LA ELECTRIFICACIÓN INDIRECTA CON HIDRÓGENO RENOVABLE

EL ROL DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN LA DESCARBONIZACIÓN Y LA CONSECUCIÓN DE LOS OBJETIVOS DEL PNIEC 2030

PROPUESTA DE ESTRATEGIA Y REGULACIÓN

ESTE INFORME HA SIDO ELABORADO POR LA ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA/ JUNIO 2020

ÍNDICE

1 MARCO DE REFERENCIA 2

2 SITUACIÓN ACTUAL DEL HIDRÓGENO 3

2.1 El reto de los electrolizadores y el coste de la electricidad 9

3. POSICIÓN DE AEE RESPECTO AL HIDRÓGENO RENOVABLE Y PROPUESTAS REGULATORIAS 11

3.1 Prioridad emisiones netas cero para 2050 11

3.2 Avanzar de los sectores más fáciles a los más difíciles 12

3.3 Acoplamiento sectorial 13

3.4 Definición del hidrógeno renovable 15

3.5 El hidrogeno renovable y las garantías de origen 16

3.6 La propiedad de las instalaciones de producción de hidrógeno renovable 16

3.7 La apuesta por más infraestructuras eléctricas 17

1 MARCO DE REFERENCIA

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) destina su medida 1.8 al fomento de los gases renovables. Se hace referencia a la existencia de diferentes tipos de gases renovables como el biogás, el biometano y el hidrógeno de origen renovable (tanto por el recurso utilizado como por la energía empleada en el proceso de obtención). La medida establece que se fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno renovable y otros.

Dese el punto de vista del sector eléctrico, el hidrógeno podría permitir el almacenamiento a largo plazo (del orden de meses) de grandes cantidades de energía mediante P2H2, cuando ésta no es absorbida por la demanda, evitando así potenciales vertidos energéticos (según las modelizaciones de REE se estima que podrían alcanzar los 7 TWh/año en 2030 con la instalación de +59GW renovables propuesta en el PNIEC 2021-2030). Este factor lo diferencia de las baterías (almacenamiento a corto plazo, del orden de horas) y habilitaría el almacenamiento estacionario en emplazamientos donde la orografía no permite construir centrales de bombeo hidráulico.

El objetivo de este documento de posición es presentar la visión del sector eólico respecto al desarrollo y despliegue del hidrógeno de origen renovable en nuestro país, teniendo en cuenta que éste es en cualquier caso un vector energético, no una fuente primaria de energía, al igual que la electricidad. Por lo tanto, en la senda de descarbonización de la economía para España, será fundamental primero electrificar en base a electricidad de origen renovable los sectores que por desarrollo tecnológico y eficiencia económica sean más susceptibles de serlo, y utilizar el hidrógeno generado mediante electricidad renovable (principalmente mediante la electrolisis del agua), como herramienta de descarbonización para aquellos procesos industriales o aplicaciones energéticas que no puedan utilizar la electricidad de origen renovable como vector.

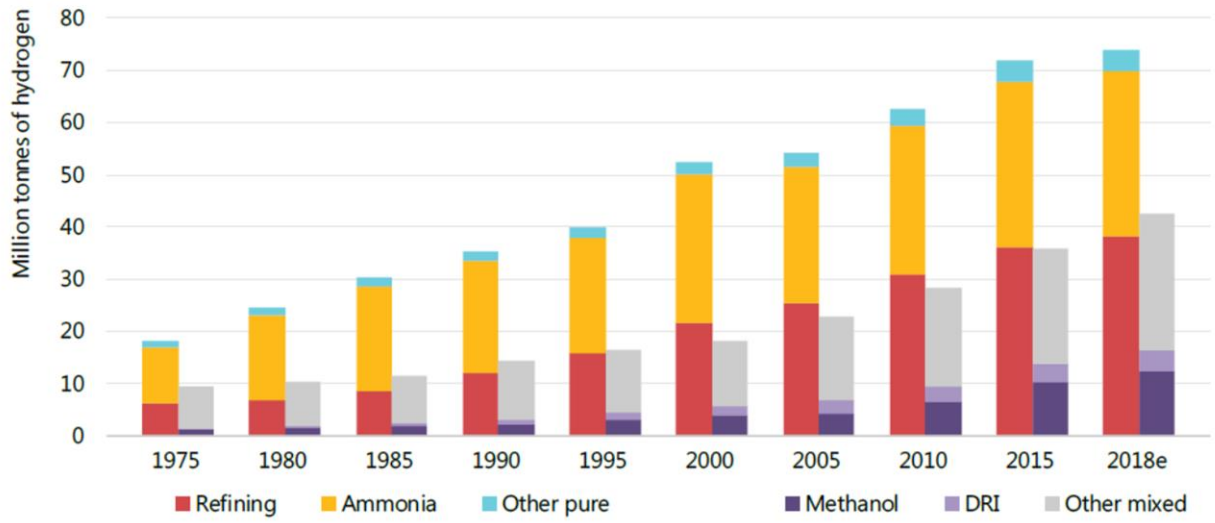
2 SITUACIÓN ACTUAL DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno y la energía tienen una larga historia compartida. Las primeras demostraciones de electrólisis del agua y las pilas de combustible capturaron la imaginación de los ingenieros en el siglo XIX. Se utilizó hidrógeno para alimentar los primeros motores de combustión interna hace más de 200 años. El hidrógeno también permitió la elevación de los globos y dirigibles en los siglos XVIII y XIX, y contribuyó a propulsar a la humanidad a la luna en la década de 1960.

El hidrógeno en el amoniaco utilizado para fabricar fertilizantes (de los combustibles fósiles y, antes, de la electricidad y el agua) ha contribuido a alimentar a una creciente población mundial. Y el hidrógeno ha sido una parte integral de la industria energética desde mediados del siglo 20, cuando su uso se convirtió en común en la refinación de petróleo.

El suministro de hidrógeno a usuarios industriales es ahora una actividad importante a nivel mundial. Según la AIE, la demanda de hidrógeno, que se ha triplicado desde 1975, continúa aumentando (Figura 1).

DEMANDA GLOBAL ANUAL DE HIDRÓGENO DESDE 1975 (FIGURA 1)



Notes: DRI = direct reduced iron steel production. Refining, ammonia and "other pure" represent demand for specific applications that require hydrogen with only small levels of additives or contaminants tolerated. Methanol, DRI and "other mixed" represent demand for applications that use hydrogen as part of a mixture of gases, such as synthesis gas, for fuel or feedstock.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

La demanda de hidrógeno en su forma pura es de alrededor de 70 millones de toneladas por año (MtH_2 / año). Se estima un volumen de negocio asociado al hidrógeno en la industria de 115.000 millones de $ en 2017. **Más del 95% de la producción de hidrógeno en la actualidad se basa en combustibles fósiles. Solo alrededor del 4% del suministro global de hidrógeno se produce a través de la electrólisis**, un proceso que divide el agua en hidrógeno y oxígeno utilizando electricidad, que podría ser generada por fuentes de CO_2 cero, como la energía eólica o la energía solar fotovoltaica.

El consumo de combustibles fósiles para la fabricación de hidrógeno supone actualmente el 6% de la demanda global de gas natural y el 2% de la demanda de carbón. Como consecuencia, la producción de hidrógeno es responsable de la emisión de alrededor de 830 millones de toneladas de dióxido de carbono por año, equivalente a las emisiones de CO_2 de Indonesia y el Reino Unido combinadas.

En términos de energía, la demanda total anual de hidrógeno en todo el mundo es de alrededor de 330 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtoe), más que el consumo de energía primaria de Alemania.

Los mercados existentes para el hidrógeno (principalmente fertilizantes y refinerías) se basan en sus atributos: es ligero, almacenable, reactivo, tiene alto contenido de energía por unidad de masa, y puede producirse fácilmente a escala industrial.

Hoy en día, el creciente interés en el uso generalizado de hidrógeno para sistemas de energía limpia se basa principalmente en dos atributos adicionales que son fundamentales para la descarbonización de la energía y la lucha contra el cambio climático:

1. El hidrógeno puede usarse sin emisiones directas de contaminantes del aire o gases de efecto invernadero.

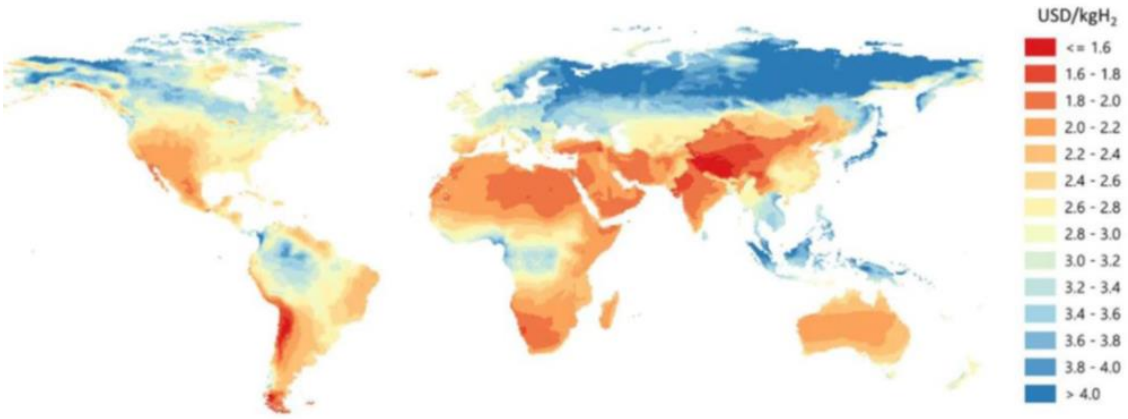
2. Se puede producir a partir de una amplia gama de fuentes de energía sin emisiones, en el proceso de electrólisis con electricidad de fuente renovable sin emisiones.

El hidrógeno producido con estas características se le denominaría hidrógeno renovable, frente al producido actualmente a partir de combustibles fósiles denominado como hidrógeno gris. Es posible también su producción a partir de biomasa o electricidad de origen nuclear, o con combustibles fósiles, si se combina con la captura y el almacenamiento del carbono (CCS), y las emisiones durante la extracción y el suministro de combustibles fósiles se mitigan, pero en este segundo caso (denominado

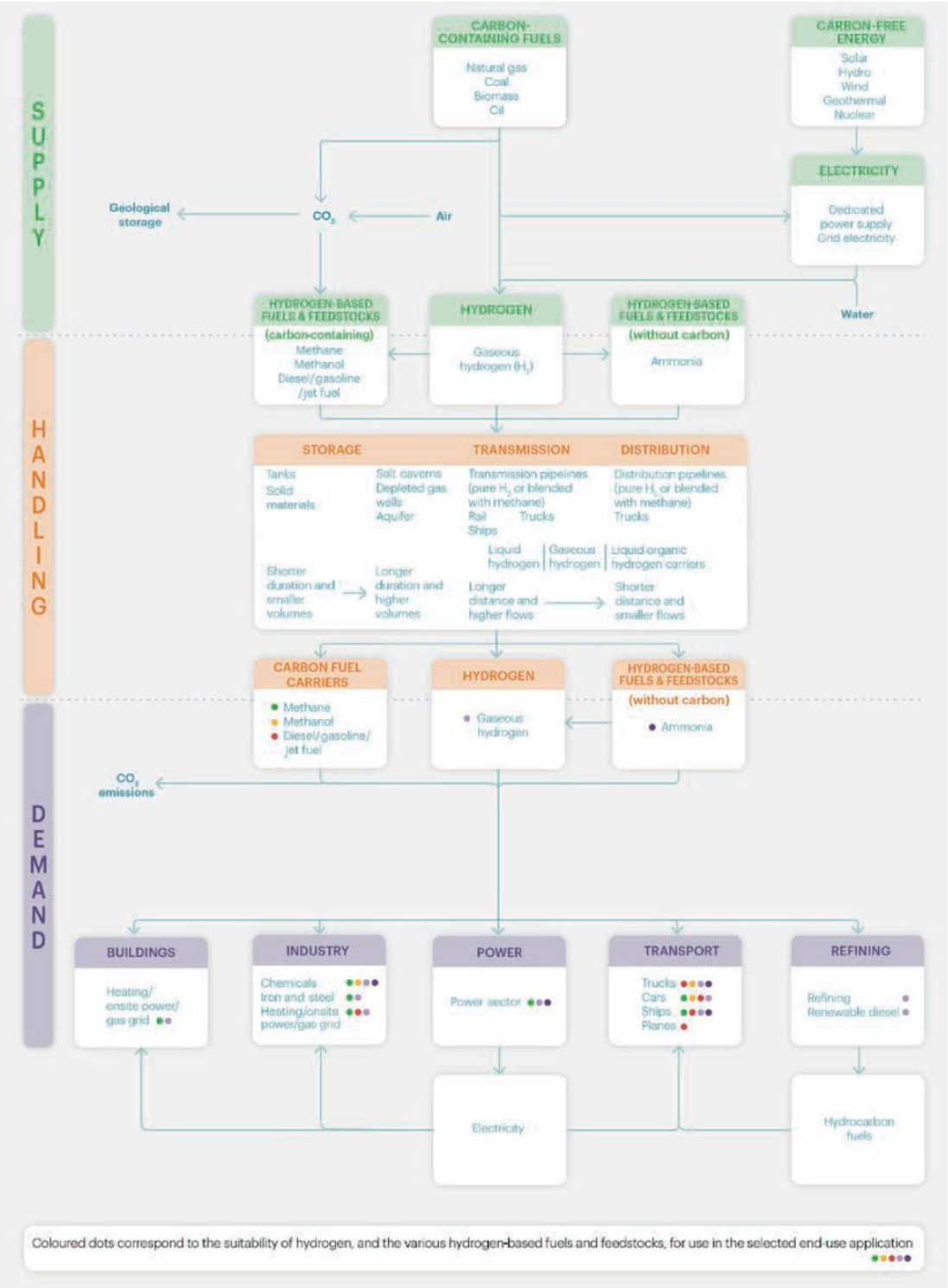
hidrógeno azul o de bajas emisiones), las emisiones de CO_2 en todo el proceso de fabricación del hidrógeno no se eliminan completamente y son necesarios emplazamientos geológicos adecuados para el almacenamiento de CO_2, que no siempre están disponibles.

Actualmente el hidrógeno se puede usar en su forma pura como un vector de energía, como un gas combustible, en una celda de combustible, como materia prima para producir combustible líquido para el transporte pesado, o como materia prima industrial. También se puede combinar con otros elementos para producir lo que se conoce como combustibles y materias primas a base de hidrógeno combinado, como el metano sintético, combustibles líquidos sintéticos y metanol. Por el contrario, el amoníaco es un derivado de hidrógeno libre de CO_2 que puede usarse como producto químico y como combustible, aunque su combustión plantea problemas asociados a los NO_x.

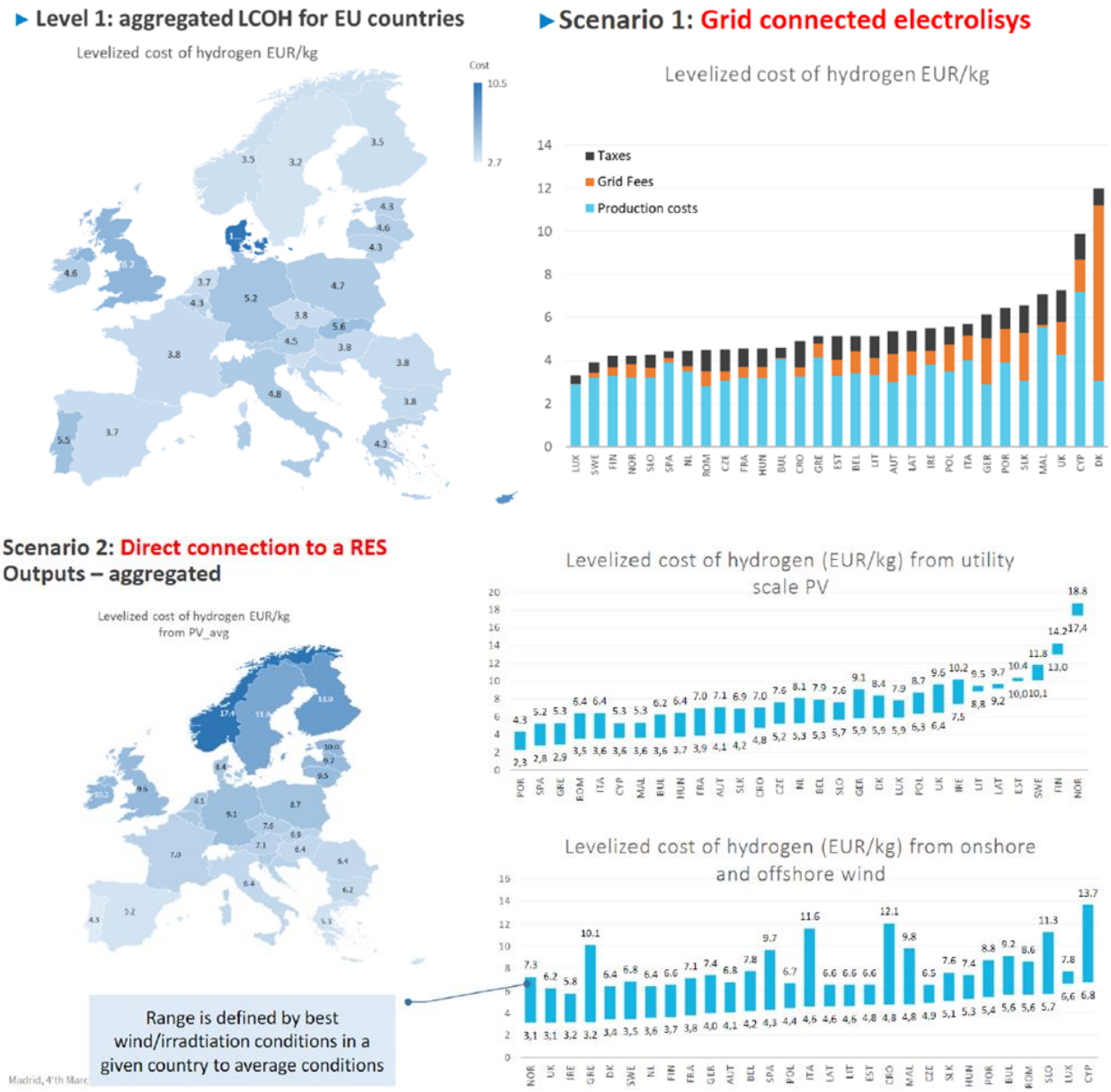
COSTES Y POTENCIAL DE HIDRÓGENO RENOVABLE A NIVEL MUNDIAL (FUENTE: IEA)



CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO (FUENTE: IEA 2019)



DATOS A NIVEL EUROPEO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE SEGÚN TIPO DE ENERGÍA RENOVABLE UTILIZADA (FUENTE: HIDROGEN)

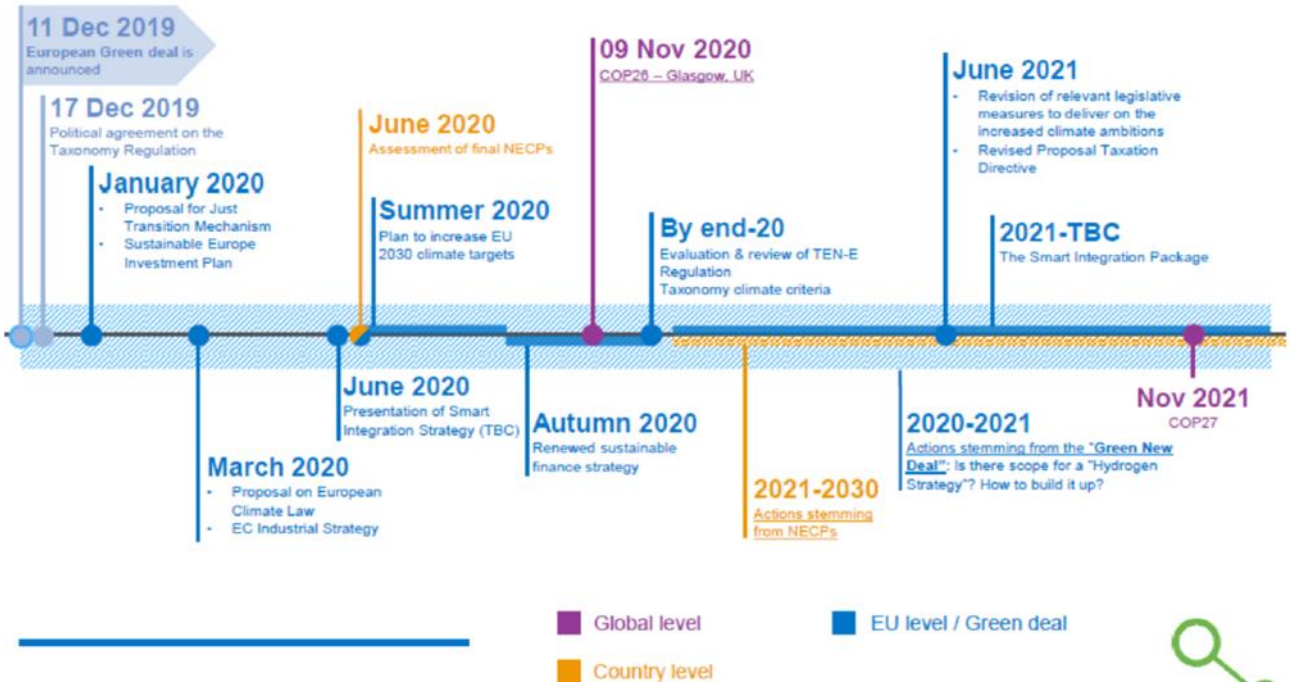


EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL HIDROGENO RENOVABLE A MEDIO Y LARGO PLAZO EN EUROPA HASTA 2030 Y 2050 (FUENTE: HIDROGEN)

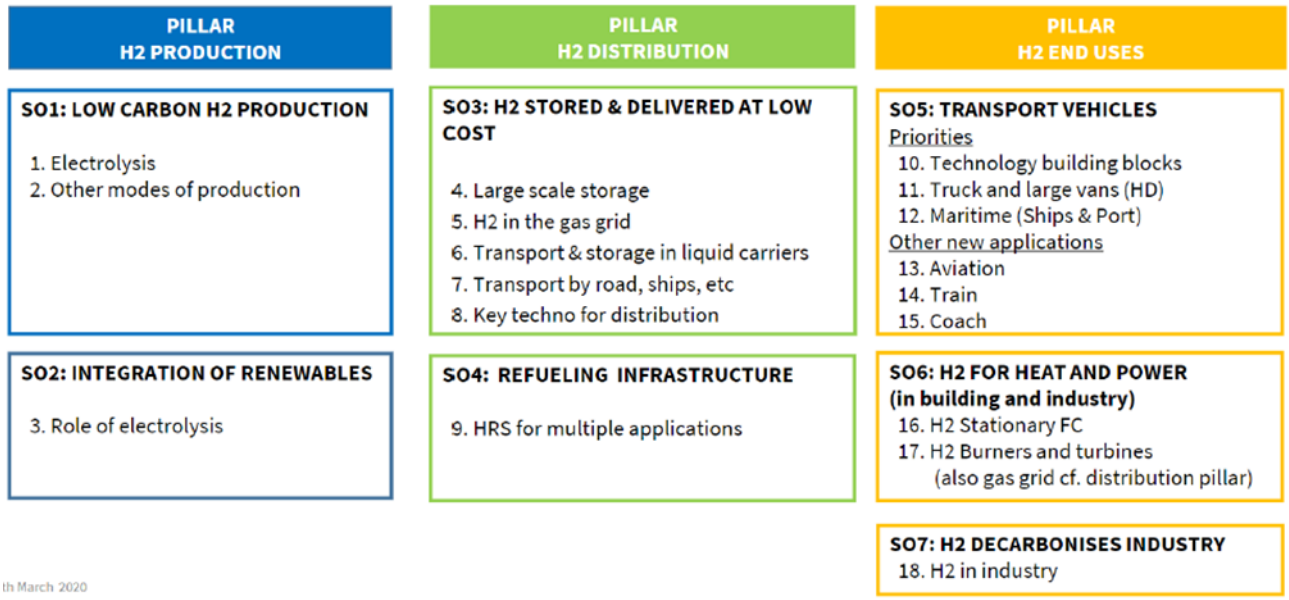
Hydrogen production by electrolysers*	Capex (€/kW)	OPEX %/yr Capex	System Efficiency (HHV**)	Electricity (4.000-5.000hr) (€/MWh)	Hydrogen (€/kg)
2020-2025	300-600	1.5%	75-80%	25-50	1.5-3.0
2025-2030	250-500	1%	80-82%	15-30	**1.0-2.0**
Up to 2050	<200	<1%	>82%	10-30	0.7-1.5

*Hydrogen production cost for hydrogen delivered at 30 bar pressure and 99,99% purity
**HHV = Higher Heating Value

HOJA DE RUTA PLANTEADA A NIVEL EUROPEO (FUETE: HIDROGEN)



SIETE OBJETIVOS ESPECÍFICOS PARA EL HIDRÓGENO EN TRES GRANDES PILARES DE ACTUACIÓN: PRODUCCIÓN, DISTRIBUCIÓN Y USUARIO FINAL (FUENTE: HYDROGEN)



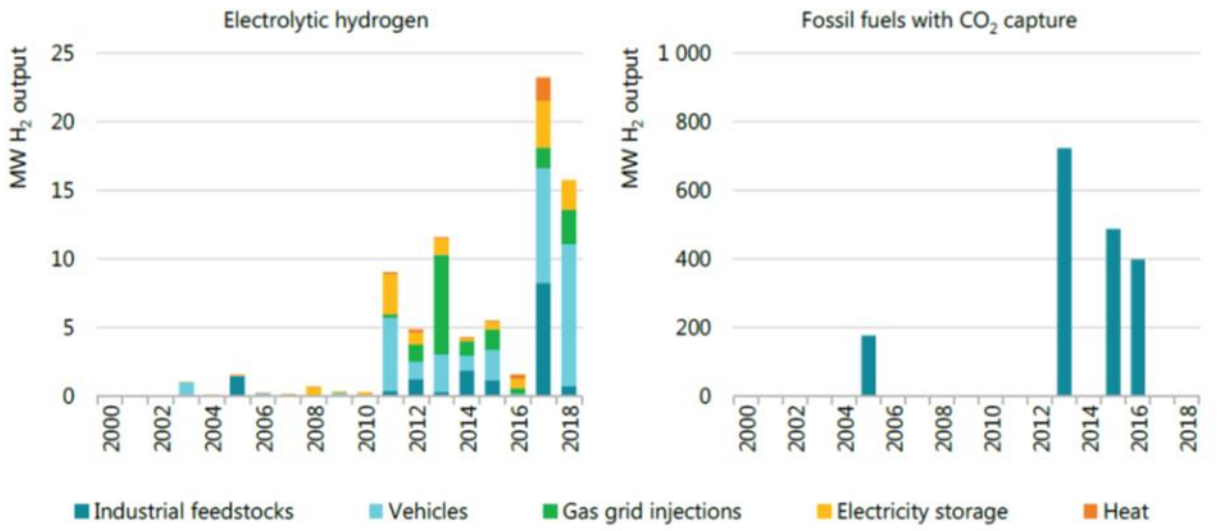
2.1 EL RETO DE LOS ELECTROLIZADORES Y EL COSTE DE LA ELECTRICIDAD

Para poder utilizar de forma económicamente eficaz la electricidad de origen renovable para la fabricación de Hidrógeno renovable, es fundamental que los electrolizadores sigan avanzando en su curva de aprendizaje/abaratamiento de costes para así llevar al hidrógeno renovable a una situación de competitividad frente al hidrógeno de origen fósil.

Los electrolizadores alcalinos están bien desarrollados y disponibles comercialmente. Los electrolizadores PEM (Proton Exchange Membrane) y electrolizadores SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell) están disponibles, aunque menos maduros que los electrolizadores alcalinos. Sin embargo, producir hidrógeno por electrolisis cuesta aproximadamente el doble que con los combustibles fósiles, que se realiza principalmente con gas fósil en un proceso llamado reformado de metano con vapor (SMR en su acrónimo inglés).

En la siguiente gráfica de la AIE se pueden ver la reciente evolución en la instalación de electrolizadores a nivel mundial:

EVOLUCIÓN INSTALACIÓN ELECTROLIZADORES A NIVEL MUNDIAL (FUENTE AIE)



Sources: IEA analysis based on Chehade et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", IEA (2018), World Energy Investment, and the World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition" and data provided by IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

La innovación debe continuar con la integración de los electrolizadores al sistema energético y el enfoque debe estar en el apoyo a la industrialización. Las economías de escala y las mejoras en la eficiencia reducirán los costes. Paralelamente, deben abordarse los principales impulsores de costes adicionales. Estos son de naturaleza regulatoria que afectan el uso de electricidad, que representa el 65-80% de los costes operativos de los electrolizadores. Las tarifas y los gravámenes sobre la electricidad representan el 30% en promedio de la factura total de electricidad en la UE.

Las intervenciones de política para reducir los costes deben apuntar a reducir el efecto de los gravámenes sobre el precio minorista de la electricidad, particularmente para los usuarios industriales. Otras opciones para reducir el coste del hidrógeno de electricidad renovable incluyen asegurar que se igualen las oportunidades entre diferentes gases, energía para calefacción y otras tecnologías de almacenamiento.

En teoría, en un futuro con un gran despliegue en la instalación de energías renovables variables, existe la posibilidad de producir hidrógeno con electricidad renovable excedentaria de parques eólicos o plantas solares fotovoltaicas, lo que implicaría un coste energético muy bajo o casi nulo. Sin embargo, todavía no existe un *business case* para esto y todo indica que la producción de Hidrógeno renovable probablemente requerirá activos de generación dedicados en exclusividad, aunque se podrán combinar con la utilización de la electricidad renovable excedentaria para optimizar sus costes.

3. POSICIÓN DE AEE RESPECTO AL HIDRÓGENO RENOVABLE Y PROPUESTAS REGULATORIAS

Este documento resume la posición de AEE sobre el rol del hidrógeno renovable como herramienta para alcanzar el objetivo de lograr emisiones netas cero para 2050, (establecido en el European Green Deal, que propone neutralidad en 2050 y una reducción de emisiones del 50-55% para 2030).

Considerando que la fabricación actual de hidrógeno a nivel mundial actualmente supone la emisión de más de 830 millones de toneladas de CO_2 (3 veces las emisiones de España), cualquier política de fomento de la producción de hidrógeno para abastecer una posible futura mayor demanda de este gas, en ningún caso debe estar asociada a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, sino conllevar una reducción de éstas en el propio sector de la manufactura de hidrógeno.

3.1 PRIORIDAD EMISIONES NETAS CERO PARA 2050

La electrificación basada en renovables es el enfoque más rentable para alcanzar la neutralidad climática. Esto significa la conversión de la mayoría de los usos energéticos en la industria y el transporte de combustibles fósiles a electricidad generada por fuentes de energía renovables, como la eólica.

Por una parte, el uso directo de la electricidad renovable siempre que esté disponible y donde sea posible en todos los sectores de la economía será la forma más eficaz para

reducir las emisiones de GEI. Por otra, el uso de esta electricidad renovable para producir gases y combustibles con cero CO_2 se deberá contemplar solo cuando sea necesario para aquellas actividades que de otra manera no pueden reducir las emisiones de CO_2 (electrificación indirecta), y complementará el uso directo de la electricidad renovable

Para alcanzar la descarbonización de la economía española para 2050 es necesaria de forma prioritaria una Estrategia de Electrificación, en la que se debe integrar y con la que debe estar correctamente sincronizada, La Hoja de Ruta del Hidrógeno renovable, con 2 enfoques:

- CORTO PLAZO = ELECTRIFICACIÓN DIRECTA CON EERR = eficiencia.
- MEDIO/LARGO PLAZO = ELECTRIFICACIÓN INDIRECTA CON HIDRÓGENO RENOVABLE. Estrategia para la incorporación del hidrógeno renovable en la generación gestionable de electricidad y en sectores industriales (plan, objetivos, métricas, responsables): el despliegue del hidrógeno como combustible/energía final deberá ser coste eficiente para evitar posibles costes excesivos, pérdida de eficiencia y coste de oportunidad (por no utilizar la electricidad en su dimensión óptima).

3.2 AVANZAR DE LOS SECTORES MÁS FÁCILES A LOS MÁS DIFÍCILES

Primero, se debe mantener el enfoque en alcanzar prioritariamente la descarbonización en los sectores más fáciles de reducir para cumplir con los compromisos del Acuerdo Climático de París. Estos incluyen la generación de energía, el transporte liviano, el ferrocarril, la pulpa y el papel, el aluminio, los edificios y la agricultura. En todos estos, queda mucho por hacer.

Para estos sectores, los responsables políticos deben buscar una electrificación directa utilizando electricidad renovable donde esté disponible y siempre que sea posible. Esto generará la mayor parte de la descarbonización de la economía.

De manera crucial, se debería continuar la implementación y modernización de políticas para incorporar la electricidad renovable. El trabajo regulatorio sobre la electrificación directa aún no se ha terminado.

Se necesitan esfuerzos de implementación significativos y aún existen muchas barreras regulatorias. Éstos incluyen:

1. Reducir impuestos, gravámenes y tarifas en el uso de electricidad, particularmente para usuarios industriales
2. Eliminar metodologías de contabilidad de eficiencia energética que penalizan la electricidad frente al uso de combustibles fósiles
3. Incentivos para el uso generalizado de bombas de calor, particularmente en redes de calefacción urbana e industria
4. Incentivos para integrar la electricidad en el transporte, particularmente en vehículos ligeros

En segundo lugar, **a medida que se avance en la reducción de emisiones en los sectores más fáciles de reducir, será cada vez más importante centrarse también en los más difíciles**. Estos sectores incluyen la industria pesada (cemento, acero y productos químicos), transporte pesado por carretera, aviación y transporte marítimo. Sin abordar el CO_2 de estas actividades, será imposible lograr emisiones netas cero.

En los sectores más difíciles de reducir, existen ciertos usos en los que la electrificación directa basada en energías renovables no es técnicamente factible, o las soluciones de este tipo sólo estarían disponibles demasiado en el futuro para frenar el calentamiento global a tiempo. Los gases renovables (como el biogás o el biometano), así como los gases o combustibles líquidos producidos a partir de electricidad renovable (como el hidrógeno), podrían descarbonizar estos usos energéticos más difíciles de eliminar.

La electrificación indirecta con energías renovables debe usarse solo cuando sea necesario, en los sectores de la economía donde es más difícil reducir sus emisiones. La búsqueda de la electrificación indirecta fuera de estos sectores requeriría capacidades de energía renovable mucho más altas que con la electrificación directa. Esto se debe a que usar electricidad directamente renovable es más eficiente que convertirlo en otros portadores de energía, como hidrógeno o combustibles a base de hidrógeno. A medida que la disponibilidad de los sitios y los permisos se vuelven más estrictos para la electricidad renovable, Europa podría terminar no construyendo suficientes energías renovables e importando gases con bajo contenido de CO_2 del exterior, lo que empeoraría su dependencia energética.

3.3 ACOPLAMIENTO SECTORIAL

El acoplamiento sectorial se refiere a la mayor integración de los sectores del lado del suministro de energía con todos los sectores consumidores de energía de uso final. **El**

acoplamiento de sectores ahora es bien aceptado como una estrategia importante para lograr la descarbonización y otros objetivos importantes perseguidos en la política energética: seguridad de suministro y asequibilidad.

Uno de los principales facilitadores del acoplamiento sectorial es la conversión de energía a gas (PtG o P2G). El hidrógeno resultante sirve como agente de acoplamiento complementario y/o como materia prima. Sin embargo, tal "integración de vectores cruzados" solo contribuiría a la descarbonización si el hidrógeno se produce con electrólisis del agua alimentada por electricidad renovable sin CO_2.

El acoplamiento de sectores implicará la necesidad de cambios regulatorios significativos que se deberán tomar a nivel UE. La Comisión Europea debería adaptar el diseño del mercado y los marcos regulatorios adoptados para la electricidad con el Paquete de Energía Limpia al sector del gas, alineando las reglas en este último hacia una vía de emisiones netas cero.

Esto debería consistir primero en una evaluación cuidadosa de la demanda futura de gas, incluido el uso de gases no fósiles limitados a nichos específicos que básicamente no tienen otra alternativa. El próximo paquete de propuestas legislativas para el sector del gas, previsto para 2020, debería evitar bloquear Europa con gas fósil a largo plazo. Más bien debería crear las condiciones para que los gases con cero CO_2 sean técnica y comercialmente viables si la electrificación directa no es posible.

Las cuatro áreas de prioridad a este respecto deberían ser:

1. La taxonomía para clasificar las diferentes rutas para producir hidrógeno, particularmente cuando se produce por electrólisis con electricidad renovable;
2. La trazabilidad de la electricidad renovable utilizada para la producción de hidrógeno en un sistema con una combinación de tecnologías de generación de energía;
3. Los roles y responsabilidades del mercado y los actores regulados en la producción de hidrógeno, crucialmente quién puede poseer, operar y ofrecer servicios de acoplamiento sectorial e integración de vectores cruzados al mercado;
4. El nivel de infraestructura necesario para la integración de vectores cruzados.

3.4 DEFINICIÓN DEL HIDRÓGENO RENOVABLE

No existe una definición y clasificación acordadas para el hidrógeno renovable a nivel de la UE. La terminología que rodea esta posible solución para descarbonizar los sectores difíciles de eliminar de Europa puede ser confusa y potencialmente engañosa.

La definición regulatoria y la clasificación dada al hidrógeno renovable serán cruciales para determinar su papel en la descarbonización del sistema energético y la integración de sectores acoplados. Y, además, determinará el tratamiento del hidrógeno renovable en las Directrices sobre ayudas estatales para la protección del medio ambiente y la energía de la Comisión Europea.

Existen múltiples rutas para producir hidrógeno que implican niveles variables de emisiones de CO_2 e impactos ambientales. Dichas emisiones están determinadas principalmente por el proceso y la materia prima utilizada en la producción. La taxonomía y los criterios para el hidrógeno deben definir inequívocamente estas diferentes fuentes y rutas.

La definición de la Directiva refundida sobre energías renovables es un buen punto de partida para la taxonomía del hidrógeno, pero no es suficiente, ya que se dirige especialmente al sector del transporte en virtud de las obligaciones de los combustibles renovables. Las disposiciones de la Directiva son claras para contabilizar la electricidad renovable utilizada en la producción de hidrógeno in situ en un sistema de circuito cerrado. Pero cuando los electrolizadores se conectan a una red eléctrica con una mezcla energética variada y se ubican junto con otras fuentes de generación de energía, se necesitan otros enfoques para contabilizar y rastrear el origen de la electricidad.

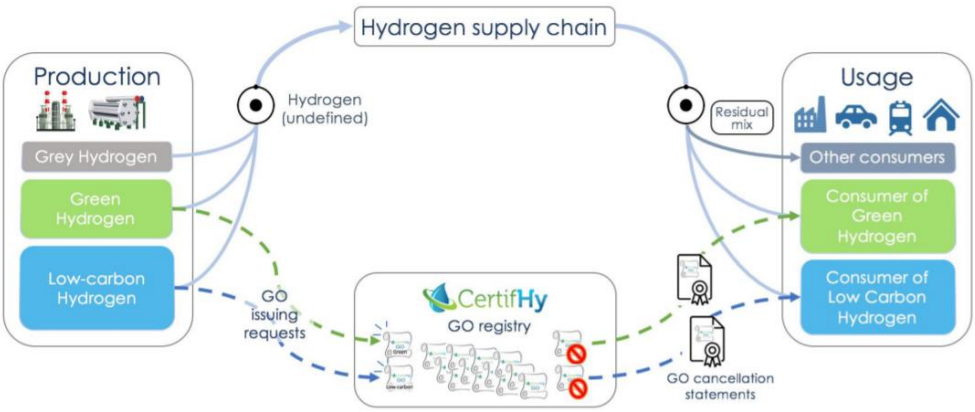
AEE reclama una clasificación clara, simple y transparente para el hidrógeno renovable y los derivados del hidrógeno, en la que el hidrógeno generado por electrolisis con electricidad 100% renovable sin CO_2 es la referencia, evitando definiciones complejas para mantener una información confiable e íntegra para las personas.

Se espera que la Comisión Europea desarrolle una metodología para explicar mejor la proporción de electricidad renovable utilizada en el hidrógeno producido con equipos conectados a la red. Está previsto que adopte un acto delegado antes del 31 de diciembre de 2021 para complementar la Directiva sobre energías renovables. AEE, pide que dicha metodología se aclare lo antes posible en estrecha consulta con la industria de la energía eólica.

3.5 EL HIDROGENO RENOVABLE Y LAS GARANTÍAS DE ORIGEN

La taxonomía del hidrógeno renovable también determinará el tipo y la cantidad de garantías de origen (GOs) otorgadas a los productores de hidrógeno cuando usan energía renovable. Las garantías de origen para las energías renovables desempeñan un papel importante para estimular la demanda de energía renovable del cliente final. Para preservar el valor se debe garantizar una distinción clara entre las GOs para energía renovable (electricidad e hidrógeno) y, en su caso, las GOs para energías no renovables. Las GOs de energía renovable solo deben emitirse para energías 100% renovables.

Un proyecto europeo financiado por la Comisión Europea (CertifHy) ha puesto en marcha un sistema piloto de Garantías de Origen al que se han acogido cuatro instalaciones de producción de hidrógeno (una planta de reformado con captura de CO_2, una planta electrolítica de cloro e hidrógeno y dos plantas piloto de electrolisis de agua).



Los protocolos de emisión y cancelación de Garantías de Origen de Hidrógeno renovable/azul desarrollados en este proyecto pueden servir de base para establecer protocolos en los estados miembros.

3.6 LA PROPIEDAD DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

Si el hidrógeno renovable va a desempeñar un papel más importante en el acoplamiento entre sectores, los responsables políticos deberían aclarar las regulaciones en el sector energético con respecto a la propiedad, la producción y el almacenamiento de las instalaciones de hidrógeno.

AEE pide que los TSO y DSO no participen en actividades competitivas como Power-to-Gas, ya que tendrán un posible conflicto de intereses al planificar, otorgar el acceso y operar / despachar infraestructuras.

3.7 LA APUESTA POR MÁS INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

El desarrollo adicional de la infraestructura de la red eléctrica es una opción "sin arrepentimiento". El aumento de la cuota de electricidad en la combinación energética de Europa requerirás redes más grandes y robustas. El plan de desarrollo de la red de diez años ENTSO-E (TYNYP) prevé inversiones por € 114 mil millones (€ 10,4 mil millones/año) para infraestructura de red hasta 2030. El nivel de inversión en redes en redes previsto por la estrategia de descarbonización de la Comisión Europea es 10 veces mayor que ese.

Si bien hay espacio para la optimización de la red eléctrica existente, la UE y España deberían intensificar significativamente la construcción de la red. La próxima revisión del Reglamento TEN-E en 2020 debería alinearse hacia una electrificación basada en energías renovables y priorizar la infraestructura eléctrica.

Dado que la demanda de gas fósil de la UE disminuirá en todos los escenarios futuros de descarbonización hasta 2050, AEE cree que el papel de la infraestructura del gas sería su utilización para la descarbonización solo cuando no sea posible la electrificación directa. En tal escenario, es inevitable que la infraestructura general se reduzca para mantener los fundamentos económicos. Un riesgo importante es mantener activos estas infraestructuras durante demasiado tiempo, lo que redundaría en economías bloqueadas con infraestructuras de energía con alto contenido de CO_2.

Por ello, en el caso de la electrificación indirecta con hidrógeno de origen renovable, una vez identificados los sectores dónde es más eficiente este gas antes que la electrificación directa, la migración de las infraestructuras de gas actuales hacia el transporte de hidrogeno para su consumo en esos sectores, se debería llevar a cabo en dos fases:

- **Fase 1**, Utilización de hidrógeno renovable directamente en instalaciones para sustituir hidrógeno de origen fósil, o “Blending” de hidrogeno con el gas natural en porcentajes del 5-20% utilizando las infraestructuras existentes, para sustituir consumo de gas natural.

- **Fase 2**, infraestructuras dedicadas para el hidrogeno renovable y redes de distribución especificas en áreas industriales, etc., dimensionadas a la demanda de este gas.

INFORMACIÓN CONTACTO

Este documento ha sido elaborado por la **Asociación Empresarial Eólica**.

Datos de contacto:

AEE
C/ Sor Ángela de la Cruz, 2 – 14º - 28003 Madrid

www.aeeolica.org

aeeolica@aeeolica.org