



Repsol Compromiso
Cero Emisiones Netas
2050

 SHYNE
Spanish Hydrogen Network



*Retos y oportunidades ante la
descarbonización del sector cerámico*



“El hidrógeno Renovable como
acelerador de la descarbonización en
sectores *hard to abate*”

Matilde Garcia
Desarrollo Industrial de Hidrogeno - Repsol
10-marzo- 2022

La Unión Europea se ha propuesto una serie de retos para lograr una descarbonización total de la economía en el año 2050, con una reducción del 23% en 2030 para España

Descarbonización de la Economía

La iniciativa europea en esta materia, **Pacto Verde Europeo**, en España se ha materializado con la Estrategia de **Descarbonización a 2050** y la **Ley de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTE)**, y cuenta con los siguientes objetivos:

2030 Objetivos España



Reducción del 23% de las **Emisiones Netas** con respecto a 1990



35% de recortes de emisiones de vehículos (respecto a 2021)



42% del consumo de energía final deberá ser renovables

2050



Neutralidad climática

Palancas de descarbonización

- ▶ **Eficiencia energética** para conseguir la neutralidad climática
- ▶ **Movilidad** sostenible y segura

- ▶ **Despliegue de renovables, desarrollo de infraestructura y electrificación** para todos los sectores (objetivo de energías renovables del 32% para 2030 y finalización de redes transeuropeas de transporte y energía)

- ▶ **Bioeconomía**, sumideros naturales de carbono y abordar las emisiones restantes con la captura y almacenamiento de carbono

- ▶ **Economía circular**. El mantenimiento de la competitividad de la industria europea va de la mano con el uso eficiente de los recursos y el desarrollo de una economía circular

Tras la publicación del Pacto Verde, en 2020 se presenta el **Plan de Acción de la Economía Circular de la UE** y la **Estrategia Europea del Hidrógeno**; **A nivel Nacional se presenta la Estrategia de Economía Circular, y la hoja de Ruta de Hidrógeno Renovable**, que establecen unos objetivos ambiciosos y proponen una serie de acciones e instrumentos para contribuir al despliegue del H2 y la circularidad en la Economía Española

Hoja de ruta de la descarbonización de la industria española



La creación de productos neutros en carbono requiere el despliegue de tecnologías cada vez más eficientes, sostenibles e innovadoras

KEY INSIGHTS

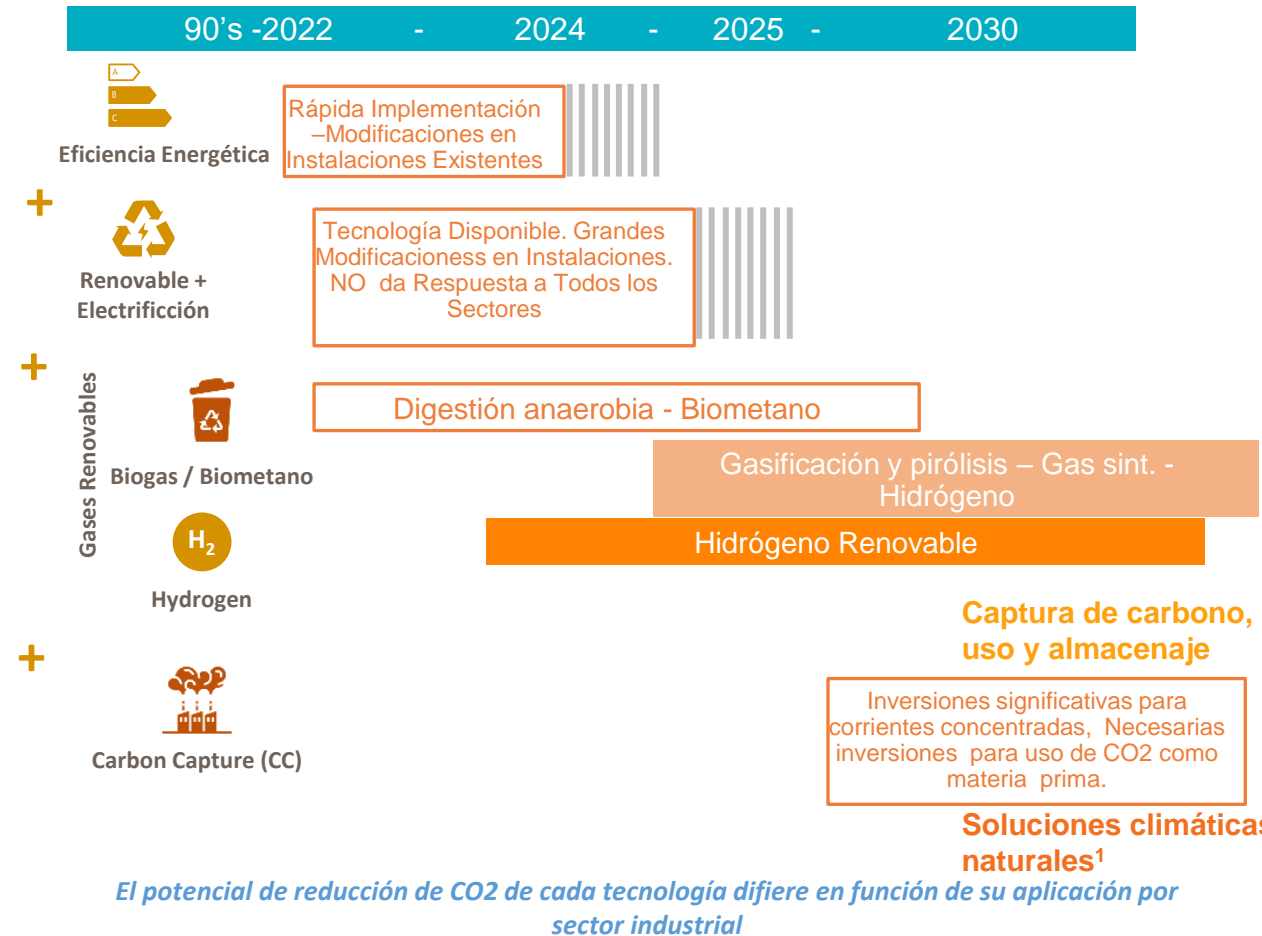
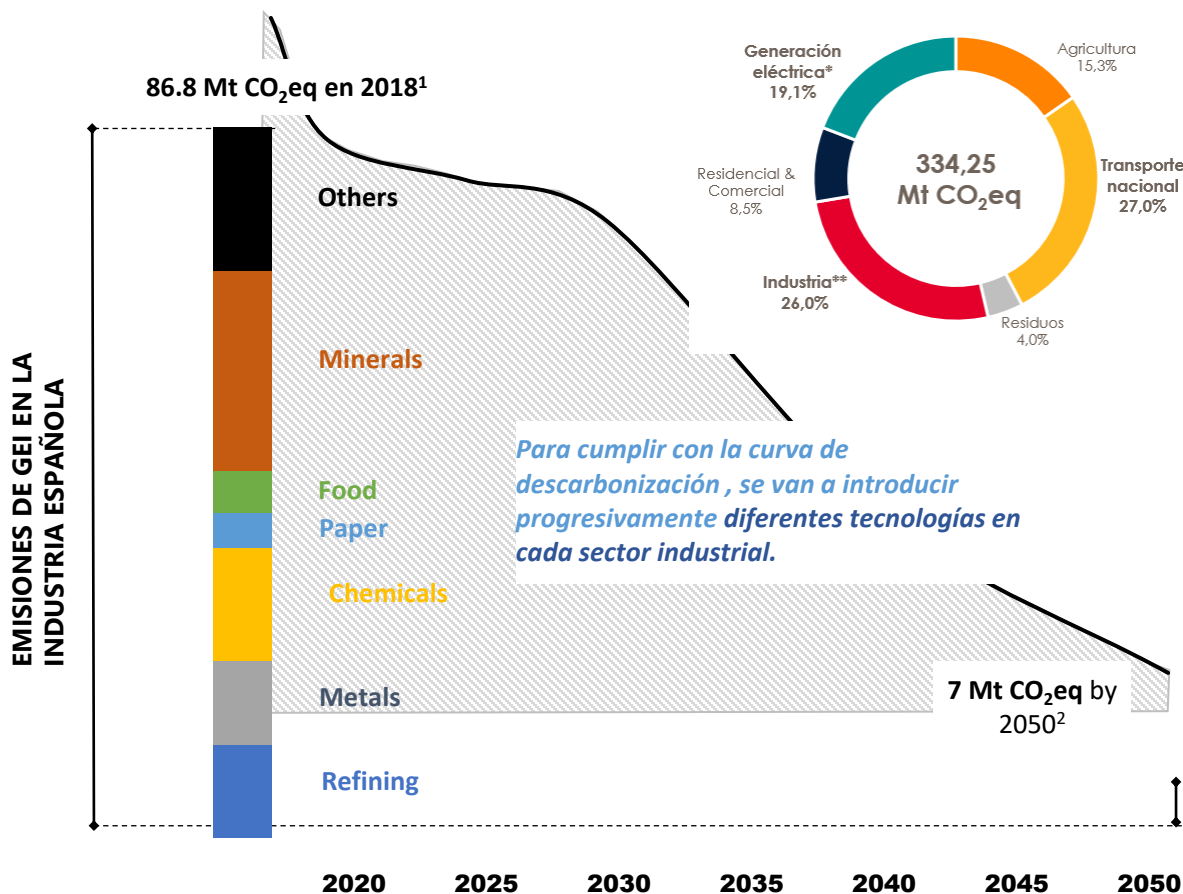


Fomentar Inersiones en I+D+i

Es fundamental comenzar a desarrollar líneas de investigación, innovación y competitividad, para que el sector industrial nacional pueda enfrentar las nuevas demandas en las mejores condiciones, así como aumentar su competitividad.



Industrias "Hard to abate" Las industrias pesadas plantean un gran desafío, ya que sus procesos no se pueden electrificar fácilmente o utilizan combustibles fósiles como materias primas. Por lo tanto, se requerirá el apoyo regulatorio e incentivos para **generar demanda de productos con bajas o cero emisiones de carbono.**

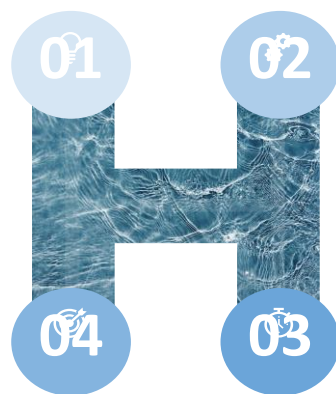


Green House Gas Data Viewer 2 Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo – MITECO: anexos pag. 86 agrupados a lo largo de 5 pilares: eficiencia energética (recuperación de calor, membranas, cogeneración, suministro de calor), electrificación (calentadores, hornos), economía circular (materias primas alternativas, biomasa y residuos), CCUS (CAC) e hidrógeno (electrólisis).

EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO CLAVE PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Penetración RES

Optimización de gestión y balance de redes, almacenamiento excesos largo plazo, transporte energía larga distancia,, estacionalidad generación/consumo



Redes distribución

Infraestructuras actuales de de gas.
(40% calor doméstico, 15% generación eléctrica)

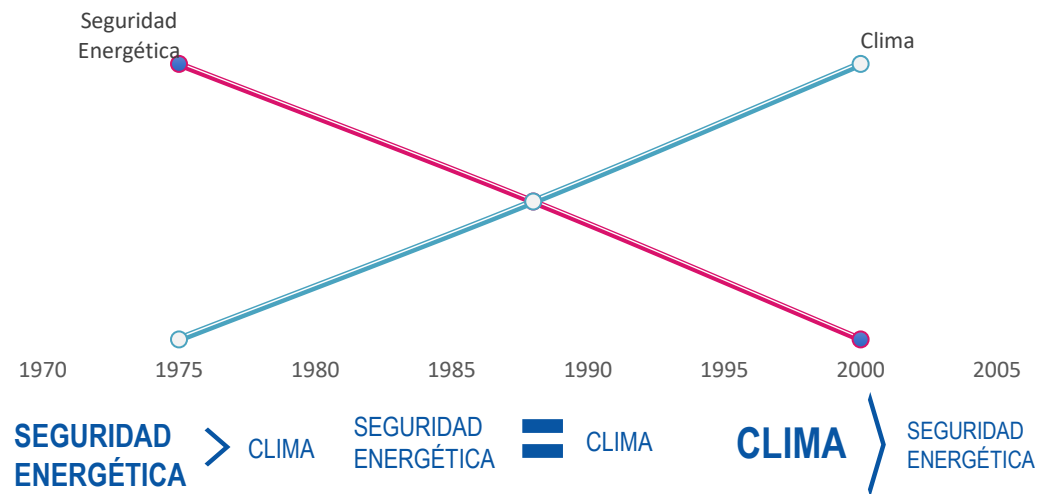
Transporte

Transporte (33% emisiones CO2 en Europa)
Vehículo pesado y largo recorrido, autobuses, flotas, ferrocarril, aviación (e-fuels), transporte marítimo

Descarbonización industria

Industria alta intensidad energética:
Refino, siderurgia, petroquímica, fertilizantes

Desarrollo **tecnológico** que invita a pensar en su competitividad a medio plazo.



Presente

La situación actual de madurez y momentum, tanto político como de concienciación social se basa en

- ✓ Conciencia ambiental madura
- ✓ **H₂ para descarbonización de todos los sectores**
- ✓ Apuesta política global
- ✓ Implantación competitiva de RES
- ✓ **Desarrollo tecnológico maduro** en producción y usos
- ✓ Crisis energética

H2 Bajo en Carbono | Alternativas de producción de H2 bajo en carbono para reducir la huella de carbono de sectores clave



	Feedstock	H ₂ production technology	H ₂ emission factor	Considerations		
Black & grey H₂	Fossil fuels:	Reforming Steam methane reforming (SMR), autothermal reforming (ATR)	8.5-10 t CO ₂ /t H ₂ Basis best available technology; natural gas steam methane forming	Conventional H ₂ production alternative with high emissions factor		
Low-carbon H₂	Blue H₂	Natural Gas	Reforming + CCUS CO ₂ captured and stored underground or recycled for production of cement, chemicals,...	1-4 t CO ₂ /t H ₂ At a CCS efficiency penalty of 4 p.p. and a capture rate of 60-90%	Considered as a transitional solution by the EU; has development hurdles in Southern EU due to CO ₂ transport and storage	
		Coal	Pyrolysis Heat used to break down gas into H ₂ and solid C (carbon black)	0 t CO ₂ /t H ₂ Direct emissions (NG production emissions not considered)		Requires considerable technological development and cost reduction to become an alternative
	Turquoise H₂					
	Renewable H₂	Green H₂	Renewable energy + water	Electrolysis: H ₂ production from water and power Photo-electrocatalysis: H ₂ from water and sunlight	0 t CO ₂ /t H ₂ At 100% energy from RES	Solution that allows for large scale production enabled by the development of renewable generation capacity
		Orange H₂	Biogas/ Biomethane	Reforming Reforming in SMR units of biogas/ biomethane obtained from waste	1-5.5 ¹ t CO ₂ /t H ₂ Emissions from digestate residue, depending on how it is managed	Alternative to leverage current H ₂ steam reforming plants, linked to the availability of raw material and competitive biogas/biomethane
Pink H₂	Nuclear power + water	Electrolysis Electro-chemical process producing H ₂ from water and power	0 t CO ₂ /t H ₂ Direct emissions (uranium emissions not considered)	Solution being promoted in some countries (e.g. France) but still with regulatory uncertainty		

1. Highest factor case considers methane emissions from stored digestate after biomethane production is not recovered and therefore released to the environment



EU priority for large-scale development

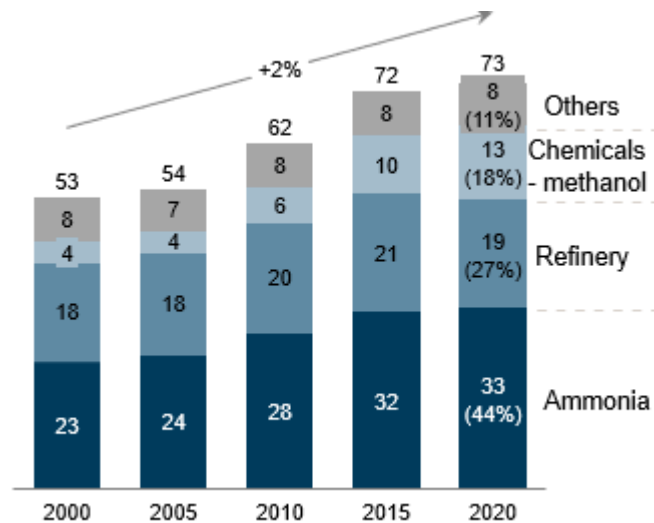
Mercado actual de H2 I

H2 un mercado global de 95B€, utilizado históricamente en fertilizantes, refino y procesos químicos

2020's global market size

95 B€¹

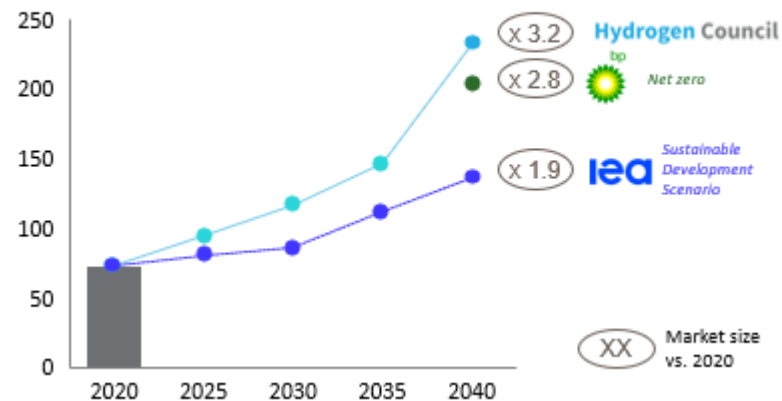
Demanda global de H2(M tons)



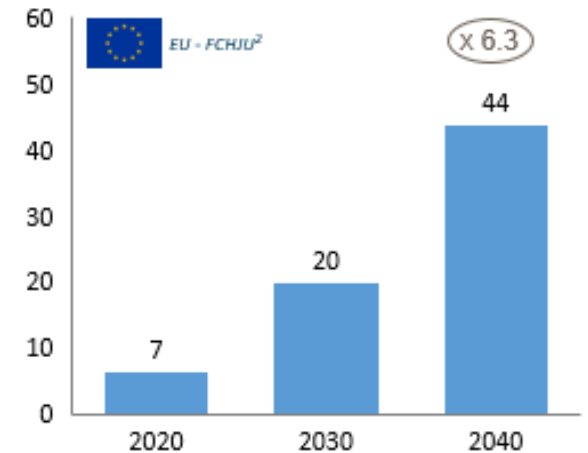
1. Tamaño del mercado estimado con un coste de producción de 1,3 €/kg de H2 gris completo (incluido el capex) (suponiendo un coste de gas natural de 20 €/MWh y excluyendo el precio del CO2) Fuente: AIE, Nexant

Perspectivas del mercado I La mayoría de los escenarios esperan un fuerte crecimiento de la demanda de H2 impulsado por H2 bajo en carbono y las nuevas aplicaciones

Demanda mundial de hidrógeno- Previsiones del mercado (M ton/año¹)



Demanda de hidrógeno de la UE - Previsiones del mercado (M toneladas/año 1)



Fuerte crecimiento de H2 verde, ya que reemplazará progresivamente el consumo de grises; La producción de 2040 será principalmente baja en carbono

El H2 renovable no solo es una alternativa para el hidrógeno gris, sino también para la **descarbonización de industrias difíciles de abatir**



Sin embargo, todavía hay **barreras relevantes para el H2**

Inmaduro

- La tecnología del hidrógeno renovable todavía está en desarrollo.

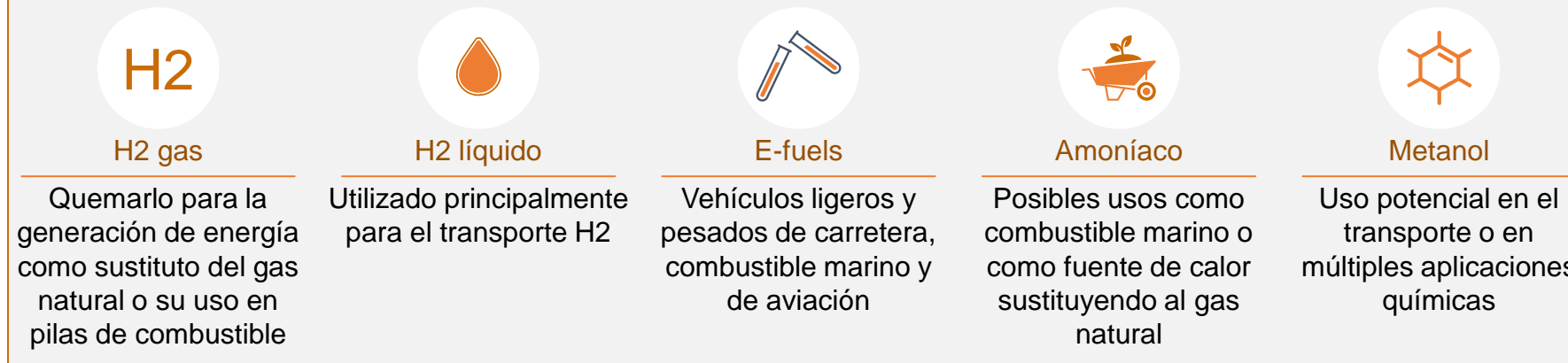
Difícil de transportar y almacenar

- El hidrógeno es un gas altamente volátil, lo que hace que el almacenamiento y el transporte sean una tarea desafiante y costosa
- Debido a su baja densidad, tiene que ser presurizado o licuado

Costoso

- Alto coste actual debido a la eficiencia limitada, la dependencia de la generación de energía renovable y el alto capex

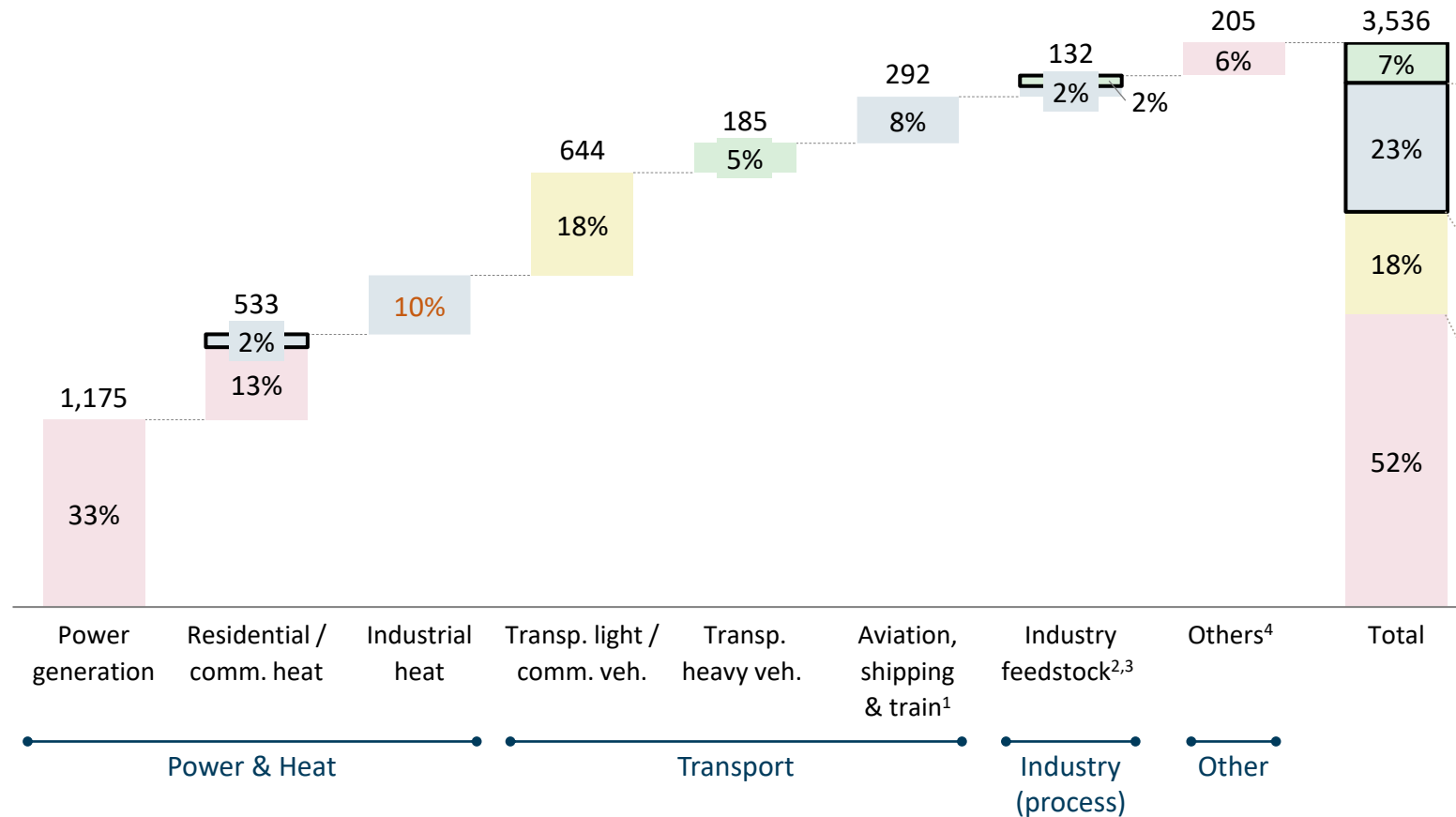
H2 se puede utilizar en diferentes formatos o transportarse a través de un *carrier* de H2



Ambición de descarbonización I El hidrógeno bajo en carbono es clave para descarbonizar el 30% de las emisiones de la UE en sectores sin una alternativa clara



CO₂ Emissions in Europe in 2015 (Mtons)



Desarrollo de H2 a corto plazo

- Heavy vehicles
- Industrial feedstock (excl. steel)

Desarrollo de H2 a largo plazo (sin decarb. alternativa fuerte)

- Aviation & marine transportation
- Other industrial feedstock (steel)
- Industrial heat
- Residential heat through grid blending

Penetración Marginal. Con alternativas

- Light / commercial vehicles

Penetración Mínima

- Residential / commercial heat (excl. grid blending)
- Power generation
- Others (mainly energy consumed in the agricultural sector)

Note: Power storage does not generate CO₂ emissions

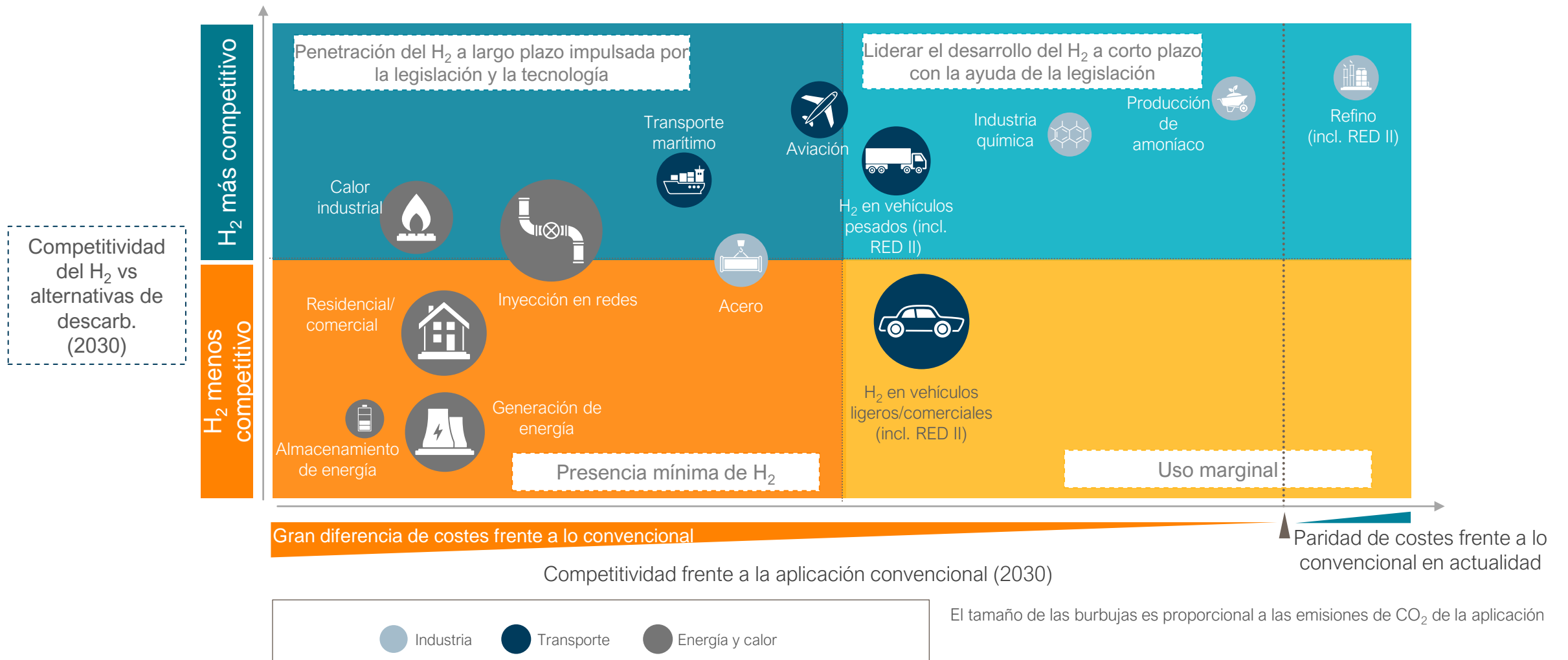
1. Includes international aviation and maritime transport emissions; 2. Includes chemicals (ammonia, methanol), refining and biofuels, metal processing, steelmaking and CCU (methanol, olefins, BTX); 3. Assuming 50% of the emissions from the steel sector; 4. Mainly including energy consumed in the agricultural sector

Source: FCH Hydrogen Roadmap

La industria y el transporte promoverán el mercado del hidrógeno renovable



Desarrollo del mercado impulsado por la **competitividad del H₂** bajo en carbono y la **ausencia de alternativas** – visión de 2030



Los procesos industriales y los vehículos pesados son las aplicaciones más prometedoras a corto plazo

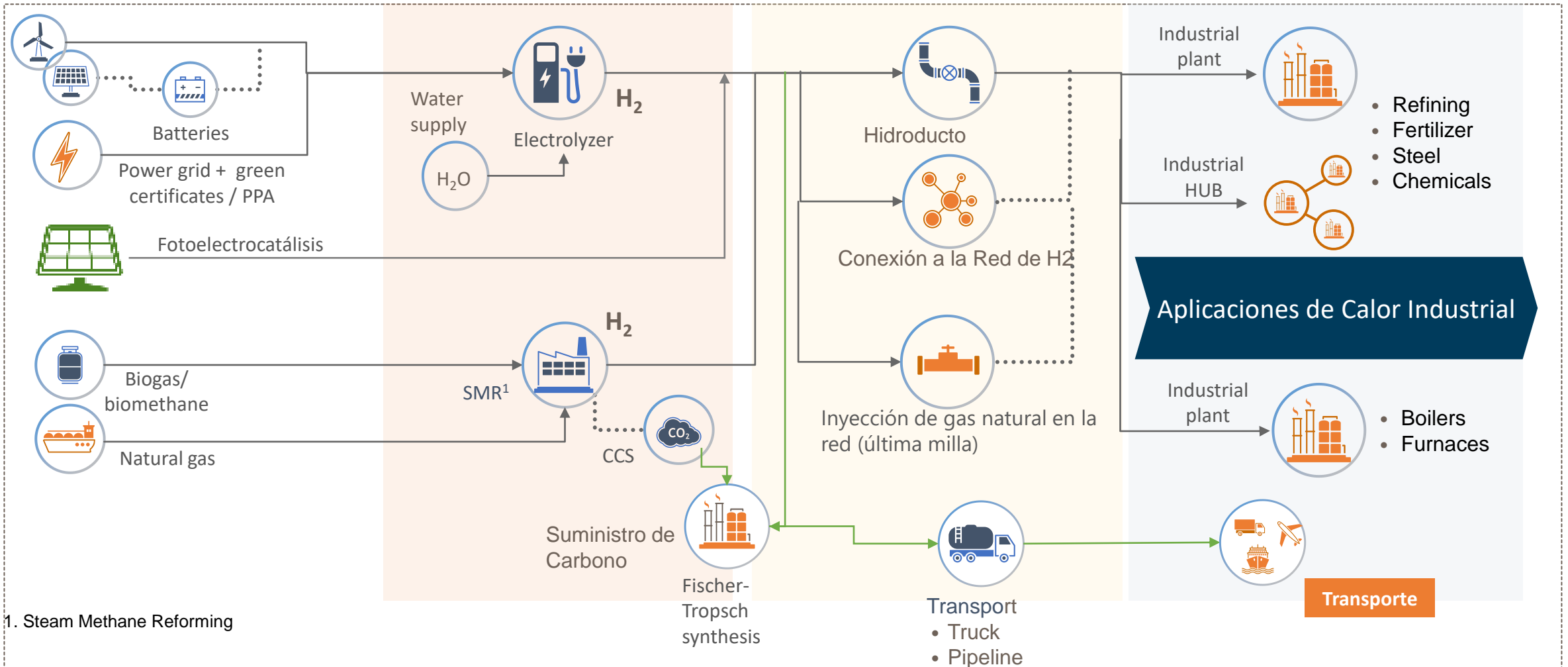
CADENA DE VALOR H2 RENOVABLE

Suministro Energía Renovable

Producción

Logística

Aplicaciones Industriales



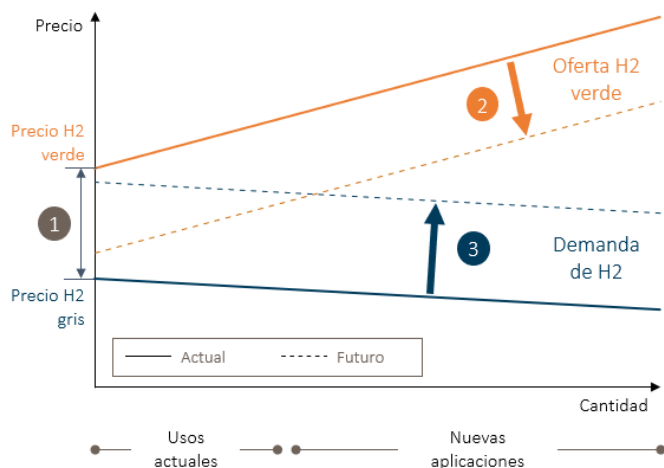


La brecha de competitividad actual representa la principal barrera de desarrollo



El H2 verde requiere apoyo regulatorio y desarrollo tecnológico para ser competitivo vs. H2 gris

Suministro de H2 verde – dinámica de demanda



Superar la brecha de competitividad actual del H2 verde requiere desarrollos tanto en la oferta como en la demanda

1 Brecha de competitividad actual

- Los costes de producción del H2 verde son actualmente entre 1,5 y 2,0 €/kg superiores a los costes de producción del H2 gris

2 Generando oferta de H2 verde

- El desarrollo tecnológico (reducción de costes de electrolizadores y precio de la energía) es insuficiente para que el H2 verde sea competitivo en 2030
- Apoyo del mercado mediante un WACC reducido para inversiones en el campo de la sostenibilidad
- Se requiere incentivar inversiones mediante subvenciones

Ambiciosos objetivos de desarrollo de H₂ en la UE y España, respaldados por financiación pública y privada

	40 GW	Capacidad de electrolizador para 2030	89.000-107.000 M €	Inversión pública y privada para 2030 (electrolizadores, almacenamiento, distribución)
	4 GW	Capacidad de electrolizador para 2030	9.000 M €	Inversión pública y privada para 2030 en proyectos relacionados con H ₂

El Gobierno español apoya el despliegue de H₂ bajo en carbono con fondos de la UE: 1.550 M € antes de 2024

3 Impulsando la demanda de H2

- Apoyo regulatorio (p.ej. mayores requisitos de reducción de CO₂ / precio de CO₂, establecimiento de cuotas de consumo de H2 bajo en carbono y derivados en aplicaciones principales, etc.)
- Objetivos de descarbonización de empresas privadas

Lanzamiento del paquete legislativo "Fit for 55" con objetivos ambiciosos a favor del desarrollo del H₂

- Grandes objetivos de penetración para 2030.
 - mín. del 50 % de consumo de H₂ renovable en la industria.
 - mín. del 2,6 % de RFNBO en el transporte. Combustible renovable de origen no biológico – H₂ y derivados de H₂ (por ej., combustibles sintéticos).
 - 0,7 % de e-fuels en la mezcla de combustible para aviación (5 % en 2035).
- Descuento en los impuestos por el uso de renovables e hidrógeno bajo en carbono para los consumidores finales.

La regulación desempeña un papel clave tanto en la estimulación de la demanda como en el desarrollo de la oferta de hidrógeno renovable

Demanda



- La definición de **objetivos para el consumo de H2 renovable** por sector ofrece a los *players* una visión a largo plazo sobre el uso potencial de H2
- El **tratamiento fiscal favorable** de los combustibles basados en H2 renovable incentiva la demanda
- La **reducción de los derechos de emisión de CO2** y el aumento de los precios del RCDE en la UE estimulan la demanda de alternativas bajas en carbono

Oferta



- Los **objetivos de capacidad instalada en electrolizadores** incitan a los productores a emprender nuevos proyectos
- Los **fondos concedidos** (p.ej. Fondo Europeo de Innovación) apoyan a los productores en el desarrollo de proyectos relacionados con H2 renovable
- El **impuesto al CO2** aplicado a los **productos importados** aumenta la competitividad de las alternativas locales bajas en carbono
- El **esquema de certificación integral** recompensa a los productores diferenciándolos a ojos de los consumidores

Regulación



Puntos principales que apoyan el H2 renovable en el paquete "Fit for 55"



- **Industria:** 50% de penetración de H2 renovable a 2030
 - Los productos industriales deben etiquetarse según el % de RFNBO o RES utilizado en su producción
- **Transporte:** Objetivos generales para el sector y específicos para la aviación
 - Cuotas de biocombustibles avanzados y RFNBO para 2030
 - Además, para la aviación, objetivos para SAF y e-fueles a partir de 2030
 - Para el transporte marítimo, se espera un uso relevante de H2 después de 2040, debido al potencial actual del GNL con adiciones "bio"



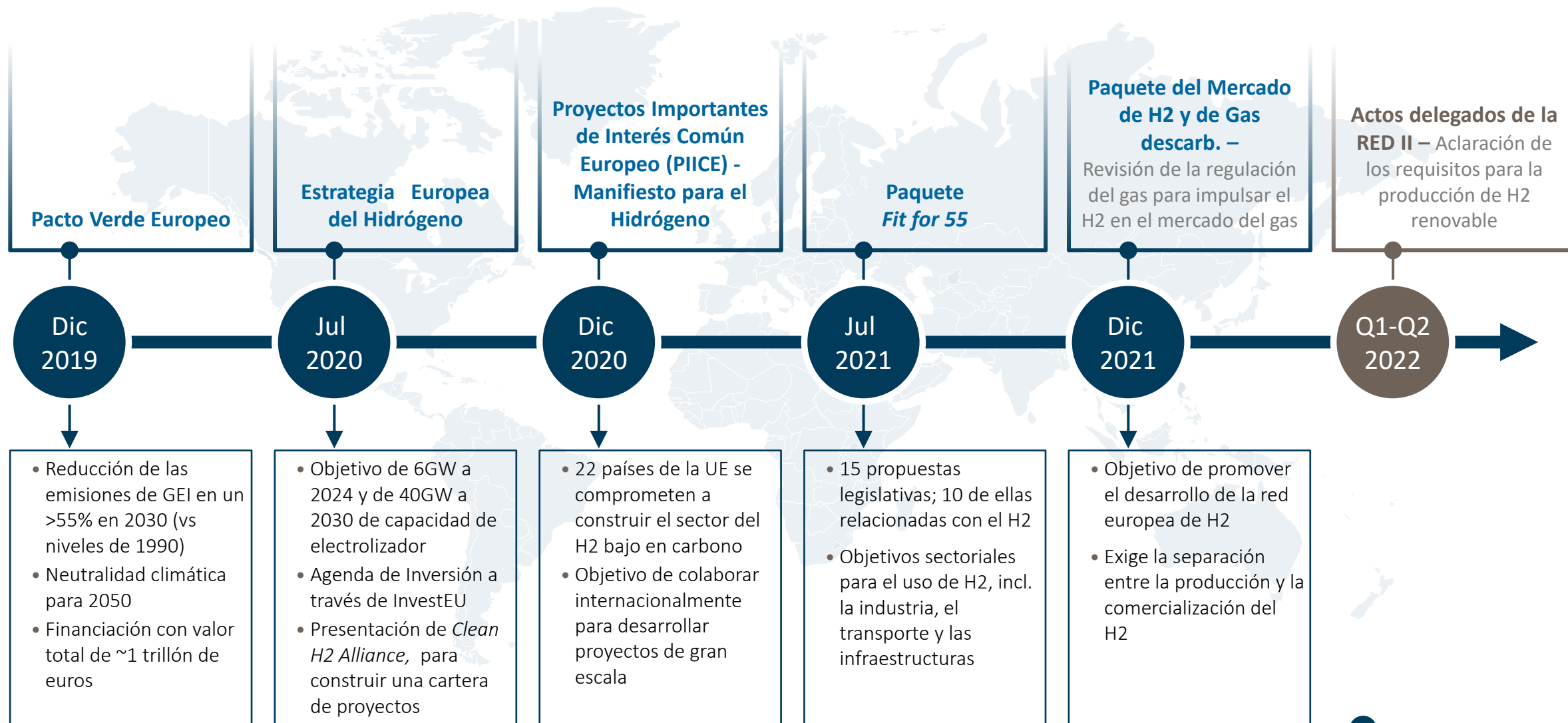
- **Regulación de Infraestructura Alternativa:**
 - Instalación de una hidrogenera cada 150 km en las vías que componen la red TEN-T y en cada nodo urbano
 - Establecimiento de medidas para promover el desarrollo de infraestructuras alternativas para flotas cautivas, puertos marítimos y flotas de aeronaves entre 2025 y 2030 por parte de cada Estado Miembro



- **RED III:** Reducción de las emisiones de GEI del sector del transporte en un $\geq 13\%$ en 2030 (vs niveles de 1990)
- **Régimen de Comercio de Derechos de Emisiones de la UE (RCDE):** reducción de derechos de emisión y aumento de precios
 - Emisiones de los sectores RCDE se reducirán en un 61% a 2030 (vs 2005)
 - Incluye aviación y transporte marítimo
- **Mecanismo de Ajuste de Carbono en Frontera (CBAM):** Impuesto sobre las importaciones intensivas en emisiones
 - La producción de productos bajos en carbono en UE ganará competitividad

El hidrógeno es una temática transversal apoyada por múltiples Directivas y Programas, con un objetivo global de 40GW de capacidad instalada y 10Mtons de producción de H2 renovable en la UE en el 2030

Perspectivas del mercado | Crecimiento del mercado de H2 renovable impulsado por los objetivos de descarbonización y **respaldado por la regulación**, el desarrollo tecnológico y el apoyo financiero y de mercado



Nota: GEI = Gases de Efecto Invernadero

● Publicado
● Publicación pendiente

Competitividad del hidrógeno

Se espera que el H₂ bajo en carbono sea competitivo frente al convencional en 2030-35



H₂ convencional



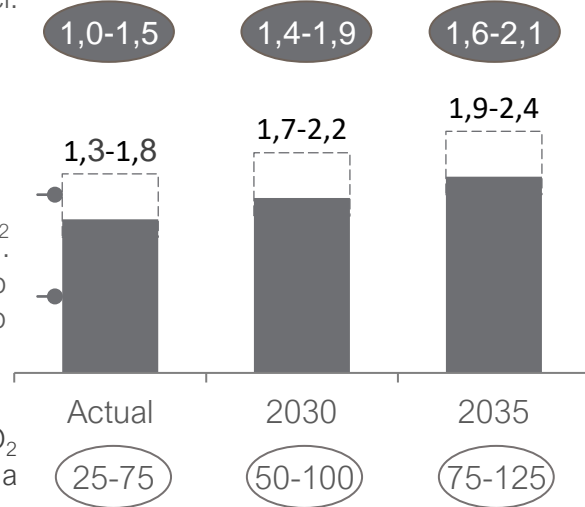
UE

Coste de producción¹ de H₂ (€/kg)

Coste excl. capex (€/kg)

Rango elevado precio CO₂ Coste prod. (incl. rango precio bajo CO₂)

Precio CO₂ (€/tonelada)

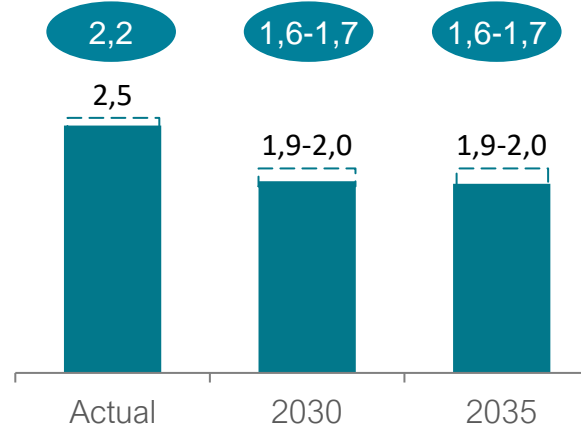


H₂ bajo en carbono



Estimaciones norte de Europa

Coste de producción² de H₂ (€/kg)

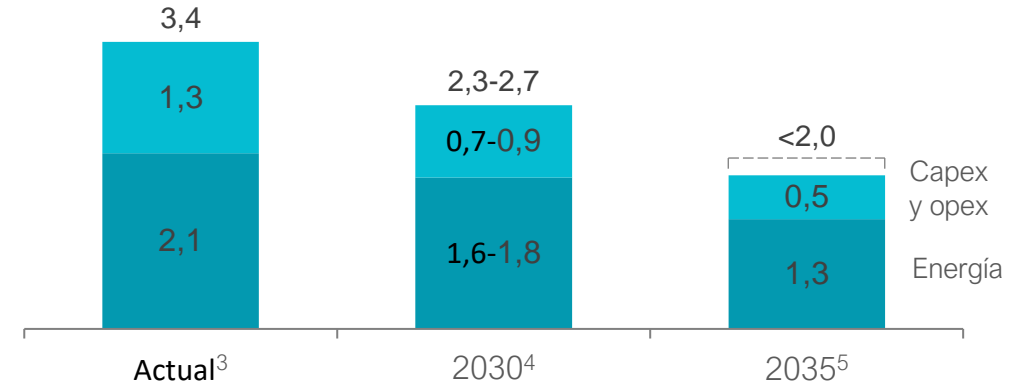


H₂ renovable



Estimaciones España

Coste de producción de H₂ (€/kg)



1. Precio del gas natural, 20 €/MWh.

2. Considera una captura de carbono del 90 % del total de CO₂ producido.

3. Electrolizador 100 MW, 1200 €/kW de capex (costes totales del proyecto, incluida conexión eléctrica, civil, almacenamiento intermedio de H₂, costes del proyecto), eficiencia de electrolizador 65 %, factor de carga ~70 %, precio de electricidad 32 €/MWh, peaje de red de 6,4 €/MWh.

4. Rango bajo: electrolizador 100 MW, CapEx 579 €/kW, eficiencia 68 %, FC ~70 %, precio de electricidad 25 €/MWh, peaje 6,4 €/MWh; rango alto: electrolizador 100 MW, CapEx 760 €/kW, eficiencia 68 %, FC 70 %, precio de electricidad 30 €/MWh, peaje 6,4 €/MWh.

5. CapEx 400 €/kW, eficiencia 68 %, FC ~70 %, precio de electricidad 20 €/MWh, peaje 6,4 €/MWh, OpEx 24 €/kW.

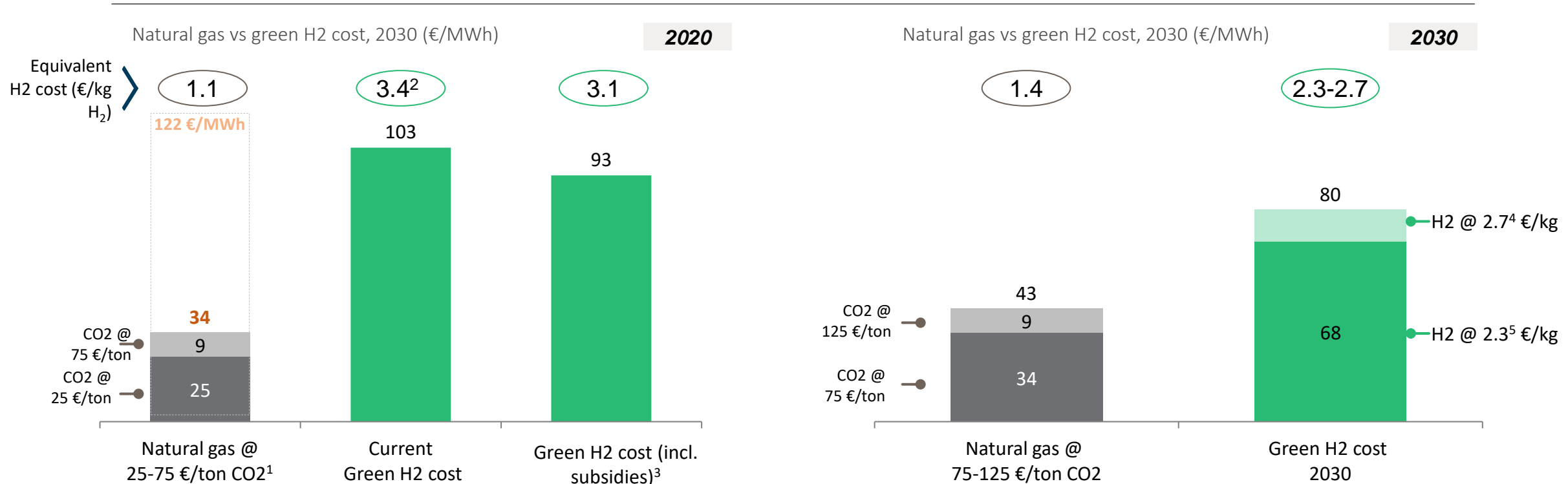


The Repsol Commitment
Net Zero Emissions
by 2050

Competitividad – Calor Industrial | El gas natural seguirá siendo más competitivo frente al H2 verde en 2030; penetración que se aplicará a través de cuotas reglamentarias



La penetración en la inyección de la red de gas natural y más tarde en la industria final se aplicará con cuotas regulatorias



1. Natural gas carbon intensity 53 kgCO₂/Mmbtu; 0.293 MWh/Mmbtu 2. 100 MW electrolyser, 1200€/kW of CapEx (full project costs incl. electrical connection, civil, H2 intermediate storage, project costs), 65% electrolyser efficiency, ~70% load factor, electricity price 34€/MWh, 6.4€/MWh grid toll; 3. Current H2 cost incl. capex subsidies 25% : effective capex 900 €/kw (Total capex 1200 €/kw)
 4. 100 MW electrolyser, 760€/kW CapEx, 68% efficiency, ~70% LF, electricity price 30€/MWh, 6.4€/MWh toll; 5. 100 MW electrolyser, 579€/kW CapEx, 68% efficiency, ~70% LF, electricity price 25 €/MWh, 6.4€/MWh toll;

El uso de hidrógeno en industrias alternativas requerirá de inversiones adicionales



El despliegue del H2 renovable como palanca de descarbonización para múltiples aplicaciones requiere inversiones adicionales, como es el caso de:



> Modificación de calderas industriales para adaptarse a las propiedades térmicas del hidrógeno, diferentes a las del gas natural



> Inversión en infraestructura para adaptar la red de transporte y distribución de gas natural para compatibilizarla con el hidrógeno



> Adaptación de motores de combustión interna para su uso con hidrógeno o derivados, siendo especialmente relevante el caso del amoníaco y del metanol en el transporte marino



Por ello, Repsol apuesta a corto plazo por el desarrollo de pilotos para poder entender las necesidades adicionales que requiere la economía del hidrógeno renovable

H2 renovable **SOSTENIBLE** Estrategias focalizadas en economías de escala y anclaje de oferta y demanda en torno a los Valles del Hidrogeno

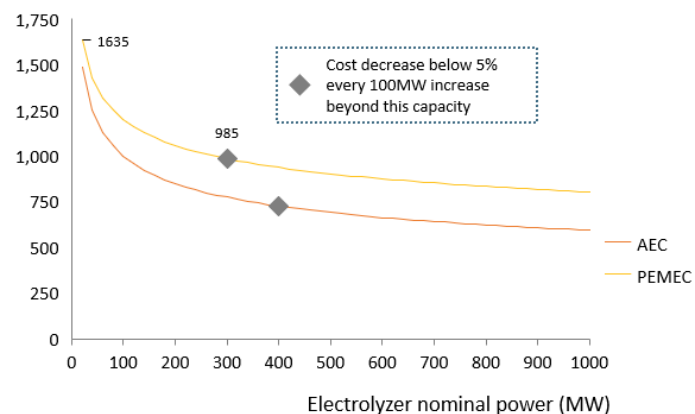
Gap de competitividad;

Favorece la madurez tecnológica

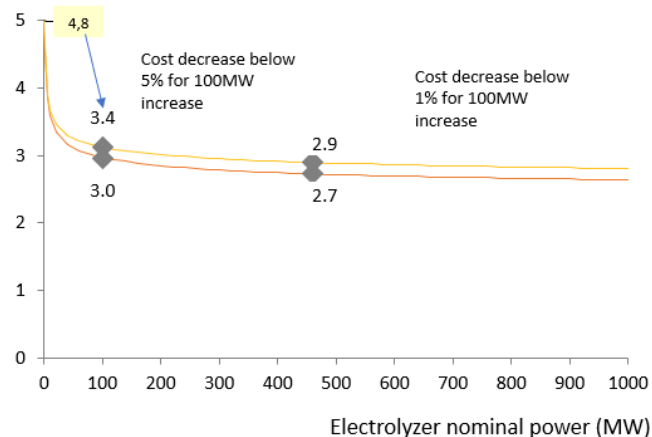
Reducción de costes

Estimulación la demanda en otros sectores alejados de competitividad

Specific investment costs [€/kW] in 2020



LCOH [€/kg H₂] in Spain in 2020



Otros Factores que Favorecen la Competitividad

Reducir costes de generación de energía eléctrica, (la electricidad supone el 70-75 % de los costes de producción del H2 renovable por electrólisis)

Y aumentar los **factores de capacidad**

Palancas regulatorias temporales que faciliten el despliegue y no creen barreras insalvables para la ejecución de los proyectos

Instrumentos que soporten la demanda como el fit for 55 que establece cuotas y subobjetivos para los RNBF.

Marco jurídico estable y homogéneo entre países y favorable para el desarrollo de las iniciativas intensivas en capital .

Reducción de capex de los electrolizadores , y desarrollos tecnológicos que mejoren su eficiencia y por tanto los consumos eléctricos

Un fuerte efecto en la inversión y coste de Producción al pasar a escalas de 100 MW, menos significativo hasta 500 MW

- **Producción a Gran Escala cerca del Off taker ofrecerá la solución mas económica.**

PROYECTOS A GRAN ESCALA - H2 renovable SOSTENIBLE

Repsol ha tomado un papel activo vertebrando las actuaciones en torno a los valles donde opera con una red de colaboraciones claves a lo largo de la cadena de valor.











✓ Capacidad Industrial. Operación / Seguridad

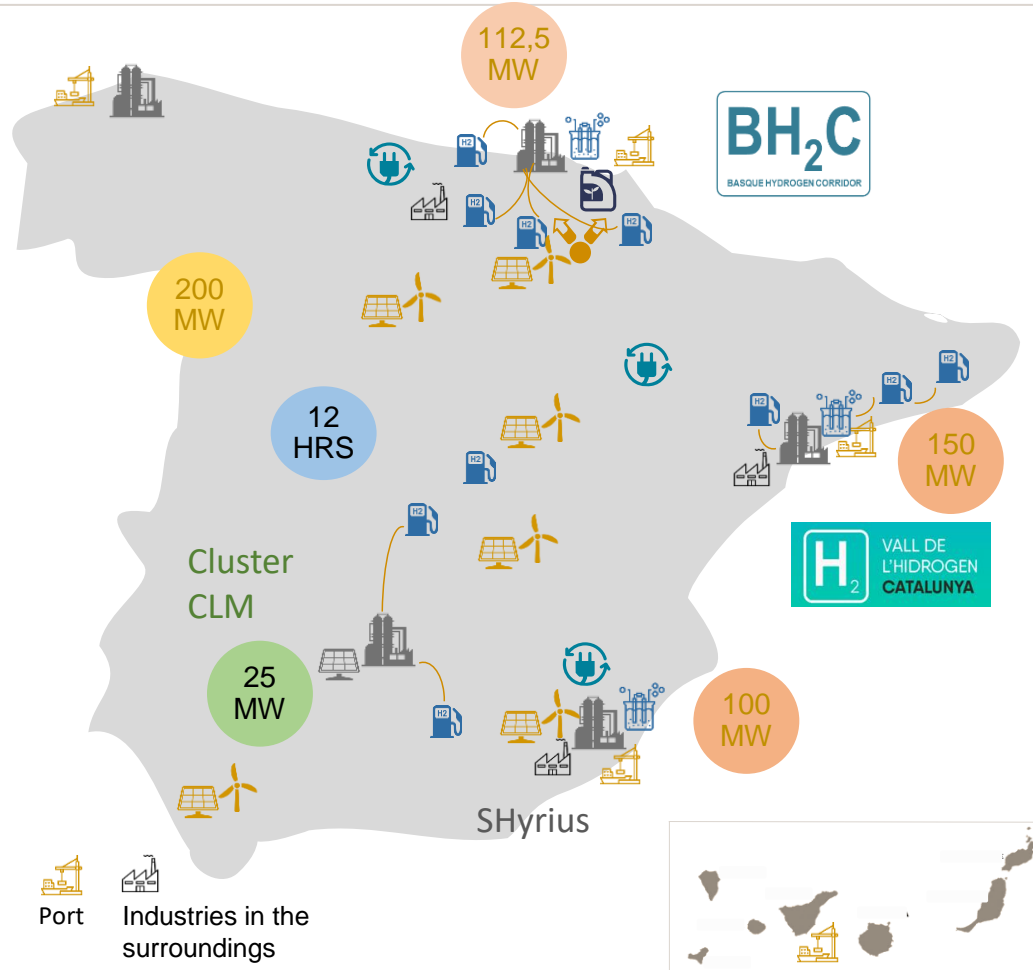
✓ Presencia en toda la cadena de valor

✓ Entorno favorable Oferta - Demanda

Ecosistema conjunto de gran valor añadido

Enfoque sistémico

-  Electrolyzers
-  Photoelectro-catalysis
-  Renewable H2 from waste
-  E-Fuels
-  H2 refueling stations
-  Renewable generation
-  Geological storage
-  Electricity storage



- ▶ **Aprovechamiento de las infraestructuras** y presencia a nivel nacional
- ▶ **Estructura conectada:** 4 Valles del Hidrógeno, 3 HUB de Innovación y un HUB de Digitalización y Gestión del Conocimiento. Todo ello con presencia en todo el territorio, generando un **ecosistema conjunto** de gran valor añadido

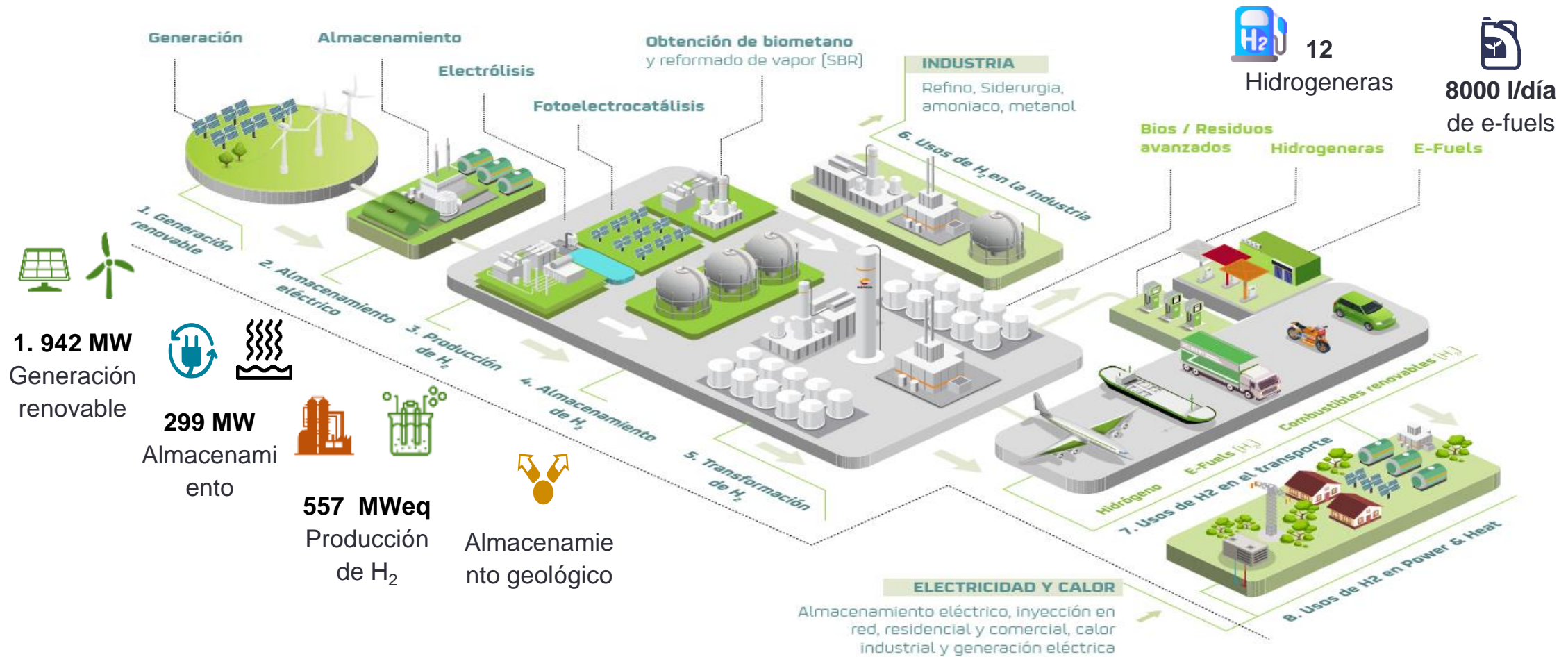
Diversidad sectorial

- ▶ A través de los diferentes valles, se conseguirá impactar en **sectores muy diferentes** entre sí, estratégicos en sus **respectivas geografías**
- ▶ Esto permitirá la inclusión de este vector energético en muchos sectores, **acelerando su implantación**

Diversidad tecnológica

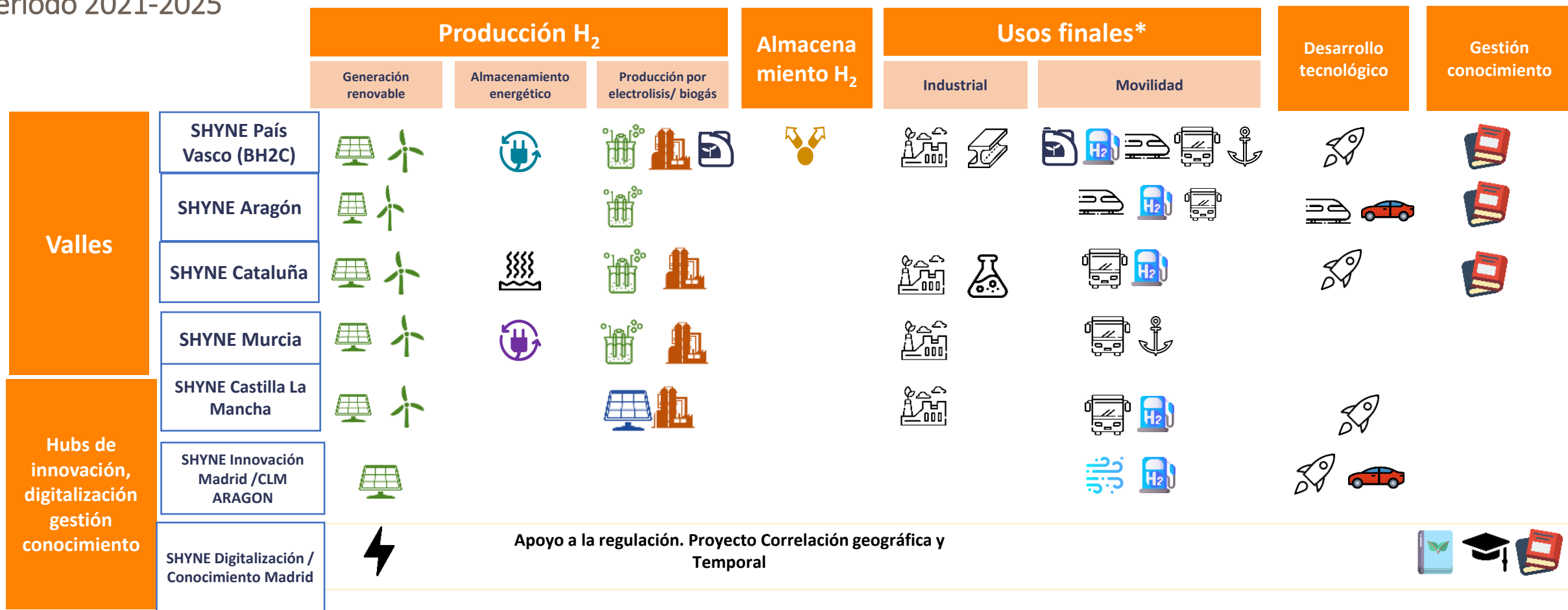
- ▶ **Diversidad Tecnológica** de producción de hidrógeno renovable innovadoras y con capacidad de escalabilidad
- ▶ Repsol creará centros **demostradores in-house** para validar todos los avances tecnológicos

SHYNE, con una inversión de más de 3.230 M€, impulsa la integración de la cadena de valor del hidrógeno renovable



Los proyectos se agrupan en un proyecto país, a través de toda la cadena de valor, sectores y tecnologías que lo conforman

Periodo 2021-2025



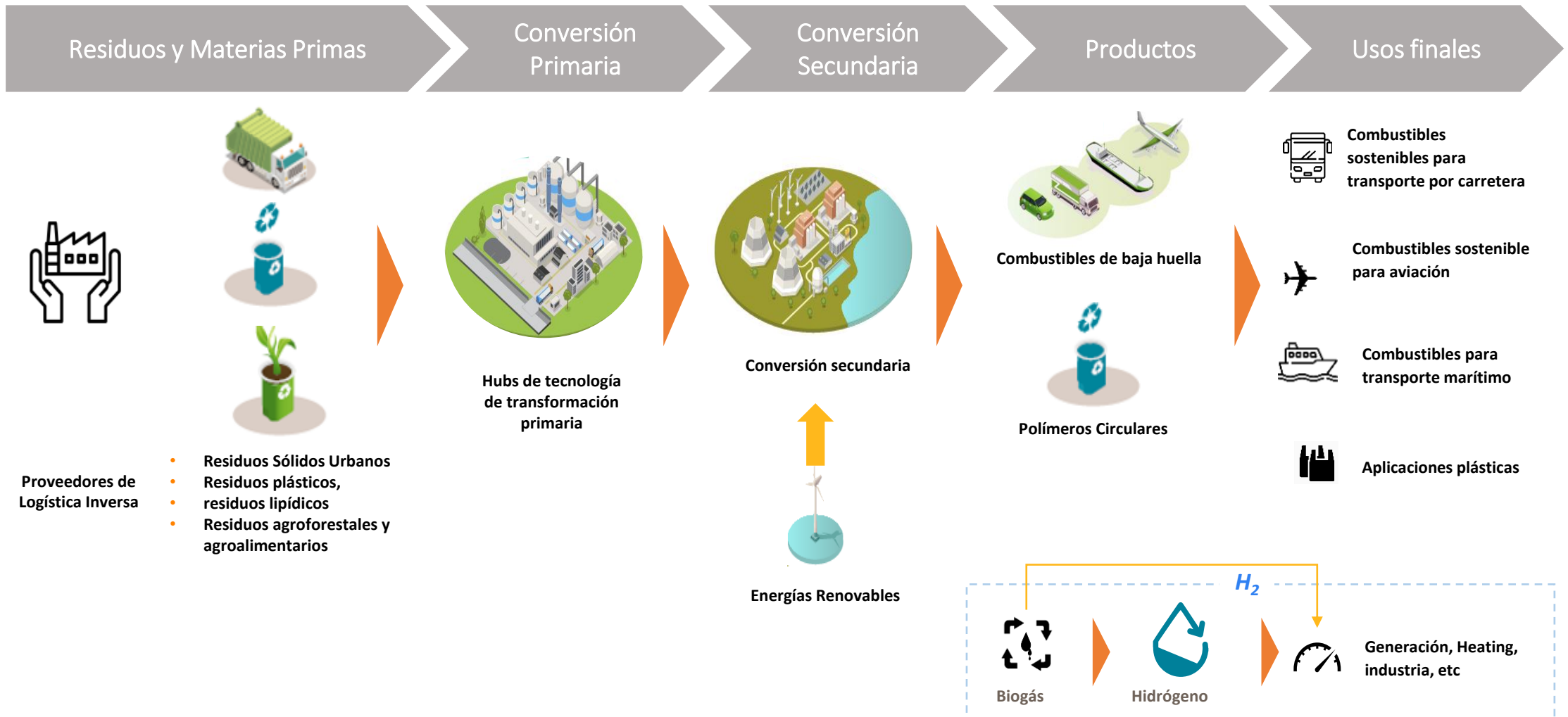
* En forma de hidrógeno, derivados (combustibles sintéticos) o incorporado en combustibles convencionales

Generación renovable	Almacenamiento de gran capacidad	Producción H ₂ por residuos	Fotoelectrocatalisis	Uso en flota de vehículos	Uso en siderurgia	Uso en petroquímica	Tecnología SOEC	Planta de pilas de combustible	Programa EOI-Repso	Ferroviario
Almacenamiento	Producción H ₂ por electrólisis	E-fuels	Almacenamiento térmico	Uso industrial	Uso en naval	Almacenamiento geológico	Piloto DAC	Máster interuniversitario	Cátedra UNAV	Hidrogeneras

La Circularidad

Las plataformas de Circularidad son el nuevo entorno industrial donde distintos actores, empleando nuevas tecnologías y energías renovables, van a poder generar productos con una huella de CO₂ de cero emisiones netas (o negativa)

Entendemos la Circularidad desde una doble perspectiva: como **solución a la descarbonización** y como canal para el **uso eficiente de residuos**, mientras traccionan una **nueva de cadena de valor**



Producción Biogas

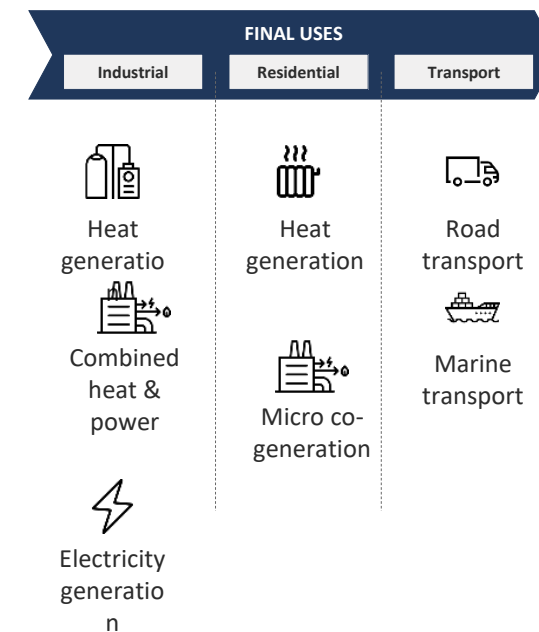
19 TWh/y
Biomethane production in Europe¹

0.1 TWh/y
Biomethane production in Spain²

40%
Industrial demand for NG³

7 MtCO₂/y
emissions potentially abated

Technology	Feedstock	Description	
 Digestión anaeróbica Recuperación de biogás en vertederos	MSW Desechos animales Agricultural waste Industrial waste Wastewater sludge	Tecnología basada en la degradación biológica de la materia biodegradable. Produce biogás y un residuo sólido húmedo.	Biological platform Más extendida pero limitada a materias primas disponibles localmente
	MSW	Producido por la descomposición de RSU en condiciones anaeróbicas en vertederos. Es el método de producción más barato.	
 Pirólisis de alta temperatura	Biomass MSW RDF Wastewater sludge	Tipo de pirólisis – descomposición de materia orgánica a alta temperatura en ausencia de O ₂ – orientada a la producción de carbón o gas en lugar de líquidos.	Thermochem. platform Modular y escalable, y se puede integrar en activos industriales.
 Gasificación	Biomass MSW RDF	Proceso que transforma materiales orgánicos a altas temperaturas (>700 °C), con cantidades controladas de oxígeno y/o vapor en un gas de síntesis.	
 Metanización	Green H ₂ CO ₂	Hidrogenación del CO ₂ capturado con H ₂ renovable obtenido a partir de energía renovable por electrólisis del agua, produciendo metano sintético.	



1. Source: BCG

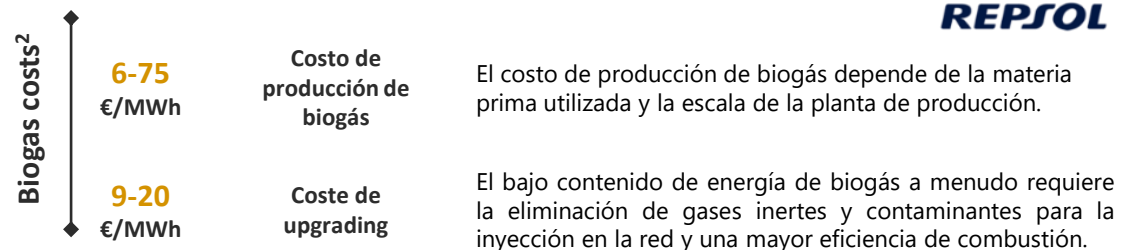
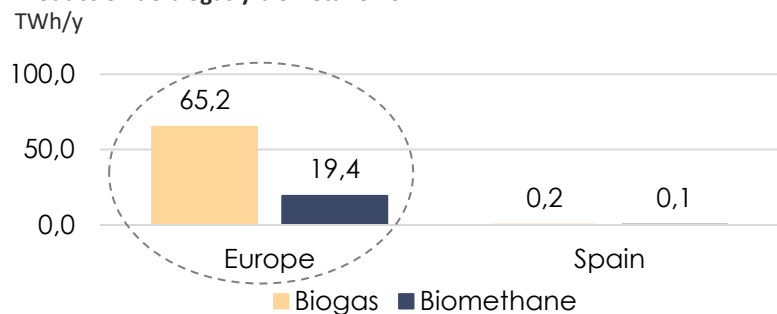
¹“Annual Statistical Report of the European Biogas Association” – EBA (2018). ²“Los gases renovables. Un vector energético emergente” – Fundación Naturgy (2019). ³ Balance de consume de energía final 2018 – IDAE.

Producción de Biogas – Biometano como Alternativa de Transición



El aumento de la producción de biogás debería ir acompañado de una disminución de su costo...

Producción de biogás y biometano 2017^{1,2,3}

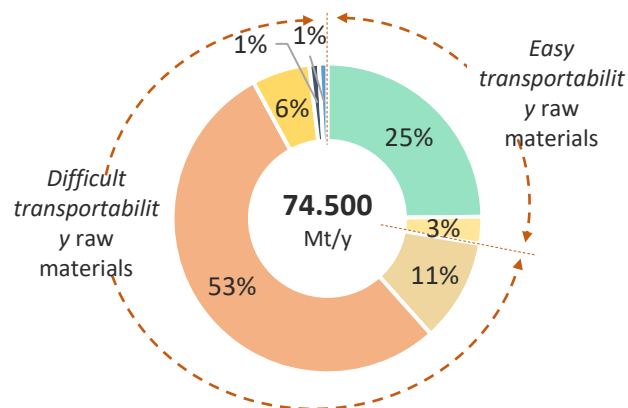


1. "Annual Statistical Report of the European Biogas Association" – EBA (2018).
 2. "Los gases renovables. Un vector energético emergente" – Fundación Naturgy (2019).

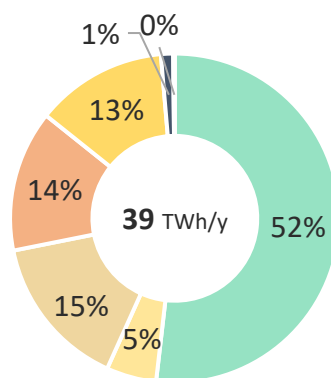
La **disponibilidad** de volumen es limitada en el caso de lodos de aguas residuales, RDF y residuos agrícolas, siendo mayor para los RSU, los residuos animales y la biomasa.

La **accesibilidad** depende de la humedad de las materias primas, con una logística mejor desarrollada en el caso de las materias primas secas (biomass y RDF) que los materiales altamente húmedos (RSU, residuos animales, agrícolas e industriales y lodos de aguas residuales).

DISPONIBILIDAD DE MATERIAS PRIMAS (ESPAÑA)



POTENCIAL ENERGÉTICO (ESPAÑA)



Los valores de reducción de las emisiones de GEI dependen en gran medida de los siguientes criterios:

Rendimiento al biogás: Altamente dependiente de la composición de la materia prima utilizada.

Proceso de producción. Incluso dentro de la misma tecnología pueden ocurrir variaciones, pero en promedio los mejores resultados se obtienen de la digestión anaeróbica

Materia prima a distancia – sitio de producción. Cuanto mayor sea la distancia a cubrir, menor será el ahorro de GEI.

Materia. Las emisiones intrínsecas de las materias primas se suman al balance final, así como a la producción de la materia prima antes mencionada, si no se trata solo de residuos desnudos.

- Desechos animales
- Residuos agrícolas
- Lodos de aguas Residuales
- Biomass
- Fraccio Organica de RSU
- Combustible derivado de Residuo
- Residuo Industrial

3. "Producción de biometano e inyección en la red de gas natural" – Ayuntamiento de Madrid (2018).

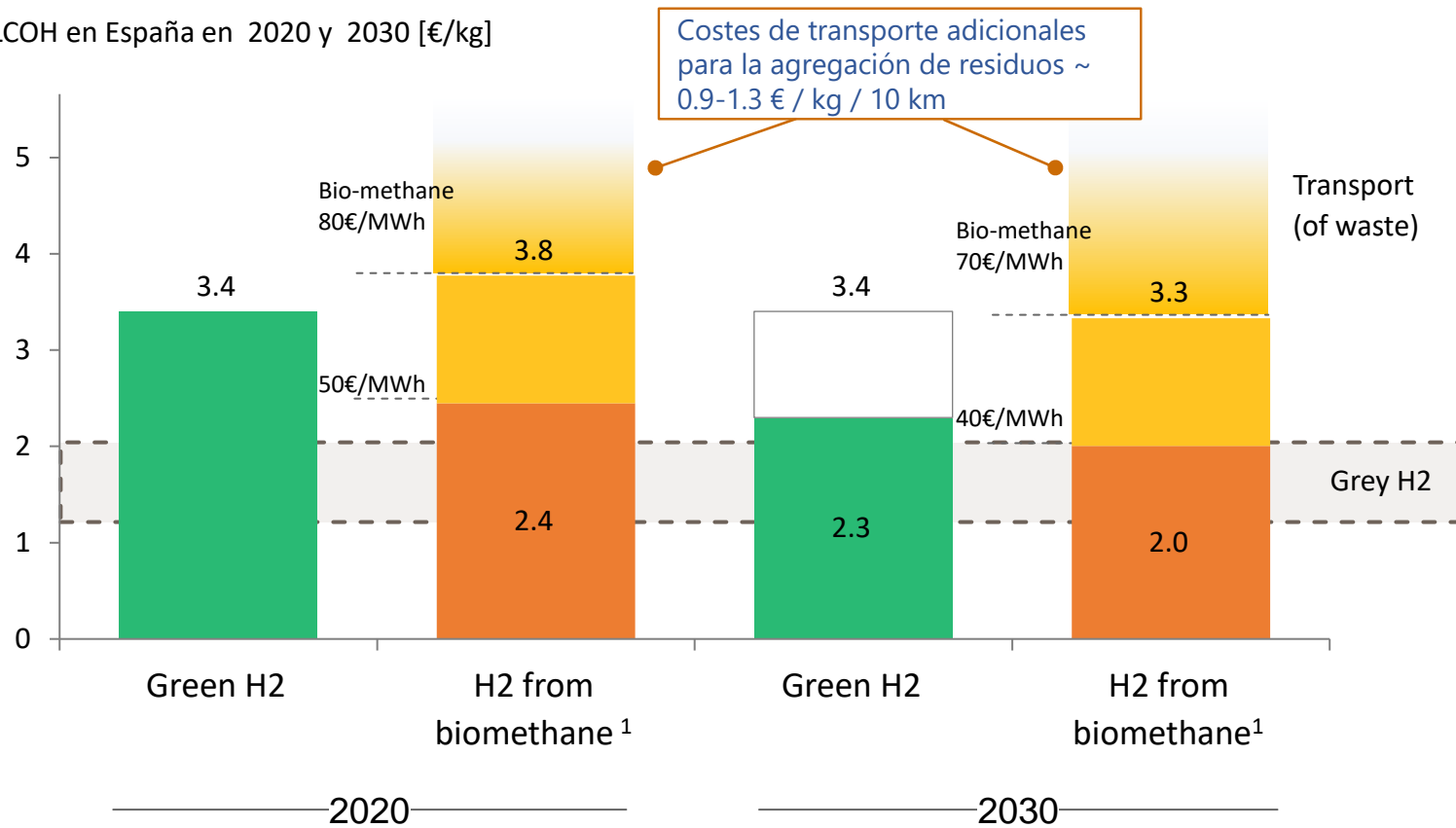
4. "Outlook for biogas and biomethane" – IEA (2020)

El reformado de biometano actualmente es competitivo en costos frente a H2 renovable electrolítico si se produce localmente pero con limitaciones de volumen

A corto plazo, la producción de biometano H2 puede presentar una ventaja de costos sobre el H2 verde...

... pero con limitaciones significativas a largo plazo

LCOH en España en 2020 y 2030 [€/kg]



- La disponibilidad de materias primas (residuos) limita la competitividad, ya que los costos se escalan rápidamente con la necesidad de agregar y transportar volúmenes de desechos (los costos adicionales de transporte de desechos son de ~ 0.9-1.3 €/ kg / 10 km)
- Uso de residuos de insumos que compiten entre usos (producción de biocombustibles, producción de biogás para quemar en hornos que reemplazan al gas natural, etc.)
- Incertidumbre regulatoria relacionada con la aceptación de H2 del biometano como bajo en carbono Actualmente solo se considera biometano producido a partir de aguas residuales

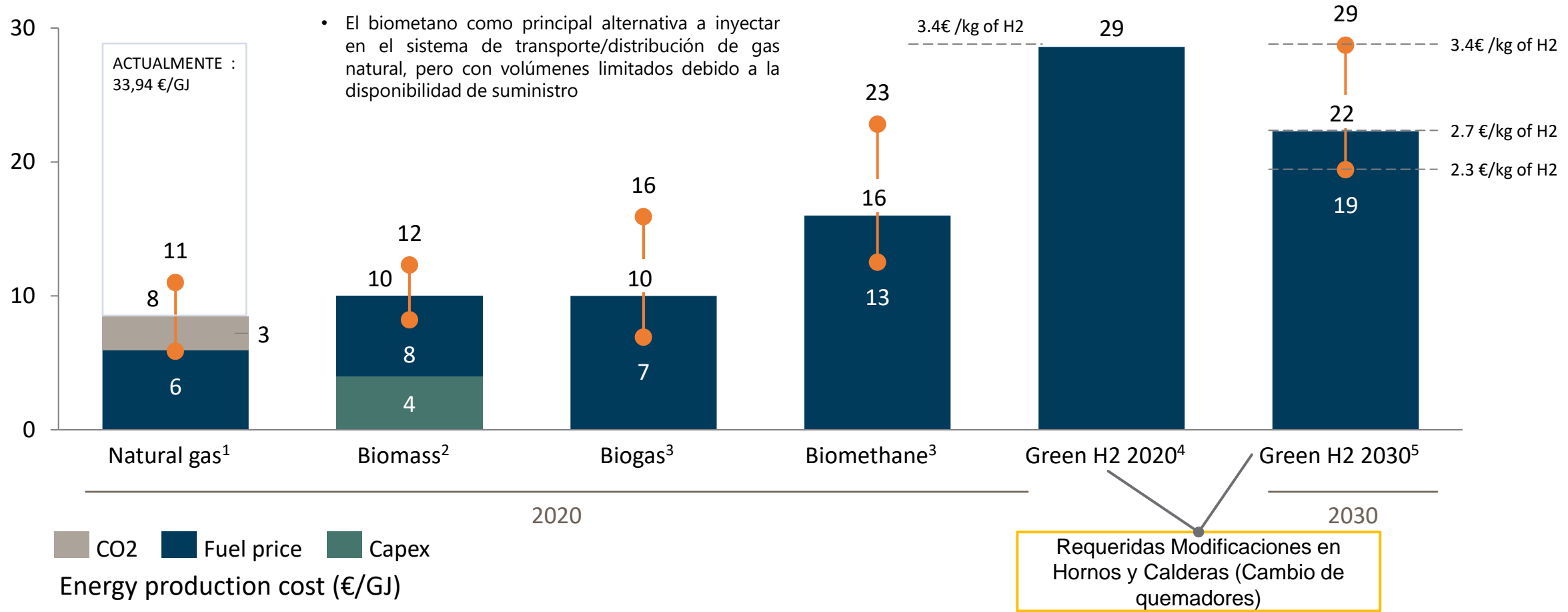
1. . Suponiendo que el biometano se produce localmente, no hay transporte de residuos. Se supone que el capex para la planta smr es insignificante, ya que la producción de H2 a partir de biometano utilizará las plantas existentes. Se supone que el Opex es de ~ 2,4 millones de euros / año (+ 50% el de una nueva planta de SMR) Fuente: Análisis BCG; Entrevistas con expertos

Competitividad de las distintas rutas de descarbonización de la Industria



El gas natural seguirá siendo el combustible más competitivo para el calor residencial e industrial; H2 verde más caro que NG (~22 €/GJ vs 8 €/GJ en 2030) . a medio plazo (~22 €/GJ en 2030): >40% que el biometano (~16 €/GJ) y casi el doble de caro vs. biomasa/biogás (~10 €/GJ) Electrificación altamente competitiva en usos residenciales: bomba de calor LCOH en línea con alternativas de GN y biomasa (40-50€/GJ en 2030)

- Costos de biomasa/biogás competitivos, pero con volúmenes de suministro limitados
- El biometano como principal alternativa a inyectar en el sistema de transporte/distribución de gas natural, pero con volúmenes limitados debido a la disponibilidad de suministro



1. Natural gas cost in Spain assumed to be 3€/MWh higher than TTF; natural gas price between 4.8 and 7.6 €/mmbtu; Natural gas intensity 53 kg CO₂/mmbtu and CO₂ price between 25 and 75 €/ton; 2. CAPEX of 780 k€/MW, efficiency 90%, Capacity factor of 90%, 10% WACC and asset life span of 30 years; 3. Assumed that fuel is burnt in already available furnaces, with 90% efficiency and 90% capacity factor; 4. 100 MW electrolyser, 1200€/kW of capex, 65% electrolyser efficiency, 70% capacity factor, electricity price 34€/MWh, 6.4€/MWh grid toll; 5. Depending on 3 scenarios for green hydrogen: 100 MW electrolyser, 579 to 940 €/kW capex, 68% efficiency, 50% to 70% LF, electricity price 25 to 41 €/MWh, 6.4€/MWh toll



La necesidad de descarbonizar debe tener en cuenta factores adicionales

- 1 La descarbonización tiene un impacto en la **competitividad industrial** y un impacto social en los **consumidores**; por lo que es muy relevante mantener la neutralidad tecnológica y ser capaces de **aprovechar tanto los activos propios** como los de los **consumidores**
- 2 La descarbonización tiene un impacto significativo en la **estrategia empresarial**, especialmente en la relevancia del **desarrollo industrial** y de las capacidades industriales y **tecnológicas**
- 3 Las **emisiones afectan de igual forma** independientemente del punto de la **cadena de valor** o de la **geografía** donde se generen, por lo que la **descarbonización** se debe llevar a cabo de forma **holística**, y no solo teniendo en cuenta ciertos segmentos de la cadena de valor

comunicación Comisión Europea : 8/03/22

RePowerEU :

Incremento de producción de Biometano: se dobla el objetivo del Fit for 55 hasta alcanzar los 35 bcm en 2030, y se invita a los Estados miembros a utilizar sus Planes de Política Agraria Común (PAC) para subvencionar la producción de biometano a partir de fuentes de biomasa, particularmente residuos y residuos agrícolas.

Aceleración Hidrógeno:

Si hubiese en 2030 unas 15 Mt de hidrógeno renovable adicionales a las 5,6 previstas en el Fit for 55, permitirían reemplazar 25-50 bcm cada año del gas importado de Rusia. Esto se podría conseguir a través de la importación de 10 Mt de hidrógeno de diferentes fuentes y 5 Mt de hidrógeno extra producido en Europa. Se destaca que **la contribución de hidrógeno de fuentes no fósiles, principalmente basado en energía nuclear, tendrá un papel relevante para sustitución del gas natural.**