



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE ESCENARIOS FUTUROS DE
DEMANDA DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA:
ROL DEL HIDRÓGENO EN LA
DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE Y EL
SECTOR INDUSTRIAL

Autor: Daniel Pérez Arévalo

Director: Rafael Cossent Arín

Madrid

Junio de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

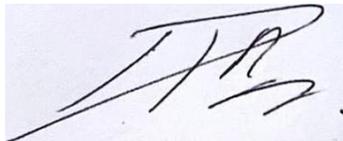
**ANÁLISIS DE ESCENARIOS FUTUROS DE DEMANDA DE HIDRÓGENO EN
ESPAÑA: ROL DEL HIDRÓGENO EN LA DESCARBONIZACIÓN DEL
TRANSPORTE Y EL SECTOR INDUSTRIAL**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en
el curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido
presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Daniel Pérez Arévalo

Fecha: 28/06/2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Firmado por COSSENT
ARIN RAFAEL
***0481** el día
28/06/2022 con un

Fdo.: Rafael Cossent Arín

Fecha: 28/06/2022



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE ESCENARIOS FUTUROS DE
DEMANDA DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA:
ROL DEL HIDRÓGENO EN LA
DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE Y EL
SECTOR INDUSTRIAL

Autor: Daniel Pérez Arévalo

Director: Rafael Cossent Arín

Madrid

Junio de 2022

ANÁLISIS DE ESCENARIOS FUTUROS DE DEMANDA DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA: ROL DEL HIDRÓGENO EN LA DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE Y EL SECTOR INDUSTRIAL

Autor: Pérez Arévalo, Daniel.

Director: Cossent Arín, Rafael.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto analiza dos escenarios de demanda futura de hidrógeno, a nivel mundial (escenario NZE) y europeo (escenario FCH), cuyo propósito es dejar patente cómo debería evolucionar el consumo de hidrógeno renovable para satisfacer los objetivos 2050 marcados. Se ha realizado un ajuste de los escenarios, para España, utilizando la demanda de energía, con respecto a la global y a la de la Unión Europea, como base para extrapolar sus conclusiones. Tras la extrapolación de sus implicaciones y resultados a escala nacional, se obtienen evoluciones de demanda de hidrógeno en España que han resultado ser más exigentes que los objetivos marcados por el Gobierno en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, especialmente en el sector del transporte. Los datos referentes a la demanda actual también evidencian un retraso directamente de partida en el consumo de hidrógeno, respecto a ambos escenarios, que ha buscado ser revertido mediante la propuesta de escenarios cualitativos de crecimiento alternativo y la identificación de aquellos campos de acción vinculados a la energía que han demostrado ser más influyentes en la generación de energía renovable mediante el método de regresión lineal de mínimo cuadrados ordinarios. Finalmente, se ha elaborado un breve modelo de negocio para ilustrar uno de los usos finales de la cadena de valor del hidrógeno e incentivar la creación de demanda; este se ha centrado en la instalación de una red de hidrogeneras que tiene en su alta velocidad de repostaje, su propuesta de valor principal, y un modelo de inversión para estudiar su rentabilidad haciendo sensibilidades respecto del precio de venta del combustible, el grado de subvención otorgado, el apalancamiento financiero del proyecto y el precio del contrato de suministro de energía renovable para alimentar la instalación.

Palabras clave: Hidrógeno verde, Hidrogenera, Hidroducto, Descarbonización, Tecnologías bajas en carbono, Sensibilidades, PPA.

1. Introducción

Entre los retos más perseguidos a nivel energético se encuentran la reducción de los niveles de dióxido de carbono emitidos anualmente y la seguridad de suministro y competitividad. La energía eléctrica proveniente de diversos tipos de fuentes renovables busca mitigar los problemas contaminantes de los combustibles fósiles, sin embargo, la imposibilidad de un almacenamiento seguro y a gran escala de la energía bajo períodos de baja demanda repercuten en su coste posterior y dan lugar a nuevas dificultades. Es en este punto donde aparece un complemento clave para dar solución tanto al almacenamiento de

energía como a la electrificación de actividades difíciles de descarbonizar: el hidrógeno renovable.

El hidrógeno renovable es un vector energético con cero emisiones de CO₂. Esta particular característica lo sitúa como complemento clave en la transición energética a nivel global para transformar la forma en la que el planeta produce, transporta y consume energía. Esta herramienta proviene de fuentes renovables y es particularmente interesante a nivel nacional debido a la riqueza de nuestro país en este ámbito, especialmente en energía solar y eólica. Por ello, España juega un papel central en su desarrollo.

El pasado 2021, la Comisión Europea propuso una modificación del Plan del Objetivo Climático para 2030 en la que se incrementan en un 15% la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el viejo continente, lo que denota cierto optimismo a la hora de llevar a cabo la ardua tarea de convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro en 2050. Esta decisión fue respaldada por el Gobierno de España, el cual pretende ser una figura importante en este proceso y así se detalla en la Hoja de Ruta del Hidrógeno y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), con vistas a 2030, y a largo plazo en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP).

Europa contempla dos métodos de actuación con el hidrógeno como elemento protagonista. Por un lado, la vía *'blue – green'*, es decir, la combinación de hidrógeno azul, proveniente del gas natural y que incluye el almacenamiento o reutilización del CO₂ tras su producción, con el hidrógeno verde que proviene de la electrólisis del agua empleando energías renovables para esta descomposición. Por otra parte, la vía *'fast green'* que apuesta por el hidrógeno verde como principal fuente de energía debido a que el hidrógeno azul no logra secar las emisiones de gases nocivos. Dada la situación geográfica española, se dan condiciones óptimas para la producción de hidrógeno verde.

En este contexto, el proyecto persigue, en primera instancia, el análisis de escenarios futuros de demanda de hidrógeno verde para 2030 y 2050 en España, así como la realización de una evaluación crítica de las implicaciones e hipótesis de cada uno de ellos.

Además, el hidrógeno renovable juega un papel particularmente esencial en la descarbonización de los sectores o procesos industriales cuya electrificación se antoja especialmente compleja. Por ello, el proyecto buscará, también, explorar las consecuencias derivadas en los usos finales de la cadena de valor del hidrógeno que suponen un mayor reto en este aspecto, la industria y el transporte.

2. Metodología

En primera instancia se presentan los escenarios futuros de demanda de hidrógeno seleccionados para el análisis. Debido a que existen infinidad de escenarios relativos al desarrollo del hidrógeno por parte de gobiernos nacionales y empresas privadas, se ha recurrido a dos escenarios elaborados por organizaciones expertas en el sector: la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y la Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Clean Hydrogen JU, desde

diciembre de 2021), estando esta última en asociación con la Unión Europea. Es preciso matizar que las proyecciones de datos de ambos escenarios no ejemplifican cómo va a desarrollarse el consumo de hidrógeno, sino que tratan de mostrar cómo, dónde y con qué intensidad se habría de desarrollar la demanda de hidrógeno renovable para alcanzar los objetivos marcados.

El informe *Global Hydrogen Review 2021*, de la IEA, se centra en el escenario denominado *Net Zero Emissions* (en adelante, NZE) y muestra proyecciones a escala global, mientras que el informe *Hydrogen Roadmap Europe*, de la FCH JU se centra en la Unión Europea. Ambos informes persiguen los mismos objetivos a largo plazo, que son aquellos tratados en el Acuerdo de París de 2016, entre los que destacan evitar que la temperatura media de la Tierra aumente en más de 1.5°C y alcanzar las cero emisiones netas de carbono en 2050. La presentación de estos escenarios incluye figuras de proyecciones de demanda de los informes, junto con los principales fundamentos que respaldan tal evolución de datos requeridos.

Para analizar el impacto que habrían de tener las proyecciones de demanda de los escenarios a escala nacional, se tomarán como referencia los porcentajes de consumo de energía de España en los diferentes sectores y actividades industriales con respecto al mundo y a la UE, con el objetivo de extrapolar los datos de cada una de las actividades resaltadas en los escenarios NZE y FCH JU a cifras ajustadas para el territorio español.

La premisa en la que se basa este método es la de que los países desarrollados tienen el potencial para desarrollar el consumo de hidrógeno, de modo que se utiliza una penetración del vector energético de igual proporción al consumo de energía del país. Ello, sumado a la hipótesis de que la demanda global de energía de un país está sujeta a variables como el crecimiento demográfico y, salvo excepciones, esta no suele experimentar grandes variaciones de un año para otro, respaldan la decisión de utilizar este método de extrapolación de datos.

En este caso, los datos extrapolados seguirán siendo referenciados bajo el nombre del escenario de demanda del que provienen para, posteriormente, hacer una comparativa con los objetivos incluidos por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (a corto plazo 2030) y en el informe de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP 2050). El objetivo principal es el de extraer conclusiones relativas al grado de exigencia que el Gobierno de España ha puesto en sus aspiraciones para desarrollar las tecnologías bajas en carbono y el propio consumo de hidrógeno en nuestro país.

Además, se buscará detectar aquellos campos de acción que apunten a ser más influyentes en el progreso de demanda mediante la utilización de un software econométrico. Las variables a introducir en el estudio serán indicadores económicos del mercado eléctrico como puede ser el precio del CO₂ emitido por tonelada o el LCOE de energías renovables, además de datos de producción de energía por tipo de combustible, tanto fósil como alternativo.

Una vez extraídas las conclusiones del análisis de escenarios de demanda futura de hidrógeno y, como paso final, se seleccionará un producto o diseño que responda a uno de los usos del hidrógeno analizados previamente, ya sea del sector del transporte o del de industria (preferiblemente se escogerá algún uso relacionado con aquella actividad o sector que se haya calificado como menos desarrollada en el panorama nacional, con el fin de promocionar su utilización). Para ello, se presentará un modelo de negocio que evalúe sus objetivos de negocio y las vías para alcanzarlos. La estructura escogida será la del *Business Model Canvas*, que distingue entre los siguientes elementos: propuesta de valor, segmentación de mercado, canales de distribución y comunicación, relación con el cliente, flujos de ingreso, recursos clave, actividades clave, socios estratégicos y estructura de costes. Finalmente, se adjuntará análisis de viabilidad económica mediante un modelo de inversión que incluya los ingresos, CapEx, OpEx, deuda e intereses, impuestos y flujos de caja de la instalación para hacer sensibilidades de la hidrogenera respecto a su precio de venta, grado de subsidio, apalancamiento financiero y precio de consumo eléctrico.

3. Resultados

Previo al análisis de escenarios a escala nacional, se parte de la siguiente tabla que recoge el porcentaje de demanda general de energía que España aporta a los datos globales de la Unión Europea y el mundo en los diferentes sectores más destacados en ambos informes. Se ha utilizado la base de datos de la IEA para obtener las cuotas proporcionales de consumo, en el último año.

Campo	%Esp/UE	%Esp/World
Generación electricidad	8,22%	0,97%
Consumo Transporte	9,87%	1,13%
Consumo Industria	7,55%	0,68%
Consumo Residencial	5,23%	0,69%
Consumo Total	7,49%	0,86%
Consumo actual H2	6,27%	0,71%

Tabla 1: Porcentajes relativos de consumo de energía en España.
Fuente: Elaboración propia. Data: IEA.

A partir de estos datos se ha procedido a extrapolar el escenario NZE, de escala global a nacional, y el escenario FCH, de escala europea a española. El método de aplicación de esta mencionada extrapolación ha consistido, en primer lugar, en la identificación del aporte de España a la demanda global de los diferentes sectores a los que hacen alusión ambos escenarios. A partir de aquí a cada actividad referenciada en los escenarios se le aplicará el factor de escalado calculado para obtener el valor de demanda de hidrógeno que habría de ser atribuido a España para mantener tal evolución. Se ha encontrado un alto nivel de coincidencia entre escenarios respecto a los resultados de demanda de hidrógeno requeridos en España a largo plazo. Mientras que en 2050 existe acuerdo aparente

entre el NZE y el FCH, la evolución temporal que requiere el consumo de H₂ verde para llegar a estos objetivos finales difiere entre ellos:

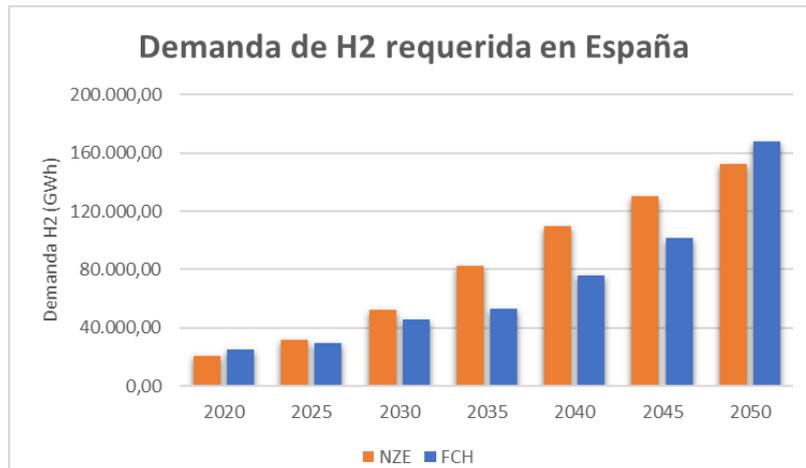


Ilustración 1: Demanda global de H₂ requerida según escenario. Fuente: Elaboración propia

Pese a llegar conclusiones muy similares a largo plazo, el escenario NZE apuesta por un crecimiento más agresivo a corto plazo con el objetivo de garantizar la consecución de metas en 2050. Por otra parte, el escenario FCH apunta a un menor despliegue inicial para garantizar el trazado de un plan óptimo de expansión de tecnologías bajas en carbono para, eventualmente, aumentar cada vez más su crecimiento anual hasta sobrepasar los 160.000 GWh de consumo en 2050.

Respecto al desglose sectorial que proponen ambos escenarios, los resultados cualitativos que se obtienen son prácticamente idénticos a los destacados en la anterior ilustración, con la única diferencia notable en el sector del transporte. En ese caso particular, los dos escenarios coinciden también en las necesidades de demanda en 2030 con cifras cercanas a los 6.000 GWh.

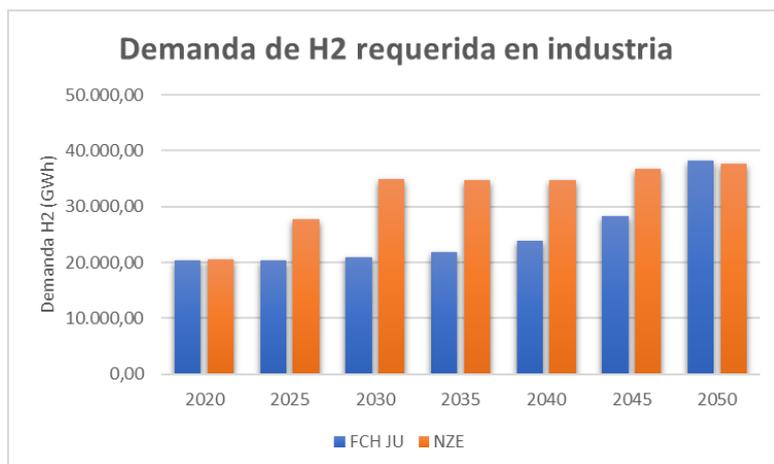
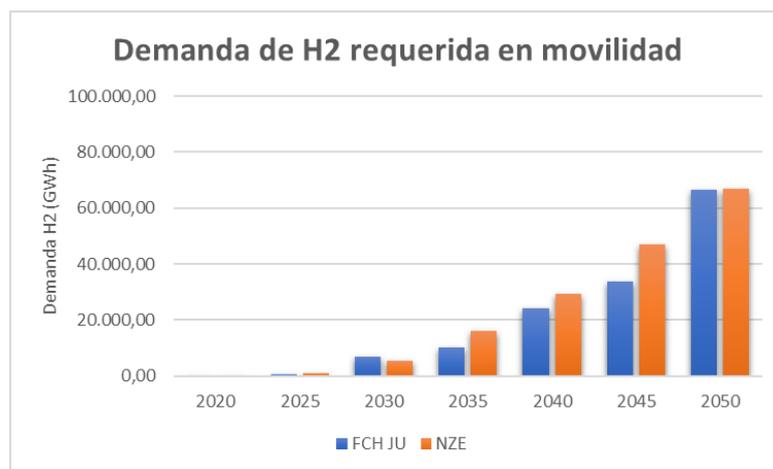


Ilustración 2: Demanda de H₂ requerida en la industria según escenario. Fuente: Elaboración propia



*Ilustración 3: Demanda de H2 requerida en el transporte según escenario.
Fuente: Elaboración propia*

Para elaborar estas figuras que representan el desglose sectorial de la industria y el transporte en la demanda de hidrógeno en España, se han realizado modificaciones respecto a la clasificación original incluida en los informes de la IEA y la Fuel Cells and Hydrogen. En ambos informes se hacían distinciones entre usos actuales de hidrógeno en la industria y nuevas penetraciones del vector energético en el mismo sector y, por otra parte, se diferenciaba entre la demanda de hidrógeno para combustibles sintéticos y el propio uso de hidrógeno para pilas de combustible FCEV. En ambos casos se han englobado dentro las categorías ‘industria’ y ‘transporte’, respectivamente, para facilitar la comparativa de resultados.

Los datos actuales de consumo de hidrógeno en España (alrededor de los 16.000 GWh anuales) indican un retraso inicial con respecto a las extrapolaciones de datos llevadas a cabo para 2020. Ello, sumado al hecho de que la gran mayoría de ese consumo aún es de hidrógeno gris, confirma la posición desfavorable de la que parte España respecto de los objetivos requeridos por los dos escenarios. De esta manera, se han propuesto tres proyecciones de crecimiento sujetas a índices económicos actuales que pueden servir como referencia cualitativa para recuperar el terreno perdido. Estos son los casos: el fijo (crecimiento fijo basado en los datos de inflación actuales, 8.3%), el lineal (crecimiento lineal basado en el crecimiento del PIB anual, 6.4% y el esperado para 2050, 1.5%) y el exponencial - BAU (crecimiento exponencial partiendo del ‘suelo’ de crecimiento marcado por el escenario BAU del informe de la FCH, que se basa en el progreso que tendría el hidrógeno sin apoyo por parte de organizaciones ni gobiernos, es decir, *business as usual*). Todos ellos derivan en cifras de demanda de hidrógeno para 2050 superiores a los 160.000 GWh mencionados.

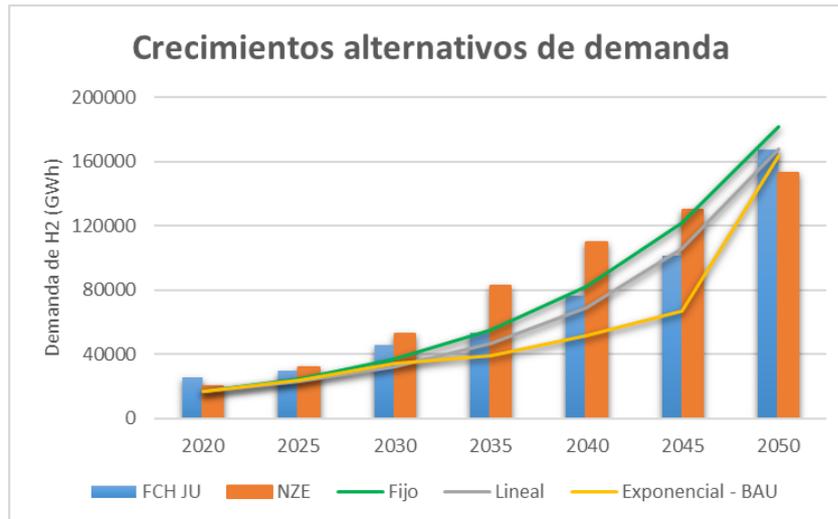


Ilustración 4: Crecimiento alternativos de demanda propuestos. Fuente: Elaboración propia

Dentro de cada uno de los sectores principales se han extraído figuras más específicas mediante un cálculo proporcional a la demanda del sector obtenida, como puede ser el despliegue del parque de vehículos de pila de combustible FCEV en España (donde el modo de transporte en el que habría de penetrar el hidrógeno renovable a mayor velocidad sería el del taxi, con cuotas en 2050 cercanas al 60% de vehículos FCEV), o bien otras con enfoques diferentes como las inversiones requeridas para tales evoluciones de demanda, así como la reducción de emisiones de CO₂ equivalente que estas lograrían. A partir de estos apartados se ha podido elaborar una comparativa con respecto a los objetivos principales destacados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno para 2030, siendo estos los siguientes:

Objetivo	FCH JU	NZE	Gobierno	Resultado
Vehículos FCEV	418.745	321.406	140.000	X
Autobuses FCEV	1.639	1.258	150-200	X
Vehículos comerciales FCEV	52.292	40.137	5.000-7.000	X
Hidrogeneras	369	283	100-150	X
Inversiones en H2 verde (M€)	8.982	9.475	8.900	O
Reducción emisiones CO ₂ eq (Mt)	4,45	5,09	4,60	O

Tabla 2: Comparativa de objetivos entre escenarios y Hoja de Ruta. Fuente: Elaboración propia

La comparativa evidencia la necesidad de ampliar los objetivos de consumo de hidrógeno en España en 2030, especialmente en el sector del transporte donde todas las marcas a lograr se encuentran muy por debajo de las extraídas del análisis de escenarios. Respecto a las metas de 2050, el informe ELP 2050 no incluye ningún apartado específico que determine la contribución numérica del hidrógeno a las marcas propuestas para el horizonte 2050. Pese a no haberse podido realizar tal comparativa en 2050, los datos presentados a lo largo del documento pueden seguir siendo utilizados como referencia y futura comparativa de objetivos en caso de ser revisados los ya existentes, o bien ser introducidas nuevas metas a futuro.

En vista de los resultados obtenidos del análisis de escenarios y la comparativa de objetivos, se ha elaborado un breve estudio econométrico que determine aquellos campos de acción que pueden ser más influyentes en el futuro desarrollo del hidrógeno. Para ello se ha utilizado el método de los mínimos cuadrados ordinarios (MCO) con las siguientes variables independientes introducidas: inversiones en I+D según actividad energética, precio del CO₂ e intensidad energética. Debido a la falta de datos de consumo de hidrógeno renovable, se ha escogido como variable dependiente la producción de energías renovables anual asumiendo un estrecho vínculo con el desarrollo del hidrógeno al ser estas energías las fuentes que alimentan su producción.

En este caso, la conclusión principal que se obtiene de los resultados es que las inversiones en innovación energética apuntan a no traducirse en resultados de producción y las variables que sí son más relevantes son el precio del CO₂ y la intensidad energética, esta última con más fuerza.

Finalmente, y tras evidenciarse la poca exigencia de los objetivos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno relacionados con el transporte, se ha escogido el desarrollo de una red de hidrogeneras como modelo de negocio para resaltar sus ventajas e incentivar su expansión por toda la red de carreteras españolas. La parte más destacable es la propuesta de valor, que incluye una velocidad de repostaje 15 veces superior a la recarga de un BEV mediante un *fast charger*. También son notables la inclusión de la competencia entre los socios clave, al poder hacer uso de estaciones de servicio actuales para ahorrar costes, y las diferentes modalidades de aprovisionamiento de hidrógeno para la hidrogenera: *on-site*, vía hidroductos o vía distribución terrestre en tráilers.

Se han desarrollado 8 casos diferentes en el análisis de sensibilidad donde se evalúa el TIR de la operación. Se adjunta el caso 1.B, donde se encuentra el escenario base con parámetros de 50% de *leverage*, 25% de subvención del proyecto, precio de venta inicial de 70€ por repostaje y PPA verde de 40 €/MWh.

Leverage 50%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	7,2%	9,4%	11,7%	14,2%	18,1%
	10%	7,9%	10,2%	12,8%	15,4%	19,6%
	25%	9,0%	11,7%	14,6%	17,7%	22,4%
	33,33%	9,8%	12,7%	15,9%	19,3%	24,3%

Tabla 3: Tabla referencia de sensibilidades

Las sensibilidades se han diferenciado entre dos grupos, uno de ellos fijando el PPA verde a precio acorde con la situación actual de España, el más bajo de Europa, y otro en el que la variable fija es el apalancamiento financiero, aprovechando el máximo concedido por los bancos en el sector. Los resultados obtenidos en el escenario 1 son los siguientes:

Unlevered		Precio Inicial de Venta					Leverage 50%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100			60	70	80	90	100
Subvención	0	5,7%	7,3%	8,8%	10,3%	11,7%	Subvención	0	7,2%	9,4%	11,7%	14,2%	18,1%
	10%	6,3%	8,0%	9,6%	11,2%	12,8%		10%	7,9%	10,2%	12,8%	15,4%	19,6%
	25%	7,3%	9,2%	11,1%	12,9%	14,7%		25%	9,0%	11,7%	14,6%	17,7%	22,4%
	33,33%	8,0%	10,0%	12,1%	14,1%	16,0%		33,33%	9,8%	12,7%	15,9%	19,3%	24,3%
Leverage 33,33%		Precio Inicial de Venta					Leverage 66,66%		Precio Inicial de Venta				
Subvención	0	6,6%	8,5%	10,5%	12,5%	14,6%	Subvención	0	7,9%	10,5%	13,3%	18,8%	20,0%
	10%	7,2%	9,3%	11,5%	13,7%	15,8%		10%	8,6%	11,4%	14,5%	18,0%	21,9%
	25%	8,4%	10,7%	13,2%	15,7%	18,2%		25%	9,9%	13,1%	16,7%	20,8%	25,4%
	33,33%	9,1%	11,6%	14,3%	17,1%	19,8%		33,33%	10,7%	14,1%	18,1%	22,7%	27,9%

Tabla 4: Resultados sensibilidad 1. Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos en el escenario 2 son los siguientes:

PPA-60		Precio Inicial de Venta					PPA-40		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100			60	70	80	90	100
Subvención	0	2,9%	5,5%	8,3%	11,4%	14,8%	Subvención	0	7,9%	10,5%	13,3%	18,8%	20,0%
	10%	3,6%	6,3%	9,3%	12,6%	16,4%		10%	8,6%	11,4%	14,5%	18,0%	21,9%
	25%	4,6%	7,6%	11,0%	14,9%	19,4%		25%	9,9%	13,1%	16,7%	20,8%	25,4%
	33,33%	5,2%	8,4%	12,1%	16,4%	21,5%		33,33%	10,7%	14,1%	18,1%	22,7%	27,9%
PPA-50		Precio Inicial de Venta					PPA-30		Precio Inicial de Venta				
Subvención	0	5,5%	8,1%	10,9%	14,0%	17,5%	Subvención	0	10,0%	12,7%	15,6%	16,5%	22,3%
	10%	6,2%	9,0%	12,0%	15,4%	19,2%		10%	10,8%	13,7%	16,9%	20,4%	24,4%
	25%	7,3%	10,4%	13,9%	17,9%	22,5%		25%	12,3%	15,5%	19,3%	23,5%	28,1%
	33,33%	8,0%	11,4%	15,2%	19,7%	24,8%		33,33%	13,2%	16,8%	20,9%	25,7%	30,8%

Tabla 5: Resultados sensibilidad 2. Fuente: Elaboración propia

Los análisis de sensibilidad destacan como aspecto crucial un cierto grado de subvención que ayude a la industrialización de estas instalaciones al obtener retornos de inversión más atractivos. También resulta ser clave contar con alto grado de apalancamiento financiero que no obligue a hinchar los precios para sacar rentabilidad. Finalmente, el PPA verde de España es el más bajo de Europa, lo que vuelve particularmente interesante la configuración *on-site* aplicada al modelo para futuras inversiones en nuestro país.

4. Conclusiones

La conclusión principal que se logra extraer de los resultados presentados es el hecho de que la mayoría de los objetivos marcados por el Gobierno de España en la Hoja de Ruta relativos al consumo de hidrógeno renovable no son lo suficientemente exigentes si se pretende llevar un progreso que garantice la consecución de los objetivos a los que se ha comprometido España.

El hecho de que la extrapolación de escenarios a escala nacional haya llevado a resultados muy similares entre sí, sugiere por un lado la validez de estos como referencia a tener y, por otro lado, evidencia también la necesidad de volcar mayores esfuerzos por impulsar las tecnologías bajas en carbono y el consumo de hidrógeno en nuestro país.

Particularmente bajas son las marcas a corto plazo relacionadas con el transporte. Sin embargo, recientes palabras de Javier Brey, presidente de la Asociación Española del Hidrógeno, ponen de manifiesto la intención de modificar los objetivos y aumentarlos hasta cifras cercanas a los 300.000 FCEVs matriculados en 2030 (marca que sí concordaría con los datos extrapolados de los escenarios). Los resultados obtenidos en el sector presentan a los modos de transporte que recorren largas distancias diarias (> 400-500km) como el principal nicho de mercado para los vehículos FCEV (especialmente las flotas de taxis), por tanto, se destaca esta zona de acción sobre la que volcar inversiones que complementen al Plan MOVES I y II.

Además, se recuerda que la Hoja de Ruta del Hidrógeno estipula que ha de ser revisada cada tres años, lo cual invita al optimismo respecto a una posible alineación de España con los escenarios NZE y FCH que apunte al éxito nacional de esta tecnología. Por muy prolífica que apunte a ser la producción de hidrógeno verde en nuestro país, los altos costes de transporte actuales y la falta de desarrollo de una red de distribución del hidrógeno dificultan su exportación en el corto plazo, de modo que toda esa producción ha de ser correspondida con una demanda de energía que está a tiempo de poder ser fomentada de manera correcta.

Finalmente, en referencia al negocio de hidrogeneras, se presenta una prometedora oportunidad de negocio que podría contar con cifras de potenciales clientes cercanas a los cinco millones en 2050 y que apenas cuenta con empresas explotadoras en nuestro país, al apenas existir hidrogeneras públicas.

Las conclusiones que se obtienen del análisis de sensibilidades son que es posible trazar proyectos rentables de este tipo sin necesidad de subvenciones mediante el aumento sustancial del precio de venta del combustible. Sin embargo, esto sería contraproducente para los objetivos de creación de demanda ya que, dados los precios de vehículos FCEV, se necesita de precios de repostaje competitivos que incentiven la demanda y la industrialización de la actividad. De este modo, se encuentra en la combinación de subsidios y precios asequibles del consumo eléctrico renovable, aprovechando la situación ventajosa que tiene España, la vía más factible para obtener rentabilidades en este tipo de proyectos que superen los dos dígitos.

De las sensibilidades se obtiene también que el grado de apalancamiento puede hacer de contrapeso, en caso de la no facilitación de fondos públicos. La realidad, por otra parte, dicta que proyectos de financiación sin recurso de este calibre no suelen disfrutar de grandes créditos, lo cual reafirma la conclusión extraída en el párrafo anterior.

5. Referencias

- [1] Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. (2020). Hoja de ruta del Hidrógeno. Madrid: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.
- [2] Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. (2020). Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050. Madrid: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.
- [3] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking - Hydrogen Roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition. (2019).
- [4] International Energy Agency - Global Hydrogen Review 2021. (2021).
- [5] Gas for Climate – Action plan for implementing REPowerEU. (2022).
- [6] Energies - Design and Costs Analysis of Hydrogen Refueling Stations Based on Different Hydrogen Sources and Plant Configurations. (2022)
- [7] ScienceDirect – Techno-economic assessment of hydrogen refueling station: A case study in Croatia. (2022).

ANALYSIS OF FUTURE HYDROGEN DEMAND SCENARIOS IN SPAIN: ROLE OF HYDROGEN IN THE DECARBONIZATION OF TRANSPORT AND THE INDUSTRIAL SECTOR

Author: Pérez Arévalo, Daniel.

Supervisor: Cossent Arín, Rafael.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas.

ABSTRACT

This project analyzes two scenarios of future hydrogen demand, at global (NZE scenario) and European (FCH scenario) scales, whose purpose is to make clear how the consumption of renewable hydrogen should evolve to meet the 2050 objectives set. An adjustment of the scenarios has been made for Spain, using the energy demand, with respect to the global one and that of the European Union, as a basis for extrapolating its conclusions. After extrapolating its implications and results on a national scale, evolutions of hydrogen demand in Spain are obtained that have turned out to be more demanding than the objectives set by the Government in the Hydrogen Roadmap, especially in the transport sector. The data referring to the current demand also shows a delay directly from the start in the consumption of hydrogen, in comparison to both scenarios, which has sought to be reversed through the proposal of qualitative alternative growth scenarios and the identification of those fields of action linked to the energy that have been shown to be more influential in the generation of renewable energy through the linear regression method of ordinary least squares. Finally, a brief business model has been developed to illustrate one of the end uses of the hydrogen value chain and encourage the creation of demand, this has focused on the installation of a network of HRSs that has, in its high speed of refueling, its main value proposition, and an investment model to study its profitability by making sensitivities regarding the sale price of the fuel, the degree of subsidy granted, the financial leverage of the project and the price of the renewable energy supply contract to feed installation.

Keywords: Green hydrogen, Hydrogen refueling station, Hydro-duct, Decarbonization, Low-carbon technologies, Sensitivities, PPA.

1. Introduction

Among the most pursued challenges at the energy level are the reduction of the levels of carbon dioxide emitted annually and the security towards supply and competitiveness. In order to mitigate the polluting problems of fossil fuels, alternatives are used such as electricity from various types of renewable sources, however, inconveniences regarding its storage during periods of low demand affect its subsequent cost and give rise to new difficulties. It is at this point that a key complement appears to provide a solution for both energy storage and the electrification of activities that are difficult to decarbonize: renewable hydrogen.

Renewable hydrogen is an energy vector with zero CO₂ emissions. This particular characteristic places it as the main element in the global energy

transition to transform the way in which the planet produces, transports and consumes energy. This tool comes from renewable sources and is particularly interesting at the national level due to the wealth of our country in this field, especially in solar and wind energy. Therefore, Spain plays a central role in its development.

Last 2021, the European Commission proposed a modification of the 2030 Climate Target Plan in which the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions in the Old Continent is increased by 15%, which denotes a certain optimism when it comes to carrying out the arduous task of turning Europe into the first climate-neutral continent in 2050. This decision was supported by the Government of Spain, which intends to be an important figure in this process and so is detailed in the 'Hoja de Ruta del Hidrógeno', as well as in the 'Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050' (ELP).

Europe contemplates two methods of action with hydrogen as the main element. On the one hand, the 'blue – green' route, that is, the combination of blue hydrogen, coming from natural gas and which includes the storage or reuse of CO₂ after its production, with the green hydrogen that comes from the electrolysis of water using renewable energies for this decomposition. On the other hand, the 'fast green' route focuses on green hydrogen as the main source of energy because blue hydrogen fails to dry up harmful gas emissions. Given the Spanish geographical situation, there are optimal conditions for the production of green hydrogen.

In this context, the project pursues, in the first instance, the analysis of future green hydrogen demand scenarios for 2030 and 2050 in Spain, as well as carrying out a critical evaluation of the implications and hypotheses of each of them.

In addition, renewable hydrogen plays a particularly essential role in the decarbonization of industrial sectors or processes whose electrification seems especially complex. For this reason, the project will also seek to explore the consequences derived from the end uses of the hydrogen value chain that pose a greater challenge in this regard, industry and transport.

2. Methodology

In the first instance, the future hydrogen demand scenarios selected for analysis are presented. Due to the fact that there are countless scenarios related to the development of hydrogen by national governments and private companies, two scenarios prepared by expert organizations in the sector have been used: the International Energy Agency (IEA) and the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Clean Hydrogen JU, since December 2021), the latter being in association with the European Union. It is necessary to clarify that the data projections of both scenarios do not exemplify how hydrogen consumption is going to develop, but rather try to show how, where and at what intensity the demand for renewable hydrogen would have to develop in order to achieve the objectives set.

The *Global Hydrogen Review 2021* focuses on the so-called *Net Zero Emissions* (hereinafter, NZE) scenario and shows projections on a global scale, while *Hydrogen Roadmap Europe* focuses on the European Union. European. Both reports pursue the same long-term objectives, which are those covered in the 2016 Paris Agreement, among which are to prevent the average temperature of the Earth from increasing by more than 1.5°C and to achieve net zero carbon emissions in 2050. The presentation of these scenarios includes figures of demand projections from the reports, together with the main rationales that support such evolution of required data.

To analyze the impact that the demand projections of the scenarios would have on a national scale, the percentages of energy consumption in Spain in the different sectors and industrial activities in comparison to the world and the EU will be taken as a reference, with the aim of extrapolate the data from each of the activities highlighted in the NZE and FCH JU scenarios to adjusted figures for the Spanish territory.

The premise on which this method is based is that developed countries have the potential to develop hydrogen consumption, so that a penetration of the energy vector equal to the country's energy consumption is used. This, added to the hypothesis that the global energy demand of a country is subject to variables such as population growth and, with few exceptions, this does not usually experience large variations from one year to the next, support the decision to use this method of extrapolation of data.

In this case, the extrapolated data will continue to be referenced under the name of the demand scenario from which they come, to subsequently make a comparison with the objectives included by the Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITECO) in the Roadmap of Hydrogen (in the short term 2030) and in the report of the Long-Term Decarbonization Strategy 2050 (ELP 2050). The main objective is to draw conclusions regarding the degree of demand that the Government of Spain has placed in its aspirations to develop low-carbon technologies and the consumption of hydrogen in our country.

In addition, it will seek to detect those fields of action that aim to be more influential in the progress of demand through the use of econometric software. The variables to be introduced in the study will be economic indicators of the electricity market, such as the price of CO₂ emitted per ton or the LCOE of renewable energies, as well as energy production data by type of fuel, both fossil and alternative.

Once the conclusions of the analysis of future hydrogen demand scenarios have been drawn and, as a final step, a product or design will be selected that responds to one of the previously analyzed uses of hydrogen, either in the transport or industry sector (preferably some use related to that activity or sector that has been classified as less developed in the national panorama will be chosen, in order to promote its use). To do this, a business model will be presented that evaluates your business objectives and the ways to achieve them. The chosen structure will be that of the *Business Model Canvas*, which distinguishes between

the following elements: value proposition, market segmentation, distribution and communication channels, customer relationship, income flows, key resources, key activities, strategic partners and structure. of costs.

Finally, an economic feasibility analysis will be attached through an investment model that includes revenues, CapEx, OpEx, debt and interest, taxes and cash flows of the installation to make sensitivities of the hydroelectric plant with respect to its sale price, degree of subsidy, financial leverage and electricity consumption price.

3. Results

Prior to the analysis of scenarios on a national scale, we start from the following table that includes the percentage of general energy demand that Spain contributes to the global data of the European Union and the world in the different sectors that are most prominent in both reports. The IEA database has been used to obtain the proportional quotas of consumption, in the last year.

Segment	%Esp/UE	%Esp/World
Electricity generation	8,22%	0,97%
Transport demand	9,87%	1,13%
Industry demand	7,55%	0,68%
Residential demand	5,23%	0,69%
Total demand	7,49%	0,86%
Present demand H2	6,27%	0,71%

Tabla 6: Relative percentages of energy consumption in Spain. Source: Own elaboration. Data: IEA

Based on these data, the NZE scenario, from a global to national scale, and the FCH scenario, from a European to a Spanish, have been extrapolated. A high level of coincidence has been found between scenarios regarding the results of H₂

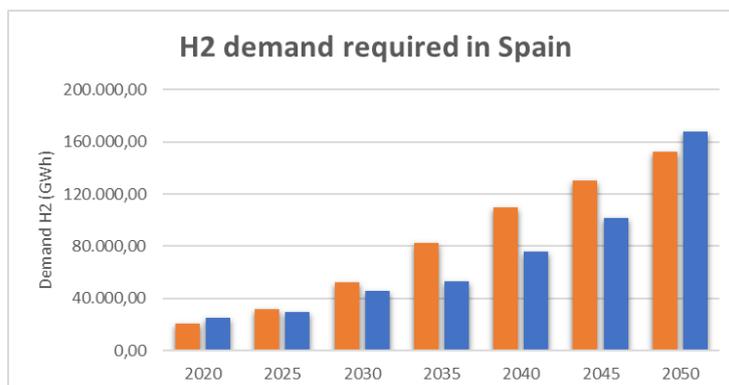


Ilustración 5: Required H₂ demand by scenario. Source: Own elaboration

demand required in Spain in the long term. While in 2050 there is an apparent agreement between scenarios, the time evolution required by the consumption of green H₂ to reach these final objectives differs between them:

Despite reaching very similar conclusions in the long term, the NZE scenario bets on a more aggressive growth in the short term with the aim of guaranteeing the achievement of goals in 2050. On the other hand, the FCH scenario points to a lower initial deployment to guarantee the drawing up of an optimal expansion plan of low-carbon technologies to eventually increase their annual growth to exceed 160,000 GWh of consumption in 2050.

Regarding the sectoral breakdown proposed by both scenarios, the qualitative results obtained are practically identical to those highlighted in the previous graph, with the only notable difference in the transport sector. In this particular case, the two scenarios also coincide in the demand needs in 2030 with figures close to 6,000 GWh.

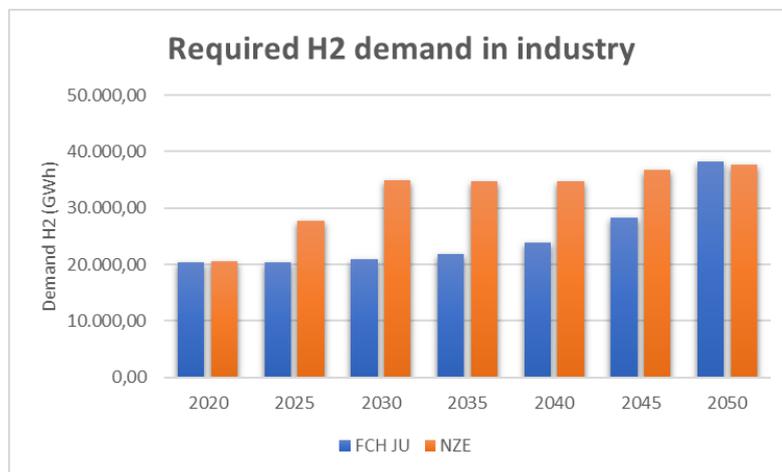


Ilustración 7: Required H₂ demand in industry by scenario. Source: Own elaboration

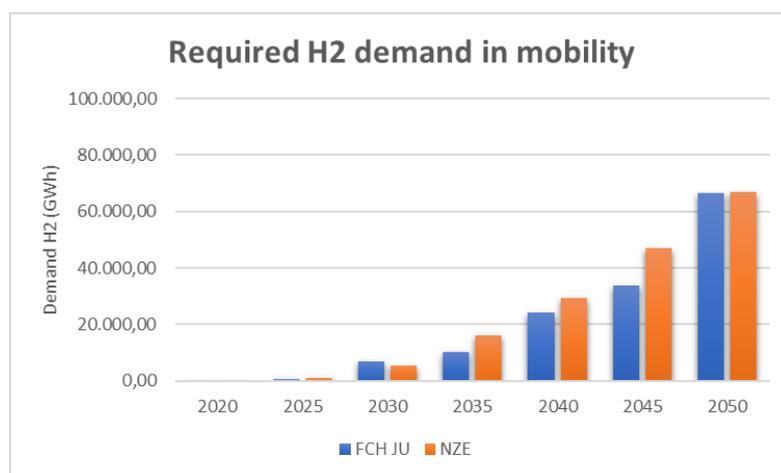


Ilustración 6: Required H₂ demand in mobility by scenario. Source: Own elaboration

In order to prepare the previous figures that represent the sectoral breakdown of the industry and transport in the demand for hydrogen in Spain, modifications have been made with respect to the original classification included in the IEA and Fuel Cells and Hydrogen reports. In both reports, distinctions were made between current uses of hydrogen in industry and new penetrations of the energy vector in the same sector and, on the other hand, they differentiated between the demand for hydrogen for synthetic fuels and the actual use of hydrogen for FCEV fuel cells. In both cases they have been included in the categories 'industry' and 'transport', respectively, to facilitate the comparison of results.

The current data on hydrogen consumption in Spain (around 16,000 GWh per year) indicate an initial delay with respect to the extrapolations of data carried out for 2020. This, added to the fact that the vast majority of this consumption is still gray hydrogen, confirms the unfavorable position from which Spain starts with respect to the objectives required by the two scenarios. In this way, three growth projections have been proposed subject to current economic indices that can serve as a qualitative reference to recover lost ground. These are the cases: the fixed (fixed growth based on current inflation data, 8.3%), the linear (linear growth based on annual GDP growth, 6.4% and that expected for 2050, 1.5%) and the exponential - BAU (exponential growth starting from the 'floor' of growth marked by the BAU scenario of the FCH report, which is based on the progress that hydrogen would have without support from organizations or governments, that is, *business as usual*). All of them lead to hydrogen demand figures for 2050 above the 160,000 GWh mentioned.

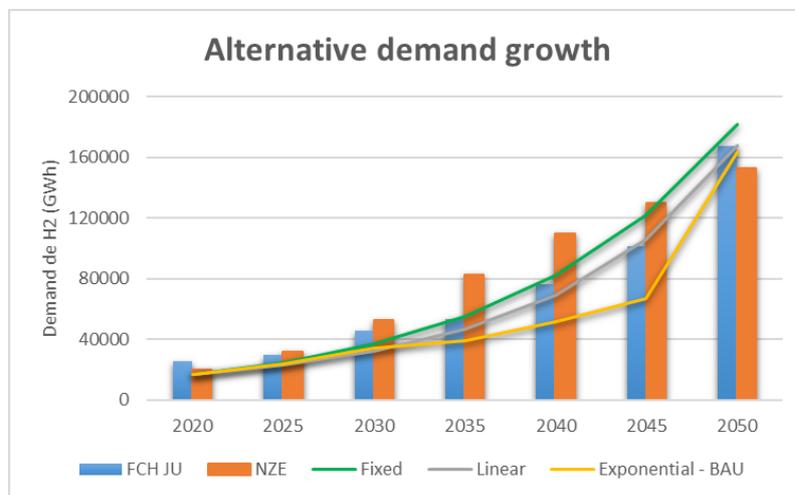


Ilustración 8: Alternative growth scenarios of demand proposed. Source: Own elaboration

Within each of the main sectors, more specific figures have been extracted, such as the deployment of the fleet of FCEV fuel cell vehicles in Spain (where the mode of transport in which renewable hydrogen would have to penetrate at a faster rate would be of the taxi, with quotas in 2050 close to 60% of FCEV vehicles), or others with different approaches such as the investments required for such evolutions in demand, as well as the reduction of O_2 equivalent. From these sections

it has been possible to prepare a comparison with respect to the main objectives highlighted in the Hydrogen Roadmap for 2030, these being the following:

Objective	FCH JU	NZE	Government	Result
FCEVs	418.745	321.406	140.000	X
FCEV buses	1.639	1.258	150-200	X
FCEV commercial vehicles	52.292	40.137	5.000-7.000	X
HRSs	369	283	100-150	X
Investments in green H2 (M€)	8.982	9.475	8.900	O
CO2eq emissions abatement (Mt)	4,45	5,09	4,60	O

Tabla 7: Comparison of goals between scenarios and Roadmap. Source: Own elaboration

The comparison shows the need to expand the objectives of hydrogen consumption in Spain in 2030, especially in the transport sector where all the marks to be achieved are well below those extracted from the scenario analysis. Regarding the 2050 goals, the ELP 2050 report does not include any specific section that determines the numerical contribution of hydrogen to the proposed marks for the 2050 horizon. Despite not having been able to make such a comparison in 2050, the data presented throughout the document can continue to be used as a reference and future comparison of objectives in case existing ones are revised, or new goals are introduced in the future.

In view of the results obtained from the analysis of scenarios and the comparison of objectives, a superficial econometric study has been carried out to determine those fields of action that may be more influential in the future development of hydrogen. For this, the method of ordinary least squares (OLS) has been used with the following independent variables introduced: investments in R&D according to energy activity, price of CO₂ and energy intensity. Due to the lack of renewable hydrogen consumption data, the annual renewable energy production has been chosen as the dependent variable, assuming a close link with the development of hydrogen as these energies are the sources that feed its production.

In this case, the main conclusion obtained from the results is that investments in energy innovation aim not to translate into production results and the variables that are most relevant are the price of CO₂ and energy intensity, the latter with more strength.

Finally, and after showing that the objectives of the Hydrogen Roadmap related to transport are not very demanding, the development of a network of hydrogen stations has been chosen as a business model to highlight its advantages and encourage its expansion throughout the network of Spanish roads.

The most notable part is the value proposition, which includes a refueling speed 15 times faster than recharging a BEV using a *fast charger* compared to the electric variant. Also noteworthy is the inclusion of competition between the key partners, by being able to make use of current service stations to save costs, and the different modes of hydrogen supply for hydrogen generation: *on-site*, via pipelines or via ground distribution in trailers.

Eight different cases have been developed in the sensitivity analysis evaluating the resulting IRR. Case 1.B is attached, where the base scenario is found with parameters of 50% *leverage*, 25% project subsidy, initial sale price of €70 per refueling and green PPA of €40/MWh.

Leverage 50%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	7,2%	9,4%	11,7%	14,2%	18,1%
	10%	7,9%	10,2%	12,8%	15,4%	19,6%
	25%	9,0%	11,7%	14,6%	17,7%	22,4%
	33,33%	9,8%	12,7%	15,9%	19,3%	24,3%

Tabla 8: Sensitivity structure

Sensitivities have been differentiated between two groups, one of them setting the green PPA at a price consistent with the current situation in Spain, the lowest in Europe, and another in which the fixed variable is financial leverage, taking advantage of the maximum granted by banks in the sector. The results obtained in scenario 1 are the following:

Unlevered		Precio Inicial de Venta					Leverage 50%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100			60	70	80	90	100
Subvención	0	5,7%	7,3%	8,8%	10,3%	11,7%	Subvención	0	7,2%	9,4%	11,7%	14,2%	18,1%
	10%	6,3%	8,0%	9,6%	11,2%	12,8%		10%	7,9%	10,2%	12,8%	15,4%	19,6%
	25%	7,3%	9,2%	11,1%	12,9%	14,7%		25%	9,0%	11,7%	14,6%	17,7%	22,4%
	33,33%	8,0%	10,0%	12,1%	14,1%	16,0%		33,33%	9,8%	12,7%	15,9%	19,3%	24,3%
Leverage 33,33%		Precio Inicial de Venta					Leverage 66,66%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100			60	70	80	90	100
Subvención	0	6,6%	8,5%	10,5%	12,5%	14,6%	Subvención	0	7,9%	10,5%	13,3%	18,8%	20,0%
	10%	7,2%	9,3%	11,5%	13,7%	15,8%		10%	8,6%	11,4%	14,5%	18,0%	21,9%
	25%	8,4%	10,7%	13,2%	15,7%	18,2%		25%	9,9%	13,1%	16,7%	20,8%	25,4%
	33,33%	9,1%	11,6%	14,3%	17,1%	19,8%		33,33%	10,7%	14,1%	18,1%	22,7%	27,9%

Tabla 9: Sensitivities in scenario 1. Source: Own elaboration

The results obtained in scenario 2 are the following:

PPA-60		Precio Inicial de Venta					PPA-40		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100			60	70	80	90	100
Subvención	0	2,9%	5,5%	8,3%	11,4%	14,8%	Subvención	0	7,9%	10,5%	13,3%	18,8%	20,0%
	10%	3,6%	6,3%	9,3%	12,6%	16,4%		10%	8,6%	11,4%	14,5%	18,0%	21,9%
	25%	4,6%	7,6%	11,0%	14,9%	19,4%		25%	9,9%	13,1%	16,7%	20,8%	25,4%
	33,33%	5,2%	8,4%	12,1%	16,4%	21,5%		33,33%	10,7%	14,1%	18,1%	22,7%	27,9%
PPA-50		Precio Inicial de Venta					PPA-30		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100			60	70	80	90	100
Subvención	0	5,5%	8,1%	10,9%	14,0%	17,5%	Subvención	0	10,0%	12,7%	15,6%	16,5%	22,3%
	10%	6,2%	9,0%	12,0%	15,4%	19,2%		10%	10,8%	13,7%	16,9%	20,4%	24,4%
	25%	7,3%	10,4%	13,9%	17,9%	22,5%		25%	12,3%	15,5%	19,3%	23,5%	28,1%
	33,33%	8,0%	11,4%	15,2%	19,7%	24,8%		33,33%	13,2%	16,8%	20,9%	25,7%	30,8%

Tabla 10: Sensitivities in scenario 2. Source: Own elaboration

The sensitivity analyzes highlight a certain degree of subsidy as a crucial aspect that helps the industrialization of these facilities by obtaining more attractive returns on investment. It also turns out to be key to have a high degree of financial leverage that does not force prices to be inflated in order to obtain profitability. Finally, the green PPA of Spain is the lowest in Europe, which makes the *on-site* applied to the model particularly interesting for future investments in our country.

4. Conclusions

The main conclusion that can be drawn from the results presented is the fact that most of the objectives set by the Government of Spain in the Roadmap related to the consumption of renewable hydrogen are not demanding enough if it is intended to make progress that guarantees the achievement of the objectives to which Spain has committed itself.

The fact that the extrapolation of scenarios on a national scale has led to results that are very similar to each other suggests, on the one hand, the validity of these as a reference to have and, on the other hand, also evidences the need to make greater efforts to promote technologies low carbon and hydrogen consumption in our country.

Particularly low are the short-term marks related to transportation. However, recent words by Javier Brey, president of the Spanish Hydrogen Association, showed the intention to modify the objectives and increase them to figures close to 300,000 FCEVs registered in 2030 (a mark that would agree with the data extrapolated from the scenarios). The results obtained in the sector present modes of transport that cover long daily distances (> 400-500km) as the main market niche for FCEV vehicles (especially taxi fleets), therefore, this area of action stands out. on which to pour investments that complement the MOVES I and II Plan.

In addition, it is recalled that the Hydrogen Roadmap stipulates that it must be reviewed every three years, which invites optimism regarding a possible alignment of Spain with the NZE and FCH scenarios that points to the national

success of this technology. As prolific as the production of green hydrogen in our country seems to be, the current high transport costs and the lack of development of a hydrogen distribution network make it difficult to export it in the short term, so that all this production must be matched with a demand for energy that is in time to be promoted correctly.

Among the fields of action where the Government has to influence particularly, are the normalized costs and the production of renewable energies (especially solar), in addition to, obviously, the different activities necessary to optimize the value chain, see the performance of the electrolyzers or the creation of networks of hydro-ducts and HRSs that promote lower prices (LCOH) thanks to economies of scale.

Finally, in reference to the hydrogen refueling stations, a promising business opportunity is presented, in which its refueling speed value proposition stands out, which could have figures of potential clients close to five million in 2050 and which hardly has with operating companies in our country, due to the absence of public hydrogen stations.

The conclusions obtained from the sensitivity analysis are that it is possible to design profitable projects of this type without the need for subsidies by means of a substantial increase in the sale price of the fuel. However, this would be counterproductive for the objectives of creating demand since, given the prices of FCEV vehicles, competitive refueling prices are needed to encourage demand and the industrialization of the activity. In this way, it is found in the combination of subsidies and affordable prices for renewable electricity consumption, taking advantage of the advantageous situation that Spain has, the most feasible way to obtain returns in this type of projects that exceed two digits.

From the sensitivities it is also obtained that the degree of leverage can act as a counterweight, in the event that public funds are not provided. Reality, on the other hand, dictates that non-recourse financing projects of this caliber do not usually enjoy large credits, which reaffirms the conclusion drawn in the previous paragraph.

5. References

- [1] Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. (2020). Hoja de ruta del Hidrógeno. Madrid: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.
- [2] Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. (2020). Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050. Madrid: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.
- [3] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking - Hydrogen Roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition. (2019).
- [4] International Energy Agency - Global Hydrogen Review 2021. (2021).
- [5] Gas for Climate – Action plan for implementing REPowerEU. (2022).

[6] Energies - Design and Costs Analysis of Hydrogen Refueling Stations Based on Different Hydrogen Sources and Plant Configurations. (2022)

[7] ScienceDirect – Techno-economic assessment of hydrogen refueling station: A case study in Croatia. (2022).

Índice de la memoria

Capítulo 1.	INTRODUCCIÓN	9
1.1.	ESTADO DE LA CUESTIÓN	9
1.2.	MOTIVACIÓN	10
1.3.	OBJETIVOS DEL PROYECTO	11
1.4.	RECURSOS A EMPLEAR	12
Capítulo 2.	DEMANDA DE HIDRÓGENO RENOVABLE 2030 Y 2050.....	13
2.1.	PRINCIPALES ESCENARIOS DE DEMANDA	13
2.2.	NET ZERO EMISSIONS	14
2.2.1.	Visión general de demanda NZE.....	16
2.2.2.	Industria	18
2.2.3.	Transporte.....	19
2.2.4.	Políticas en áreas clave para el despliegue de H ₂ en el NZE.....	23
2.3.	FCH JU (+ REPowerEU)	24
2.3.1.	Industria	28
2.3.2.	Transporte	30
2.3.3.	Milestones – Objetivos de progreso a corto y medio plazo FCH JU	35
2.3.4.	Regulación FCH JU.....	35
2.3.5.	REPowerEU	36
2.4.	COMPARATIVA DE IMPLICACIONES ENTRE ESCENARIOS	37
Capítulo 3.	AJUSTE DE ESCENARIOS Y COMPARATIVA A ESCALA NACIONAL	39
3.1.	ESCENARIOS NZE Y FCH JU EN ESPAÑA.....	39
3.1.1.	Industria	46

3.1.2. Transporte.....	48
3.1.3. Otros aspectos.....	54
3.2. ALINEACIÓN CON LA HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO.....	57
3.2.1. Objetivos 2030.....	57
3.2.2. Objetivos 2050.....	60
3.2.3. Conclusiones.....	61
Capítulo 4. PERSPECTIVA DE FUTURO Y CAMPOS DE ACCIÓN.....	63
4.1. PERSPECTIVA DE FUTURO	63
4.2.1. Inversiones I+D	65
4.2.3. Mercado eléctrico	65
4.3. SIMULACIÓN DEL MODELO DE REGRESIÓN	66
4.3.1. Modelo: Producción de energía renovable	66
4.3.3. Conclusiones.....	66
Capítulo 5. MODELO DE NEGOCIO: HIDROGENERAS	69
5.1. BUSINESS MODEL CANVAS.....	69
5.1.1. Propuesta de valor	69
5.1.2. Segmentación de mercado	70
5.1.3. Canal.....	71
5.1.4. Relación con el cliente.....	71
5.1.5. Fuentes de ingresos.....	72
5.1.6. Actividades clave.....	72
5.1.7. Recursos clave	74
5.1.8. Socios clave	75
5.1.9. Estructura de costes	75
5.1.10. Plantilla Resumen.....	76

5.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA	77
5.2.1. Modelo de inversión y análisis de sensibilidades	77
5.2.2. Conclusiones.....	82
Anexo A. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	83

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Demanda global de H2 requerida según escenario. Fuente: Elaboración propia.....	11
Ilustración 2: Demanda de H2 requerida en la industria según escenario. Fuente: Elaboración propia.....	11
Ilustración 3: Demanda de H2 requerida en el transporte según escenario. Fuente: Elaboración propia.....	12
Ilustración 4: Crecimiento alternativos de demanda propuestos. Fuente: Elaboración propia.....	13
Ilustración 5: Required H2 demand by scenario. Source: Own elaboration	21
Ilustración 6: Required H2 demand in mobility by scenario. Source: Own elaboration	22
Ilustración 7: Required H2 demand in industry by scenario. Source: Own elaboration	22
Ilustración 8: Alternative growth scenarios of demand proposed. Source: Own elaboration	23
Ilustración 9: Mix energético NZE según fuente. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).....	14
Ilustración 10: Proyección NZE de consumo de energía según fuente. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).....	15
Ilustración 11: Desglose sectorial NZE de demanda H2 requerida. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).	17
Ilustración 12: Comparativa de proyecto confirmados y requeridos NZE. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).	18
Ilustración 13: Estado actual de las tecnologías bajas en carbono según modo de transporte. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).....	19
Ilustración 14: Curvas NZE de abatimiento de CO2 según modo de transporte. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).....	20
Ilustración 15: Penetración NZE de FCEVs en el parque de vehículos ligeros. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).....	21
Ilustración 16: Modo de vehículo más rentable según su kilometraje diario. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).	22

Ilustración 17: Penetración NZE de combustibles según modo de transporte. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).....	23
Ilustración 18: Precio del pool eléctrico 2022. Fuente: OMIE.....	25
Ilustración 19: Proyección FCH global de demanda de H2. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	26
Ilustración 20: Demanda FCH de H2 requerida en el sector residencial. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	28
Ilustración 21: Demanda FCH de H2 requerida en el sector industrial. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	30
Ilustración 22: Hidrogeneras e inversiones requeridas según FCH. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	31
Ilustración 23: Hidrogeneras instaladas y planeadas para 2025 en Europa. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	32
Ilustración 24: Ventaja competitiva y configuración de las hidrogeneras. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	33
Ilustración 25: Ventas de FCEVs requeridas por el escenario FCH. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	33
Ilustración 26: Evolución FCH requerida del parque de vehículos. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	34
Ilustración 27: Aceptabilidad de hidrógeno en el mercado del transporte según vehículo. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	34
Ilustración 28: Milestones temporales propuestas por escenario FCH. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).....	35
Ilustración 29: Sustitución del gas ruso según fuente de energía. Fuente: Action plan for implementing REPowerEU (2022).	36
Ilustración 30: Demanda FCH global de H2 requerida en España. Fuente: Elaboración propia.....	40
Ilustración 31: Demanda NZE global de H2 requerida en España. Fuente: Elaboración propia.....	41
Ilustración 32:Comparativa escenarios y demanda BAU. Fuente: Elaboración propia .	42

Ilustración 33: Crecimientos cualitativos alternativos de demanda propuestos. Fuente: Elaboración propia.....	45
Ilustración 34: Demanda NZE de H2 requerida en la industria de España. Fuente: Elaboración propia.....	47
Ilustración 35: Demanda FCH de H2 requerida en la industria de España. Fuente: Elaboración propia.....	48
Ilustración 36: Demanda NZE de H2 requerida en el transporte de España. Fuente: Elaboración propia.....	49
Ilustración 37: Demanda FCH de H2 requerida en el transporte de España. Fuente: Elaboración propia.....	49
Ilustración 38: Parque NZE de vehículos FCEV requerido en España. Fuente: Elaboración propia.....	50
Ilustración 39: Parque FCH de vehículos FCEV requerido en España. Fuente: Elaboración propia.....	51
Ilustración 40: Hidrogeneras requeridas en España según escenario. Fuente: Elaboración propia.....	54
Ilustración 41: Abatimiento de emisiones requerido por cada escenario. Fuente: Elaboración propia.....	55
Ilustración 42: Inversiones requeridas por década según escenario. Fuente: Elaboración propia.....	56
Ilustración 43: Potencial de electrolizadores planeado según país europeo. Fuente: EES: Europe Restart 2021: Focus on Green Hydrogen (2021)	59
Ilustración 44: Simulación modelo MCO.....	66
Ilustración 45: Inversión anual de I+D según actividad energética en España. Fuente: IEA	67
Ilustración 46: Diagrama de funcionamiento de una hidrogenera. Fuente: CNH2	73
Ilustración 47: Plantilla Resumen Business Model. Fuente: Elaboración propia.....	76

Índice de tablas

Tabla 1: Porcentajes relativos de consumo de energía en España. Fuente: Elaboración propia. Data: IEA.....	10
Tabla 2: Comparativa de objetivos entre escenarios y Hoja de Ruta. Fuente: Elaboración propia.....	13
Tabla 3: Tabla referencia de sensibilidades.....	14
Tabla 4: Resultados sensibilidad 1. Fuente: Elaboración propia.....	15
Tabla 5: Resultados sensibilidad 2. Fuente: Elaboración propia.....	15
Tabla 6: Relative percentages of energy consumption in Spain. Source: Own elaboration. Data: IEA.....	21
Tabla 7: Comparison of goals between scenarios and Roadmap. Source: Own elaboration	24
Tabla 8: Sensitivity structure.....	25
Tabla 9: Sensitivities in scenario 1. Source: Own elaboration	25
Tabla 10: Sensitivities in scenario 2. Source: Own elaboration	26
Tabla 11: Datos globales y porcentajes relativos de consumo de energía. Data: IEA ...	39
Tabla 12: Crecimientos de escenario BAU según lustro. Fuente: Elaboración propia ..	45
Tabla 13: Parque de vehículos y ventas FCEV escenario FCH. Fuente: FCH JU (2019)	52
Tabla 14: Parque de vehículos y ventas FCEV escenario NZE. Fuente: IEA (2021)	52
Tabla 15: Comparativa objetivo 1. Fuente: Elaboración propia.....	57
Tabla 16: Comparativa objetivo 2. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 17: Comparativa objetivo 3. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 18: Comparativa objetivo 4. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 19: Comparativa objetivo 5. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 20: Comparativa objetivo 6. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 21: Potenciales clientes de hidrogenas. Fuente: Elaboración propia.....	71
Tabla 22: Overview modelo de inversión HRS.....	79
Tabla 23: Sensibilidades caso 1.A.....	80
Tabla 24: Sensibilidades caso 1.B (caso base)	80

Tabla 25: Sensibilidades caso 1.C	80
Tabla 26: Sensibilidades caso 1.D	80
Tabla 27: Sensibilidades caso 2.A	81
Tabla 28: Sensibilidades caso 2.B	81
Tabla 29: Sensibilidades caso 2.C	81
Tabla 30: Sensibilidades caso 2.D	81

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Respecto a los estudios realizados con anterioridad sobre la demanda futura de hidrógeno renovable, existen multitud de predicciones que atienden a escenarios alternativos según hipótesis sobre el desarrollo de las tecnologías necesarias para su aplicación, la regulación por parte de los gobiernos o la evolución de los precios de producción de energía renovable o de otros combustibles sustituyentes como el carbón o el gas natural. La falta de un análisis crítico que busque apoyos, conexiones y certezas, deriva en que aún no haya un camino claro y determinado sobre la evolución de la demanda de hidrógeno verde nacional; entre esos escenarios, se encuentran como referencias principales en España tanto la Hoja de Ruta sobre el Hidrógeno y la ELP, documentos elaborados por el Gobierno, como informes pertenecientes a energéticas como BP.

También existen distintos estudios a nivel europeo, como los aportados por Agora Energiewende o la IEA (International Energy Agency), en los que se incluyen futuros aportes de otros países en este aspecto y que pueden servir de referencia y comparación con la situación de España. Ellos tienen principalmente en común con las referencias españolas el llamado escenario *Net Zero*, que apunta hacia un horizonte climáticamente neutro en 2050 para los países de Europa y en el que se expone la evolución que ha de tomar cada nación para llegar a ese objetivo común, aunque la velocidad de transición reflejada en los informes pueda variar según el estudio, el sector y el país. Sin embargo, también existen diferencias, especialmente en los documentos publicados por el grupo de expertos alemán; y es que Agora apunta hacia proyecciones de demanda en la industria española mucho más escasas en comparación con otros países como Alemania o Países Bajos, lo que se explica por la estimación de un mayor desarrollo de la vía *blue – green* en Europa; dando más protagonismo a países nórdicos en detrimento del liderazgo de España que se refleja desde los informes del gobierno.

Por otra parte, los requerimientos y cambios que el rol del hidrógeno renovable conllevaría en el futuro sí presentan una forma más definida y ya se han realizado avances relacionados con los usos finales de la cadena de valor del hidrógeno, aunque su velocidad de implantación quede sujeta al grado en el que las ventajas competitivas del hidrógeno para cada aplicación se superpongan a los más asequibles costes de su competencia como vector energético. Algunos estudios en fase experimental, especialmente en aplicaciones industriales, como la viabilidad de su integración en la red gasista o sus sistemas de almacenaje mientras que otros ya más desarrollados como la construcción de hidrogeneras (actualmente España cuenta con seis de ellas) o los diseños en los distintos modos de transporte donde destacan, sobre el transporte aéreo (*Airbus ZEROe*) o marítimo (*Viking Energy, Energy Observer*), el transporte de mercancías y de viajeros, donde son varios los vehículos ya en circulación y cuya expansión nacional se presume más inmediata y digna de un estudio más detallado.

1.2. MOTIVACIÓN

El desarrollo de este trabajo responde a diferentes aspectos de carácter social por su impacto medioambiental, de valor práctico dada su aplicabilidad real a corto plazo, y también de motivación a nivel personal que hacen del hidrógeno renovable un elemento de estudio de gran interés.

En primer lugar, la concienciación personal con el medioambiente y los estudios de ingeniería hacen que proyectos relacionados con energías renovables resulten particularmente interesantes. Es sabido que, actualmente, tanto los gobiernos como la gran mayoría de las grandes empresas, sino todas, incluyen entre sus objetivos la evolución de su actividad hacia vías más sostenibles. Por tanto, además de ser un interés personal, el campo de la sostenibilidad pasa a ser una necesidad futura en el mundo profesional. En favor del hidrógeno verde respecto a otras formas de energía limpia se encuentra la creación de la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno en Comillas, hace menos de un año atrás, la cual promueve la realización de trabajos de este carácter afines a la cátedra.

De igual manera, el hecho de que España se halle en una posición inicial muy favorable para desarrollar la tecnología necesaria en un proyecto de magnitudes globales supone también una motivación adicional para llevar a cabo este trabajo. Desde mayo de 2021, las noticias sobre el constante aumento del precio de la electricidad no han cesado y cada mes el coste por megavatio – hora ha ido alcanzando nuevos máximos históricos en nuestro país. Entre otras razones, el alto grado de dependencia energética en España (en torno al 75%) reduce en gran parte el poder de actuación para revertir un problema de estas características, por lo que la posibilidad de aprender sobre el hidrógeno renovable, que podría independizar energéticamente a España e incluso convertirla en exportadora dada la capacidad de almacenamiento que ofrece el hidrógeno, se presenta realmente atrayente.

Es por esto último, precisamente, por lo que un análisis de demanda adquiere especial importancia respecto a otro tipo de enfoques. Dada la temprana fase de desarrollo en la que aún se encuentra el hidrógeno renovable, si España pretende apuntar a la independencia energética gracias al hidrógeno, todas las decisiones y métodos de actuación que se han de tomar deben estar basados en un eficaz y detallado análisis de demanda que permita contextualizar la situación que se viene y determinar si los datos sirven para expandir operaciones comerciales a una mayor o menor velocidad.

Continuando con el mismo problema de dependencia energética, España importa la gran mayoría de gas natural de Argelia, sin embargo, gran parte de Europa (España en menor medida, 10%) depende enormemente de las reservas rusas. La reciente invasión de Rusia a Ucrania ha disparado los precios de gas, dejando a Europa en una situación delicada en la que la reducción de importaciones rusas pasa por acelerar el despliegue de las renovables, el aumento de la eficiencia energética y el análisis sobre nuevos proveedores; todas ellas de difícil implantación inmediata. Por lo tanto, el rol del hidrógeno verde en la transición energética juega también un papel indirectamente

relevante en otros campos como este conflicto armado concreto, lo que da lugar a otro motivo en favor de la consecución de un trabajo relacionado con este tema.

Finalmente, y una vez explorado en profundidad el tema, la gran cantidad de información, proyectos diferentes en curso y profesionales de diferentes sectores involucrados en las distintas fases que abarca la cadena de valor del hidrógeno renovable suponen una gran motivación que hace de este trabajo un reto personal.

1.3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

- Analizar los escenarios futuros de demanda de hidrógeno: investigar el proceso de transición desde la producción nacional de hidrógeno renovable en el momento presente hasta la situación futura de este, tanto en 2030 como en 2050. Se persigue analizar tanto la planificación como la regulación que han de permitir el desarrollo de esta tecnología con el fin de evaluar su impacto futuro en base a la demanda que los distintos usos finales de la cadena de valor puedan requerir, es decir, llevar a cabo una evaluación crítica de las implicaciones e hipótesis de los diferentes escenarios contemplados hasta el momento.
- Explorar las consecuencias del desarrollo del hidrógeno en el sector industrial y el transporte: una vez determinados el contexto y las situaciones futuras respecto a la demanda de hidrógeno renovable en España, se pretende examinar los efectos que tendrían en aplicaciones industriales y soluciones de movilidad. Respecto al sector industrial, se espera concluir los cambios paulatinos que requeriría el proceso de descarbonización en relación a la producción de emisiones contaminantes o los cambios en infraestructuras para su aplicación (almacenamiento, inserción en redes...) mientras que, respecto al transporte, se procura identificar la inclusión en el sector de nuevos elementos como pueden ser los combustibles sintéticos de cero emisiones netas o las estaciones de repostaje de hidrógeno o hidrogeneras.
- Propuesta de un modelo de negocio asociado a la economía del hidrógeno: siguiendo la línea del segundo objetivo, se generará una propuesta de modelo de negocio basada en uno de los dos roles descritos del hidrógeno renovable, ya sea en la descarbonización del transporte o bien del sector industrial. La idea será acompañar todos los cambios mencionados previamente con un plan que abarque desde la producción necesaria de hidrógeno para ese uso concreto, pasando por su almacenamiento y transporte, y concluyendo con el análisis económico también de su utilización final. La finalidad de esta herramienta será la de conocer con claridad un tipo de negocio que este vector energético va a crear y se va a introducir en el mercado, qué recursos requiere, cómo se va a vender y a quién va a dirigido; todo ello acorde con la evolución de demanda de hidrógeno analizada entre el momento presente y el mercado año 2050.

1.4. RECURSOS A EMPLEAR

Las herramientas a utilizar para implantar las técnicas reseñadas en el apartado anterior incluyen aplicaciones informáticas que permitan llevar a cabo el análisis de escenarios, en especial la función complementaria *Solver* de Microsoft Excel y el programa econométrico *Gretl*.

En cuanto a la información a contrastar una vez realizado este primer enfoque, se utilizarán guías de actuación de empresas y organismos de alcance global y europeo, pero será la Hoja de Ruta del Hidrógeno la que servirá de referencia principal al ser el documento oficial que marca el camino a seguir por España.

Respecto al modelo de negocio a incluir en el proyecto, se tomarán las pautas del *Business Model Canvas* que permitirán situar el contexto del producto a introducir en el mercado para, posteriormente, desarrollar un análisis de viabilidad económica basado en la obtención de la tasa interna de retorno del proyecto y su comparación con el coste de capital. Se especificarán los OpEx, CapEx, fuentes de ingresos y la deuda y pago de impuestos antes de sacar los flujos de caja para el análisis de viabilidad y las sensibilidades.

Capítulo 2. DEMANDA DE HIDRÓGENO RENOVABLE 2030 Y 2050

2.1. PRINCIPALES ESCENARIOS DE DEMANDA

El ya mencionado objetivo de convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro ha servido de catalizador para numerosos proyectos, tanto de hidrógeno como de otras formas de energía más limpias, así como también ha promovido la entrada en el área de empresas privadas que pretenden hacerse un hueco en este mercado y también la vinculación de multitud de gobiernos que apuntan, además de a cumplir con los retos acordados, a tomar ventaja respecto al resto de países.

El resultado final, como es lógico, es la elaboración de infinidad de informes distintos con sus propios estudios, pronósticos y conclusiones sobre las que planificar los futuros trabajos en los distintos sectores de aplicación.

Referente al hidrógeno renovable, existen multitud de análisis de demanda que pueden coincidir en ocasiones, o bien producir cierta confusión debido a la disparidad presente entre los diferentes escenarios que se muestran. Es por esto, por lo que se analizarán aquellos escenarios más extendidos a nivel europeo y global propuestos por organizaciones especializadas en el sector y con capacidad de influencia en las decisiones a tomar, como hizo la IEA con sus propuestas en la Cumbre del Clima de 2021 y como tiene la, ahora, Clean Hydrogen JU al formar una asociación con organismos de la Unión Europea.

Los escenarios principales son los siguientes: Net Zero Scenario y el FCH JU (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) adjuntando alguna actualización referente al hidrógeno que la Comisión Europea ha incluido en el nuevo informe REPowerEU. Además de un estudio de sus implicaciones, se adjuntará una extrapolación de estas a escala nacional, así como un análisis crítico respecto a su concordancia con las líneas de acción que pretende seguir el Gobierno de España en la Hoja de Ruta del Hidrógeno y la ELP 2050.

2.2. NET ZERO EMISSIONS

El escenario Net Zero Emissions (NZE) tiene como misión principal la consecución de los objetivos fijados en el Acuerdo de París de finales de 2015 donde, en la faceta energética, los países que firman se comprometen a evitar para 2050 que la temperatura media aumente más 1.5°C y, además, se logren las cero emisiones de carbono netas.

Esto hace que el escenario, de alcance mundial, no desarrolle única y exclusivamente el hidrógeno renovable, sino que contemple la más eficiente forma de alcanzar estas metas que incluye al hidrógeno como una parte muy importante dentro de un puzzle en el que encajan también otras vías de energía limpia. Para alcanzar las cero emisiones netas en 2050 se requiere de la potenciación de un extenso abanico de tecnologías que logren transformar el sistema energético actual; siendo la eficiencia energética, la electrificación, las renovables y el hidrógeno, los pilares clave de este proceso.

Sin embargo, el informe de finales de 2021 de la IEA (International Energy Agency) recoge las implicaciones relacionadas con el uso de hidrógeno renovable asociado al desarrollo del NZE Scenario, y será la base del análisis de este primer escenario.

Tal y como se aprecia en la siguiente figura, la importancia del hidrógeno en este escenario queda reflejada en su incremento de consumo de energía total. Y es que si mundialmente, tanto el uso directo de hidrógeno como su rol en sistemas que lo utilizan como combustible, solamente representa en torno al 0.1%; se espera una notable escalada hasta el 2% de consumo total en 2030 y en torno al 10% para 2050.

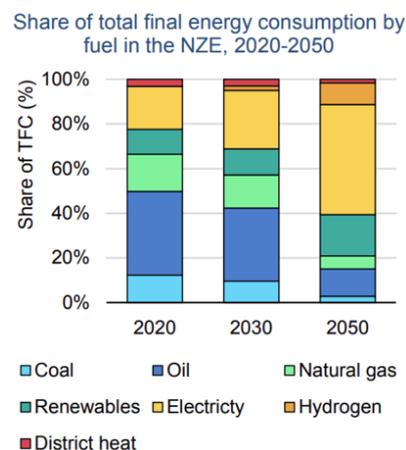


Ilustración 9: Mix energético NZE según fuente.
Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021)

Esta prometedora estimación sobre el aumento de demanda se traduciría en un aumento significativo de los proyectos que giran en torno al hidrógeno como forma principal de energía, sin embargo, un aumento tan notable de demanda no sería por sí solo suficiente para alcanzar los objetivos a los que apunta este Net Zero Emissions Scenario ya que actualmente la gran mayoría del hidrógeno que se emplea proviene de combustibles fósiles que liberan enormes cantidades de CO₂ (más exagerado aún es el caso España, donde de las 500 kilotoneladas de consumo anuales, el 99% se corresponden con hidrógeno gris). Por tanto, la descarbonización requiere impulsar variantes limpias del hidrógeno gris como pueden ser las denominadas “tecnologías bajas en carbono” que comprenden desde alternativas complemente verdes como la electrólisis hasta otras que reducen las emisiones sin erradicarlas plenamente como las denominadas CCUS (carbon capture use and storage) que siguen utilizando combustibles fósiles, pero con la novedad de que el CO₂ resultante se almacena de forma permanente en el subsuelo.

Con esta premisa, el escenario NZE sitúa la evolución de estas dos tecnologías, así como la de las actuales fuentes de producción de hidrógeno de la siguiente manera:

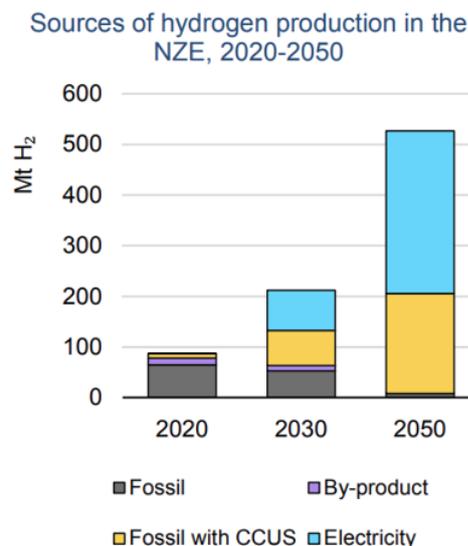


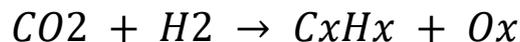
Ilustración 10: Proyección NZE de consumo de energía según fuente.
Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).

Tal y como se aprecia en el gráfico previo, se contempla la reducción de los combustibles fósiles en la producción de hidrógeno hasta niveles prácticamente residuales en 2050, a la vez que se potencian las mencionadas “low-carbon technologies”. Además, la estimación muestra que pese a no ser completamente pura, la tecnología CCUS espera acaparar también una parte notable de la distribución de su producción. Esto se entiende especialmente debido a que ciertas actividades concentradas en el sector industrial como

el petróleo, el gas, el cemento o el acero presentan grandes dificultades para abatir el dióxido de carbono que generan en sus procesos y que sin la tecnología CCUS se estima en el NZE no se podrían alcanzar los objetivos a largo plazo.

Como se verá más tarde, el caso particular de España apuesta más por la implementación de las tecnologías puramente neutras debido a las condiciones que climatológicas que presenta el país, sin embargo, también existen proyectos que apuestan por la opción CCUS como la utilización de la refinería de Petronor en Bilbao para la captura de carbono y su posterior utilización junto con el hidrógeno proveniente de electrólisis para elaborar combustibles sintéticos de cero emisiones netas o *e-fuels* como los siguientes: aditivos para gasolina, aditivos para diésel y aditivos para GLP, respectivamente.

La ecuación 1 representa la reacción química base que tiene lugar para fabricar estos combustibles sintéticos. Según el hidrocarburo resultante que se busque obtener, el ajuste será distinto, pero manteniendo siempre el dióxido de carbono almacenado por CCUS y el hidrógeno obtenido por electrólisis como reactivos.



Ecuación 1: Reacción genérica de obtención de combustibles sintéticos

Precisamente estos combustibles sintéticos, recoge la Agencia Internacional de la Energía, son la clave para combatir la huella de carbono en los sectores del transporte y la industria que, como se explica al inicio del documento, aúnan la gran mayoría del carbono emitido a la atmósfera. Pero, en qué medida y en qué volumen se prevé que afecte el hidrógeno renovable a estos dos campos son las preguntas que el informe de la IEA trata de resolver mediante el desglose sectorial de la demanda a escala mundial.

2.2.1. Visión general de demanda NZE

La demanda de hidrógeno global ha ido creciendo con los años, aunque actualmente, prácticamente solo se le da uso en refinerías y en la industria química para la obtención de amoníaco y metanol. Es una realidad que la adopción de hidrógeno para nuevas aplicaciones, y solo se ha experimentado una ligera expansión en este ámbito mediante la adopción de las baterías FCEV (ya en fase de comercialización) en el transporte y los proyectos en fase piloto de inyección en redes de gas y su uso para generación eléctrica.

En favor de la optimista estimación del escenario NZE, juega la creciente involucración por parte de distintos gobiernos que han mostrado públicamente su

fuerte compromiso para potenciar estas tecnologías mediante la inclusión de objetivos a corto y largo plazo en sus programas de gobierno; véanse la Hoja de Ruta del Hidrógeno y la Estrategia a Largo Plazo 2050, en España.

Este escenario contempla que el hidrógeno renovable sea introducido paulatinamente, tanto como materia prima directa como reactivo para combustibles sintéticos, en sectores industriales concretos en los que se ha estudiado su cabida y determinado la forma en que se deberían introducir. A destacar estarían junto al refinio, la industria, el transporte, el uso en construcciones residenciales y en generación eléctrica.

De entre estas actividades, aquellas que habrían de acaparar un mayor volumen serían el transporte y la industria, tal y como se puede apreciar en la siguiente figura.

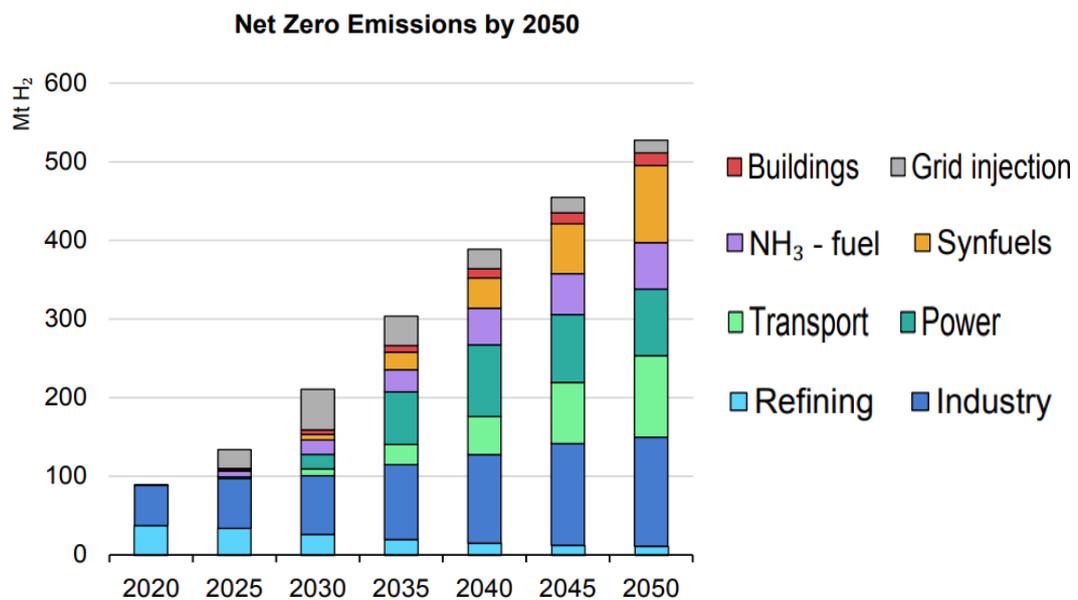


Ilustración 11: Desglose sectorial NZE de demanda H₂ requerida. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).

Con esta proyección, el NZE prevé lograr para 2050 que el hidrógeno renovable alcance una cuota de consumo de energía equivalente al 10% del total mundial. Para ello se han de potenciar todas las actividades que aparecen en el gráfico, donde prácticamente todas salvo la industria no cuentan con apenas representación de demanda actualmente. Cabe destacar también la disminución del total de consumo empleado en el refinio, y es que en este escenario se valora esta caída progresiva debido al hecho que varios productos limpios sustitutivos del petróleo y sus derivados harían cada vez más innecesario el refinar petróleo.

Como principal conclusión que se puede obtener del Net Zero se encuentra el enorme crecimiento de la demanda de hidrógeno a nivel mundial, la cual se multiplica prácticamente por seis desde el inicio de la presente década hasta llegar a valores que rondan las 530 Mt de H₂, donde el 50% se corresponden con la industria y el transporte. Por esto último se le dedica en el informe de la IEA un apartado más extenso al futuro desarrollo a seguir por estas dos actividades.

2.2.2. Industria

Al sector industrial se le atribuyen, a día de hoy, en torno al 26% de las emisiones de CO₂ mundiales. De entre toda esta energía contaminante utilizada, un 6% se destina a la producción de hidrógeno prácticamente en su totalidad para fines relacionados con el amoníaco y el metanol.

En el contexto de la transición a energía limpia, el escenario NZE requiere de un cambio significativo en favor de las mencionadas tecnologías bajas en carbono como la CCUS y los procesos de descomposición del agua en electrolizadores alimentados por fuentes renovables. Pese a ser cierto que se experimentó un aumento del 20% en el uso de tecnologías bajas en carbono de 2019 a 2020, su cuota de uso final no llegaba ni al 1% del total (~0.6%).

Para satisfacer los objetivos, el Net Zero Emissions Scenario espera que dentro del sector industrial el aporte de hidrógeno total aumente en un 44% (pasando del actual 6% a valores próximos al 9%) para 2030 y mantenga esa progresión. Sin embargo, también se menciona que tras evaluar la presente cartera de proyectos en curso, tan solo habría potencial para cubrir apenas una quinta parte de esa demanda. Por tanto, queda bastante claro que para cumplir las previsiones han de salir adelante muchos más proyectos acompañados de fuertes inversiones de manera inmediata. La siguiente ilustración así lo refleja.

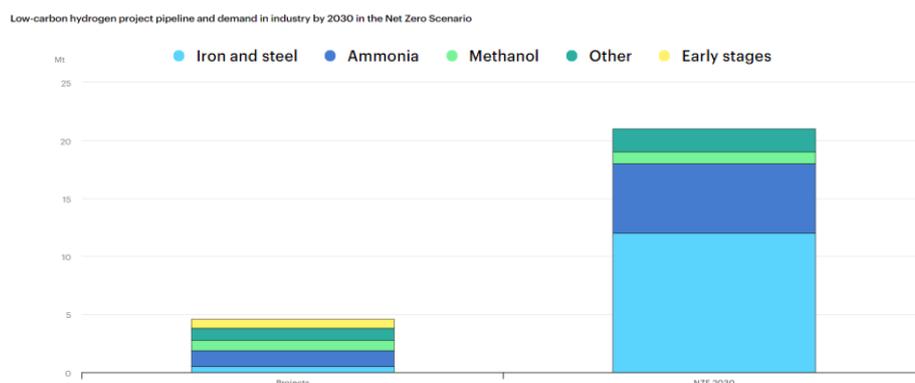


Ilustración 12: Comparativa de proyecto confirmados y requeridos NZE. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).

Entre los proyectos que reflejan los datos presentados en la Ilustración 12, se pueden encontrar recogidos 3 proyectos españoles entre los que destaca la planta de hidrógeno verde para la producción de NH₃ en Puertollano, de Iberdrola. Como noticia positiva, más adelante se expondrá cómo en España existe un gran número de proyectos de hidrógeno que, bien por estar en el momento de redacción del informe aún en fases muy tempranas o bien por ser de tamaño poco considerable a escala global en cuanto a GW-MW, no han sido incluidos en este estudio; lo cual invita al optimismo para pensar que puede suceder lo mismo con otros países de manera que las estimaciones hechas en el NZE se vean más alcanzables.

2.2.3. Transporte

Hasta la fecha, el sector más contaminante apenas emplea un 0.01% de hidrógeno en su consumo de energía. Estos datos se encuentran muy lejos de las cifras a alcanzar, sin embargo, las previsiones del escenario NZE se basan en cómo se ha desarrollado, y ya comercializado, la tecnología FCEV (fuel-cell electric vehicle), así como se espera que lo hagan también a corto plazo los combustibles sintéticos. Especialmente clave serían estos últimos, ya que podrían ser el nuevo sustento de los segmentos del transporte que generan más emisiones contaminantes y a los que el escenario NZE sitúa como imprescindibles a la hora de descarbonizar; como son el transporte terrestre de larga distancia, el transporte marítimo y la aviación. La siguiente ilustración representa el estado actual de estos tres segmentos del transporte.

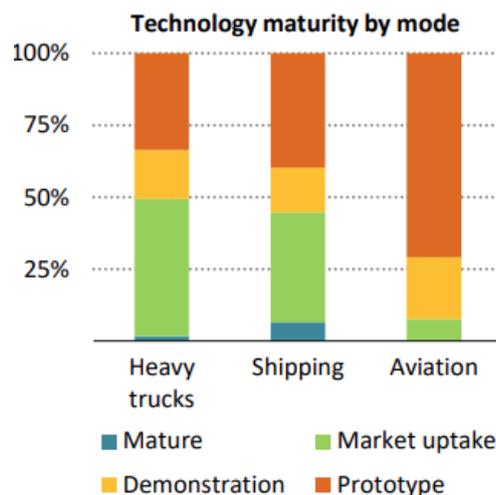


Ilustración 13: Estado actual de las tecnologías bajas en carbono según modo de transporte. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).

Para ello, el NZE sitúa la cuota de uso de hidrógeno o combustibles derivados en la demanda total del transporte en un 2.7% para 2030 con el fin de incentivar globalmente el sector y escalar hasta representar un 25% en las estadísticas de 2050. Pese a que estas cifras son del cómputo global de todos los medios de transporte existentes, no se espera el mismo aporte y la misma evolución de todos ellos. Los turismos pueden hacer uso de las tecnologías de bajas emisiones en el mercado, pero aún se necesitan grandes avances para que los camiones pesados, el transporte marítimo y la aviación reduzcan sus emisiones satisfactoriamente. Atendiendo a las estimaciones del NZE sería el transporte por carretera el que habría de comenzar antes la fase de reducción de emisiones gracias a las FCEV, mientras que otras formas de transporte tendrían que esperar a superar las etapas de maduración de sus respectivos combustibles limpios de hidrógeno tal y como se especifica a continuación.

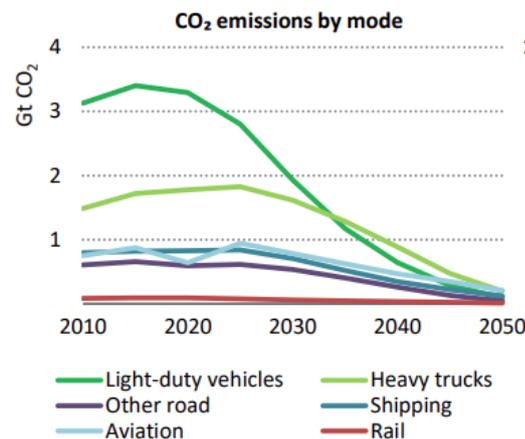


Ilustración 14: Curvas NZE de abatimiento de CO₂ según modo de transporte. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).

Esta descarbonización del sector del transporte en el NZE se basa en políticas para promover cambios modales y operaciones más eficientes en todos los modos de transporte de pasajeros, así como mejoras en la eficiencia energética. También depende de dos transiciones tecnológicas importantes: cambios hacia la movilidad eléctrica (vehículos eléctricos [EV] y vehículos eléctricos de pila de combustible [FCEV]) y cambios hacia mayores proporciones de mezcla de combustible y uso directo de combustibles bajos en carbono (biocombustibles y combustibles a base de hidrógeno). Es probable que estos cambios requieran intervenciones para estimular la inversión en infraestructura de suministro e incentivar la aceptación por parte de los consumidores.

Respecto a los vehículos de carretera, la electrificación juega un papel central en la descarbonización en el NZE. Las caídas de casi el 90 % en el coste

de las baterías en una década han impulsado las ventas de automóviles de pasajeros eléctricos en un promedio del 40% durante los últimos cinco años. La tecnología de baterías ya es relativamente competitiva comercialmente. Los FCEV han empezado a incursionar en la década de 2020. La electrificación de los camiones pesados avanzaría más lentamente debido al peso de las baterías, los altos requisitos de energía y potencia requeridos para la carga y los límites en los rangos de conducción. Pero los camiones pesados de combustible sintético lograrían un progreso significativo, principalmente después de 2030.

El camino a seguir en el NZE por este grupo del sector de la movilidad habría de pasar por unos datos de ventas similares a los que refleja la Ilustración 15. En ella, se refleja en qué usos concretos encaja mejor la tecnología FCEV, y es que su principal ventaja competitiva es el tiempo de carga. Esta velocidad de repostaje se vuelve particularmente interesante para vehículos que recorren grandes distancias diariamente como los camiones pesados que se recogen en la Ilustración 16.

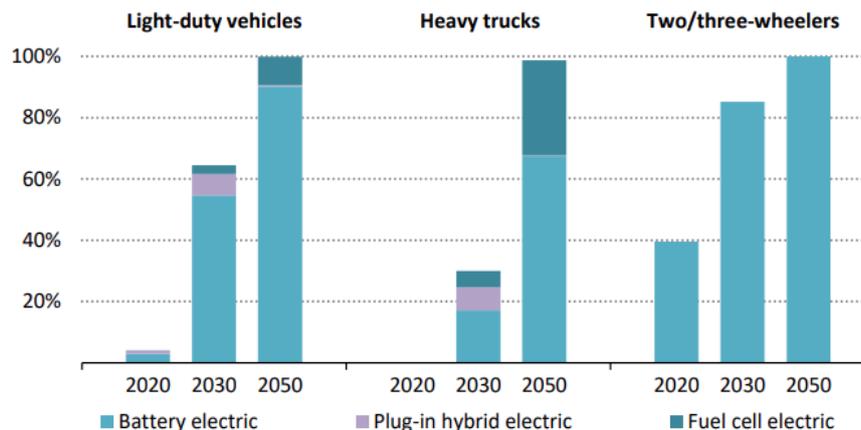


Ilustración 15: Penetración NZE de FCEVs en el parque de vehículos ligeros. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).

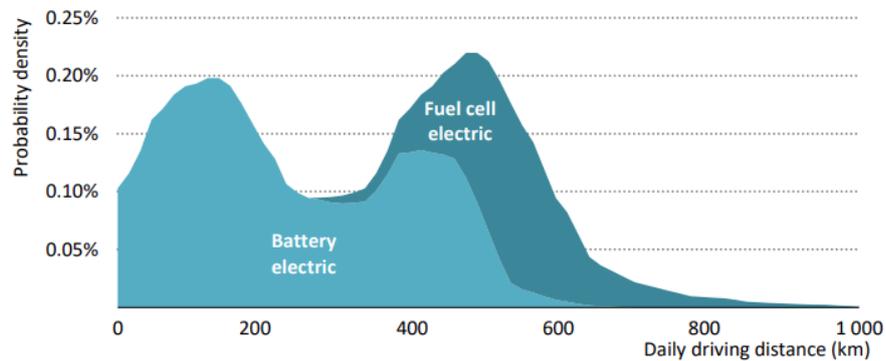


Ilustración 16: Modo de vehículo más rentable según su kilometraje diario. Fuente: IEA: *Global Hydrogen Review 2021 (2021)*.

La consecución de los objetivos del NZE dependen de la rápida ampliación de la fabricación de baterías (la capacidad de producción actual anunciada para 2030 cubriría solamente el 50 % de la demanda requerida en ese año) y de la rápida introducción en el mercado de la tecnología de baterías de próxima generación (solid state batteries) entre 2025 y 2030.

Relativo al resto de formas de movilidad, el escenario NZE contempla un desarrollo más a largo plazo. En primer lugar, se estima que la aviación, medida en ingresos por pasajero-kilómetro, apenas experimentaría un progreso del 3% entre 2020 y 2050 (contrario al 6% logrado entre 2010 y 2020) debido a que el crecimiento de la aviación se vería limitado por políticas gubernamentales integrales que promueven un cambio hacia el tren de alta velocidad y frenan la expansión de los viajes de negocios de larga distancia.

Pese a que hay registros de que las fuel-cells de hidrógeno se han llegado a usar en pequeñas embarcaciones de corta distancia y que, como se apreciaba en la Ilustración 13, tienen una cuota de desarrollo superior a la aviación, la navegación sería el único grupo de transporte que el NZE no contempla que pueda lograr las cero emisiones netas para el sector del transporte en 2050 debido, principalmente, a la larga vida útil en que se valoran los barcos.

Por último, el mencionado incentivo del uso de los trenes frente a vuelos no transoceánicos se reflejaría en un mayor aumento de demanda de hidrógeno en este sector, aunque no tan notable debido a que la red de trenes sí permite más fácilmente su electrificación; de ahí que la proyección que se seguiría según en el NZE tome la siguiente forma:

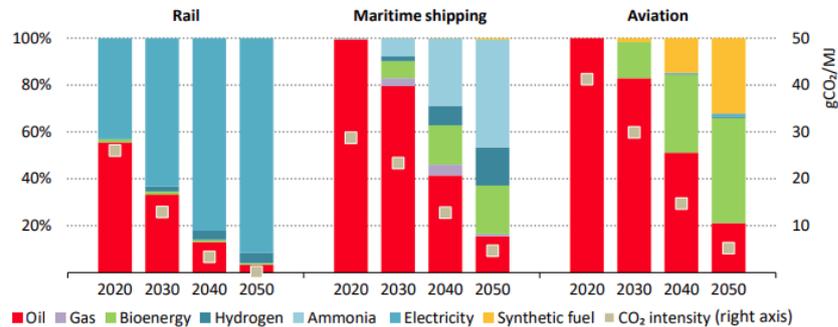


Ilustración 17: Penetración NZE de combustibles según modo de transporte. Fuente: IEA: Global Hydrogen Review 2021 (2021).

2.2.4. Políticas en áreas clave para el despliegue de H₂ en el NZE

El informe de la Agencia Internacional de la Energía deja patente en repetidas ocasiones que con los proyectos anunciados en el tiempo presente no se lograría ni siquiera acercarse a los datos y proyecciones NZE expuestas 2050. De ahí que para impulsar nuevas iniciativas también se adjuntan 5 aspectos clave en referencia a la política internacional que habrían de tenerse muy en cuenta si se busca acometer esta tarea de la manera en que el escenario Net Zero presume.

En primer lugar, establecer objetivos y/o señales de política a largo plazo. La realidad es que, aunque algunos países (15 en total) como España que sí tiene marcadas metas a distintos plazos en su Hoja de Ruta, la gran mayoría de países no cuentan con tal planificación. Lógicamente, sin una línea de acción coherente de las alternativas de uso futuro de hidrógeno a nivel nacional, sin explorar las formas más eficientes de producir hidrógeno dadas las condiciones de un país o sin marcas a corto y medio plazo que vayan garantizando el progreso, no se puede trazar un plan serio y global como al que apunta el Net Zero.

Consecuentemente, se ha de apoyar la creación de demanda y, por otra parte, mitigar los riesgos de inversión ofreciendo ayudas económicas y demás ventajas a las empresas privadas que permitan hacer frente a la actual disparidad de costes que reducen la competitividad de las tecnologías basadas en hidrógeno limpio con el fin de impulsar nuevas inversiones y propuestas. En la línea del fomento de nuevos proyectos, también se ha de promover la I+D, la innovación, los proyectos estratégicos de demostración y el intercambio de conocimientos. Este aspecto queda más vinculado a la eficiencia energética, y es que el obtener un mejor rendimiento por parte de los electrolizadores es clave para rebajar costes al igual que lo es la innovación en materiales y combustibles sintéticos que puedan facilitar la entrada de estas tecnologías en subsectores que lo tienen más complicado como se ha detallado previamente en relación al transporte marítimo.

Finalmente, el quinto aspecto hace alusión a la necesidad de armonizar normas y eliminar barreras. El principal problema general que ha surgido con respecto a las regulaciones, normas y estándares para el despliegue de hidrógeno es la necesidad de revisar las regulaciones nacionales que definen los roles de las empresas de servicios públicos y los operadores de la red. En la actualidad, ciertos aspectos de la estructura del mercado justifican marcos regulatorios que mantienen separadas a estas entidades. Sin embargo, si el despliegue de hidrógeno tiene éxito, puede convertirse simultáneamente en una parte integral de la red de gas y respaldar la resiliencia y la confiabilidad de la red eléctrica. El hidrógeno facilitará así el acoplamiento sectorial entre los servicios públicos de electricidad y gas, creando un nuevo papel que requiere una regulación específica.

2.3. FCH JU (+ REPowerEU)

Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) se trata de una asociación público-privada europea que apoya la investigación, el desarrollo tecnológico y las actividades de demostración en tecnologías de pilas de combustible e hidrógeno. Esta compañía cuenta con el respaldo de la Comisión Europea, de ahí que se haya tomado como referencia para analizar el escenario FCH JU a esta escala continental.

Sin embargo, el reciente conflicto bélico entre Rusia y Ucrania ha creado grandes problemas a Europa por la dependencia que tiene el continente del gas natural ruso. No solo han surgido problemas referentes a esta forma de energía, de la que se obtiene el hidrógeno gris, sino que también ha afectado indirectamente a otros campos como pueden ser el precio del diésel y la gasolina. En la siguiente ilustración se ve el máximo histórico que alcanzó el pool eléctrico de la Península Ibérica ofrecido por la empresa designada por la UE para gestionar el mercado eléctrico en esta zona geográfica, OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía).



Ilustración 18: Precio del pool eléctrico 2022. Fuente: OMIE

Por ello, hace apenas tres meses (el mismo 8 de marzo, día en el que se alcanzó el máximo precio de mercado de 628,04 €/MWh), la Comisión Europea actuó en consecuencia publicando un nuevo plan de actuación que agilice el desmarque del gas natural soviético a la par que se continúa con el proceso de descarbonización ya fijado anteriormente. Pese a no poder ser considerado un nuevo escenario por su escaso desarrollo en el momento presente, el informe REPowerEU sí que adjunta ciertas modificaciones sobre la utilización de hidrógeno renovable en Europa.

Por tanto, este segundo escenario de demanda de hidrógeno estará basado en el propuesto por Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, pero incluyendo las actualizaciones detalladas en el “Action plan for implementing REPowerEU”.

Al igual que ocurre con el escenario Net Zero Emissions, el escenario FCH JU también parte del compromiso con el que, en este caso, los 28 países miembros de la Unión Europea se comprometieron de no superar los 1.5°C de calentamiento global y de alcanzar las cero emisiones netas en 2050. Además, como marca intermedia para llevar cuenta del progreso, la UE ha fijado que se alcance un 45% de reducción de emisiones contaminantes (comparado con los registros de 2010) para el año 2030. El hecho de que ambos escenarios tengan el mismo objetivo común aumenta la importancia de analizar y comparar escenarios con el fin de garantizar que la evolución que se sigue es la correcta, o bien, el cómo uno puede aprender del otro en caso de que las estimaciones no apunten a terminar siendo exitosas.

Tal y como se expone en el executive summary del informe, la razón del porqué el hidrógeno es considerado clave en este caso es la siguiente: la transición energética en la UE requerirá hidrógeno a gran escala. Sin ella, la UE perdería su objetivo de descarbonización. Si bien el hidrógeno no es la única palanca de descarbonización, es una palanca esencial entre un conjunto de otras tecnologías, ya que hace posible la integración

Con todo, y en una primera aproximación más general, el escenario FCH JU contempla que la demanda de hidrógeno renovable pueda abarcar hasta un 24% del consumo de energía en la UE en 2050, o lo que es lo mismo, unos 2250 TWh totales. Así se resume en la Ilustración 19, donde el transporte sería la actividad que más cuota de consumo amasaría (en torno al 30%).

Contrariamente a como ocurría en el escenario NZE, los combustibles sintéticos quedan enmarcados en materia de nueva industria. Además, ni sumándose a la parte que corresponde con el sector actual de la energía se alcanzarían valores de demanda que superasen al transporte, como sí ocurre en el Net Zero. Otro aspecto a tener en cuenta es el hecho de que no solo se estima la progresión del hidrógeno como fuente de energía, sino que la propia demanda global también experimentaría un cambio notable, un descenso paulatino, de un 34% en este caso.

El escenario FCH JU sitúa como claves para que se dé el desarrollo visto la activación y/o potenciación de determinadas herramientas centrales en los sectores más importantes a descarbonizar. La realidad es que para hacer efectiva esta ambición se requerirá de un aumento significativo de las actividades a largo plazo en toda la cadena de valor. Para ello es importante que el aumento comience desde ya en todos aquellos segmentos en los que las tecnologías bajas en carbono se encuentren técnicamente listas con el fin de reducir costes y obtener una posición de liderazgo en la economía de transición energética global. Con ello, las herramientas mencionadas anteriormente en las que se debe centrar este despliegue serían la mezcla de hidrógeno en la red de gas natural y también su uso en flotas de transporte comercial y transporte pesado (además de la descarbonización del hidrógeno existente y empleado, sobre todo, en el refino y la industria química).

Esa mezcla de hidrógeno en la red de gas natural, a la que se hace referencia, parte con tres premisas que la aventajan notablemente sobre otras formas de descarbonización en el sector de la construcción e industria. La electrificación directa total de la calefacción no es factible, ya que requeriría de un aumento significativo en la generación de energía y la capacidad de la red que se usa solo en el invierno. Además, es compatible con el despliegue de edificios existente en comparación con el uso de bombas de calor; y es que el 90% de las emisiones de todos los edificios proceden de edificios con más de 25 años de antigüedad. Finalmente, resulta que la infraestructura, las habilidades y las regulaciones ya disponibles y listas para ser aprovechadas de todos los hogares europeos tienen calefacción de gas a partir de hoy, lo que hace posible una implementación rápida del 40%, quedando la evolución en esta tercera actividad mayor de descarbonización recogida en el próximo gráfico.

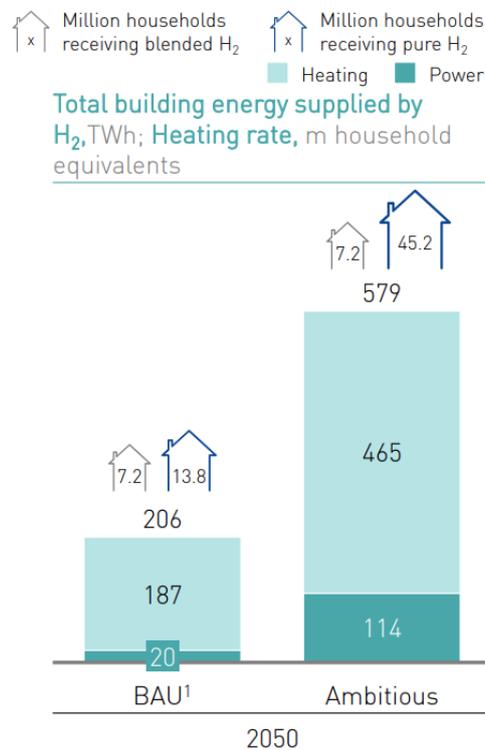


Ilustración 20: Demanda FCH de H₂ requerida en el sector residencial. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

Por tanto, el escenario FCH JU estima que el sector de los edificios alcanzaría valores de cobertura de hidrógeno en 2050 de un 10% respecto a la electricidad y de en torno a un 18% respecto a su calefacción.

2.3.1. Industria

Dentro del extenso sector industrial, el escenario FCH JU pone el foco sobre seis actividades denominadas “*industry heat*” y que califica como aquellas en las que el hidrógeno se presenta como de las pocas, si no la única, opción viable de descarbonización. Estas son el aluminio, la industria química, el hierro y el acero, el papel, el refino y el cemento; y copan el 60% de la energía demandada en Europa.

Fuel Cells and Hydrogen considera que, dados los avances tecnológicos de la actualidad, existen hasta 7 enfoques diferentes de descarbonización para este sector en el continente europeo. Algunos pasan por modificar la regulación y fomentar tanto la reducción de demanda mediante el aumento de la circularidad (reutilización y reciclaje de recursos primarios), como la eficiencia energética adaptando los equipos de producción y desplegando las mejores tecnologías para

reducir el uso de energía por volumen de producción. Otros pasan por electrificar aquellas tareas que lo permitan, aunque en esta área se necesita hacer uso de otras vías como el hidrógeno, el CCUS o la biomasa (energía renovable proveniente del aprovechamiento de la materia orgánica). Y como último recurso se baraja no solo la mejora de las vías actuales y en desarrollo, sino también la aparición de innovaciones tecnológicas que sobresalgan como herramientas de descarbonización.

Entonces, ¿qué decanta la balanza en favor del hidrógeno sabiendo que la UE cuenta con estos variados recursos y, con toda seguridad, a un precio más asequible que el del H₂?

La respuesta está en la temperatura de los distintos procesos industriales que se llevan a cabo en cada actividad mencionada. La electrificación, que consiste en la sustitución de combustibles fósiles para alimentar mecanismos o generar calor mediante la electricidad, en procesos de baja y media temperatura ha demostrado ser una solución más que plausible. Sin embargo, estudios han revelado que, en procesos de altas temperaturas, como los 6 citados, los costes de electricidad se disparan. Según McKinsey, procesos de descarbonización como el NH₃, el cemento, el etileno o el acero requieren de cantidades de energía entre cuatro y nueve veces más grandes que la utilizada en sus métodos actuales.

De ahí la importancia, resalta FCH, de saber dónde y en qué cantidades implementar qué vía de descarbonización para lograr no solo resultados, sino también acortar tiempos. Con todo ello, el escenario apunta (al igual que en el sector de la construcción) a una ligera reducción del consumo de energía total, acompañado de una progresiva cuota de utilización del hidrógeno que escalaría hasta valores que rondarían el 23% para procesos de altas temperaturas (menos importante sería en procesos de bajas y medias temperaturas donde no se alcanzaría el 10%). (Fuel Cells and Hydrogen JU, 2019).

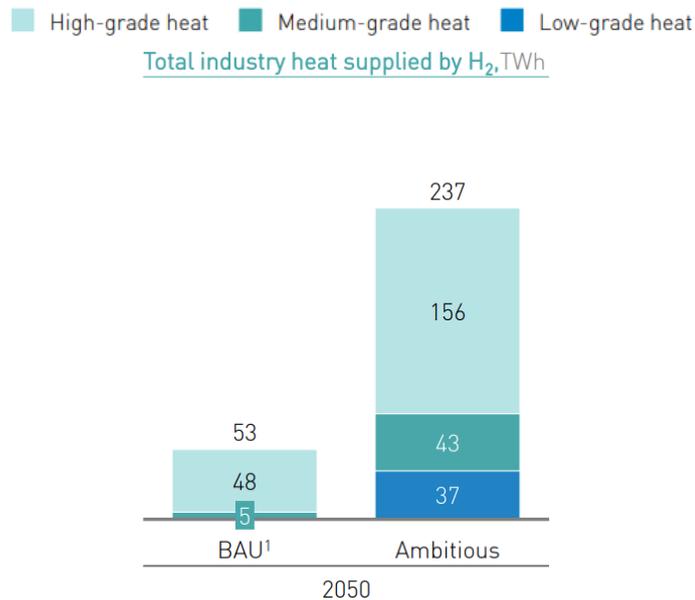


Ilustración 21: Demanda FCH de H₂ requerida en el sector industrial. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

2.3.2. Transporte

Al igual que se especifica en el Net Zero, el escenario FCH JU vuelve a dejar patente la necesidad de volcar esfuerzos en soluciones de descarbonización para la movilidad, ya que, estrechando el cerco a nivel europeo, el transporte se mantiene como el mayor contribuyente para el cambio climático (siendo culpable de cerca del 32% de emisiones de CO₂). Para alcanzar las metas propuestas, la región de la UE ha de ser capaz de reducir las emisiones de CO₂ anuales en el transporte en, al menos, un 72% equivalente a 825 Mt.

Este orden de magnitud requiere un cambio de paradigma en el alcance del problema. La transición del sistema de transporte del petróleo a las energías renovables no solo requiere nuevos sistemas de propulsión en los vehículos, sino que alterará fundamentalmente las cadenas de valor. Es cierto que existen los coches eléctricos (BEV - *Battery Electric Vehicle*, PHEV - *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* y los HEV - *Hybrid Electric Vehicle*) que tienen sus mejores registros de mercado mundial en Europa y en China, sin embargo, existen determinados vehículos o condiciones de movilidad a soportar, que hacen que estas tecnologías pierdan eficiencia y necesiten de un nuevo agente para mejorar su rendimiento.

El escenario FCH JU pone el foco en dos aspectos concretos para respaldar sus proyecciones de crecimiento de vehículos que empleen hidrógeno. En primer

lugar, en cómo almacenar grandes cantidades de energía con poco peso y en un espacio reducido del vehículo. Para ciertas aplicaciones se necesita mayor densidad de energía de la que ofrece un eléctrico para poder mejorar el almacenamiento, los rangos de autonomía y las velocidades de carga o repostaje. Precisamente el repostaje es clave también el segundo aspecto, y es que los estudios de Fuel Cells and Hydrogen determinan que la infraestructura de red eléctrica actual necesitaría grandes actualizaciones para dar a basto al masivo proceso de descarbonización que se pretende.

El escenario FCH JU dedica grandes esfuerzos a hacer ver las ventajas de implementar las denominadas HRS (*Hydrogen Refueling Stations*) o hidrogeneras en el sistema de carreteras de la UE. A continuación, se presenta el despliegue de hidrogeneras anunciado hasta 2025 en Europa, mientras que la Ilustración 22 muestra la evolución que habría de tener hasta 2050 y las inversiones que estas requerirían. Hasta el momento, las estaciones de repostaje de hidrógeno anunciadas apenas cubrirían la mitad de las estimadas como necesarias para 2025 en el escenario.



Ilustración 22: Hidrogeneras e inversiones requeridas según FCH.
Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

Current and planned HRS in Europe

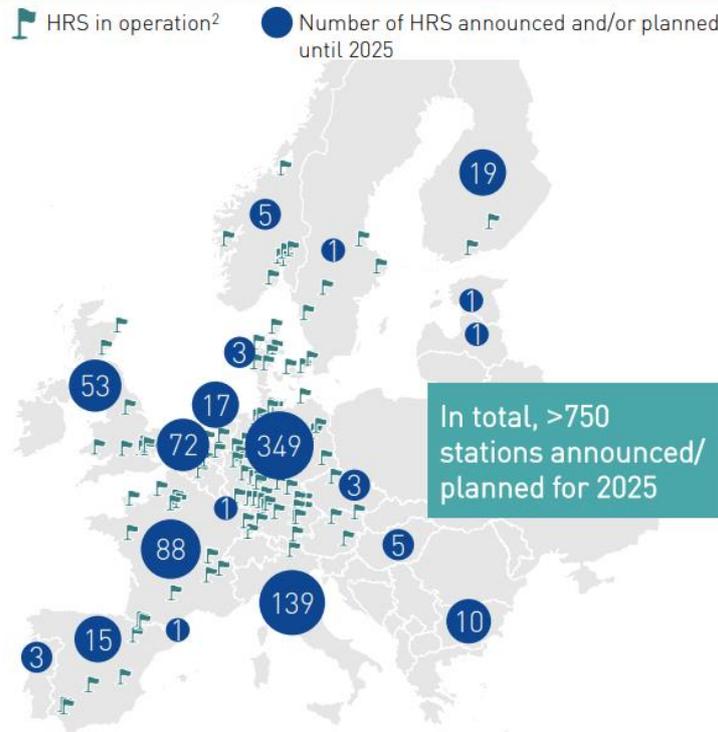


Ilustración 23: Hidrogeneras instaladas y planeadas para 2025 en Europa.
Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

Las ventajas que ofrecen este tipo de construcciones resuelven con creces el segundo aspecto destacado por la empresa colaboradora con la UE. FCH JU explica cómo las HRS actúan como equilibradores de la red de manera distribuida geográficamente, mientras que los cargadores rápidos hacen exactamente lo contrario: agregan demanda máxima. En las horas punta, por ejemplo, cuando las personas conducen al trabajo, regresan del trabajo o se van de vacaciones, la carga rápida aumentará la carga de la red. Esto requiere tanto actualizaciones costosas de la infraestructura de distribución como capacidad de generación máxima adicional. En cambio, HRS tiene un almacenamiento de energía incorporado, puede producir hidrógeno de manera oportunista a partir de la red eléctrica, recibir hidrógeno a través de tuberías o en forma comprimida o líquida de camiones. (Fuel Cells and Hydrogen JU, 2019).

Además, las HRS ofrecen velocidades de carga de hasta 15 veces las que puede ofrecer una estación *fast-charging* de vehículos eléctricos, aunque no llegue a ser la misma que las de una gasolinera común, como puede verse en la Ilustración 24. También se pone de manifiesto que las estaciones de hidrógeno no solamente pueden abastecer más rápido a los clientes, sino que también pueden atender a 10 o 15 veces más vehículos a la vez, ahorrando espacio y dinero para

reinvertirlo en nuevos proyectos. El mismo apunte gráfico destaca que 1 sola hidrogenera con 4 dispensadores de hidrógeno puede reemplazar a 60 puntos de carga rápida de BEVs.

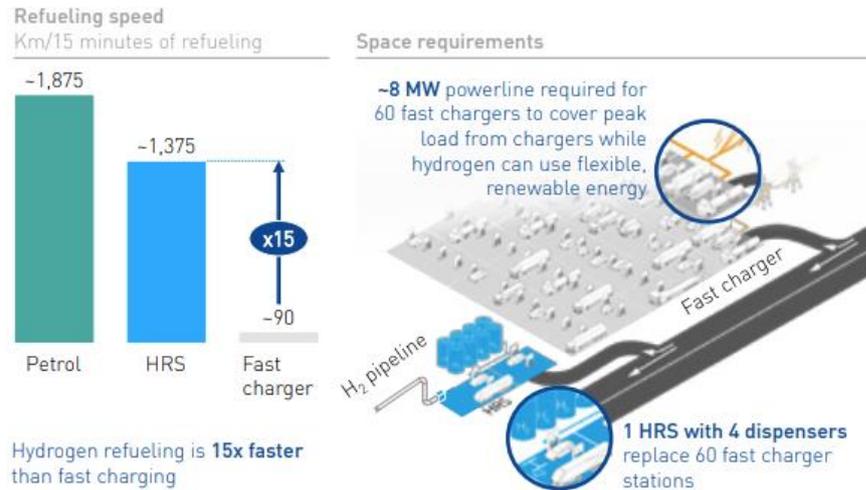


Ilustración 24: Ventaja competitiva y configuración de las hidrogeneras.
Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

Con todos estos avances que ofrecen las baterías FCEV y las estaciones de repostaje de hidrógeno, el escenario FCH JU confía en que se traduzcan en ventas de vehículos de carretera de hidrógeno como taxis, flotas de buses y coches comerciales. Se estima que los mayores beneficiados por esta tecnología serán los taxis y las furgonetas seguidos después por los autobuses. Las ventas a alcanzar deberían obedecer la siguiente progresión:

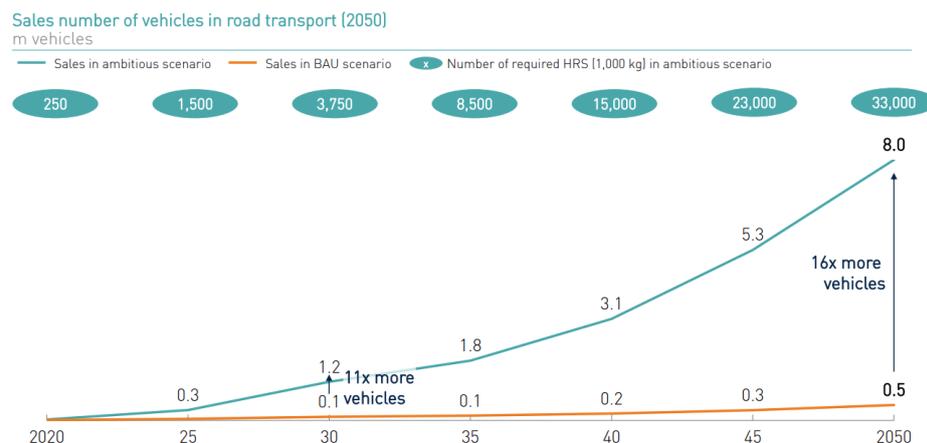


Ilustración 25: Ventas de FCEVs requeridas por el escenario FCH.
Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

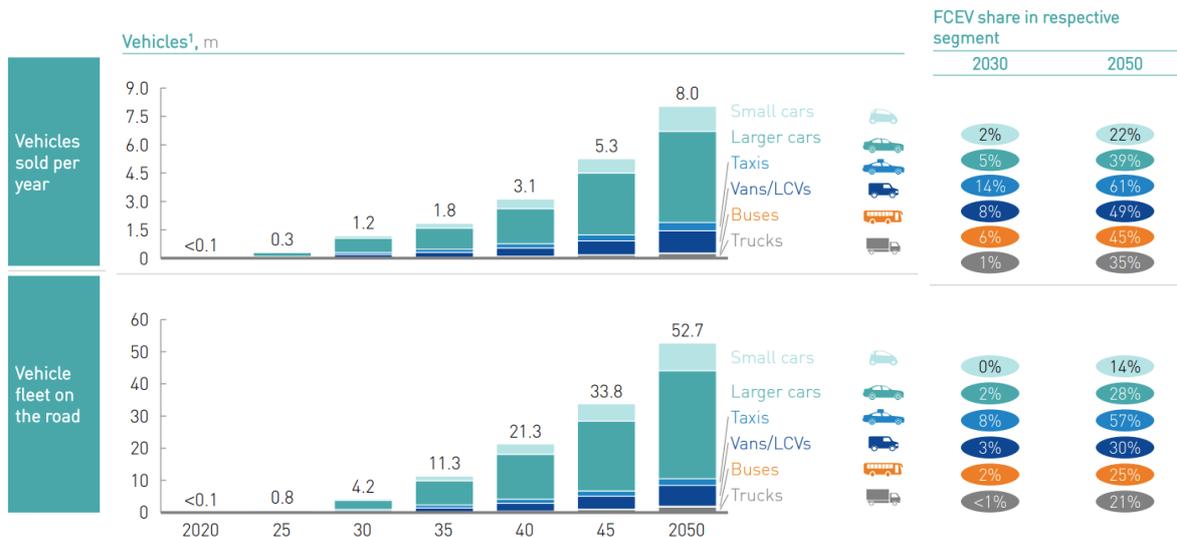


Ilustración 26: Evolución FCH requerida del parque de vehículos. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

Respecto al resto de medios de transporte, el escenario FCH JU contempla una evolución más tardía debido a que, a excepción de los trenes con pila de combustible (a quienes se les marca el objetivo de venta del 50% de trenes no electrificados en 2050), la aviación y el transporte requieren de combustibles sintéticos en lugar de las pilas de combustibles FCEV. El escenario FCH JU marca la iniciación de estas tecnologías a principios de la década de 2030, a partir de cuando se estima la aceptabilidad de mercado de estos compuestos químicos sustituyentes derivados del hidrógeno que podrían usarse para alimentar buques de carga y aviones siempre y cuando las políticas gubernamentales obliguen a esta transición. Se adjunta la aceptabilidad de mercado de estas tecnologías, según el escenario FCH JU, y cómo evolucionarán si no se vuelcan esfuerzos por alcanzar las cero emisiones netas.

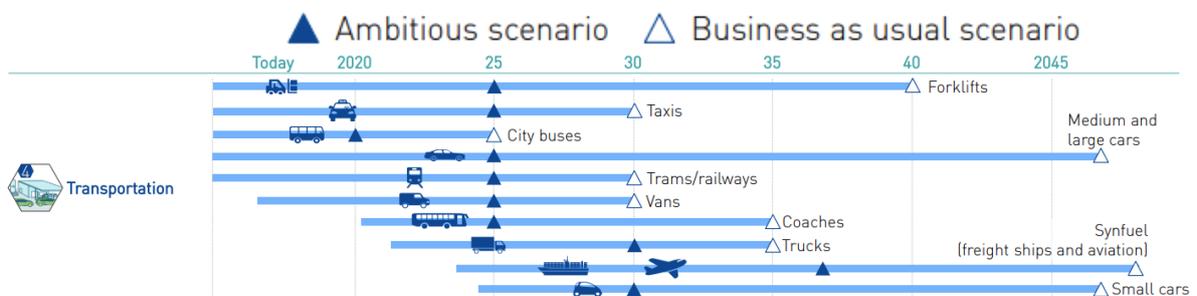


Ilustración 27: Aceptabilidad de hidrógeno en el mercado del transporte según vehículo. Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

2.3.3. Milestones – Objetivos de progreso a corto y medio plazo FCH JU

El escenario Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking incluye en su informe completo determinados “*milestones*” o metas intermedias para facilitar tanto el seguimiento de operaciones, por un lado, como la consecución de objetivos de cara al horizonte cero en 2050. Las referencias se hacen en los 3 sectores de difícil electrificación y cuentan con marcas a corto (2030) y medio plazo (2040).

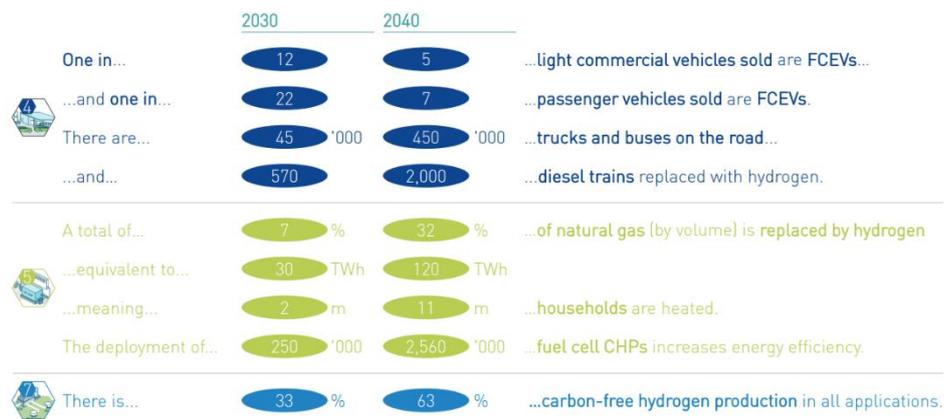


Ilustración 28: Milestones temporales propuestas por escenario FCH.
Fuente: FCH: Hydrogen Roadmap Europe (2019).

2.3.4. Regulación FCH JU

Al igual que ocurría en el escenario NZE de la IEA, el escenario FCH JU también propone ciertos puntos en los que la regulación europea debe centrarse para promover ciertas técnicas y obligar al progreso del hidrógeno. En este caso, son 8 las zonas de actuación destacadas que pueden resumirse en tres aproximaciones. En primer lugar, mejorar las comunicaciones entre países miembros para promover normativas comunes a todos que fomenten la generación y distribución de energía por todo el continente, así como la adopción de una regulación común respecto a la mezcla de hidrógeno compatible con la red de gas actual que sería clave en la descarbonización global y que, actualmente, presenta varias diferencias y en la cual difieren varios de los Estados miembros. En segundo lugar, movilizar inversiones públicas y ofrecer ayudas económicas como exenciones de pago de determinadas tarifas en los tres sectores de difícil descarbonización con el fin de atraer inversores privados que aporten proyectos en masa como la construcción de HRS y vehículos FCEV o sistemas CCUS que, eventualmente, consigan reducir los costes de producción de estas tecnologías bajas en carbono. Finalmente, pese a la aparente viabilidad tecnológica y comercial de estas tecnologías, continuar incentivando a la experimentación e

innovación para dar con nuevas formas de mejorar la eficiencia de los mecanismos expuestos, o bien de dar ideas totalmente nuevas que adelanten a las presentes.

2.3.5. REPowerEU

La guerra entre Rusia y Ucrania ha puesto en una situación delicada la economía mundial, obligando a una actuación rápida por parte de los organismos políticos que busquen soluciones rápidas para hacer frente a las consecuencias económicas que este conflicto de carácter bélico trae consigo. Lo cierto es que, dado el poco tiempo que ha transcurrido desde el estallido, la Comisión Europea apenas ha tenido tiempo de fijar nuevas medidas que satisfagan este proceso de desmarque del gas natural ruso.

Por el momento, tan solo en el informe *Action plan for implementing REPowerEU* se dan a conocer qué tecnologías y en qué cantidades han de ser las sustituyentes de los 1.515 TWh de energía que suministra Rusia a Europa. Estas se recogen en la siguiente figura, sin embargo, los sectores y países donde estas progresiones de recursos renovables han de surtir efecto no son mencionadas aún.

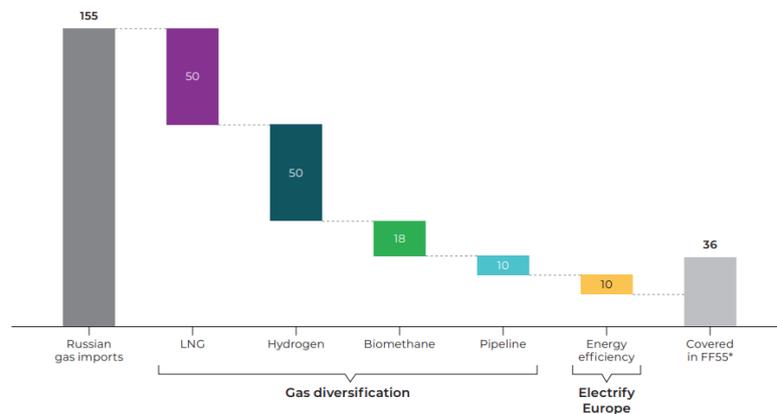


Ilustración 29: Sustitución del gas ruso según fuente de energía.

Fuente: *Action plan for implementing REPowerEU* (2022).

Respecto al hidrógeno renovable, la situación de regulación destaca el mismo problema que aparece en el escenario FCH JU respecto a la regulación en el marco europeo. Los objetivos más ambiciosos de REPowerEU requieren enmiendas al paquete de descarbonización del gas para que se acelere el desarrollo del suministro de gas renovable y la infraestructura de hidrógeno. Las empresas de infraestructura de gas están bien posicionadas para desarrollar rápidamente una infraestructura de hidrógeno integrada a prueba de futuro y apta para su propósito en toda Europa y permitir la integración a gran escala del biometano debido a sus competencias centrales, experiencia y activos existentes. Sin embargo, el marco

regulatorio debe permitir a las empresas de infraestructuras de gas acelerar la transición energética. Actualmente, la UE no está en la trayectoria para alcanzar los objetivos especificados en REPowerEU. La Directiva y el Reglamento sobre el gas revisados deben adoptar un enfoque por etapas para establecer el marco reglamentario. El marco regulatorio mínimo viable debe definirse para el inicio (actual) del mercado para crear más certeza de inversión e incentivar las regulaciones prioritarias. Deben implementarse reglas integrales del modelo de mercado para el hidrógeno (similares a las reglas actuales para el gas natural) cuando la red europea integrada de hidrógeno esté en funcionamiento. (REPowerEU, 2022).

2.4. COMPARATIVA DE IMPLICACIONES ENTRE ESCENARIOS

Con el objetivo de comprender qué ha llevado a cada escenario a trazar las proyecciones que se acaban de resumir en este capítulo, se procede a un breve análisis sobre la metodología, argumentos base y objetivos de los mismos.

Respecto a sus metas principales, ambos escenarios están diseñados para alcanzar objetivos de cero emisiones netas en 2050 y evitar la subida de 1.5°C de la temperatura media de la Tierra. Sin embargo, el escenario europeo tiene como propósito adicional demostrar que Europa puede liderar la transición energética en el mundo, mientras que el escenario global se centra en ayudar a los reguladores a promover estrategias que no dejen a nadie detrás. También se pretende que el hidrógeno abarque un 24% del consumo en 2050 en el FCH JU y un 10% en el NZE, aunque estos datos no son comparables debido a que no se puede asumir el mismo nivel de desarrollo entre continentes.

La mayoría de las hipótesis tomadas son también la mismas. Entre ellas destacan el SMR como tecnología clave hasta 2030 para ser relevada por la electrólisis, además de contar con la energía solar y eólica liderando la producción global de energía. El escenario Fuel Cells and Hydrogen cuenta además con la armonización de regulación en toda Europa para el blending en su red de gas y el escenario Net Zero asume nuevas ambiciones por parte de los gobiernos nacionales para la creación de demanda, además de una sólida cooperación internacional.

La metodología sí difiere. Pese a que ambos escenarios utilicen modelos híbridos para el modelaje de datos, el escenario FCH JU se basa en el mix energético propuesto

por la Comisión Europea (PRIMES) y el de Enerdata, además de usar entrevistas de actores influyentes y perspectivas de industria de empresas especializadas. Por otra parte, el escenario NZE combina los modelos WEP y EPT que analizan mercados energéticos e implicaciones políticas, y optimizan a gran escala tecnologías individuales, respectivamente.

Respecto a los planes de acción de cada uno, en Europa se prioriza la legislación común para la red gasista y un despliegue de sectores que incluya exenciones de impuestos e incentivos para los nuevos consumidores, principalmente. La IEA, por su parte coincide en la necesidad de crear incentivos, además de desarrollar hojas de ruta específicas para cada sector y país, y movilizar las inversiones en producción e infraestructura.

Donde también coinciden es en el criterio empleado para contabilizar el abatimiento de CO₂ en el transporte. El NZE especifica que se solo se contabilizan las emisiones directamente producidas de la combustión de combustibles en pleno proceso de funcionamiento de un modo de transporte, y la FCH JU directamente cita el método de la IEA.

Donde parece haber algo de discrepancia es en el sector industrial debido a la gran cantidad de actividades que lo componen, según el criterio. El escenario NZE engloba en este campo las actividades del acero, el cemento y la industria química principalmente, y también el aluminio, el papel y los minerales no metálicos. La FCH, por su parte, hace una distinción entre usos actuales: refino e industria química e industria de calor: aluminio, papel, cemento, hierro y acero. Se incluye además como nuevos usos la industria de plásticos a partir de carbono capturado y los combustibles sintéticos.

Finalmente, cabe destacar que el escenario NZE opta por descarbonizar los usos actuales de hidrógeno gris tan pronto como sea posible, mientras que el escenario FCH JU apuesta por un desarrollo coral del hidrógeno, de modo que el hidrógeno gris tardará algo más en ser sustituido.

Capítulo 3. AJUSTE DE ESCENARIOS Y COMPARATIVA A ESCALA NACIONAL

3.1. ESCENARIOS NZE Y FCH JU EN ESPAÑA

Una vez descritas las implicaciones, fundamentos y estimaciones de los dos principales escenarios futuros de demanda de hidrógeno, se busca trasladar esos datos a un tamaño acorde con el potencial de demanda de energía que tiene España. De esta manera, no solamente se podrá evaluar qué peso real ha de aportar España a cada uno de los escenarios para colaborar en la consecución de los objetivos descritos en ellos, sino que también se facilitará el análisis comparativo con respecto a la evolución que ha tenido el hidrógeno en nuestro país desde la instalación de la primera planta de electrolizadores y las metas a medio y corto plazo que se proponen en la Hoja de Ruta del Hidrógeno y la ELP 2050.

Para ello, se ha utilizado como referencia la siguiente tabla, que refleja el peso de demanda de energía que España aporta en 2021 a los datos globales recogidos cada año por la IEA.

Campo	España	UE-28	World	Unidad	%Esp/UE	%Esp/World
Generación electricidad	944.265,60	11.491.689,60	97.359.084,00	TJ	8,22%	0,97%
Consumo Transporte	1.366.112,00	13.842.349,00	120.972.204,00	TJ	9,87%	1,13%
Consumo Industria	825.272,00	10.936.132,00	120.978.863,00	TJ	7,55%	0,68%
Consumo Residencial	608.814,00	11.635.261,00	87.779.996,00	TJ	5,23%	0,69%
Consumo Total	3.580.713,00	47.832.242,00	417.972.751,00	TJ	7,49%	0,86%
Consumo actual H2	59.940,00	956.644,84	8.391.600,00	TJ	6,27%	0,71%

Tabla 11: Datos globales y porcentajes relativos de consumo de energía. Data: IEA

Una de las primeras conclusiones que se obtienen es que el consumo de energía en el transporte supera con creces, en proporción al aporte total a cada uno de los sectores, la media de consumo de energía española. Esto concuerda con que el transporte, según datos del MITECO, sea el sector más contaminante en España al ser responsable de un 29% de las emisiones de CO₂ equivalente.

A partir de estas ratios de demanda, se han elaborado las siguientes extrapolaciones de los escenarios Net Zero Emissions y Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking para el panorama español.

El método de aplicación de esta mencionada extrapolación ha consistido, en primer lugar, en la identificación del aporte de España a la demanda global de los diferentes sectores a los que hacen alusión ambos escenarios. A partir de aquí a cada actividad referenciada en los escenarios se le aplicará el factor de escalado calculado para obtener el valor de demanda de hidrógeno que habría de ser atribuido a España para mantener tal evolución. La premisa en la que se basa este método es la de que los países desarrollados tienen el potencial para desarrollar el consumo de hidrógeno, de modo que se utiliza una penetración de hidrógeno de igual proporción al consumo de energía del país. Respecto a los datos de demanda de hidrógeno extrapolada a fechas actuales, se vincularán al sector, o sectores de forma proporcional, en el que estén siendo consumidos en el momento presente. En el caso de España donde prácticamente el 100% se utiliza en refino e industria química, estos datos se englobarán dentro del sector industrial.

La Ilustración 31 refleja la demanda total del escenario NZE en España, mientras que la Ilustración 30 hace lo propio con el escenario FCH JU.

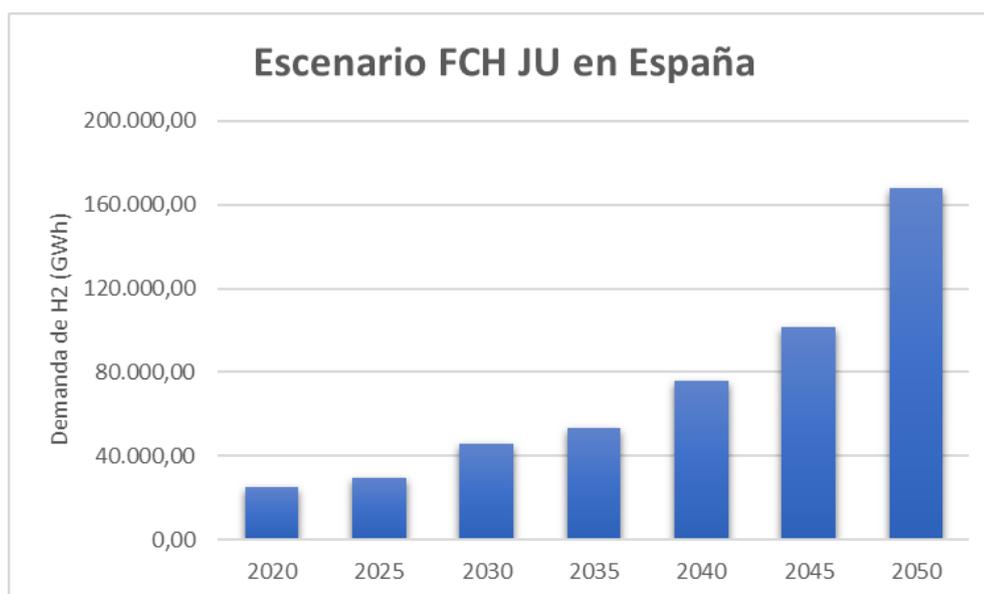


Ilustración 30: Demanda FCH global de H2 requerida en España. Fuente: Elaboración propia

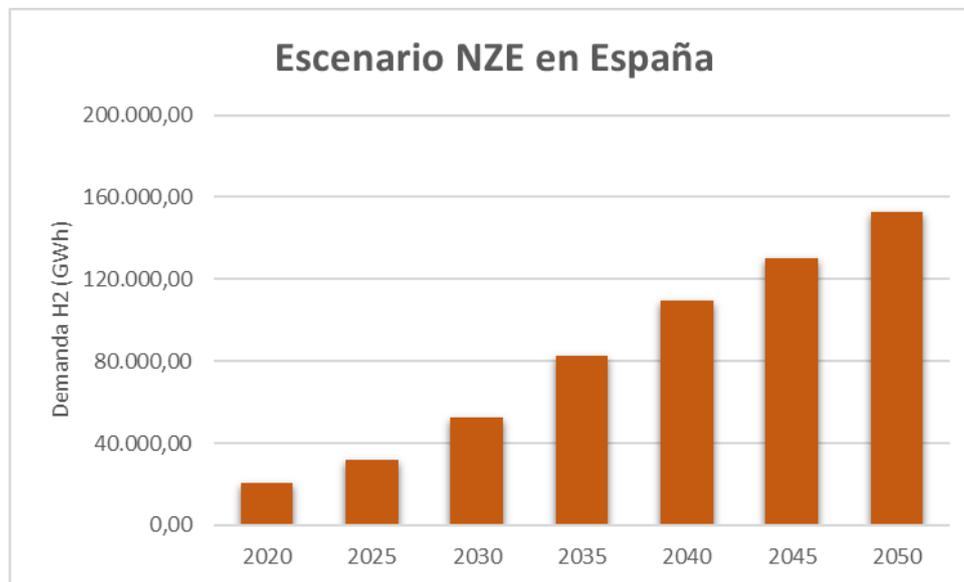


Ilustración 31: Demanda NZE global de H2 requerida en España. Fuente: Elaboración propia

Ambos escenarios de demanda muestran estimaciones similares de cara a 2050. Por un lado, el escenario FCH JU confía en que la demanda de hidrógeno en España se sitúe en torno a los 167.000 GWh anuales, mientras que el Net Zero Emissions también apuesta por superar los 150.000 GWh de consumo anual (152.696 GWh, concretamente) para que España alcance cifras que confirmen su éxito en el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno y en su colaboración a escala europea y global para satisfacer los compromisos del Horizonte 2050 del Tratado de París.

Sin embargo, es en los ‘*milestones*’ o marcas a medio plazo donde ambos escenarios parecen apostar por evoluciones diferentes. Mientras que el escenario europeo toma un crecimiento gradual con los años, el escenario elaborado por la IEA parece evolucionar de manera prácticamente lineal. Esto hace indicar que el escenario FCH JU considera que, pese a haber ya tecnologías bajas en carbono en plena etapa de introducción al mercado, aún se necesitan desarrollar otras variantes o formas de introducción en la red para que tengan una repercusión más significativa en el consumo de hidrógeno renovable. En contraposición, el crecimiento lineal por el que se decanta el escenario Net Zero parece indicar que, a la par que se siguen desarrollando las tecnologías bajas en carbono y sus derivados, se pueden encontrar áreas de aplicación donde el efecto sobre el consumo de hidrógeno puede ser más inmediato que aquel por el que apuestan desde la Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. La traducción a valor numéricos de

estas tendencias distintas se refleja en que, entre 2030 y 2040, las diferencias de demanda entre escenarios serían en todo momento superiores al 30%, con su mayor diferencia de estimación en 2035 donde el escenario NZE contemplaría unos datos futuros de demanda de hidrógeno en España un 55% superiores a los del FCH JU (82.424 GWh y 53.419 GWh, respectivamente).

Adicionalmente a estos dos escenarios, en este caso en el informe de la FCH JU titulado ‘*Hydrogen Roadmap Europe: A sustainable pathway for the european energy transition*’, se incluye un tercer escenario descrito anteriormente y denominado ‘*Business as Usual*’ (BAU). Este escenario simplemente trata de mostrar cómo sería la evolución de demanda de hidrógeno en Europa sin el compromiso por la transición energética que tienen los diferentes países, y basándose únicamente en el desarrollo natural que tendrían estas tecnologías bajas en carbono sin contar con apoyo regulatorio ni económico por parte de los gobiernos europeos. La siguiente gráfica recoge este escenario ajustado con los datos de la Tabla 1 para reflejar la forma que tomaría este curso natural de la demanda de hidrógeno en España.

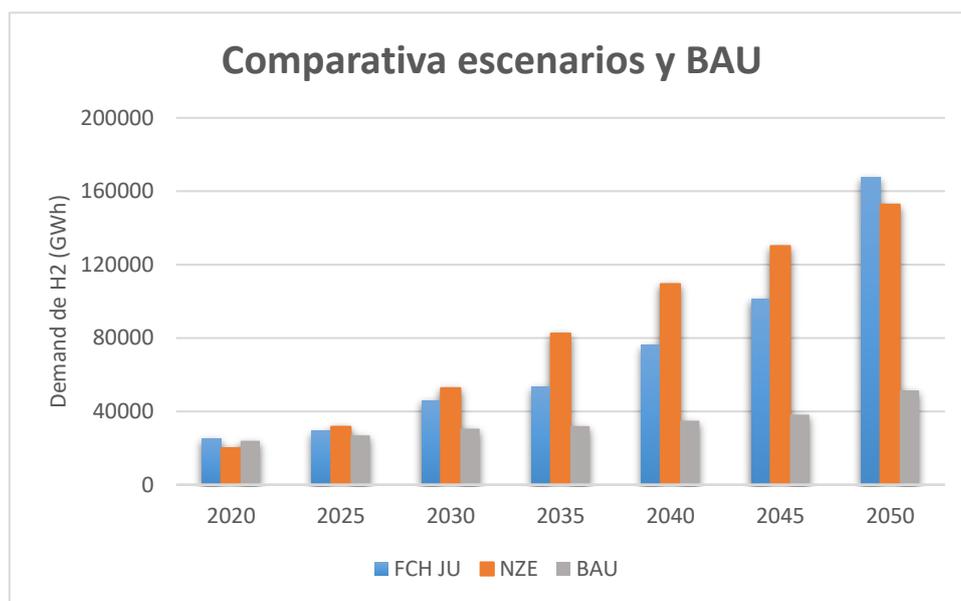


Ilustración 32: Comparativa escenarios y demanda BAU. Fuente: Elaboración propia

El escenario BAU, evidentemente, presenta un desarrollo del hidrógeno como elemento energético mucho más débil que cualquiera de los otros dos escenarios. En este caso no es difícil comprender que, a día de hoy, el LCOE o coste nivelado de la energía para producir, transportar y consumir hidrógeno verde no se encuentra en niveles de competitividad suficientes como para impulsar a este vector energético sin ayuda de regulación y potentes inversiones.

Sin embargo, el escenario BAU sirve como referencia para poner un ‘suelo’ al crecimiento de la demanda de hidrógeno verde en Europa y, consecuentemente, en España. En relación a este enfoque, se puede comprobar que ninguno de los tres escenarios descritos y extrapolados a escala nacional parte de unos datos de demanda de hidrógeno en España en 2020 similares ni inferiores a los que realmente se registraron en 2020 en España. Tal y como se explica en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2020): “en España, se consumen alrededor de 500.000 toneladas de hidrógeno anualmente, principalmente de tipología gris. La práctica totalidad de este consumo se produce en las plantas de fabricación de productos industriales (amoníaco) y en las refinerías”.

Valiéndonos del dato proporcionado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) de que 1 kg de hidrógeno da lugar a 33,3 kWh de energía consumida, se obtiene un dato de consumo anual en España de hidrógeno de 16.650 GWh anuales. Como se comentaba anteriormente, todos y cada uno de los tres escenarios presentados parten de estimaciones más optimistas para la demanda de hidrógeno nacional en 2020, siendo el escenario NZE con un 23% adicional de consumo, el que más se le aproxima probablemente por ser el más reciente de los informes y estar más actualizado a datos presentes. Adicionalmente, se ha de añadir que la gran mayoría de esas 500.000 toneladas de H₂ son de producción gris. Pese a que el porcentaje de producción gris haya disminuido de ese 99% que se daba en 2020, gracias a la construcción de varias plantas de electrólisis en España, aún el reparto es muy desfavorable para la forma proveniente de energías renovables.

A la vista de este ligero retraso con el que parece partir España en cuanto a demanda de hidrógeno se refiere en comparación con los escenarios FCH JU y NZE, se han propuesto tres escenarios diferentes de crecimiento anual para ejemplificar a qué velocidades habría de progresar España para recuperar terreno perdido y que los datos futuros de demanda sean afines a ambos escenarios presentados. Los distintos métodos muestran diversas formas de alcanzar los objetivos propuestos mediante índices de crecimiento económico actuales de nuestro país a finales de abril de 2022 y, en caso de la tercera vía, también utilizando las referencias base o ‘suelo’ dadas por el escenario BAU.

Los distintos métodos evaluados serían los siguientes: crecimiento fijo, crecimiento lineal y crecimiento exponencial (sujeto a las diferentes tasas de desarrollo entre lustro y lustro observadas en el escenario BAU).

La primera vía es el progreso constante, que obedece a la fórmula de la primera ecuación. En este caso, ni el ritmo de crecimiento del PIB estimado por el FMI para España, ni el del propio gobierno (más optimista) acercarían la demanda de hidrógeno a valores aceptables para satisfacer los objetivos propuestos. En este caso, sería la variación

del IPC con respecto al año pasado, la tasa que tendría que fijar España para ir progresando de manera adecuada.

$$Demanda_j = Demanda_{j-1} * (1 + \Delta IPC_{(04/22)})$$

donde:

$$\Delta IPC_{(04/22)} = 8.3\%$$

La segunda alternativa propuesta para fijar una evolución que permita llevar cuenta del progreso año a año y asegurar la consecución de objetivos es el crecimiento lineal, es decir, no solo mantener año a año el mismo porcentaje de progreso sino ir de manera constante aumentando este margen con respecto al año anterior. La idea en este caso es permitir un desarrollo inicial más lento para planificar e invertir correctamente en la estrategia de despliegue de tecnología óptima y obtener mayores resultados conforme pase el tiempo. En este caso se ha tomado como referencia de partida de progreso el índice de aumento del Producto Interior Bruto que España ha reflejado a finales de este primer trimestre de 2022 con respecto al año anterior, que se sitúa en el 6,4%. Partiendo de esta base, y siguiendo con el PIB como índice de referencia, se ha propuesto un crecimiento lineal sobre el progreso de cada año del valor medio del PIB que el Gobierno de España ha fijado como meta de progreso de aquí a 2050 en su informe ‘España 2050’; este valor sería del 1,5% anual. De esta manera, la evolución del segundo escenario quedaría reflejada en la siguiente fórmula:

$$Demanda_j = Demanda_{j-1} * (1 + \Delta_{i-1} * (1 + \Delta PIB_{(2050)}))$$

donde:

$$\Delta_0 = \Delta PIB_{(04/22)} = 6.4\%$$

$$\Delta PIB_{2050} = 1.50\%$$

Por último, para utilizar como suelo de crecimiento el proporcionado por el escenario BAU que se da por supuesto desde el informe de la FCH JU, Clean Hydrogen JU desde diciembre de 2021, se ha propuesto un tercer escenario de escalada de demanda. En este caso se partiría de un progreso anual en los datos de demanda de hidrógeno bastante más bajo que se iría contrarrestando con un crecimiento respecto al año anterior más agresivo al tratarse de una función exponencial. La problemática de esta vía reside en que para cada lustro del escenario BAU se ha obtenido un progreso anual diferente tal y como se muestra en la Tabla 12. Por tanto, se ha propuesto un modelo en el que cada inicio de lustro el crecimiento anual con respecto al año anterior coincide con el del

escenario BAU, sin perder el progreso que se estaba llevando hasta entonces. Se presenta también la función matemática a la que obedecería este escenario.

$$Demanda_j = Demanda_{j-1} * (1 + \Delta BAU_k)^i$$

donde:

$$k = \text{lustro } 2020 - 2050$$

$$i = \text{año dentro del lustro } k$$

k	ΔBAU_k
2020-2025	2,34%
2025-2030	2,58%
2020-2035	0,89%
2035-2040	1,78%
2040-2045	1,81%
2045-2050	6,13%

Tabla 12: Crecimientos de escenario BAU según lustro.
Fuente: Elaboración propia

Estos valores se han obtenido mediante la herramienta Solver de Microsoft Excel y hacen alusión a el crecimiento lineal de cada lustro considerado en el escenario BAU. La nueva alternativa considera tales crecimientos para el primer año de cada lustro con respecto al ya acumulado anteriormente que está basado en un crecimiento exponencial a partir de estos datos de la Tabla 12, tal y como se describe en la ecuación de arriba.

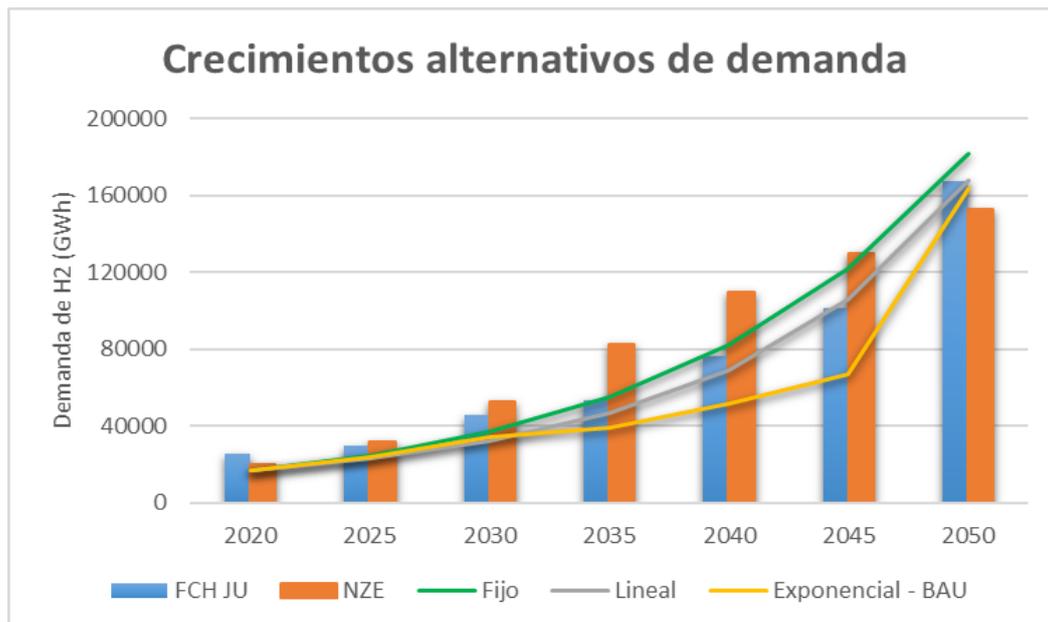


Ilustración 33: Crecimientos cualitativos alternativos de demanda propuestos. Fuente: Elaboración propia

La principal conclusión que se puede sacar de esta simulación de crecimientos de demanda alternativos es que hasta 2030 las tres vías tienen un desarrollo similar y que se mantiene notablemente por debajo de ambos escenarios NZE y FCH, lo que implica que, en caso de no poder ajustarse a los dos escenarios principales, muy probablemente ninguna de las variantes podría satisfacer los objetivos a corto plazo 2030 estipulados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno como se tratará de comprobar posteriormente sobre el Net Zero Emissions y el Fuel Cells and Hydrogen.

En cambio, todas ellas acaban por ser variantes válidas respecto al horizonte 2050. Tanto el progreso exponencial - BAU como el lineal terminan por alcanzar datos de demanda de hidrógeno en España prácticamente idénticos a los estimados por el escenario FCH JU para 2050 cercanos a los 167.000 GWh de consumo, mientras que la vía de crecimiento fija al 8.3% supera con creces tanto al escenario NZE como al FCH. Sin embargo, quizás tanto la opción de crecimiento fijo por partir de una evolución muy optimista desde un principio, como la opción de crecimiento exponencial-BAU por implicar una escalada excesiva en los últimos cinco años donde la demanda se más que duplicaría, suponen escenarios más irreales y que no podrían servir de referencia alternativa en caso de no aguantar el ritmo de evolución inicial que proponen los escenarios NZE y FCH.

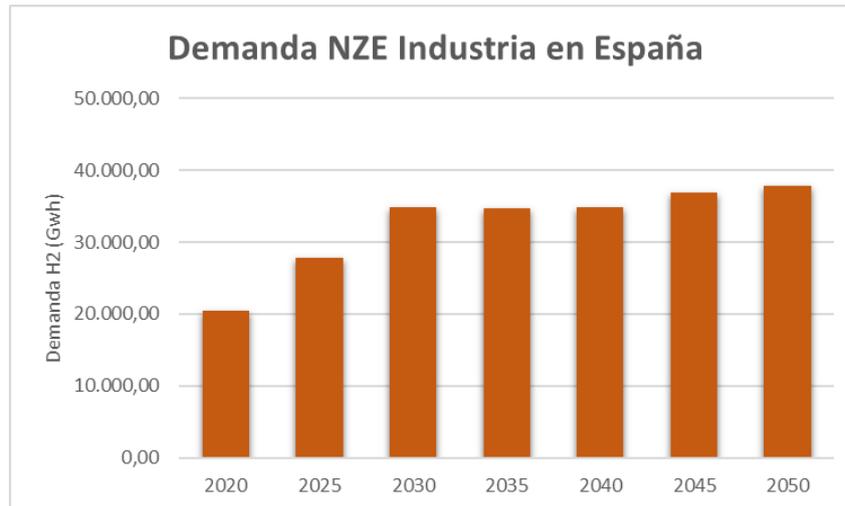
Por tanto, el escenario de crecimiento lineal se postularía como una buena opción para fijar objetivos anuales y garantizar el progreso paulatino. Todo ello asumiendo que ambos escenarios garantizarían la consecución de los objetivos de neutralidad climática. Para ello, se procederá a evaluar la alineación que tienen estos escenarios con los dos sectores principales en los pone el foco el hidrógeno verde para su descarbonización: la industria y el transporte.

3.1.1. Industria

Para analizar las proyecciones referentes al sector industrial a nivel nacional que ambos escenarios han considerado necesarias para alcanzar la neutralidad climática en 2050 se ha procedido de la misma manera descrita en el apartado previo. En este caso, los coeficientes para extrapolar datos utilizados son los recogidos en la fila de nombre 'Consumo Industria' en la Tabla 1, los cuales toman los valores 7.55% y 0.68% para los escenarios FCH JU y NZE, respectivamente.

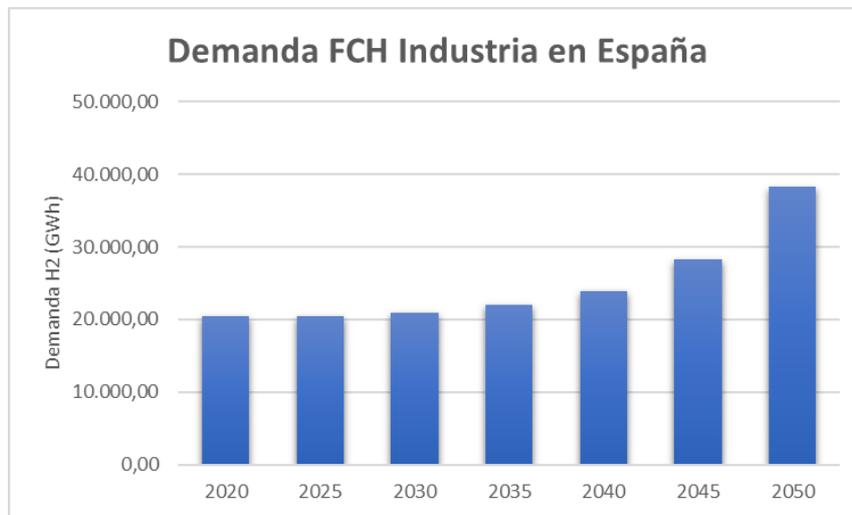
En el caso particular del escenario propuesto por la Agencia Internacional de la Energía, se hace una distinción especial a las actividades del refino y la inyección de hidrógeno en la red de gas. Para simplificar la comparación con el

escenario FCH JU se han englobado estas dos actividades en el apartado denominado como industria del escenario NZE. Estos resultados quedan representados por el siguiente gráfico de barras.



*Ilustración 34: Demanda NZE de H2 requerida en la industria de España.
Fuente: Elaboración propia*

Por su parte, el escenario FCH JU también hace una distinción entre la utilización de hidrógeno en las actividades industriales en las que ya se usa a día de hoy y aquellas nuevas que han de ir desarrollándose en el futuro. Por el mismo motivo que anteriormente, se han juntado estas dos áreas bajo el título de ‘Industria’.



*Ilustración 35: Demanda FCH de H2 requerida en la industria de España.
Fuente: Elaboración propia*

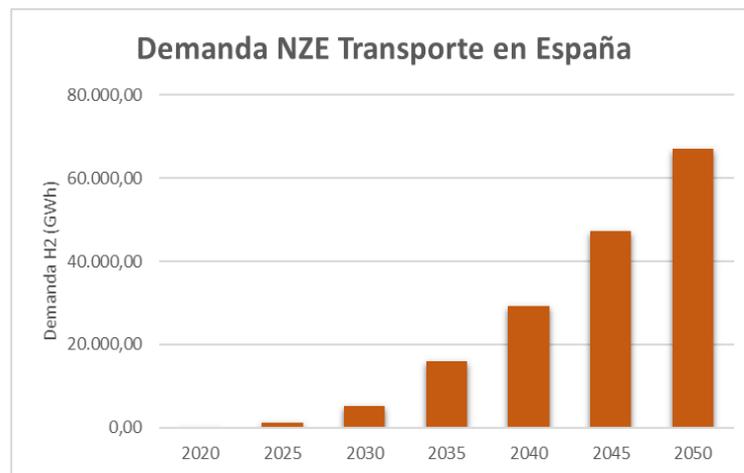
De estas dos proyecciones se saca la conclusión de que, al igual que ocurría analizando las proyecciones generales sin desglosar por sector, ambos escenarios vuelven a coincidir de nuevo en las cifras a alcanzar en 2050 para llevar a cabo una transición energética en la línea de los objetivos acordados. En este caso, la demanda de hidrógeno verde que requeriría el sistema energético español habría de ser al menos superior a los 35.000 GWh anuales para descarbonizar el sector, según ambos escenarios.

Donde nuevamente vuelven a diferir es en los objetivos a corto plazo. El escenario FCH vuelve a apostar por un desarrollo más lento y controlado que garantice la consecución de objetivos en el largo plazo, mientras que el escenario NZE insiste en la implementación del hidrógeno lo antes posible en el sector industrial. Tanto es así que la diferencia entre ambos en el año 2030 sería de hasta un 67% en favor del Net Zero Emissions.

3.1.2. Transporte

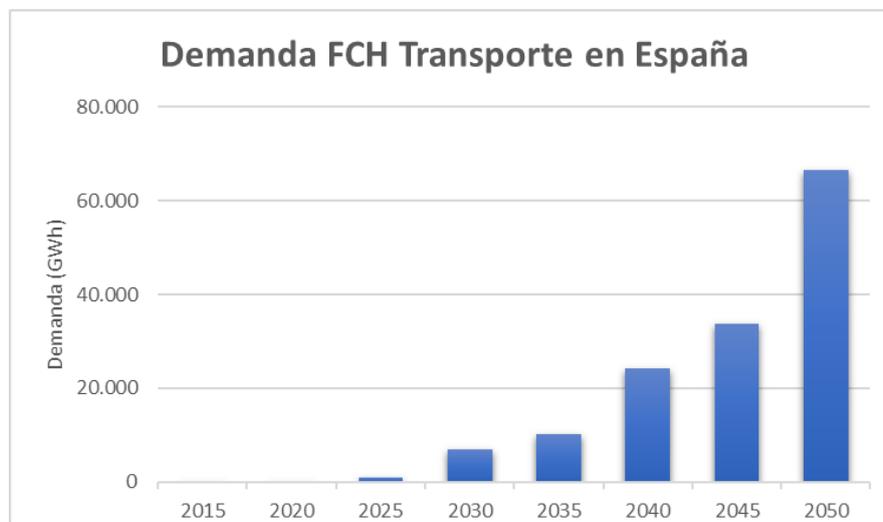
Con el mismo propósito que el apartado anterior, se han elaborado gráficas que reflejan la aportación que habría de tener el hidrógeno verde en el sector más contaminante de nuestro país para promover su descarbonización, especialmente focalizada en el transporte de larga distancia. En este sector los valores de extrapolación para el escenario NZE y FCH JU serán 1.13% y 9.87%, respectivamente.

Al igual que ocurría con los datos de la actividad industrial, el escenario NZE vuelve a señalar actividades de manera independiente debido a la especial importancia y volumen de demanda que estas han de experimentar en el futuro. En este caso, la demanda de hidrógeno para soluciones de movilidad, mostrada en la Ilustración 36, estará comprendida por las áreas ‘transporte’ y ‘synfuels’ del informe ‘Global Hydrogen Review 2021’. Los synfuels son combustibles sintéticos que utilizan hidrógeno renovable, entre otros elementos, para elaborar compuestos utilizados especialmente en aviación.



*Ilustración 36: Demanda NZE de H2 requerida en el transporte de España.
Fuente: Elaboración propia*

Por su parte, el escenario FCH JU no hace ninguna distinción adicional dentro de las soluciones de movilidad, de modo que la Ilustración 37 se vale de los datos del campo ‘Transporte’ del desglose de demanda sectorial en el informe de la Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.

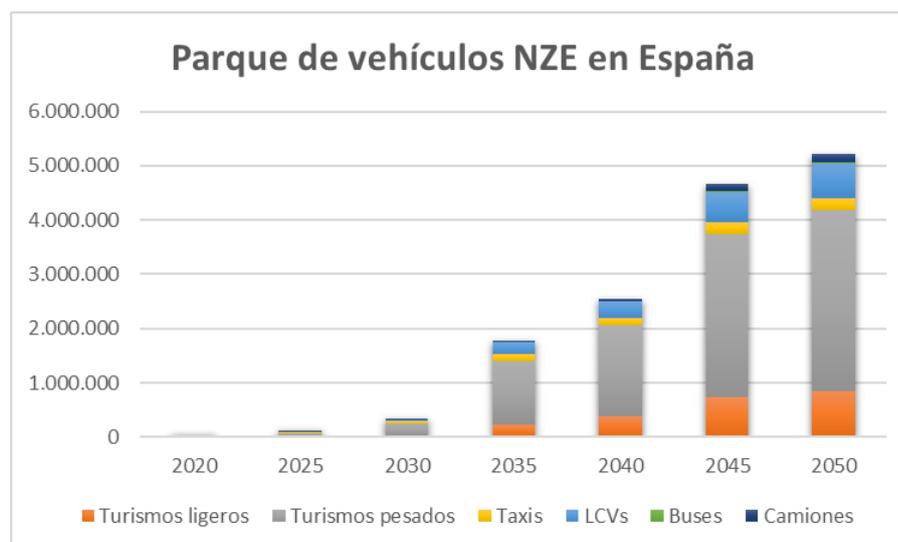


*Ilustración 37: Demanda FCH de H2 requerida en el transporte de España.
Fuente: Elaboración propia*

Por una parte, los datos arrojados en el sector del transporte confirman finalmente que ambos escenarios coinciden en la necesidad de demanda de hidrógeno que requiere España para descarbonizar sus dos actividades más contaminantes. En el caso particular del transporte, ambas cifras de demanda en 2050 se sitúan en los 67.000 GWh.

Por otro lado, se da por primera vez que, tanto el escenario NZE como el FCH JU coinciden también en sus cálculos necesarios de demanda en 2030. Esto puede deberse a que, dado que el informe de la IEA es dos años más reciente que el planteado en el escenario FCH, los cálculos llevados a cabo en el *Global Hydrogen Review 2021* hayan tenido en cuenta el lento desarrollo inicial que han tenido los vehículos FCEV y se haya ralentizado su crecimiento inicial en el mercado hasta igualar cifras del escenario FCH en 2030; en torno a los 6.000 GWh. De hecho, solo en Asia (Japón, China y Corea del Sur) y algo más levemente en Alemania, los vehículos de pila de combustible han tenido una representación no anecdótica en su parque de vehículos en estos primeros dos años de década. Concretamente en España, se matricularon 6 vehículos FCEV en 2020 y 9 más en 2021.

En la línea continuista de las matriculaciones de vehículos FCEV, se ha tratado de representar también, en base a los datos de demanda de hidrógeno en España obtenidos, la evolución que habrían de tener los FCEVs en el parque de vehículos nacional. Para ello, se han relacionado los datos de ventas necesarios que proponen los dos escenarios para cada lustro de 2020 a 2050 con las gráficas de demanda de hidrógeno en soluciones de movilidad en España.



*Ilustración 38: Parque NZE de vehículos FCEV requerido en España.
Fuente: Elaboración propia.*

La figura anterior y la siguiente representan las unidades FCEV que habrían de circular por España a lo largo del tiempo para corresponderse con los datos de demanda de hidrógeno de los escenarios NZE y FCH, respectivamente.

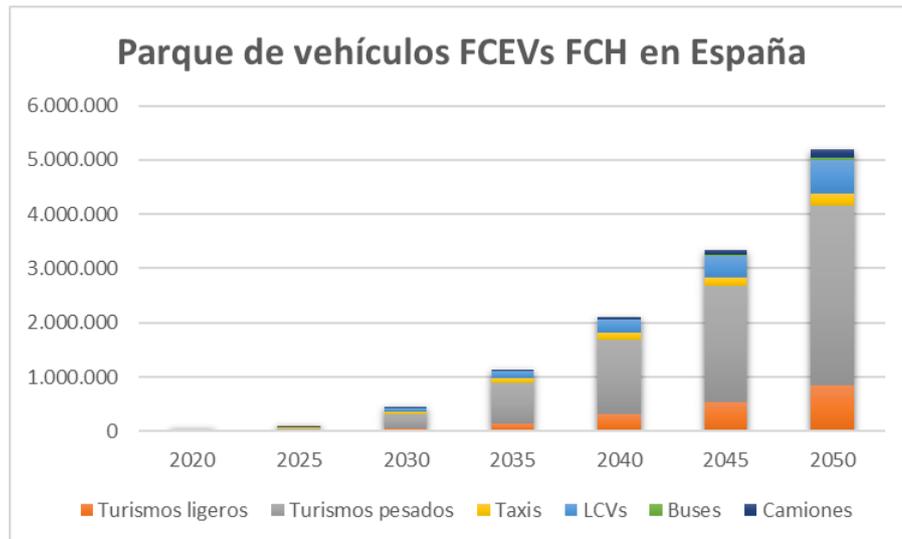


Ilustración 39: Parque FCH de vehículos FCEV requerido en España.
Fuente: Elaboración propia.

Las conclusiones que se pueden obtener de ambas figuras son las mismas que se comentaron sobre el consumo de hidrógeno verde en el transporte al seguir estas las mismas tendencias temporales, cada una en su respectivo escenario. En este caso, las matriculaciones de vehículos de carretera alimentados por la pila de hidrógeno habrían de superar los cinco millones de unidades para 2050, mientras que en 2030 serían necesarias apenas 300.000 en el escenario de la IEA y unos 400.000 vehículos circulando por las carreteras nacionales para satisfacer la ruta de progreso establecida por la FCH JU.

Sin embargo, quizás donde se puede apreciar la relevancia e introducción de la tecnología FCEV en el parque de vehículos nacional es viendo el porcentaje de representación que tendrían cada uno de estos vehículos respecto a la flota nacional de su misma clasificación. En este caso, y como se ha explicado previamente dada la ventaja competitiva que tiene la pila de combustible en cuanto a velocidad de carga y autonomía, se espera que vehículos de gran kilometraje diario, como vehículos de transporte pesado, acaparen mayor porcentaje de FCEVs dentro sus categorías, en el largo plazo. Para ello, se han utilizado la Tabla 13 y la Tabla 14 (orden FCH, NZE) para reflejar tanto el

porcentaje de matriculación como el de ventas de los distintos tipos de vehículos representados anteriormente.

Escenario	Clasificación	Año	% FCEVs circulación	% Ventas
FCH	Turismos ligeros	2030	0,49%	2,02%
		2040	4,12%	8,65%
		2050	14,26%	21,52%
	Turismos pesados	2030	1,60%	5,40%
		2040	9,06%	15,85%
		2050	28,34%	39,23%
	Taxis	2030	8,35%	14,40%
		2040	26,10%	32,04%
		2050	57,03%	61,27%
	LCVs	2030	2,60%	8,48%
		2040	12,09%	19,54%
		2050	29,96%	49,12%
	Buses	2030	1,78%	5,93%
		2040	9,24%	17,74%
		2050	24,82%	44,71%
	Camiones	2030	0,40%	1,42%
		2040	4,77%	12,85%
		2050	21,48%	35,29%

Tabla 13: Parque de vehículos y ventas FCEV escenario FCH. Fuente: FCH JU (2019)

Escenario	Clasificación	Año	% FCEVs circulación	% Ventas
NZE	Turismos ligeros	2030	0,37%	1,55%
		2040	4,99%	10,48%
		2050	14,33%	21,63%
	Turismos pesados	2030	1,23%	4,15%
		2040	10,97%	19,19%
		2050	28,49%	39,44%
	Taxis	2030	6,41%	11,05%
		2040	31,61%	38,80%
		2050	57,33%	61,60%
	LCVs	2030	2,00%	6,51%
		2040	14,64%	23,66%
		2050	30,11%	49,38%
	Buses	2030	1,37%	4,55%
		2040	11,19%	21,49%
		2050	24,95%	44,95%
	Camiones	2030	0,31%	0,00%
		2040	5,78%	15,56%
		2050	21,60%	35,47%

Tabla 14: Parque de vehículos y ventas FCEV escenario NZE. Fuente: IEA (2021)

Desde esta perspectiva se puede apreciar mejor en qué puntos concretos ha de penetrar el hidrógeno en el transporte por carretera. Pese a acaparar mayor volumen de ventas, como era de esperar, los turismos no serían el principal target market de la tecnología FCEV. Al contrario, serían vehículos con menor volumen de ventas, pero con mayor kilometraje diario y emisiones de CO₂ por unidad los que habrían de hacer un mayor uso del hidrógeno verde en comparación con el resto de los vehículos de misma clasificación que utilicen diferentes combustibles. No resulta extraño lo parejos que son los datos de 2050 entre escenarios, ya que el consumo de GWh anuales se proyectó prácticamente idéntico en 2050. Concretamente, los vehículos que alcanzarían ventas de FCEV cercanas al 50% en 2050 serían los autobuses y los LCVs (*Light Commercial Vehicles*: furgonetas, camionetas, vans, etc), mientras que el taxi sería el modo de transporte que más ventaja habría de sacar de la pila de combustible con ventas matriculaciones de nuevas licencias FCEV rondando el 60% en 2050.

Finalmente, como uso final más importante en el transporte por carretera, se procederá a analizar el despliegue de estaciones de repostaje de hidrógeno (HRSs) que estos datos de matriculaciones de vehículos FCEV requerirían para no encontrar problemas de suministro de hidrógeno en las carreteras españolas.

En este caso, es el escenario FCH JU el que ha trazado el despliegue necesario de hidrogeneras en el territorio europeo. La característica más importante para entender la relación demanda de hidrógeno - número de hidrogeneras está en que se ha planteado un modelo de hidrogenera con capacidad de suministro diario de unos 1.000 kg de H₂, además de asumirse una autonomía tras repostaje de 600 km en promedio. Pese a no ser incluidos planes de distribución de dichas hidrogeneras, estas habrán de desplegarse bien en núcleos urbanos más concurridos para suministrar combustibles a flotas de transporte como taxis o autobuses, y también en puntos redes comerciales con más afluencia de vehículos. Con ello, y tras ajustar los datos a la demanda obtenida en España, se obtienen los siguientes resultados:

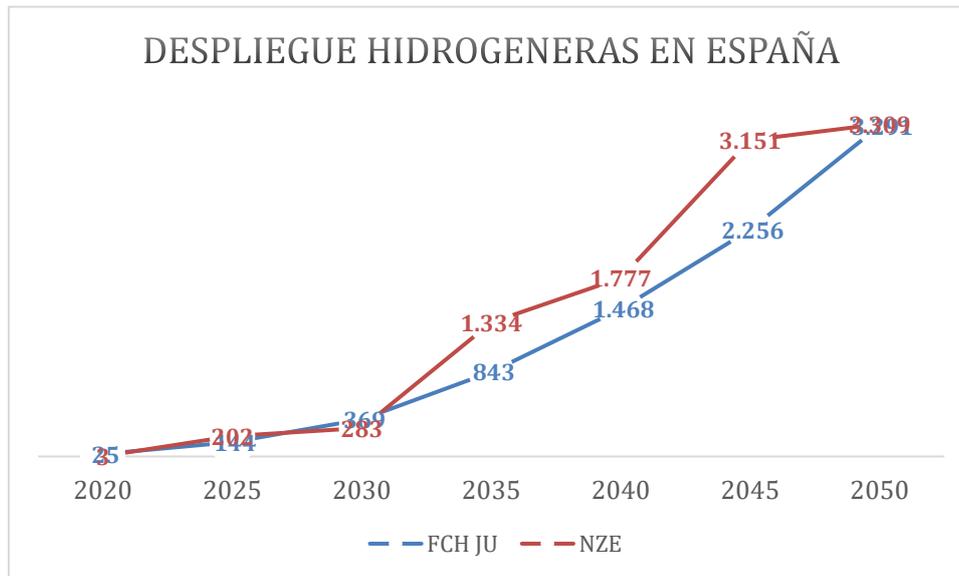


Ilustración 40: Hidrogeneras requeridas en España según escenario. Fuente: Elaboración propia

En este caso, es importante recalcar dos aspectos. En primer lugar, que el número de hidrogeneras puede variar según la capacidad que tengan cada una de las hidrogeneras y, en segundo lugar, que el hecho de que los escenarios den cifras en torno a las 3.000 hidrogeneras existentes en España en 2050 no implica que sean de nueva construcción ya que el hidrógeno cuenta con la ventaja de que puede hacer uso de instalaciones y gasolineras actuales. El mayor reto en este caso, como se explicará en el capítulo 5, será el modo de transportar el hidrógeno a las HRS.

3.1.3. Otros aspectos

Además de los propios datos de consumo en sus diferentes actividades, los usos finales de la cadena de valor del hidrógeno están directamente relacionados con otras actividades que influyen enormemente estos datos, o bien repercuten directamente en otros posteriores. De ahí que se considere también importante evaluar concretamente tres aspectos diferenciados: las emisiones de CO₂ reducidas, la producción de las plantas de electrolizadores y las inversiones que se vuelcan sobre las tecnologías bajas en carbono. De manera breve se mostrarán qué expectativas sobre España arrojan los datos de los escenarios Net Zero Emissions y el Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.

En primer lugar, la siguiente ilustración recoge las emisiones de CO₂ que conseguirían ser abatidas de cumplirse el progreso que dan los dos escenarios. Se han incluido también las emisiones de CO₂ equivalentes mediante el factor de

conversión de 3.67 dado que es la unidad de medida estándar para magnitudes de abatimiento de gases nocivos.

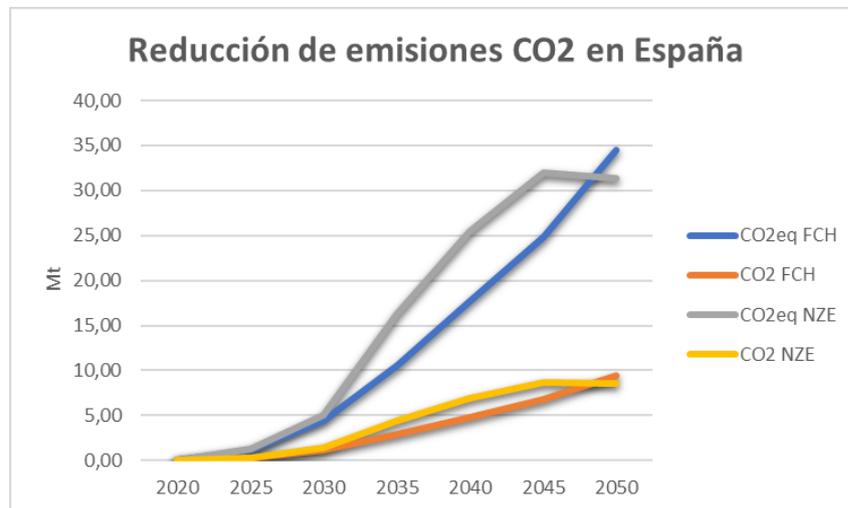
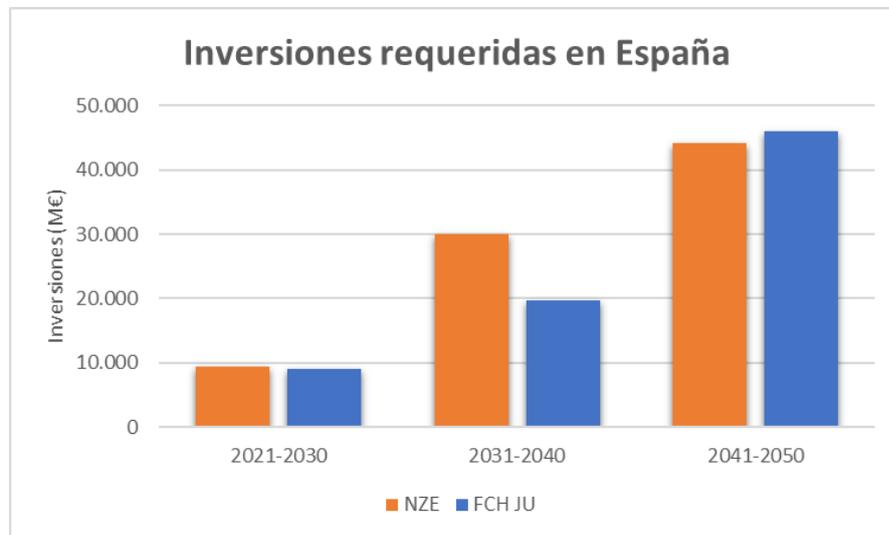


Ilustración 41: Abatimiento de emisiones requerido por cada escenario.
Fuente: Elaboración propia.

La representación cualitativa para el mismo escenario es idéntica, pero se incluyen ambas en caso de ser necesario una u otra a la hora de comparar los registros con los objetivos nacionales.

Por otra parte, respecto a las actividades que no dependen de la demanda de hidrógeno, sino que estas influyen directamente el consumo de gas renovable, encontramos las inversiones en proyectos y la capacidad de electrólisis instalada. En este caso, el siguiente chart representa las inversiones requeridas a lo largo del tiempo para ‘alimentar’ toda la cadena de valor del hidrógeno de principio a fin. En este caso particular, solamente el escenario NZE incluye cifras de inversiones necesarias en la cadena de valor hasta 2050, mientras que el escenario FCH JU lo hace únicamente hasta a 2030. Pese a no corresponderse con los datos del informe, por no haberlos, se ha trazado una proyección basada en los datos de evolución de demanda FCH descritos en apartados previos para determinar con qué cifras de inversiones se corresponderían. Para el cambio de moneda de dólares a euros se ha utilizado el cambio registrado por el BOE a 31 de mayo de 2022, con un valor de 1 euro por cada 1.0713 dólares americanos. También es preciso matizar que el escenario de la IEA incluye las inversiones necesarias en billones de dólares americanos, que se corresponden con mil millones de dólares (un 1 seguido de 9 ceros) y no con el concepto español de billón, que serían un millón de millones (un 1 seguido de 12 ceros).



*Ilustración 42: Inversiones requeridas por década según escenario.
Fuente: Elaboración propia*

Finalmente, con las inversiones mostradas anteriormente se financian diversos proyectos a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno, entre los que se encuentran las plantas de producción de hidrógeno renovable a partir de electrolizadores. De hecho, la totalidad de los proyectos descritos en la Hoja de Ruta del Hidrógeno consisten en la producción de hidrógeno verde, aunque algunos además incluyen la utilización final que se dará a la producción de hidrógeno al tratarse de plantas *on-site*, es decir, instalaciones de electrólisis directamente conectadas a su uso final como hidrogeneras o fábricas de fertilizantes. Esto se debe a que España cuenta con condiciones climatológicas óptimas para producir hidrógeno renovable. Sin embargo, al contrario que en usos finales de demanda de hidrógeno, la producción del mismo no está correlacionada ni con el consumo de energía de un país, ni con el crecimiento de su población. Por tanto, los diferentes países del mundo pueden producir más hidrógeno del que consumen y luego exportarlo (caso de España dado su potencial de producción de energía solar y eólica), o bien producir menos o nada del hidrógeno que consumen e importarlo de otros países. De modo que una extrapolación de datos de producción y capacidad instalada de electrólisis pierde significado en este contexto.

3.2. ALINEACIÓN CON LA HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO

Una vez presentados los ajustes de los escenarios Net Zero Emissions y Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking a escala española, resulta interesante saber en qué grado están alineados los objetivos a corto y largo plazo propuestos por el Gobierno de España y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para determinar si las metas propuestas por el Gobierno son adecuadas y realistas o, contrariamente, han de ser revisadas.

Por tanto, se hará una comparativa de las marcas de referencia a alcanzar por España con las extraídas de los escenarios NZE y FCH JU.

3.2.1. Objetivos 2030

Para los objetivos a corto plazo, se ha utilizado como referencia la Hoja de Ruta del Hidrógeno elaborada por el Gobierno de España a finales de 2020. Como informes de apoyo se han empleado el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030) y el “Impacto del sector H2&PC en 2030” elaborado por la Asociación Española del Hidrógeno. Son los siguientes:

➤ Descarbonización del consumo de H₂ gris en la industria

En este caso, España tiene como objetivo lograr que antes de 2030 el 25% de las 500.000 toneladas anuales de H₂ que consume su industria provengan de hidrógeno verde. Los escenarios no dan tales especificaciones de descarbonización, pero estas se pueden estimar superficialmente viendo cómo evoluciona la demanda en las actividades en las que se consume hidrógeno en España (refino e industria química), el problema es no conocer la parte del consumo previo que se espera haya cambiado a fuentes renovables. No siendo del todo preciso, los resultados obtenidos serían de un 23.88% en el FCH JU y un 20,80% en el escenario NZE, donde se apunta a una caída de demanda en la industria del refino.

➤ Vehículos FCEV matriculados.

Escenario	FCH JU	NZE	Gobierno	Resultado
Objetivo	418.745	321.406	140.000	X

Tabla 15: Comparativa objetivo 1. Fuente: Elaboración propia

- Autobuses FCEV matriculados.

Escenario	FCH JU	NZE	Gobierno	Resultado
Objetivo	1.639	1.258	150-200	X

Tabla 16: Comparativa objetivo 2. Fuente: Elaboración propia

- Vehículos comerciales FCEV matriculados (LCV, camiones, buses, etc).

Escenario	FCH JU	NZE	Gobierno	Resultado
Objetivo	52.292	40.137	5.000-7.000	X

Tabla 17: Comparativa objetivo 3. Fuente: Elaboración propia

- Hidrogeneras públicas instaladas.

Escenario	FCH JU	NZE	Gobierno	Resultado
Objetivo	369	283	100-150	X

Tabla 18: Comparativa objetivo 4. Fuente: Elaboración propia

- Inversiones en proyectos de hidrógeno renovable (M€).

Escenario	FCH JU	NZE	Gobierno	Resultado
Objetivo	8.982	9.475	8.900	0

Tabla 19: Comparativa objetivo 5. Fuente: Elaboración propia

- Reducción de emisiones de CO₂ equivalente (Mt).

Escenario	FCH JU	NZE	Gobierno	Resultado
Objetivo	4,45	5,09	4,6	0

Tabla 20: Comparativa objetivo 6. Fuente: Elaboración propia

➤ Potencia de electrolizadores instalada.

En el caso de la producción de hidrógeno renovable, no se ha adjuntado ninguna comparativa como con los objetivos anteriores debido a la explicación dada en el punto 3.1.3 sobre las condiciones que determinan el volumen de producción de un producto, en este caso el hidrógeno verde en plantas de electrolizadores.

Sin embargo, se adjunta la Ilustración 43, elaborada por EES (Electrical Energy Storage) en el informe ‘Europe Restart 2021: Focus on Green Hydrogen’, que muestra los proyectos de instalación de plantas de electrólisis con fecha de RtB (*Ready to Build*) antes de 2030. Es decir, no son proyectos con fecha de inicio de operaciones (COD: *Commercial Operation Date*) en 2030 como evalúa el último objetivo presentado, pero sirven como referencia para ver el potencial de producción que tiene España en relación al resto de países europeos.

Planned electrolyzer capacity by 2030 (MW)



Ilustración 43: Potencial de electrolizadores planeado según país europeo.
Fuente: EES: Europe Restart 2021: Focus on Green Hydrogen (2021)

Los datos mostrados llevan a la conclusión de que España liderará con amplio margen la producción de hidrógeno verde en Europa y que el objetivo

2030 de 4GW de potencia instalada de electrolizadores no solo es alcanzable, sino que se debería reajustar y proponer nuevas metas más optimistas.

3.2.2. Objetivos 2050

Para los objetivos a largo plazo, se ha utilizado como referencia la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP 2050) elaborada por el Gobierno de España también a finales de 2020.

Desafortunadamente, este informe incluye objetivos a largo plazo 2050 para todas las formas posibles de descarbonización en las diferentes actividades, véanse biogás, hidrógeno, electrificación, etc. De esta manera, no es posible realizar ninguna comparativa al no especificarse el aporte que tendría el hidrógeno a los objetivos establecidos. La mayor referencia a tener para 2050 es el grado de penetración de los denominados ‘combustibles renovables’, entre los que el hidrógeno se presume como actor mayoritario. En la Estrategia a Largo Plazo se le marca como objetivo un 36% de consumo de energía, mientras que los escenarios NZE y FCH le dan un 22% y un 24%, respectivamente al hidrógeno. Dado que el dato del informe español alude a más variantes de combustibles, existen altas probabilidades de que los objetivos sean acertados.

De igual manera, los objetivos principales planteados para 2050 en España son los siguientes:

- Dependencia energética: 13%.
- Consumo de renovables en usos finales: 97%.
- Generación eléctrica a partir de renovables: 100%.
- Emisiones anuales de CO₂ eq: 27Mt (37Mt absorción en sumideros, >100%).
- Electrificación de edificios: 86%.
- Potencia eléctrica renovable: 4x superior a 2020.

3.2.3. Conclusiones

Pese a no poderse realizar una comparativa de objetivos de hidrógeno en 2050 con los escenarios NZE y FCH, se pueden extraer conclusiones importantes de la comparativa con los objetivos de 2030.

Lo más destacable sin duda alguna es que todos y cada uno de los objetivos propuestos en relación a soluciones de movilidad están muy por debajo de los extraídos de ambos escenarios y, por tanto, considerados necesarios para alcanzar la neutralidad climática en 2050. Tanto los objetivos de vehículos totales matriculados, como los más específicos de autobuses, vehículos comerciales e hidrogenas han de ser revisados y ampliados para exigir más del despliegue del hidrógeno en el transporte.

Sin ir más lejos, los datos de vehículos matriculados a finales de 2021 en España alcanzan las 10 unidades, mientras que países como Alemania cuentan con 525 unidades vendidas de Toyota Mirai en 2021. Se evidencia así el retraso que lleva a España en cuenta a demanda de hidrógeno en el transporte.

Otro de los objetivos que parece no vaya a cumplirse es el porcentaje de demanda de hidrógeno aplicado a la industria. Sin embargo, esta comparativa no es tan vinculante ya que puede variar mucho según lo que se clasifique como sector industrial entre un escenario u otro y, en este caso, el Gobierno de España. La realidad es que los datos de demanda en GWh de ambos escenarios también son más exigentes que el progreso que parece llevar la demanda del sector industrial en 2020 y 2021, pero mucho más parejos y con tiempo para recuperar que los porcentajes que muestra la comparativa del apartado 3.1.1.

En la cara buena de la moneda, parece haber bastante concordancia entre los objetivos de emisiones de CO₂ a ser mitigadas gracias al hidrógeno renovable, así como con las inversiones necesarias para acometer este abatimiento. Teniendo aparentemente claros estos objetivos, se habría de revisar la forma de expandir el uso de hidrógeno para que los datos de demanda concuerden con estos dos enfoques.

Como aspecto positivo, y pese a que no todos los objetivos propuestos parecen ser suficientes para satisfacer las necesidades propuestas por ambos escenarios, destaca el hecho de que la Hoja de Ruta del Hidrógeno deja bien claro que se someterá a revisiones cada tres años con el fin de evaluar progresos y hacer modificaciones más apropiadas para la situación actual del momento. Esto abre la puerta a proponer objetivos más exigentes el año que viene para 2030, sobre todo en el sector de la movilidad, y además proponer nuevos objetivos tanto para 2030 como para nuevas marcas temporales que puedan ser comparados con los datos arrojados por este estudio.

Finalmente, destacar las declaraciones de Javier Brey, presidente de la Asociación Española del Hidrógeno. Tal y como recoge el país: “El objetivo de los 4GW se cubre de sobra”, de modo que la producción de hidrógeno en España se antoja bastante prolífica. Además, añade que le parecen bajos los objetivos de hidrogeneras para 2030 y también que “la idea es lograr un 1% de vehículos de pila de combustible que sumarían, en un país con 30.000.000 de coches, unos 300.000”. De esta manera, se invita al optimismo de que el lento progreso en soluciones de transporte sea revertido. De hecho, de alcanzarse el dato dado por el presidente de la AEH2, se cumpliría con gran exactitud las metas extraídas para España del escenario NZE y el FCH que se sitúan en torno a los 300.000 y 400.000 vehículos FCEV, respectivamente. (País, 2021)

Capítulo 4. PERSPECTIVA DE FUTURO Y CAMPOS DE ACCIÓN

4.1. PERSPECTIVA DE FUTURO

Una vez extraídas las conclusiones de cómo de alineados se encuentran los objetivos propuestos por el Gobierno de España con aquellos extrapolados de los escenarios FCH JU y NZE, se presenta la duda de qué teclas debe presionar el país para revertir tanto el aparente retraso en el consumo de hidrógeno que apunta presentar España, como la poca exigencia respecto al impulso de vehículos de pilas de combustible y el despliegue de una red de hidrogeneras propicia para la circulación de los mismos.

Con el fin de determinar las áreas más influyentes para el desarrollo de las tecnologías bajas en carbono en España, se han propuesto dos estudios para determinar el grado de relación entre diferentes variables del mercado eléctrico y de la utilización de energía en España.

Se ha escogido el modelo de regresión lineal mediante el método de los mínimos cuadrados ordinarios (MCO) como vía para extraer resultados. Este procedimiento consiste en determinar en qué grado una variable de resultado, denominada dependiente, es explicada por otras variables diferentes, denominadas independientes o explicativas, que presumimos pueden guardar cierta relación con nuestra variable dependiente. La función de la variable dependiente para el modelo queda tal que así:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 * X_{1i} + u_i$$

donde:

Y_i = variable dependiente

β_0 = término constante

β_j = “betas” o coeficientes de regresión

X_{ji} = variables explicativas

u_i = término de error

El objetivo del modelo de regresión es el de minimizar la suma de los cuadrados de los residuos, es decir, los errores, para aumentar la precisión de la función Y el máximo posible. La razón por la que se utilizan los cuadrados de los residuos es para evitar compensación de errores negativos y positivos.

La premisa principal de este análisis será la de tratar de vincular el crecimiento o decrecimiento de variables sobre las que pueden incidir las organizaciones más influyentes, con el objetivo de que tales devenires terminen por repercutir en un aumento de la producción de hidrógeno y de su consumo en nuestro país. La variable a explicar será la producción anual renovable de España. Esta elección se basa en la hipótesis de que la primera etapa de la cadena de valor del hidrógeno verde es la producción de energía en plantas renovables que alimenten los electrolizadores o demás sistemas de producción de H₂ de cero emisiones, por tanto, se presume vinculante conocer qué indicadores afectan más a esta variable.

Una vez explicada la metodología, se presenta la variable dependiente del modelo a realizar. El modelo tomará como variable Y, tal y como se explica en el párrafo anterior, la generación anual de electricidad a partir de energías renovables:

- Producción anual de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica.
- Producción anual de electricidad a partir de energía eólica.
- Producción anual de electricidad a partir de energía hidroeléctrica.
- Producción anual de electricidad a partir de energía solar térmica.

4.2. CAMPOS DE ACCIÓN

Las variables independientes (campos de acción, en adelante) pueden ser cualquier dato o indicador que el sujeto que realiza el estudio considere para el mismo, de modo que para determinar las variables independientes de los modelos de regresión se procederá a explicar las razones de su elección.

En este caso se han dividido en dos grupos diferenciados: las inversiones en I+D según la actividad energética de destino y los indicadores económicos del mercado eléctrico (energy drivers).

4.2.1. Inversiones I+D

La gran esperanza respecto a las inversiones en investigación y desarrollo es que se traduzcan en resultados para aquellos sectores a las que van dedicadas. Utilizando este simple apoyo, se proponen los siguientes presupuestos anuales en R&D como variables explicativas del modelo.

- Budget anual para hidrógeno renovable y tecnologías bajas en carbono.
- Budget anual para eficiencia energética.
- Budget anual para almacenamiento de energía.
- Budget anual para fuentes de producción renovables.

4.2.3. Mercado eléctrico

Dejando de lado las fuentes de producción de energía, se considera que el despliegue de hidrógeno por el territorio nacional puede estar también estrechamente relacionado con diferentes indicadores económicos relacionados con la actividad energética.

Una de las realidades actuales sobre el hidrógeno es que su alto coste le impide ganar competitividad y necesita de subvenciones, ventajas fiscales y demás ayudas para dar salida a sus productos y tecnologías ya que no se puede apoyar en el componente económico a día de hoy. En esta línea continuista se han escogido las dos últimas variables explicativas en base a dos premisas diferentes:

Por un lado, el hecho de que el hidrógeno encuentre en el gas natural un obstáculo (el hidrógeno gris proviene del gas natural y el hidrógeno puede sustituir al gas natural en la red) para su implementación, lleva a pensar que los precios que tengan gran repercusión en la utilización de esta fuente de energía pueden ser más que relevantes. Por tanto, se encuentran nuevas variables explicativas en:

- Precio de emisión de CO₂ por tonelada.

Por otro lado, el hecho de que el hidrógeno necesite de reducir costes sugiere que pueda ser de interés analizar la variable nacional que relaciona demanda y economía:

- Intensidad energética.

4.3. SIMULACIÓN DEL MODELO DE REGRESIÓN

Antes de presentar los resultados de los modelos de regresión lineal se especifica que los datos sobre la producción de energía y de emisiones utilizados por en el modelo se han obtenido de la base de datos de la IEA.

4.3.1. Modelo: Producción de energía renovable

Antes de mostrar los resultados obtenidos del Modelo, es preciso apuntar que la variable independiente ha sido modificada a la hora de ser introducida en el programa. El motivo está en que cuando ciertas variables, como pueden ser el salario de una persona, toman valores de muy alto rango de variación, pueden conducir a errores en el modelo. El procedimiento es transformarlas en variables logarítmicas para eliminar este efecto y siendo representadas tal que: $\beta \ln(X_i)$.

La siguiente ilustración resume los resultados obtenidos en el modelo:

Modelo 8: MCO, usando las observaciones 2006-2019 (T = 14)
Variable dependiente: lnRE

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	13.8267	0.501988	27.54	2.13e-08 ***
IDH2	0.00924972	0.0183109	0.5051	0.6290
IDRESource	0.00329266	0.00354935	0.9277	0.3844
IDStorage	-0.00238033	0.00469945	-0.5065	0.6281
Eficiencia	-0.00392719	0.00755155	-0.5201	0.6191
CO2price	-0.0105565	0.00540276	-1.954	0.0916 *
IntensidadenergA~	-0.0299472	0.00600388	-4.988	0.0016 ***
Media de la vble. dep.	11.34527	D.T. de la vble. dep.	0.234925	
Suma de cuad. residuos	0.111879	D.T. de la regresión	0.126423	
R-cuadrado	0.844064	R-cuadrado corregido	0.710404	

Ilustración 44: Simulación modelo MCO

4.3.3. Conclusiones

En primer lugar, se destaca la validez del modelo al no presentar resultados que indiquen lo contrario. Tanto la suma del cuadrado de los residuos logra minimizarse considerablemente, como los valores de R - cuadrado y R - cuadrado ajustado eliminan alguna duda de posible dependencia entre variables al situarse por debajo de 0,9.

Respecto al grado de explicación obtenido en el modelo, se destaca principalmente la poca o nula traducción efectiva de las inversiones en I+D para energías renovables en producción. Como hipótesis principal, se puede pensar que estas inversiones en energía se han de traducir con cierto retraso en producción, debido a que de las fases de investigación a la implementación hay un largo camino intermedio. Sin embargo, los registros muestran un más que notable aumento de las inversiones entre 2010 y 2012 (se llegaron a cuadruplicar las inversiones en 2011 respecto a 2008) que no se ha traducido en ni un ligero pico anómalo de producción en más de una década. La siguiente figura muestra tal evolución de inversiones:

RDD budget per technology group in US dollars, Spain 1990-2019

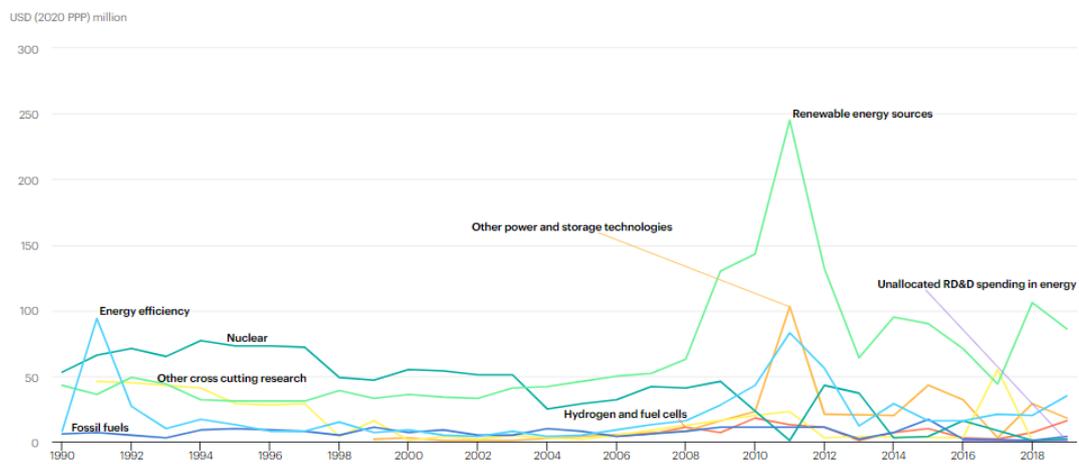


Ilustración 45: Inversión anual de I+D según actividad energética en España. Fuente: IEA

Respecto a las variables que han obtenido un p-valor al menos mínimamente destacable por el software econométrico, se encuentran la intensidad energética y el precio del CO₂ en base a sus emisiones.

En cuanto a la segunda variable, parece lógica la conclusión de que cuanto más alta sea la factura por emitir carbono, menos se producirá de combustibles fósiles y más de fuentes renovables. Sin embargo, el resultado obtenido no resulta tan significativo, probablemente debido a que no han entrado en el modelo los registros de 2020 y 2021 con el precio del CO₂ disparado.

La variable que sí ha obtenido un notable grado explicativo sobre Y ha sido la intensidad energética. Viendo el valor negativo de su parámetro beta y siendo la definición de intensidad energética, las unidades de consumo de energía necesarias para producir 1 unidad de riqueza, se podría concluir que cuanto menor es el coste de consumo de energía, más se fomenta la producción de energías renovables.

Capítulo 5. MODELO DE NEGOCIO: HIDROGENERAS

Al inicio de este documento se expresa la intención de escoger uno de los usos finales de la cadena de valor del hidrógeno y llevar a cabo un modelo de negocio que permita proyectar al futuro los objetivos de negocio y las vías para alcanzarlos, definiendo las actividades y recursos clave para la empresa explotadora. El objetivo no es otro que el de, una vez presentadas las evoluciones de la demanda de hidrógeno requeridas por ambos escenarios, mostrar qué ventajas y obstáculos encuentran los usos finales del hidrógeno en sus respectivos cauces de desarrollo comercial.

Una vez hecha la comparativa de objetivos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno con los extrapolados de los dos escenarios de demanda estudiados para España, se concluyó que el sector donde parece necesitarse un mayor empujón inicial para fomentar su consumo de hidrógeno renovable es el del transporte.

El hecho de que el vehículo de pila de combustible FCEV ya esté comercializado y cuente con modelos, como el Toyota Mirai y el Hyundai Nexu, en circulación y otros nuevos con intención de introducirse en el mercado antes de concluirse el año, restan importancia a escoger el vehículo FCEV como producto para el modelo de negocio. Todo ello, sumado al hecho de que España solamente cuenta con una hidrogenera pública, y a las declaraciones de Javier Brey sobre el poco exigente objetivo 2030 sobre estas, han promovido la decisión de escoger a las hidrogeneras como elemento central de este capítulo 5.

Para la realización del modelo de negocio se ha utilizado la estructura propuesta por Alexander Osterwalder en 2009, conocido como *Business Model Canvas* o lienzo de modelo de negocio, que destaca los siguientes nueve elementos: segmentos de mercado, propuesta de valor, canal, relación con el cliente, fuente de ingresos, actividades clave, recursos clave, socios clave y la estructura de costes.

5.1. BUSINESS MODEL CANVAS

5.1.1. Propuesta de valor

En una primera instancia, el problema respecto a las modalidades de transporte convencional es claro: las emisiones que hacen del transporte en España la actividad más contaminante de nuestro país, siendo responsable de un

29% del total de emisiones de CO₂ producidas anualmente (según datos del MITECO).

Como respuesta inicial para combatir este problema surgieron los vehículos híbridos y eléctricos, estos últimos (BEVs) iniciando su comercialización en España en 2013. Su oferta de valor era clara, eliminar la necesidad de alimentarse de combustibles como la gasolina o el diésel por parte de los vehículos y sustituir las gasolineras por las denominadas estaciones de carga de vehículos eléctricos. Estas consisten en una red de puntos de recarga de las baterías de los coches que, a su vez, cuentan con la ventaja de poder ser instaladas de forma privada en instalaciones donde les sea más apropiada a sus clientes.

Sin embargo, nuevos estudios determinan que existen determinados vehículos, cuyas características encajan de manera más apropiada con las ventajas que proporciona un vehículo de pila de combustible frente a uno eléctrico. Estos se engloban dentro de los HDV (*Heavy duty transport*), donde destacan vehículos comerciales, autobuses y camiones especialmente, además de las flotas de taxis fuera de esta clasificación.

La propuesta de valor que presentan las hidrogeneras se basa en la ventaja competitiva que tienen estas HRSs (*Hydrogen Refueling Stations*) sobre la velocidad de repostaje que ofrecen sus dispensadores de hidrógeno para alimentar las pilas de combustible FCEV. Concretamente, la velocidad de repostaje por vehículo promedio de una hidrogenera es de unas 15 veces mayor que la que pueden ofrecer las estaciones de recarga eléctrica (ver Ilustración 24).

5.1.2. Segmentación de mercado

Para tratar el *target market* que las hidrogeneras, como negocio sobre el territorio nacional, tienen que atacar, se vuelve al informe de la IEA donde se incluye un gráfico en el que se determina a partir de qué kilometraje diario le compensa a un vehículo utilizar FCEV como sistema de suministro de electricidad. Estos datos los recogía la Ilustración 16, y llevan a la conclusión de que los clientes potenciales para la red de hidrogeneras son aquellos conductores de vehículos que recorren distancias diarias superiores a los 400-500 km.

Para traducir esto en números de clientes reales, se usa como referencia los resultados extrapolados a escala española de los escenarios NZE y FCH JU. Tras las ya mencionadas palabras del presidente de la AEH2, se puede decir con

seguridad que los clientes potenciales de las hidrogeneras en 2030 alcanzarán, como mínimo, los 140.000.

Sin embargo, los escenarios de demanda de hidrógeno sugieren que el volumen de clientes podría ser aún mayor. La siguiente tabla recoge la evolución de los potenciales clientes futuros de hidrogeneras:

Escenario	2030	2040	2050
NZE	321.406	2.545.874	5.226.731
FCH JU	418.745	2.102.330	5.199.409

Tabla 21: Potenciales clientes de hidrogeneras. Fuente: Elaboración propia

En ambos casos, se obtienen resultados para 2050 que superarían los 5.000.000 de clientes potenciales. Para dar un perfil a estos clientes, se recuperan las conclusiones extraídas en el capítulo 3, donde los vehículos con mayor cuota de FCEV son los siguientes (en orden descendente): TAXIS, LCVs, AUTOBUSES, TURISMOS PESADOS y CAMIONES.

5.1.3. Canal

Respecto a los canales de los que se pueden valer las hidrogeneras, se pueden destacar dos claras vías para informar de la propuesta de valor a los clientes potenciales. Asumiendo que los clientes ya cuentan con un vehículo de pila de combustible, la primera forma de conectar con ellos para promover la utilización de los servicios que ofrecen las hidrogeneras es la inclusión de una red GPS en el sistema digital del vehículo que deje claro al cliente el paradero de las distintas instalaciones que ofrecen estos servicios. Para ello, sería necesario llegar a acuerdos con los concesionarios para que incluyan tal herramienta en sus productos. Como segundo canal, y en la misma línea que el primero, se encuentran las señales presentes en la red de carreteras con información sobre áreas de descanso, estaciones de repostaje y demás servicios que puedan ser de utilidad para los conductores.

5.1.4. Relación con el cliente

Dado que el funcionamiento de una hidrogenera es prácticamente idéntico al de una gasolinera convencional, la relación con el cliente a la hora de hacer uso de sus servicios es la misma:

- *Self service*: cada vez más es más habitual que los propios conductores efectúen la recarga de combustible. Dado que el proceso de repostaje no es idéntico, hidrogeneras ya instaladas han propuesto que los diferentes clientes se registren la primera vez que hacen uso de estos servicios para verificar si tienen experiencia o no, y, en caso negativo, proyectar un breve tutorial con las instrucciones básicas que garanticen un repostaje seguro y adecuado.
- Asistencia personal: también existe la opción de que los empleados de la instalación establezcan una relación con el cliente de asistencia personal siendo ellos los que lleven a cabo el proceso de repostaje.

5.1.5. Fuentes de ingresos

Los flujos de ingresos pueden venir de dos fuentes de venta principales:

- Propuesta de valor: ingresos provenientes del propio repostaje de hidrógeno por parte de los clientes.
- Derivados de la instalación: al igual que ocurre con otras estaciones de repostaje, una vía de ingresos secundaria consistiría en la venta de productos en la instalación (productos para el vehículo, alimentos, revistas, etc) y la publicidad de marcas.

5.1.6. Actividades clave

Las actividades clave para el desarrollo de una hidrogenera son aquellas que recorren la cadena de valor, sin embargo, estas pueden ser diferentes en sus fases iniciales según el tipo de distribución de hidrógeno por el que opte la hidrogenera en cuestión. La siguiente figura representa el proceso por el que pasa el hidrógeno hasta ser suministrado en el vehículo.

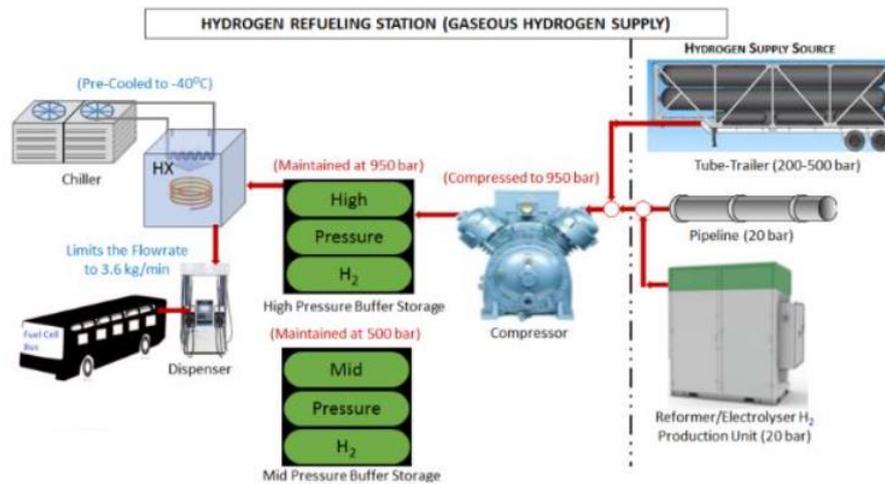


Ilustración 46: Diagrama de funcionamiento de una hidrogenera. Fuente: CNH2

→ Aprovechamiento: la forma de obtención del hidrógeno para la hidrogenera hace variar notablemente sus actividades clave y tiene gran repercusión en los gastos en los que incurre la instalación. El mayor problema actual del hidrógeno es el alto coste de su distribución, ya sea mediante su inserción una red de hidroductos o su transporte directo mediante camiones especializados. Las alternativas son:

- ◆ Planta *on-site*: la única hidrogenera pública anunciada en España (Zaragoza, empresa: Zoilo Ríos) cuenta con un sistema de aprovisionamiento de este tipo. Este consiste en la construcción de una planta de electrolizadores del tamaño requerido por la demanda de la hidrogenera y alimentada por placas solares o una conexión a la red eléctrica. La planta estaría próxima a la instalación y se valdría de una red privada para suministrar la producción a los tanques de almacenamiento. Es la opción más económica para las primeras fases de desarrollo al no existir una red de distribución de hidrógeno asentada y de costes competitivos.
- ◆ Red de hidroductos: consiste en la inserción del hidrógeno en una red de hidroductos nacional (podría ser la gasista) para llevar el hidrógeno hasta la instalación. Requeriría

contratos de distribución con las plantas de electrolizadores y los gestores de la red de conductos.

- ◆ Distribución por tierra: consiste en el almacenamiento del hidrógeno en tráileres especializados para su transporte que hagan de intermediarios entre la producción y la hidrogenera. Requeriría contratos con los proveedores de este servicio de distribución.
- Compresión: se ha determinado que el estado del hidrógeno óptimo para facilitar el abastecimiento de un vehículo en una estación de servicio es el gaseoso. Sin embargo, las condiciones más favorables para su distribución son diferentes a este estado óptimo para su suministro. De este modo, antes de ser almacenado en los tanques especializados, el hidrógeno ha de pasar por un compresor que sitúe su presión en los 350 o 700 bar.
- Almacenamiento: una vez el hidrógeno se encuentra en las condiciones propicias para su almacenamiento, este se conserva en tanques especializados hasta que sea necesario el repostaje.
- Refrigeración y suministro: para conseguir una velocidad de repostaje alta, el hidrógeno tiene que estar almacenado a una presión más alta que la de repostaje, de modo que antes de hacerlo llegar al dispensador, cuyo funcionamiento es similar al de una gasolinera, este ha de pasar por un sistema de refrigeración que compense el aumento de temperatura por efecto Joule debido a la diferencia de presiones.

5.1.7. Recursos clave

Los medios necesarios para ofrecer el servicio de una hidrogenera completamente operativa serían los siguientes:

- Financieros: entidades que respalden con deuda la inversión de capital requerida para la construcción y explotación de la hidrogenera a lo largo de su vida útil, además de posibles ayudas del Estado para impulsar el negocio.
- Humanos: personal que garantice el correcto funcionamiento de las instalaciones y ofrezca su apoyo en la relación con el cliente.

- Físicos: la propia tienda física y las tecnologías necesarias para llevar a cabo las actividades clave mencionadas: aprovisionamiento (interconexión a la red eléctrica/placas fotovoltaicas + electrolizador/es en caso de ser *on-site*), compresión de hidrógeno (unidad de purificación + compresor), almacenamiento (tanques de almacenamiento + sistemas de mantenimiento de presión) y suministro (sistema de refrigeración + dispensador), además de las diferentes válvulas, tuberías, sistemas de seguridad, etc.
- Intelectuales: base de datos de los clientes y registro de ventas, contratos de exclusividad (de haberlos) y contratos con proveedores.

5.1.8. Socios clave

- Gobiernos municipales: aportes de promoción, ayuda financiera y demanda ancla (caso particular autobuses).
- Socios financieros: generalmente bancos, aunque, de ser necesario un apalancamiento superior a un interés más alto para reducir la inversión propia inicial, también se puede recurrir a fondos de deuda.
- Proveedores: siendo clave los del hidrógeno y las máquinas por las que se hace pasar a este una vez llega a la hidrogenera.
- Competencia: empresas en posesión de gasolineras pueden ser una opción económica para aprovechar parte de su instalación actual y establecer asociaciones.

5.1.9. Estructura de costes

La estructura de costes se divide en los siguientes apartados:

- Costes fijos: sueldos y salarios, mantenimiento de las instalaciones, arrendamiento de la instalación (si procede), etc.
- Costes variables: en este caso son aquellos sujetos al volumen de negocio. Consumo de electricidad de los dispositivos envueltos en el suministro de hidrógeno, coste mensual de distribución del hidrógeno, impuestos, etc.

5.1.10. Plantilla Resumen

<p>SOCIOS CLAVE </p> <p><u>Gobiernos municipales:</u> para promoción y ayudas económicas.</p> <p><u>Socios financieros:</u> generalmente bancos (de necesitar mayor apalancamiento, fondos de deuda a mayor interés)</p> <p><u>Proveedores:</u> principalmente los del H₂ según la configuración de la instalación y los de las máquinas especializadas (compresor, dispensador, almacenamiento, etc).</p> <p><u>Competencia:</u> asociaciones con empresas en posesión de instalaciones a aprovechar para reducir costes.</p>	<p>ACTIVIDADES CLAVE </p> <p><u>Aprovisionamiento:</u> on-site, red de hidrodutos o distribución por carretera.</p> <p><u>Compresión:</u> compresor.</p> <p><u>Almacenamiento:</u> tanque.</p> <p><u>Suministro:</u> refrigeración y dispensador.</p>	<p>PROPUESTA DE VALOR </p> <p><u>VELOCIDAD DE REPOSTAJE:</u> hasta 15x veces más alta que la recarga eléctrica de un BEV.</p> <p><u>Autonomía:</u> superior a la de vehículos eléctricos.</p> <p><u>Cero emisiones:</u> proceso de repostaje climáticamente neutro.</p> 	<p>RELACIÓN CON EL CLIENTE </p> <p><u>Self-service:</u> requiere tutorial explicativo al darse de alta al primer uso.</p> <p><u>Asistencia personal:</u> repostaje asistido y relación directa en tienda.</p>	<p>SEGMENTOS DE CLIENTES </p> <p><u>Nicho de mercado:</u> en torno a los 5 millones de vehículos FCEV matriculados en 2050.</p> <p>Conductores particulares y empresas privadas dueñas de flotas de vehículos que recorren distancias superiores a los 400-500 km diarios.</p> <p><u>Transporte pesado (HDV):</u> Autobuses Camiones Vehículos comerciales</p> <p><u>Otros:</u> Taxis</p>
<p>ESTRUCTURA DE COSTOS </p> <p><u>Costes fijos:</u> sueldos, aprovisionamiento de tienda, mantenimiento de las instalaciones, arrendamiento de la instalación.</p> <p><u>Costes variables:</u> consumo de electricidad, coste mensual de distribución de hidrógeno, impuestos.</p>		<p>FUENTES DE INGRESO </p> <p><u>Propuesta de valor:</u> ingresos provenientes del propio repostaje de hidrógeno en FCEVs.</p> <p><u>Derivados de la instalación:</u> venta de productos en tienda y publicidad expuesta en la infraestructura.</p>		

Ilustración 47: Plantilla Resumen Business Model. Fuente: Elaboración propia

5.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

5.2.1. Modelo de inversión y análisis de sensibilidades

Como apartado final, se ha elaborado un modelo de análisis de inversión que recoja de manera breve, pero precisa, las variables más importantes a tener en cuenta a la hora de invertir en el negocio propuesto anteriormente: una hidrogenera.

La configuración de instalación escogida es la denominada *on-site*, pero en lugar de tener los electrolizadores alimentados por una planta fotovoltaica u otra fuente renovable, estos estarán conectados a la red mediante un contrato de compra de energía renovable (PPA verde) que se traduzca en que el hidrógeno producido pueda considerarse como cero emisiones.

El objetivo principal de este análisis de viabilidad económica es el de hacer sensibilidades respecto a variables clave con el fin de determinar el grado de atractividad que tiene una inversión de tales características, según las condiciones de mercado de las que pueda disfrutar. Entre estos aspectos se han destacado: la producción de planta (es decir, el abastecimiento diario de vehículos al no ser realista un modelo que opere a plena capacidad desde el año 0), el precio de venta del hidrógeno (se buscarán precios competitivos respecto a costes de repostaje) o el % del capital que pueda ser subvencionado por administraciones públicas dado el interés en industrializar la construcción de estación de repostaje de hidrógeno.

Se ha incluido en el modelo la última actualización respecto a la compensación por bases imponibles negativas en la que se permite su compensación ilimitada en el tiempo. Para cifras de negocios inferior a los 20 millones de euros se aplicará como tope de compensación el 70% de dicho valor.

A continuación, se presentan los inputs que se ha considerado en el modelo:

- Consumo energético de la instalación: 60 KWh/kg H₂.
- CapEx de la instalación: 2.59 M€ (FCH JU).
- Capacidad máxima: 1.000kg/d
- Tasa de descuento: 10%
- OpEx:
 - Electrolizador PEM: 3% CapEx anual.
 - Compresor: 4% CapEx anual.
 - Almacenamiento: 2% CapEx anual.
 - Dispensador: 2% CapEx anual.
 - Balance de la planta (BoP): 10% CapEx anual.
 - Otros gastos (salarios, seguro, tienda, etc): 60.000* €.
 - PPA verde: 40,00 €/MWh.
 - Impuesto sobre ingresos: 7%
- Interés de deuda: 2.5%

- *Inflación: 2% anual.
- Depósito promedio considerado (T. Mirai) = 5.60 kg
- Vida útil: 20 años.
- Ingresos por tienda: 20% del volumen de ventas.
- Precio competitivo objetivo (2042): 45€/repostaje.

Las sensibilidades, con el TIR final de la operación como referencia de rentabilidad, se han trazado en base a la combinación de aquellas variables que ofrecen un mayor rango de flexibilidad, atendiendo a diferentes criterios:

- Precio de venta inicial de repostaje: el precio de venta de combustible (salvo imposición de un ‘cap’ por parte de organismos públicos) determina enormemente la cifra de negocios anual de la inversión. Para las sensibilidades se han tomado valores presentes de repostaje de un depósito completo (en torno a los 100 euros por tanque completo) y valores previos a la subida del diésel y la gasolina (en torno a los 60 euros por depósito).
- Subvención de la operación: ambos escenarios de demanda contemplados dejan patente la necesidad de impulsar proyectos de estas características mediante subsidios que se traduzcan en un incentivo para la demanda de estas tecnologías y su industrialización. Los valores contemplados van desde la inexistencia de estas a cifras que cubran un tercio del capital a invertir.
- Precio de la energía: con el precio del pool disparado, existen herramientas que vinculan un proyecto a un precio de consumo eléctrico fijo más económico. La clave es que está electricidad se registre como proveniente de fuentes renovables para mantener la etiqueta cero emisiones de la hidrogena. Los precios en la Península Ibérica son los más baratos de Europa y rondan los 40 y 50 euros por MWh; además se contemplarán casos más desfavorables (60 €/MWh) y ventajosos (30 €/MWh).
- Apalancamiento financiero: en proyecto actuales de energías renovables, el apalancamiento tope que están ofrecimiento los bancos ronda el 65% (sin entrar en otras ofertas más altas a través de fondos de deuda). Se ha fijado un tope en un 66.66% de *leverage*, además de usarse para sensibilidades valores de 50%, 33.33% y el caso *unlevered* o sin apalancamiento financiero.

Previo al estudio se adjunta el formato de modelo con el caso base: 50% de apalancamiento, 40 €/MWh de PPA verde, 80 € año 0 por repostaje y subvención del proyecto del 33.33%:

El modelo abarca hasta que se cubra la vida útil de la hidrogena (2042), donde destaca la progresión lineal de producción hasta alcanzar capacidad plena

en el último año (1.000kg de H₂ diarios) y lo mismo hasta llegar al precio de venta final fijado de 45 €/repostaje en el último año.

Inputs		2023	2024
Cálculos			
Inflación		2,0%	
Precio competitivo inicial	(€/repostaje)	80	
Precio competitivo objetivo	(€/repostaje)	45	
Depósito referencia	(kg)	5,60	
		2023	2024
Inputs			
Precio de venta (€/kg)		14,29	13,86
Inputs			
Tasa de descuento	%	10%	
Vida útil	Años	20	
Ingresos tienda	% ventas de H ₂	20%	
Inputs			
CapEx	(M€)	2,590	
Inputs			
Impuesto sobre ingresos	% of Revenues	7%	
PPA renovable	€/MWh	40,00	
PEM OpEx	% of CapEx/yr	3%	
Compresor	% of CapEx/yr	4%	
Almacenamiento	% of CapEx/yr	2%	
Dispensador	% of CapEx/yr	2%	
Balance de la planta	% of CapEx/yr	10%	
Otros gastos	€	60.000	
Inputs			
Apalancamiento (D/V)	Balance Inicial	Repago Anual	
50,00%	971.250	48.563	
Inputs			
Equity (E/V)	Interés de deuda	% Subvencionado	
50,00%	2,50%	25,00%	
Tax Rate			
		25,00%	
Inputs			
Producción (kg/año)		36.000	40.638
Repostajes diarios (6kg/depósito)		17	20
Ingresos de repostaje		514.286	563.207
Otros ingresos		102.857	112.641
Total Ingresos		617.143	563.207
Capital Expenditures			
Coste anualizado (Pmt)		304.220	304.220
Total OpEx		304.220	304.220
Operational Expenditures			
Impuesto sobre ingresos		43.200	39.425
Precio electricidad		86.400	97.532
Impuesto acceso red		9.127	9.127
Compresor		12.169	12.169
Almacenamiento		6.084	6.084
Dispensador		6.084	6.084
Balance de la planta		30.422	30.422
Otros gastos		60.000	61.200
Total OpEx		253.486	262.042
Senior Debt			
Deuda inicial		971.250	922.688
Deuda final		922.688	874.125
Repago del Principal		48.563	48.563
Intereses de Deuda		24.281	23.067
Total Repago Deuda (Principal + Intereses)		72.844	71.630
Taxes calculation			
EBITDA		59.436	(3.055)
Depreciación		97.125	97.125
Gastos financieros		72.844	71.630
Tax Base		(110.533)	(171.810)
Total Pagos Impuestos		-	-
Cash Flows Generados (Inflows - Outflows)		(13.408)	(74.685)
Valoración			
Retorno de la Inversión			
Cálculo TIR		14,6%	
Cash flows generados			
Equity Invertido		2023	2024
(971.250)		(13.408)	(74.685)

Tabla 22: Overview modelo de inversión HRS

Para el análisis de sensibilidad, se diferencian dos escenarios globales en los que se fija una de las 4 variables a estudiar para facilitar la proyección de los resultados. En

el escenario 1 será el precio de consumo eléctrico el que se fije en unos 40 €/MWh al ser el valor más fiel a la realidad actual de España, y en el escenario 2 será el apalancamiento financiero el que se fijará en 66.66% aprovechando el máximo valor posible. Los resultados del escenario 1 son los siguientes:

Leverage 66,66%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	7,9%	10,5%	13,3%	18,8%	20,0%
	10%	8,6%	11,4%	14,5%	18,0%	21,9%
	25%	9,9%	13,1%	16,7%	20,8%	25,4%
	33,33%	10,7%	14,1%	18,1%	22,7%	27,9%

Tabla 23: Sensibilidades caso 1.A

Leverage 50%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	7,2%	9,4%	11,7%	14,2%	18,1%
	10%	7,9%	10,2%	12,8%	15,4%	19,6%
	25%	9,0%	11,7%	14,6%	17,7%	22,4%
	33,33%	9,8%	12,7%	15,9%	19,3%	24,3%

Tabla 24: Sensibilidades caso 1.B (caso base)

Leverage 33,33%		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	6,6%	8,5%	10,5%	12,5%	14,6%
	10%	7,2%	9,3%	11,5%	13,7%	15,8%
	25%	8,4%	10,7%	13,2%	15,7%	18,2%
	33,33%	9,1%	11,6%	14,3%	17,1%	19,8%

Tabla 25: Sensibilidades caso 1.C

Unlevered		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	5,7%	7,3%	8,8%	10,3%	11,7%
	10%	6,3%	8,0%	9,6%	11,2%	12,8%
	25%	7,3%	9,2%	11,1%	12,9%	14,7%
	33,33%	8,0%	10,0%	12,1%	14,1%	16,0%

Tabla 26: Sensibilidades caso 1.D

Los resultados del escenario 2 son los siguientes:

PPA-30		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	10,0%	12,7%	15,6%	16,5%	22,3%
	10%	10,8%	13,7%	16,9%	20,4%	24,4%
	25%	12,3%	15,5%	19,3%	23,5%	28,1%
	33,33%	13,2%	16,8%	20,9%	25,7%	30,8%

Tabla 27: Sensibilidades caso 2.A

PPA-40		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	7,9%	10,5%	13,3%	18,8%	20,0%
	10%	8,6%	11,4%	14,5%	18,0%	21,9%
	25%	9,9%	13,1%	16,7%	20,8%	25,4%
	33,33%	10,7%	14,1%	18,1%	22,7%	27,9%

Tabla 28: Sensibilidades caso 2.B

PPA-50		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	5,5%	8,1%	10,9%	14,0%	17,5%
	10%	6,2%	9,0%	12,0%	15,4%	19,2%
	25%	7,3%	10,4%	13,9%	17,9%	22,5%
	33,33%	8,0%	11,4%	15,2%	19,7%	24,8%

Tabla 29: Sensibilidades caso 2.C

PPA-60		Precio Inicial de Venta				
		60	70	80	90	100
Subvención	0	2,9%	5,5%	8,3%	11,4%	14,8%
	10%	3,6%	6,3%	9,3%	12,6%	16,4%
	25%	4,6%	7,6%	11,0%	14,9%	19,4%
	33,33%	5,2%	8,4%	12,1%	16,4%	21,5%

Tabla 30: Sensibilidades caso 2.D

Sobre el caso base se destaca principalmente que, a partir de cifras no extremadamente excesivas respecto al precio de venta inicial del hidrógeno y del grado de subvención, se obtienen valores de rentabilidad medianamente atractivos que indican un potencial de inversión importante para este tipo de instalaciones. Se presume que para un coste medio ponderado del 10%, tasas de retorno de inversión superiores al 13% son suficientemente atractivas como para atraer nuevos integrantes a este mercado.

A resaltar también, la necesidad de subvenciones por parte de las administraciones que eleven el retorno hasta valores que incentiven la industrialización de proyectos de hidrogenas de este tipo. Salvo en el caso más favorable de precio de consumo eléctrico, ninguna de las combinaciones con un valor nulo de subvenciones aportadas logra rentabilidades atractivas bajo precios de venta ‘razonables’, de 70 euros o menos por tanque. Tanto es así, que cinco de esos siete (salvo 2.B y 1.A: TIR = 10.5%) casos no son capaces ni de superar el coste del capital.

Particularmente interesante resulta el caso *unlevered* 1.D, del que se puede decir que por muchos subsidios otorgados a este tipo de proyectos que haya, apenas se saca beneficio, incluso inflando los precios de venta en exceso, sin un aporte inicial de capital por parte de entidades bancarias.

Finalmente, los PPA verdes de los que disfrutaría la instalación son su mayor gasto de operación, lo cual lo convierte en una variable clave para la rentabilidad del proyecto. Se refuerza la posición de España por sus bajos precios basados en su alta producción de energía renovable que pueden y deben incentivar al desarrollo de más infraestructuras de este tipo. De hecho, el escenario más rentable de todos (PPA 30 €/MWh) no parece tan inalcanzable una vez el mercado eléctrico recupere valores normales previos a la pandemia y la guerra de Rusia y Ucrania.

5.2.2. Conclusiones

Las conclusiones que se obtienen del análisis de sensibilidades son que es posible trazar proyectos rentables de este tipo sin necesidad de subvenciones mediante el aumento sustancial del precio de venta del combustible. Sin embargo, esto sería contraproducente para los objetivos de creación de demanda ya que, dados los precios de vehículos FCEV, se necesita de precios de repostaje competitivos que incentiven la demanda y la industrialización de la actividad. De este modo, se encuentra en la combinación de subsidios y precios asequibles del consumo eléctrico renovable, aprovechando la situación ventajosa que tiene España, la vía más factible para obtener rentabilidades en este tipo de proyectos que superen los dos dígitos.

De las sensibilidades se obtiene también que el grado de apalancamiento puede hacer de contrapeso, en caso de la no facilitación de fondos públicos. La realidad, por otra parte, dicta que proyectos de financiación sin recurso de este calibre no suelen disfrutar de grandes créditos, lo cual reafirma la conclusión extraída en el párrafo anterior.

Anexo A. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este trabajo no se entendería plenamente sin su estrecha relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). La realidad es que, en una sociedad basada puramente en la estrategia económica a la hora de promover proyectos, la evolución del hidrógeno verde como herramienta energética se vería desplazada a un lado o, al menos, frenada debido a los altos costes de producción que esta conlleva en comparación con sustitutos como el hidrógeno gris u otros combustibles.

Estos costes de producción incluyen desde el precio de la electricidad renovable hasta la inversión en electrolizadores, así como el rendimiento de estos últimos. Lo cierto es que se ha logrado reducir este gasto notablemente durante la pasada década y se espera que sean competitivos al iniciar la siguiente, sin embargo, lo que termina por decantar la balanza en favor de esta vía es su alineación con los ODS; y es que no son pocos los objetivos afines a las ventajas de este vector energético.

En primer lugar, una *Energía Asequible y No Contaminante*. Básicamente este objetivo describe la necesidad global de implementar combustibles seguros, modernos y con cero emisiones, característica principal y ya mencionada previamente del hidrógeno renovable. Respecto a la asequibilidad de esta energía, sería cuestión de tiempo que se amorticen las inversiones en electrolizadores y aumente su eficiencia energética para derivar en una reducción de precios que terminará con la consecución de este objetivo número 7 de los ODS.



Desde un punto de vista a nivel nacional, también se alinearía con el *Trabajo Decente y Crecimiento Económico* de España. La oportunidad de España para colocarse al frente de la transición energética le abriría no solo las puertas de un gran crecimiento económico como país, sino también a la creación de un gran número de puestos de trabajo en un país que actualmente posee la mayor tasa de desempleo de Europa. Siguiendo esta perspectiva nacional, el hidrógeno ayudaría a la consecución de ciertas metas relativas a la *Industria, Innovación e Infraestructura*, y es que la ONU también tiene fijada como

meta la modernización de las infraestructuras y reconversión de las industrias para que sean sostenibles mediante la utilización de recursos con mayor eficacia y calificados como limpios. A todo ello se le ha de sumar la inversión necesaria en innovación para optimizar el rendimiento de las distintas fases de la cadena de valor del hidrógeno como pueden ser las plantas de electrolizadores o la inclusión de este en sectores industriales; lo que concuerda perfectamente con este noveno objetivo dictaminado por las Naciones Unidas.



Respecto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible relacionados con el medioambiente y protección del planeta, esta forma de energía es afín a todos ellos: se incluyen *Acción por el Clima*, *Vida Submarina* y *Vida de Ecosistemas Terrestres*. La potenciación de esta vía de energía implica involucrar a gobiernos y organismos que promuevan leyes en su favor, medida recogida en el decimotercer objetivo de desarrollo. Respecto a la vida submarina y la de los ecosistemas terrestres, estas se ven gradualmente dañadas por la emisión de CO₂ a la atmósfera con efectos como la acidificación de los océanos o la conversión de ecosistemas terrestres de sumideros de dióxido de carbono a fuentes de este. El factor no contaminante de la electrólisis del agua colaboraría también a mitigar estos efectos.



Por último, cabe destacar que el hidrógeno verde ha logrado poner de acuerdo a multitud de gobiernos, organizaciones y empresas privadas para colaborar en proyectos que tienen a esta forma de energía como pilar central. Precisamente esto es lo que demanda el último de los objetivos de desarrollo sostenibles, crear *Alianzas para Lograr Objetivos*. El ejemplo más claro de la consecución de esto es la estrategia de la Unión Europea para convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro en 2050.

