferta récord mundial, 2019)		
Parque eólico marino	76 - 97,8 - 133 euros/MWh (IRENA, 2019) ²⁵	36 - 46 - 96 euros/MWh (valores para los países del G20, IRENA)	~ ²⁸
	63,75 - 110,5 euros/MWh (IEA, 2019)		
	78 euros/MWh (BloombergNEF, H1 2020) ²⁶	45,9 - 81,6 euros/MWh (promedios regionales, IEA) ¹⁶	34,85 euros/MWh (estimación para Alemania, BloombergNEF)
	58,7 - 73,1 - 88,4 euros/MWh (Lazard, 2020)		
	42,5 euros/MWh (Reino Unido, oferta récord mundial, 2019) ²⁷		

- Tanto la energía eólica terrestre como la solar fotovoltaica son actualmente competitivas con otras tecnologías de generación de electricidad (por ejemplo, las basadas en combustibles fósiles), considerando el coste de la electricidad suministrada en la red, y se puede suponer que cada vez serán más baratas.
- Para 2030, se prevé una disminución adicional significativa en los costes nivelados promedios estimados para la energía solar a escala de centrales, la energía eólica terrestre y la energía eólica marina, y para 2050 está previsto que se reduzcan aún más. Los impulsores clave de esta reducción de costes son un menor CAPEX debido a las mejoras tecnológicas que llevarán a la mejora de los factores de capacidad, entre otras cosas.

²¹ Percentil 5, promedio y percentil 95 a nivel mundial, según la IRENA, 2019.

²² Estimación media para la UE de la IEA, 2019.

²³ Promedio ponderado a nivel mundial de BNEF, H1 2020.

²⁴ Precio récord mundial, Dumat Al Jandal de Arabia Saudita, 2019.

²⁵ Estas estimaciones de los costes nivelados son del percentil 5, el promedio y percentil 95 a nivel mundial (IRENA, 2019).

²⁶ Promedio ponderado a nivel mundial de BNEF, H1 2020.

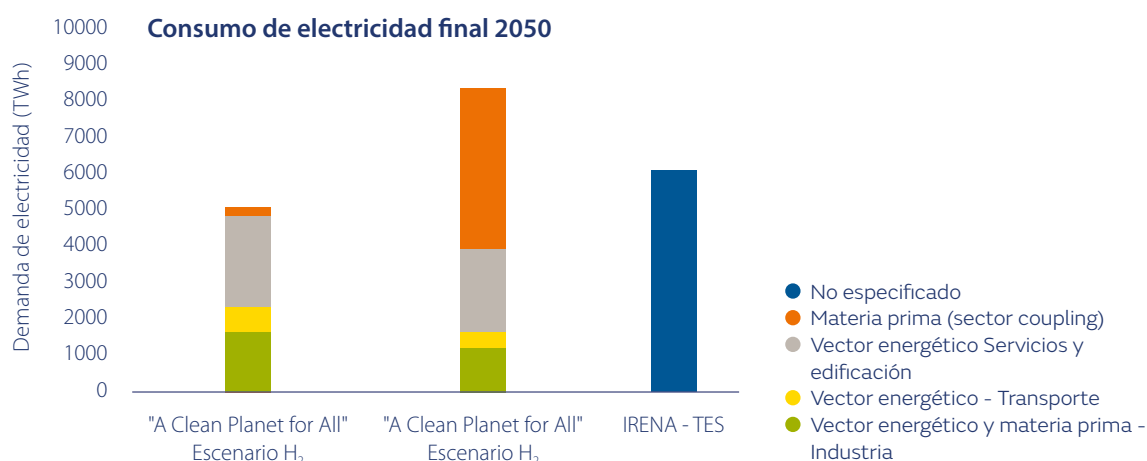
²⁷ Precio más bajo concedido en subasta de energía eólica marina al Reino Unido.

²⁸ Este coste nivelado se deriva a través de la interpolación lineal de los valores del coste nivelado de energía de 2019 y 2040, dados por la IEA para el Escenario de Desarrollo Sostenible. Específicamente, el Escenario de Desarrollo Sostenible de la IEA da un coste nivelado de energía eólica marina para 2040 para la UE de 0.02975 euros/kWh.

En términos del potencial técnico de la producción de electricidad renovable, a continuación, ofrecemos una descripción general de las estimaciones.

Tecnología	Potencial técnico hoy	Potencial técnico 2030	Potencial técnico 2050
Total (Fotovoltaica solar + Eólica)	480 TWh (IEA WEO 2020 escenario de desarrollo sostenible)	1.361 TWh (IEA WEO 2020 SDS escenario de desarrollo sostenible) No informado directamente (IRENA escenario TES)	No informado directamente (IRENA escenario TES) 1.548 TWh ("A Clean Planet for All" escenario ELEC) 1.802 TWh ("A Clean Planet for All" H ₂ escenario)
Fotovoltaica solar	118 TWh (IEA WEO 2020 escenario de desarrollo sostenible)	444 TWh (IEA WEO 2020 escenario de desarrollo sostenible) No informado directamente (IRENA escenario TES) 412 TWh (escenarios ELEC and H ₂ "A Clean Planet for All")	No informado directamente (IRENA escenario TES) 683 TWh ("A Clean Planet for All" escenario ELEC) 804 TWh ("A Clean Planet for All" escenario H ₂)
Eólica (tanto terrestre como marina)	362 TWh (IEA WEO 2020 escenario de desarrollo sostenible)	917 TWh (IEA WEO 2020 escenario de desarrollo sostenible) No informado directamente (IRENA escenario TES) 955 TWh (escenarios ELEC and H ₂ "A Clean Planet for All")	No informado directamente (IRENA escenario de transformación de energía) 865 TWh ("A Clean Planet for All" escenario ELEC) 998 TWh ("A Clean Planet for All" Escenario H ₂)

- Las estimaciones sobre el potencial técnico de la producción de electricidad renovable a partir de la energía solar y eólica en la UE indican que puede duplicarse para 2030 y seguirá creciendo fuertemente hasta 2050.
- Se supone que los usos potenciales de la electricidad se verán incrementados ligeramente antes de 2030 en comparación con los actuales. Sin embargo, para 2050 se prevé que los usos de la electricidad y, por lo tanto, también la demanda, aumenten significativamente debido al incremento de la electrificación y, potencialmente, debido al uso cada vez mayor de la electricidad como materia prima para la conversión de combustibles sintéticos (por ejemplo, el hidrógeno).



Un factor limitante importante y potencial para el aumento de la capacidad de generación de electricidad renovable está relacionado con los problemas de la red, en particular con la posible incapacidad futura para aumentar la capacidad de la red a la suficiente rapidez para trasladar la electricidad producida en áreas nuevas (mar adentro, lejos de la costa) a los centros de demanda. Esto amenaza con aumentar los costes de red e incluso resultar en cortes generalizados. Además, la energía eólica y la fotovoltaica son, por definición, intermitentes. En Alemania, en 2018, el sistema incurrió costes de más de 1.000 millones de euros para hacer frente a los cortes, ya que el máximo de electricidad renovable producida no se podía consumir ni almacenar. En el mismo año, 2018, alrededor del 38% de la electricidad de Alemania se obtuvo a partir de energías renovables, mientras que, incluso en el escenario de una reducción de los GEI de solo el 40% en 2030, Alemania tiene el objetivo de alcanzar aproximadamente un 65% de participación de energías renovables en su sistema eléctrico. Si no se aborda de manera activa una combinación de desarrollo de capacidad de transmisión adecuada, soluciones regulatorias efectivas y almacenamiento eficiente en costes, inevitablemente debe existir una preocupación seria sobre la posibilidad de que los costes de red aumenten, lo que desembocará en un aumento significativo de los costes de la electricidad.

Como parte de este estudio, los investigadores de la FSR han revisado la literatura para intentar determinar escenarios y pronósticos de los costes previstos de balance y almacenamiento en un sistema basado en electricidad renovable, pero no lograron identificar datos suficientes para sacar conclusiones. Esta es en sí misma una observación importante y es necesario realizar más trabajos sobre esta cuestión, para que la UE adopte urgentemente un enfoque prospectivo y eficiente en costes para garantizar que las opciones de infraestructura y almacenamiento existan cuando sean necesarias y, de este modo, evitar que los cortes de la producción se conviertan en la opción por defecto, ya que se pondrían en riesgo las inversiones adicionales urgentes en electricidad renovable.

En la opinión de los autores, esto da lugar a la conclusión posiblemente más importante de este estudio. Aparte de la eficiencia energética, que debe seguir siendo la máxima prioridad energética, está claro que la electricidad renovable formará la columna vertebral del sistema energético descarbonizado de la UE.²⁹ Por su propia naturaleza, la electricidad renovable será más barata que el hidrógeno sin emisiones de carbono (que es un vector que almacena electricidad renovable). Por lo tanto, la prioridad más importante e inmediata de la UE, para garantizar una descarbonización eficiente en costes de su sistema energético, debe ser identificar y eliminar los cuellos de botella en las infraestructuras y en otros ámbitos que pueden causar limitaciones en la producción y en el uso eficiente en costes de la electricidad renovable en el futuro.

²⁹ No ignoramos el potencial de la electricidad nuclear para contribuir a un sistema energético de cero emisiones de carbono, en aquellos países que eligieron esta opción. Sin embargo, esta fuente de energía no se ha considerado en este estudio.

4. Hidrógeno

Junto con el de la electricidad renovable, el hidrógeno es sin duda el ámbito más importante en el que probablemente las decisiones regulatorias, adoptadas por la actual Comisión y los Estados Miembros, tengan un efecto más profundo en cuanto a la competitividad del suministro energético en la UE durante las próximas décadas.

Durante esta Comisión, se establecerá el marco para el desarrollo del futuro mercado de hidrógeno con nulas o bajas emisiones de carbono. Asegurar que esta política se establezca sobre la base de una comprensión objetiva de los datos y, sobre todo, con el reconocimiento de las incertidumbres que existen al establecer e interpretar estos, será vital para establecer un marco que, al mismo tiempo que guíe a la UE por el camino seguro hacia un sistema de gas descarbonizado en 2050, mantenga igualmente la competitividad. Para todos los combustibles neutros en carbono, el hidrógeno igualmente neutro en carbono es o un requisito previo o un producto intermedio. Ejemplos de esto incluyen al amoníaco, los alcoholes (metanol, etanol, etc.), el metano, el etano y el etileno. Algunos de ellos son materia para uso directo en reacciones químicas (por ejemplo, amoníaco para fertilizantes).

Uno de los objetivos de este estudio es exponer algunos de estos hechos y datos clave. Sin embargo, queremos enfatizar que muchos de estos “hechos” son en realidad estimaciones y predicciones y, por lo tanto, no deben considerarse como tales. Como se explica con más detalle a continuación, es importante comprender al intentar interpretar estas estimaciones que, por su propia naturaleza, son imprecisas.

En este estudio, se utiliza la terminología de hidrógeno “gris”, “verde”, “azul” y “turquesa”. “Hidrógeno gris” se refiere al hidrógeno producido a partir del reformado del gas natural con vapor de agua (por sus siglas en inglés: SMR), donde el CO₂ resultante se emite a la atmósfera. “Hidrógeno verde” se refiere al hidrógeno producido a partir de agua mediante la electrólisis, utilizando electricidad renovable (por lo tanto, es una opción libre de carbono). “Hidrógeno azul” se refiere al hidrógeno producido a partir de gas natural a través de SMR, utilizando la captura y almacenamiento de CO₂ (no se puede capturar y almacenar todo el CO₂, por lo que esta es una opción baja en carbono). Por último, “hidrógeno turquesa” se refiere a la producción de hidrógeno

Junto con el de la electricidad renovable, el hidrógeno es sin duda el ámbito más importante en el que probablemente las decisiones tengan más profundo efecto en cuanto a la competitividad del suministro energético

a partir de gas natural mediante la pirólisis (cuando se alimenta con electricidad renovable, este proceso también es una opción con cero emisiones de carbono, siempre que se compensen las posibles emisiones fugitivas de metano del gas natural utilizado).

Investigadores del European University Institute (EUI) han revisado una amplia selección de estudios que estiman los costes futuros de las diferentes formas de hidrógeno así como sus externalidades. A continuación se presentan con un enfoque de valor medio o de "consenso". De esta manera, intentaremos proporcionar una imagen ilustrativa y objetiva de las predicciones científicas o de la industria sobre los datos clave que la UE deberá tener en cuenta para establecer sus futuras políticas. Reconocemos plenamente la imperfección de este enfoque, pero creemos que representa una herramienta adicional que puede resultar importante.

De hecho, precisamente la gran diversidad de los datos clave y las predicciones de los costes futuros del hidrógeno que hemos encontrado en la bibliografía son, en sí mismos, un hallazgo importante. Demuestra el alto nivel de incertidumbre en torno a las tendencias futuras de los costes del hidrógeno y los precios del RCDE necesarios para catalizar la introducción en el mercado de hidrógeno con nulas o bajas emisiones, principalmente para sustituir el hidrógeno gris y cuando sea necesario, como una fuente de energía. Se pueden identificar los siguientes factores que hacen que cualquier predicción actual sobre los costes del cambio de hidrógeno y del RCDE, junto con el posible equilibrio futuro entre los hidrógenos verde, azul y turquesa, sea incierta por su propia naturaleza:

La madurez tecnológica

Actualmente la madurez tecnológica del hidrógeno de nulas o bajas emisiones está en un nivel bajo. La electrólisis es la tecnología más madura (actualmente a una escala de comercialización reducida), la captura y almacenamiento del carbono están al nivel de demostraciones grandes y la pirólisis a un nivel de demostración en una escala relativamente pequeña. A medida que se amplían las escalas de producción, podemos esperar que el CAPEX se reduzca significativamente, pero las estimaciones varían mucho.

Costes y disponibilidad de la energía en el futuro

A diferencia de la electricidad renovable, que funciona con un modelo de negocio impulsado por CAPEX (ya que el viento y el sol son gratuitos), la producción de hidrógeno de nulas o bajas emisiones es un negocio dominado por los OPEX, ya que el coste de su producción depende, en gran medida, de los costes de la electricidad renovable, del gas natural y de la electricidad nuclear (para aquellos países que optaron por seguir esta ruta). Por lo tanto, cualquier predicción del coste futuro del hidrógeno de nulas o bajas emisiones requiere suposiciones acerca de los costes de la electricidad de origen renovable y del gas natural. En el caso del hidrógeno renovable, también requiere suposiciones en cuanto al número de horas por año durante las cuales se dispone de esa electricidad renovable "barata", para incorporar al análisis los factores

de capacidad de las plantas de electrólisis. Muchas estimaciones de que el hidrógeno renovable será competitivo junto con el hidrógeno azul o turquesa en el plazo medio se basan en una reducción ambiciosa de los precios y en aumentos del factor de carga. La Agencia Internacional de la Energía, por ejemplo, estima que se necesita un mínimo de 4.000 horas anuales de energía eléctrica renovable suministrada a 10-20 euros por MWh para que el hidrógeno verde sea competitivo con el hidrógeno azul o turquesa para el año 2030.³⁰ Si se asume que tal suministro estará disponible en esas condiciones es probable que el hidrógeno renovable sea competitivo, pero alcanzar estos factores de carga y precios de la electricidad generada en la UE serán, en el mejor de los casos, un desafío importante.

Finalmente, las estimaciones sobre la cantidad de hidrógeno renovable que se puede suministrar al mercado de la UE en el futuro también requieren suposiciones sobre la disponibilidad física de cantidades suficientes de electricidad renovable. Si una nueva planta de hidrógeno renovable o turquesa se alimenta con electricidad renovable comprada en el mercado, esto reduce la electricidad renovable disponible para otros fines, pero aumenta al mismo tiempo la demanda general de electricidad. Si la electricidad marginal en un determinado mercado de electricidad se produce a partir del gas o del carbón, esta sería la fuente utilizada para satisfacer la demanda de electricidad adicional que resulta de la electricidad renovable extraída del mercado para impulsar la nueva producción de hidrógeno. El resultado neto de la producción de hidrógeno “renovable” o “turquesa” sería la producción adicional de electricidad mediante combustibles fósiles. En realidad, por lo tanto, en este escenario podría ser más correcto clasificar este nuevo hidrógeno como gris. Esta situación se puede superar si se requiere que la producción del hidrógeno renovable/turquesa obtenga electricidad renovable a partir de producción “adicional” en base a acuerdos de compra de energía o con líneas directas, por lo que esta generación no contaría para los objetivos de electricidad renovable (pero el hidrógeno certificado resultante sí que se incluiría en cualquier objetivo de energía renovable). Esta es una de las cuestiones que la Comisión tendrá que abordar al diseñar un sistema robusto de contabilidad y cumplimiento (basado en garantías de origen, por ejemplo) con respecto a la energía renovable y las garantías de origen del hidrógeno en general.

La producción de hidrógeno de nulas o bajas emisiones es un negocio dominado por los OPEX, ya que el coste de su producción depende, en gran medida, de los costes de la electricidad renovable o del gas natural

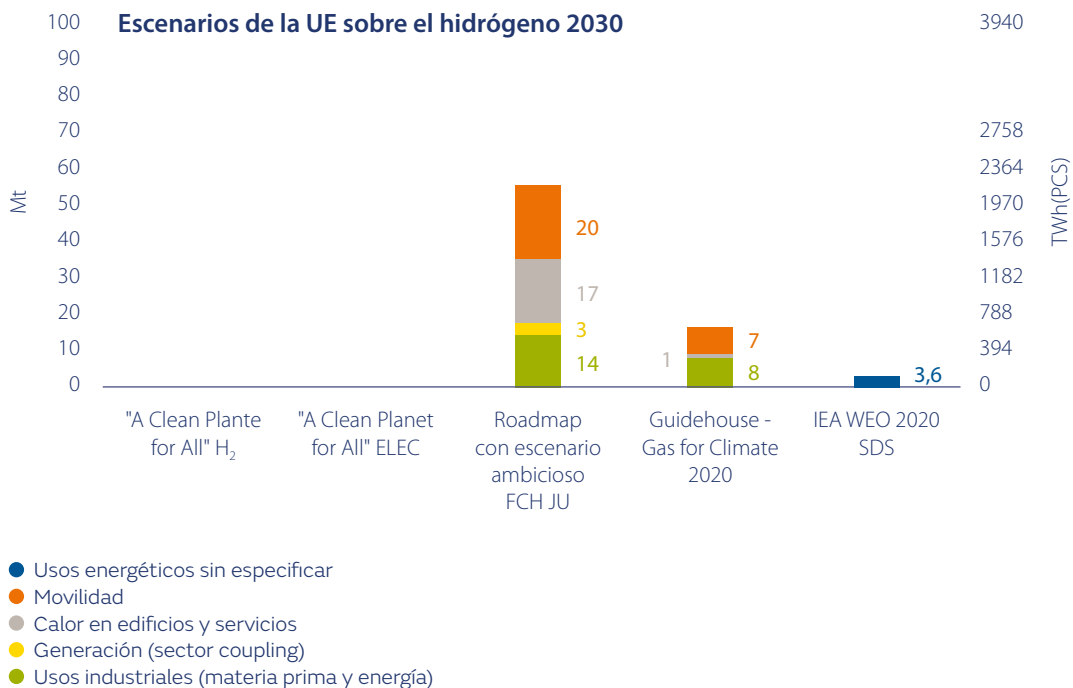
³⁰ IEA “World Energy Outlook 2020” (octubre de 2020) y IEA “Future of Hydrogen” (junio de 2019). Todos los derechos reservados.

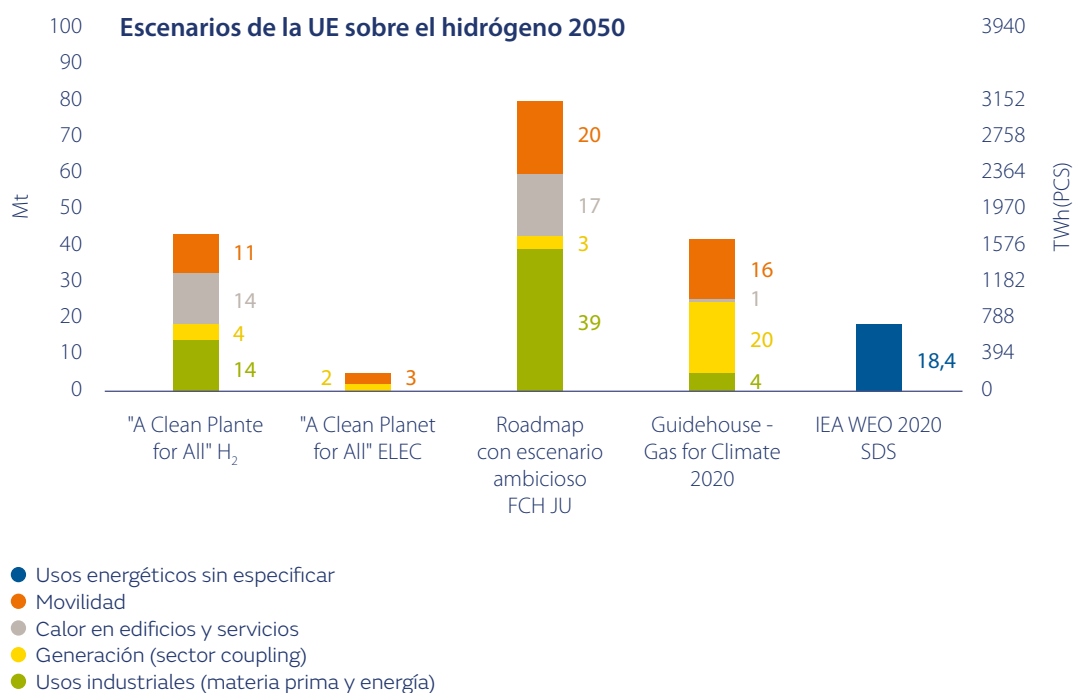
Cuestiones relacionadas con el agua

La electrólisis, por definición, requiere el uso de cantidades significativas de agua dulce limpia. La producción de hidrógeno verde utilizando energía fotovoltaica en zonas con muchas horas de sol y, por lo tanto, con costes de energía renovable más baratos previstos para el futuro, por definición, tendría lugar en áreas que sufren estrés hídrico ahora o lo sufrirán en el futuro. En las reglas de taxonomía de la UE, este es un tema que debe abordarse para cumplir con el requisito de "no causar daño significativo". Es necesario estudiar más a fondo si esto puede ser un factor limitante para la producción de hidrógeno renovable en áreas geográficas donde en teoría el hidrógeno verde podría producirse de manera más competitiva, como el sur de Europa o el hidrógeno importado de Marruecos (o al menos, se deberían tener en cuenta los costes y los GEI de la desalinización).

La inercia de los consumidores

Las predicciones sobre la demanda futura del hidrógeno de nulas o bajas emisiones son inherentemente inestables. Si bien la demanda de hidrógeno como materia prima puede predecirse razonablemente (suponiendo que la industria no se desplace gradualmente fuera de la UE), el uso de hidrógeno como vector energético, especialmente en la industria intensiva en energía, el transporte y los edificios es difícil de predecir. Depende, por ejemplo, del progreso tecnológico (si los camiones eléctricos se convierten en una opción viable) y de la inercia de los consumidores (están las familias realmente dispuestas a instalar bombas de calor o prefieren mantener calderas de gas híbridas).





Cualquier política relacionada con el hidrógeno debe prever esta incertidumbre e incorporar en el establecimiento de políticas el hecho de que predecir hoy el coste futuro del hidrógeno verde, azul y turquesa, así como los precios del RCDE necesarios para impulsar la introducción del hidrógeno de nulas o bajas emisiones en el mercado es, por su propia naturaleza, impreciso.

Sin embargo, dentro de los límites de estas incertidumbres reconocidas, los investigadores de la FSR han calculado los siguientes resultados promedios o de "consenso" para los costes previstos de las diferentes tecnologías de hidrógeno y los precios resultantes del RCDE necesarios para catalizar la introducción en el mercado del hidrógeno renovable y de bajas emisiones.³¹ Se distinguen, según la naturaleza del hidrógeno consumido, dos mercados bien diferenciados: uno que utiliza el hidrógeno como materia prima, notablemente en la producción de fertilizantes, metanol y acero (aquí, reemplaza el hidrógeno gris) y el otro que utiliza el hidrógeno como fuente de energía:

³¹ Hay muy poco consenso entre diferentes fuentes con respecto a los costes actuales del hidrógeno derivado del gas natural (a través de la tecnología de reformado de metano con vapor de agua, también llamada "hidrógeno gris"), aunque es una tecnología totalmente comercial. Esto se debe a que sus costes dependen en gran medida del precio del gas natural. En el documento final "Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra" COM (2020) 301, se acepta que el coste del hidrógeno gris es de unos 1,5 euros/kg H₂ (38,1 euros/MWh), sin tener en cuenta el coste del CO₂. Además, en el documento de la IEA "Future of hydrogen" (2019), se supone que el valor será similar para Europa en 2030 (también sin tener en cuenta el coste del CO₂). Sin embargo, también se asumen costes de 1 euros/kg H₂ (25,4 euros/MWh) para Europa en el informe "Gas Decarbonization Pathways 2020 - 2050" (abril de 2020) de Gas for Climate & Guidehouse. Finalmente, ThinkStep informa una estimación de costes de alrededor de 0,8 euro/kg H₂ (20,3 euros/MWh) en uno de sus últimos trabajos. Esta incertidumbre se refleja en el cálculo de los precios del RCDE necesarios para impulsar la sustitución del hidrógeno gris.

Escenario	Madurez tecnológica actual	Coste nivelado mínimo y medio de todas las fuentes ³² Hoy	Coste nivelado mínimo y medio de todas las fuentes ³² 2030	Coste nivelado mínimo y medio de todas las fuentes ³² 2050	Emisiones directas de GEI (kg CO ₂ e/kg H ₂)
Hidrógeno verde doméstico (no importado) basado en producción fotovoltaica a escala de centrales	Comercial	2,15* - 3,45 euros/kg H ₂	0,9* - 2,1 euros/kg H ₂	0,5* - 1,4 euros/kg H ₂	0
		54,5 - 86,7 euros/MWh	22,8 - 53,3 euros/MWh	12,7 - 35,8 euros/MWh	
Hidrógeno verde doméstico (no importado) basado en energía eólica marina	Comercial	3,3* - 4,9 euros/kg H ₂	1,7* - 2,6 euros/kg H ₂	1,3* - 1,65 euros/kg H ₂	0
		83,4 - 124,5 euros/MWh	43,1 - 66,0 euros/MWh	33,0 - 41,9 euros/MWh	
Hidrógeno azul doméstico (no importado)	Demostración (p.e. Port Jerome refinería, Repsol planta del reformado de metano por vapor de agua)	1,0 - 1,7 euros/kg H ₂	1,0 - 1,95 euros/kg H ₂ ³³	1,0 - 1,7 euros/kg H ₂	0,8
		25,4 - 43,2 euros/MWh	25,4 - 49,5 euros/MWh	25,4 - 43,2 euros/MWh	1,5
Hidrógeno turquesa doméstico (no importado)	Demostración (p.e. Carbotopia, Bosch)	-	1,2 - 1,4 euros/kg H ₂	0,7 - 1,2 euros/kg H ₂	0
		-	30,5 - 35,5 euros/MWh	17,8 - 30,5 euros/MWh	2,5

* Basándose en las estimaciones de costes de electricidad renovable más bajos, específicamente de la energía fotovoltaica producida en los lugares más ventajosos, la cifra para el hidrógeno verde disminuye notablemente hasta llegar a los valores mínimos descritos aquí (por ejemplo, 0,9 euros/kg H₂ con un coste de la electricidad de 10 euros/MWh para 2030³⁴).

En las tablas anteriores se identifican tres escenarios de costes de producción de hidrógeno basados en las tres tecnologías de producción diferentes previamente identificadas (“verde”, “azul” y “turquesa”).

Primero, los investigadores de la FSR incluyen una evaluación de la madurez tecnológica actual de estas tres tecnologías. Para determinar este nivel de madurez en la UE, se recopiló la información más reciente acerca de estas tecnologías

³² Tanto los supuestos de costes nivelados mínimos como los valores medios del hidrógeno verde doméstico, identificados en todas las fuentes examinadas, se actualizaron a base de los supuestos de costes de electricidad renovable más recientes.

³³ Este costo nivelado medio para 2030 es más alto que la media de las estimaciones recientes, debido a un número menor de estimaciones disponibles y al supuesto de un precio del gas natural más alto. No asumimos ninguna responsabilidad sobre la confirmación de tales supuestos del precio del gas natural. Por lo tanto, se recomienda al lector que considere el rango de costes nivelados indicados en lugar de la estimación promedio puntual.

³⁴ No sería sorprendente que estos costes de electricidad de 10 euros/MWh se realizaran en varios sitios ya para 2030, dado que ya es el caso de las recientes ofertas récord mundiales de energía solar fotovoltaica en Portugal.

disponible en los medios de comunicación, a través de fuentes gubernamentales (por ejemplo, la "Clean Energy Technology Guide" de la IEA (2020)) y a través de opiniones de expertos. Se denominaron tecnologías en fase de "comercialización" a aquellas que incluyen al menos un proyecto que opera comercialmente en un entorno relevante.³⁵ Las tecnologías que aún no se habían demostrado comercialmente pero para las que ya se había concluido un proyecto prototipo se denominaron de "demostración".

Los investigadores de la FSR recopilaron las estimaciones disponibles sobre los costes nivelados de estos tres escenarios (la relación entre los costes totales de producción y la producción total de hidrógeno, normalizada por kilo de hidrógeno) de fuentes reconocidas (IEA, IRENA y BloombergNEF para el hidrógeno verde y azul, junto con estudios académicos y estudios de consultoría para el hidrógeno turquesa).³⁶ Después, se calcularon las cifras de los costes nivelados promedios, como una primera aproximación centrada en identificar un "consenso" entre las diferentes fuentes.

Por último, las estimaciones sobre las emisiones directas de GEI se basaron en dos fuentes claves: el informe de la IEA "Future of hydrogen" (2019) y un estudio académico que repasa y sintetiza la literatura sobre el análisis de ciclo de vida en relación a la producción de hidrógeno.

Basándose en estas cifras, los investigadores de la FSR calcularon los precios equivalentes del RCDE para la sustitución del hidrógeno gris y de la combustión de gas natural (en estos cálculos se utilizaron valores medios: 0 kg CO₂e/kg H₂ para hidrógeno verde, 1 kg CO₂e/kg H₂ para hidrógeno azul y 1,35 kg CO₂e/kg H₂ para hidrógeno turquesa).

³⁵ Nivel de preparación tecnológica TRL 9 según la clasificación de la IEA.

³⁶ Debido a la ausencia de estimaciones específicas de la UE, los investigadores de la FSR incluyeron estimaciones específicas de todo el mundo identificados los supuestos considerados como críticos (CAPEX, costes de combustible, etc.).

Escenario	Coste nivelado	Precios RCDE equivalentes para la sustitución del hidrógeno gris Hoy [euros/tCO ₂]	Precios RCDE equivalentes para la sustitución del hidrógeno gris 2030 [euros/tCO ₂]	Precios RCDE equivalentes para la sustitución del hidrógeno gris 2050 [euros/tCO ₂]
Hidrógeno verde doméstico (no importado) basado en energía fotovoltaica a gran escala (utility)	Medio	215 - 300	75 - 170	0 - 80**
	Mínimo	70 - 150	0 - 10**	0**
Hidrógeno verde doméstico (no importado) basado en energía eólica marina	Medio	375 - 460	135 - 225	20 - 115
	Mínimo	195 - 280	25 - 120	0 - 70**
Hidrógeno azul doméstico (no importado)	Medio	25 - 105	55 - 145	25 - 105
	Mínimo	0 - 30**	0 - 30**	0 - 30**
Hidrógeno turquesa doméstico (no importado)	Medio	-	0 - 80**	0 - 50**
	Mínimo	-	0 - 50**	0**



Escenario	Coste nivelado	Precios RCDE equivalentes para la sustitución de la combustión de gas natural* Hoy [euros/tCO ₂]	Precios RCDE equivalentes para la sustitución de la combustión de gas natural* 2030 [euros/tCO ₂]	Precios RCDE equivalentes para la sustitución de la combustión de gas natural* 2050 [euros/tCO ₂]
Hidrógeno verde doméstico (no importado) basado en energía fotovoltaica a gran escala (utility)	Medio	400 - 505	205 - 305	95 - 195
	Mínimo	205 - 310	10 - 115	0 - 55**
Hidrógeno verde doméstico (no importado) basado en energía eólica marina	Medio	620 - 720	275 - 375	130 - 235
	Mínimo	375 - 480	145 - 245	80 - 185
Hidrógeno azul doméstico (no importado)	Medio	145 - 245	180 - 225	145 - 245
	Mínimo	35 - 135	35 - 135	35 - 135
Hidrógeno turquesa doméstico (no importado)	Medio	-	95 - 200	65 - 165
	Mínimo	-	65 - 165	0 - 90**

* Estos cálculos se basan en el coste de intercambio entre el tipo de hidrógeno y el RCDE calculado. Por lo tanto, no tienen en cuenta el coste de modificar las plantas y los equipos (por ejemplo, convertir hornos para fabricar acero a hidrógeno); por lo tanto, es probable que subestimen sustancialmente los costes reales de los cambios requeridos.

** Si el coste de intercambio entre el hidrógeno y el RCDE sale negativo, que implica competitividad de costes incluso en ausencia del RCDE, el valor que aparece es cero.

Una vez más, reconocemos el valor ilustrativo de los datos. No obstante, diríamos que representa una “instantánea” válida del consenso que emerge gradualmente respecto a la mejor estimación disponible de los costes actuales y futuros de las diferentes formas de hidrógeno renovable y bajo en emisiones y de los costes del RCDE necesarios para catalizar la sustitución.

Basadas en estos datos, haríamos las **ocho observaciones** siguientes que consideramos relevantes para la discusión sobre las medidas regulatorias y de apoyo al mercado que actualmente se están preparando, dirigidas al hidrógeno renovable y de bajas emisiones.

1. Basado en las estimaciones de “consenso” y de costes más bajos, el hidrógeno verde es actualmente más caro que el hidrógeno azul.

No obstante, para 2030 puede que sea una opción competitiva con el hidrógeno azul o turquesa. Sin embargo, este solo será el caso si se pueda producir hidrógeno utilizando energía fotovoltaica a escala de centrales (utility), lo que requiere más estudios de los efectos potenciales sobre el estrés hídrico.

Para 2050, el hidrógeno verde y el hidrógeno turquesa pueden tener costes similares, pero esta suposición también requiere la disponibilidad de energía fotovoltaica a gran escala en áreas de mucho recurso solar.

En términos del coste nivelado medio previsto del hidrógeno verde, azul y turquesa, en 2030 y en 2050, el promedio o “consenso” derivado de los estudios, se concluye que, ahora, el hidrógeno verde es mucho más caro que el hidrógeno azul.

- El hidrógeno verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala tiene un coste de 3,45 euros/kg H₂; el verde, basado en energía eólica marina de 4,9 euros/kg H₂; y el azul de 1,7 euros/kg H₂).

Al considerar, incluso, las estimaciones de costes más bajos posibles, se extrae la misma conclusión:

- El hidrógeno verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala 2,15 euros/kg H₂; el verde, basado en energía eólica marina de 3,3 euros/kg H₂; y el azul de 1,0 euros/kg H₂).

Esta situación cambia en 2030. Los rangos de los costes del hidrógeno verde basados en la energía solar fotovoltaica a gran escala y los del hidrógeno azul y del hidrógeno turquesa se solapan, mientras que el hidrógeno verde basado en energía eólica marina resulta poco competitivo en comparación con estas tres opciones.

- **Costes medios:** el hidrógeno verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala 2,1 euros/kg H₂, el verde, basado en energía eólica marina 2,6 euros/kg H₂; el azul 1,95 euros/kg H₂, y el turquesa 1,4 euros/kg H₂.

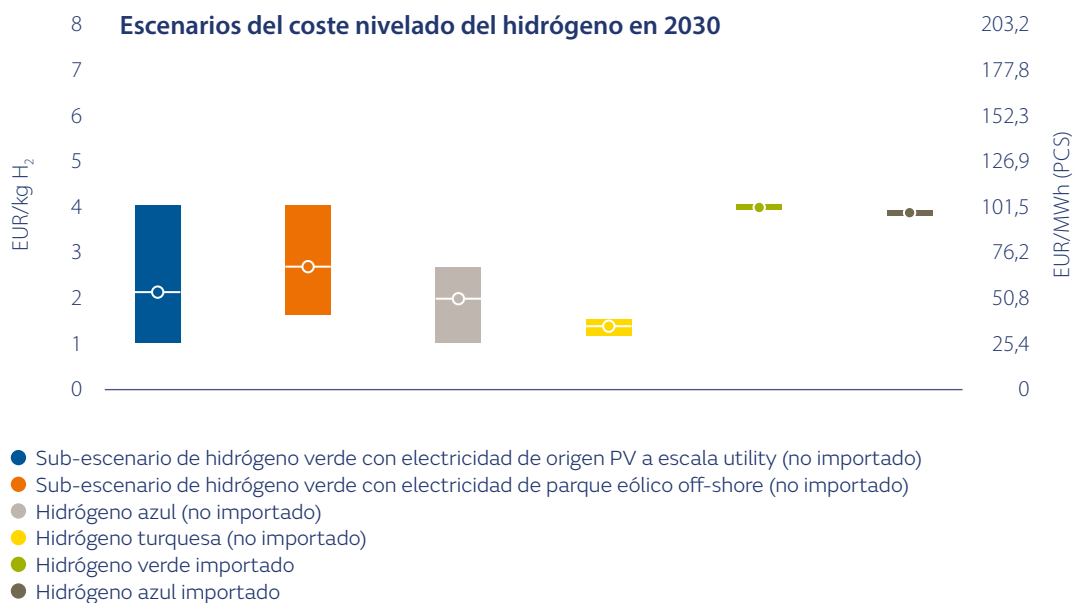
- **Estimaciones con costes lo más bajo posible:** el verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala 0,9 euros/kg H₂, el verde, basado en energía eólica marina 1,7 euros/kg H₂; el azul 1,0 euros/kg H₂, y el turquesa 1,2 euros/kg H₂.

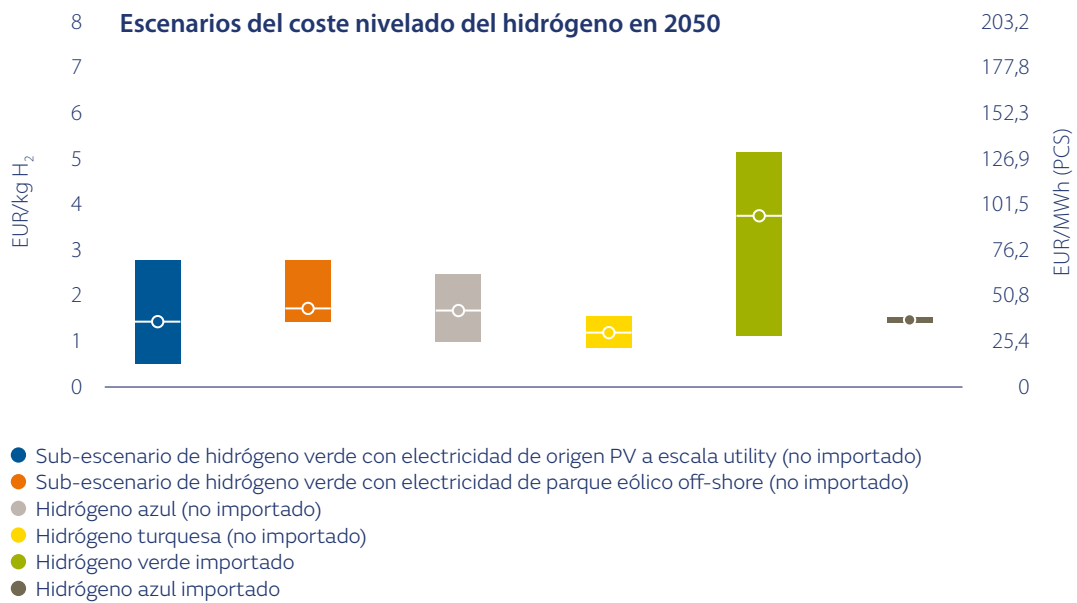
Para el año 2050, solo se considera el hidrógeno verde y turquesa, ya que solo las opciones libres de carbono seguirán siendo significativas. En este punto, las cifras de consenso indican que el hidrógeno verde y el turquesa pueden tener rangos de costes similares:

- **Estimaciones con costes medios/"consenso":** verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala 1,4 euros/kg H₂; verde, basado en energía eólica marina 1,65 euros/kg H₂ y turquesa 1,2 euros/kg H₂.
- **Estimaciones con costes lo más bajo posible:** verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala 0,5 euros/kg H₂, verde, basado en energía eólica marina 1,3 euros/kg H₂, turquesa 0,7 euros/kg H₂.

Estas cifras representan un promedio de los niveles previstos aunque existen variaciones muy grandes. Dependerá mucho, como se ha mencionado ya, de la disponibilidad de electricidad renovable barata durante largos períodos para justificar las predicciones de bajos costes de hidrógeno verde, suposición que puede resultar razonable o no.

Es importante resaltar sin embargo, que para que el hidrógeno verde sea competitivo con el hidrógeno turquesa en 2050, las predicciones de "consenso" actuales requieren que se utilice la electricidad fotovoltaica de muy bajo coste de grandes plantas en áreas soleadas como se ha descrito anteriormente.





Por tanto, la cuestión sobre si los objetivos futuros de la UE para el hidrógeno de cero emisiones se pueden obtener a través de la energía fotovoltaica a gran escala es crucial. Hay dos cuestiones importantes que deben considerarse sobre este punto.

Primero, como se mencionó anteriormente, el hidrógeno renovable usa mucha agua limpia. Las áreas donde el sol es abundante (las predicciones de costes fotovoltaicos muy bajos se basan en la producción en áreas muy soleadas) corren el riesgo de sufrir estrés hídrico en el futuro. Las normas de taxonomía emergentes de la UE dejan claro que el estrés hídrico es uno de los temas a considerar como parte del requisito de “no causar daños significativos”.

Si este es el caso, entonces el hidrógeno renovable no podría producirse en estas áreas, o tendría que producirse utilizando agua limpia desalinizada producida con energía renovable, lo que aumentaría significativamente el coste del hidrógeno. Una alternativa obvia sería producir la energía fotovoltaica barata en áreas soleadas y luego transportarla a zonas lluviosas, donde el hidrógeno verde podría producirse, pero esto también plantea su propia dificultad en términos de líneas de transmisión adicionales.

Queda claro que estos problemas surgen tanto si el hidrógeno se produce en la UE como si se importa. En cualquier caso, ilustran que se requieren más estudios sobre estos desafíos antes de concluir que se dispondrá de abundante energía fotovoltaica barata de áreas soleadas para suministrar todo el hidrógeno que la UE necesitará en el futuro y que el hidrógeno renovable será automáticamente una opción competitiva en 2030 o en 2050.

2. El hidrógeno turquesa representa una interesante opción potencial de cero emisiones para la UE, pero la tecnología debe madurar.

Como se explicó anteriormente, las cifras de “consenso” presentadas anteriormente y la literatura prevé que el hidrógeno turquesa será una de las formas más baratas de hidrógeno de cero emisiones en el futuro, y posiblemente la más barata. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que esta tecnología está en un nivel bajo de madurez tecnológica³⁷ y hay que desarrollarla rápidamente para poder confirmar estas conclusiones: hoy día no es posible garantizar que estas cifras de costes tan bajas se vayan a confirmar.

Por esta razón, no se proporcionan cifras sobre el coste del hidrógeno turquesa en la actualidad. Para que esta tecnología pueda estar disponible para 2030, se necesitarán esfuerzos adicionales para avanzar en su desarrollo (ver más adelante).

El hidrógeno turquesa o de pirólisis, es el resultado de convertir el gas natural en hidrógeno y dióxido de carbono y de “presurizar” el dióxido de carbono para formar grafito sólido.³⁸ Este grafito resultante se puede utilizar en la industria (neumáticos, baterías) o también para mejorar el suelo, aumentando su capacidad de absorción del CO₂. Por lo tanto, puede contribuir a los objetivos de economía circular de la UE,³⁹ así como a la independencia de la industria del grafito para la producción de vehículos eléctricos, que ha sido identificada como una prioridad por la Comisión.⁴⁰

La energía necesaria para la reacción de pirólisis en la producción de hidrógeno se puede suministrar con gas natural (en cuyo caso las emisiones directas de CO₂ son relativamente importantes) o con electricidad renovable. Cuando se utiliza

La cifras presentadas y la literatura prevé que el hidrógeno turquesa será una de las formas más baratas de hidrógeno de cero emisiones en el futuro

³⁷ TRL 6, según la “ETP Clean Energy Technology Guide” de la IEA.

³⁸ <https://www.ammoniaenergy.org/articles/methane-splitting-and-turquoise-ammonia/>; <https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/1%20Scale%20up%20BASF.pdf>

³⁹ Con respecto al uso potencial del grafito resultante de la pirólisis como enriquecedor de los suelos que capturan CO₂, ver, por ejemplo “Potentials, Limitations, Co-Benefits, and Trade-Offs of Biochar Applications to Soils for Climate Change Mitigation”, Alexandre Tisserant y Francesco Cherubini. <https://www.mdpi.com/2073-445X/8/12/179>.

⁴⁰ <https://www.ft.com/content/8f153358-810e-42b3-a529-a5a6d0f2077f>.

electricidad renovable para impulsar la reacción, el hidrógeno resultante es, de por sí, libre de emisiones, estando sólo sujeto al problema de las emisiones fugitivas de metano del gas usado como materia prima.

Si el gas natural utilizado como materia prima se obtiene y rastrea cuidadosamente, las emisiones fugitivas de metano son muy limitadas y podrían ser compensadas fácilmente, especialmente a medida que mejoran las tecnologías de captura de carbono. Si esto ocurre, el hidrógeno resultante debe, por lo tanto, considerarse de cero emisiones por naturaleza.

Finalmente, producir 1 kg de hidrógeno de cero emisiones requerirá, con toda probabilidad, mucha menos energía si se hace a través de la pirólisis que si se hace mediante electrolisis, ya que la reacción química utilizada para la pirólisis requiere el equivalente al 13%-26% de la energía eléctrica que necesita la reacción utilizada en la electrolisis⁴¹.

Por lo tanto, esta tecnología representa una opción potencial importante para el hidrógeno de cero emisiones en el futuro. Actualmente se encuentra en un nivel bajo de madurez tecnológica, y se requiere una inversión adicional en I+D y en demostración, antes de poder confirmarse.

3. Los precios del RCDE necesarios para que el hidrógeno bajo en emisiones y renovable sustituya al hidrógeno gris y a los combustibles fósiles pueden ser altos. Apoyar la producción en forma de licitaciones y contratos por diferencia para el hidrógeno de nulas o bajas emisiones antes de que los precios del RCDE hayan aumentado (y la industria que consume hidrógeno esté totalmente expuesta al RCDE), puede requerir subsidios altos.

Los investigadores de la FSR han elaborado estimaciones de los precios futuros del RCDE necesarios para catalizar la sustitución del hidrógeno gris por hidrógeno verde, azul y turquesa. Estos son cálculos matemáticos basados en el coste promedio previsto del hidrógeno (verde, azul y turquesa), el coste mínimo previsto, y los supuestos antes mencionados con respecto a los precios del gas natural y de la electricidad renovable.⁴²

⁴¹ https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energetage/Votr%C3%A4ge/2019/NET2019_FF1_04_Bode_Rev1.pdf; <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174520300155>

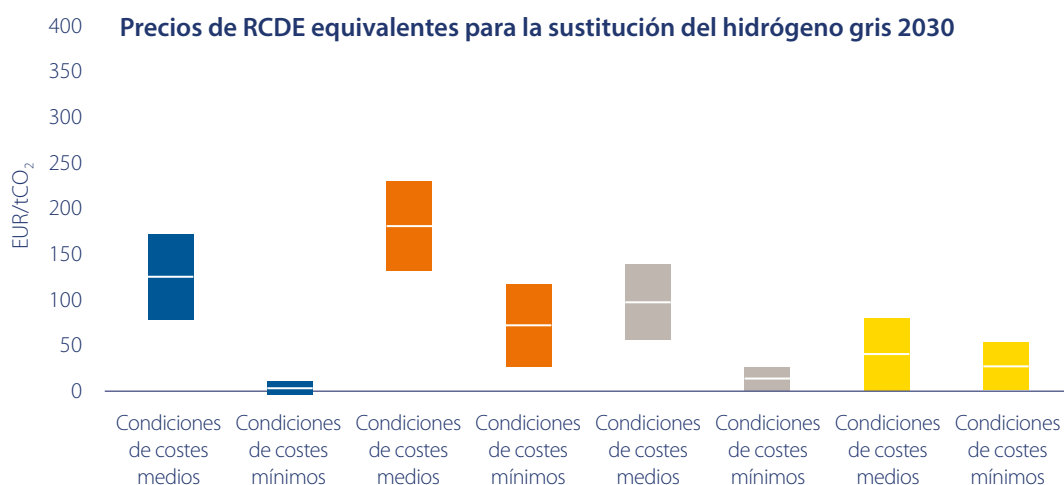
⁴² Como se mencionó anteriormente, se consideró un rango de posibles valores de hidrógeno gris (0,8 - 1,5 euros/kg H₂ o 20,3 - 38,1 euros/MWh) para tener en cuenta el impacto en los costes de la incertidumbre sobre los precios futuros del gas natural. Esto agrega otra capa de complejidad, que no se examina en este estudio, relacionada con la identificación de los principales impulsores de los precios del gas natural y la identificación de posibles escenarios.

Se presentan grandes rangos entre las estimaciones superior e inferior, acorde con las amplias variaciones en los costes previstos de las tecnologías en el futuro. El rango de precios potenciales del RCDE, que se prevé que serán necesarios en 2030 (en condiciones de costes medios) para que el hidrógeno de nulas o bajas emisiones sustituya al hidrógeno gris, son los siguientes:

- Para el hidrógeno verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala para sustituir el hidrógeno gris, 75 - 170 euros/tCO₂,
- Para el hidrógeno verde, basado en energía eólica marina, 135 - 225 euros/tCO₂
- Para el hidrógeno azul, 55 - 145 euros/tCO₂
- Para el hidrógeno turquesa, 0 - 80 euros/tCO₂.

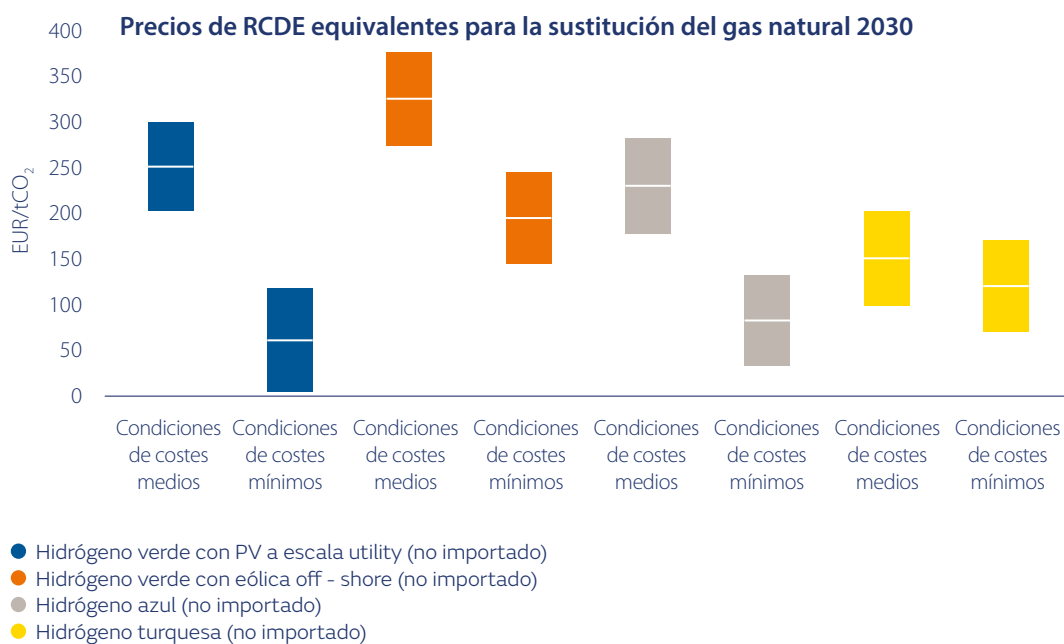
Utilizando las condiciones de los **menores costes** posibles previstos, el rango potencial de precios del RCDE que se prevé que se requieran en 2030 cambia sustancialmente y es el siguiente:

- Para el hidrógeno verde, basado en energía fotovoltaica de gran escala para sustituir el hidrógeno gris, 0 - 10 euros/tCO₂
- Para el hidrógeno verde, basado en energía eólica marina, 25 - 120 euros/tCO₂
- Para el hidrógeno azul, 0 - 30 euros/tCO₂
- Para el hidrógeno turquesa, 0 - 50 euros/tCO₂



- Hidrógeno verde con PV a escala utility (no importado)
- Hidrógeno verde con eólica off-shore (no importado)
- Hidrógeno azul (no importado)
- Hidrógeno turquesa (no importado)

Los investigadores de la FSR también han elaborado estimaciones de los precios futuros del RCDE necesarios para catalizar la sustitución del gas natural por hidrógeno verde, azul y turquesa. Se trata de nuevo de cálculos matemáticos basados en el coste promedio previsto del hidrógeno (verde, azul y turquesa), el coste mínimo previsto, y los supuestos antes mencionados con respecto a los precios del gas natural y de la electricidad renovable.⁴³



Los precios del RCDE necesarios para catalizar la introducción del hidrógeno bajo en emisiones y renovable en el mercado de hidrógeno como materia prima son potencialmente bastante altos

⁴³ Se consideró un rango de posibles precios del gas natural (3,24 - 23 euros/MWh o 0,9 - 6,4 euros/GJ). De manera similar al caso de los precios equivalentes del RCDE para la sustitución del hidrógeno gris, al considerar un rango de valores posibles, tenemos en cuenta el impacto en los costes de la incertidumbre sobre los precios futuros del gas natural. Esto agrega otra capa de complejidad, que no se examina en este estudio, relacionada con la identificación de los principales impulsores de los precios del gas natural y la identificación de posibles escenarios.

Estos datos muestran una serie de factores importantes que la Comisión y los Estados Miembros deberán supervisar cuidadosamente y tener en cuenta al determinar las políticas de apoyo óptimas para activar el mercado rápidamente.

En primer lugar, los precios del RCDE necesarios para catalizar la introducción del hidrógeno bajo en emisiones y renovable en el mercado de hidrógeno como materia prima son potencialmente bastante altos, lo que significa que se puede necesitar importantes subvenciones para lograr el objetivo de la Comisión de reemplazar todo el hidrógeno gris por hidrógeno de nulas o bajas emisiones para el año 2030. Los precios del RCDE necesarios para que el hidrógeno de nulas o bajas emisiones sustituya a los combustibles fósiles como fuente de energía serán, en cualquier caso, importantes.

En segundo lugar, en consonancia con los costes de las distintas opciones tecnológicas expuestas es casi seguro que las políticas que insistan que solo el hidrógeno renovable reemplace las 10 MT de hidrógeno gris utilizado en la UE como materia prima (fertilizantes, metanol, acero, etc.) requerirán subsidios a la producción mucho mayores en forma de licitaciones que si se hace con un enfoque tecnológicamente neutral dadas las incertidumbres sobre los costes futuros de la electricidad renovable. Los siguientes números han sido calculados por investigadores de la FSR con respecto a los subsidios previstos requeridos para sustituir el hidrógeno gris de 10 MT por hidrógeno verde, azul y turquesa por un lado y los subsidios requeridos para que el hidrógeno verde, azul o turquesa sustituya al 10% de la demanda de energía actual de la UE:

Sustitución de la demanda de hidrógeno gris (2030) en condiciones de costes "consenso"/promedios

- 7.100 – 15.000 millones de euros (en el escenario de sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno verde, y en el caso de energía fotovoltaica de gran escala y un precio RCDE de 75 - 170 euros/tCO₂).
- 12.400 – 20.300 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno verde, y en el caso de energía eólica marina y a un precio RCDE de 135 - 225 euros/tCO₂),
- 4.500 – 11.500 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno azul y a un precio RCDE de 55 - 145 euros/tCO₂).
- 0 - 5.900 millones de euros (en el escenario de sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno turquesa y a un precio RCDE que puede oscilar entre valores negativos y 80 euros/tCO₂⁴⁴).

⁴⁴ La pirólisis de metano se encuentra actualmente en una fase de pruebas piloto y es menos madura tecnológicamente que las otras dos tecnologías de hidrógeno. Por lo tanto, las estimaciones con respecto al hidrógeno turquesa pueden considerarse menos fiables que las para las otras tres opciones de suministro de hidrógeno.

Sustitución de la demanda de hidrógeno gris (2030) en condiciones de costes más bajos posibles

- 0 – 700 millones de euros (en el escenario de sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno verde, y en el caso de energía fotovoltaica de gran escala y a un precio RCDE de 0 - 10 euros/tCO₂).
- 2.600 – 10.500 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno verde, y en el caso de energía eólica marina y a un precio RCDE de 25 - 120 euros/tCO₂).
- 0 – 3.000 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno azul y a un precio RCDE de 0 - 30 euros/tCO₂).
- 0 - 3.800 millones de euros (en el escenario de sustitución total de hidrógeno gris por hidrógeno turquesa y a un precio RCDE que puede oscilar entre valores negativos y 50 euros/tCO₂).

Sustitución de la demanda de gas natural (2030) en condiciones de costes "consenso"/promedios

- 38.900 – 67.200 millones de euros (en el escenario de sustitución de la combustión de gas natural por hidrógeno verde, y en el caso de energía fotovoltaica de gran escala y a un precio RCDE de 145 - 250 euros/tCO₂).
- 73.900 – 100.500 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de la combustión de gas natural por hidrógeno verde, y en el caso de energía eólica marina y a un precio RCDE de 275 - 375 euros/tCO₂).
- 48.300 – 75.200 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de la combustión de gas natural por hidrógeno azul y a un precio RCDE de 180 - 280 euros/tCO₂).
- 25.500 – 53.700 millones de euros (en el escenario de sustitución total de la combustión de gas natural por hidrógeno turquesa y a un precio RCDE de 95 - 200 euros/tCO₂).

Sustitución de la demanda de gas natural (2030) en condiciones de costes más bajos posibles

- 10.700 – 38.900 millones de euros (en el escenario de sustitución de la combustión de gas natural por hidrógeno verde, y en el caso de energía fotovoltaica de gran escala y a un precio RCDE de 40 - 145 euros/tCO₂).
- 38.900 – 65.400 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de la combustión de gas natural por hidrógeno verde, y en el caso de energía eólica marina y a un precio RCDE de 145 - 245 euros/tCO₂).

- 9.400 – 36.300 millones de euros (en el escenario de la sustitución total de la combustión de gas natural por hidrógeno azul y a un precio RCDE de 35 - 135 euros/tCO₂).
- 17.500 – 44.300 millones de euros (en el escenario de sustitución total de la combustión de gas natural por hidrógeno turquesa y a un precio RCDE de 65 – 165 euros/tCO₂).

Como se mencionó anteriormente, las estimaciones de costes más bajas para el hidrógeno renovable se basan en el uso de energía fotovoltaica muy barata producida a gran escala (utility) y se requieren más estudios para saber si estará disponible con el tamaño necesario para la producción del hidrógeno que la UE necesitará.

Cabe señalar que lo más probable es que estas cifras subestimen significativamente los precios del RCDE necesarios para que los sectores industriales intensivos en energía como el del acero, el cemento y los productos químicos, sustituyan a los combustibles fósiles por hidrógeno de nulas o bajas emisiones. Primero, porque muchas de estas industrias utilizan carbón como combustible fósil, mientras que estos números se calculan sobre una base de gas natural. En segundo lugar, porque solo tienen en cuenta los costes del cambio de combustible y no los costes de modificar las plantas industriales para usar hidrógeno en lugar de carbón o gas natural, los cuales se prevé que serán muy significativos.



4. La reducción de los costes de la tecnología a través de apoyo masivo al I+D y a los proyectos de demostración industrial en las tres tecnologías de hidrógeno de nulas o bajas emisiones, debe considerarse la máxima prioridad de la estrategia respecto al hidrógeno de la UE. Este soporte debe ser “daltónico” (neutro tecnológicamente) en esta etapa del ciclo tecnológico y de descarbonización.

La UE debería considerar como una de las mejores opciones una política de apoyo masivo al I+D y a los proyectos de demostración, seguida posteriormente por subvenciones a la producción como una segunda etapa.

Estos números demuestran, entre otras cosas, el nivel de incertidumbre sobre el futuro del mercado del hidrógeno en la UE. Hoy en día, no es posible determinar con precisión el tamaño del mercado del hidrógeno de nulas o bajas emisiones en 2030 o en 2040 y mucho menos en 2050, ni la participación relativa de hidrógeno verde, azul y turquesa. Hay incluso incertidumbre adicional en el pronóstico de los precios del hidrógeno gris que, al igual que el hidrógeno azul y turquesa, depende significativamente de la incertidumbre de los precios del gas natural. Basándose en estos datos (enfaticando, nuevamente, su naturaleza ilustrativa), un enfoque lógico sería centrarse en el hidrógeno azul y turquesa hasta 2030 y luego centrarse en el hidrógeno verde y turquesa libre de emisiones. Sin embargo, cualquier enfoque de este tipo debe equilibrarse con el objetivo de garantizar que la capacidad de hidrógeno sin emisiones se desarrolle lo suficientemente rápido para que toda la demanda de hidrógeno pueda ser suministrada de esta forma en el año 2050.

En todo caso, estos hallazgos indican que en cualquier escenario es muy probable que el hidrógeno verde, azul y turquesa serán importantes en la transición energética y que tanto el hidrógeno verde como el turquesa pueden ser significativos en un sistema completamente descarbonizado.

El hidrógeno azul (con captura y almacenamiento de carbono) puede verse como el “hermano pobre” de los tres colores del hidrógeno, ya que nunca podrá ser verdaderamente de cero emisiones,⁴⁵ pero en cualquier caso, sí será importante en el período previo a 2050. Como mínimo, la captura y almacenamiento de carbono tendrá que desempeñar un papel de “transición” en la reducción de los GEI a medio plazo, capturando y almacenando las emisiones de las plantas industriales que utilizan combustibles fósiles (en el sector del acero, el cemento y los productos químicos, etc.) antes del paso final hacia la descarbonización y conversión de estas plantas al uso del hidrógeno como su fuente de combustible.

⁴⁵ No es posible capturar todo el CO₂ utilizando el método del reformado del metano con vapor de agua.

Además, como se explicó anteriormente, el hidrógeno turquesa muestra un potencial considerable para ser una tecnología muy importante en la generación de hidrógeno libre de emisiones en el futuro y bien puede ser una opción más barata que la del hidrógeno verde. No obstante, se encuentra en una etapa relativamente temprana de desarrollo tecnológico, lo que requiere una aceleración para lograr estar a una escala industrial en 2030 y esto merece una atención especial también.

En tales circunstancias, es evidente que reducir los costes de las tres tecnologías debe considerarse la máxima prioridad de la estrategia del hidrógeno de la UE. Cuanto más rápido se puedan reducir mediante la financiación de la I+D y de la demostración industrial, menores serán los subsidios a la producción.

Creemos que estas indicaciones dan lugar a dos conclusiones provisionales:

En primer lugar, que la financiación de la I+D y los proyectos de demostración a gran escala tiene más sentido durante los próximos 5-10 años que los subsidios masivos a la producción de hidrógeno (licitaciones, CFDs, etc.). Los precios del RCDE deben aumentar para evitar subsidios a la producción muy altos y los sectores industriales que realmente utilicen hidrógeno deben estar completamente expuestos al sistema RCDE antes de aplicar un enfoque basado en subsidios. Queda por ver si la UE podrá dar este paso en un futuro próximo, incluso con un mecanismo de ajuste o impuesto fronterizo al carbono.

Además, se espera que los costes CAPEX del hidrógeno de nulas o bajas emisiones disminuyan significativa y rápidamente con el desarrollo tecnológico, dada su baja madurez tecnológica actual. Los avances tecnológicos, más que las economías de escala de producción, serán el elemento clave para reducir los costes CAPEX.

Dicho todo esto, una política que prioriza primeramente un apoyo masivo a la I+D y a los proyectos de demostración y en segundo lugar, subsidios a la producción (una vez que los costes de producción hayan disminuido y los precios del RCDE hayan aumentado y sean aplicables a los sectores industriales relevantes), parece tener sentido en términos de eficacia económica.

La financiación a la I+D y a los proyectos de demostración a gran escala tiene más sentido durante los próximos 5-10 años que los subsidios

Además, estas estimaciones y observaciones indican claramente que se requiere una política de “daltonismo” al diseñar los programas del RCDE/Horizon fondos de innovación. Se necesitará hidrógeno azul (con captura y almacenamiento de carbono) durante la transición y el hidrógeno turquesa (aunque actualmente se encuentra en un nivel de madurez bajo), bien puede ser una opción de cero emisiones muy importante (y posiblemente la más barata) para la UE a muy largo plazo y es necesario desarrollarla lo más rápido posible. El enfoque inicial actual de la Comisión, centrado en el hidrógeno verde⁴⁶, es por supuesto importante en términos de la posible necesidad de desarrollar una capacidad de electrólisis de reducción de picos para equilibrar los crecientes niveles de electricidad renovable intermitente. Sin embargo, más adelante, será esencial un enfoque tecnológicamente neutral, que parece que en principio concuerda con la actual convocatoria del Fondo de Innovación del RCDE.

5. Una política de aplicación de subvenciones a la producción en una fase temprana del desarrollo del mercado del hidrógeno puede no ser el mejor uso de los fondos públicos si el objetivo es impulsar la reducción de costes.

Un elemento clave de la estrategia del hidrógeno de la Comisión, es activar rápidamente el suministro de hidrógeno bajo en emisiones y en particular el renovable, ya sea mediante cuotas (presumiblemente impuestas a los consumidores de hidrógeno gris o a los sectores industriales que son intensivos en términos de energía) o mediante subvenciones a la producción. En este último sentido, la Estrategia del Hidrógeno de la Comisión, se refiere a los “contratos por diferencia” del hidrógeno, que se concede casi exclusivamente mediante licitaciones por los Estados Miembros (utilizando fondos del Plan de Recuperación para Europa, los Fondos Estructurales o subvenciones financiadas a nivel nacional).

Esta política puede tener dos objetivos distintos. En primer lugar, puede servir para sentar las bases de un futuro mercado del hidrógeno en términos de capacidad: no es posible esperar hasta el último minuto (2040, por ejemplo) para transformar por completo una parte importante del sistema energético dado el objetivo de descarbonización completa para 2050. En segundo lugar, se puede dirigir a la reducción del coste de la producción de hidrógeno renovable y de bajas emisiones de carbono.

⁴⁶ En “Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutral” (julio de 2020) COM(2020) 301 final, se estima que las inversiones acumuladas en el hidrógeno renovable en Europa alcanzarán los 180-470 mil millones de euros para el año 2050, mientras que solo serán de 3-18 mil millones de euros para el hidrógeno de bajas emisiones basado en los combustibles fósiles.

Existen aquí paralelismos con el enfoque de la UE con respecto a la electricidad renovable en 2009. Para forzar una reducción del coste de la energía eólica y fotovoltaica, la Comisión se centró en cierta parte en las actividades de I+D (el “empuje tecnológico”). Sin embargo, la UE dedicó una parte mucho mayor de la financiación⁴⁷ a proporcionar subvenciones masivas que respaldaran la nueva capacidad de generación de electricidad renovable (el “tirón de la demanda”) con el fin de poner en marcha rápidamente la producción de las energías renovables. Esto tenía el objetivo explícito de impulsar la capacidad instalada de electricidad renovable y así proporcionar una base para un mayor crecimiento posterior (“resulta imposible esperar hasta 2040 para comenzar a hacer el cambio sistémico para garantizar un sistema eléctrico descarbonizado para el año 2050”), pero también reducir los costes de la generación de electricidad renovable a través de la generación de economías de producción a gran escala.

Se puede argumentar que se debería seguir el mismo enfoque con respecto al hidrógeno de nulas o bajas emisiones, proporcionando subsidios inmediatos y masivos para el hidrógeno de bajo contenido de carbono y renovable con el fin de reducir los costes de producción. No obstante, se debe tener cuidado antes de afirmar que los subsidios masivos a la producción del hidrógeno de nulas o bajas emisiones (que pueden dar lugar a economías de escala de producción) resultarán en costes de hidrógeno significativamente más bajos.

Mientras las economías de escala de producción son importantes para el hidrógeno de nulas o bajas emisiones y se puede suponer que los costes de las plantas se reducirán significativamente con la estandarización y las mejoras tecnológicas, también es razonable suponer que una parte muy significativa de estas economías se puede financiar mediante I+D y demostraciones ambiciosas. Necesitaremos cientos de nuevas plantas de producción de hidrógeno para el mercado del hidrógeno de nulas o bajas emisiones del futuro, en comparación con los millones de paneles fotovoltaicos y generadores eólicos necesarios para la transición a la electricidad renovable. Por lo tanto, las economías de escala de producción serán menos relevantes que el desarrollo de la tecnología para reducir los costes futuros del hidrógeno y se puede cuestionar si los subsidios masivos a la producción son la herramienta adecuada para catalizarlas.

Es importante considerar detalladamente si el uso de subsidios públicos masivos para la producción de hidrógeno de nulas o bajas emisiones en una etapa temprana del lanzamiento del mercado es el uso más lógico de los fondos públicos

⁴⁷ Según un informe de la Comisión en total unos 70.000 millones de euros por año.

Además, como se ha dicho, la electricidad renovable es un vector energético de alto CAPEX y bajo OPEX. Los menores costes de CAPEX son determinantes para el precio de la electricidad resultante. El hidrógeno, por su lado, es de bajo CAPEX y alto OPEX, lo que significa que reducir el CAPEX tendrá un efecto menor en términos de reducción de costes para el hidrógeno, comparado con la electricidad renovable. Resulta improbable que los subsidios masivos a la producción reduzcan los costos OPEX para el hidrógeno de nulas o bajas emisiones.

Desde esta perspectiva, es importante considerar detalladamente si el uso de subsidios públicos masivos, para la producción de hidrógeno de nulas o bajas emisiones en una etapa temprana del lanzamiento del mercado, es el uso más lógico de los fondos públicos si el objetivo es la reducción de los costes del hidrógeno de nulas o bajas emisiones. Los subsidios a la producción durante las primeras etapas de la puesta en marcha del mercado pueden justificarse por otras razones (como preparar el mercado, por ejemplo), pero los subsidios a la producción usados como una herramienta económicamente eficaz para el “tirón tecnológico” parecen cuestionables.

6. Es probable que el mercado interior de la energía sea la mejor manera de garantizar el desarrollo del futuro mercado del hidrógeno de la UE de una forma eficiente en costes, basado en los precios del RCDE y en la competencia entre el hidrógeno verde, azul y turquesa, asegurando que se refleje el contenido de GEI en el precio a través de unas garantías de origen basadas en un ciclo de vida calculadas objetivamente.

El principal objetivo legítimo de las licitaciones o cuotas parece ser asentar las bases para el enorme cambio necesario para 2050, cuando el hidrógeno libre de emisiones (y otras moléculas libres de emisiones de carbono) tendrán que satisfacer entre el 10% y el 25% de las necesidades energéticas de la UE. Como se ha dicho, no es razonable esperar hasta el último momento para instalar los electrolizadores/plantas de pirólisis, para cambiar los equipos de los usuarios finales (hornos de cemento o de fundición de acero, vehículos pesados, sistemas de calefacción doméstica, etc.) o las infraestructuras de transmisión necesarias.

Es necesario realizar un cálculo cuidadoso y determinar la velocidad con la que se cataliza la transformación



Sin embargo, para determinar cómo hacer esto es necesario realizar un cálculo cuidadoso y determinar la velocidad con la que se cataliza la transformación, particularmente si se pretende utilizar subsidios a la producción (licitaciones, CFDs, etc.) para cerrar la brecha entre el precio RCDE y el precio futuro que provocará la sustitución.

En el supuesto que el RCDE se aplique plenamente a la futura industria de consumo del hidrógeno de nulas o bajas emisiones (que es un supuesto importante), cuanto más tarde se espere para proporcionar subvenciones a la producción, menos subvenciones se requerirán. Esto se debe a que los precios del RCDE habrán aumentado y los costes de producción del hidrógeno de nulas o bajas emisiones se habrán reducido debido a los efectos de las inversiones exitosas en I+D y proyectos de demostración. Los números indicados anteriormente ilustran que sin precios RCDE significativamente más altos que los que vemos actualmente y sin la aplicación completa del RCDE a la industria que consume hidrógeno, es probable que los subsidios necesarios para catalizar la entrada al mercado del hidrógeno de bajas emisiones y renovable sean muy importantes.

Una vez más, enfatizamos que, dada la gran cantidad de variables que distan de ser completamente predecibles y que forman la base de tales estimaciones, los precios RCDE previstos necesarios para catalizar la sustitución deben considerarse como meramente ilustrativos, y no precisos. Sin embargo, lo que sí demuestran es la necesidad de una política fuertemente basada en hechos a la hora de tomar las decisiones sobre la rapidez con la que hay que pasar a los subsidios para la producción de hidrógeno y la importancia de permitir el uso del “color” de hidrógeno correcto en la etapa adecuada del ciclo de descarbonización.

De hecho, podríamos argumentar que estas estimaciones y su rango de incertidumbre demuestran que, en la medida de lo posible, sería el mercado el que debería decidir qué forma de hidrógeno debe usarse en las distintas etapas del ciclo de descarbonización, basado en el RCDE y donde se desee, en licitaciones neutras para la producción de hidrógeno de nulas o bajas emisiones. Este enfoque sería compatible con los principios del mercado interior de la energía y el objetivo subyacente de la integración del sector energético. El mercado decidirá de manera más eficiente que las decisiones regulatorias cómo equilibrar la necesidad de avanzar hacia opciones de cero emisiones de carbono en lugar de opciones de bajas emisiones de carbono, así como cuál es la mejor opción de cero emisiones de carbono (o combinación de opciones) y donde sea posible, esto parece el enfoque más eficaz económicamente.

Por ejemplo, la fecha límite de 2050, cuando solo se podrá vender hidrógeno libre de emisiones, tendrá un efecto en la combinación de inversiones en hidrógeno verde, azul y turquesa mucho antes de 2050, si se permite que sea el mercado el que determine la matriz del hidrógeno en lugar de cuotas regulatorias. Ninguna empresa invertirá en la captura y el almacenamiento de carbono u otras formas de hidrógeno que no sean de cero emisiones en los periodos medio o final del ciclo de descarbonización, al menos que la compensación de emisiones pueda proporcionar un producto de cero emisiones netas. Dado que lo más probable es

que la amortización de tales inversiones requiera un tiempo prolongado, dejar esta decisión en manos del mercado conducirá, en cualquier caso, a un requisito de inversión *de facto* de “solo hidrógeno libre de emisiones”, a partir de, digamos 2035, por ejemplo.

Discriminar desde el comienzo del desarrollo del mercado del hidrógeno de nulas o bajas emisiones al hidrógeno azul y turquesa, privaría a la UE de hidrógeno barato con bajas emisiones de carbono entre 2030 y 2050. Esto daría lugar a una transición energética más cara de lo necesario y reduciría la introducción del hidrógeno de nulas o bajas emisiones durante la fase inicial del desarrollo del mercado. Por lo tanto, un enfoque de este tipo puede tener un efecto global negativo en la velocidad de desarrollo del mercado de hidrógeno de nulas o bajas emisiones y, por lo tanto, la velocidad y el nivel de reducciones de GEI durante la fase de transición.

7. Un elemento clave para el desarrollo de un futuro sistema de hidrógeno que sea eficiente en costes será la existencia de una red de hidrógeno, esencial para reducir los costes de su transporte y evitar la aparición de posiciones monopolísticas.

Las disposiciones básicas del mercado interno de gas (desagregación, acceso para terceros, regulación de tarifas) deben aplicarse a la futura red de hidrógeno de la UE.

Independientemente de la velocidad real de desarrollo del futuro mercado del hidrógeno, está totalmente claro que formará parte muy importante del futuro sistema energético de la UE. Los estudios concluyen constantemente que el uso de una red para transportar hidrógeno será mucho más económico que otras alternativas (carretera, ferrocarril).

En su Estrategia del Hidrógeno, la Comisión identifica correctamente que las etapas iniciales del desarrollo del mercado del hidrógeno de nulas o bajas emisiones de la UE será a través de “clusters” o agrupaciones industriales, donde se concentrará la demanda de hidrógeno como materia prima y luego como fuente de energía para los sectores industriales intensivos en el uso de energía.

La Estrategia del Hidrógeno de la Comisión, señala que la transformación y reutilización de la infraestructura de gas existente será la forma más económica de construir la futura red

Es necesario desarrollar una red de hidrógeno en el momento preciso para transportar el enorme aumento de su uso en comparación con el actual. No es posible predecir con precisión la topografía ni la escala de la red de hidrógeno que se necesitará en 2050, que dependerá mucho del desarrollo tecnológico y de la competitividad relativa de las diferentes formas de hidrógeno libre de emisiones, de la competitividad de este hidrógeno frente a la electricidad renovable y de la capacidad de realizar los cambios estructurales, necesarios para que la electricidad renovable sea capaz de satisfacer toda la demanda que sea racional que cubra desde el punto de vista técnico (por ejemplo, instalar bombas de calor).

Sin embargo, está claro para el *lobby* del hidrógeno que en el futuro necesitaremos lo que comúnmente se conoce como una Red Troncal Europea de Hidrógeno, una red que conecta las principales agrupaciones de demanda, así como cualquier demanda del sector del transporte. Independientemente de la velocidad de desarrollo del mercado, esto será necesario en los próximos años. La Estrategia del Hidrógeno de la Comisión, señala que la transformación y reutilización de la infraestructura de gas existente será la forma más económica de construir la futura red.

Por lo tanto, el desarrollo de la Red Troncal Europea de Hidrógeno representa un primer paso de desarrollo de la red "sin riesgo".

Sin embargo, no hay que subestimar los desafíos que se presentarán en cuanto a la planificación de la red (qué partes de la red existente se podrá convertir/cuál será la nueva infraestructura necesaria), a su operación (asegurando una interacción técnica eficiente entre la nueva red de hidrógeno y el sistema de gas natural existente) o al medio ambiente. Igualmente hay que tener presente el tiempo necesario para efectuar toda la construcción y adaptación de esta nueva Red Troncal.

Por lo tanto, el proceso de planificación debe comenzar de inmediato y su desarrollo y construcción deben considerarse una prioridad. La red deberá construirse de forma que esté preparada para el futuro: la capacidad inicial deberá ser mayor que la demanda, una característica inherente a un mercado en rápida expansión. El Fondo Europeo de Recuperación es un instrumento ideal para aislar a los consumidores de las consecuencias en el corto plazo de un sistema con garantía de capacidad para el futuro, pero el Fondo tiene un tiempo limitado como instrumento y esto representa otro motivo de urgencia.

Si no existe una Red Troncal en el momento en el que surja y comience a acelerar la demanda de nulas o bajas emisiones de carbono, es de suponer que los agentes que actualmente operan las redes locales de suministro de hidrógeno extenderán sus posiciones dominantes o monopolísticas locales. El futuro mercado del hidrógeno de la UE debe caracterizarse por una competencia y una liquidez efectivas. El dominio de un sector y el monopolio son muy difíciles de regular bajo las normas de competencia de la UE y basado en la experiencia, son imposibles de desmantelar. Por lo tanto, el objetivo debe ser evitar tales estructuras del mercado desde el principio. Por esta razón, será necesario que las bases del Mercado Interno de la Energía para redes, desagregación, acceso para terceros y precios regulados, se apliquen a la futura red de hidrógeno de la UE y, sin duda, figurarán en el paquete legislativo que la Comisión tiene programado para 2021.

8. Se requiere un cuidado considerable antes de imponer cuotas para el hidrógeno de nulas o bajas emisiones a los sectores industriales consumidores actuales o potenciales de hidrógeno. Será un desafío exponer estas industrias al RCDE, incluso con un impuesto fronterizo al carbono.

Definir la velocidad óptima de introducción de las subvenciones a la producción (que requieren subvenciones elevadas) o las cuotas de consumo (dónde se encuentran problemas graves de la competitividad y posibles fugas de carbono) requerirán de un equilibrio delicado entre (i) garantizar que el sistema energético de la UE evolucione lo suficientemente rápido para asegurar que los cambios estructurales necesarios se hayan ejecutado para 2050 y así garantizar un sistema de energía de cero emisiones para ese año, (ii) el incremento de los precios resultantes del RCDE aumentados a lo largo del tiempo y la introducción de políticas de GEI efectivas por parte de los principales competidores de la UE.

Otro factor importante con respecto al momento y al ritmo de la introducción del hidrógeno de nulas o bajas emisiones en el mercado, resulta del riesgo de fuga de carbono. Los principales sectores industriales en los que se utilizará el hidrógeno de nulas o bajas emisiones a gran escala son los de los fertilizantes, el metanol y el acero como materia prima y las industrias que usan intensivamente energía en forma de calor (cemento, acero). Todos estos son sectores expuestos a la "fuga de carbono" (y con lógica ya que los costes de energía típicamente representan entre el 20% y el 40% de los costes de producción del acero y el cemento) y, por lo tanto, están total o parcialmente exentos del RCDE.

La Comisión ha anunciado su intención de ampliar el alcance del RCDE y combinarlo con un "mecanismo de ajuste en frontera de las emisiones de carbono" o impuesto fronterizo al carbono. No queda claro en absoluto si esto, al menos inicialmente, se aplicará, por ejemplo, al acero. Hay factores importantes que se deben tener en cuenta: (i) la importancia de los costes de la energía para estas industrias (como el acero), (ii) la sensibilidad política del tema y (iii) el hecho de que tal enfoque inevitablemente tiene la consecuencia de que los consumidores de la UE del producto (acero) pagarán más que los situados en el extranjero. Esta política tendrá repercusiones negativas en la competitividad de los consumidores del acero aguas

Definir la velocidad óptima de introducción de las subvenciones a la producción o las cuotas de consumo requerirán de un equilibrio delicado

abajo en la cadena de suministro en la UE (por ejemplo, de automóviles) y resultará difícil para la UE incorporar a los consumidores industriales potenciales de hidrógeno de nulas o bajas emisiones al RCDE a corto o medio plazo.

Por lo tanto, cualquier cuota que requiera que estas empresas utilicen hidrógeno de nulas o bajas emisiones (una de las opciones identificadas en la Estrategia del Hidrógeno de la Comisión) inevitablemente representaría una amenaza para su competitividad internacional y de este modo, sería poco probable que encontrara apoyo político. Sin duda alguna, tendría muy poco sentido adoptar políticas de descarbonización que llevaran a la industria intensiva en energía de la UE a trasladarse a países que no impongan costes relacionados con el clima y exporten el producto final a la UE. El cambio climático es un desafío global y el efecto neto sería simplemente aumentar, no reducir, los GEI globales mientras se pierden puestos de trabajo dentro de la UE.

Puede que sea posible incorporar estas industrias al RCDE en el futuro si nuestros principales competidores adoptan medidas equivalentes. Esta sin duda es la esperanza, pero hoy en día es simplemente imposible de predecir.

Por lo tanto, la UE tiene la difícil tarea de encontrar un equilibrio a la hora de decidir cuándo y cómo adoptar subvenciones específicas para la producción de hidrógeno de nulas o bajas emisiones, pero la implementación de cuotas en la industria o, por ejemplo, obligaciones a efectuar una mezcla mínima en el gas natural, parece poco probable que sea un enfoque eficiente en costes que proteja los intereses de los ciudadanos y su competitividad para la UE.

Alcanzar ambiciosos objetivos del hidrógeno de nulas o bajas emisiones mediante subvenciones a la producción, que compensen totalmente a los consumidores industriales de hidrógeno por el coste de usar hidrógeno de nulas o bajas emisiones en una etapa inicial del ciclo de descarbonización, será muy costoso y requerirá un aumento de impuestos (transparente u oculto). Esperar a que se progrese más en el ciclo de descarbonización antes de aplicar tales subvenciones resultará en costes más bajos y en una política de descarbonización más eficiente, pero debe equilibrarse con la necesidad de garantizar que los cambios sistémicos necesarios para descarbonizar totalmente el sistema energético de la UE para 2050 sigan siendo alcanzables en la práctica. Por lo tanto, este será un equilibrio difícil de lograr y será necesario (i) reflejar la necesidad de que el mercado esté lo suficientemente desarrollado para garantizar la descarbonización total para 2050, y (ii) tener en cuenta la extensión hasta la que es posible lograr que los futuros sectores industriales de consumo de hidrógeno de nulas o bajas emisiones estén dentro del alcance del RCDE a corto y medio plazo, combinado con un mecanismo de ajuste o impuesto fronterizo al carbono.

Este es un equilibrio muy difícil de encontrar y el propósito de este estudio no es sugerir una respuesta decisiva ni proponer una trayectoria específica. Sin embargo, sí tiene como objetivo ilustrar la importancia de adoptar un enfoque basado en las evidencias minuciosamente analizadas para garantizar una política y una trayectoria que equilibren el imperativo de lograr el objetivo de descarbonización del *European Green Deal* y al mismo tiempo que protejan los intereses de los ciudadanos de la UE en términos de precios competitivos de la energía, empleo y crecimiento.

**Una descarbonización
eficiente en costes**