



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ECONOMÍA DEL
HIDRÓGENO EN ESPAÑA

Autor: Marta Niño Serrano

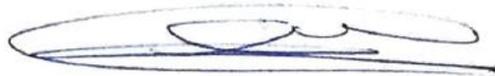
Director: Óscar Barrero Gil

Madrid,

Diciembre 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/21 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.: Marta Niño Serrano

Fecha: 07/07/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Óscar Barrero Gil

Fecha: 07/07/2021



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Marta Niño Serrano

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:

Análisis de impacto de la economía del hidrógeno en España, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 07. de julio de 2021

ACEPTA



Fdo Marta Niño Serrano

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ECONOMÍA DEL
HIDRÓGENO EN ESPAÑA

Autor: Marta Niño Serrano

Director: Óscar Barrero Gil

Madrid,

Diciembre, 2020

Agradecimientos

Quiero personalmente agradecer a Óscar por su ayuda durante la realización de este proyecto y su apoyo en las etapas iniciales de mi etapa profesional.

A mi familia por haber soportado los periodos más duros de la carrera, apoyarme cuando más lo necesitaba, celebrar logros intermedios en las paradas y finalmente en la meta de este camino. Ojalá lo hubiéramos podido celebrar todos juntos.

A la familia encontrada de casualidad en la universidad y posteriormente elegida en forma de buenos amigos, en especial a Cristina, Bea, Paloma, Dani, Carlos, Santi, Nano, Rafa y Gayubo. Y, por último, a aquellos que me han hecho sentir especialmente afortunada por coincidir y trabajar con ellos, por la cercanía que ya nos une y su incalculable calidad humana. Gracias Sonja, Diego y Miguel, por incentivar siempre mi espíritu más crítico y mi lado más humano.

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA

Autor: Niño Serrano, Marta

Director: Óscar Barrero Gil

Entidad Colaboradora: PwC Spain.

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Hidrógeno, Electrolizadores, Fotovoltaica, Inyección en red de gas, Capacidad Renovable.

1. Introducción

La creciente preocupación sobre el medioambiente pasa por la progresiva reducción a nivel global de las emisiones contaminantes, lo cual implica la penetración progresiva de energías renovables, combustibles alternativos libres de emisiones contaminantes y una mayor eficiencia energética. El hidrógeno renovable (producido mediante energía renovable) es particularmente atractivo pues agrupa los tres aspectos anteriores a lo largo de su cadena de producción y suministro, a la vez que implica la generación de empleo de alta cualificación, y el potencial posicionamiento de España como líder en esta tecnología.

El presente proyecto analiza la viabilidad técnica y económica de la explotación de este recurso energético en los años comprendidos entre 2020 y 2050, pues la principal traba actual se encuentra en la baja demanda y, por tanto, un elevado coste de producción. Sin embargo, esto se solventará con el cumplimiento de la European Strategy H2 a nivel nacional.

2. Definición del Proyecto

El Proyecto consiste la realización de un estudio de impacto sobre la economía del hidrógeno en España, lo cual significa estudiar de forma interrelacionada aspectos de la producción, transporte, almacenamiento y consumo del hidrógeno renovable, respetando las medidas gubernamentales de la Hoja de Ruta del Hidrógeno renovable en España (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020).

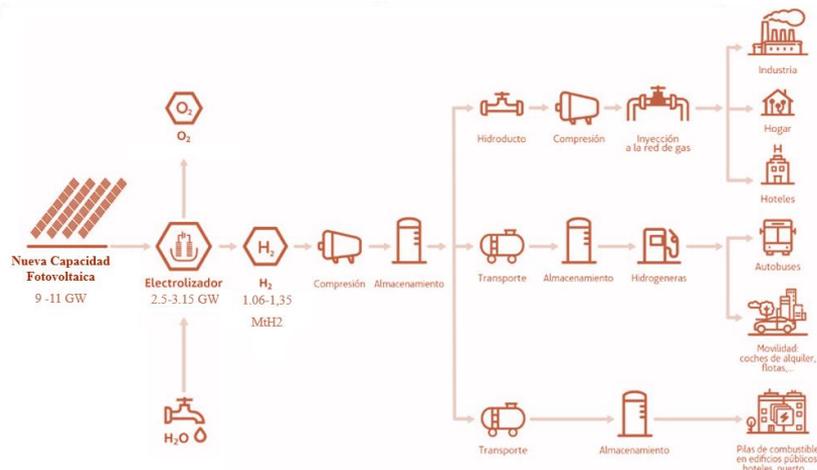


Figura 1. Esquema de la Cadena de Valor del hidrógeno renovable - 2030

Es en la Figura 1 dónde se muestra el esquema de producción, distribución y agentes preponderantes del consumo final del hidrógeno renovable, con los resultados obtenidos a 2030 para el aprovechamiento total de la cadena de valor del hidrógeno en España. Dicha cadena comprende la producción de hidrógeno renovable de energía de parques fotovoltaicos, que alimentan con ella y un caudal hídrico al conjunto de electrolizadores incluidos en la Figura, para producir entre 1.06 y 1.35 MtH₂, que serán distribuidos, bien de forma local, bien distribuidos para su consumo remoto en industria, movilidad o suministrando calor residencial o industrial.

La distribución necesita de la compresión del hidrógeno obtenido en la electrólisis y se puede bien almacenar, bien transportar mediante la red de gas natural existente o mediante camiones en carretera, ferrocarril o por vía marítima. Si se introduce sobre la estructura gasista, es habitual la construcción de hidroductos de reducida longitud, exclusivos de hidrógeno, y con consumos industriales y de calor industrial/residencial. Sin embargo, si el consumo es por parte del sector del transporte, lo común es realizar un almacenamiento del hidrógeno y alimentar por medio de hidrogenas a la flota de autobuses y utilitarios, los cuales funcionan mediante el proceso inverso a la electrólisis en pilas de combustible.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

En la Figura 2 se muestra la interrelación entre los aspectos estudiados del potencial económico del hidrógeno renovable en España. Dicho estudio comprende la generación de una base de datos (BB.DD) en variables de consumo y costes de gas natural o emisiones contaminantes, que, junto con las directrices de la Hoja de Ruta del hidrógeno, resultan en un coste y demanda futura de esta fuente energética. Su demanda determina la capacidad renovable y potencia de electrolizadores necesarios en la producción de hidrógeno que, a su

vez, conlleva el impacto relevante en empleo en producción (y los puestos asociados al consumo).

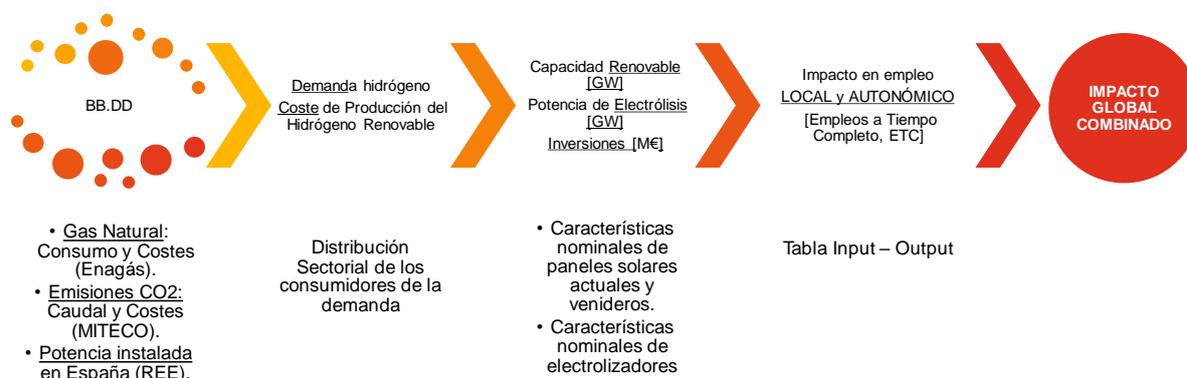


Figura 2. Esquema del Modelo Generado y Resultados Obtenidos

4. Resultados

Los resultados del modelo se resumen en dos escenarios, a visión 2030 y 2050, con los aspectos técnicos y socioeconómicos resumidos en la Tabla 1.

	<i>Escenario 2030</i>	<i>Escenario 2050</i>	
Demanda H ₂	1,05 – 1,35	2,80 – 5,10	[MtH ₂]
Coste H ₂	5,40 – 4,50	2.10 – 1.15	$\left[\frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} \right]$
Reducción emisiones CO ₂	3,85 – 4,85	28,30 – 59,20	[MtCO ₂]
Potencia Electrólisis	2,50 – 3,15	17,80 – 37,40	[GW]
Nueva Capacidad Fotovoltaica	9,30 – 11,70	65 – 120	[GW]
Inversiones Necesarias	9.030 – 11.367	52.855 – 110.854	[M€]
Generación empleo autonómico construcción	99.292 – 124.899	707.738 – 1.482.340	[ETC]
Generación empleo autonómico operación	11.632 – 14.632	82.909 – 173.651	[ETC]

Tabla 1. Tabla Resumen resultados técnicos y socioeconómicos

Como síntesis, se tiene que el aprovechamiento del potencial del hidrógeno renovable es clave en la recuperación económica tras la crisis de la COVID-19 y que dicha recuperación será gracias a la transformación energética española. La reducción de los precios del hidrógeno renovable y la demanda incremental del mismo determinan el despliegue de plantas híbridas renovables con producción de hidrógeno y la generación de empleo asociado a tiempo completo [ETC].

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] Enagás - Histórico de demanda: Informe mensual. (Diciembre de 2020). Histórico de demanda: Informe mensual. Obtenido de Enagás - Histórico de demanda: Informe mensual:

ANALYSIS OF IMPACT OF HYDROGEN ECONOMY IN SPAIN

Author: Niño Serrano, Marta.

Supervisor: Barrero Gil, Óscar.

Collaborating Entity: PwC Spain

ABSTRACT

1. Introduction

The growing environmental concern implies a progressive but global reduction of pollutant emissions, which in the end goes through the increasing penetration use of renewable sources of energy, use of alternative fuels, free of polluting emissions, and increasing energy efficiency in all terms.

Green hydrogen (the one generated using renewable energy) is particularly attractive since it groups all the three previous measures throughout both its production and supply chain. At the same time, the use of green hydrogen has a great impact in employment generation, mainly highly qualified employment, and related to civil engineering jobs in the construction phases of hybrid plants involving renewable production and green hydrogen generation. The exploitation of the hydrogen supply chain will eventually position Spain as a leader in this technology and energy transformation.

This project analyzes the technical and economic viability of the exploitation of this energy resource in the years included between 2020 and 2050. Since the main hydrogen's current obstacle is low demand (and, therefore, a high production cost), the Spanish Government has generated the Green Hydrogen Roadmap to cover this issue. With this perspective, the potential impact of hydrogen in the Spanish economy will take off, positioning Spain as a relevant leader in the sector.

2. Project Definition

The project consists of carrying out a global study of impact on the hydrogen economy in Spain, which means studying all the correlated aspects of the production, transport, storage, distribution and consumption of green hydrogen. This, at the same time, respects the governmental measures of the Hydrogen Roadmap renewable in Spain (Ministry of Ecological Transition and Demographic Challenge, 2020).

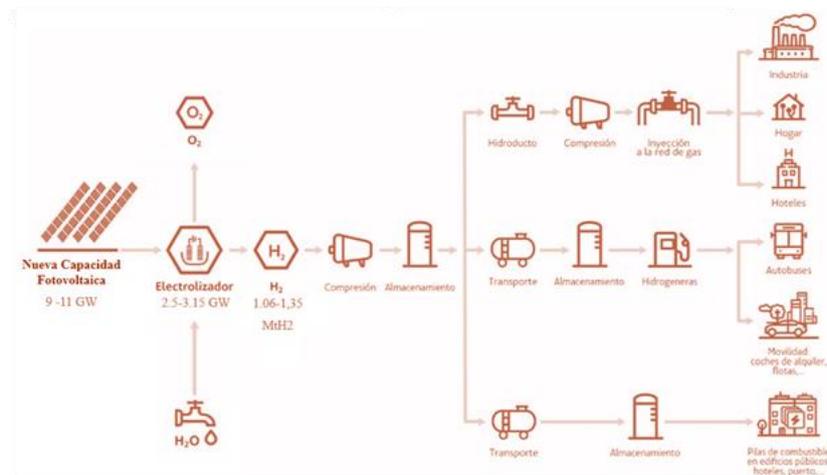


Figure 1. Green Hydrogen Value Chain Scheme - 2030

It can be seen in Figure 1 the production, distribution and the most important agents in the final consumption of renewable hydrogen, including the results obtained by 2030 by means of the whole use of the hydrogen's value chain in Spain. This value chain includes the production of renewable hydrogen from renewable energy (mainly from solar photovoltaic plants, but also wind farms). This energy production feeds along with a certain amount of water, the set of electrolyzers included in Figure 1, in order to produce between 1.06 and 1.35 MtH₂. This hydrogen production will be distributed, either locally or well distributed for remote consumption in industry, mobility or supplying residential or industrial heat.

The hydrogen distribution requires its compression, after it has been obtained in the electrolysis process. After this, it can either be stored, either be distributed through the existing natural gas network or by trucks, railway or seaway. If it is introduced on the gas network, it is common to build short length hydroducts, for hydrogen exclusive use, supplying industrial and industrial / residential heat consumption. However, if consumption is related to transportation applications, the common way to distribute hydrogen is by storing it in order to feed a fleet of buses and private vehicles through hydrogen stations. All these vehicles work through the reverse process of electrolysis by means of fuel cells.

3. Model Description

Figure 2 shows the correlation between the studied aspects of the economic potential of renewable hydrogen in Spain. The generated model study includes the generation of a database (DATABASE) on consumption variables and costs, both of natural gas and polluting emissions. All this, additionally with the guidelines of the Hydrogen Roadmap, results in a future cost and demand of this energy source. This future demand determines the renewable capacity and needed electrolyzers capacity, necessary in the production of

hydrogen. Finally, this electrolysis and renewable deployment carries a relevant impact on employment generation in both hydrogen production together with the jobs associated with hydrogen consumption.

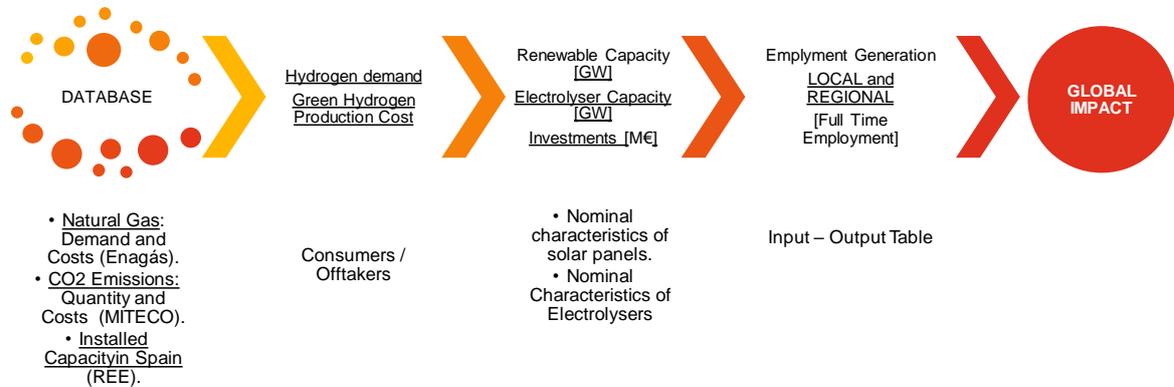


Figure 2. Scheme of the Generated Model and Results Obtained

4. Results

The results of the model are summarized in two scenarios, in scenarios 2030 and 2050, with the technical and socioeconomic aspects summarized in Table 1.

	2030 Scenario	2050 Scenario	
H ₂ Demand	1,05 – 1,35	2,80 – 5,10	[MtH ₂]
H ₂ Cost	5,40 – 4,50	2.10 – 1.15	$\left[\frac{\text{€}}{\text{kgH}_2} \right]$
CO ₂ Emissions Reduction	3,85 – 4,85	28,30 – 59,20	[MtCO ₂]
Electrolyser Capacity	2,50 – 3,15	17,80 – 37,40	[GW]
New Renewable Capacity	9,30 – 11,70	65 – 120	[GW]
Needed Investments	8.650 – 10.915	70.000 – 135.410	[M€]
Regional Employment Generation - Construction	99.292 – 124.899	707.738 – 1.482.340	[ETC]
Regional Employment Generation - Operation	11.632 – 14.632	82.909 – 173.651	[ETC]

Table 1. Summary table of technical and socioeconomic results

In summary, it is necessary to take advantage of the potential of renewable hydrogen, being a key in the economic recovery after the COVID-19 crisis. The reduction in the prices of green hydrogen and the incremental demand for it, determines the deployment of renewable hybrid plants along with hydrogen production and the generation of associated full-time employment [FTE].

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] Enagás - Histórico de demanda: Informe mensual. (Diciembre de 2020). Histórico de demanda: Informe mensual. Obtenido de Enagás - Histórico de demanda: Informe mensual:

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación del proyecto.....	10
1.2 Estado de la Cuestión	11
1.3 Objetivos	13
1.4 Metodología.....	15
Capítulo 2. Demanda y coste hidrógeno renovable 2020-2050	16
2.1 Tecnologías Actuales sustitutivas de hidrógeno.....	16
2.1.1 Importancia del Gas Natural.....	17
2.1.2 Importancia de las Emisiones contaminantes de CO ₂	19
2.2 Resultados: Producción, Coste y Demanda.....	24
2.2.1 Producción de hidrógeno renovable – Mix Generación	25
2.2.2 Coste Hidrógeno Renovable.....	25
2.2.3 Consumo de hidrógeno – Mix Demanda	28
Capítulo 3. Producción de hidrógeno renovable	42
3.1 Potencia Instalada de Electrolizadores	42
3.2 Nueva Capacidad Renovable: Potencia Fotovoltaica	45
Capítulo 4. Distribución del hidrógeno renovable	48
4.1 Inyección en red de transporte.....	50
4.2 Transporte Rodado, por ferrocarril y marítimo	51
Capítulo 5. Planificación Económica	52
5.1 Inversiones en Electrolizadores.....	52
5.2 Inversiones en Nueva Capacidad Fotovoltaica.....	54
5.3 Inversiones en Infraestructura	55
5.4 Inversiones Totales.....	57
Capítulo 6. Impacto en empleo 2020-2050	59
6.1 Distribución de empleo	59
6.2 Empleo Local	61
6.2.1 Construcción.....	61

6.2.2 Operación.....	66
6.3 Empleo Autónomo.....	71
6.3.1 Construcción.....	71
6.3.2 Operación.....	76
Capítulo 7. Alineación con los ODS	80
Capítulo 8. Bibliografía.....	82

Índice de figuras

Figura 1. Esquema de la Cadena de Valor del hidrógeno renovable - 2030	10
Figura 2. Esquema del Modelo Generado y Resultados Obtenidos	11
Figura 3. Consumo de Gas Natural [TWh].....	18
Figura 4. Coste unitario [€/tCO ₂] y CO ₂ emitido [tCO ₂].....	19
Figura 5. Emisiones contaminantes CO ₂ evitadas [MtCO ₂] - Caso Base.....	23
Figura 6. Emisiones contaminantes CO ₂ evitadas [MtCO ₂] – Caso Ambicioso	24
Figura 7. Demanda y coste de H ₂ - Caso Base	27
Figura 8. Demanda y coste de H ₂ - Caso Ambicioso	28
Figura 9. Costes históricos Solar PV	34
Figura 10. Costes estimados Solar PV	35
Figura 11. Aportación del Coste de Electricidad en el Coste de producción de hidrógeno [€/kgH ₂]	36
Figura 12. Reducción LCOE fotovoltaico en países europeos	37
Figura 13. Evaluación sobre la rentabilidad de exportaciones.	37
Figura 14. Evolución de Sectores consumidores de hidrógeno renovable	39
Figura 15. Sectores consumidores de hidrógeno renovable – Caso Base	40
Figura 16. Sectores consumidores de hidrógeno renovable – Caso Ambicioso.....	41
Figura 17. Potencia de electrolizadores [GW] – Caso Base y Ambicioso	44
Figura 18. Nueva Capacidad Renovable Fotovoltaica [GWp] – Caso Base y Ambicioso..	46
Figura 19. Costes de transporte del hidrógeno en función de la distancia y el volumen transportado	50
Figura 20. Inversión Acumulada en plantas híbridas – Caso Base	53
Figura 21. Inversión Acumulada en plantas híbridas – Caso Ambicioso.....	54
Figura 22. Coste Distribución – Caso Base.....	57
Figura 23. Coste Distribución – Caso Ambicioso	57
Figura 24. Desglose de inversiones necesarias 2030 – Caso Base.....	58

Figura 25. Desglose de inversiones necesarias 2030 – Caso Base.....	58
Figura 26. Distribución sectorial del empleo generado en torno al hidrógeno renovable...	59
Figura 27. Generación empleo local – 2030 – Construcción	62
Figura 28. Generación empleo sectorial local – 2030 – Construcción - Base.....	63
Figura 29. Generación empleo sectorial local – 2030 – Construcción - Ambicioso.....	63
Figura 30. Generación empleo local – 2050 – Construcción	64
Figura 31. Generación empleo sectorial local – 2050 – Construcción - Base.....	65
Figura 32. Generación empleo sectorial local – 2050 – Construcción - Ambicioso.....	66
Figura 33. Generación empleo local – 2030 – Operación	67
Figura 34. Generación empleo sectorial local – 2030 – Operación - Base	68
Figura 35. Generación empleo sectorial local – 2030 – Operación - Ambicioso.....	69
Figura 36. Generación empleo local– 2050 - Operación.....	70
Figura 37. Generación empleo sectorial local – 2050 – Operación - Base	70
Figura 38. Generación empleo sectorial local – 2050 – Operación - Ambicioso.....	71
Figura 39. Generación empleo autónómico– 2030 - Construcción.....	72
Figura 40. Generación empleo sectorial autónómico – 2030 – Construcción - Base.....	73
Figura 41. Generación empleo sectorial autónómico – 2030 – Construcción - Ambicioso	73
Figura 42. Generación empleo autónómico– 2050 - Construcción.....	74
Figura 43. Generación empleo sectorial autónómico – 2050 – Construcción - Base.....	75
Figura 44. Generación empleo sectorial autónómico – 2050 – Construcción - Base.....	75
Figura 45. Generación empleo autónómico– 2030 - Operación.....	76
Figura 46. Generación empleo sectorial autónómico – 2030 –Operación - Base	77
Figura 47. Generación empleo sectorial autónómico – 2030 –Operación - Ambicioso.....	77
Figura 48. Generación empleo autónómico– 2050 - Operación.....	78
Figura 49. Generación empleo sectorial autónómico – 2050 –Operación - Base	79
Figura 50. Generación empleo sectorial autónómico – 2050 –Operación - Base	79

Índice de tablas

Tabla 1. Tabla Resumen resultados técnicos y socioeconómicos	11
Tabla 2. Características Nominales Operación Electrolizadores.....	43
Tabla 3. Características tecnoeconómicas de electrolizadores. Fuente: IEA. The future of Hydrogen ‘19.....	44
Tabla 4. Costes en infraestructura de distribución de hidrógeno	56

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La creciente preocupación sobre el medioambiente pasa por la progresiva reducción a nivel global de las emisiones contaminantes, entre otras medidas. Estas emisiones, vienen determinadas a gran nivel por la actividad económica e industrial, por lo que su reducción pasa un replanteamiento de aquellas tecnologías contaminantes, en favor de aquellos combustibles y tecnologías que sean neutrales desde una perspectiva medioambiental. Como es también evidente, depende de multitud de factores de forma adicional, entre ellos, (1) el crecimiento social y económico a nivel local y global, (2) la eficiencia energética en edificios, SmartCities o transporte y (3) el anteriormente mencionado mix energético y el uso sostenible de tecnologías respetuosas.

Tal es la importancia del status quo en relación a estos tres factores, que los departamentos de sostenibilidad de las universidades más prestigiosas del mundo, como es el MIT, han desarrollado herramientas que permite cuantificar el impacto que su variación tiene sobre en el incremento de la temperatura global, como medida global del impacto sobre el medioambiente. La citada herramienta, *Climate Interactive* determina de forma práctica un incremento de la temperatura global de 4.1°C hasta 2100 manteniendo el actual *mix* energético y la estructura del transporte. Este efecto podría mitigarse en una mayor medida imponiendo impuestos sobre tecnologías contaminantes, como el carbón o el gas natural, e incentivando fuentes renovables. Esto es clave ya que recientes estudios, al igual que este mismo lo hará en el presente documento, establecen el gas natural como una tecnología sustitutiva del hidrógeno. (Climate Interactive - MIT Sloan, 2020). De la misma forma, otros sectores como la industria y el transporte precisan de la descarbonización pues ambas actividades suponen un 53,4% de las emisiones contaminantes globales. (Our World in Data, 2020)

Dado que el primer factor -crecimiento social y económico- viene determinado por los restantes, y el segundo -eficiencia energética- es resultado del grado de aprendizaje y desarrollo de las tecnologías implantadas, la principal herramienta de reducción de

emisiones viene de la mano del replanteo del *mix* energético en sectores industrial, energía, residencial y transporte, entre otros.

Parte de los objetivos e incentivos para conseguir un horizonte limpio, vienen recogidos en el *European Green Deal*. En él, se incentiva el uso de biocombustibles y un gas con grandes perspectivas, el hidrógeno. De la misma forma, la Estrategia Europea del Hidrógeno (*EU Hydrogen Strategy*) establece los procedimientos necesarios para desarrollar el papel del hidrógeno limpio y contribuir eficientemente a la reducción de emisiones de la economía de la UE. Como es lógico, el hidrógeno (al igual que otros biocombustibles y tecnologías respetuosas con el medioambiente) se considera un elemento esencial para respaldar el compromiso europeo y alcanzar la neutralidad en carbono para no más tarde de 2050.

En líneas generales, el hidrógeno es una molécula presente de forma habitual en la naturaleza formando hidruros, agua, y otras fuentes de energía fósil, entre ellas, el gas natural; además de en compuestos con relevancia industrial como el amoníaco. Y es precisamente la alta disponibilidad de este elemento en la naturaleza lo que contribuye a su ventaja competitiva con otros combustibles fósiles. Esta ventaja viene incentivada, además, por:

- Tratarse su combustión de una combustión limpia, al no incurrir en emisiones de CO₂, común en la actualmente utilizada combustión de hidruros.
- Y al mismo tiempo, tratarse de una combustión que genera una elevada cantidad de energía, pues presenta una elevada densidad energética por unidad de masa.

El hidrógeno se convierte, entonces, en un combustible ligero y muy reactivo, extraído a partir del agua en un proceso conocido como electrólisis. Este método permite separar la molécula de agua en sus dos elementos fundamentales, oxígeno e hidrógeno. Como cualquier otro proceso, para su ocurrencia, se precisa de un consumo de energía eléctrica asociado. Si esta es obtenida a partir de fuentes renovables, el hidrógeno será considerado “verde” o renovable, ya que en su cadena de producción y suministro no se han incurrido en emisiones contaminantes. Existen otras clasificaciones de hidrógeno, según su proceso de síntesis. Entre ellos, el actualmente utilizado en España, el hidrógeno gris es generado a partir de tecnologías térmicas contaminantes, fundamentalmente y gas natural (también se

habla de hidrógeno marrón a aquel obtenido a partir de carbón). Estos procesos son habitualmente el reformado y la gasificación, asociados a la generación de un gas de síntesis. Por otro lado, también se puede obtener hidrógeno azul a partir de energía provista por el gas natural, también en procesos de reformado, pero con una posterior captura de hasta un 95% de las emisiones de CO₂, según técnicas de CCUS (*Carbón Capture, Utilization and Storage*).

Sin embargo, el objeto de este proyecto es analizar la viabilidad económica de la primera tipología -el hidrógeno renovable- ya que es el llamado a jugar un papel importante en la descarbonización de la economía española en la perspectiva 2020-2050.

Como se ha mencionado anteriormente, el hidrógeno renovable posee un gran potencial de desarrollo dado que es neutral en emisiones contaminantes y, a diferencia de otras fuentes renovables, tiene la capacidad de ser almacenado; es decir, se convierte en una fuente de energía gestionable. Este almacenamiento viene en formas de hidrógeno gaseoso, licuado, hidruros metálicos o en compuestos como el amoníaco, con una presencia industrial del 40,3%. (Badía, 2005)

Sin embargo, actualmente (2020) el hidrógeno renovable no es competitivo en precio respecto a los combustibles fósiles y se utiliza en su mayoría como compuesto químico, al no disponer de una infraestructura propia o exclusiva. Se verá que esto no es realmente necesario, si se saben utilizar otras infraestructuras gasistas, pues no son exclusivas de una tipología determinada de gas, como es el gas natural transportado en la actualidad. De hecho, una mayor utilización de la infraestructura por parte de diferentes gases lleva a pensar en un mayor aprovechamiento de la misma y mayor eficiencia global.

En este sentido, también permite a otros excedentes renovables provenientes de diferentes tecnologías (solar fotovoltaica especialmente, aunque también eólica) ser almacenados o integrados en el *mix* energético. Este hecho cobra especial sentido en España, ya que se posee una radiación solar infrautilizada durante un alto porcentaje temporal, correspondiente a las horas anuales disponibles para el aprovechamiento de este recurso, aunque su intermitencia asociada se traduce en vertidos renovables, en periodos pico de generación.

Además de la fotovoltaica, también se considera un parque eólico importante, con una potencia eólica instalada situada en 25,255 GW (Red Eléctrica de España REE, 2020). Sin embargo, la potencia fotovoltaica nacional se encontraba en 2019 en 8,623 GW (Red Eléctrica de España REE, 2020). La gran diferencia entre ambas penetraciones demuestra que la tecnología solar tenga un mayor potencial de crecimiento a futuro, ya que la curva de proyectos eólicos terrestres está cercana a su saturación, mientras que la solar se encuentra en pleno crecimiento.

La fotovoltaica augura un futuro más que prometedor para el hidrógeno pues la Hoja de Ruta del Hidrógeno prevé para 2030 una potencia de 4 GW de electrolizadores instalados en España, alimentados por energía limpia. Por tanto, se intuye que esta será fundamentalmente provista por la solar fotovoltaica.

El principal inconveniente actual del hidrógeno renovable es su precio, estimado a nivel global y europeo entre 3,5 y 5 kg/kgH₂ (Barclays Global Energy - Equity Research, Mayo 2020), pero situado a niveles mucho mayores en territorio español. Este decalaje en el actual precio del hidrógeno se verá que es debido a la inexistencia de una demanda elevada del mismo, respecto a la demanda europea, tomada como referencia. Con el fin de determinar su viabilidad y competitividad en precio respecto a otras tecnologías, se igualará al coste ponderado de emisiones contaminantes y la utilización actual del gas natural. Este precio del hidrógeno renovable se verá que igualará al que proyecta el hidrógeno azul en la actualidad y lo hará competitivo respecto a combustibles alternativos en un horizonte no superior a 10 años.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

A medida que España se recupera de la crisis sanitaria, social y económica provocada por la pandemia del COVID-19, se espera que la sostenibilidad tenga un papel protagonista para la reducción global de emisiones de CO₂, estimada en torno a un 8% (International Energy Agency IEA, 2020). Además, está estimado conseguir una reducción de 2°C a nivel de calentamiento global en la próxima década, en línea con la reducción de emisiones anteriormente citada. En otras palabras, los planes de recuperación tras la pandemia deberían

servir para esculpir una nueva economía limpia, verde y más resiliente y el hidrógeno puede ayudar a ello.

Los incentivos provenientes de las recientes políticas energéticas a nivel europeo (H2 European Strategy, 2020) y español (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020) y (BOE Proyecto del Ley de Cambio Climático y Transición Energética PNIEC, 2020) promueven la penetración de los gases renovables, entre los que se incluye el hidrógeno juntamente con el biogás o biometano. Es por ello que en España la perspectiva del hidrógeno es tan prometedora, pues cuenta con el apoyo de instituciones y de targets previamente fijados, y se alinea con la actual incremental demanda de la tecnología a nivel global. Desde la sola perspectiva económica, proyectar el foco sobre el hidrógeno permitirá una atractiva creación de empleo y el mantenimiento de la cadena de valor socioeconómico desde nuestras fronteras. Es, por ello, indispensable, cuantificar qué impacto tendrá en España de forma directa, desde su ámbito y extenso alcance, al igual que lo hará medioambientalmente.

El desarrollo del hidrógeno podría abanderar a España como potencia europea como ya lo hizo en el pasado con las energías renovables, de la que fue siempre pionera. Además, la alta penetración en estas energías renovables dota a España de una flota de generación verde que pueda alimentar a cadenas posteriores en la producción de hidrógeno verde.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

Han sido numerosas las ocasiones en las que el uso del hidrógeno como vector energético se ha planteado con anterioridad (Badía, 2005), pero será en el horizonte 2020-2050 cuando la potencialidad de la tecnología se materialice en una realidad.

Durante los primeros 10 años del horizonte temporal se inyectará en la economía española parte de la inversión necesaria en electrolizadores y ampliación de los parques solares para abastecer la demanda prevista del mismo. Esta primera fase en ingeniería y construcción de nueva capacidad renovable en emplazamientos con electrolizadores permitirá una escalada rápida de la demanda de hidrógeno, que se consumirá tanto de forma local como europea,

gracias a proyectos innovadores de inyección de hidrógeno en la red gasista para su distribución a largas distancias.

Una vez completada la construcción, la siguiente gran fase es la operativa, con una puesta en marcha de plantas híbridas en renovables e hidrógeno, que venga acompañado de la reducción contaminante de sectores de difícil descarbonización, como es el transporte. Es previsible que la carrera hacia la producción de hidrógeno genere durante el marco 2020-2023 una diferencia entre generación y demanda de hidrógeno, lo que permita a los proyectos españoles a ser pioneros en la exportación hacia Europa. Sin embargo, si la producción de hidrógeno viene de la mano de una demanda a gran escala para los años posteriores a 2025, el potencial exportador de los primeros años de este marco se verá mermado, en favor del consumo en el territorio español. Esta transición en el consumo de hidrógeno desde las exportaciones iniciales a Europa hacia un consumo propio supone numerosas ventajas desde el punto de generación y mantenimiento del valor de la cadena del hidrógeno en España. Esto es debido al mantenimiento de la inicial generación de empleo en proyectos de ingeniería y construcción durante la fase operativa, así como la generación de empleo en sectores *offtakers*, o lo que es lo mismo, consumidores de hidrógeno. Entre ellos destaca la industria, ante la facilidad de su transición energética y sustitución de gas natural por hidrógeno verde, así como el transporte, este ya sí con más barreras de entrada a la tecnología, pero deseoso de promover la transición verde.

Según lo analizado en estudios de los recientes años, se ha desgranado el potencial europeo y global del hidrógeno renovable, tanto a nivel interno de PwC, como a estudios realizados a diferentes clientes tanto productores como consumidores de hidrógeno (Strategy& PwC , Enero 2020). La metodología que seguir consiste en aprovechar aquellos estudios europeos y globales mediante su aplicación a España, tanto con una base histórica de datos como con aquellas proyecciones al futuro español, de la mano de los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC). De esta forma, se podrá conocer el impacto en el escenario nacional, alineado con los objetivos propuestos hasta 2050 y revisados cada 3 años, tal y como indica la Hoja de Ruta del Hidrógeno (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020).

Independientemente de la bibliografía existente y en cuanto al propio estado de la tecnología, el estado actual del consumo de hidrógeno en España reside fundamentalmente en el hidrógeno gris. Este es prácticamente consumido en su totalidad como materia prima en industrias como la química, en la síntesis de amoníaco, o el utilizado en refinerías de petróleo y se trata de un consumo de alrededor 500.000 Toneladas de H₂, en 2020. La transición en la síntesis de este hidrógeno gris naturalmente se podrá dar hacia el azul o hacia el renovable, pasando ambos por la reducción contaminante, bien mediante la captura de emisiones, bien mediante la inversión en potencia de electrólisis. Es entonces que se puede intuir una posible competición entre el hidrógeno azul y el verde, y una canibalización del azul por parte del renovable, que se entiende como el dominante a futuro.

Recientes noticias y la celebración de la *Jornada Hidrógeno renovable: una gran oportunidad para España* en noviembre de 2020, confirman la necesidad de la instalación en electrolizadores para la producción de hidrógeno en 2030 así como la inyección de 1500 millones de euros hasta 2023 y 8900 millones hasta 2030. Dicha jornada concluyó con una llamada a todos los productores, consumidores y distribuidores de hidrógeno, en la generación de sus manifestaciones de interés con proyectos que permitan distribuir los fondos europeos por vía del Gobierno de España, que podrá financiar los mismos y asegurar la recuperación de la inversión en ellos puesta y del mantenimiento del modelo de negocio como rentable a largo plazo.

1.3 OBJETIVOS

El proyecto persigue analizar desde una perspectiva económica, medioambiental y social el impacto que tendrá el hidrógeno renovable en el horizonte temporal de los próximos 30 años. Estos objetivos pueden listarse brevemente, tal y como se hace a continuación:

- En primer lugar, previsión de la demanda de hidrógeno en el horizonte 2020-2050. Como es lógico, el previsible incremento de demanda tendrá asociado una fuerte disminución en sus costes, resultantes de la sustitución actuales tecnologías como son la utilización de gas natural, el cual lleva asociado una gran cantidad de emisiones contaminantes. Se estimará también el efecto reductor sobre el coste del

H₂, y se obtendrá un precio competitivo (aproximadamente 2 €/kgH₂ e inferior). En todo momento se distinguen dos escenarios: base y ambicioso, con el fin de cuantificar el impacto de una mayor demanda entre dos límites, superior e inferior. Este punto de partida es el más relevante ya que permite obtener dicho coste/precio del H₂ a partir de sus tecnologías sustitutivas. La más importante de ellas es el gas natural, con una demanda y precio aproximadamente constante. Sin embargo, este gas incurre en unas altas emisiones de CO₂, con un coste asociado muy elevado- e incremental, desde que se está buscando una neutralidad en emisiones desde directivas europeas para 2050.

- En segundo lugar, se determinará qué porcentaje del consumo final del hidrógeno se llevará cada sector productivo. Entre ellos, el más importante, será la industria, pues actualmente ya dispone de una demanda de hidrógeno como materia prima en refinerías, industria química y metalúrgica, entre otras. Sin embargo, también tendrá el transporte una partida importante, y por último se considerará el sector residencial con un residual de demanda de este combustible. En otras palabras, se determinará el *mix* de la demanda de forma sectorial.
- En tercer lugar, se determinará la tecnología necesaria para la obtención de hidrógeno renovable. Esta tecnología pasa por la adquisición de electrolizadores, los cuales tendrán un input energético también sostenible, previsiblemente energía proveniente de solar fotovoltaica. Por tanto, se determinará la potencia necesaria de electrolizadores, así como la potencia instalada de plantas fotovoltaicas necesarias para proveer de energía limpia a la producción de hidrógeno, para todo el horizonte temporal. Así mismo, se considerará el impacto económico directo sobre la producción de hidrógeno. Estas cantidades serán las referidas como “inversiones” en producción.
- Adicionalmente a la producción, se determinará la tecnología necesaria para la infraestructura del hidrógeno, fundamentalmente dividida entre el consumo local a nivel industrial y el consumo “remoto” para el cual se utilizará la red actual de gasoductos de gas natural o transporte rodado. Se determinará la viabilidad económica de realizar exportaciones a países vecinos mediante balance de costes de producción y distribución nacional vs. producción en el destino.

Como objetivo final y complementario, se adjuntará un estudio del efecto sobre empleo medida de forma directa, indirecta y efectos inducidos. Como se trata de una sección lo suficientemente ambiciosa, se deberá limitar el alcance del estudio, al mismo tiempo que se estudiará con la profundidad suficiente como para obtener resultados fiables y en línea a lo anunciado por compañías eléctricas como Iberdrola en su acuerdo con Ingeteam. Este acuerdo para por generar 150 empleos en la fabricación de electrolizadores con un presupuesto de 100 millones de euros. (Iberdrola e Ingeteam, 2020)

1.4 METODOLOGÍA

El estudio se realizará consultando la existente bibliografía del tema, en un ámbito global, pero también europeo, con el fin de cuantificar si estos resultados son extrapolables a España.

Para la realización del propio análisis se desarrollará un modelo en Excel lo suficientemente detallado como para obtener resultados razonables para el futuro desarrollo de la tecnología. Algunas de las fuentes utilizadas para la inclusión de datos temporales en el modelo incluyen demanda y precios en tecnologías como el gas natural o el coste de emisiones contaminantes CO₂. Estos datos son los recopilados en un histórico de 1980-2020, con el fin de utilizar metodología estadística para inferir la tendencia o regresión que permita explorar los próximos 30 años. Además, una primera aproximación estadística incluye N muestras de datos que seguirán una distribución normal con parámetros de media y distribución típica de la muestra seleccionada.

Adicionalmente, la participación en la elaboración de las manifestaciones de interés en proyectos de hidrógeno renovable para el plan de recuperación y transición energética justa inclusiva ha permitido un conocimiento más amplio y real de la situación real hasta 2025 y la aplicabilidad del hidrógeno, presente y futura, en sectores diversos.

Capítulo 2. DEMANDA Y COSTE HIDRÓGENO RENOVABLE 2020-2050

2.1 TECNOLOGÍAS ACTUALES SUSTITUTIVAS DE HIDRÓGENO

Actualmente, la industria y el transporte son los sectores más contaminantes, pues utilizan como materia prima combustibles fósiles y gas natural, ambos contaminantes en emisiones de CO₂, principalmente debido a la presencia de carbono en su formulación química. Si se plantea un horizonte renovable, en ausencia de tales emisiones, es de suma importancia conocer los costes de los combustibles alternativos, qué factores afectan al coste, cuál es la correlación de este con otras variables y su variación a lo largo del tiempo, para determinar si existen patrones en la serie temporal.

Por ello, se procede a generar un histórico de datos de utilización de gas natural en España y del coste del mismo. Pero eso no es todo, precisamente por tratarse de un gas contaminante, una importante contribución a su coste será el establecido para las emisiones contaminantes en las que incurra y la cantidad de estas.

La importancia de la recopilación del histórico de datos de demanda y precio de gas natural al igual que de emisiones CO₂ contaminantes reside en la obtención de una estimación más precisa de la creciente demanda de hidrógeno y su coste, variable a lo largo del horizonte 2020-2050 considerado. Es decir, la obtención del coste y demanda futura de hidrógeno viene determinada por un equilibrio (y ahorro) de costes de la tecnología sustitutiva mayoritaria (gas) y las emisiones evitadas mediante esta transición desde gas natural a un gas no contaminante en su cadena de producción como solución: el hidrógeno renovable.

Esto es lo reflejado en la ecuación [E.1], dónde los inputs del modelo se sitúan en el lado izquierdo de la misma y se obtienen ambos outputs, demanda y coste de hidrógeno, situados en el lado derecho de la ecuación.

Esto quiere decir que, a priori, se tiene un grado de libertad en el sistema ya que se puede fijar el coste del hidrógeno para obtener su demanda a futuro y viceversa. Realmente, la

obligación nacional llegada desde la Hoja De Ruta del Hidrógeno Renovable en España limita ese grado de libertad pues impone una potencia de electrolizadores instalada entre 300 y 600 MW antes de 2025 y a 4 GW en 2030. Como todas las variables del modelo generado están ligadas, esta potencia instalada implica consumir una demanda fijada previamente, con lo que la salida del modelo es, exclusivamente, el precio; si se siguen los objetivos nacionales.

$$p_{GN} \cdot P_{GN} + p_{CO_2} \cdot E_{CO_2} = p_{H_2} \cdot H_2 \quad [E.1]$$

E_{CO_2}	Emisiones contaminantes de CO ₂ incurridas	[tCO ₂]
H_2	Demanda de hidrógeno total	[MtH ₂]
P_{GN}	Energía suministrada por Gas Natural	[TWh]
p_{CO_2}	Precio de las emisiones contaminantes de CO ₂	[€/tCO ₂]
p_{GN}	Precio del gas natural como materia prima	[€/TWh]
p_{H_2}	Output: Coste del hidrógeno renovable, como hidrógeno total	[€/tCO ₂]

2.1.1 IMPORTANCIA DEL GAS NATURAL

El consumo de gas natural incluido desde el año 2010 se ha recopilado desde datos históricos tomando a Enagás como fuente, (Enagás - Histórico de demanda: Informe mensual, 2020) y con el fin de ajustar la regresión que estime los próximos 30 años de consumo energético. Esta regresión podrá ser reajustada *ex post* ya que no considera la interdependencia existente con el hidrógeno. De esta forma, si el hidrógeno renovable gana cuota de mercado, como parecen indicar estudios recientes y los resultados de este mismo análisis (Parte I2.2) el gas natural tendrá una menor penetración en el consumo energético total. Dado que la tendencia del gas natural está sujeta a cierta variabilidad y el ajuste de su tendencia arrojaría un consumo lineal con el tiempo, se ha incluido un intervalo de consumo, el cual sigue una distribución normal con media y desviación estándar determinadas por la media y desviación

del histórico de datos. Esto se justifica mediante la aplicación directa del Teorema del Límite Central. En el presente estudio se ha considerado una desviación de 3σ , correspondiente a un intervalo de confianza del 95%. El resultado es el obtenido en la Figura 3, en la que se incluyen ambos escenarios de consumo de gas natural.

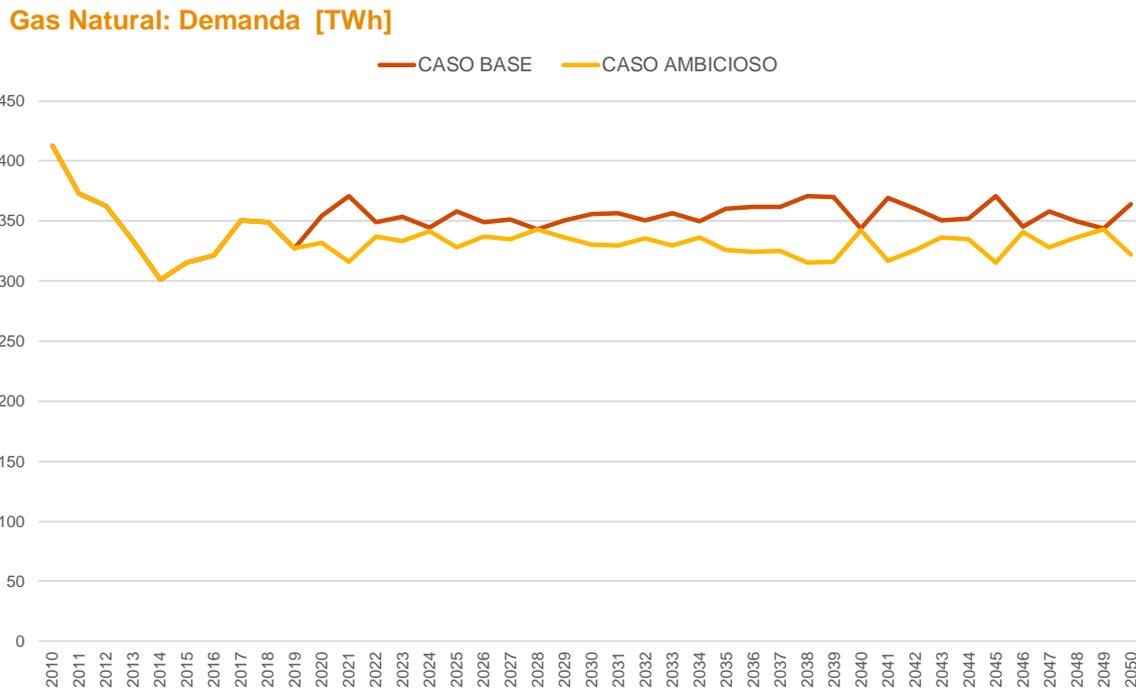


Figura 3. Consumo de Gas Natural [TWh]

El coste de gas natural también está sujeto a cierta variabilidad, tal y como indican los datos de (Investing .com, 2020). Sin embargo, el orden de magnitud en el cambio de las emisiones contaminantes es considerablemente mayor, por lo que en este documento se ha considerado un precio medio estable de 15€/MWh provisto por esta tecnología, dada también la más reciente estabilidad en los precios del gas (Fernández Landa, Barrero Gil, & Fernández Martín, 2020).

En definitiva, las fluctuaciones estadísticas combinadas de precio y consumo de gas natural anuales se traducen en el desglose de dos escenarios de resultados: un escenario base y otro ambicioso, ambos recogidos en la sección Resultados de este mismo estudio. La diferencia entre ambos escenarios dependerá de factores como el consumo futuro de hidrógeno, el ritmo de inversiones en instalaciones para su producción o el coste de la electricidad, previsto a

ser de los más baratos de Europa, lo que fomentará una producción de hidrógeno a coste muy reducido, con una mayor competitividad respecto al producido en otros países europeos, fomentando la capacidad exportadora de España.

2.1.2 IMPORTANCIA DE LAS EMISIONES CONTAMINANTES DE CO₂

Como se ha comentado en la Parte I Capítulo 1. de este mismo documento, el imperante objetivo de descarbonizar la economía española se traduce en un incremento progresivo del coste en emisiones contaminantes. Entendiendo este incremento en precio como una multa a aquellos menos respetuosos, se obtiene la Figura 4 de forma directa desde 2010 hasta 2020. Por tanto, los impuestos y el mercado de emisiones de CO₂ pueden ser herramientas clave para proporcionar las señales correctas en un horizonte limpio de emisiones. A partir de 2020, el exponencial incremento del coste de las emisiones resultará en una reducción, también exponencial, de dichas emisiones. De nuevo, se ha hecho uso de conocimientos estadísticos para la obtención de la tendencia exponencial de dicho *dataset*.

CO₂: COSTE Y EMISIONES

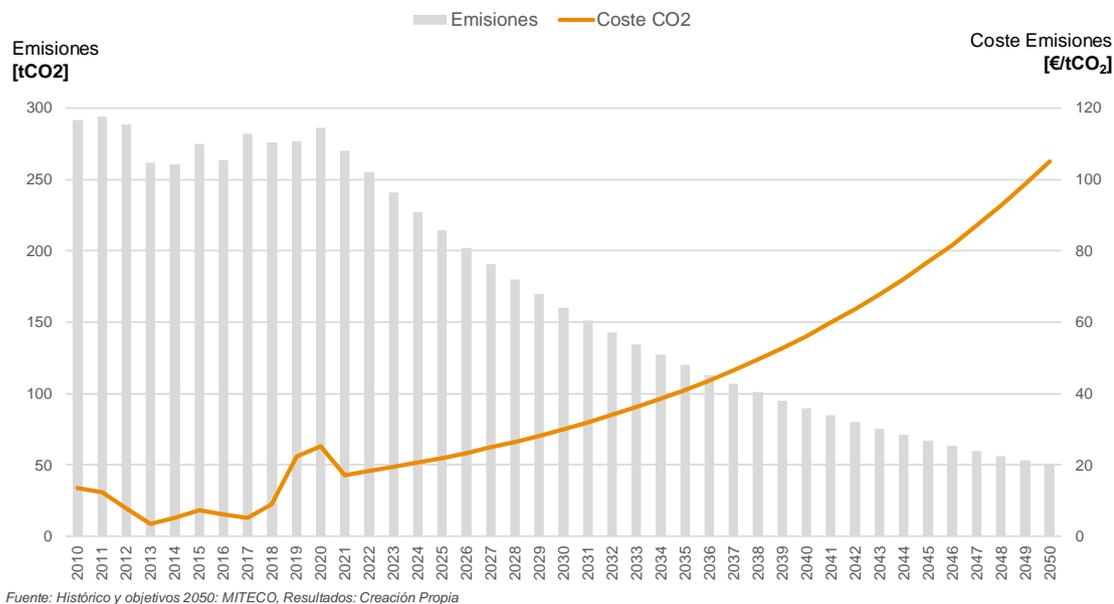


Figura 4. Coste unitario [€/tCO₂] y CO₂ emitido [tCO₂]

Los posteriores resultados del modelo determinan definitivamente la reducción del coste del hidrógeno renovable dado que las tasas que se estima obtener para emisiones de gases

contaminantes son lo suficientemente elevadas. Este hecho es observable en la Figura 4, donde la transición entre el registro histórico de datos y el ajuste de la tendencia exponencial del coste de CO₂ es especialmente notable en el periodo 2018-2020. Al mismo tiempo, se observa una progresiva sustitución de gas natural u otras tecnologías térmicas contaminantes del sector eléctrico o industrial. Esta transición se materializa con la reducción progresiva de emisiones, también incentivada por los altos costes en mercados de CO₂, previstos a alcanzar valores superiores a 70€/tCO₂, lo cual difiere del actual coste de estas emisiones, situado en 25,15 €/tCO₂, razón por la cual hoy en día el volumen de emisiones sigue siendo elevado.

2.1.2.1 Impacto medioambiental

Como es lógico, la reducción de emisiones respecto a las que se producirían en caso de no multar a los agentes contaminantes de la economía resulta en una importante cantidad de emisiones evitadas (Figura 5 y Figura 6). La repercusión medioambiental de dicha evasión de emisiones no deja de ser una de las claves del fomento del hidrógeno como nuevo agente y vector energético. La cantidad total de emisiones evitadas de dióxido de carbono depende de la proporción de consumo de entre los sectores consumidores de hidrógeno. A grandes rasgos, los principales consumidores de hidrógeno renovable son la industria, la movilidad y la inyección en red, mediante las exportaciones europeas tomadas como destino final. Ha de notarse la importancia de una penetración incremental en cada uno de los sectores considerados durante los 30 años del horizonte temporal considerado.

El impacto medioambiental será proporcional a la sustitución de los combustibles alternativos usados en el *mix* energético en los que se prevé la utilización de hidrógeno a gran escala. En el caso del sector del transporte, el combustible actualmente usado como referencia es el gasóleo, combustible tradicional en dicho segmento. Para la industria se toman dos alternativas: gas natural e hidrógeno gris, en el caso de la actual utilización de hidrógeno gris y la sustitución de este viene de la mano de la implantación de potencia renovable en favor del uso de hidrógeno verde. En casos específicos del sector industrial, se usa alternativamente gasoil bonificado, como es el caso de aplicaciones portuarias de proyectos ya iniciados en el puerto de Cartagena (Murcia). Por último, en la consideración del blending -mezcla de hidrógeno con gas natural para su posterior inyección en la red de

transporte gasista- se toma el gas natural, con su coste correspondiente, añadiendo al mismo el valor de mercado de su garantía de origen (estimado en 3€/kg).

Con la presente discretización sectorial realizada, se obtiene la cantidad de gas natural y gasóleo desplazado en la implantación de hidrógeno como combustible cero emisiones. Los cálculos realizados se incluyen a continuación, desglosados por los sectores finales tomados como consumidores.

Respecto a la industria, la huella de carbono evitada viene de la mano de la penetración del hidrógeno renovable en la industria, capaz de desplazar al hidrógeno gris usado en la actualidad.

Respecto al sector de la movilidad y transporte pesado los combustibles desplazados son tanto el diésel como la gasolina; no se considera el vehículo eléctrico pues su utilización se ve reducida al transporte urbano y de media-corta distancia, con aplicaciones particulares que se contraponen al transporte de mercancías que será resuelto mediante hidrógeno renovable. La huella del carbono es, por tanto, la del diésel y gasolina. Para el consumo de hidrógeno unitario por kilómetro recorrido, se toma como referencia el modelo Toyota Mirai, pues cuenta con la suficiente madurez como para considerar que su consumo inferior a 1 kg de hidrógeno por kilómetro considerado (0,8 kgH₂/km) es un consumo transversal a otros vehículos y tomando en el consumo a gran escala.

En cuanto al tercer gran consumo se considera el calor y las exportaciones realizadas mediante la inyección en red por medio del *blending* de hidrógeno con gas natural en la preexistente infraestructura gasista: se consideran tanto el gas natural transportado como las emisiones evitadas mediante la distribución de hidrógeno. Se considera una cuota de hidrógeno de hasta un 24% y respecto al último término, se incluye un rendimiento de inyección, así como la huella de emisiones de carbono por término de energía provista (E_{CC}). Como es de esperar, la huella del gas natural es hasta 3 órdenes de magnitud superior al hidrógeno renovable, por lo que, cuanto mayor sea la proporción de hidrógeno en la mezcla, menor será la cantidad de emisiones contaminantes liberadas. Respecto al calor en la actualidad tanto el residencial como comercial se generan mediante la combustión de gas natural en calderas. Es ahora cuando se plantea como alternativa el hidrógeno verde para generar calor de forma más limpia pues típicamente este calor, tanto residencial como

industrial, se obtiene quemando gas natural en calderas. La notación, unidades y ecuaciones consideradas se incluyen a continuación:

Como en todos los resultados del modelo generado, se tienen dos escenarios de reducción

$$\text{Industria} \quad P_{H_2}^{tot} [MtH_2] \cdot C_{IND} [p.u.] \cdot PCI_{H_2} \left[\frac{kWh}{kgH_2} \right] \cdot HC_{H_2,gris} \left[\frac{gCO_2eq}{kWh} \right] \cdot 10^{-9} = [MtCO_2 eq]$$

$$= P_{H_2,IND} MtH_2 \cdot 33,33 \frac{kWh}{kgH_2} \cdot 327,6 \frac{gCO_2eq}{kWh} \cdot 10^{-9}$$

$$\text{Transporte} \quad \frac{P_{H_2}^{tot} [MtH_2] \cdot C_{TRAN} [p.u.]}{C_{NEDC} \left[\frac{kgH_2}{km} \right]} \cdot HC_{DIÉSEL} \left[\frac{gCO_2eq}{km} \right] \cdot 10^{-9} = [MtCO_2 eq]$$

$$= \frac{P_{H_2,TRAN} MtH_2}{0,008 \frac{kgH_2}{km}} \cdot 155,66 \frac{gCO_2eq}{km} \cdot 10^{-9}$$

$$\text{Blending} \quad P_{H_2}^{tot} [MtH_2] \cdot C_{INY} [p.u.] \cdot \left[(1 - Cuota_{CC}) \cdot PCI_{H_2} \left[\frac{kWh}{kgH_2} \right] \cdot HC_{GN} \left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right] + \right. \\ \left. + Cuota_{CC} \cdot PCI_{H_2} \left[\frac{kWh}{kgH_2} \right] \cdot \eta_{CC} \cdot E_{CC} \left[\frac{tCO_2}{MWh} \right] \right] = [MtCO_2 eq]$$

$$= P_{H_2,INY} MtH_2 \cdot \left[(1 - 0,24) \cdot 33,33 \frac{kWh}{kgH_2} \cdot 202 \frac{kgCO_2}{MWh} + \right. \\ \left. + 0,24 \cdot 33,33 \frac{kWh}{kgH_2} \cdot 0,55 \cdot 0,38 \frac{tCO_2}{MWh} \right]$$

$P_{H_2}^{tot}$	Producción global anual de H ₂ renovable	[MtH ₂]
C_{IND}	Share del sector industrial respecto al consumo global de H ₂	[p. u.]
C_{TRAN}	Share de la movilidad y transporte respecto al consumo global de H ₂	[p. u.]
C_{INY}	Share de inyección respecto al consumo global de H ₂	[p. u.]
PCI_{H_2}	Poder Calorífico Inferior del Hidrógeno, con valor 33.33	$\left[\frac{kWh}{kgH_2} \right]$
$HC_{H_2,gris}$	Huella de carbono del H ₂ gris en industria, valor 327,6	$\left[\frac{gCO_2eq}{kWh} \right]$
HC_{GN}	Huella del carbono del gas natural en inyección en red de gas, valor 202	$\left[\frac{kgCO_2}{MWh} \right]$
$HC_{DIÉSEL}$	Huella del carbono del diésel y gasolina en movilidad, valor 155,66	$\left[\frac{gCO_2eq}{km} \right]$
C_{NEDC}	Consumo de H ₂ NEDC en movilidad mediante pila de combustible, con un valor 0,8 $\frac{kgH_2}{km}$ tomando el Toyota Mirai como vehículo de referencia	$\left[\frac{kgH_2}{km} \right]$
$Cuota_{CC}$	Cuota de emisiones de CO ₂ en gas, valor 24%	[p. u.]
η_{CC}	Rendimiento de CC, valor del 55%	[p. u.]
E_{CC}	Emisiones CC, valor de 0.38 $\frac{tCO_2}{MWh}$	$\left[\frac{tCO_2}{MWh} \right]$

de emisiones. Mientras que el escenario base es más conservador y establece que se evitarán 3,84 MtCO₂ para 2030, el escenario ambicioso va más allá con 4,83 MtCO₂. Pese a que los resultados cumplen con los objetivos europeos y nacionales en impacto medioambiental, los

resultados son especialmente interesantes a largo plazo, pues se espera evitar entre 28 millones de toneladas y 59 en el horizonte 2040-2050. Estos resultados están evidentemente sujetos a la madurez de la tecnología, asentada y explotada para entonces.

Emisiones Evitadas

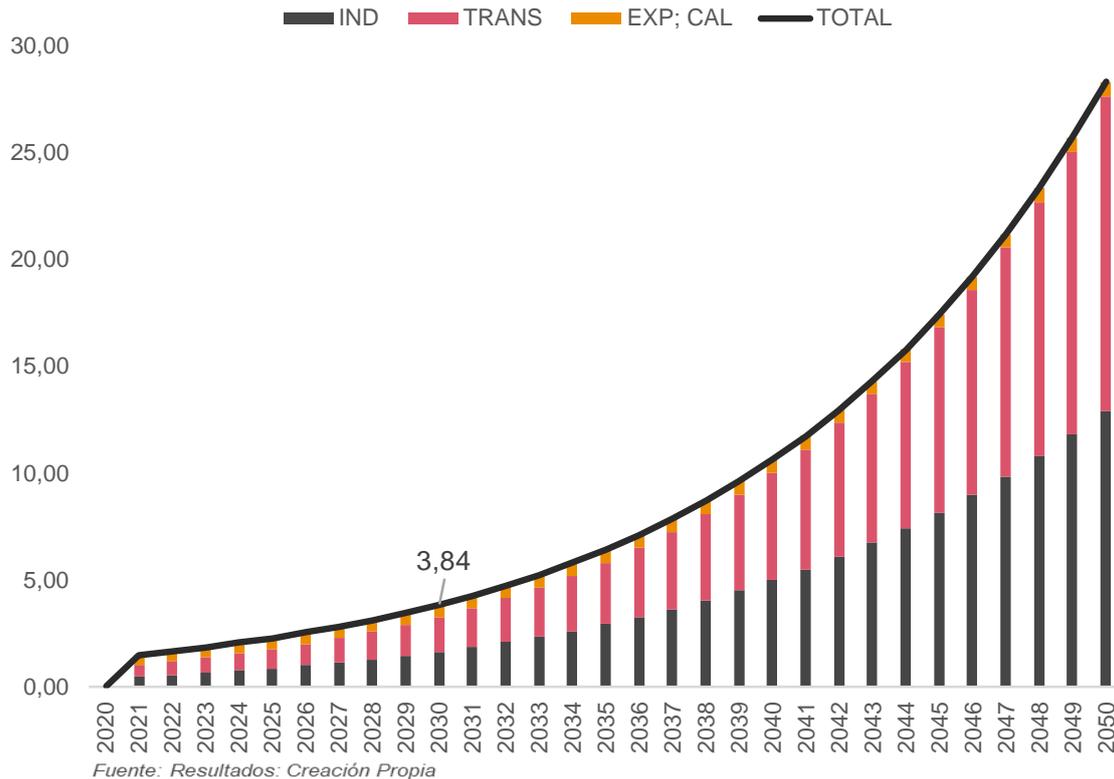


Figura 5. Emisiones contaminantes CO₂ evitadas [MtCO₂] - Caso Base

De la Figura 5 es especialmente notorio el impacto combinado de la industria y sector del transporte, capaces de cubrir el 95% de reducción de emisiones nacionales de CO₂ para 2050. Así, ambos sectores se convierten en las palancas de cambio más relevantes para conseguir la neutralidad climática en un plazo limitado. Si bien tanto la exportación como la rehabilitación energética del sector residencial son necesarias, la agregación de este único sector de generación de calor no consigue una magnitud comparable a cada uno de los sectores de industria y movilidad por separado. Independientemente, se insta desde este mismo proyecto a la mejora energética de viviendas y al consumo de gases renovables, tanto mediante la generación de incentivos en la transición desde gas natural hacia el hidrógeno, como mediante la financiación de proyectos de mejora, impulsados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Emisiones Evitadas

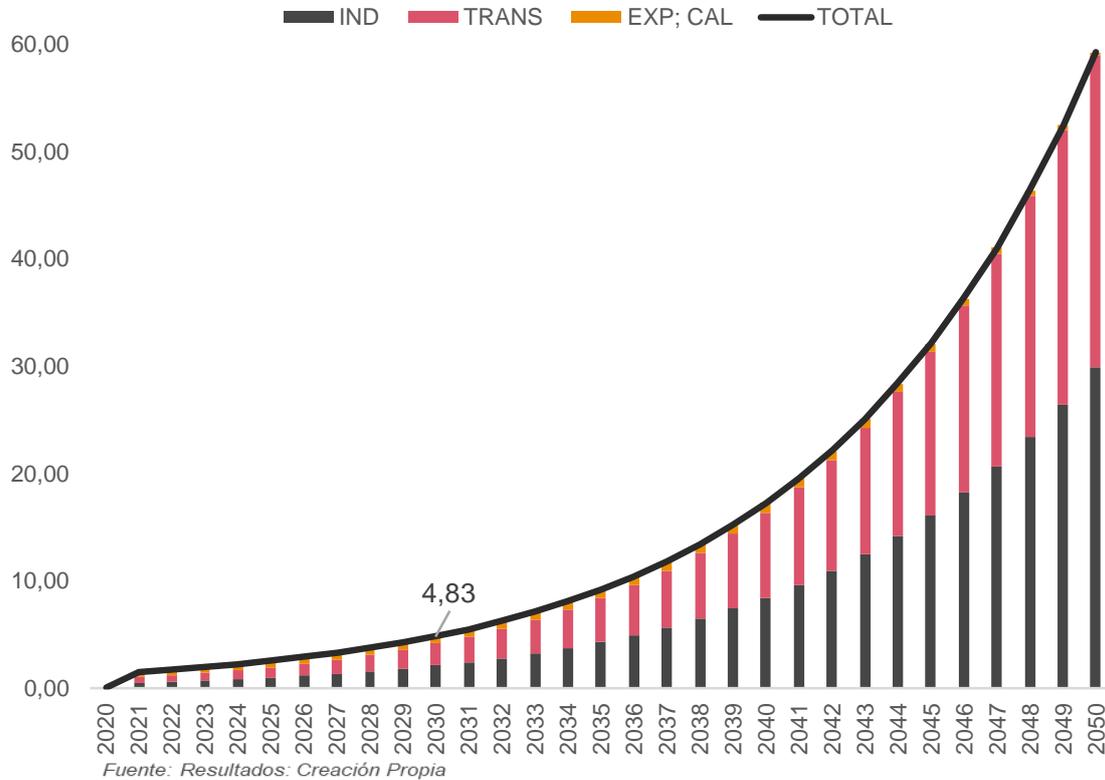


Figura 6. Emisiones contaminantes CO₂ evitadas [MtCO₂] – Caso Ambicioso

Según la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España, se establece que, para 2030, exista una reducción de 4,6 MtCO₂, lo cual es coherente con la horquilla de emisiones evitadas de entre 3,84 y 4,83 MtCO₂ obtenidas como resultado de la producción global de hidrógeno, obtenida en el modelo. Se nota, sin embargo, la relevancia medioambiental a largo plazo en la reducción masiva de emisiones.

2.2 RESULTADOS: PRODUCCIÓN, COSTE Y DEMANDA

Según lo comentado en la Sección 2.1, se obtienen por igual el consumo de hidrógeno (de forma global: conjuntamente verde, azul y el gris actual) así como el coste de producción del mismo. Se representan conjuntamente ambas variables en las figuras Figura 7 y Figura 8.

2.2.1 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE – MIX GENERACIÓN

Se ha incluido en las figuras: Figura 7 y Figura 8 el porcentaje del hidrógeno renovable frente al total, conformado por gris y azul también. La perspectiva es positiva ya que se establece para 2030 la penetración del hidrógeno renovable frente al total generado se encuentre entre un 20 y 32 %, siendo, para 2050 el presente en un porcentaje mayoritario, con un *share* de entre el 76 y 84 %.

En líneas generales se observan ciertas tendencias importantes: en primer lugar, la actual producción de hidrógeno gris irá decreciendo paulatinamente pues para producirlo se generan grandes volúmenes de CO₂, pues se obtiene a partir de gas natural y vapor de gar, siendo este componente medioambiental su principal problema. Este hidrógeno es el utilizado en la actualidad como materia prima en refinerías, metalúrgicas y fertilizantes, y se trata de un volumen de 500.000 toneladas anuales en España.

El decremento del hidrógeno gris será suplido por una doble vertiente: la transformación de procesos industriales de la obtención de hidrógeno en azul, mediante la captura de más del 90% de las emisiones contaminantes en la producción del mismo y el posterior almacenamiento de carbono (CAC), eso sí, a un coste muy alto; y la producción en masa de hidrógeno sostenible, en vías de ser económicamente viable, gracias a los avances en la tecnología de la electrólisis, la caída en los costes de las energías renovables y el auge de las economías de escala (Gil, 2020). La coincidencia temporal del incremento del hidrógeno azul y verde hará que este último canibalice al primero en un medio- largo plazo, de forma que sea el predominante en 2050, conformando ambos el 95% de la producción de hidrógeno en España para entonces.

2.2.2 COSTE HIDRÓGENO RENOVABLE

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), cada kilogramo de hidrógeno verde contiene 33,3 kWh y su valor está estimado a un precio entre 3.5 y 5€/kg. Como es evidente, a medida que se incremente la inversión no solo a nivel nacional, sino global, su precio descenderá en picado, tal y como indica (Barclays Global Energy - Equity Research, Mayo 2020).

En este sentido, las economías de escala se convierten en impulsores y soluciones para incrementar competición entre agentes productores de hidrógeno renovable. Entre ellos, actuales plantas renovables: solar fotovoltaica así parques eólicos, capaces de aprovechar sus excedentes en la producción de hidrógeno, más que en el vertido de estos en periodos valle de demanda eléctrica. Y de la mano de las economías de escala, también las economías de alcance, llegadas de la mano entre sinergias tecnológicas como son la implantación conjunta de plantas de producción fotovoltaica con integración de hidrógeno en sus instalaciones. Las inversiones necesarias para hacer frente al desarrollo renovable de hidrógeno, y, por tanto, a la bajada de coste productivo, son las incluidas en el Capítulo 5.

Si se compara el reformado de metano a partir de gas natural, se observa que es mucho más barato que la producción de hidrógeno verde, pero por el contrario libera emisiones contaminantes a la atmósfera, ricas en carbono e irrespetuosas con la política medioambiental que se llevará a cabo hasta la cuasi completa descarbonización (95%). Así, cuando mayor sea el grado de descarbonización, mayor será el papel del hidrógeno en el futuro energético, y de nuevo se realimentará una mayor descarbonización.

En base a los resultados obtenidos, se distingue de nuevo entre dos escenarios de trabajo: base y ambicioso. Sin embargo, ambos parten de la misma situación actual (2020), con un coste español muy elevado respecto a Europa, hablando de 12,56 €/kgH₂. Esto se debe a todavía una limitada demanda del mismo, usado fundamentalmente como materia prima en la industria y, al tratarse de 500.000 toneladas grises. De ahí que en ambas Figura 7 y Figura 8, el elevado coste inicial sea explicado por bajos niveles de consumo.

Sin embargo, el crecimiento exponencial del hidrógeno renovable es el que determina la reducción de costes, aunque no tanto como lo haría si la demanda total fuese exponencial. Es decir, dentro de las diversas formas de obtención de hidrógeno, destacan la que produce hidrógeno azul, así como la renovable, en detrimento del reformado de gas natural sin captura de emisiones, que, por el contrario, se reduce. Una vez explicada la tendencia de hidrógeno gris, cabe destacar la futura canibalización del hidrógeno azul por parte del verde, ya que, a largo plazo (2035 en adelante) la competición hacia una mayor descarbonización será cada vez mayor. A medida que el consumo de hidrógeno desecha al gris de su global,

la lucha interna entre azul y verde da como vencedor a este último, por razones medioambientales y, se espera, una política regulatorio-económica que lo incentive.

CASO BASE

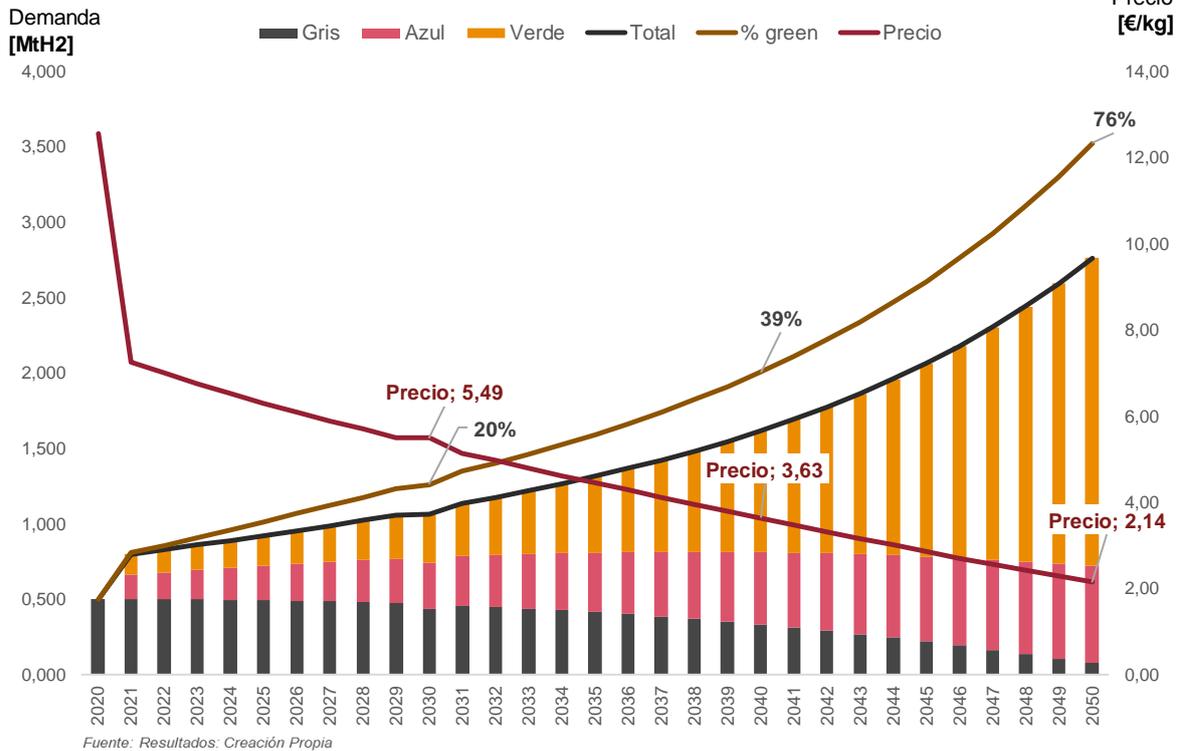


Figura 7. Demanda y coste de H₂ - Caso Base

Los resultados del modelo determinan que el hidrógeno será aproximadamente competitivo en 2030 con precios en torno a 4,57 €/kgH₂ para el caso ambicioso. Evidentemente, la curva de proyectos de hidrógeno tardará en despegar en ausencia de los incentivos correctos y proyecta para 2040 en estas mismas condiciones, una mejor imagen, hablando de precios de 2,71 €/kgH₂, también sobre el escenario ambicioso.

Resulta evidente que, si se consigue generar una demanda en niveles de 5 MtH₂ anuales, como es el caso ambicioso en 2050, los costes de producción de hidrógeno renovable serán irrisorios en comparación a los actuales. En efecto, si se toma la instantánea a 2050, el precio es innegablemente competitivo, en valores de entre 1,16 y 2,14 €/kgH₂, por lo que no tendría sentido seguir usando combustibles actuales con costes similares (o incluso mayores), pero siendo al mismo tiempo, contaminantes.

CASO AMBICIOSO

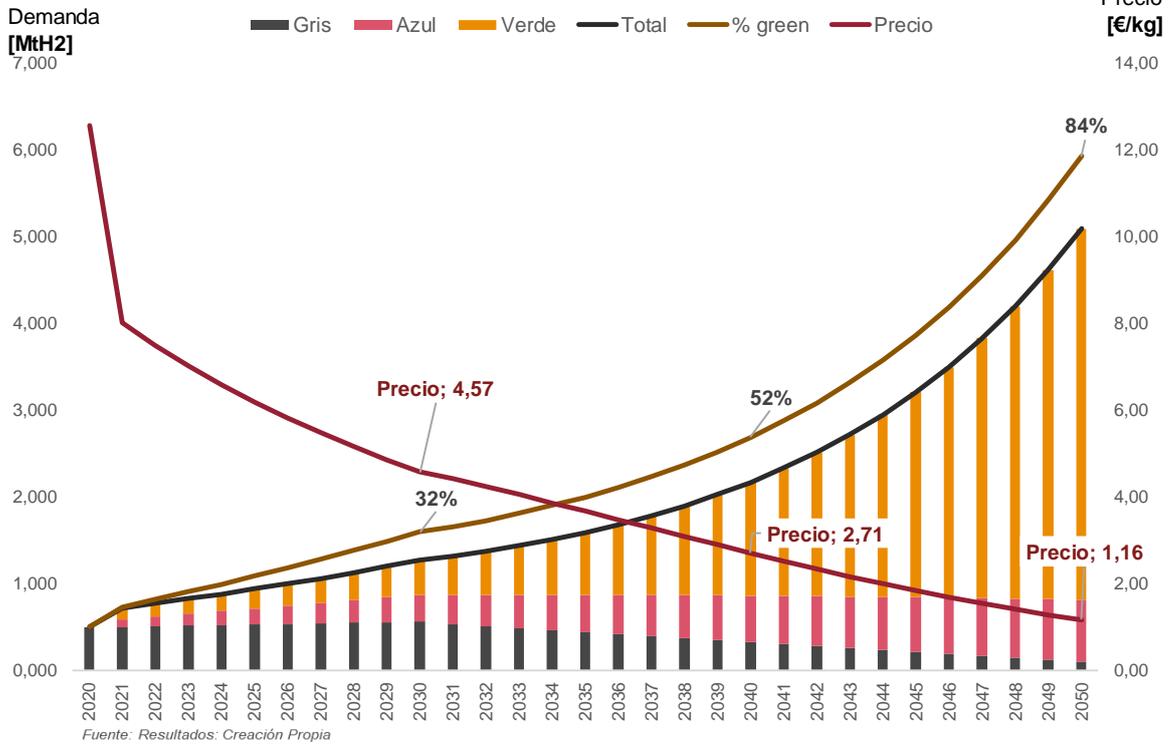


Figura 8. Demanda y coste de H₂ - Caso Ambicioso

Cabe señalar que el coste de producción de hidrógeno puede obtenerse de forma directa, (y no mediante la sustitución de combustibles actuales, llevado a cabo en el presente estudio) considerando el coste de la electricidad necesario en el proceso de electrólisis, el consumo de agua necesario en la consecución de la demanda de hidrógeno anual, y el coste del despliegue en CAPEX de la tecnología, llevado a base anual. El método directo da por resultado costes de producción en la misma línea, principalmente porque la mayor partida del coste es la debida al coste de la electricidad, si somos capaces de generar electricidad en España a menos de 20 euros por MWh y reducir un 30% o un 40% el coste del electrolizador.

2.2.3 CONSUMO DE HIDRÓGENO – MIX DEMANDA

Tal y como se ha comentado anteriormente, la producción de hidrógeno renovable en España se destina a tres grandes consumidores: industria, transporte y sector del calor, residencial e industrial, suministrado a partir de la infraestructura gasista y venta de excedente destinado a exportaciones.

Estos sectores componen la última etapa de la cadena de valor del hidrógeno renovable, y están destinados a ser consumidores y empeñar sus esfuerzos en los usos finales de dicho gas. Estos usos son de muy diversa índole, ya que cada uno depende en gran medida de si su utilización se trata de:

- Consumo directo en forma del hidrógeno producido mediante la electrólisis. En este primer caso se puede usar el hidrógeno directamente como combustible, materia prima para la industria o se utiliza como vector energético.
- Si su consumo es la de un producto que toma al hidrógeno como materia prima.
- O si el hidrógeno se toma como portador energético. Además de su utilización como materia prima, el hidrógeno puede ser utilizado como recurso energético en numerosos procesos industriales tales como la gasificación, gracias también a su mayor contenido energético que de otros combustibles convencionales, típicamente fósiles.

A continuación, se listan los sectores consumidores predominantes:

1. **Industria:** En España se consumen en la actualidad alrededor de 500.000 toneladas de hidrógeno anuales, en un 95% siendo este hidrógeno gris. Este 95% de producción del hidrógeno se obtiene en refinerías (Cartagena, Huelva, Tarragona o Puertollano, quien ha demostrado la entrada en funcionamiento de la planta de producción de 20MW de hidrógeno renovable a partir de 100 MW de MW fotovoltaicos). Además de las refinerías este hidrógeno gris, todavía contaminante se produce en procesos industriales como la síntesis de amoníaco, principal producto de la industria de fertilizantes en España. Esta actividad industrial tiene una oportunidad única para la incorporación del hidrógeno verde, pues la elevada capacidad calorífica de este, combinada con su reducido nivel de emisiones contaminantes, hace que las siguientes industrias sean aquellas que puedan sufrir una transformación energética/ecológica total:
 - a. **Industria del refino:** Los usos principales del hidrógeno en ellas son sus usos como materia prima, así como la descomposición de fracciones pesadas de crudo en cadenas más simples (es lo conocido como hidrocraqueo). Por

último, también se utiliza en la eliminación de impurezas del petróleo crudo, en un proceso de hidrotratamiento.

- b. Industria metalúrgica: En ciertos procesos industriales como son la elaboración de aleaciones tan relevantes como el acero, se necesitan aportes energéticos elevados, que fueran provistos por el hidrógeno, capaz de alcanzar temperaturas de altos hornos, en torno a 1100°C. Así mismo, se puede utilizar el hidrógeno verde en la generación de aleaciones como agente reductor, desplazando el uso que, hoy en día, tiene el carbón.
- c. Y, por último, la industria química, siendo utilizado en la elaboración de productos químicos como el amoníaco o alcoholes como el metanol. Ambos procesos de síntesis necesitan elevadas cantidades de hidrógeno como materia prima y sirven a su vez para otras industrias como aquellas dedicadas a la producción de fertilizantes o biocombustibles, así como productos menos beneficiosos para el medioambiente como son los plásticos.

Todas las aplicaciones previamente citadas están en disposición de cambiar el método de producción del hidrogeno gris que consumen en la actualidad, para consumir un hidrógeno de origen renovable, generado a partir de métodos más sostenibles.

2. Movilidad: El sector del transporte puede ser uno de los más beneficiados por el impulso del hidrógeno renovable mediante el uso de las pilas de combustible de hidrógeno, denotadas con las siglas FC. En ellas, se realiza el proceso inverso al que se da en los electrolizadores: se utiliza como input el hidrógeno producido a partir de energías renovables para generar energía y poder servir de fuerza tractora bien para utilitarios, vehículos pesados o transporte marítimo y aviación. Actualmente, la tecnología de las pilas de combustible se encuentra desarrollada, por lo que no existe incertidumbre tecnológica sobre las mismas, tratándose el estudio en la determinación de aquellos medios en los que su utilización resulta más rentable y recomendable. Dicho proceso inverso en vehículos de pila de combustible (denotados como FCEV por sus siglas en inglés) cuenta con una particularidad relevante y es que el producto de desecho se trata de agua, habitualmente en forma de vapor, lo que contrarresta la emisión de dióxido de carbono incurrida en el uso de

combustibles fósiles, ricos en carbono. Si bien la utilización de dichas pilas de combustible puede ser única, se suelen instalar en combinación con baterías de vehículos eléctricos lo que dota a esta nueva tipología de vehículo de una doble ventaja competitiva: En primer lugar, las baterías en ellos utilizadas son capaces de auto recargarse bien en la frenada regenerativa, bien durante el funcionamiento nominal del vehículo. Y, adicionalmente, la utilización combinada de baterías eléctricas con sistemas de pilas de combustible de hidrógeno permite a los actuales vehículos 100% eléctricos a reducir el peso de estos, ante la utilización de baterías de menor capacidad, suplidas por el hidrógeno complementario a ellas. La reducción en peso viene de la mano de la reducción de tiempos de recarga de las baterías eléctricas, se recuerda, de menor capacidad respecto a vehículos totalmente eléctricos. La doble ventaja competitiva, sin embargo, cuenta con una desventaja, que es el menor rendimiento energético de dichos vehículos híbridos, ya que deben considerarse conjuntamente la energía consumida en la obtención del hidrógeno con la necesaria para su compresión para el almacenamiento final en los tanques de dichos vehículos. Tal y como se ha comentado anteriormente, las opciones de utilización en el sector de la movilidad comprenden:

- a. Transporte por carretera: Incluyendo en ella tanto a vehículos ligeros (turismos), como a vehículos pesados (camiones y autobuses, bien de transporte de personas o mercancías). A nivel global, el estado de vehículos de pila de combustible de hidrógeno escala hasta 12.000 unidades, donde los volúmenes más destacados con los operativos en Japón, Alemania o Canadá. En el caso que ocupa, el de España, y siguiendo los datos de proyectos correspondientes a la Dirección General de Tráfico, existen en la actualidad sólo 10 vehículos pertenecientes a dichos proyectos. Sin embargo, en lo que respecta a los vehículos pesados, el hidrógeno renovable se posiciona como el combustible más conveniente y ya se están llevando a cabo programas piloto, capaces de analizar la viabilidad económica de la utilización de hidrógeno en vehículos industriales, autobuses y camiones. De entre ellos, destaca la licitación de Transports Metropolitans de Barcelona (TMB),

destinada a la compra de 8 autobuses de pila de hidrógeno antes de la finalización de 2020.

- b. Transporte ferroviario: Se lista este sector dentro de aquellos de difícil electrificación, en vías que resten por electrificar, en las que a día de hoy todavía se utiliza el diésel como elemento propulsor-y contaminante. Las pilas de combustible hidrógeno renovable se presentan como la más rentable y sencilla alternativa en estos casos y se ha de trabajar conjuntamente entre Renfe y el Centro Nacional de hidrógeno, al igual que con agentes gasistas como es Enagás. El estado actual cuenta con Asturias como foco inicial, donde ya se han iniciado pruebas para proyectos de esta categoría.
 - c. Transporte marítimo junto con las aplicaciones industriales asociadas en estaciones de carga/descarga y puertos marítimos. La aplicación de hidrógeno renovable marítimo pasa por la utilización, de nuevo, de pilas de combustible de hidrógeno. En la actualidad, se cuenta con unos primeros proyectos piloto en el puerto de Cartagena, así como el desarrollo del proyecto del Puerto de Valencia, que incorpora este gas en las operaciones logísticas portuarias y sustituir el gasoil bonificado usado actualmente.
 - d. Transporte aéreo/Aviación: También relacionado con el transporte marítimo, en el aéreo, se prevé que las pilas de combustible de hidrógeno sean una alternativa sostenible en la propulsión de naves y en la maquinaria usada en terminales de carga/descarga y aeropuertos. Todavía se trata de una alternativa en vías de demostrar su factibilidad, sin aplicación comercial a fecha 2020. De nuevo, el uso de dichas pilas de hidrógeno contribuye a deshacerse de pesos innecesarios en vuelos, aspecto crítico en el desarrollo y uso de materiales/combustibles.
3. **Agente intermediario en la gestionabilidad de energía eléctrica, economía circular e integración sectorial**: la versatilidad asociado al hidrógeno, tanto por producción como por consumo final, le posiciona como herramienta clave para la transformación de sectores energéticos diversos y la integración entre ellos. Esta potencial integración se traduce en un mayor grado de gestionabilidad y seguridad

del sistema, eléctrico o gasista entre otros. Además, la combinación de sectores diversos supone una mayor rentabilidad de las infraestructuras existentes y, por tanto, un mayor aprovechamiento y eficiencia entre ellos. Por último, contribuye de forma positiva en la reducción de emisiones contaminantes y descarbonización global de la economía española.

Respecto a lo comentado anteriormente, el hidrógeno puede suponer una fuente útil y fiable en el almacenamiento energético del futuro, para ser combinado con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, como son las baterías en el sistema distribuido que se está conformando a medida que el autoconsumo se despliega y regula. Así, son incontables las aplicaciones del hidrógeno verde en movilidad mediante pilas de combustible, usadas en su volcado energético y de electricidad y viceversa, como materia prima y también mediante lo conocido como tecnologías *Power to X*, siendo una de esas X el propio hidrógeno, en una cadena verde de consumo y producción de electricidad y gas. Dentro de las aplicaciones de *Power to X*, destaca la relevancia que cobra la producción de hidrógeno mediante lo que serían vertidos renovables en periodos pico de generación en sistemas dominados por energías renovables. Esto es lo sucedido en horas centrales del día, en las que se desaprovecha la capacidad de generación fotovoltaica, incapaz de ser almacenada a gran escala en baterías y que pueda ser usada mediante la tecnología de electrólisis para producción de hidrógeno e incluso el almacenamiento del mismo. El funcionamiento continuo de producción y máxima utilización del sistema eléctrico implica una mayor eficiencia y permite al operador del sistema disponer de una fuente de seguridad y estabilidad. Esto es, una mayor resiliencia y respuesta a cambios, y capacidad de hablar de flexibilidad a nivel nacional.

- 4. Exportaciones.** Se dedica un apartado exclusivo en este estudio porque, pese a no ser un uso final de consumo como tal, permite volcar un gran volumen de producción de hidrógeno renovable, para ser consumido de forma remota en las aplicaciones 1-3 descritas previamente.

COSTES HISTÓRICOS SOLAR FOTOVOLTAICA [USD/MWH]

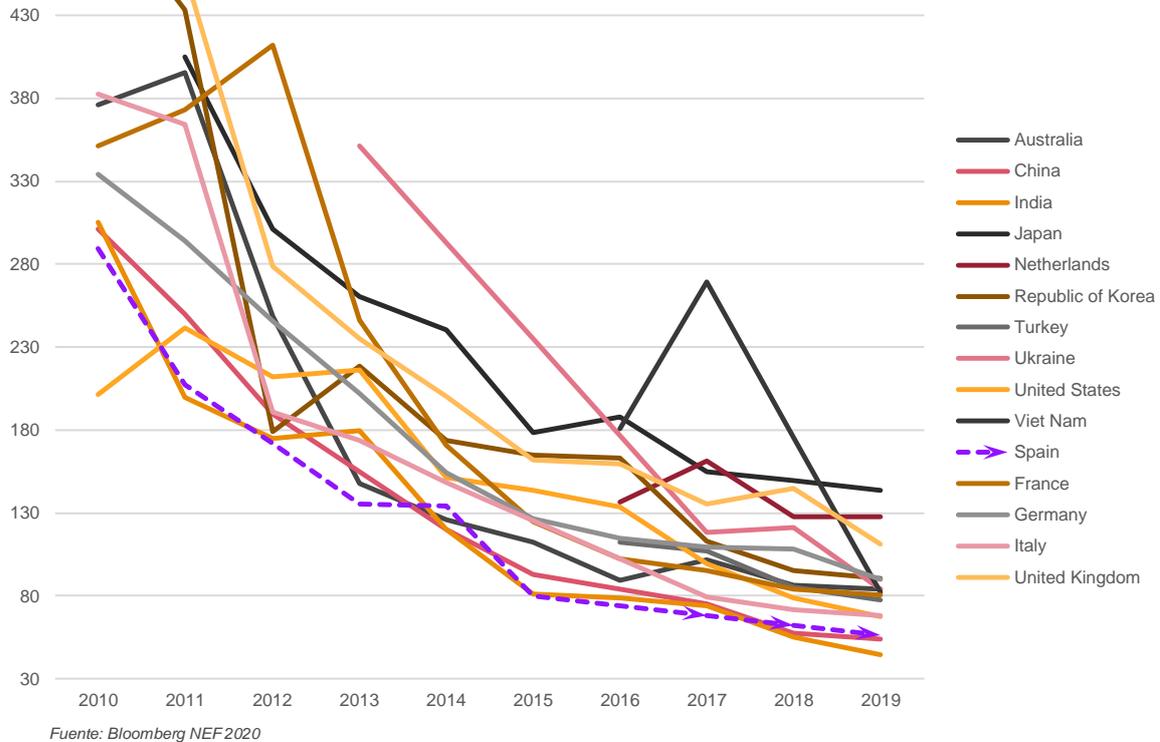


Figura 9. Costes históricos Solar PV

Con el fin de evaluar el potencial exportador de España, se considera que las exportaciones serán rentables sólo si el coste de producción nacional, junto con el coste incurrido en la distribución del hidrógeno (bien mediante inyección en la red de transporte de gas o mediante el uso de transporte rodado en camiones), sea inferior al coste de producción remoto en el país con potencial importador. Los costes de producción dependen de multitud de factores, siendo el más pesado el coste de la energía utilizada en el proceso de electrólisis, esto es, coste de la producción de energía limpia solar fotovoltaica, discretizando estos costes por países. La gran ventaja competitiva de España reside en la tendencia decreciente de los costes a nivel europeo, siendo España líder en los costes de producción de electricidad, tal y como se puede observar en la Figura 9 (costes históricos) y Figura 10 (estimación de costes).

El análisis del potencial sobre la rentabilidad de las exportaciones sigue la siguiente expresión:

$$C_{PROD}^{ESP} + C_{RED} \cdot y_{RED} + C_{ROD} \cdot y_{ROD} \leq C_{PROD}^j \quad [E.2]$$

$$C_{PROD}^{ESP} = C_{FV} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot 0.85 \left[\frac{\text{€}}{USD} \right] \cdot TN [h] \cdot P_{EXP} [GW] \cdot 10^{-3} \left[\frac{MW}{GW} \right] \quad [M\text{€}]$$

C_{PROD}^{ESP} Coste de producción de hidrógeno renovable en España [M€]

C_{PROD}^j Coste de producción de hidrógeno renovable en el país j (Italia, Alemania, Francia en la Figura 13). [M€]

C_{FV} Coste de la energía Solar Fotovoltaica $\left[\frac{USD}{MWh} \right]$

C_{RED} Coste de inyección en red [M€]

C_{ROD} Coste de transporte por carretera [M€]

y_{RED} Si y=1, se realiza la distribución mediante la inyección en la red de gas [0 – 1]

y_{ROD} Si y=1, se realiza la distribución mediante transporte rodado [0 – 1]

En las figuras Figura 9 y Figura 10 se incluyen los costes de la fotovoltaica en años pasados y futuros, respectivamente.

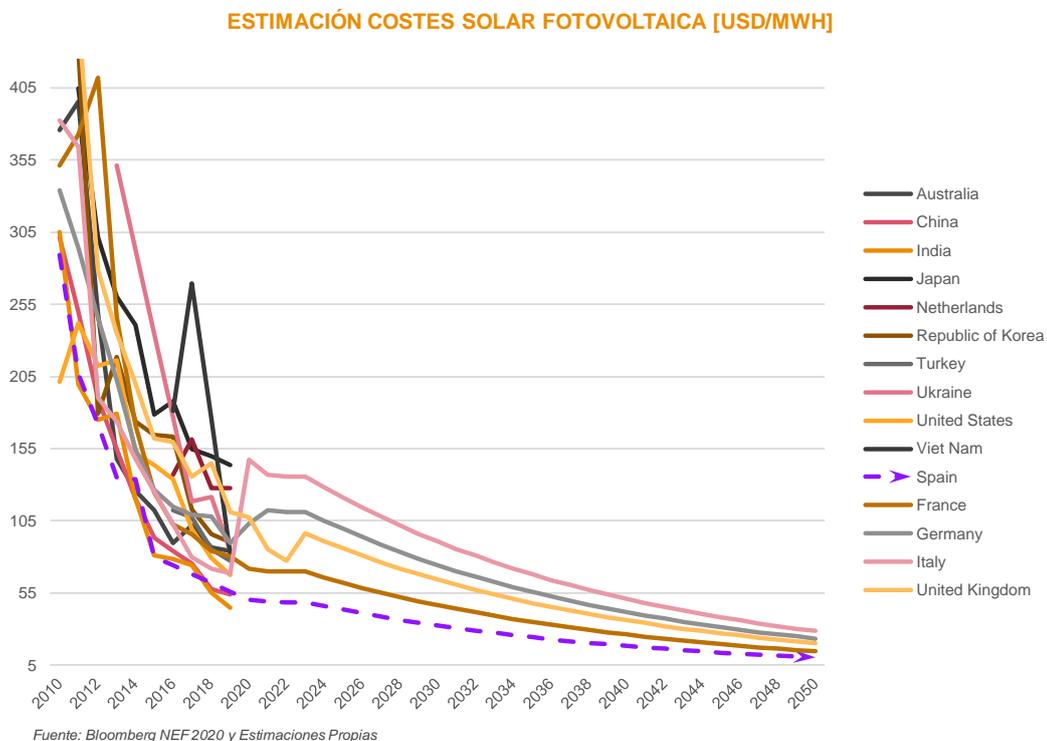


Figura 10. Costes estimados Solar PV

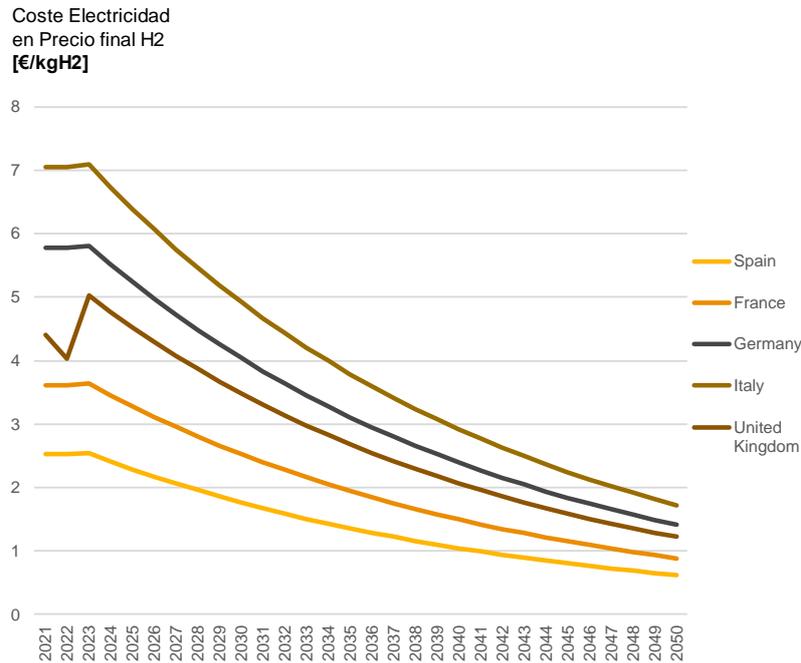


Figura 11. Aportación del Coste de Electricidad en el Coste de producción de hidrógeno [€/kgH₂]

Se observa en la Figura 11, la aportación del coste de generación fotovoltaico en el precio unitario de producción de hidrógeno. En todos los casos se tiene que la aportación es elevada, de hasta 7 €/kgH₂. Sin embargo, se tiene que bajo coste de generación renovable en España es mucho más acusado que en países vecinos. Tomando como referencia Italia o Alemania, se obtienen costes de producción de hidrógeno renovable debidos a la generación renovable de entre 43 y 57% más elevados (Figura 12)

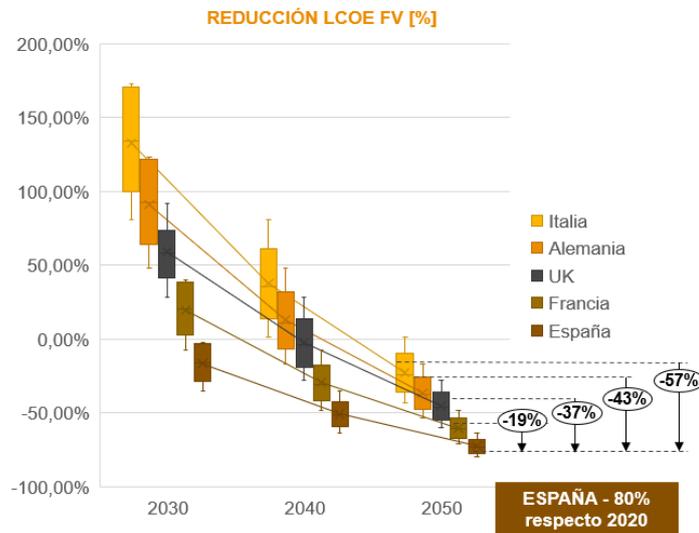


Figura 12. Reducción LCOE fotovoltaico en países europeos

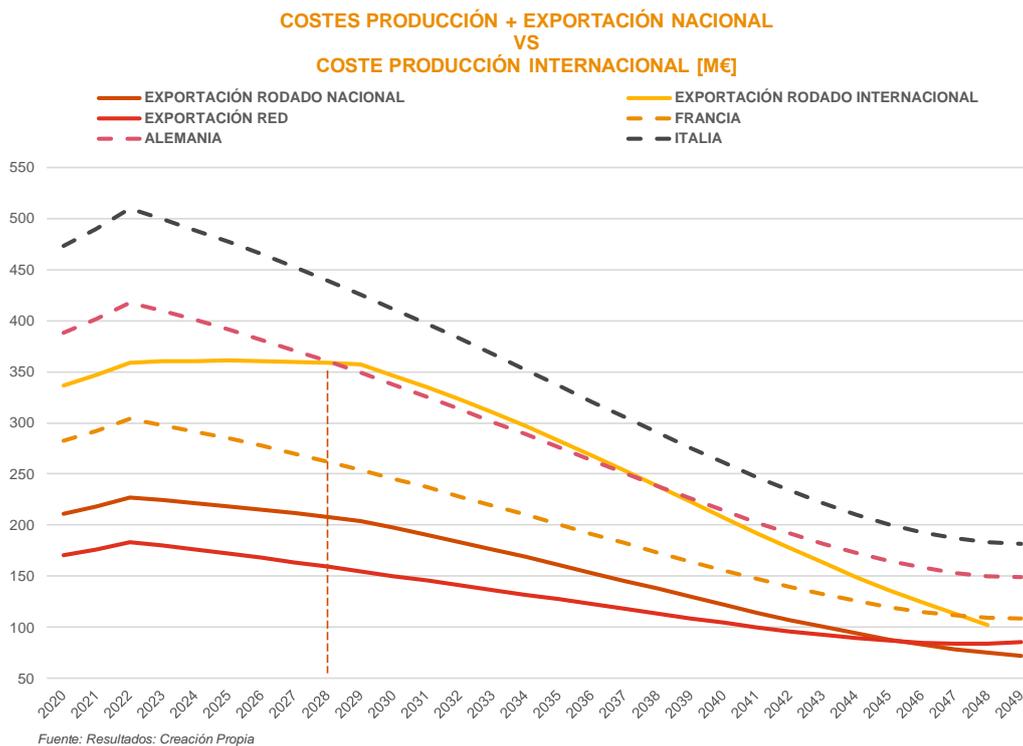


Figura 13. Evaluación sobre la rentabilidad de exportaciones.

La Figura 13 muestra la comparativa entre la producción y distribución, bien mediante la inyección en red, bien mediante el transporte rodado. Este coste nacional, se compara con el coste en el que se incurre con la producción remota del hidrógeno en países europeos que, pese a reducir sus costes de producción de electricidad e hidrógeno, esta reducción es más acusada en España. Por tanto, España cuenta con un potencial exportador sin igual, lo cual

se ilustra en la Figura 13. En ella, se observa que la inyección en la red es la distribución más rentable económicamente, pues sus costes, sumados a los de producción, son siempre menores que el de producción en otros países europeos. La distribución mediante camiones resulta rentable sólo si los volúmenes fueran menores a las exportaciones que se esperan según los resultados de este mismo estudio. Por ello, si se decide transportar el hidrógeno producido en España a Europa mediante camión, esto es solo rentable hasta el año 2028, año en el cual el coste producción en Francia iguala al español de producción y distribución.

Pese a que el acento se sitúa sobre el hidrógeno verde, otros métodos de obtención del mismo permiten precisamente hablar en término global de una economía circular, especialmente a nivel industrial, si es producido en centrales de ciclos combinados mediante un gas de síntesis, si por otra parte es producido a partir de la gasificación en la gestionabilidad de residuos, bien procedentes del sector industrial, bien desde el sector agrario.

El sector gasista y el consumo energético de los hogares, son sectores que explorar por parte del hidrógeno renovable. Esto es así pues el primero permite su distribución y transporte (conjuntamente con el gas natural), mientras que el segundo permite abastecer el consumo energético desde una perspectiva de cero emisiones al último nivel de contacto con el cliente/usuario consumidor. En los hogares se ha demostrado que las fuentes mayoritarias en su uso son el gas natural para la generación de calor residencial y electricidad, en el uso cotidiano de la flota de electrodomésticos que caracteriza los hogares. En el sector gasista existe todavía cierta incertidumbre técnica en la mezcla de ambos gases (*blending*), al tiempo que implica una pérdida del valor del hidrógeno verde, al darse una mezcla con otro gas contaminante, y con las dificultades técnicas que la separación de esta mezcla supone en las estaciones/puntos finales de consumo.

En la Figura 14 se presenta la penetración de cada offtaker respecto a la producción global del hidrógeno verde en España. Los resultados bajo ambos escenarios se presentan similares, aunque es a largo plazo dónde los sectores industrial y residencial difieren en el consumo del hidrógeno. En 2050 bajo el escenario ambicioso, la industria es preponderante con un 64% del consumo del hidrógeno, mientras que en el calor esta presencia se limita a un 1%.

Por el contrario, en el escenario base, la distribución no es tan desigual y existe un 5% del consumo destinado a calor residencial e industrial.

Cabe destacar que, en ambos casos de estudio, el calor y las exportaciones tienen un mayor peso ya que la demanda europea excede a la producción en países donde el coste de producción es más elevado que en España, por lo que somos capaces de realizar exportaciones con interconexiones como la Robla-Rotterdam (Países Bajos).

DEMANDA HIDRÓGENO RENOVABLE

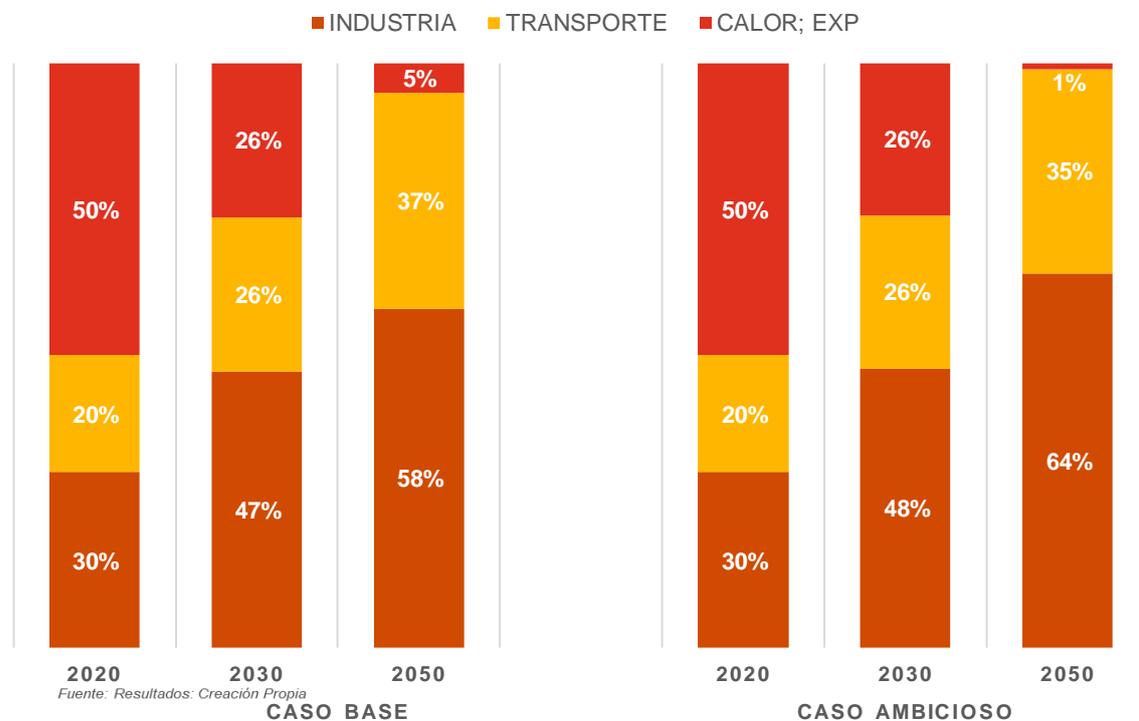


Figura 14. Evolución de Sectores consumidores de hidrógeno renovable

Independientemente, en la Figura 15 se muestra el consumo de cada sector bajo el escenario base de estudio. En él se puede observar que el 95% del consumo se destina a aplicaciones industriales y a movilidad, con especial mención al transporte de mercancías. En la Figura 15Figura 16 se muestra la misma evolución del consumo, bajo la penetración ilustrada en la Figura 14. Es este último caso donde se observa la economía de alcance del hidrógeno, con un consumo masivo global de 4,27 MtH₂ en 2050.

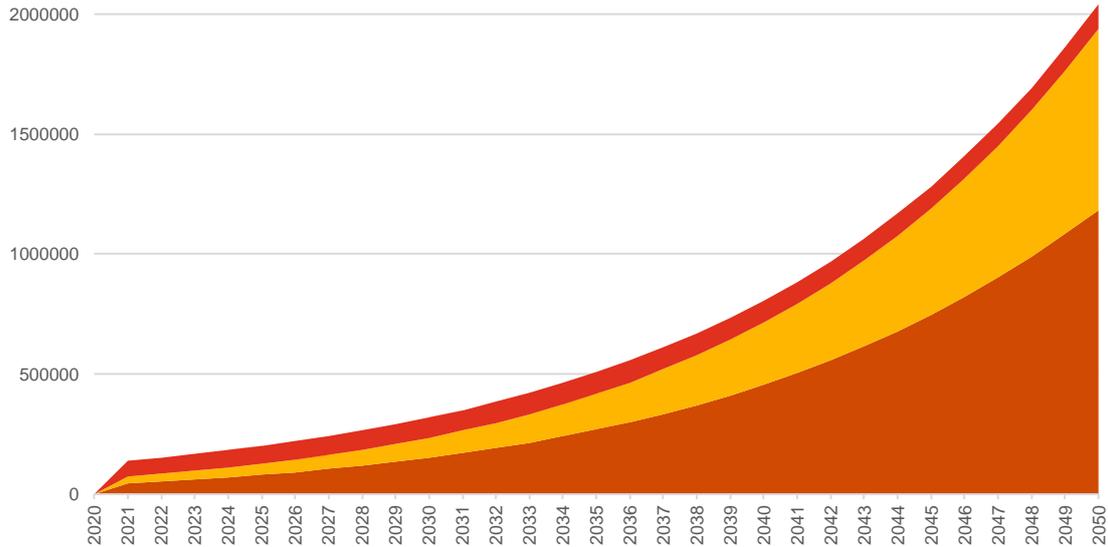
CASO BASE

Demanda

[tH₂]

2500000

■ INDUSTRIA ■ TRANSPORTE ■ CALOR; EXP



Fuente: Resultados: Creación Propia

Figura 15. Sectores consumidores de hidrógeno renovable – Caso Base

También de forma independiente, el principal sector contribuidor de esta transición verde es la industria: en su vertiente de refinerías, fertilizantes y metalúrgicas, que, mediante una progresiva adopción de hidrógeno verde en su consumo, desde un 30% en los años 2020-2023 según los proyectos pendientes de financiación gracias a las manifestaciones de interés lanzadas por el Gobierno de España, hasta un 58-64% en el año 2050.

CASO AMBICIOSO

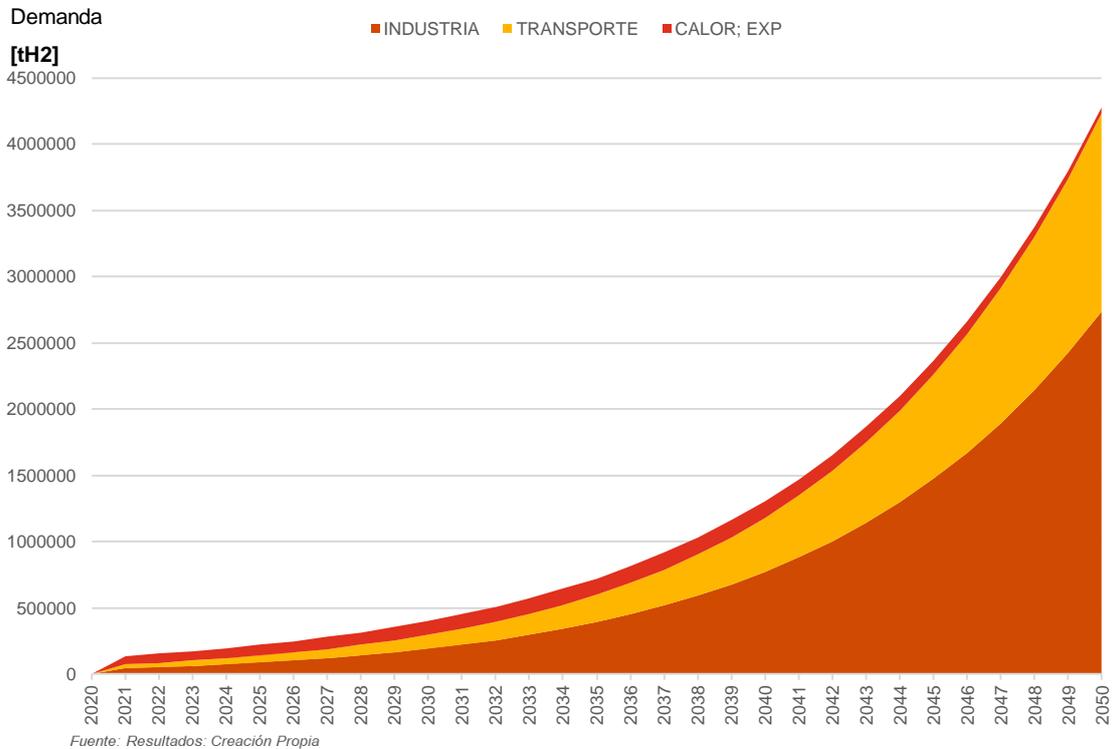


Figura 16. Sectores consumidores de hidrógeno renovable – Caso Ambicioso

Por último, quiero destacar lo confirmado por la Hoja del Hidrógeno Renovable (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020), que es la limitada presencia del calor -industrial y residencial- en el consumo global del hidrogeno renovable. Según la Estrategia Europea, la aplicación del hidrógeno destinada a usos térmicos se expone solamente en forma de proyectos demostrativos y todavía queda un largo camino en el “impulso del desarrollo de tecnologías de producción de calor basadas en hidrógeno, incluyendo la cogeneración y la cogeneración mediante pilas de combustible.”

Capítulo 3. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

3.1 POTENCIA INSTALADA DE ELECTROLIZADORES

La generación de hidrógeno renovable pasa por el despliegue de una gran potencia de electrólisis en el parque español. La capacidad de los electrolizadores en la producción de hidrógeno renovable está limitada por su actual eficiencia energética, o lo que es lo mismo, el consumo energético requerido por kilogramo de hidrógeno renovable producido.

Por otra parte, la producción de hidrógeno está determinada por:

- Eficiencia energética en la electrólisis. La tipología del electrolizador determina su eficiencia energética, por lo que se ha considerado que el parque desplegará electrolizadores alcalinos y PEM, siendo este el presente en mayor proporción (70%, respecto al 30% alcalino). Sin embargo, la actual eficiencia de ambas tipologías se encuentra pareja en valores de 55 y 60 kWh/kgH₂.
- Horas de operación de la potencia de electrolizadores. Con objeto de alcanzar un coste de producción mínimo, los electrolizadores se dimensionan para funcionar de forma continua a lo largo de las 8760 horas anuales, respecto a lo generado por la planta renovable que los alimenten. En otras palabras, el tamaño del electrolizador se calcula de manera que la energía que consume a lo largo del año sea equivalente a la generada por la planta fotovoltaica. Por tanto, existe un posible riesgo técnico de en cuanto a la aplicabilidad del criterio de operación del electrolizador en base anual y de exigencia o no de una casación temporal más estricta entre generación y consumo (mensual o incluso diaria). En este caso, el tamaño del electrolizador aumentaría considerablemente para una misma producción de hidrógeno y, en muchos casos, habría que añadir elementos de almacenamiento para asegurar un suministro de hidrógeno constante a los procesos de uso final que así lo requieren. Esto haría que tanto el presupuesto total de los proyectos se incrementara

notablemente, de forma que prácticamente se dupliquen las necesidades absolutas de financiación.

- Aprovechamiento sectorial (industria, movilidad, inyección en red y exportación) de las horas de operación consideras. Dado que la base anual de cálculo de electrólisis no es realista, pues considera un 100% de operación anual, se prevén, de forma sectorial, ciertos coeficientes de aprovechamiento anual. De forma general, los offtakers del hidrógeno (consumidores) aprovechan, al menos, 8000 horas del total anual, siendo su promedio 8270 horas de operación.

Dichas características vienen resumidas a continuación en la Tabla 2.

		<i>Electrolizador ALK</i>	<i>Electrolizador PEM</i>	
E_{f_i}	Consumo energético	55	60	$\left[\frac{kWh}{kg} \right]$
K_i	Proporción ALK/PEM	0.3	0.7	$[p. u.]$
$T_{año}$	Horas anuales operación	8760		$[h]$
Fu_{IND}	Factor utilización Industria	95%	95%	$[\%]$
Fu_{TRAN}	Factor utilización transporte	70%	70%	
Fu_{CAL}	Factor utilización calor	10%	10%	
Fu_{EXP}	Factor utilización exportaciones	95%	95%	
$TN_{año}$	Horas netas operación	8269,44	8269,44	$[h]$
P_{H2_i}	Hidrogeno anual producido	44,20	96,48	$\left[\frac{kg}{kW} \right]$

Tabla 2. Características Nominales Operación Electrolizadores

Con el fin de ser precisos en la estimación, se considera una mejora en la eficiencia energética de los electrolizadores alcalino (ALK) y PEM, por ello se consideran tres horizontes temporales, tal y como lo hace la Agencia Internacional de la Energía en la Tabla 3. Características tecnoeconómicas de electrolizadores. Fuente: IEA. The future of Hydrogen '19Tabla 3. También se considera que la vida útil de los stacks que conforman los electrolizadores será cada vez mayor, por lo que la frecuencia en el cambio de los mismos será cada vez menor.

	<i>Electrolizador ALK</i>			<i>Electrolizador PEM</i>			
	2020	2030	Largo Plazo	2020	2030	Largo Plazo	

Ef_i	Eficiencia Energética	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	$\left[\frac{kWh}{kg}\right]$
H_i	Vida útil stack	60-90	90-100	100-150	30-90	60-90	100-150	$[kH]$
C_i	CAPEX	500-1400	100-850	200-700	1100-1800	650-1500	200-900	$\left[\frac{€}{kWe}\right]$

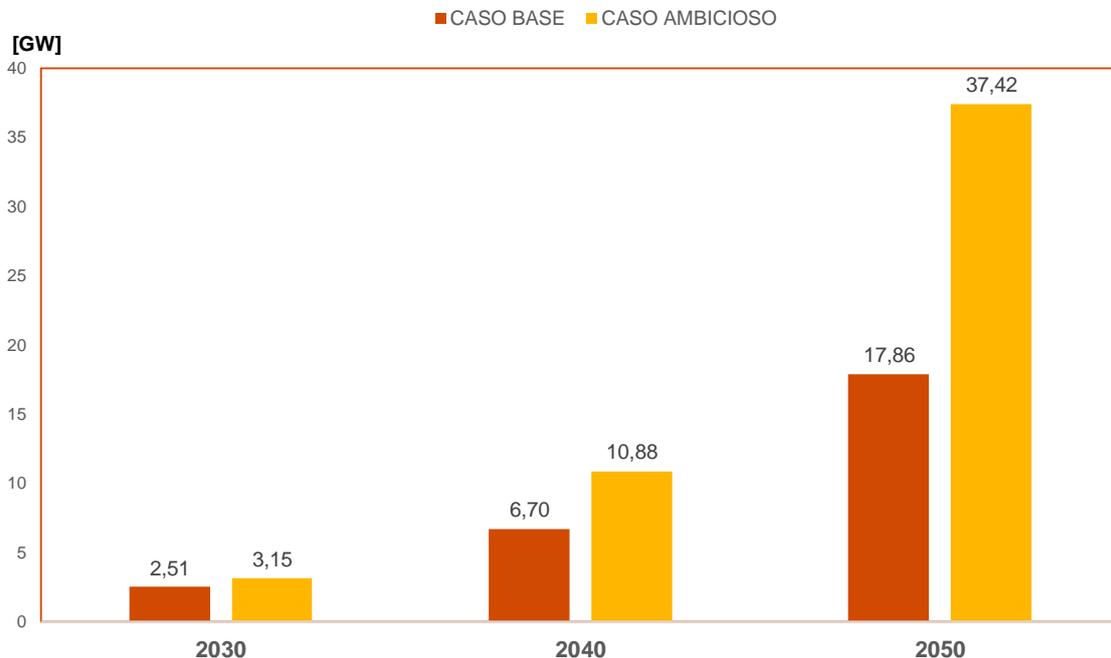
Tabla 3. Características tecnoeconómicas de electrolizadores. Fuente: IEA. The future of Hydrogen '19

Los cálculos necesarios anuales para la obtención de la potencia de electrólisis (P_{EV}) necesaria siguen la siguiente expresión:

$$P_{EV} = \frac{P_{H_2}^{tot} [MtH_2] \cdot 10^9 \left[\frac{kgH_2}{MtH_2}\right]}{P_{H_2,i} \left[\frac{kgH_2}{kW}\right] \cdot TN_{año} [h]} \cdot 10^{-6} \left[\frac{GW}{kW}\right] \quad [E.3]$$

Con todo ello, se plantean tres escenarios: 2030, 2040 y 2050 que definen las necesidades netas de electrólisis españolas, tal y como se observa en la Figura 17.

Potencia en Electrolizadores



Fuente: Resultados: Creación Propia

Figura 17. Potencia de electrolizadores [GW] – Caso Base y Ambicioso

Por tanto, los objetivos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno cubren las necesidades de electrólisis de entre 2,5 y 3,15 GW mediante la instalación de 4 GW en 2030 (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020).

A corto – medio plazo (2030) se prevé la instalación de una capacidad de electrólisis ya mencionada de 4 GW, por lo que las estimaciones del presente estudio son lo suficientemente robustas como para iniciar el despliegue de esta tecnología. Dicho corto plazo destina los 4 GW de electrólisis al suministro de hidrógeno como materia prima de forma local e inmediata en la industria. En un medio plazo, para 2040 las necesidades de electrólisis escalan hasta los 6,7- 10,8 GW, con el fin de suministrar el hidrógeno necesario para cubrir las aplicaciones industriales, el desarrollo de la movilidad sostenible, el mantenimiento de exportaciones europeas y la renovación del sector industrial por medio del calor, suministrado progresivamente por hidrógeno renovable, en detrimento de la quema de gas natural usada en la actualidad. Y, por último, en el largo plazo de 2050 se necesitarían entre 17,86 GW hasta 37 en el caso ambicioso. Es en la Figura 17 donde se resume lo descrito en los 3 escenarios temporales de 2030, 2040 y 2050. Por último, las recientes noticias en inversiones de gigantes como Iberdrola (Iberdrola e Ingeteam, 2020) abanderan la apuesta por la potencia de electrolizadores descrita en esta misma sección.

3.2 NUEVA CAPACIDAD RENOVABLE: POTENCIA FOTOVOLTAICA

En la Figura 18 se ilustra en tres escenarios temporales la necesidad de nueva potencia renovable, de la mano de capacidad tanto eólica, principalmente mediante la repotenciación de parques existentes, como de la mano de capacidad fotovoltaica, todavía lejos de saturar la potencia instalada de la misma. Además, la alta disponibilidad de terreno hace de España un entorno ideal para el aumento de capacidad renovable y la venta de excedentes de generación por medio de exportaciones, bien de energía o hidrógeno tras su producción.

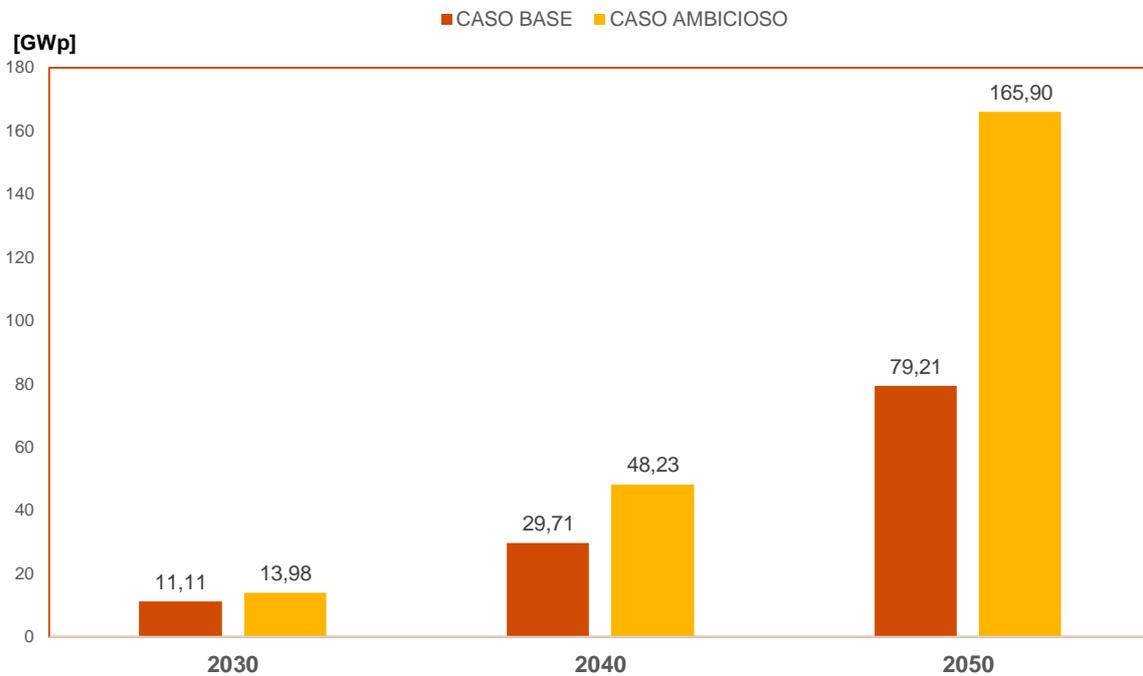
Los cálculos necesarios anuales para la obtención de la potencia renovable fotovoltaica (P_{FV}) necesaria siguen la siguiente expresión:

$$P_{FV} = \frac{P_{EV} [GW] \cdot TN_{año} [h]}{P70_{EXC} \left[\frac{kWh_N}{kWp} \right] \cdot \frac{P_P}{P_N} \left[\frac{kW_P}{kW_N} \right]} \quad [E.4]$$

$P70_{EXC}$ Consumo energético unitario por generación fotovoltaica pico con una probabilidad de existencia de excedentes del 70% $\left[\frac{kWh_N}{kWp} \right]$

$\frac{P_P}{P_N}$ Relación de 1,2 entre la potencia pico y potencia nominal fotovoltaica $\left[\frac{kW_P}{kW_N} \right]$

Nueva Capacidad Renovable



Fuente: Resultados: Creación Propia

Figura 18. Nueva Capacidad Renovable Fotovoltaica [GWp] – Caso Base y Ambicioso

Cabe destacar que la necesidad renovable de la Figura 18 se trata de potencia pico, lo que quiere decir que si se traduce a capacidad nominal dichos valores sufren una reducción del 20%. La motivación de la generación de figuras en potencia pico se debe al aprovechamiento de las horas solares pico, habitualmente tomadas como medida para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas, bien destinadas al autoconsumo (potencias inferiores a 100 kW de generación distribuida, según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril de 2019 actualmente vigente, donde se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica) como al ámbito energético.

La necesidad de instalación de potencia renovable fotovoltaica viene recogida en la Figura 18. El valor de este despliegue reside en la creación de empleo a él asociada, estudiado en el Capítulo 6. Si bien existen proyectos en hidrógeno renovable que obtienen su energía renovable mediante la firma de contratos de larga duración, PPAs (*Power Purchase Agreement*), la mayor parte de ellos realizan el proyecto clásico de ingeniería y construcción (EPC) de la planta renovable e híbrida en su combinación con hidrógeno. La actual potencia fotovoltaica instalada son 8,6 GW, por lo que la instalación de entre 11 y 14 GW adicionales al parque de generación español en 2030 supone duplicar la capacidad para la próxima década, con un crecimiento del 13% sostenido cada año.

El último punto a destacar del despliegue renovable es relativo a la planificación en fases de ingeniería y construcción de la capacidad en MW a desplegar por cada proyecto particular gracias a diferentes agentes energéticos, y posibles fases complementarias de construcción de plantas de hidrogenación (en el caso en que se quiera realizar una distribución de hidrógeno por medio de portadores orgánicos LOHC, y equipamiento de almacenamiento en tanques LOHC) o de instalación de Estaciones de Regulación y Medida (ERM) en caso de que se inyecte el hidrógeno a la red gasista, para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema. Fases posteriores incluyen la operación efectiva de las plantas híbridas, y en ellas se debe incluir el deterioro de la vida útil de los electrolizadores y el potencial reemplazo de los stacks que los conforman, lo cual añade un gasto de inversión recurrente cada, aproximadamente, 7 años.

Capítulo 4. DISTRIBUCIÓN DEL HIDRÓGENO RENOVABLE

Independientemente del método de obtención del hidrógeno (gris, azul y verde), este puede presentarse en varios estados, de entre los cuales habrá que determinar el más apto para el transporte, distribución y considerando el consumo final al que servirá. Además, será necesario determinar la cantidad (caudal) producida, habitualmente medida en Nm³/h, y qué distancia es la considerada para su transporte, siendo esta la existente entre las plantas de producción hasta los puntos de consumo. Atendiendo a estos factores se consideran las alternativas que se listan a continuación para el transporte y distribución de hidrógeno renovable:

1. **Hidrógeno en forma de gas:** de forma natural, el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso y, además, se trata de densidad muy reducida. Esto puede suponer una gran ventaja competitiva, a la vez que puede ser perjudicial para el transporte en este estado. Si bien esta baja densidad permite su almacenamiento a presión en forma de hidrógeno comprimido en movilidad, el almacenamiento es estado gaseoso necesitaría grandes volúmenes, lo que encarecería su almacenamiento en masa y transporte a distancias remotas.

Sin embargo, lo relevante de este medio de transporte, es su distribución bien a través de la red de gasoductos dedicados, y denominados hidroductos (lo cual no resulta económicamente viable); bien a través de la inyección y mezcla en la red gasista. Esta última alternativa, presenta ciertas trabas que parece serán solventadas en un futuro. Entre ellas, se considera una pérdida del valor renovable del hidrógeno, al producirse su mezcla con otro gas contaminante, al mismo tiempo que necesita procesos adicionales como el control de calidad de la inyección, el volumen respecto al total distribuido en la red o la odorización, para detectar faltas o problemas a lo largo de la red de gasoductos. Pese a esto, se prevé que el volumen de hidrógeno en la red sea cada vez mayor, por lo que el gas natural desplazado será tanto mayor, con

la consiguiente reducción de emisiones contaminantes y mayor facilidad de separación de ambos gases en puntos de consumo final.

2. **Hidrógeno licuado:** al igual que se trata el GNL, gas natural licuado, el hidrógeno puede almacenarse también en estado líquido. Esta se presenta como la alternativa preferible, en caso de tratar con caudales elevados y el consumo sea inmediato. Por el contrario, si se considera un almacenamiento de reservas a largo plazo, puede haber mejores alternativas, pues se producirán mermas en el hidrógeno consumido respecto al producido, precisamente por existir pérdidas en el transporte y almacenamiento de este gas; junto con el consumo energético necesario para mantener el hidrógeno en un estado no natural como es el líquido (habitualmente a muy bajas temperaturas).
3. **Hidrógeno combinado es estructuras o portadores metálicos.** También se considera el hidrógeno como base para la producción de combustibles de propiedades similares a las presentadas por los combustibles fósiles.
4. **Mediante portadores de hidrógeno que sean bien amoniaco, bien moléculas orgánicas portadoras (LOHC por sus siglas en inglés).** Este método es altamente utilizado por la industria, pues permite transformar al hidrógeno en sustancias de más fácil transporte con las redes de suministro actuales. De entre estas sustancias destaca el amoniaco y sus derivados, líquidos orgánicos, metanol y el octano. Es el amoniaco el preferido pues carece de carbono en su formulación química y contar con una infraestructura propia.

De las diversas formas en las que se encuentra el hidrógeno, y ya relacionado con su transporte, la Hoja de Ruta del Hidrógeno recoge en la Figura 19 un cuadro orientativo con el método de transporte más recomendable en función del caudal y distancia a recorrer.



Figura 19. Costes de transporte del hidrógeno en función de la distancia y el volumen transportado

Se describen a continuación los dos métodos fundamentales de transporte, de los cuales se ha incluido una previsión económica de necesidad de inversiones, en la Sección 5.3 de este estudio.

4.1 INYECCIÓN EN RED DE TRANSPORTE

El *blending*, proceso por el cual es posible inyectar hidrógeno producido en estado gaseoso en la infraestructura gasista, se presenta indudablemente como la alternativa más eficiente desde la perspectiva económica, pese a contar en la actualidad con la limitación de inyección del 5% en volumen de hidrógeno respecto al volumen total distribuido. Esta alternativa favorece un aprovechamiento óptimo de las instalaciones existentes y contribuyen a operar a costes mucho más reducidos. Se utiliza en caso de la existencia de las condiciones de altos caudales de transporte, elevadas distancias entre producción y consumo; o la coexistencia de ambas condiciones.

Adicionalmente, se cuenta con la posibilidad de desarrollo de una red de tuberías para el transporte de hidrógeno (hidroductos), previstas a ser más voluminosas que las infraestructuras actuales. Dado el alto volumen de inversión necesaria y baja rentabilidad, su factibilidad se pone en duda a nivel global.

4.2 TRANSPORTE RODADO, POR FERROCARRIL Y MARÍTIMO

Estas dos primeras alternativas se presentan sólo cuando el volumen tanto de transporte como de almacenamiento es medio-bajo, ayudándose de depósitos de altas presiones. Dichos depósitos permiten el almacenamiento temporal del hidrogeno en forma de gas, con presiones de operación de:

- Entre 350 y 700 bar en el caso del transporte por carretera. Si este es el caso, el almacenamiento del hidrógeno se realiza mediante cilindros de compuestos más ligeros o camiones cisterna y permiten una capacidad de transporte de entre 360 (hidrógeno comprimido) y 4.300 kgH₂ (en estado líquido). La distribución a última milla se realiza mediante botellas, lo que permite el suministro de diferentes cantidades y purezas.

Su principal limitación reside en su volumen reducido de almacenamiento y transporte, lo cual tiene su origen en la baja densidad energética del hidrógeno respecto a otros combustibles.

- Entre 200 y 1.000 bar en el almacenamiento en hidrogeneras.

Por su parte, el **transporte por ferrocarril** utiliza cisternas más voluminosas que en el caso del transporte por carretera, con capacidades de entre 2.900-9.100 kgH₂. Por su parte, en el **transporte marítimo** los tanques de los buques de carga cuentan con una capacidad de 70 toneladas, por lo que resultan de utilidad en caso de trasladar grandes cantidades entre puntos distantes.

Capítulo 5. PLANIFICACIÓN ECONÓMICA

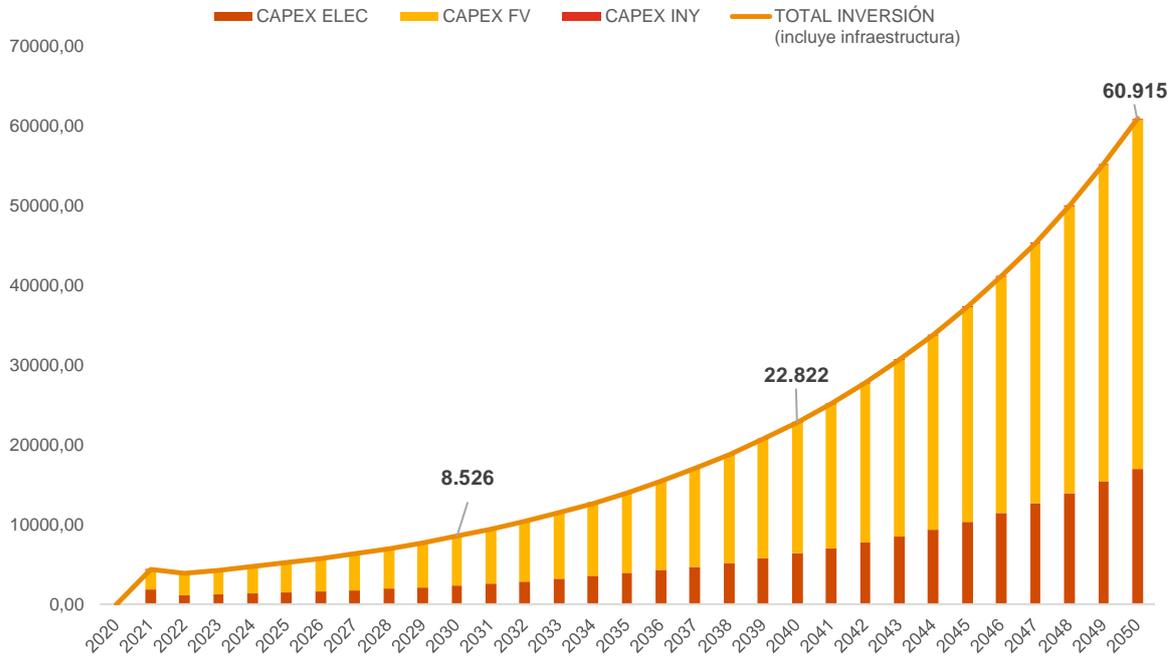
5.1 INVERSIONES EN ELECTROLIZADORES

Gracias a los resultados de potencia de electrólisis incluidos en la Parte I3.1 de este documento, y a los datos proporcionados por la IEA sobre el coste de inversión en CAPEX de diferentes tipos de electrolizadores, se obtienen las figuras Figura 20 y Figura 21. Cabe mencionar en este mismo apartado que el coste operativo de las plantas híbridas (renovables + producción de hidrógeno) no se incluye en este apartado, pero será muy positivo pues implicará una generación de empleo mantenido durante la vida útil de las plantas desplegadas, de en torno a unos 20 años mínimo (Capítulo 6.). Los cálculos se detallan a continuación:

$$CAPEX_{EV} [M€] = P_{EV} \cdot (CAPEX_{ALK} * K_{ALK} + CAPEX_{PEM} * K_{PEM}) \quad [E.5]$$

P_{EV}	Potencia de electrólisis calculada	[GW]
$CAPEX_i$	Capital Expenditure de cada tipología de electrolizador;	$\left[\frac{M€}{GW} \right]$
con $i =$	$CAPEX_{ALK} = 1180 \frac{€}{kWe}$	
ALK ;		
PEM;	$CAPEX_{PEM} = 1355 \frac{€}{kWe}$	
K_i	Proporción electrolizadores alcalinos ALK y PEM ALK/PEM;	[p.u.]
con $i =$	$K_{ALK} = 0.3$	
ALK ;	$K_{PEM} = 0.7$	
PEM;		

INVERSIONES [M€] – CASO BASE



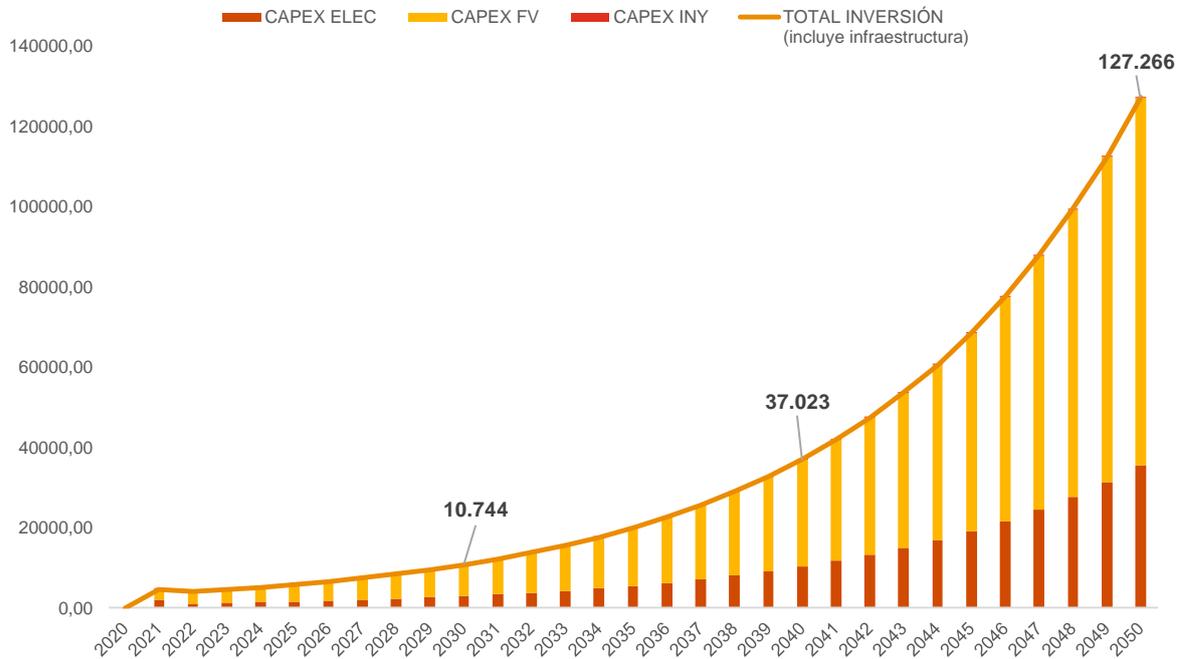
Fuente: Resultados: Creación Propia

Figura 20. Inversión Acumulada en plantas híbridas – Caso Base

A primera vista, el coste del despliegue de capacidad renovable es mucho mayor que a la de electrólisis prevista, ya que el coste de construcción y obra civil, junto con materiales para infraestructuras, superan con creces el componente tecnológico de los electrolizadores que, pese a la novedad de este, supone una inversión / coste un 70% inferior al desarrollo fotovoltaico.

En ambos casos, la perspectiva es interesante pues se plantea en un corto-medio plazo, hacia 2030, una inversión de entre 8.53 y 10.7 billones de euros, lo que concuerda con la previsión del Gobierno de España en la inversión de 8900 millones de euros (8,9 billones), de acuerdo con la Hoja de Ruta (Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, 2020).

INVERSIONES [M€] – CASO AMBICIOSO



Fuente: Resultados: Creación Propia

Figura 21. Inversión Acumulada en plantas híbridas – Caso Ambicioso

A medio largo plazo, desde 2030 a 2040, se necesita una inversión acumulada, es decir, incluyendo la ya realizada hasta la fecha, de entre 23 y 37 billones, con el fin de aprovechar el potencial de la economía del hidrógeno en España, desde la creación de empleo nacional y aprovechamiento de cada eslabón de la cadena de valor del gas renovable.

A largo plazo, la inversión escala hasta 61.000-127.000 millones de euros, en caso de que el CAPEX de la tecnología no decaiga y se mantenga una demanda según lo previsto, es decir, exponencial en hidrógeno renovable. En caso de un decremento de los costes de electrolizadores y obra de plantas renovables, dicha inversión sería polinómica en lugar de exponencial, por lo que los valores de 2050 serían moderadamente inferiores a lo mostrado en las figuras.

5.2 INVERSIONES EN NUEVA CAPACIDAD FOTOVOLTAICA

Los cálculos correspondientes a la inversión en nueva capacidad renovable en España vienen determinados a continuación:

$$CAPEX_{FV} [M€] = EPC \cdot ICIO + C_{UNIT}^{TOT} \cdot P_{FV} \quad [E.6]$$

EPC Coste de ingeniería, procuración y construcción para plantas híbridas de energías renovables e hidrógeno. $EPC = 500.000$ $\left[\frac{€}{MW} \right]$

ICIO Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras $[\%]$
 $ICIO = 3\%$

C_{UNIT}^{TOT} Coste total unitario del desarrollo de estas plantas combinadas $\left[\frac{€}{MW} \right]$
 $C_{UNIT}^{TOT} = \text{Coste tierra} + \text{Coste desarrollo} + \text{Bonos de conexión}$
 $C_{UNIT}^{TOT} = 553.100$

P_{FV} Potencia renovable fotovoltaica $[MW]$

5.3 INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA

Tal y como describe el Capítulo 4. se consideran, fundamentalmente, dos métodos de transporte y distribución del hidrógeno producido a nivel nacional, que son la inyección en la red de gas natural ya existente y la distribución mediante camiones, a lo que se refiere como transporte rodado en este documento. En la Tabla 4 se incluyen los costes considerados.

INYECCIÓN Y TRANSPORTE RODADO			
$CAPEX_{RED}$	CAPEX inyección en red	10	$\left[\frac{€}{kWe} \right]$
C_{ROD}	Coste Transporte rodado	0,66 – 3,87	$\left[\frac{€}{kgH_2} \right]$
K_{RED}	Proporción inyección respecto al total	INCREMENTAL	$[p.u.]$
K_{ROD}	Proporción transporte rodado respecto al total	DECREMENTAL	$[p.u.]$
COMPRESOR DE HIDRÓGENO			
Cap_{COMP}	Capacidad de compresión de hidrógeno del compresor	1600	$\left[\frac{kg}{h} \right]$
P_{IN}	Presión de entrada al compresor	30	$[bar]$
P_{IN}	Presión de salida del compresor	200	$[bar]$
T_{COMP}	Vida útil del compresor	20	$[años]$

$CAPEX_{COMP}$	CAPEX el compresor instalado	74,78	$\left[\frac{\text{€}}{\text{kWe}} \right]$
----------------	------------------------------	-------	--

Tabla 4. Costes en infraestructura de distribución de hidrógeno

Se toma como hipótesis una penetración progresiva de inyección de hidrógeno en la red gasista, partiendo de un 5% actual, y un 95% de la distribución realizándose mediante camiones, que se verá mermado a medida que la inyección se incremente. Dicha hipótesis operativa concluye en 2050 con la proporción complementaria a la inicial, con un 95% de la distribución a ser realizada mediante red de gas y el 5% restante mediante transporte por carretera, considerando incrementos lineales. Los cálculos realizados se describen a continuación:

$$C_{RED} [M\text{€}] = K_{RED} \cdot (CAPEX_{RED} \cdot P_{EV\ INY} + u_{RED} \cdot CAPEX_{COMP} \cdot N_{COMP}) \quad [E.7]$$

$$C_{ROD} [M\text{€}] = K_{ROD} \cdot (CD_{ROD} \cdot P_{H_2\ INY} + u_{ROD} \cdot CAPEX_{COMP} \cdot N_{COMP}) \quad [E.8]$$

C_{RED} Coste de inyección en red $[M\text{€}]$

C_{ROD} Coste de transporte por carretera $[M\text{€}]$

$CAPEX_{RED}$ CAPEX de inyección en red. $CAPEX_{RED} = 10$ $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWe}} \right]$

CD_{ROD} Coste de distribución del transporte por carretera $\left[\frac{\text{€}}{\text{kg}} \right]$
 $CD_{ROD} = 0,66 - 3,87$

K_{RED} Proporción del transporte llevado a cabo por red gasista $[p.u.]$

K_{ROD} Proporción del transporte llevado a cabo por carretera $[p.u.]$
(transporte rodado)

$P_{H_2\ INY}$ Producción anual destinada a la inyección en red $[MtH_2]$

$P_{EV\ INY}$ Potencia de electrolizadores dedicada a la inyección en red $[GW]$

u_{RED} Variable binaria de decisión en internalizar costes de $[0 - 1]$
compresores sobre la inyección en la red. Si $u=1$ se internaliza el coste del compresor asociado a la inyección.

u_{ROD} Variable binaria de decisión en internalizar costes de $[0 - 1]$
compresores sobre el transporte por carretera. Si $u=1$ se internaliza el coste del compresor asociado a transporte rodado.

$CAPEX_{COMP}$ CAPEX de compresores; $CAPEX_{COMP} = 74.78$ $\left[\frac{\text{€}}{\text{kWe}} \right]$

N_{COMP} Número de compresores con capacidad 1.600 kg/h [unidad]

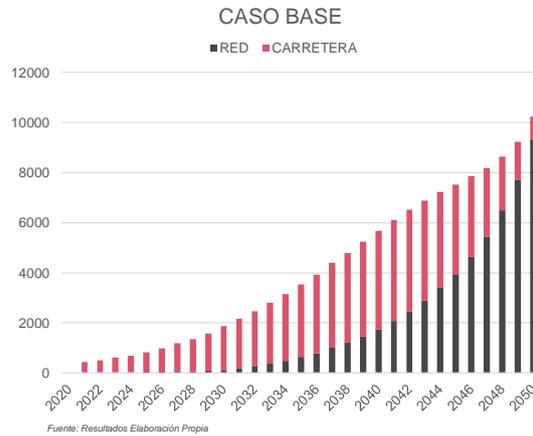


Figura 22. Coste Distribución – Caso Base

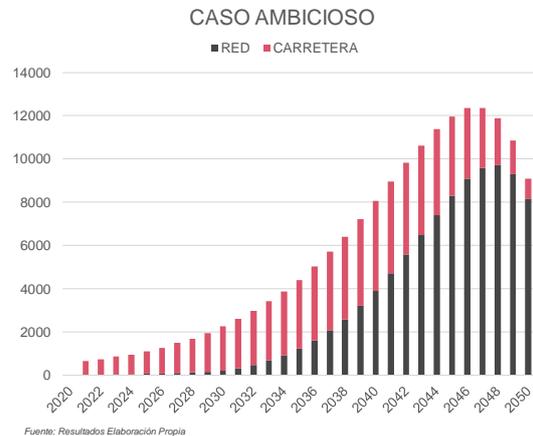


Figura 23. Coste Distribución – Caso Ambicioso

Los resultados obtenidos se resumen en las Figura 22 Figura 22 Figura 23, donde se observa el coste acumulado de distribución por ambos medios, internalizando el coste de los compresores asociados al volumen dedicado tanto a la inyección en red gasista, como el transportado por carretera mediante camiones. De ellos se extrae la conclusión de la alta rentabilidad de la inyección a red frente al transporte por camión, ya que, la inyección pese a tener una proporción incremental, no incurre en costes mayores a lo que hace el transporte rodado con una utilización cada vez menor.

5.4 INVERSIONES TOTALES

El acumulado de las inversiones necesarias se estudian en las perspectivas de los años 2030 y 2050. En la Figura 24 el total de las inversiones consideradas escala a cifras entre 9029 y 11.357 M€ para 2030, en los casos ambicioso y base, respectivamente; siendo el despliegue renovable la partida que más contribuye, con aproximadamente un 70% de la inversión dedicada a ella.

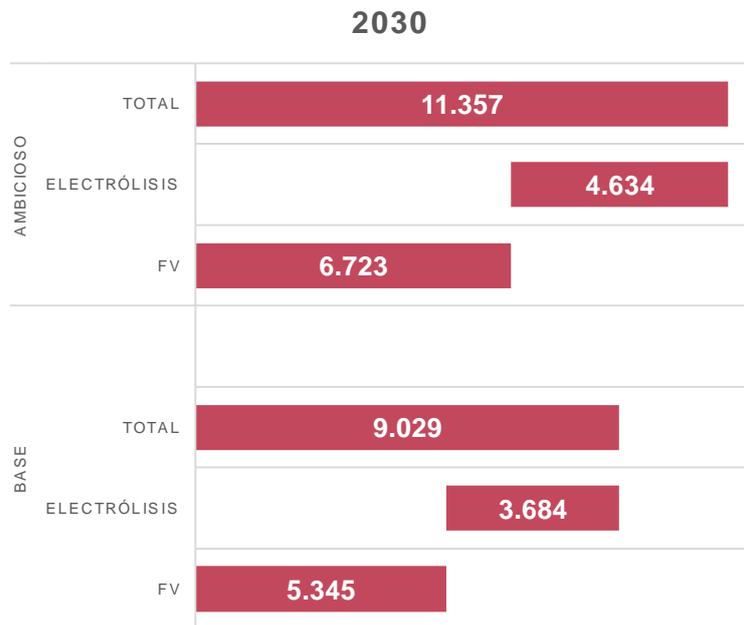


Figura 24. Desglose de inversiones necesarias 2030 – Caso Base

Por el contrario, en 2050 se necesitarían unas inversiones de entre 110.854 y 52.927 M€ (Figura 25) también en los casos ambicioso y base, respectivamente para cumplir con las expectativas de consumo del hidrógeno renovable para esa fecha.

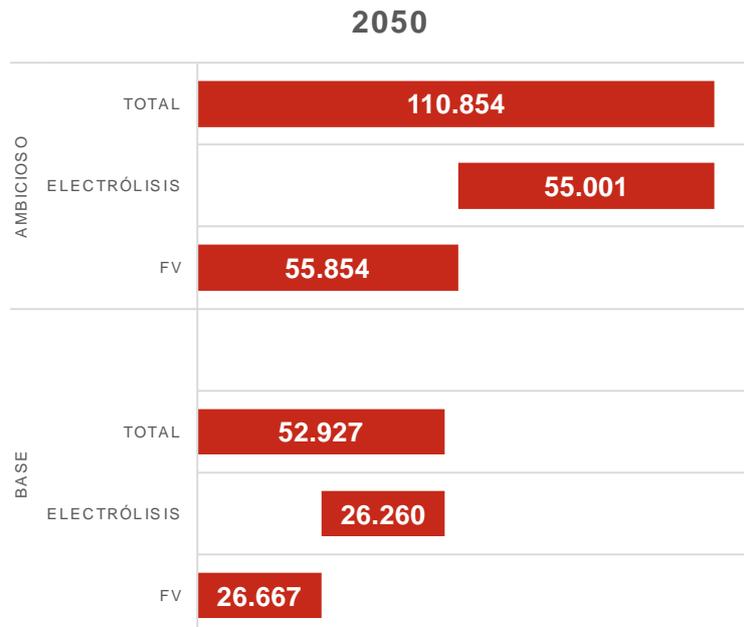


Figura 25. Desglose de inversiones necesarias 2030 – Caso Base

Capítulo 6. IMPACTO EN EMPLEO 2020-2050

6.1 DISTRIBUCIÓN DE EMPLEO

La relevancia de la economía del hidrógeno reside en el aprovechamiento de todos los eslabones que conforman la cadena de producción y suministro -cadena de valor, al fin y al cabo- del hidrógeno renovable. Bajo la necesidad del consumo futuro del hidrógeno en España y con la escalada en inversiones en producción, transporte y consumo del gas renovable, se toman todos los proyectos futuros como híbridos de construcción y explotación de plantas fotovoltaicas (renovables, en definitiva) junto con la síntesis de hidrógeno mediante la potencia en electrolizadores calculada. Esta hipótesis de partida se confirma como cierta en la participación de la elaboración de la documentación de diversos agentes participantes de la economía del hidrógeno a nivel nacional. Aproximadamente, el 95% de los proyectos que PwC Energía asesora aseguran el despliegue renovable de plantas de producción de energía limpia, mientras que el 5% restante despliega únicamente la capacidad de electrólisis necesaria, obteniendo energía limpia que alimente al proceso mediante acuerdos bilaterales de larga duración- PPAs.

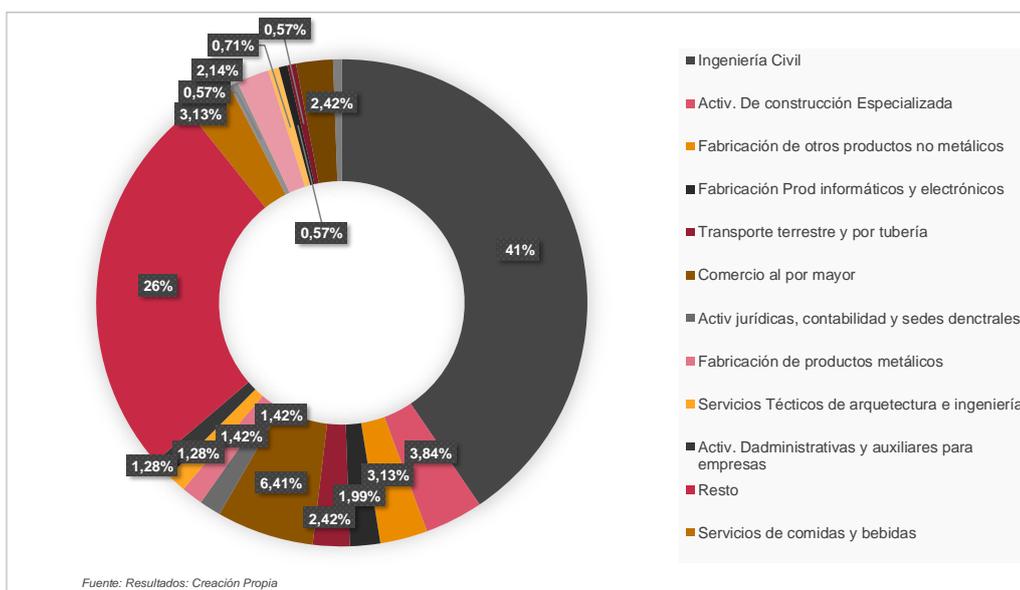


Figura 26. Distribución sectorial del empleo generado en torno al hidrógeno renovable

Con el fin de cuantificar el impacto en empleo para todo el tejido productivo regional, se aplica la metodología input – output, herramienta ampliamente utilizada y aceptada para la evaluación de impactos económicos, y permite diferenciar entre:

- Empleo directo: aquel generado directamente por la fabricación, montaje y construcción de las infraestructuras y su posterior operación, lo que incluye la plantilla en recursos humanos permanentes durante la operación, mantenimiento y explotación de la vida útil de las instalaciones. No incluye la fabricación de placas fotovoltaicas, pues se cuenta con la importación de las mismas. Si se considerara esta variable, el empleo generado sería aún mayor.
- Impacto en empleo indirecto: es el generado por los gastos e inversiones realizados de toda la cadena de suministro. Esto incluye proveedores de las empresas afectadas de forma directa.
- Impacto inducido: Es el impacto por el consumo de bienes y servicios de los hogares derivado de la de las rentas del trabajo generadas de forma directa e indirecta.

Mediante el diagrama de esfuerzos tractores, se calcula el impacto en términos de empleos equivalentes a tiempo completo (ETC), a nivel provincial como autonómico. Respecto a variable temporal, el estudio de impacto en empleo abarca el periodo de construcción e instalación de las plantas e infraestructuras asociadas, listas para operar en, previsiblemente, 1 o 2 años tras su iniciación, así como en la operación de las plantas durante toda su vida útil, estimada entre 20 y 30 años.

La dificultad de esta metodología reside en la complejidad de las relaciones intersectoriales de la economía de la España afectada por la Transición Justa, donde se localiza la mayor parte de esta tipología de proyecto. También se suma a dicha complejidad el consumo final de los hogares y la propensión marginal a consumir, junto con los multiplicadores de empleo de cada sector.

En la Figura 26 se muestra la discretización sectorial asociada al conjunto de proyectos de hidrógeno verde. De ellos, destaca la ingeniería civil, asociada a la construcción de las plantas, con una generación de empleo del 41% del total, al que puede sumarse un 26%

adicional de actividades de construcción especializada, resultando un 67% de la generación global. Respecto al resto de sectores beneficiarios del desarrollo de la economía del hidrógeno, destacan no solo actividades de construcción, sino también de inversión en empleo cualificado en distribución (transporte terrestre y por tubería), generación local de empleo de alojamiento, servicios de comidas y bebidas asociadas a la construcción mayoritaria, así como el comercio al por mayor y menor incluido en el estudio.

A continuación, se extiende un estudio de generación de empleo tanto local como autonómico (y, adicionalmente, en construcción y operación), con el fin de determinar la proporción del empleo generado que puede ayudar a combatir problemas de despoblación en la España vacía.

6.2 EMPLEO LOCAL

6.2.1 CONSTRUCCIÓN

6.2.1.1 Perspectiva 2030

La construcción del conjunto de parques fotovoltaicos con las plantas de producción de hidrógeno a ellos ligadas y el conjunto de infraestructuras de transporte hasta la red de distribución de gas, ayudará a la creación de entre 12.706 y 15.983 puestos de trabajo directos (ingeniería, etc), entre 10.523 y 13.236 indirectos (en proveedores locales) y entre 7.594 y 9.552 inducidos (a través del consumo de los trabajadores) de forma local.

En total, durante la fase de construcción se crearán entre 30.823 y 38.772 puestos de trabajo equivalentes a tiempo completo en las provincias donde se emplacen las plantas híbridas.

**CONSTRUCCIÓN: GENERACIÓN EMPLEO LOCAL
2030**

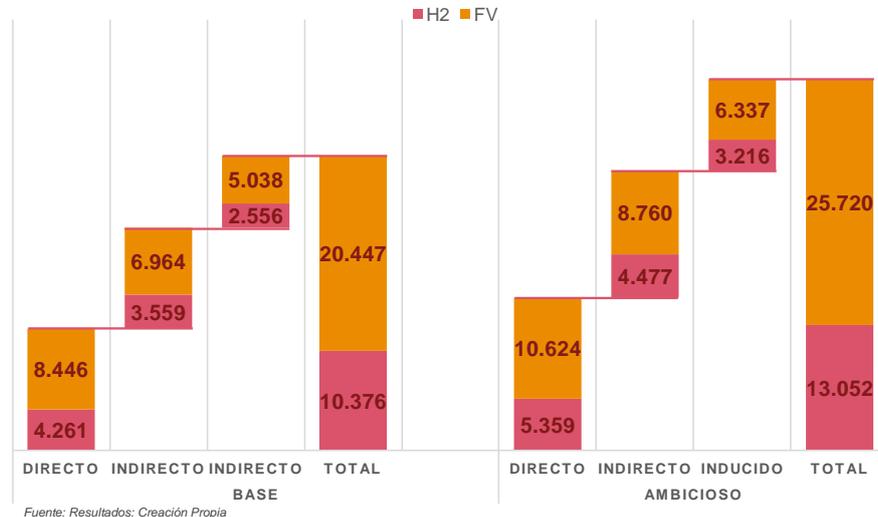


Figura 27. Generación empleo local – 2030 – Construcción

La distribución de los empleos ETC creados, tanto directos, indirectos como inducidos, se repartirán de manera transversal sobre numerosos sectores de la economía local, con gran impacto sobre la economía de Castilla, donde se prevé la existencia de numerosos proyectos de esta índole.

De nuevo, se insiste en la importancia de la ingeniería civil como sector mayoritario en auge de creación de empleo local y autonómico. Otras partidas importantes comprenden las actividades asociadas a la construcción de forma focalizada en proyectos renovables.

Respecto al impacto indirecto en empleo, destacan actividades más propias de ingeniería específica, asociada a los proveedores de la tecnología, como son la fabricación de productos informáticos, electrónicos, pero también de transporte del gas producido.

Respecto al impacto inducido de esta actividad industrial, destacan el comercio al por mayor, servicios de alojamiento, así como servicios de comidas y bebidas. Todo esto se resume en Figura 28.

CONSTRUCCION 2030; CASO BASE LOCAL

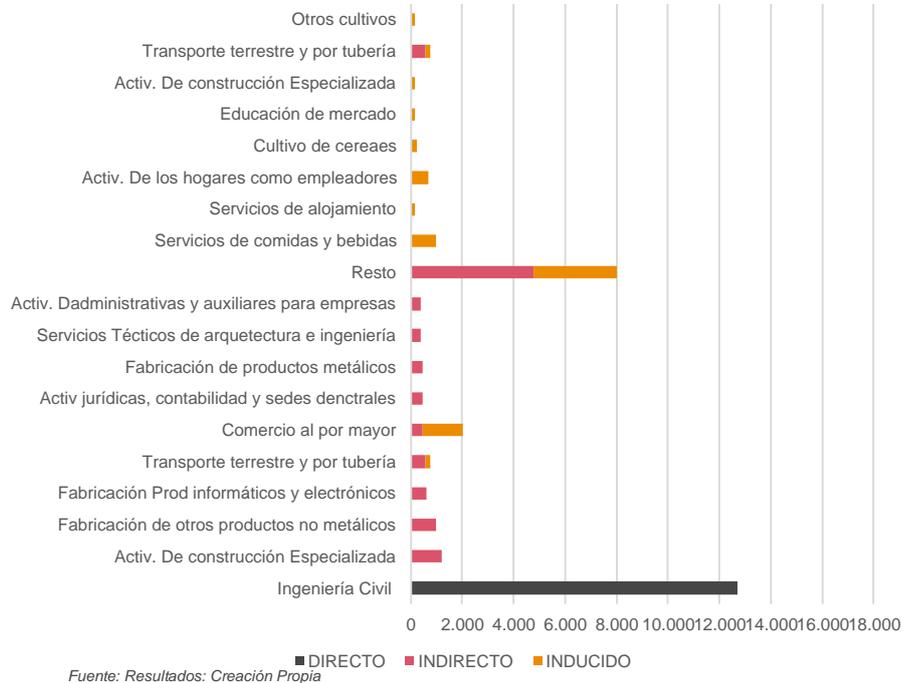


Figura 28. Generación empleo sectorial local – 2030 – Construcción - Base

CONSTRUCCIÓN 2030; CASO AMBICIOSO LOCAL

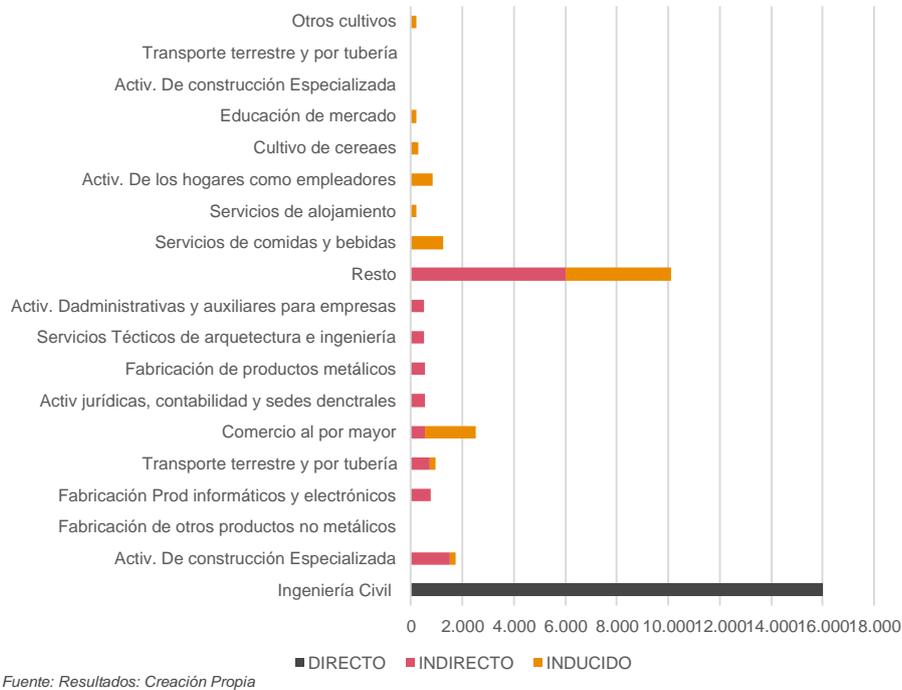


Figura 29. Generación empleo sectorial local – 2030 – Construcción - Ambicioso

6.2.1.2 Perspectiva 2050

Si bien la generación de empleo a corto-medio plazo es interesante, el impacto a largo plazo, considerando el escenario 2050, es imparable. La construcción del conjunto de parques fotovoltaicos con las plantas de producción de hidrógeno a ellos ligadas y el conjunto de infraestructuras de transporte hasta la red de distribución de gas, fomenta la creación de entre 90.567 y 189.690 puestos de trabajo directos (destaca la ingeniería), entre 75.004 y 157.094 indirectos (en proveedores locales) y entre 54.129 y 113.372 inducidos (a través del consumo de los trabajadores) de forma local. (Figura 30).

En total, durante la fase de construcción se crearán entre 220.000 y 460.000 puestos de trabajo a tiempo completo en las provincias de proyectos híbridos.

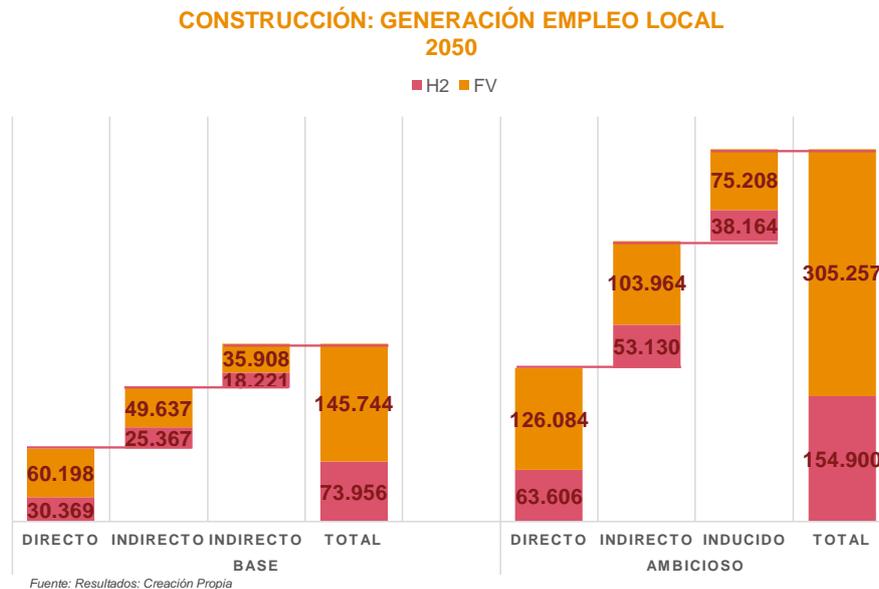
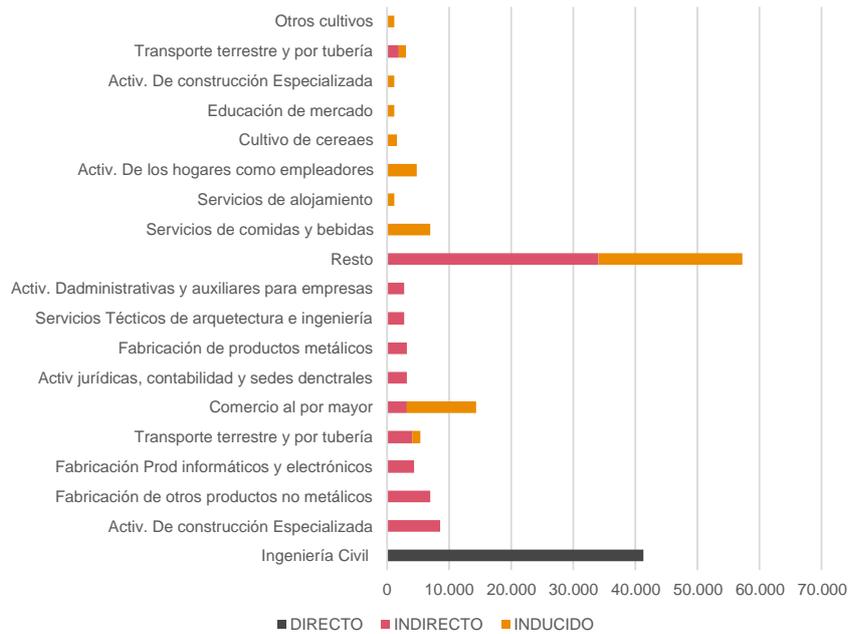


Figura 30. Generación empleo local – 2050 – Construcción

Las perspectivas de distribución sectorial de empleo en 2050 confirman la tendencia al alza que ya presentan en 2030, aumentando la generación, pues la demanda de hidrógeno necesita ser provista por plantas que sean construidas de forma incremental, manteniéndolas e incluso renovando las infraestructuras que por su vida útil necesiten ser reemplazadas.

En las figuras Figura 31 y Figura 32 presentadas se incluye el impacto en sectores que consiguen alcanzar una generación agregada de hasta 180.000 puestos a tiempo completo, de forma exclusiva a ese sector específico.

CONSTRUCCIÓN 2050; CASO BASE LOCAL



Fuente: Resultados: Creación Propia

Figura 31. Generación empleo sectorial local – 2050 – Construcción - Base

CONSTRUCCIÓN 2050; CASO AMBICIOSO LOCAL

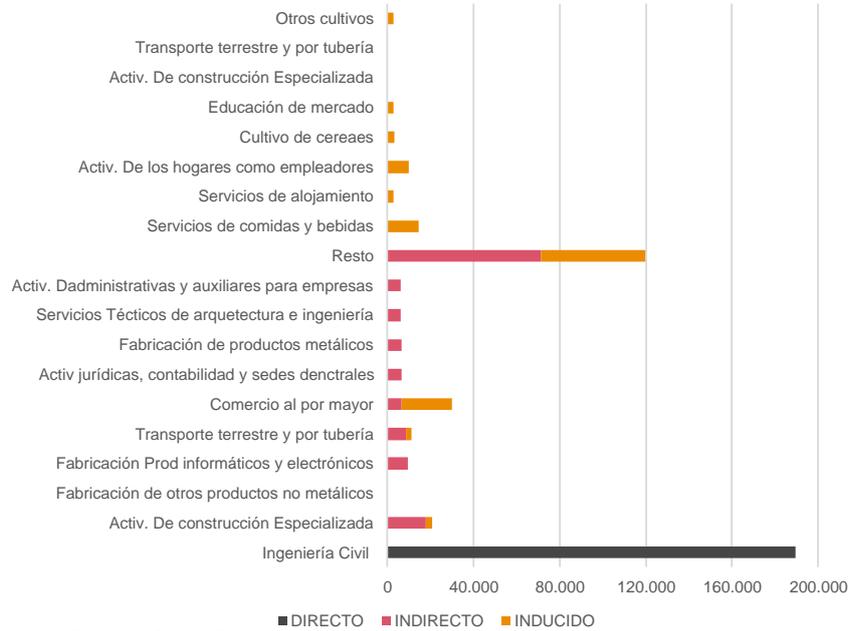


Figura 32. Generación empleo sectorial local – 2050 – Construcción - Ambicioso

6.2.2 OPERACIÓN

6.2.2.1 Perspectiva 2030

El mantenimiento de la plantilla en proyectos renovables y de operación logística en torno al hidrógeno verde es clave para asegurar la puesta en valor del potencial de su alcance a sectores industriales muy diversos de la economía española. En la Figura 33 se incluye el mantenimiento de los puestos de trabajo que tengan continuidad más allá de los 2 o 3 años de construcción de plantas nuevas. Entre los escenarios considerados, a 2030 se asegura el

mantenimiento de entre 3.051 y 3.837 puestos de trabajo de los inicialmente necesarios en la etapa de construcción.

OPERACIÓN: GENERACIÓN EMPLEO LOCAL 2030

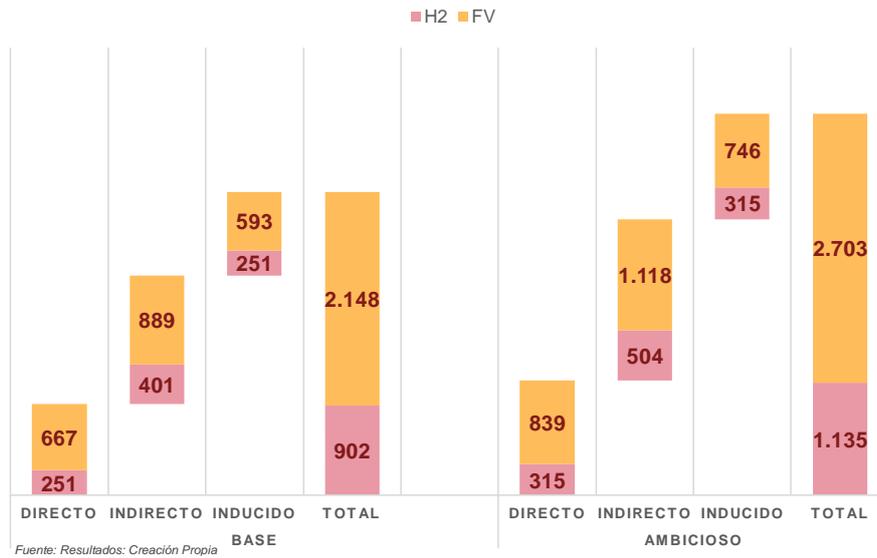


Figura 33. Generación empleo local – 2030 – Operación

De la Figura 33 cabe destacar que de entre la nueva capacidad fotovoltaica necesaria y la potencia de electrólisis obtenida como resultado, la creación de empleo asociada a la

primera sea mucho mayor que a la de la simple producción de hidrógeno, que, además, no necesita un volumen elevado de atención especializada en mano de obra.

OPERACIÓN 2030; CASO BASE; LOCAL

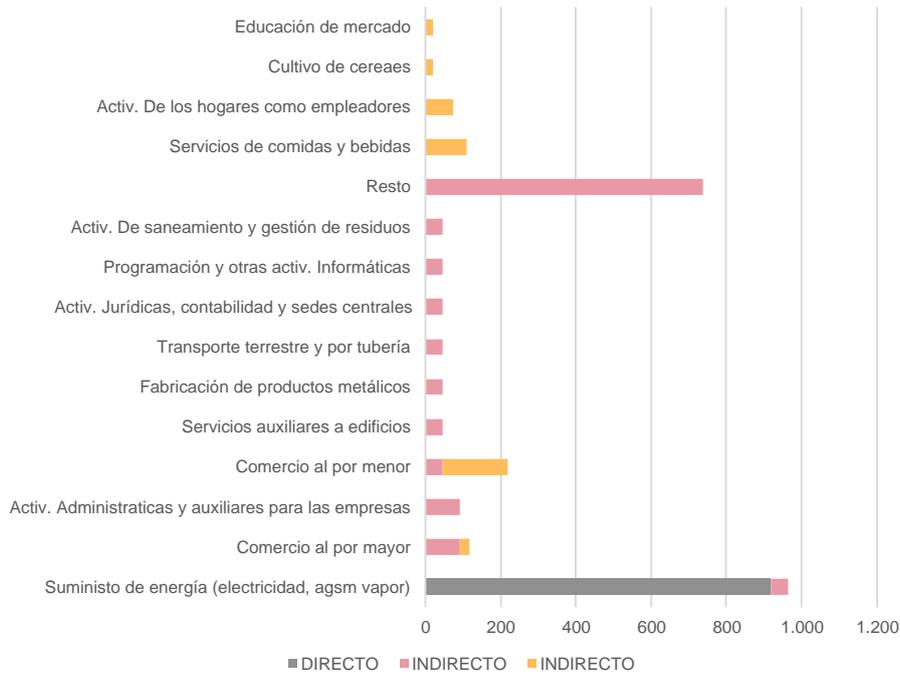


Figura 34. Generación empleo sectorial local – 2030 – Operación - Base

OPERACIÓN 2030; CASO AMBICIOSO ; LOCAL

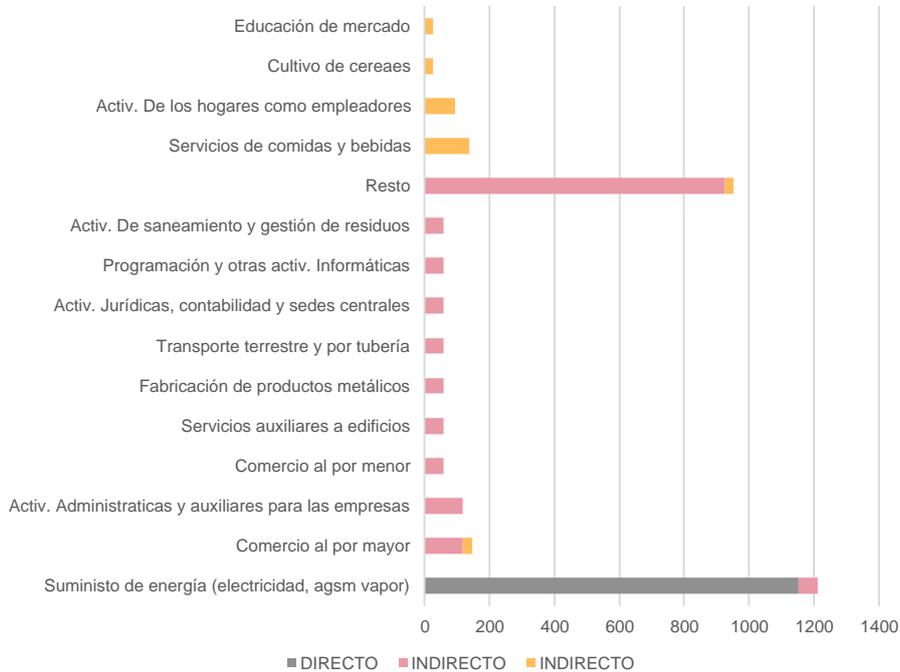


Figura 35. Generación empleo sectorial local – 2030 – Operación - Ambicioso

6.2.2.2 Perspectiva 2050

De la creación de empleo local de la tipología listada a continuación, se mantienen en plantilla los siguientes volúmenes de capital humano:

- De la creación durante la construcción de entre 90.567 y 189.690 puestos de trabajo directos, se mantienen entre 6.539 y 13.696 empleados.
- Del impacto indirecto materializado en un volumen de puestos a tiempo completo de entre 75.004 y 157.094, se asegura la continuidad de 9.195 y 19.258 de ellos
- Del efecto inducido en empleo en la construcción, cuantificado en valores de entre 54.129 y 113.372 locales, se mantienen 21.745 y 45.544; es decir, el 50% de ellos.

OPERACIÓN: GENERACIÓN EMPLEO LOCAL 2050

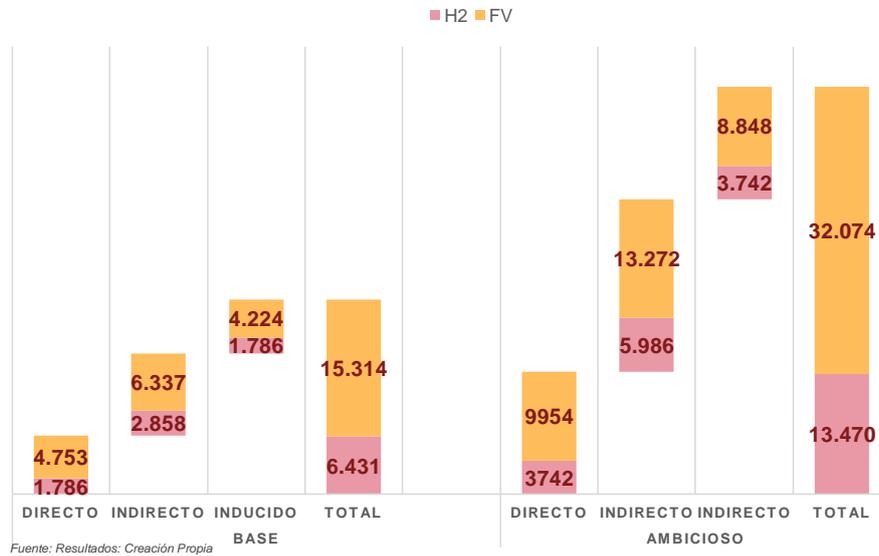


Figura 36. Generación empleo local– 2050 - Operación

OPERACIÓN 2050; CASO BASE ; LOCAL

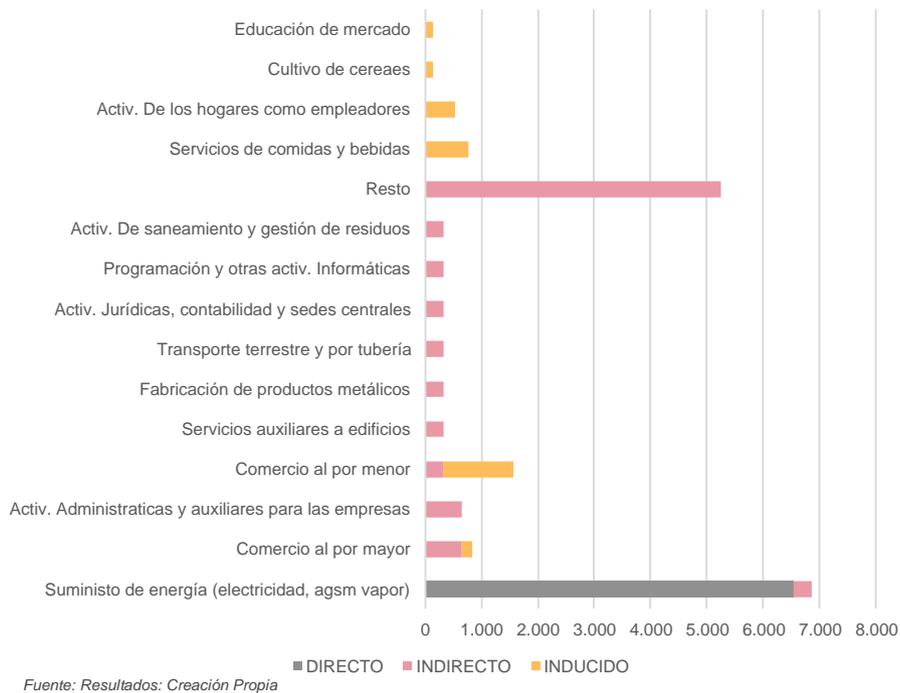


Figura 37. Generación empleo sectorial local – 2050 – Operación - Base

OPERACIÓN 2050; CASO AMBICIOSO ; LOCAL

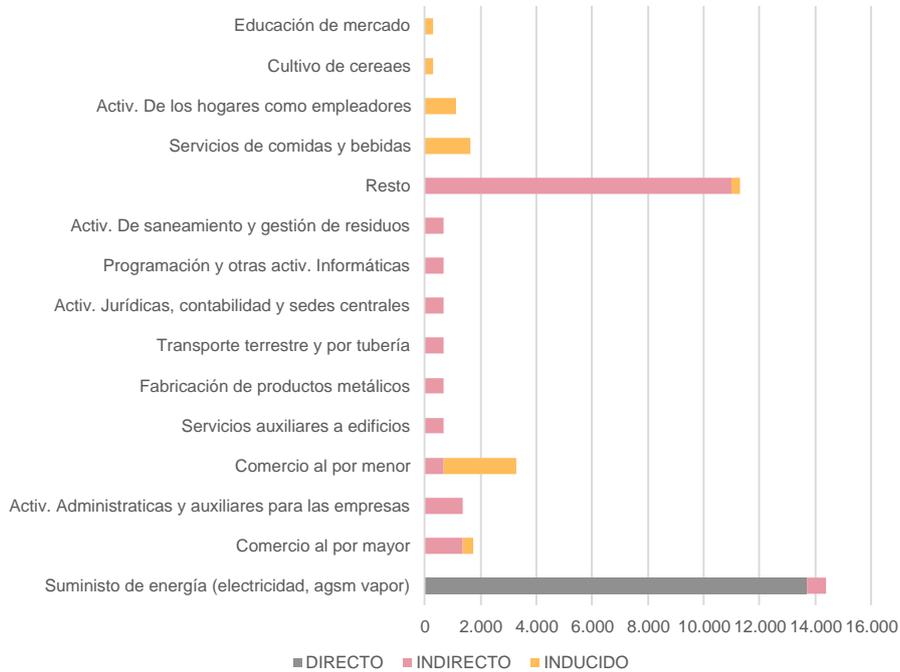


Figura 38. Generación empleo sectorial local – 2050 – Operación - Ambicioso

6.3 EMPLEO AUTONÓMICO

6.3.1 CONSTRUCCIÓN

6.3.1.1 Perspectiva 2030

El impacto económico trasciende el incluido en la sección anterior como local y afecta de forma autónoma, ya que generalmente los proveedores están situados en puntos diferentes de la comunidad autónoma e incluso fuera de ella, en el resto de España. De acuerdo con los cálculos realizados, el impacto sobre el empleo autónómico ascendería a 99.292-124.899 puestos de trabajo a tiempo completo durante la fase construcción de los cuales 12.000-16.000 serían directos (la misma cifra que para la provincia), 68.000 – 85.600 serían indirectos y el resto inducidos. De esta forma, alrededor del 38% del impacto en el empleo autónómico se quedaría en la provincia X de emplazamiento del parque renovable.

CONSTRUCCION: GENERACIÓN DE EMPLEO CCAA 2030

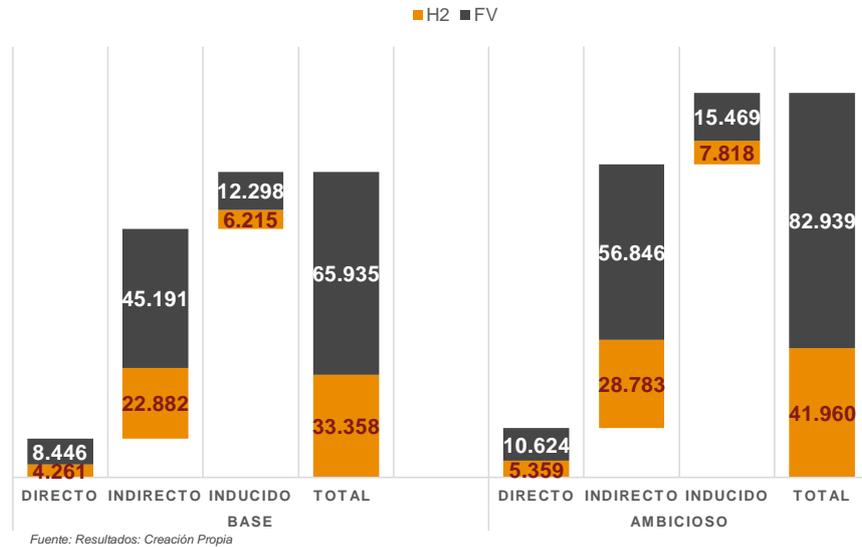


Figura 39. Generación empleo autónómico– 2030 - Construcción

Finalmente, como ocurre con la construcción de las infraestructuras energéticas, el impacto económico arrastrará al resto del tejido productivo autónómico generando un impacto indirecto e inducido más amplio sobre el empleo que el incluido en el presente estudio.

De acuerdo con los cálculos, se obtiene la Figura 43, de la cual se ha incluido un resumen de los datos más relevantes previamente.

La distribución sectorial a nivel comunidad autónoma se incluye en las figuras Figura 40 y Figura 41, de nuevo con impactos similares sobre los sectores clave de cada categoría de empleo según sean trabajadores directos, proveedores o efectos colaterales.

CONSTRUCCION 2030; CASO BASE ; CCAA

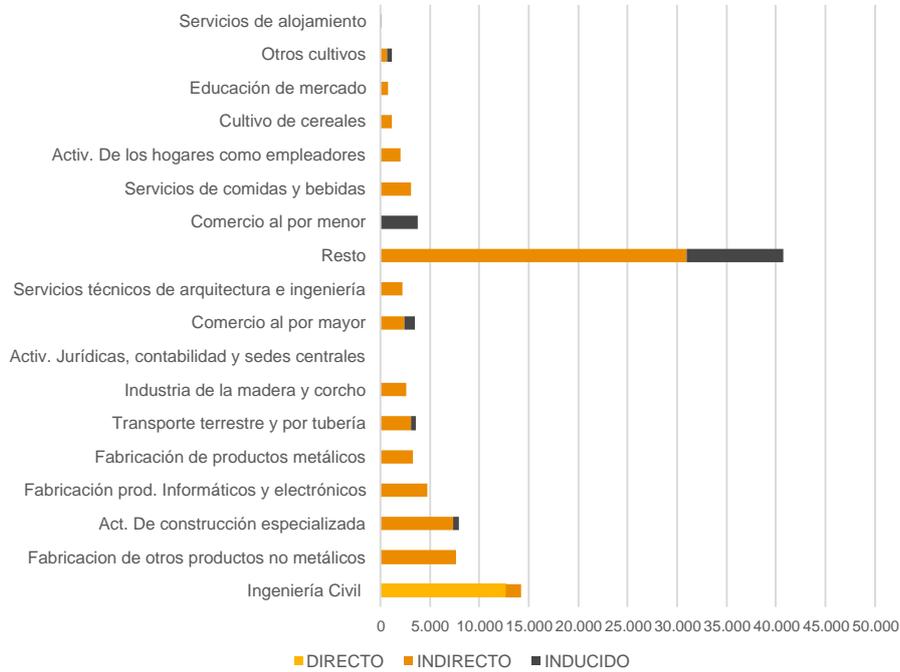


Figura 40. Generación empleo sectorial autonómico – 2030 – Construcción - Base

CONSTRUCCIÓN 2030; CASO AMBICIOSO; CCAA

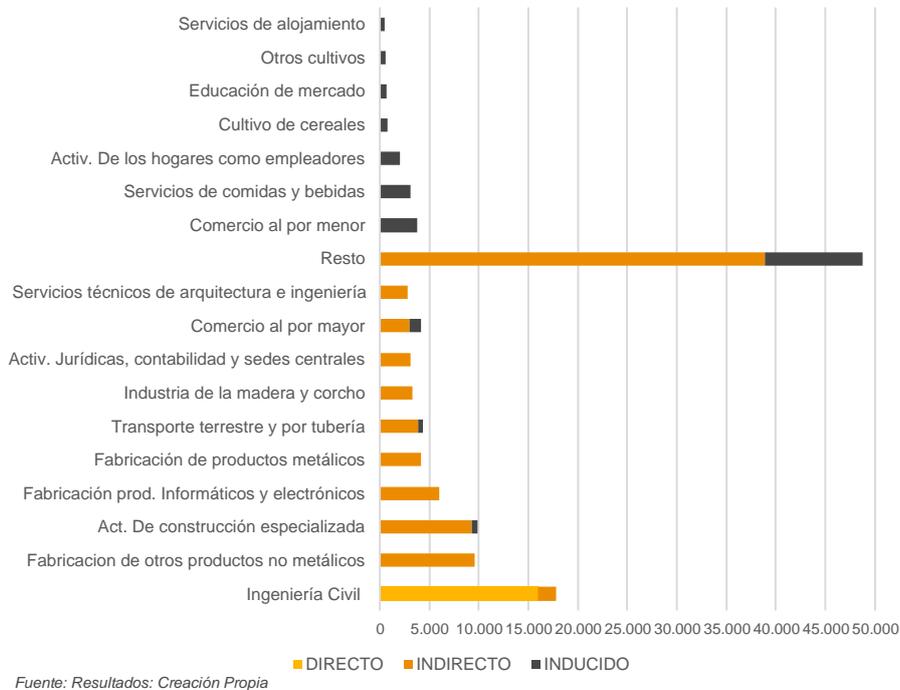


Figura 41. Generación empleo sectorial autonómico – 2030 – Construcción - Ambicioso

6.3.1.2 Perspectiva 2050

En esta sección se incluye el impacto autonómico sobre la construcción en una perspectiva a largo plazo para 2050, llegando a cifras astronómicas de generación de empleo – eso sí, parte de él temporal. La cuantificación viene ilustrada en la Figura 42 y tal es la magnitud que en el caso ambicioso de estudio se llega al millón de puestos de trabajo movilizados a lo largo de las etapas constructivas de las plantas de producción de hidrógeno renovable y despliegue de potencia limpia en el parque de generación renovable español.

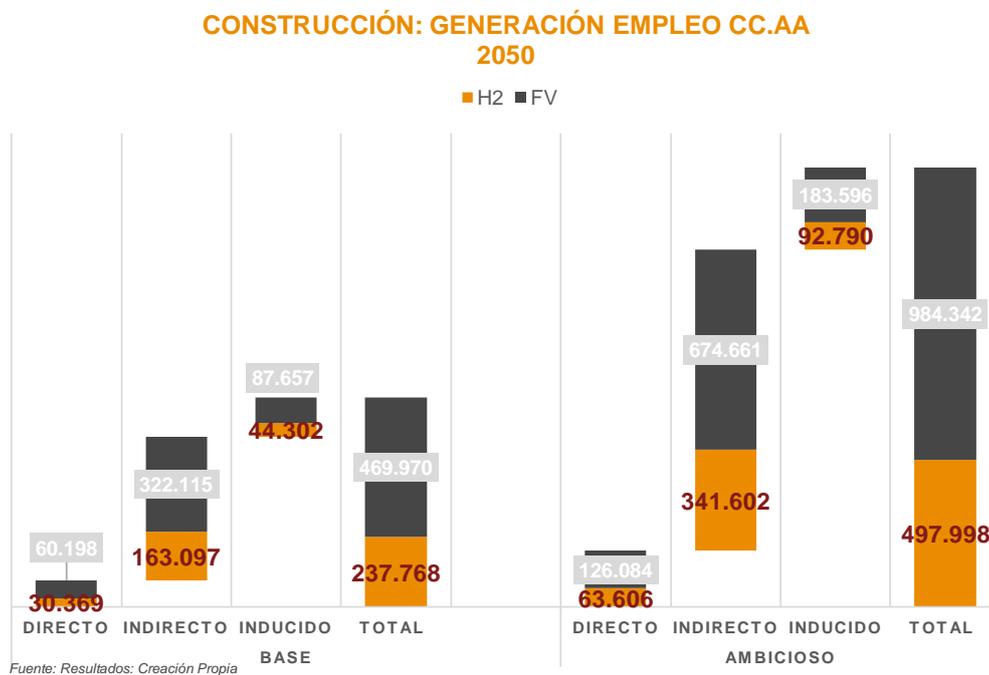


Figura 42. Generación empleo autonómico– 2050 - Construcción

CONSTRUCCIÓN 2050; CASO BASE; CCAA

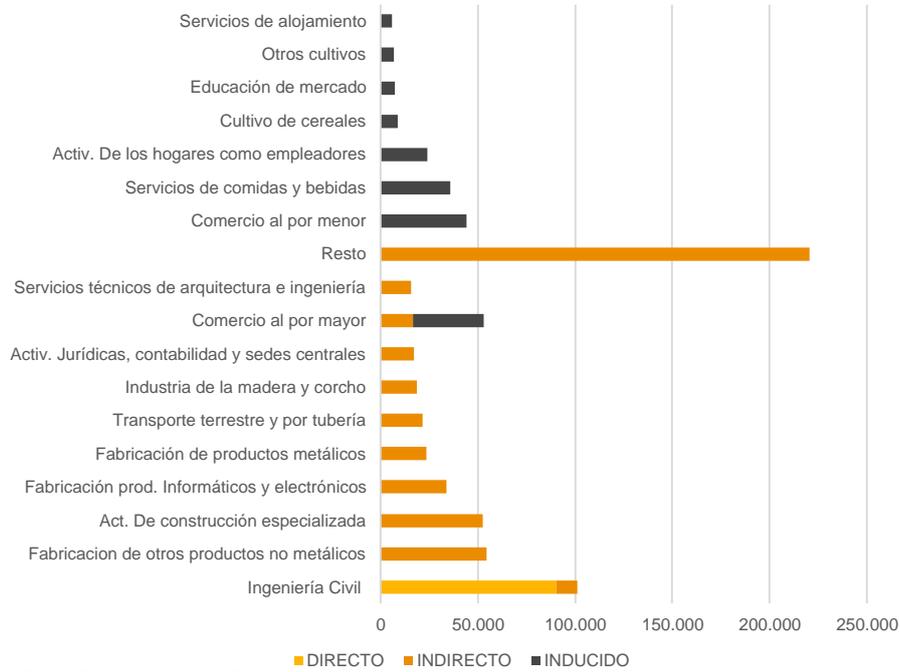


Figura 43. Generación empleo sectorial autonómico – 2050 – Construcción - Base

CONSTRUCCIÓN 2050; CASO AMBICIOSO; CCAA

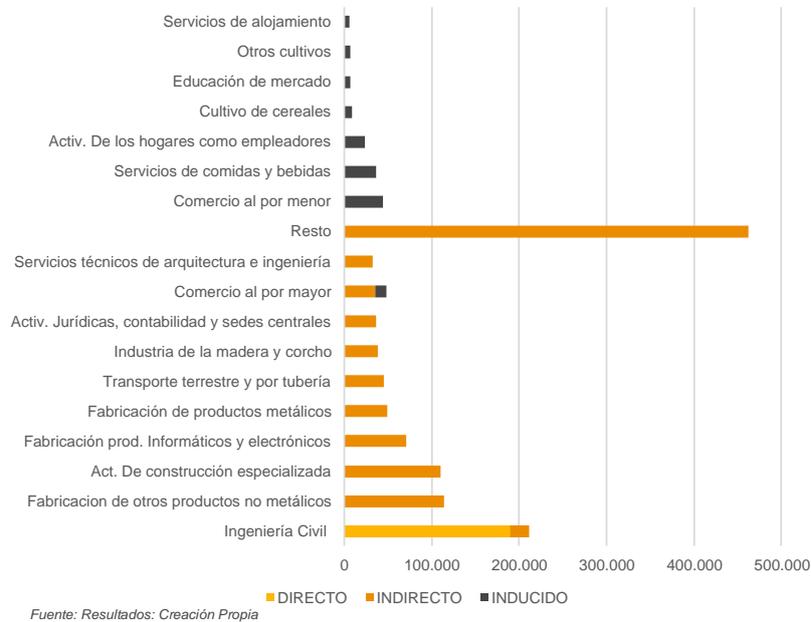


Figura 44. Generación empleo sectorial autonómico – 2050 – Construcción - Base

6.3.2 OPERACIÓN

6.3.2.1 Perspectiva 2030

De los puestos generados durante la construcción, se mantienen durante la operación:

- Empleo directo: entre 966 y 1.126 puestos mantenidos en la operación, de un total de 12.000-15.000, es decir, del 7,6% del capital humano empleado de forma permanente, teniendo en cuenta que la construcción es la que moviliza una mayor rotación de personal.
- Empleo indirecto: se mantienen 8.433 – 10.608 puestos de trabajo de los 68.000-85.600 puestos de construcción, lo que supone el 12,38% del empleo indirecto en quedar permanentemente contratado.
- Empleo inducido: se mantienen 11.600-14.600 puestos de los 100.000-150.000, de nuevo más del 12% de empleo generado y mantenido.

OPERACIÓN: GENERACIÓN DE EMPLEO CCAA 2030

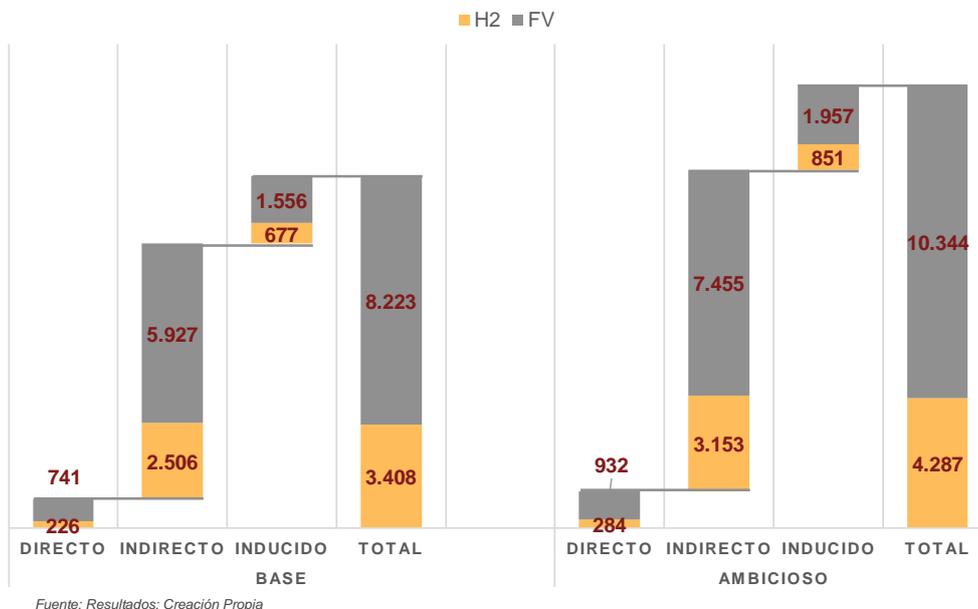


Figura 45. Generación empleo autonómico– 2030 - Operación

OPERACIÓN 2030; CASO BASE ; CCAA

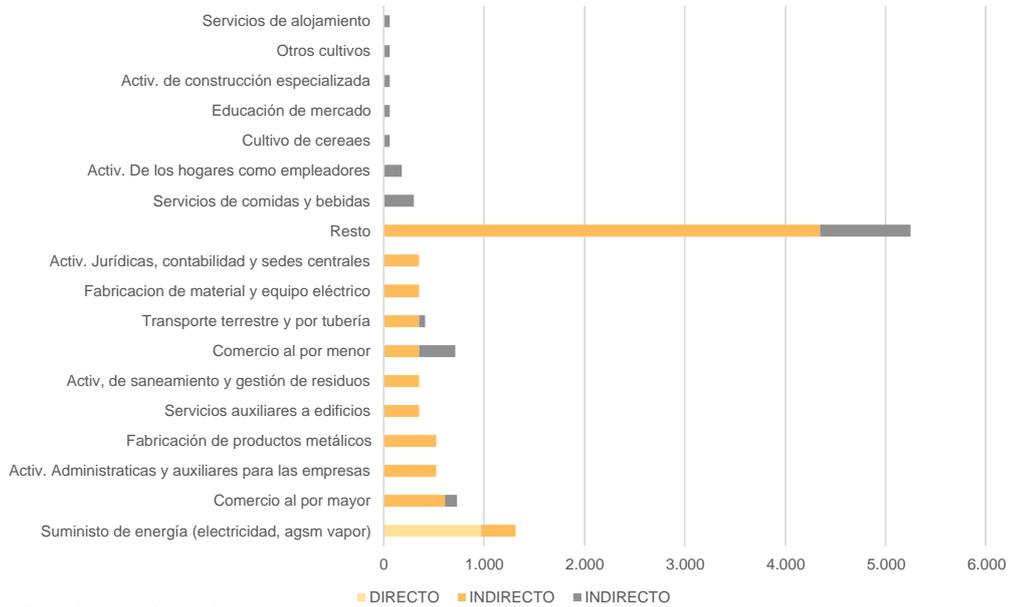


Figura 46. Generación empleo sectorial autonómico – 2030 –Operación - Base

OPERACIÓN 2030; CASO AMBICIOSO ; CCAA



Figura 47. Generación empleo sectorial autonómico – 2030 –Operación - Ambicioso

6.3.2.2 Perspectiva 2050

Para finalizar el estudio de impacto en empleo, se analiza la magnitud de generación en 2050, a nivel autonómico de operación de plantas en zonas afectadas por la Transición Justa y que el Reto Demográfico pretende ayudar.

A nivel interprovincial se muestra que, de forma permanente en la operación, se alcanzan hasta 150.000 nuevos puestos de trabajo en el caso ambicioso, que se quedan en caso 80.000 bajo el escenario menos optimista (Figura 48).

OPERACIÓN: GENERACIÓN EMPLEO CC.AA 2050

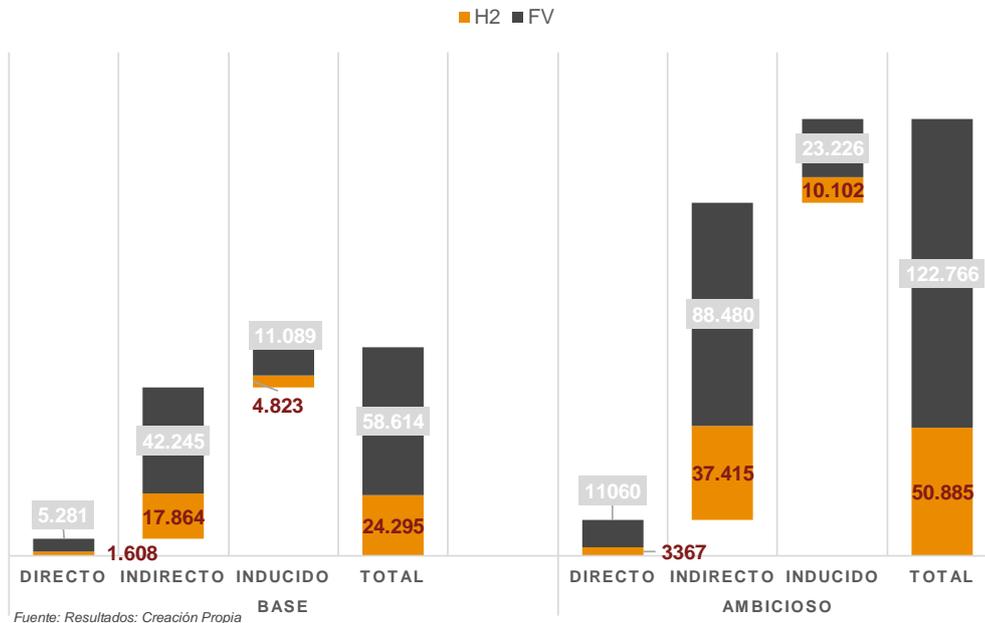


Figura 48. Generación empleo autonómico– 2050 - Operación

En la operación a largo plazo que ocupa esta sección del documento, cabe destacar la importancia que el propio suministro de energía en forma de electricidad o vapor supone para el funcionamiento de procesos industriales con hidrógeno o incluso con el proceso llevado a cabo en electrolizadores, en las primeras etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde.

OPERACIÓN 2050; CASO BASE; CCAA

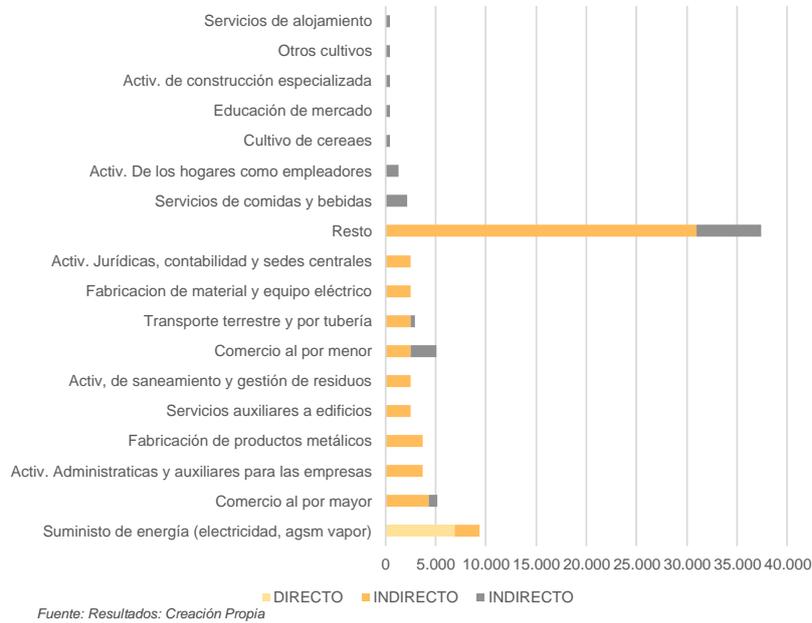


Figura 49. Generación empleo sectorial autonómico – 2050 –Operación - Base

OPERACIÓN 2050; CASO AMBICIOSO; CCAA

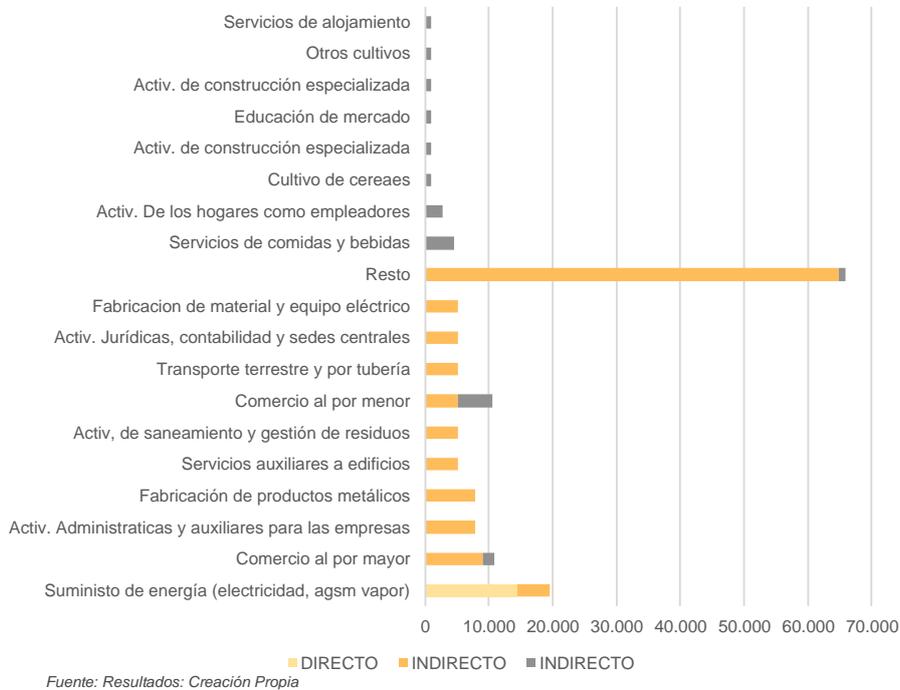


Figura 50. Generación empleo sectorial autonómico – 2050 –Operación - Base

Capítulo 7. ALINEACIÓN CON LOS ODS

La justificación del proyecto desde su alineación los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) se fundamenta sobre los siguientes objetivos, citados a continuación:

- **Objetivo nº 13: Acción por el clima.** El Secretario General de las Naciones Unidas incluye seis medidas favorables para el clima, cada uno de los cuales toca de cerca el objetivo de este proyecto. Este plan de acción pasa por reconstruir las economías globales mediante una transición verde, en la cual las inversiones realizadas deben acelerar la descarbonización. La descarbonización implica a todas aquellas actividades económicas, aunque la actuación sobre el 20% de las mismas (industria, el sector eléctrico o transporte) conseguiría un 80% de los objetivos establecidos [Ley de Pareto]. La implementación del hidrógeno consigue, al mismo tiempo, una transición verde y la creación de empleos también verdes, con un crecimiento sostenible y robusto en el tiempo. Otra medida incluida pasa por la eliminación de subsidios a combustibles fósiles, lo cual dará más margen para tecnologías “emergentes”, como puede ser considerado el hidrógeno, pese a llevar un importante recorrido.
- **Objetivo nº 11: Ciudades y comunidades sostenibles.** El hidrógeno permite agrupar los objetivos de acción por el clima y la existencia de ciudades y, lo que es realmente relevante en España, de comunidades sostenibles. De hecho, se comienza a hablar del hidrógeno como palanca de cambio en la España vaciada, desprovista de recursos productivos y humanos. La creación de núcleos productivos de hidrógeno atraerá el suficiente empleo como para abastecer de empleo a aquellas comunidades alejadas de grandes núcleos urbanos, en los que se ha concentrado la actividad económica las últimas décadas.
- La pandemia del COVID- 19 debería ser motivo suficiente para realizar un replanteo sobre el modo de vida en torno a ciudades densamente pobladas, donde la densidad poblacional dificulta el cumplimiento de las medidas recomendadas. Por ello, la

elaboración del Plan de Respuesta COVID-19 de la ONU-Hábitat, aspira al apoyo de soluciones comunitarias y transversales. Entre muchas medidas, el hidrógeno podría suponer una interesante herramienta en la consecución de estos objetivos.

- Objetivo nº 8: Trabajo decente y crecimiento económico. La economía del hidrógeno puede suponer un *break even point* en España en 2020, con la reciente pandemia y la previsión de una recesión económica sobre el horizonte. En este sentido, se podría incentivar la creación de empleo, desde puntos lejanos a grandes urbes, al igual que se ha comentado en el objetivo nº 11. La creciente tasa de desempleo se verá reducida en los siguientes años en sectores como el industrial, gracias, precisamente a la previsión macroeconómica del hidrógeno en España. I la cadena de valor de esta nueva economía consigue depender cuasi-exclusivamente por procesos productivos nacionales, se conseguirá un mayor valor añadido.
- Objetivo nº 9: Industria, innovación e infraestructura. Tal y como se establece en este ODS, se establece que la inversión en infraestructura junto con la innovación, son clave para el desarrollo económico. El hidrógeno precisa de una infraestructura para su distribución y transporte. De forma general, se plantea utilizar la red actual de gasoductos de gas natural para el transporte del mismo a largas distancias (varias decenas de kilómetros- miles de kilómetros). La actual infraestructura de gas natural está preparada para admitir el blending con hidrógeno, pero es reticente a incrementar el porcentaje de mezcla con el hidrógeno. Es por ello, que serán previsibles inversiones en infraestructura. Así mismo, se plantea la distribución del mismo de en camiones en los que el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso, licuado, en forma de amoníaco o en LOHC.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- Badía, C. F.-B. (2005). *Energética del Hidrógeno: Contexto, Estado Actual y Perspectivas*. Sevilla: Dpto. de Energética y Mecánica de Fluidos Escuela Superior de Ingeniería Sevilla.
- Barclays Global Energy - Equity Research. (Mayo 2020). *Hydrogen – a climate megatrend*. UK.
- BOE Proyecto del Ley de Cambio Climático y Transición Energética PNIEC. (2020). *Proyecto del Ley de Cambio Climático y Transición Energética PNIEC*. Madrid: BOE - Gobierno de España.
- Climate Interactive - MIT Sloan. (2020). *Climate Interactive Simulator En-ROADS*. Obtenido de Climate Interactive Simulator En-ROADS Simulator: <https://en-roads.climateinteractive.org/scenario.html?v=2.7.35>
- Enagás - Histórico de demanda: Informe mensual. (Diciembre de 2020). *Histórico de demanda: Informe mensual*. Obtenido de Enagás - Histórico de demanda: Informe mensual: https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/ObservatorioDemanda
- Fernández Landa, C., Barrero Gil, O., & Fernández Martín, G. (2020). *Retos y oportunidades del sector gasista en el contexto de la transición energética*. Madrid.
- Gil, Ó. B. (18 de Diciembre de 2020). *Por qué no paramos de hablar del hidrógeno (verde) - PwC España*. Obtenido de Por qué no paramos de hablar del hidrógeno (verde) - PwC España: <https://ideas.pwc.es/archivos/20201218/por-que-no-paramos-de-hablar-del-hidrogeno-verde/>
- H2 European Strategy. (2020). *H2 European Strategy*. EU Comission.

Iberdrola e Ingeteam. (19 de Noviembre de 2020). *Noticias Iberdrola e Ingeteam*. Obtenido de Noticias Iberdrola e Ingeteam: <https://www.elcorreo.com/economia/empresas/iberdrola-ingeteam-crean-20201118164914-nt.html>

International Energy Agency IEA. (2020). *Global energy and CO2 emissions in 2020*. IEA.

Investing .com. (2020). *Investing .com*. Obtenido de Investing .com: <https://es.investing.com/commodities/natural-gas-historical-data>

Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico. (2020). *Hoja de ruta del Hidrógeno*. Madrid: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.

Our World in Data. (18 de Septiembre de 2020). *Our World in Data*. Obtenido de Our World in Data: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>

Pineda, S., & Morales, J. (2018). *Chronological Time-Period Clustering for Optimal Capacity Expansion Planning With Storage*. Málaga: IEEE.

Red Eléctrica de España REE. (1 de Noviembre de 2020). *Red Eléctrica de España REE*. Obtenido de Red Eléctrica de España REE: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>

Strategy& PwC . (Enero 2020). *Green Hydrogen: The GCC's New Crude*. Strategy& PwC .