



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO DE UNA COOPERACIÓN PÚBLICO-PRIVADA PARA REALIZAR PROYECTOS DE GRAN ESCALA RELACIONADOS CON LA DESCARBONIZACIÓN DE LA INDUSTRIA INTENSIVA DE ENERGÍA MEDIANTE EL USO DE HIDRÓGENO

Autor: Álvaro Nicolás Gemperle Sánchez del Corral
Director: José Pablo Chaves Ávila
Co-Director: Timo Gerres

Madrid
Enero 2022

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.**

El autor D. _____ÁLVARO NICOLÁS GEMPERLE SÁNCHEZ DEL CORRAL_____

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: THE DIGITAL TRANSFORMATION JOURNEY FOR NGOs. A NON-PROFIT SPANISH FOUNDATION CASE STUDY____, 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 ...14..... deENERO..... de ...2022.

ACEPTA

Fdo.....

José Pablo Chaves Ávila

Fdo

Alumno: Álvaro Nicolás Gemperle Sánchez del Corral

Director: José Pablo Chaves Ávila

Co-Director: Timo Gerres

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



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO DE UNA COOPERACIÓN PÚBLICO-PRIVADA PARA REALIZAR PROYECTOS DE GRAN ESCALA RELACIONADOS CON LA DESCARBONIZACIÓN DE LA INDUSTRIA INTENSIVA DE ENERGÍA MEDIANTE EL USO DE HIDRÓGENO

Autor: Álvaro Nicolás Gemperle Sánchez del Corral
Director: José Pablo Chaves Ávila
Co-Director: Timo Gerres

Madrid
Enero 2022

Resumen

El mundo debe realizar un cambio inminente para cumplir los objetivos de reducción de la huella de carbono establecidos para 2030 y 2050. Las iniciativas que están en funcionamiento en la actualidad no tienen el potencial de reducir las emisiones a tiempo. La industria intensiva en el uso de energía es uno de los principales contaminantes y necesita un cambio. Se trata de las industrias en las que el consumo de energía supone uno de los costes principales como la industria química, la metalúrgica, etc.

El hidrógeno verde es una alternativa muy prometedora para la descarbonización en la industria intensiva en el uso de energía. Se podría aplicar en el futuro de tres formas. La primera consiste en sustituir el hidrógeno gris y azul como materia prima en subsectores como la industria de refino, la industria química y la industria metalúrgica. La segunda alternativa consiste en sustituir el uso de gas natural por hidrógeno verde en la generación de energía. El último caso consiste en aprovechar la energía térmica residual sustituyendo parte del gas natural por hidrógeno verde en generación de calor en la industria.

Además, la implantación del hidrógeno verde tendría una serie de sinergias de integración sectorial con el sector de transportes, almacenamiento energético, sector eléctrico, sector gasista, etc.

La cadena de valor del hidrógeno verde comienza por su producción. El sistema de producción mejor desarrollado en la actualidad es la electrólisis. El problema reside en que el coste de producción aún no es competitivo con el gas natural o el hidrógeno obtenido con combustibles fósiles. El almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno verde tiene una problemática muy similar a la del gas natural, por lo que sería práctico aprovechar la infraestructura existente y adaptarla para su uso con el gas natural en el largo plazo. En el medio plazo se pueden introducir mezclas de gas natural con hidrógeno en pequeñas proporciones tanto en el transporte como en el uso del gas natural.

Actualmente la descarbonización de la industria intensiva de energía mediante el uso de hidrógeno verde conlleva muchos riesgos técnicos y económicos que no pueden asumir las empresas privadas ni los gobiernos por separado. Por ello se ha presentado un modelo de asociación público-privada que permita repartir los riesgos entre el sector público y privado.

El sector público asumiría el riesgo de establecer una estrategia que apuesta por el uso del hidrógeno verde en el largo plazo sin la certeza de cuándo se vaya a conseguir desarrollar tecnología que lo haga competitivo con el gas natural y otras alternativas. Por otro lado, se asume el riesgo técnico de que el hidrógeno no sea bien recibido por el sector industrial y no se desarrolle maquinaria que funcione con hidrógeno a escala suficiente. El sector privado asume el riesgo económico de invertir en un proyecto a muy largo plazo en el que no se tiene la certeza de cuándo vaya a ser rentable. Ambos se apoyan mutuamente, reduciendo el riesgo común.

El proyecto se ha realizado a nivel europeo para poder aplicarse a cualquier proyecto a nivel nacional dentro de la Unión Europea. El proyecto se reparte entre el medio y largo plazo. El medio plazo presenta la posibilidad de ir introduciendo el hidrógeno verde en toda la cadena de valor, incluyendo la industria intensiva, mientras que el largo plazo considera una integración total de hidrógeno verde puro.

Abstract

The world must make an imminent shift to meet the carbon footprint reduction targets set for 2030 and 2050. The initiatives currently in place do not have the potential to reduce emissions in time. Energy-intensive industry is a major polluter and in need of change. These are industries where energy consumption is one of the main costs, such as the chemical industry, metallurgy, etc.

Green hydrogen is a very promising alternative for the decarbonisation of energy intensive industries. It could be applied in three ways in the future. The first is to replace grey and blue hydrogen as feedstock in sub-sectors such as the refining industry, the chemical industry and the metallurgical industry. The second alternative is to replace the use of natural gas by green hydrogen in power generation. The last case is the use of waste thermal energy by replacing part of the natural gas with green hydrogen for heat generation in industry.

Furthermore, the implementation of green hydrogen would have a series of sectoral integration synergies with the transport sector, energy storage, the electricity sector, the gas sector, etc.

The green hydrogen value chain starts with its production. The best developed production system at present is electrolysis. The problem is that the cost of production is not yet competitive with natural gas or fossil fuel hydrogen. The storage, transport and distribution of green hydrogen has a very similar problem to that of natural gas, so it would be practical to take advantage of existing infrastructure and adapt it for use with natural gas in the long term. In the medium term, mixtures of natural gas and hydrogen can be introduced in small proportions in both the transport and use of natural gas.

At present, the decarbonisation of energy-intensive industry through the use of green hydrogen entails many technical and economic risks that neither private companies nor individual governments can take on. A public-private partnership model has therefore been put forward to share the risks between the public and private sector.

The public sector would be taking the risk of establishing a strategy that is committed to the long-term use of green hydrogen without the certainty when it will succeed in developing technology that makes it competitive with natural gas and other alternatives. On the other hand, there is the technical risk that hydrogen will not be well received by the industrial sector and when hydrogen-powered machinery will not be developed on a sufficient scale. The private sector takes the economic risk of investing in a very long-term project where there is no certainty that it will be profitable. Both support each other, reducing the common risk.

The project has been carried out at European level so that it can be applied to any project at national level within the European Union. The project is divided between the medium and long term. The medium term presents the possibility of gradually introducing green hydrogen throughout the value chain, including intensive industry, while the long term considers a total integration of pure green hydrogen.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mis directores José Pablo Chaves Ávila y Timo Gerres todo el apoyo y consejo que me ha dado durante la consecución de este trabajo.

También me gustaría agradecer a todos mis compañeros de la universidad todo el trabajo que hemos compartido juntos y a la Universidad Pontificia Comillas todas las oportunidades que nos ofrece.

Finalmente, me gustaría agradecer a mi familia por apoyarme en todo lo que me propongo.

Índice

1 Introducción	17
2 Industria intensiva en el uso de energía	21
Estado actual	21
Regulación	24
Desafíos en la descarbonización de la industria intensiva de energía	24
Objetivo del estudio	26
3 Metodología	27
4 Tecnologías de descarbonización de la industria intensiva de energía	29
Introducción	29
Opciones tecnológicas existentes	29
Recuperación de calor	29
Hornos	30
Captura y almacenamiento de carbono	31
Biomasa y residuos biológicos	32
Recuperación de calor	33
Materias primas alternativas	34
Cogeneración	35
Hornos industriales	36
Procesos catalíticos y separación por membranas	36
Electrólisis	37
Selección de tecnología de descarbonización	38
5 El hidrógeno verde en la descarbonización de la industria intensiva en el uso de energía	39
Introducción	39
Tipos de hidrogeno	39
Aplicación del hidrógeno verde en la industria intensiva en el uso de energía	45
Hidrógeno gris a verde	45
Gas natural a hidrógeno verde	49
Integración sectorial	52
6 Cadena de valor del hidrógeno verde	55
Introducción	55
Producción	55
Ciclos termoquímicos	56
Electrólisis	56
Alternativas	58
Costes	59
Almacenamiento, transporte y distribución	60
Almacenamiento	61
Transporte y distribución	63

7 Asociaciones público-privadas	69
Introducción	69
Funcionamiento	69
Tipos de PPP	70
Fuente de ingresos	71
Incentivos	72
Financiación	72
Consideraciones del gobierno	74
Marco legal e institucional	74
Políticas	75
Marco legal	75
Procesos y responsabilidades institucionales	75
Marco de gestión de financiación pública	75
Asociación público privada para proyectos de infraestructura	76
Retos	76
Ejemplo: Carretera de peaje Santiago-Valparaíso-Viña del Mar, Chile	77
8 Diseño de asociación público-privada para la implantación del hidrógeno verde a nivel europeo para su aplicación en la industria intensiva en el uso de energía	79
Introducción	79
Definición	80
Modelo	80
Definiciones previas	80
Actividades preparatorias	82
Viabilidad del proyecto	86
Implementación	91
Después de la implementación	91
Ingresos y costes	92
Ingresos	92
Costes	92
Sinergias sectoriales	93
9 Conclusión	95
10 Bibliografía	97

Tabla de ilustraciones

Ilustración 1: La política climática europea desacopla las emisiones de GEI y el crecimiento del PIB (Comisión Europea, 2018)	19
Ilustración 2: Porcentaje de consumo energético de la industria intensiva de energía sobre el total en 2012 y 2040. Separado por países pertenecientes a la OECD (izquierda) y el resto (derecha) (U.S. Energy Information Administration, 2016).	21
Ilustración 3: Emisiones de dióxido de carbono en los principales sectores industriales en la UE desde 1990 hasta 2017 (Bruyn, et al., 2020).	22
Ilustración 4: Emisiones estimadas directas de la industria, por uso final y subsector (Bruyn, et al., 2020).	23
Ilustración 5: Comparativa de reducción potencial de emisiones en subsectores de la industria intensiva de energía (Gerres, et al., 2018).	30
Ilustración 6: Reducción potencial de emisiones por subsector mediante la mejora de hornos (Gerres, et al., 2018).	31
Ilustración 7: Reducción potencial de emisiones por subsector mediante el uso de tecnología de captura y almacenamiento de carbono (Gerres, et al., 2018).	32
Ilustración 8: Reducción potencial de emisiones con el uso de biomasa por subsector (Gerres, et al., 2018).	33
Ilustración 9: Reducción potencial de emisiones por subsector por recuperación de calor (Gerres, et al., 2018).	34
Ilustración 10: Reducción potencial de emisiones por subsector por el uso de materias primas alternativas (Gerres, et al., 2018).	34
Ilustración 11: Sistema de cogeneración (U.S. Environmental Protection Agency, 2014)...	35
Ilustración 12: Reducción potencial de emisiones por subsector con el uso de sistemas de cogeneración (Gerres, et al., 2018).	35
Ilustración 13: Reducción potencial de emisiones por subsector por la mejora de hornos industriales (Gerres, et al., 2018).	36
Ilustración 14: Reducción potencial de emisiones por subsector por la mejora de procesos catalíticos (Gerres, et al., 2018).	37
Ilustración 15: Reducción potencial de emisiones por subsector mediante el uso de las tecnologías de electrólisis (Gerres, et al., 2018).	37
Ilustración 16: Tipos de hidrógeno (TNO, 2021).	40
Ilustración 17: Almacenamiento de carbono (WMO, 2005)	42
Ilustración 18: Demanda mundial de hidrógeno (IRENA, 2018).	46
Ilustración 19: Producción de amoniaco (Bellona Europa, 2020)	47
Ilustración 20: Reducción directa de mineral de hierro para la fabricación de acero (Bellona Europa, 2020).	49
Ilustración 21: Consumo de gas natural en la UE28 (Neumann, et al., 2021).	50
Ilustración 22: Estructura del consumo sectorial de gas natural en la UE28 (%) (Sedigas, 2018).	50
Ilustración 23: Demanda de gas natural en España (GWh) (Sedigas, 2018).	51
Ilustración 24: Esquema cadena de valor del hidrógeno (OGL, 2021).	55

Ilustración 25: Ciclo termoquímico de producción de hidrógeno con energía termosolar de concentración (Dufour, 2020).	56
Ilustración 26: Reacción química de la electrólisis (Morante, et al., 2020).	56
Ilustración 27: Características de la tipología existente de electrolizadores (MITECO, 2020).	58
Ilustración 28: Costes de producción por tipos de hidrógeno (SG H2 Energy, 2021).	59
Ilustración 29: Cadena de valor del hidrógeno (IEA, 2019).	61
Ilustración 30: Proceso de transporte marítimo (Morante, et al., 2020).	64
Ilustración 31: Impacto medioambiental del transporte de hidrógeno (Morante, et al., 2020).	65
Ilustración 32: Límites regulatorios de mezclas de hidrógeno (Morante, et al., 2020).	66
Ilustración 33: Escala de asociaciones público-privadas (The Canadian Council for Public-Private Partnerships, 2021).	71
Ilustración 34: Flujo de fondos de una PPP (Carter, et al., 2017).	74
Ilustración 35: Propiedades del ejemplo de asociación público-privada de infraestructura en Chile (Delmon, 2010).	78
Ilustración 36: Flujos de la asociación público-privada.	85
Ilustración 37: Indicadores estratégicos del hidrógeno (Morante, et al., 2020).	87
Ilustración 38: Periodos de aplicación de acuerdos regulatorios (IRENA, 2021).	90

1 Introducción

Durante las últimas décadas, el cambio climático y la contaminación han tomado un papel protagonista en la lista de urgencias a nivel mundial. Acciones internacionales, como el Protocolo de Kioto (1997) o el Acuerdo de París (2015), reconocen la necesidad de un cambio urgente en los próximos años antes de superar el umbral de no retorno en la subida de temperatura media del planeta.

Parte del problema reside en la incapacidad de muchos países para adaptar su consumo energético, debido a su falta de recursos económicos y tecnológicos. Un gran porcentaje de la contaminación proviene de países en desarrollo que aún no son capaces de establecer una transición energética eficaz. Es por tanto deber de las principales potencias globales liderar esta transición energética en colaboración con el resto de naciones.

El 28 de noviembre de 2018, la Comisión Europea (CE) presentó su estrategia a largo plazo como asociación internacional para afrontar sus objetivos de desarrollo sostenible para 2050. Esta presentación consiste en el reconocimiento firme por su parte del papel fundamental que tiene Europa en alcanzar la sostenibilidad energética como planeta. Este objetivo se alcanzará mediante la inversión en las tecnologías pertinentes, la concienciación de la ciudadanía y la adecuada adaptación de políticas y acciones económicas relacionadas. Estos objetivos se tratarán de cumplir manteniendo los estándares de justicia social durante la transición de los países participantes para dar ejemplo y recursos a los países en desarrollo. Se tratará de adaptar prácticamente todas las políticas de la Unión Europea respetando los objetivos acordados en el Acuerdo de París para mantener la temperatura global cerca de 1,5 °C (Comisión Europea, 2018).

Si se analiza el desarrollo de la Unión Europea entre 1990 y 2017 se comprueba como es posible una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero mientras se mantiene un crecimiento económico y tecnológico estable y competitivo. Las emisiones de efecto invernadero entre dichos años se redujeron en un 22%. Al mismo tiempo, el PIB del conjunto de la UE subió un 58% entre dichos años (Comisión Europea, 2018).

Los objetivos se basan en siete pilares estratégicos (Comisión Europea, 2018):

1. Maximizar los beneficios de la eficiencia energética, por ejemplo los que aportan los edificios de cero emisiones
2. Maximizar el despliegue de las fuentes de energía renovables y el uso de la electricidad para descarbonizar por completo el suministro energético de Europa
3. Adoptar la movilidad limpia, segura y conectada
4. Mantener una industria competitiva de la UE y la economía circular como elementos clave para reducir las emisiones de GEI
5. Desarrollar una adecuada infraestructura de red inteligente e interconexiones
6. Cosechar todos los beneficios de la bioeconomía y crear sumideros de carbono esenciales

7. Hacer frente a las emisiones restantes de dióxido de carbono (CO₂) con la captura y almacenamiento de carbono (CAC)

La eficiencia energética será crucial en la descarbonización y se alcanzará con medidas como el diseño ecológico y el etiquetado energético. Unido a la digitalización y el desarrollo tecnológico se logrará mejorar los estándares actuales, que alcanzaron máximos en 2006. El despliegue de renovables consistirá en cumplir el objetivo de 32% para 2030 y de alcanzar una dependencia de las importaciones de energía de Europa del 20% para 2050. Al mismo tiempo se pretende reducir drásticamente el gasto en combustibles fósiles. A nivel industrial, es interesante el caso del hidrógeno, ya que supone una potencial alternativa para la descarbonización cuando se obtiene por electrólisis acuosa (Comisión Europea, 2018).

Uno de los principales retos consiste en mantener una industria europea competitiva a través de la economía circular. Eliminar emisiones de gases de efecto invernadero dependerá en gran medida de la modernización de las instalaciones industriales. La industria privada y pública requerirán de ayudas para llevar las inversiones, pero al mismo tiempo supondrán una renovación del equipo que incrementará el poder competitivo de la zona euro. Una utilización superior de hidrógeno, biomasa y gas sintético renovables son alternativas viables para la modernización de la industria manteniendo la competitividad. Algunos procesos no serán capaces de eliminar por completo las emisiones de dióxido de carbono, por lo que entran en juego las tecnologías de captura, almacenamiento y uso (Comisión Europea, 2018).

Una transición competitiva y estable requiere de una infraestructura eficaz a nivel europeo. Es importante garantizar una interconexión e integración de todos los sectores y regiones. Finalmente, la CE pone especial énfasis en abordar las emisiones de CO₂ inevitables con captura y almacenamiento de carbono, a pesar de su reducida aceptación social. Se trata de una vía útil de obtener hidrógeno. Los objetivos para 2050 incluyen mayor inversión en estas tecnologías y en las infraestructuras necesarias para su correcto funcionamiento (Comisión Europea, 2018).

En la Ilustración 1 se puede observar los objetivos de la CE en relación a la variación del PIB en diversos escenarios y en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

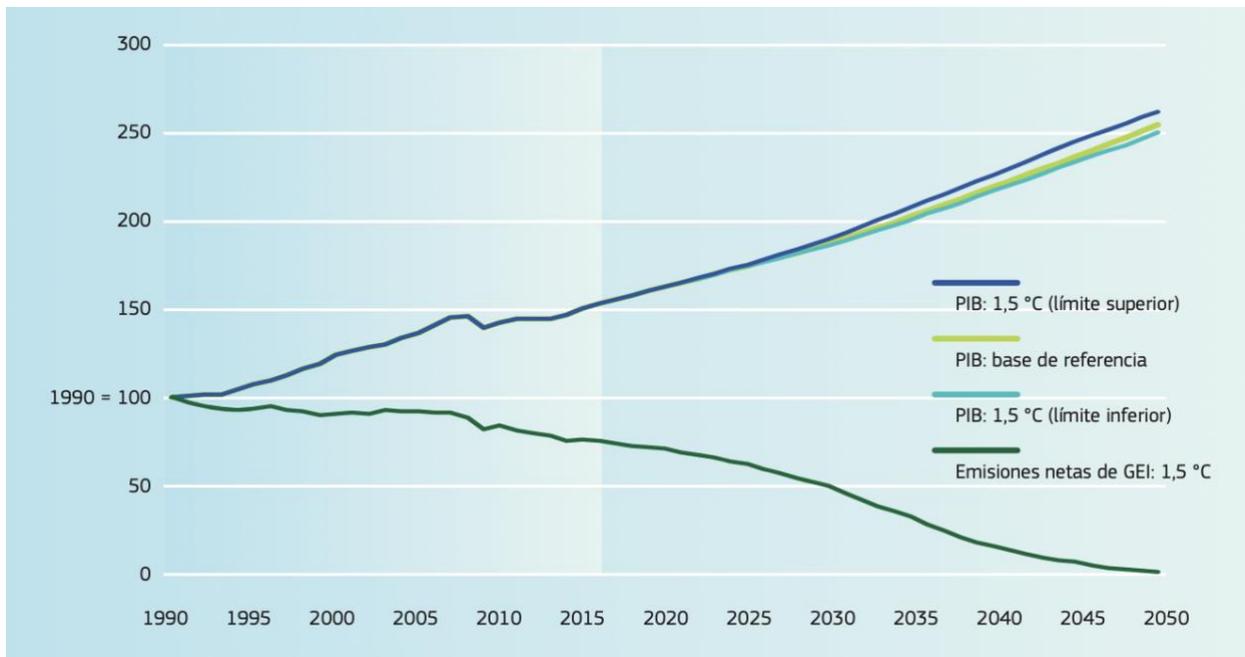


Ilustración 1: La política climática europea desacopla las emisiones de GEI y el crecimiento del PIB (Comisión Europea, 2018)

Los 7 bloques de la CE necesitarán de un marco adecuado para cumplir los objetivos. Será necesario invertir en I+D+i, promover las inversiones privadas y asegurar cohesión social entre estados y sectores (Comisión Europea, 2018).

La UE trabaja para cumplir al menos un 55% de reducción de emisiones para 2030. Con este objetivo se ha preparado el “Paquete apto para 55” para alinear las leyes de la actualidad con los objetivos de 2030 y 2050. En julio 2021 se organizó una reunión informal donde ministros de la UE revisaron las medidas que se están tomando. En concreto, se pretende que la industria en la UE sea aceleradora de este cambio, haciendo hincapié en la circularidad y protección del medio ambiente (Consejo de la Unión Europea, 2021).

2 Industria intensiva en el uso de energía

Estado actual

La industria intensiva de energía está formada por aquellos sectores en los que el uso de la energía supone una parte crucial de los costes de producción. La industria intensiva está formada por sectores como la siderurgia, la química, la ingeniería y la fabricación de ladrillos (EDF, 2021).

El conjunto de industrias que se consideran intensivas en el uso de energía consume alrededor del 50% de consumo global de energía a nivel industrial. Concretamente, se consideran consumidores intensivos de energía los productores de alimentación, productos químicos, industria de refino, hierro y acero, aluminio, minerales no metálicos, etc. Consecuentemente, el mix energético de las próximas décadas estará íntimamente ligado al consumo de dichos sectores. La contaminación emitida por la industria intensiva en el uso de energía emite una cantidad proporcional de emisiones de carbono a la atmósfera, debido a sus procesos de producción y consumo de energía. En la Ilustración 2, se puede observar una comparación del consumo de energía por sectores, diferenciando entre los países pertenecientes a la OECD y el resto. Se incluye el consumo en 2012 y una estimación para el 2040. Se comprueba la importancia de los sectores de la industria química, hierro y acero, y refino. Además, es relevante la diferencia en las predicciones para los países no pertenecientes a la OECD, donde se espera un peso muy superior de la industria química. En los países de la OECD, no se espera un cambio drástico en el porcentaje de consumo energético por industrias (U.S. Energy Information Administration, 2016).

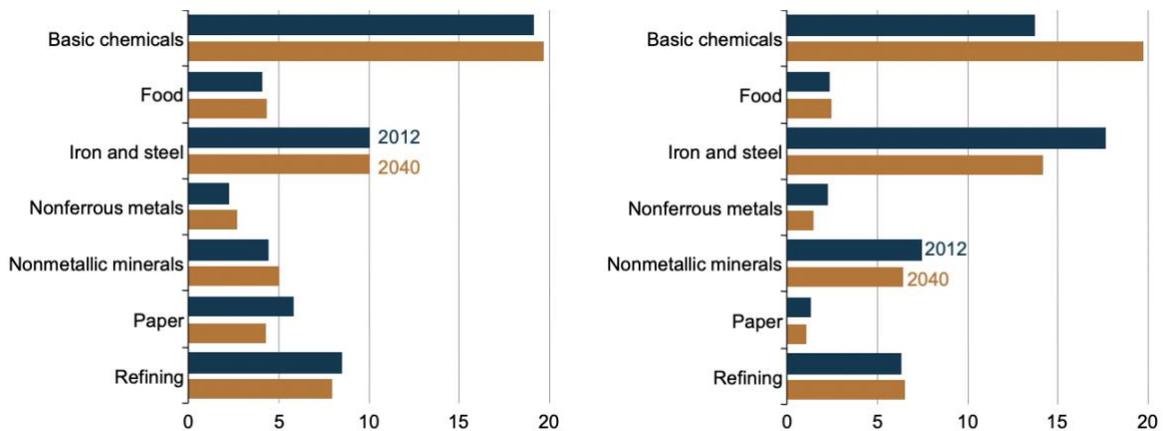


Ilustración 2: Porcentaje de consumo energético de la industria intensiva de energía sobre el total en 2012 y 2040. Separado por países pertenecientes a la OECD (izquierda) y el resto (derecha) (U.S. Energy Information Administration, 2016).

En el caso de la Unión Europea, se tiene como objetivo alcanzar una reducción de las emisiones hasta el neto-cero en la industria. Los subsectores de consumo intensivo de energía que más CO₂ emiten son: la producción de hierro y acero, petroquímicas, cemento,

cerámica, cristal, papel e industria alimenticia. Estos subsectores suponen un 64% de las emisiones industriales en la UE. Estas industrias requieren de un gran consumo calorífico en sus procesos. El problema reside en que la industria pesada sigue utilizando fundamentalmente combustibles fósiles de alto valor calorífico para generar calor. Los procesos tienen una larga trayectoria y están estandarizados, por lo que aún no existen procesos competitivos de producción libres de carbono, a pesar de que exista tecnología con esta capacidad (Gerres, et al., 2018).

La industria intensiva en el uso de energía no solo es uno de los principales contaminantes de la UE, si no que también son sectores muy clave a nivel económico. Los sectores de hierro y acero, minerales, refinerías e industria química producen cerca de 3,2 millones de empleos. Esto es alrededor del 11% del empleo total en la industria. El objetivo de alcanzar el neto cero para 2050 implica un cambio drástico en la forma de producir en la industria intensiva en el uso de energía. Esta industria ha operado en los últimos años en un mercado muy cambiante en términos legislativos climáticos. Durante las dos últimas décadas las emisiones de dióxido de carbono de la industria intensiva de energía han caído significativamente. Entre 1990 y 2018 las emisiones de dióxido de carbono de la industria intensiva en el uso de energía han caído un 30%. La industria que más ha reducido sus emisiones en ese tiempo es la producción de hierro y acero, cayendo un 41%, seguida por el cemento y cal (-30%), industria química (-27%) y refinería (-5%). En la Ilustración 3 se muestran dichas reducciones de emisiones. Se puede observar como se mantienen aún unas emisiones muy considerables en dichas industrias (más de 200 Mton para hierro y acero, más de 150 Mton para cemento y cal, etc.). El ritmo de reducción debe aumentar drásticamente para cumplir los objetivos establecidos para 2030 y 2050 (Bruyn, et al., 2020).

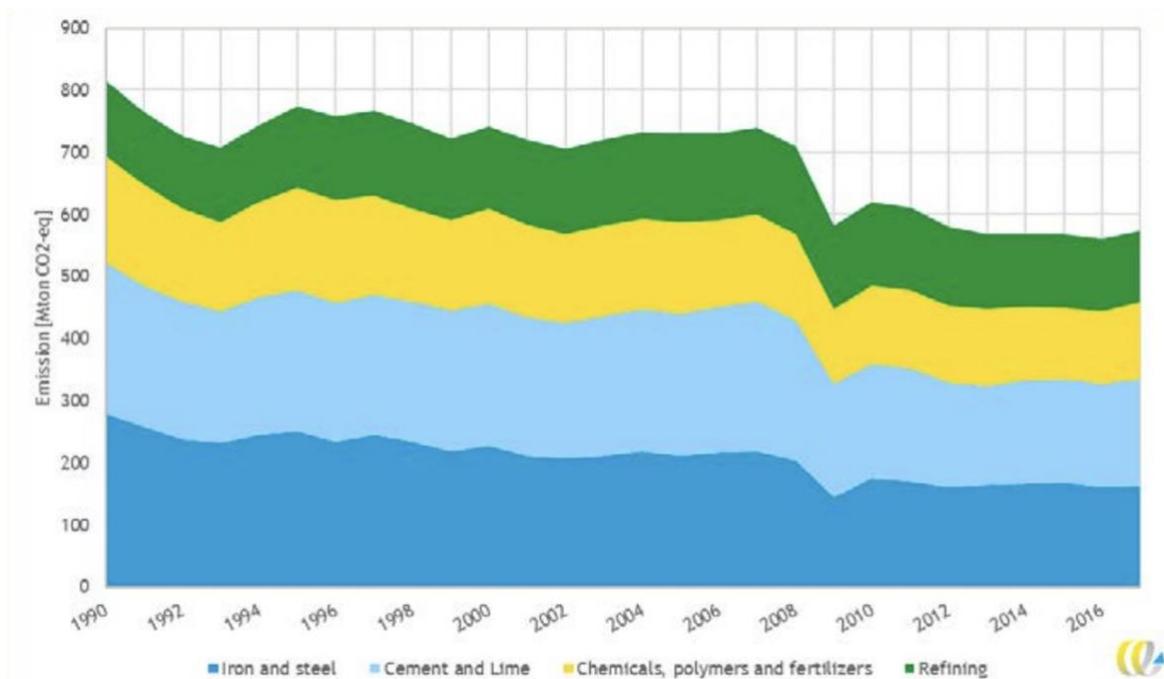


Ilustración 3: Emisiones de dióxido de carbono en los principales sectores industriales en la UE desde 1990 hasta 2017 (Bruyn, et al., 2020).

La Ilustración 4 muestra una estimación de las emisiones directas de la industria en Europa por uso final y subsector. Se puede ver cómo la mitad de las emisiones que se mantienen se deben a la combustión de combustibles fósiles en hornos para los procesos que requieren altas temperaturas.

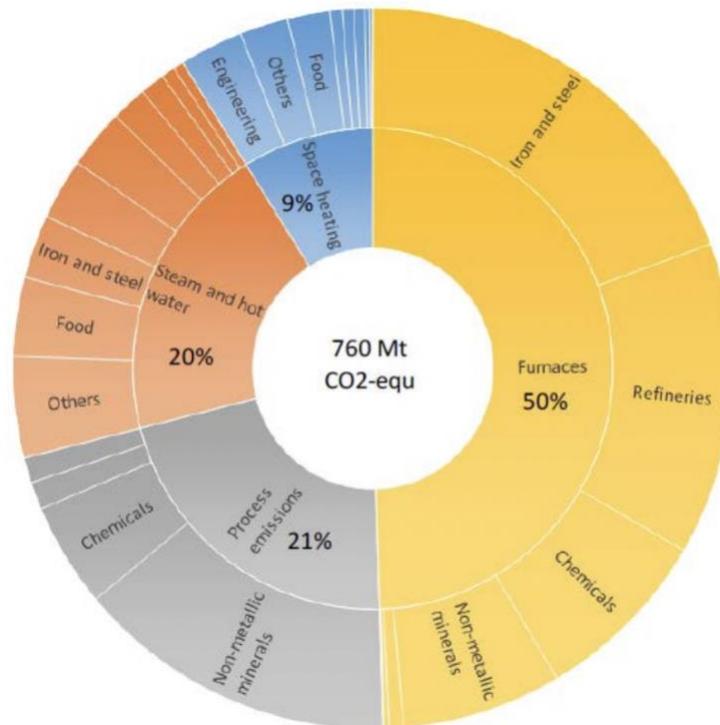


Ilustración 4: Emisiones estimadas directas de la industria, por uso final y subsector (Bruyn, et al., 2020).

Las emisiones por parte de la industria de consumo intensivo de energía no se están reduciendo al ritmo necesario para alcanzar la neutralidad en carbono. Se requieren de medidas adicionales para alcanzar incluso los escenarios más pesimistas considerados por la Comisión Europea. Dichos cambios deben considerar las opciones tecnológicas existentes y potenciales, así como la viabilidad económica, técnica y ecológica para mantener una industria competitiva con el resto de países. (Buckley, 2017).

Como consecuencia de todo lo anterior, se hace evidente el interés general que se tiene en la consecución de una industria intensiva en el uso de energía que utilice la tecnología disponible para modernizar la producción y reducir drásticamente las emisiones. A continuación, se consideran los riesgos técnicos, financieros y ecológicos a los que se enfrenta la industria intensiva en el uso de energía para la consecución de objetivos. Estos desafíos deben ser enfrentados conjuntamente por el sector público y privado, para asegurar cumplir los objetivos de la manera más coherente y competitiva posible, manteniendo los estándares europeos económicos y legislativos.

Regulación

Actualmente, las emisiones de la industria intensiva en el uso de energía se regulan a través del *European Emission Trading Scheme* (EU ETS). Se trata de un instrumento de regulación que engloba las emisiones de toda la UE. Los países participantes deben monitorear y reportar sus emisiones de los principales gases de efecto invernadero (GHG). Se debe obtener los permisos de emisión y no superar los límites establecidos. Los sectores que tienden a tener fugas de carbono obtienen cantidades gratuitas de permisos, mientras que el resto se subastan. Cada año se reducen los permisos totales en un 2,2%. Los permisos se pueden comercializar. La mayoría de los sectores necesitan comprar permisos para cubrir el 100% de sus emisiones. Por ejemplo, de media, las refinerías necesitaron comprar un 30% de sus emisiones en 2018. La industria intensiva de energía tuvo que afrontar un coste total de 1 billón de euros para comprar permisos. Se estima que estos costes irán creciendo gradualmente durante los próximos años para cumplir los objetivos. Se estima que para 2030 estos gastos aumentarán hasta 5 veces por los cambios estimados en la legislación. Por otro lado, en 2019 la Comisión Europea presentó el *European Green Deal* (EGD), donde se establece la estrategia de transformación para lograr una UE competitiva y respetuosa con el medio ambiente que utiliza los recursos de manera eficiente. El objetivo de este informe es establecer las medidas concretas para alcanzar la neutralidad en carbono de 2050. En las medidas que se han ido proponiendo en esta estrategia se destaca específicamente la importancia de la industria intensiva en Europa y la importancia de su modernización y descarbonización. Siendo conscientes de que dichos cambios necesitarán inversiones y financiamiento significativo, la CE presenta el *European Green Deal Investment Plan*, donde se aplicarán fondos de la UE y del EU ETS. Dichos fondos se aplicarán especialmente en sectores vulnerables por necesidad de combustibles fósiles (Bruyn, et al., 2020).

Desafíos en la descarbonización de la industria intensiva de energía

La industria pesada de energía necesita modernizarse. El reto de lograr una industria europea competitiva de bajas emisiones supone una serie de desafíos a tener en cuenta a la hora de buscar soluciones. Los desafíos a tener en cuenta se pueden clasificar en: tecnológicos, económicos, regulatorios, competitivos y ambientales.

Desafíos tecnológicos

Actualmente existen numerosas alternativas tecnológicas que podrían aplicarse en diferentes subsectores y reducir sus emisiones. Los desafíos relacionados con la tecnología se derivan de la necesidad de replicar alternativas existentes a gran escala. A pesar de que se haya desarrollado la tecnología, aumentar la escala a nivel europeo de producción industrial requiere de inversiones extra en I+D para mantener su efectividad en grandes proporciones. Además, toda la investigación pertinente acarreará errores y retrasos asociados a cualquier implantación de un desarrollo tecnológico.

Por otro lado, también se debe invertir en el desarrollo de tecnologías nuevas que sean capaces de eliminar por completo emisiones que aún no se pueden reducir. O al menos tratar de utilizar tecnologías de captura y almacenamiento para evitar su emisión a la atmósfera.

Desafíos económicos

La industria se lleva principalmente por actores privados en la UE. Esto implica que dichos empresarios no aplicarán las medidas de forma genuina para reducir las emisiones si no es rentable. La aplicación de las tecnologías de descarbonización no será posible si no se logra que utilizarlas tenga sentido financiero para una empresa que funciona dentro del sistema capitalista. La mayoría de las tecnologías a desarrollar necesitarán conseguir un gran volumen de funcionamiento y grandes inversiones en investigación antes de resultar rentables. Mientras el uso de combustibles fósiles sea más rentable que las alternativas respetuosas con el medio ambiente, no tendrá sentido su consideración por la industria privada europea.

Desafíos regulatorios

Una solución en el medio plazo a los desafíos económicos consiste en adaptar las regulaciones para que los organismos públicos y privados colaboren en la consecución de los objetivos. El establecimiento de ayudas y medidas para asegurar la viabilidad económica de la transición puede conseguir establecer un escenario económico óptimo para que el sector privado la encuentre rentable.

Además, los agentes regulatorios encontrarán el desafío de crear un marco regulatorio óptimo que mantenga un mercado competitivo, eficiente con sus recursos, respetuoso con el medio ambiente y económicamente viable. Sin embargo, el verdadero reto regulatorio será el de lograr un escenario que permita que esa situación sea constante en el largo plazo. El marco regulatorio debe favorecer los cambios sin crear falsos avances. La regulación debe favorecer los desarrollos sin construir un sistema de financiamiento irreal, que mantiene tecnologías que no son eficientes por sí mismas.

Desafíos competitivos

El mundo no va a realizar los mismos cambios, ni los hará al mismo tiempo. Un gran desafío será el de realizar estos cambios a nivel nacional o europeo logrando mantenerse competitivo a nivel mundial. Las tecnologías deben mantener conseguir productos de alto estándar, a precios bajos, en tiempo competitivo. La globalización mantendrá la oferta y demanda y el mercado castigará a las industrias que pierdan valor en su descarbonización. Los países menos desarrollados o menos considerados con el medio ambiente no realizarán medidas en el medio plazo. Es por tanto uno de los desafíos principales de la industria intensiva de energía el de lograr una descarbonización que mantenga la competitividad del producto, o idealmente, mejorarla.

Desafíos ambientales

La aplicación de nuevas tecnologías para reducir las emisiones de la industria intensiva en el uso de energía vendrá relacionada con nuevos desafíos climáticos. Estos desafíos irán surgiendo y necesitarán nuevas medidas para su solución. Un ejemplo de este tiempo de nuevos desafíos son las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, la contaminación visual de los parques eólicos, la destrucción de ecosistemas de los paneles solares, etc.

Objetivo del estudio

El objetivo general de este trabajo será el de diseñar una cooperación público-privada que permita realizar la transición al uso de hidrógeno verde en la industria intensiva en el uso de energía para reducir su huella de carbono y lograr los objetivos de descarbonización de la industria para 2030 y 2050.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Estudiar brevemente las diferentes alternativas tecnológicas con potencial de descarbonizar la industria intensiva en el uso de energía.
- Analizar el hidrógeno verde y sus potenciales aplicaciones en la industria intensiva de energía.
- Estudiar la cadena de valor del hidrógeno verde para comprender sus necesidades y oportunidades a nivel industrial.
- Estudiar los diseños de cooperaciones público-privadas de infraestructura para buscar diseños apropiados para la cooperativa de este trabajo.
- Diseñar una cooperación público-privada que permita realizar la transición al hidrógeno verde en toda la cadena de valor con objetivos concretos en el medio y largo plazo. Debe afrontar y paliar los principales riesgos técnicos y económicos de la implementación del hidrógeno verde en la industria intensiva de energía.

3 Metodología

El presente trabajo pretende proponer una alternativa tecnológica para reducir drásticamente las emisiones de carbono de la industria intensiva en el consumo de energía en Europa.

En primer lugar, se estudiarán las principales alternativas tecnológicas disponibles hasta la fecha, considerando su impacto en la industria. Para ello se compararán las reducciones potenciales de emisiones, así como su viabilidad técnica. Una vez presentadas las distintas opciones, se elegirá una tecnología concreta para realizar el estudio.

Una vez escogida la tecnología se estudiará esta en profundidad. Se expondrá el estado actual de desarrollo tecnológico, así como su viabilidad técnica, económica y ecológica. Se estudiará sus posibles aplicaciones en la industria intensiva de energía, analizando su impacto potencial en la misma.

Después, se analizará la cadena de valor de la tecnología, para entender todas sus necesidades y características. Se presentarán las similitudes y diferencias con otras cadenas de valor utilizadas actualmente para encontrar sus puntos y común y aprovecharlos.

Por otro lado, se investigará acerca de las asociaciones público-privadas, entendiendo cómo funcionan y qué papel tienen en la industria en los diferentes ámbitos. Se buscarán ejemplos de correcto funcionamiento de éstas para tratar de aplicarlo en el contexto del presente trabajo.

Se recogerá toda la información anterior y se plantearán todos los posibles riesgos económicos, técnicos, ecológicos y regulatorios específicos de la solución que se plantea, con el objetivo de tener todos los matices en cuenta.

Finalmente, se establecerá una proposición de cooperación público-privada a nivel europeo que fomente la transición a la tecnología escogida. Para ello se propondrá una estrategia concreta para facilitar al sector privado la transición hacia la nueva tecnología limpia reduciendo al mínimo todos los riesgos asociados. Se propondrá una estrategia que mantenga la competitividad de la industria europea en el corto y largo plazo mientras que se realiza un cambio drástico que mejore las previsiones de reducción de emisiones. La misión principal es la de mejorar las posibilidades de lograr alcanzar los objetivos de emisiones establecidos para 2030 y 2050.

La estrategia propuesta siempre considerará el largo plazo como objetivo fundamental. La estrategia propuesta separará sus acciones en el tiempo con el objetivo de lograr un cambio efectivo y duradero en el tiempo, evitando la dependencia de la industria privada de políticas de ayuda para mantenerse competitiva.

Se analizará el impacto potencial de las medidas propuestas sobre los objetivos establecidos por la Unión Europea para 2030 y 2050. La presente propuesta no tratará de ser la única solución, pero si de tener el potencial de comenzar el cambio drástico que se requiere.

Finalmente, se concluirá el trabajo resumiendo los principales puntos estudiados y analizando si se han cumplido los objetivos del trabajo. El objetivo principal se habrá cumplido si se logra diseñar una cooperación público-privada que permita a los países de la Unión Europea utilizar sus directrices para elaborar una transición al hidrógeno verde en la industria intensiva en el uso de energía. Este diseño debe proponer puntos que permitan proteger al gobierno y la entidad privada frente a los desafíos técnicos y económicos que se presentan. Los objetivos específicos se habrán cumplido si se consigue entender las ventajas, propiedades y riesgos de cada parte del trabajo. Esto incluye el hidrógeno verde y sus propiedades, los usos potenciales del hidrógeno verde en la industria intensiva de energía, la cadena de valor completa del hidrógeno verde y las cooperaciones público-privadas de infraestructura.

4 Tecnologías de descarbonización de la industria intensiva de energía

Introducción

Actualmente existen numerosas alternativas tecnológicas menos contaminantes que están listas para ser utilizadas en la industria intensiva de energía. Sin embargo, la transición hacia tecnologías de bajas emisiones implica unas inversiones totales muy elevadas, lo que supone riesgos técnicos y financieros difíciles de asumir para inversores privados. Las diferentes tecnologías existentes son aplicables a los diferentes subsectores, con el potencial de reducir considerablemente las emisiones industriales en casi todos ellos.

En sectores como el acero, aluminio y cemento existe tecnología para reducir hasta en un 80-90% las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, se necesita crear un contexto regulatorio que promueva estas inversiones y proteja al inversor en la compra de la tecnología e infraestructura para utilizar soluciones como hidrógeno respetuoso con el clima o el transporte y almacenamiento de carbono. A día de hoy existen pocas opciones de financiación pública a nivel nacional y de la UE. Las empresas privadas muestran recelo a invertir por una rentabilidad incierta, unos volúmenes de inversión excesivamente demandantes, la ausencia de procesos previos similares y en algunos casos la escasa protección que ofrecen las patentes (Chiappinelli, et al., 2021).

A continuación, se enumerarán y analizarán diversas tecnologías de descarbonización que existen actualmente con potencial futuro en diversos subsectores.

Opciones tecnológicas existentes

Con el objetivo de acotar esta sección, más introductoria del presente trabajo, se ha utilizado la comparativa de potencial de descarbonización del trabajo de (Gerres, et al., 2018)

Recuperación de calor

La recuperación de calor es un método muy utilizado en la industria. Se trata de un proceso muy diverso en métodos y aplicaciones. La recuperación de calor consiste en utilizar el calor residual de un proceso térmico en otro con menor demanda de calor. Su uso supone una optimización del proceso de suministro de energía térmica.

Este método solo será útil mientras la temperatura del sumidero de calor sea inferior a la del proceso principal. La recuperación de calor puede ser directa o indirecta. La recuperación directa de calor supone la transferencia de energía térmica entre corrientes del proceso sin fuentes externas de energía. Normalmente se realiza mediante intercambiadores de calor (PyME, 2009).

Según el tipo de proceso se utilizan diferentes métodos de transmisión del calor. La transferencia de calor gas a gas requiere una diferencia de temperatura pronunciada. Se suele utilizar flujo cruzado o rotativo. La transferencia de calor de líquido a líquido es el tipo más común de intercambiadores de calor y aguanta diferencias de temperatura muy pequeñas, llegando a los 3°C. Los diseños más comunes son carcasa y tubos, placas, espiral o helicoidales. La transferencia de calor de gas a líquido es una manera muy común de transmitir energía a nivel industrial. Suele consistir en calderas de recuperación, enfriamiento evaporativo y enfriamiento con aire (PyME, 2009).

La recuperación indirecta de calor implica la transformación de un tipo de energía en otra a través de energía externa al proceso principal. Cuando la recuperación es térmica-térmica, se utilizan bombas de calor, enfriadores por absorción, tanque flash, recompresión mecánica de vapor o combustión de gases de desecho para aportar energía térmica extra. Por otro lado, cuando se trata de energía térmica a mecánica o eléctrica supone un proceso más complejo y menos eficiente. Se requiere de una fuente de energía de calidad en términos de temperatura y presión. Se suelen utilizar turbinas de expansión y ciclos de Rankine (PyME, 2009).

Dependiendo del subsector de consumo intensivo de energía, tiene sentido utilizar unos métodos u otros para reducir la huella de carbono. En el informe realizado por (Gerres, et al., 2018) se comparan diferentes informes teóricos que analizan el porcentaje de reducción de emisiones en cada subsector para hacer una idea aproximada del impacto real que tendrían. En este caso, se consideran los principales subsectores: hierro y acero, petroquímico, cemento, pasta y papel, cerámica y cristal. En la Ilustración 5 se pueden comparar los distintos resultados. Aunque los resultados difieren en muchos informes se puede concluir que en algunos subsectores el impacto de la recuperación de calor puede reducir especialmente las emisiones en la producción de papel y cristal.

Potential emission abatement per subsector by means of improved heat recovery.

	Iron & steel	(Petro)-Chemical	Cement	Pulp & Paper	Ceramics	Glass
Chan and Kantamaneni (2015)	<1%	2%		<1%		
WSP and DNV GL (2015)	1–5%		Electricity from heat	9%	3–5%	
Napp et al. (2014)	3–9%					
Fleiter et al. (2013)	2% BF/12% EAF				<8%	
CEFIC (2013)		10%				
CEMBUREAU (2013)			Electricity from heat			
Haydock and Napp (2013)				7–24%	5%	
Additional sources:	2.5–12%	-	< 8%	8–13%	2–8%	6–15%

Ilustración 5: Comparativa de reducción potencial de emisiones en subsectores de la industria intensiva de energía (Gerres, et al., 2018).

Hornos

La reducción en la contaminación dependerá en la optimización de los hornos o en un mejor uso de éstos. Cada proceso industrial tiene sus propias características en función del método utilizado. El acero se puede producir a partir de mineral de hierro o chatarra. Si se utiliza chatarra no hay fósiles, mientras se utilicen fuentes renovables de energía renovables para los hornos de arco. Si se utiliza mineral de hierro, se emite dióxido de carbono en la reducción del mineral a hierro. Este proceso es llevado a cabo en los altos hornos mediante

la eliminación de oxígeno de los minerales de hierro oxidados con la ayuda del coque (Process Heating, 2021).

Como se puede ver en la Ilustración 6, las publicaciones analizadas por (Gerres, et al., 2018) muestran que la reducción potencial de emisiones por la mejora de hornos puede llegar a tener un impacto muy significativo en la mayoría de sectores intensivos de energía. En la producción de hierro y acero se considera que se pueden reducir las emisiones hasta en un 50%, en la de cemento hasta del 20%, en cerámica hasta el 80% y en la producción de cristal hasta del 100%.

	Iron & steel	Cement	Ceramics	Glass
European Cement Research Academy (2017)		5%		
WSP and DNV GL (2015)		3%	80%	100%
British Glass (2014)				High
EUROFER (2013)	20–48%			
Haydock and Napp (2013)	5–50%*			100%
IPCC (2014)	20–50%*			
Croezen and Korteland (2010)	5–20%*	9%		
Schorcht et al. (2013)		10%		
Additional sources:	17–43%	10–20%	3–50%	4–80%

Ilustración 6: Reducción potencial de emisiones por subsector mediante la mejora de hornos (Gerres, et al., 2018).

Captura y almacenamiento de carbono

El sentido de la captura de dióxido de carbono es conseguir una corriente de CO₂ que se pueda transportar a un lugar donde se pueda almacenar de forma segura y duradera. Este proceso se podría aplicar a centrales térmicas de carbón, lignito y gas natural, refinerías, plantas de cemento, químicas y otros. Es decir, resulta muy interesante su aplicación en la industria intensiva de energía. Además, si se combina con procesos de biomasa se puede llegar a obtener emisiones netas negativas de dióxido de carbono (Linares & Moratilla, 2007).

El proceso de captura y almacenamiento esta formado por tres procesos que generalmente reducen considerablemente la eficiencia y rentabilidad de los procesos industriales. En primer lugar, se captura el CO₂ que se emite en los procesos industriales. El proceso de captura se puede realizar a posteriori o en la postcombustión con métodos como la absorción, tratando los gases de escape tal y como se emiten en el proceso. Otra opción menos desarrollada es la precombustión, donde se trata de eliminar la molécula de carbono existente en el gas de síntesis. Finalmente, existe la opción de capturar durante la combustión mediante la oxycombustión, donde se realiza la combustión directa con

oxígeno en ausencia de nitrógeno. Una vez capturado, el dióxido de carbono se transporta hacia un lugar donde sea seguro almacenarlo. El problema de transporte es muy similar al del gas natural, aunque se suelen presentar problemas de corrosión, fugas y control. Para terminar, se almacena en un depósito sedimentario adecuado, siendo necesario asegurar una seguridad y términos que alcancen una aceptación social (Linares & Moratilla, 2007).

Como se puede ver en la Ilustración 7, la captura y almacenamiento de carbono es una de las opciones tecnológicas con más futuro en la reducción de emisiones de la industria intensivas de energía. Todas las publicaciones comparadas por (Gerres, et al., 2018) muestran una reducción potencial muy prominente en todos los subsectores. Tanto el hierro y acero, como petroquímicos, cemento y papel muestran reducciones potenciales de entre el 80% y el 100%.

	Iron & steel	(Petro)-Chemical	Cement	Pulp & Paper
Samadi et al. (2016)		33–90%		
Carbon Market Watch (2016)			80%	
Chan and Kantamaneni (2015)		100%		
WSP and DNV GL (2015)	50–80%	80–100%	90%	
Napp et al. (2014)			80%	
EUROFER (2013)	80–98%			
Haydock and Napp (2013)	50–60%		60–80%	
Remus et al. (2013)	75%			
Croezen and Korteland (2010)	52–80%		89%	100%
Åhman et al. (2012)	65–80%			100%
CEMBUREAU (2013)			80%	
Additional sources:	60–90%	80–95%	52–90%	90–100%

Ilustración 7: Reducción potencial de emisiones por subsector mediante el uso de tecnología de captura y almacenamiento de carbono (Gerres, et al., 2018).

Biomasa y residuos biológicos

Los productores de biomasa como fuente de energía deben cumplir una serie de medidas para certificar su producción como productores sostenibles. Se debe utilizar residuos responsables con alto índice de descomposición y respetuosos con el medio ambiente. Con un manejo responsable de los bosques de producción se ha demostrado que se puede alcanzar una estabilidad en la que los bosques en crecimiento pueden absorber el dióxido de carbono emitido en la combustión de biomasa. Además, se puede combinar con sistemas

de captura y almacenamiento de carbono, existiendo la posibilidad de alcanzar una emisión neta negativa (Opus Energy, 2020).

Al ser la única alternativa que completa un ciclo, en el corto plazo se incrementa la cantidad de dióxido de carbono existente en la atmósfera, pero en el largo plazo se puede reducir considerablemente las emisiones netas. En la Ilustración 8 se puede comprobar como ya se han alcanzado reducciones de emisiones muy importantes en la producción de papel. Además, diversos estudios afirman un impacto potencial considerable en los subsectores de cemento, cerámica y alimenticio (Gerres, et al., 2018).

	Cement	Pulp & Paper	Ceramics	Food
Brolin et al. (2017)		97% (achieved in Sweden)		
WSP and DNV GL (2015)	30%	100%	29%	90%
Haydock and Napp (2013)			28%	
Cerame-Unie (2012)			30%	
Åhman et al. (2012)	50%			
CEPI (2011)		50% (achieved in EU)		
Croezen and Korteland (2010)	35%			
Additional sources:	24%	–	64% (theoretical)	7–100% (theoretical)

Ilustración 8: Reducción potencial de emisiones con el uso de biomasa por subsector (Gerres, et al., 2018).

Recuperación de calor

La recuperación de calor residual en procesos en los que se obtienen elevadas temperaturas es un método eficaz para aprovechar la energía utilizada en el proceso y por lo tanto de hacer un uso más eficiente de esta. Se suele utilizar el calor de los gases de escape de procesos de combustión o de los flujos de aire de los gases de escape para generar agua caliente o vapor (Deutsche Energie-Agentur, 2016).

En la Ilustración 9 se puede comprobar como, comparando diversas fuentes, se llega a la conclusión de que la recuperación del calor puede tener una reducción de emisiones significativa o incluso completa de procesos concretos de la industria de papel y alimenticia (Gerres, et al., 2018).

	Pulp & Paper	Food
Berenschot (2017)		Electrification of heat
Brolin et al. (2017)	100% (of boilers)	
WSP and DNV GL (2015)		100% (heat provision)
Haydock and Napp (2013)	2%	
JRC (2013)		Electrification of heat
Åhman et al. (2012)		Electrification of heat
Additional sources:	<29%	<57%

Ilustración 9: Reducción potencial de emisiones por subsector por recuperación de calor (Gerres, et al., 2018).

Materias primas alternativas

La transición de las materias primas del petróleo y gas natural a materias primas alternativas, esencialmente de origen biológico es de relevancia para la sostenibilidad de la industria química y afines. La creación de nuevos procesos energéticamente eficientes para utilizar estas materias primas biológicas permitirá a varios subsectores producir bienes mediante el uso de recursos locales, y reduce sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero. La transición reutiliza instalaciones de producción menos eficientes y tiene el poder de revitalizar economías locales (American Chemical Society, 2020).

En la Ilustración 10 se observa como diferentes publicaciones científicas corroboran que el uso de materias primas alternativas en la industria del cemento puede reducir la emisión de gases contaminantes hasta en un 50%. Además, también puede tener un impacto significativo en las emisiones en la industria de producción de cerámica de hasta una reducción del 10% (Gerres, et al., 2018).

	Cement	Ceramic
Berenschot (2017)		
Brolin et al. (2017)		
WSP and DNV GL (2015)		10%
Haydock and Napp (2013)	50%	
JRC (2013)		
Croezen and Korteland (2010)	50%	
Carbon Market Watch (2016)	30%	
Fleiter et al. (2013)	50%	
CEMBUREAU (2013)	4%	
Additional sources:	<4–30%	—

Ilustración 10: Reducción potencial de emisiones por subsector por el uso de materias primas alternativas (Gerres, et al., 2018).

Cogeneración

La cogeneración consiste en la generación conjunta de calor y electricidad de un sistema. Si además el ciclo produce frío se llama trigeneración, y si además se captura el carbono, cuatrigeneración. Los sistemas de cogeneración están formados por una serie de componentes individuales: motor térmico, generador, recuperador de calor y la interconexión eléctrica. Las posibles aplicaciones de cogeneración implican la recuperación de energía térmica que se desperdicia para producir energía térmica útil o electricidad. La Ilustración 11 muestra un ejemplo de sistema de cogeneración de calor y electricidad. Un sistema de cogeneración del tamaño adecuado logra una mayor eficiencia que los sistemas convencionales por separado como las centrales eléctricas de carbón y los sistemas de calefacción de gas natural (U.S. Environmental Protection Agency, 2014).

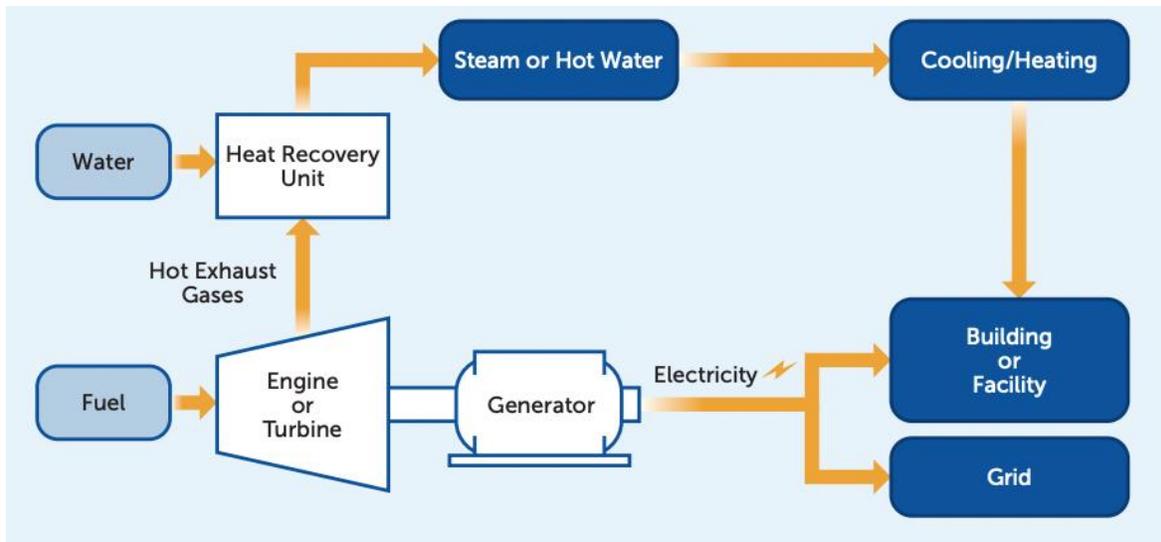


Ilustración 11: Sistema de cogeneración (U.S. Environmental Protection Agency, 2014).

En la Ilustración 12 se puede ver cómo diversos estudios científicos comparados afirman que el uso de sistemas de cogeneración en la fabricación de hierro y acero pueden reducir prácticamente todas las emisiones de gases de efecto invernadero (Gerres, et al., 2018).

	(Petro)-Chemical	Ceramics	Food & Drinks
Chan and Kantamaneni (2015)			10%
WSP and DNV GL (2015)		15%	11%
JRC (2013)			10%
Additional sources:	<2%	5–10%	5–15%

Ilustración 12: Reducción potencial de emisiones por subsector con el uso de sistemas de cogeneración (Gerres, et al., 2018).

Hornos industriales

Prácticamente todos los subsectores intensivos de energía requieren de procesos de calentamiento, cocción, horneado o secado. Los hornos industriales incluyen los procesos de aplicación directa de calor por debajo de 500 °C. Diversas tecnologías en desarrollo, como la electrificación de calentamiento a baja temperatura, tienen el potencial de reducir emisiones. Como se puede observar en la Ilustración 13, en las industrias del papel y alimenticia, se pueden alcanzar reducciones de alrededor del 50% de las emisiones con la implementación de estos desarrollos (Gerres, et al., 2018).

	Pulp & Paper	Food & Drinks
WSP and DNV GL (2015)	5–50% (depending on technology)	5–63% (depending on technology)
Croezen and Korteland (2010)	10–60% (depending on technology)	
Berenschot (2017)	70% (full electrification)	
Haydock and Napp (2013)		70% (ohmic heating for ovens)
Additional sources:	4–70%	37%

Ilustración 13: Reducción potencial de emisiones por subsector por la mejora de hornos industriales (Gerres, et al., 2018).

Procesos catalíticos y separación por membranas

Las tecnologías de producción de la industria petroquímica se distinguen de las demás porque la mayoría de los productos químicos son gaseosos o líquidos. Actualmente, el proceso de separación más utilizado es el uso de catalizadores en la destilación de líquidos. Como sustituto neutro, se podrían utilizar membranas avanzadas que reducen los requisitos de calor a valores mínimos. Además, estos sistemas de fabricación se podrían considerar para la industria alimentaria y de bebidas (Gerres, et al., 2018).

En la Ilustración 14 se puede observar cómo diferentes estudios apoyan la idea de que la mejora de procesos catalíticos y la aplicación de membranas lograría una reducción significativa en las emisiones de la industria petroquímica, según el proceso concreto y la solución aplicada. Además, como se ha mencionado previamente, podría tener una reducción significativa en la producción de comida y bebida (Gerres, et al., 2018).

	(Petro)-Chemical	Food & Drinks
Samadi et al. (2016)	0–33% (distillation) 66–100% (membranes)	
WSP and DNV GL (2015)	2–15%	19%
Haydock and Napp (2013)	33% (distillation)	
Additional sources:	5–45%	—

Ilustración 14: Reducción potencial de emisiones por subsector por la mejora de procesos catalíticos (Gerres, et al., 2018).

Electrólisis

La electrólisis es un método de separación electroquímica. Si se utilizan fuentes de energía renovables se puede lograr un proceso libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Las diferentes tecnologías de electrólisis pueden llegar a ser alternativas a los actuales sistemas de calentamiento como hornos o para la producción de hidrógeno.

Si se utiliza la hidrólisis para producir hidrógeno, se puede obtener el denominado hidrógeno verde, sin emisiones netas de carbono. El hidrógeno verde tiene un gran potencial de descarbonización en la industria, sustituyendo al hidrógeno verde por el producido con gas natural. Además, se trata de un compuesto similar, por lo que tiene el potencial de utilizar la infraestructura de transporte de éste.

Según el informe de (Gerres, et al., 2018), las alternativas basadas en electrólisis tienen un potencial de descarbonización de la industria de hierro y acero de hasta el 100%, según algunos estudios. Los estudios más pesimistas consideran que se puede reducir hasta en un 30%. La Ilustración 15 muestra la comparativa realizada.

Potential emission abatement per subsector by means of electrolysis.

	<u>Iron & steel</u>
WSP and DNV GL (2015)	80%
Croezen and Korteland (2010)	100%
EUROFER (2013)	30%
Fleiter et al. (2013)	100%
Remus et al. (2013)	<98%
Additional sources:	84–98%

Ilustración 15: Reducción potencial de emisiones por subsector mediante el uso de las tecnologías de electrólisis (Gerres, et al., 2018).

Selección de tecnología de descarbonización

De entre todas las tecnologías disponibles en la actualidad, el presente trabajo tiene el objetivo de centrarse especialmente en el hidrógeno obtenido con energía limpia como apuesta sostenible en la industria pesada de energía.

La selección se ha realizado por varias razones:

1. El hidrógeno verde tiene el potencial de funcionar como energía limpia mediante el uso de fuentes de energía renovables.
2. El hidrógeno tiene el potencial de utilizar la infraestructura de transporte actual del gas natural.
3. El hidrógeno ya se utiliza de forma extendida en la industria, por lo que varias aplicaciones consistirán exclusivamente en la sustitución por hidrógeno verde.
4. Además, el hidrógeno verde tiene el potencial de sustituir al gas natural o varios combustibles fósiles a lo largo de varios subsectores e industrias.
5. Existen numerosas investigaciones activas internacionales de desarrollo de hidrógeno verde en distintas formas, como la pila de combustible.
6. Numerosas iniciativas internacionales y de la UE apuestan por el hidrógeno verde como potencial de descarbonización.
7. El hidrógeno verde también tiene potencial de descarbonización en el sector de transportes.

Los retos se analizarán en profundidad en el diseño de la cooperación público-privada. Estos desafíos se pueden resumir en los siguientes puntos:

1. El principal riesgo del hidrógeno verde es la viabilidad económica. El desarrollo tecnológico aún no es suficiente para hacerlo competitivo en cuanto a producción, transporte, almacenamiento y consumo.
2. El hidrógeno verde es muy caro en comparación con las alternativas actuales.
3. La implantación del hidrógeno es una estrategia de largo plazo que requiere cambios estructurales y de infraestructura muy costosos y transversales.
4. En paralelo a la reducción de precio hay que desarrollar toda la infraestructura de la cadena de valor del hidrógeno verde antes de asegurar su viabilidad económica. Esto implica el riesgo de hacer toda la inversión sin asegurar que va a ser la mejor alternativa en el futuro ni si va a ser viable.
5. El sistema regulatorio actual no contempla el uso del hidrógeno verde como se pretende.
6. La complejidad técnica de adaptación de todos los sistemas actuales basados en el gas natural implica el cambio de funcionamiento de muchos entes públicos y privados que tendrán que adaptar su modelo a la nueva situación.

5 El hidrógeno verde en la descarbonización de la industria intensiva en el uso de energía

Introducción

El hidrógeno goza de una creciente atención en Europa, ya que puede utilizarse como materia prima, combustible o como método de almacenamiento de energía, y tiene muchas aplicaciones posibles en la industria. Lo más relevante es que no emite dióxido de carbono cuando se utiliza.

Es una alternativa sólida para la descarbonización de los procesos industriales. Sin embargo, su producción sigue dependiendo en gran proporción de combustibles fósiles contaminantes. Si se empieza a obtener a partir de fuentes renovables, el hidrógeno tiene el potencial de descarbonizar sectores como la producción de acero y petroquímicos, reduciendo las emisiones y mejorando su competitividad en el mercado. Europa ya se sitúa como uno de los mayores productores de hidrógeno limpio. El problema reside en que el uso de hidrógeno en la industria intensiva no es posible sin una colaboración entre los sectores público y privado de los Estados. Los próximos años deberán estar marcados por una colaboración estrecha entre ambos ámbitos para fomentar la inversión en la mejora de toda la cadena de valor del hidrógeno proveniente de energía renovable con el objetivo de lograr un sistema en el que resulte rentable, seguro y competitivo a nivel internacional (European Commission, 2020).

Tipos de hidrogeno

El hidrógeno se clasifica en tres colores en función de su método de obtención y su impacto en el medio ambiente. El hidrógeno puede ser gris azul o verde (Ilustración 16). Los objetivos internacionales pretendían la transición a hidrógeno azul en 2020 y se pretende una transición hacia el hidrógeno verde para 2030 (TNO, 2021).

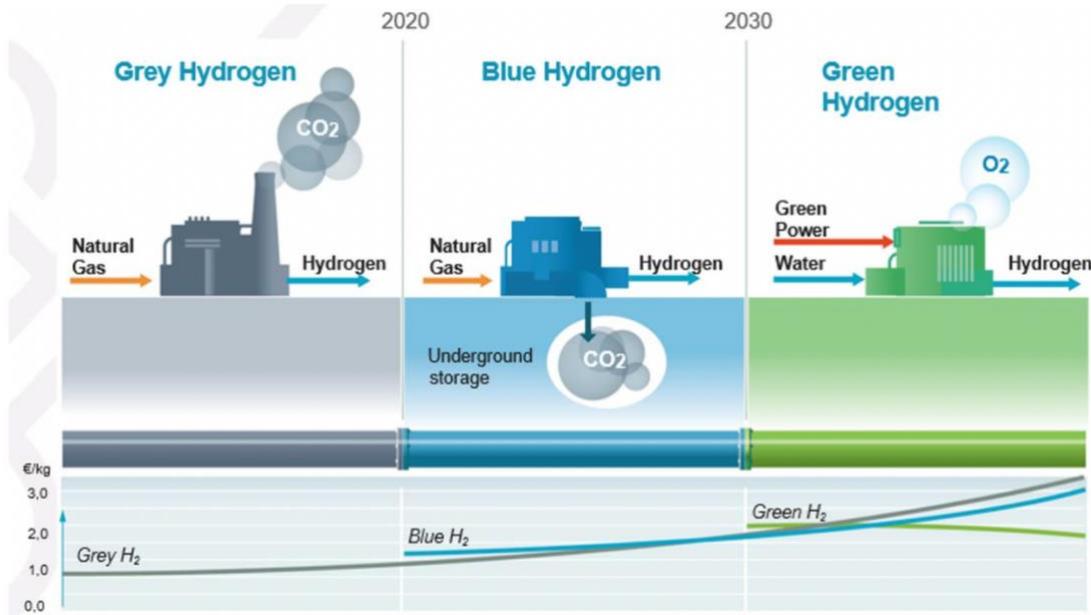


Ilustración 16: Tipos de hidrógeno (TNO, 2021).

a) Hidrógeno gris

El hidrógeno gris es la forma tradicional de hidrógeno, se crea a partir de combustibles fósiles, liberando dióxido de carbono en el proceso que no se captura. Generalmente el hidrógeno gris se ha creado con un proceso a partir de gas natural denominado *steam methane reforming* (SMR). Se usa vapor a alta temperatura (700 °C-1000 °C) para generar hidrógeno a partir de una fuente de metano, habitualmente el gas natural. El metano reacciona en presencia de un catalizador para producir hidrógeno, monóxido de carbono y una pequeña proporción de dióxido de carbono. Durante el proceso hay que administrar calor para que se mantenga la reacción. Existe también un proceso mediante gasificación en el que se utiliza carbón en lugar de gas natural. El hidrógeno resultante se ha denominado hidrógeno marrón, de la misma categoría (Hague, 2021)

La producción de hidrógeno actual es letal para el clima. Más del 98% se produce a partir de SMR y gasificación, que sería equivalente a las emisiones anuales de carbono de Indonesia y Reino Unido juntos. Menos del 2% se obtiene mediante electrólisis (Ross, 2021).

Considerando la forma más habitual de producción de hidrógeno en la actualidad, a partir de gas natural, se emiten 11,9 toneladas de dióxido de carbono por cada tonelada de hidrógeno producido (Spath & Mann, 2001). En la actualidad se producen alrededor de 55 toneladas de H₂ anuales para utilizar en la industria. Se predice que para 2050 la demanda global será de 550 millones de toneladas (Martens, 2019).

Esto ha llevado a los organismos internacionales a invertir y promover el desarrollo de alternativas más limpias y respetuosas con el medio ambiente, sin que ello suponga un retraso tecnológico y competitivo de los países que las lleven a cabo.

Retos	
Contaminación	Este tipo de producción de hidrógeno es letal para el clima y no es razonable mantenerlo en el medio y largo plazo.
Transporte y almacenamiento	Todo el proceso necesita temperaturas o presiones muy elevadas. En cada caso supone una serie de desafíos técnicos a afrontar. Será analizado en la cadena de valor del hidrógeno más adelante.

Tabla 1: Retos del hidrógeno gris.

b) Hidrógeno azul

El hidrógeno azul se obtiene mediante el mismo proceso que el hidrógeno gris, salvo por la diferencia de que en este caso el carbono se captura y se almacena. Esta solución lo hace una opción más sostenible, pero crea una serie de desafíos técnicos, morales y un aumento significativo de los costes.

El proceso de Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC) consiste en el proceso de tratar de retener el carbono que se emite en algunos procesos y almacenarlo en algún lugar seguro, tratando de evitar que sea emitido a la atmósfera. Esto deriva en una serie de problemas técnicos y éticos de la gestión. El proceso de almacenamiento suele acarrear confrontaciones a nivel ambiental con la seguridad de lugar que se utiliza, ante la posibilidad de fugas o problemas derivados.

El objetivo de la captura de dióxido de carbono es producir un flujo concentrado que pueda transportarse fácilmente a un lugar de almacenamiento. La captura y el almacenamiento son más aplicables a las fuentes grandes y centralizadas, como son las centrales eléctricas y las grandes industrias. La energía que se utiliza en los sistemas de captura de CO₂ reduce la eficiencia global de la producción de hidrógeno, lo que lleva a un aumento de las necesidades de combustible y del impacto medioambiental en relación con no realizar la captura (WMO, 2005).

Hay dos alternativas principales de almacenar dióxido de carbono. La primera opción consiste en utilizar diferentes formaciones geológicas para inyectar el carbono en grandes cantidades y dejarlo almacenado. Otra opción consiste en inyectar el CO₂ en el fondo del océano. La primera de las opciones es la opción mas extendida actualmente. El problema principal reside en que la capacidad de almacenamiento es útil a corto plazo, pero es una capacidad con límite. Sin embargo, el almacenamiento de carbono incrementa la fertilidad del suelo, ayuda a producir biomasa, evita la erosión y ayuda a rehabilitar terrenos que han quedado degradados (Didascalía, 2021).

El almacenamiento de carbono tiene sentido con 4 métodos habituales (Didascalía, 2021):

1. Reservas vacías de petróleo o gas: Muchas veces tiene sentido reutilizarlos cuando su vida útil termina como almacenes de carbono.
2. Formaciones profundas con alto contenido de sales disueltas: En estratos muy profundos muchas veces se encuentra agua que se puede utilizar con este motivo. Deben tener gran profundidad y ser agua salada.
3. Capas de carbón no explotables: El gas queda ligado al carbón permanentemente cuando se inyecta en las capas no utilizables.
4. Mares y océanos: Como se ha mencionado previamente, esta solución es menos recomendable, pero tiene sentido para regiones que no disponen de las formaciones rocosas necesarias. Se desconoce el verdadero impacto real en los ecosistemas.

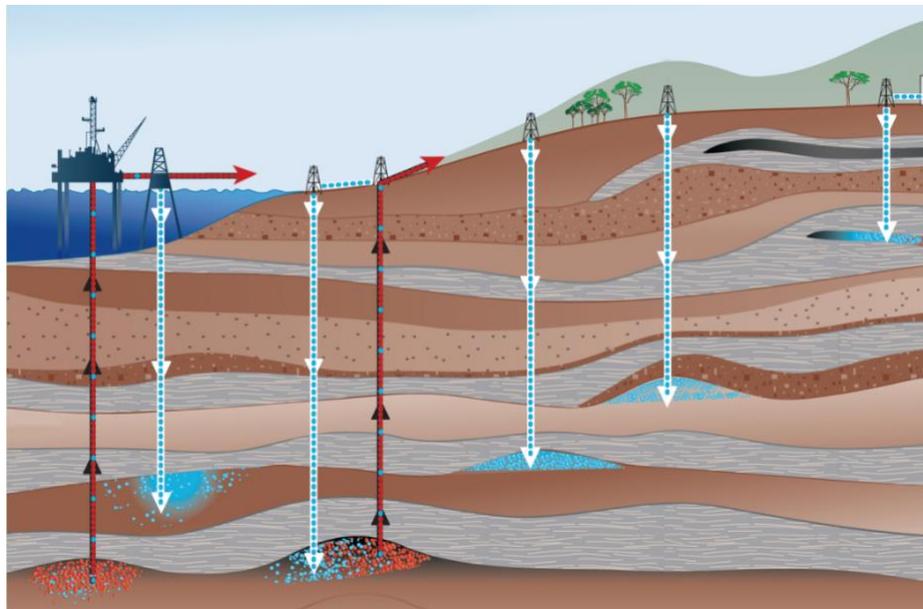


Ilustración 17: Almacenamiento de carbono (WMO, 2005)

Esta tecnología puede llegar a capturar hasta un 90% del dióxido de carbono producido. Se suele transportar mediante oleoductos. La tecnología genera discusiones entre profesionales del sector. Es cierto que esta solución no depende de las fuentes de energía renovable, que están aún en crecimiento, y es sencilla la transición desde el hidrógeno gris (Hague, 2021). Sin embargo, en el largo plazo supone una opción más cara y más contaminante que el hidrógeno verde, pues se trata de una solución efectiva, pero no se puede mantener en el largo plazo. Esta solución reduce las emisiones, pero no por completo, y las almacena en lugares con capacidad limitada

El almacenamiento de dióxido de carbono pueden transformarlo en una molécula útil para la industria. La reutilización de éste favorece la economía circular. Se trata de un gas que existe en abundancia, de precio reducido, sin toxicidad y no es inflamable. En la actualidad ya se puede utilizar para mantener alimentos, tratar aguas, limpiar, producir cosmética, etc. (Viciano, 2019). Además, se espera que en los próximos años se empiecen a producir productos habituales a partir de este gas, o realizar construcciones capaces de absorberlo. El CO₂ supone una oportunidad y reto para la industria actual y futura, que puede aprovecharlo.

Retos	
Tecnología	La tecnología de captura y almacenamiento de carbono aún no está desarrollada por completo y no es capaz de asegurar un precio y seguridad razonables para utilizarse a gran escala.
Coste	El hidrógeno azul siempre tendrá un coste extra frente al hidrógeno gris o marrón. La tecnología de CCS no será competitiva hasta que se encuentre la forma de amortizar ese gasto reutilizando el dióxido de carbono correctamente.
Sostenibilidad	El almacenamiento de carbono acarrea una serie de dilemas éticos sobre la moralidad relacionada con el lugar que se utiliza como almacén y su impacto sobre el medio ambiente.
Transporte y almacenamiento	Todo el proceso necesita temperaturas o presiones muy elevadas. En cada caso supone una serie de desafíos técnicos a afrontar. Será analizado en la cadena de valor del hidrógeno más adelante.

Tabla 2: Retos del hidrógeno azul.

c) Hidrógeno verde

El hidrógeno verde representa todo objetivo humano de desarrollar tecnología y energía libre de contaminación, donde todo proviene de fuentes sin emisiones involucradas. Un mundo en el que se ha desarrollado el hidrógeno verde y es funcional a escala mundial habría cumplido sus objetivos de emisiones.

El hidrógeno verde es el que se suele obtener mediante el proceso denominado electrólisis, que divide el agua (H_2O) en hidrógeno y oxígeno por separado. Este proceso necesita energía para realizarse. Mientras esa energía provenga de energías renovables como puede ser la eólica o solar, ese hidrógeno se considera hidrogeno verde (Hague, 2021).

Retos	
Tecnología	Aún no se han desarrollado electrolizadores con escala suficiente para producir a nivel industrial.
Transporte y almacenamiento	Todo el proceso necesita temperaturas o presiones muy elevadas. En cada caso supone una serie de desafíos técnicos a afrontar. Será analizado en la cadena de valor del hidrógeno más adelante.
Coste	El desafío más importante es lograr que el hidrógeno verde tenga un precio competitivo. Para eso se debe alcanzar la referencia de 2\$/Kg. Las previsiones apuntan a que se alcanzará 1\$/Kg para 2050. Desde 2015 los costos ya se han reducido un 50%. Gracias a una mayor escala y estandarización de la producción se espera alcanzar otro 25% para 2025.
Electricidad	En cualquier caso, la producción de hidrógeno verde requiere de una elevada electricidad, lo que supone la necesidad de grandes aumentos en las capacidades de eólica y solar para alcanzar los objetivos marcados.

Tabla 3: Retos de la producción de hidrógeno verde (Hague, 2021).

Aplicación del hidrógeno verde en la industria intensiva en el uso de energía

A continuación, se consideran dos formas en las que el hidrogeno verde puede aplicarse en la industria intensiva en el uso de energía con el objetivo de “descarbonizarla”. Ambos reducirían considerablemente la huella de carbono en la industria. El primer método consiste en sustituir todo el hidrógeno que ya se utiliza actualmente por hidrógeno verde. La segunda idea consiste en sustituir el uso de gas natural en la industria por hidrógeno verde, aprovechando su infraestructura de transporte.

Hidrógeno gris a verde

Cada año se utilizan en España más de 500 mil toneladas de hidrógeno. Se utiliza especialmente el hidrógeno gris. La gran mayoría de esta cantidad se debe a su uso en las fábricas de producción industriales, donde se trata de amoniaco, y las refinerías localizadas en Tarragona, Cartagena y Huelva. Este es un gran ejemplo del impacto en la descarbonización que tendría la transición al hidrógeno verde, en este país especialmente (MITECO, 2020).

Una conclusión evidente del gran consumo energético que requieren estas industrias es que no tiene sentido plantear la sustitución de los combustibles fósiles por energía limpia como la eléctrica proveniente de energía solar o eólica. Sin embargo, son una oportunidad natural para la sustitución por hidrógeno verde, una vez solucionados los problemas técnicos y económicos en su aplicación.

Destacan tres campos donde tiene potencial aplicación:

1. Industria de refino
2. Industria química
3. Industria metalúrgica

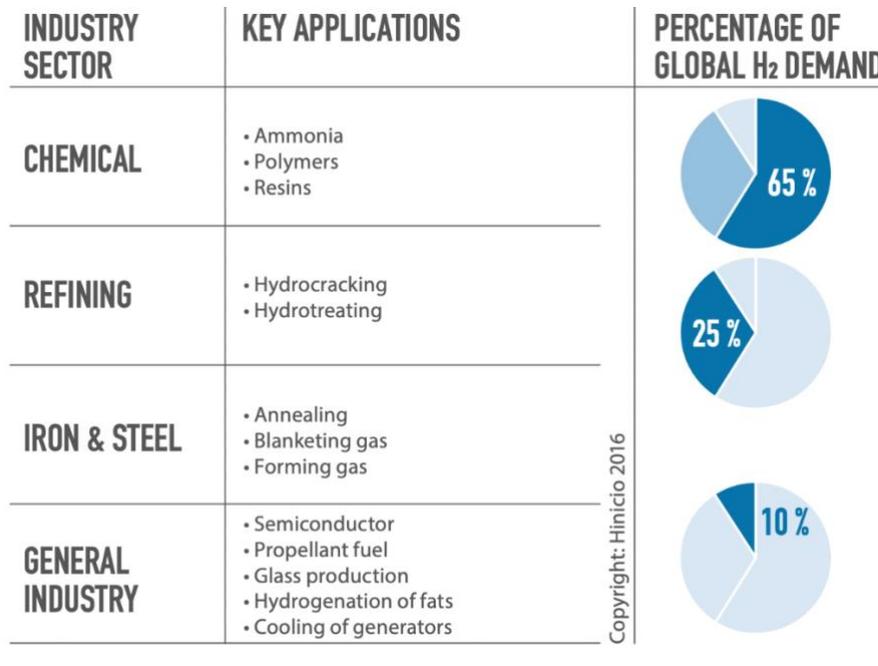


Ilustración 18: Demanda mundial de hidrógeno (IRENA, 2018).

En la Ilustración 18 se muestra como un 65% del consumo mundial industrial de hidrógeno se destina a la industria química, especialmente a la producción de amoníaco y metanol. La industria de refino ocupa un 25% del consumo total, que consiste fundamentalmente en los procesos de hidrotreamiento e hidrocraqueo. El 10% restante se destina fundamentalmente a la industria metalúrgica y general (IRENA, 2018).

1. Industria de refino

La principal aplicación del hidrógeno en la industria de refino consiste en los diferentes procesos de hidroprocesamiento. En la refinería el hidroprocesamiento participa en una serie de procesos catalíticos que consisten fundamentalmente en hidrotreamiento e hidrocraqueo para la eliminación de azufre, oxígeno, nitrógeno y metales. Específicamente, el hidrotreamiento se utiliza para reducir imperfecciones del petróleo crudo y el hidrocraqueo para mejorar los crudos de mayor peso para utilizarlos como materia prima. Los procesos son esenciales para la fabricación de combustibles bajos en azufre para bajar el nivel de emisiones de SO_x en la combustión. Además, es bueno reducir el nivel de S porque ensucia los catalizadores del reformador de metales nobles posteriores. El hidroprocesamiento se realiza en un ambiente con alto contenido de hidrógeno en presencia de un catalizador fijo. El H₂ sustituye al azufre o nitrógeno en las cadenas de hidrocarburos por lo que se consume este elemento (Pall, 2018).

2. Industria química

El hidrógeno se utiliza abundantemente como materia prima en la fabricación de varios productos químicos. De todo el hidrógeno que se utiliza en esta industria, un 84% se destina a la producción de amoniaco, un 12% al metanol, un 2% al poliuretano y 2% al nailon (Fraile, et al., 2015).

Sólo en Europa, la industria del amoniaco consume 3,6 Mt de hidrógeno al año. Como se puede ver en la Ilustración 19 se une hidrógeno y nitrógeno a 3 partes de H_2 por cada N_2 . Se aplican unas condiciones ambientales concretas y un catalizador y se produce amoniaco. Si se utiliza hidrógeno verde, el sector químico experimentará una reducción de las emisiones de dióxido de carbono de alrededor de 30Mt. Se calcula que el cambio de hidrógeno al de tipología verde requeriría de aproximadamente 173TWH de electricidad proveniente de energías renovables (Bellona Europa, 2020).

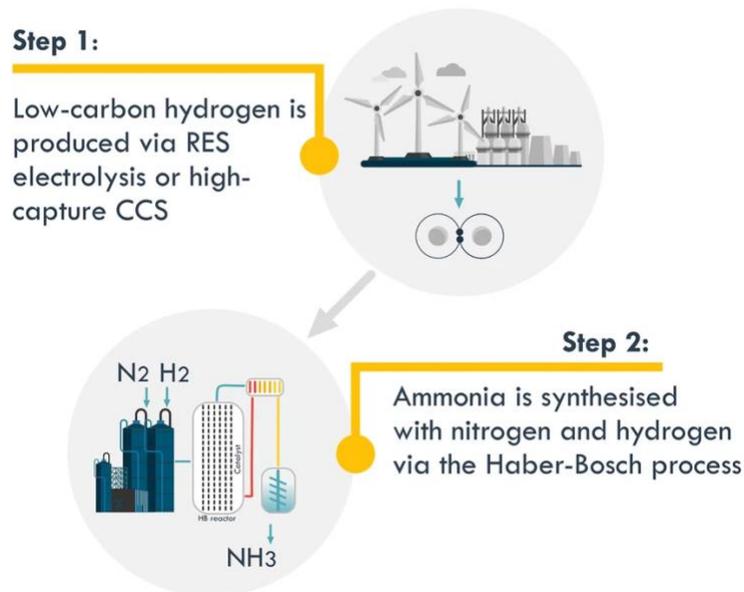


Ilustración 19: Producción de amoniaco (Bellona Europa, 2020)

Por otro lado, el metanol se produce partiendo de un gas de síntesis, formado por monóxido de carbono e hidrógeno, sobre un reactor de lecho fijo. Se utiliza un catalizador de gránulos de alúmina cubierto con óxidos de cobre y zinc. Sin embargo, recientemente se ha empezado a prestar atención a la posibilidad de fabricación mediante la combinación directa de H_2 y CO_2 . Esta opción permite transformar el dióxido de carbono atmosférico en una alternativa a los combustibles fósiles. El verdadero reto es conseguir que se trate de un proceso termodinámicamente eficiente (Brown, 2019).

En el caso de utilizar hidrógeno verde en la fabricación de estos componentes (amoniaco, metanol, etc.) resulta importante considerar la fuente de carbono. La transición a hidrógeno

limpio sólo eliminará una parte de sus emisiones, se debe buscar alternativas para evitar el resto de emisiones de carbono. Estas emisiones pueden reducirse utilizando productos de base biológica, utilizando otras materias primas y utilizando electricidad proveniente de energías limpias en los procesos (Bellona Europa, 2020).

3. Industria metalúrgica

La producción de hierro y acero y sus aplicaciones son esenciales para la sociedad moderna de cualquier país. La resistencia y versatilidad de ambos metales lo hacen idóneos para su aplicación en sectores como la construcción, el transporte, la energía, etc. Sin embargo, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero resulta especialmente problemática. Desde 2017, la industria metalúrgica produce un 7-9% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero globales. Las emisiones de carbono están muy ligadas a la reducción del mineral de hierro, pues dicho proceso de producción del acero crudo libera una cantidad considerable de carbono. Esta producción se realiza de manera tradicional mediante una reacción química entre el óxido de hierro y el monóxido de carbono al alentar un combustible de coque en los altos hornos. El coque se produce al calentar carbón en ausencia de aire. Dentro del alto horno, el coque se comporta como combustible y como reductor, produciendo óxido de hierro para el arrabio y dióxido de carbono, ambos fundidos. En 2017, cada tonelada de acero producida producía casi dos toneladas de emisiones de dióxido de carbono. Para comprender el volumen que eso supone, en 2017 se produjeron, a escala global, más de 1.800 toneladas de acero. Las iniciativas de descarbonización de esta industria analizan la posibilidad de utilizar hidrógeno en sustitución del coque para el proceso de producción de acero. El hidrógeno tiene una reacción similar a la del monóxido de carbono cuando interactúa con el óxido de hierro. La principal diferencia es que el único subproducto es vapor de agua, en lugar de dióxido de carbono. Si se utiliza hidrógeno verde en este proceso, se eliminan completamente las emisiones, logrando producir acero descarbonizado o *“acero verde”* (Homann, 2019).

Actualmente existe la posibilidad de inyectar hidrógeno en un alto horno como producto para generar calor y quitar el oxígeno del mineral de hierro en bruto (Ilustración 20). Desafortunadamente, continuará siendo una materia prima fósil, intensiva en carbono. En consecuencia, esta aplicación del hidrógeno en la industria metalúrgica tiene el potencial de reducir un máximo de un 20% de las emisiones, comparándolo con la producción de acero tradicional (Bellona Europa, 2020).

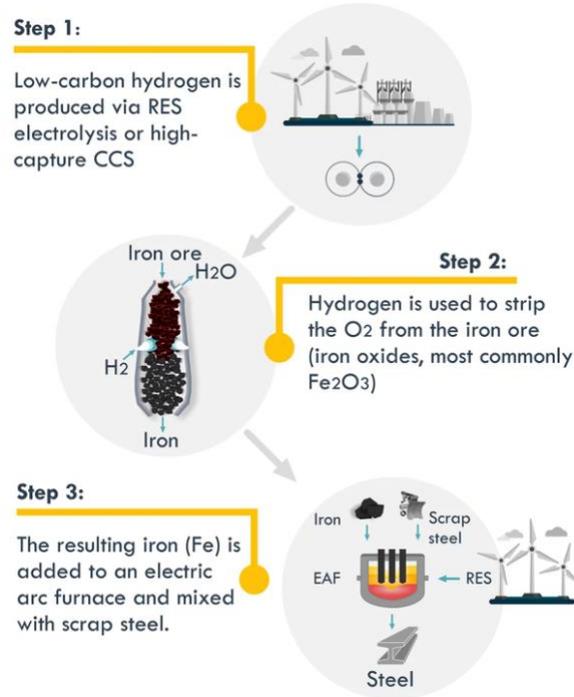


Ilustración 20: Reducción directa de mineral de hierro para la fabricación de acero (Bellona Europa, 2020).

Además, el hidrógeno tiene otro uso alternativo dentro de la industria metalúrgica como agente reductor en la producción de hierro esponjoso a través de la reducción directa de hierro en horno de cuba. El producto es una esponja de hierro que se aplica en la fabricación de acero en hornos de arco eléctrico. Esta aplicación del hidrógeno tiene un potencial de descarbonización cercana al 90%, asumiendo que se utilice hidrógeno verde. El porcentaje restante se debe a la necesidad de agregar cierta cantidad de carbono durante el uso del horno de arco eléctrico (Bellona Europa, 2020).

[Gas natural a hidrógeno verde](#)

El consumo de gas natural en Europa ha sido muy volátil durante los últimos 30 años (Ilustración 21). Hasta la crisis de 2008 llevaba un crecimiento continuado de casi 10 años hasta cerca de 520 bcm (billones de metros cúbicos). Entre 2009 y 2019 el consumo total de gas natural ha caído más de un 20%. Esta caída se debe a una reducción de consumo de gas natural en el sector energético durante una etapa de precios de créditos al carbono bajos, lo que dio ventaja a otros combustibles fósiles como el carbón o el lignito. El incremento del precio del dióxido de carbono en 2019, ha aumentado la demanda, que ha vuelto a caer en 2020 por la reducción de demanda por la pandemia (Neumann, et al., 2021).

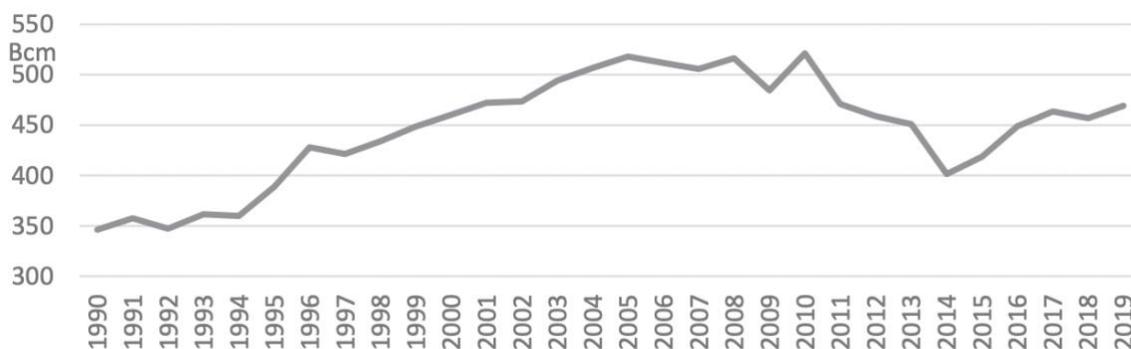


Ilustración 21: Consumo de gas natural en la UE28 (Neumann, et al., 2021).

En La UE28, el consumo de gas natural por el sector industrial supone cerca de un 23% del total (Ilustración 22), mientras que los principales consumos son el residencial-comercial (40%) y generación eléctrica (30%) (Sedigas, 2018).

Mercados	2004	2005	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Residencial-Comercial	40,5	39,8	38,2	36,0	38,0	37,7	35,2	39,1	41,5	39,1	39,6	39,5
Industrial	22,8	21,8	21,6	19,9	18,1	19,1	20,8	22,7	23,4	25,4	24,2	22,5
Uso no energético	3,3	3,4	3,5	3,2	2,9	3,0	3,5	3,3	3,5	4	3,6	3,5
Generación eléctrica (1)	29,1	29,8	32,0	34,0	31,3	31,6	31,7	29,4	26,1	26,9	27,2	29,9
Transporte	0,1	0,1	0,2	0,6	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	0,8
Otros(2)	4,3	5,1	4,6	6,3	9,3	8,2	8,2	4,8	4,7	3,8	4,5	3,8
TOTAL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
TOTAL Miles de Tep	484.147,00	495.552,00	480.604,00	440.742,00	416.888,00	441.899,00	397.543,00	392.829,00	386.870,00	342.917,00	357.909,00	382.969,00

Ilustración 22: Estructura del consumo sectorial de gas natural en la UE28 (%) (Sedigas, 2018).

En España la distribución de demanda por sectores es muy diferente, donde el sector principal es el industrial, donde en 2018 supuso un 65% del consumo total (Ilustración 23). El doméstico-comercial un 16,3% y las centrales eléctricas 17,7%. El consumo total en España en 2018 fue de 287.316 GWh (Sedigas, 2018).

	2000	2005	2008	2010	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	%18/17
MERCADOS												
1. DOMÉSTICO-COMERCIAL	34.755	56.425	59.617	64.328	56.776	56.597	49.162	51.774	53.510	53.360	56.910	6,7
Gas natural	34.221	55.856	59.044	64.279	56.745	56.583	49.146	51.743	53.467	53.324	56.868	6,6
Gas manufacturado de gas natural	31	0	0	0	0	0						
1.1 Subtotal gas natural	34.253	55.856	59.044	64.279	56.745	56.583	49.146	51.743	53.467	53.324	56.868	6,6
Aire propanado	502	568	573	49	31	14	17	31	43	37	42	13,5
1.2 Subtotal otros gases	502	568	573	49	31	14	17	31	43	37	42	13,5
2. INDUSTRIAL	144.994	202.278	197.256	194.089	216.923	213.733	195.327	196.503	202.844	217.720	226.611	4,1
3. CENTRALES ELÉCTRICAS (1)	10.379	111.320	187.534	135.625	84.600	56.844	51.772	61.238	59.643	75.682	61.841	-18,3
4. USOS NO ENERGÉTICOS	6.131	6.199	5.033	6.131	4.339	6.260	5.346	5.283	5.490	4.144	3.970	-4,2
5. CONVENCIONAL (1.1+2+3+4)(*)	185.377	264.333	448.868	264.499	278.007	276.576	249.819	253.529	261.801	275.188	288.209	5,1
6. TOTAL GAS NATURAL (1.1+2+3+4)(*)	195.756	375.653	448.867	400.125	362.608	333.421	301.561	314.767	321.444	350.907	349.290	-0,4
DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL (GWh) (1.2+6)	196.258	376.221	449.440	400.174	362.654	333.435	301.607	314.798	321.487	350.907	349.332	-0,4
DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL (bcm)	16,8	32,3	38,6	34,4	31,2	28,7	25,4	26,9	27,5	30,0	29,90	-0,40

Ilustración 23: Demanda de gas natural en España (GWh) (Sedigas, 2018).

El sector industrial usa el gas natural para distintos fines. Principalmente lo usa como combustible para el calentamiento de procesos en ciclos combinados de calor y electricidad. También se usa como materia prima para fabricar productos químicos y fertilizantes y como combustible en plantas de procesamiento (U.S. Energy Information Administration, 2021). Además se puede aprovechar la energía térmica residual sustituyendo parte del gas natural por hidrógeno verde en generación de calor en la industria.

El gas natural se usa en gran medida en la industria como fuente de energía. A pesar de que se trata de un gas de combustión más limpia que otros combustibles fósiles, sigue siendo una gran fuente de emisión de gases contaminantes como el dióxido de carbono. Es un gas muy competitivo en el mercado, ya que tiene costes reducidos y se puede suministrar de forma continua y fiable por la infraestructura existente. El objetivo que se propone es el de conseguir sustituir el uso de gas natural como fuente de energía en los procesos industriales. Este objetivo se puede conseguir en el largo plazo aprovechando la infraestructura de transporte existente para el gas natural, aunque necesitará ser adaptada. Además, muchas tecnologías de energía como las turbinas de gas funcionan con hidrógeno como combustible, que soportan hasta un mix de 85% de H₂ y 15% de gas natural. Esto reduce considerablemente sus emisiones de gases contaminantes (Ojea, 2019).

Cuando se utiliza el gas natural como fuente de calor, existen varias aplicaciones en función de la industria. Se utiliza en calderas industriales y sistemas de calentamiento de plantas de producción metalúrgicas, de caucho, químicas, industria de cemento, cerámicas y vidrio. Según el fin industrial las calderas se utilizan para producir vapor o agua caliente a diferentes presiones. Según el tipo de producción se utilizan calderas acuotubulares o pirotubulares. Los hornos industriales de gas son una herramienta muy común en la industria metalúrgica como sistema de precalentamiento en trenes de laminación en

caliente. La producción de cerámica utiliza hornos de gas tipo túnel, muy eficientes energéticamente. Los hornos de gas también son muy comunes en la industria de ladrillos y alimenticia. Además, como se ha mencionado previamente, el gas natural se utiliza como combustible en las centrales de cogeneración para producir la energía necesaria en muchos procesos industriales (Total Energies, 2020).

El gas natural cubre necesidades energéticas de todos los subsectores industriales en Europa. En el sector textil cubre un 48% de las necesidades, en el alimenticio 47%, minerales no metálicos 38%, maquinaria 36%, metales no ferrosos 35% y los sectores químico y petroquímico 34% (Honoré, 2019).

Se estima que la sustitución de gas natural por hidrógeno verde es posible en el largo plazo como fuente de calor y combustible. Dicha transición permitiría una generación de calor y energía sin emisiones contaminantes asociadas. Aunque muchos sistemas de calentamiento permiten añadir hidrógeno a la mezcla no se podría utilizar un 100% de hidrógeno. Para ello será necesario cambiar con el paso del tiempo toda la maquinaria a sistemas que funcionen solo con hidrógeno o que permitan una operación completamente híbrida. Como se analiza en el siguiente apartado, el sistema transporte y almacenamiento actual de gas natural sirve para transportar hidrógeno, aunque habrá que invertir en una serie de ajustes. Además, 3 metros cúbicos de hidrógeno suministran la misma cantidad de energía que 1 metro cúbico de gas natural en la combustión (Imbema, 2021). Esto significa que se necesitará que el hidrógeno fluya tres veces más rápido para satisfacer la misma demanda de energía. Esto implica también que las reservas tendrán que ser tres veces superiores.

Integración sectorial

Además de la utilización pertinente analizada del hidrógeno en la industria intensiva de energía, el hidrógeno verde tiene múltiples aplicaciones prácticas en otras industrias. En el sector de transportes el hidrógeno se está utilizando mediante la pila de combustible de hidrógeno. Los vehículos que utilizan la pila de combustible combinada con baterías en vehículos (FCHV) cuentan con un tiempo de carga reducido y un aumento de la autonomía, comparado con vehículos eléctricos de baterías. Además, el hidrógeno tiene potencial de descarbonización en el sector residencial y de servicios, gracias a sus propiedades, más flexibles, adaptadas y continuas que el gas natural y la electricidad (MITECO, 2020).

Además, el hidrógeno verde tiene potencial de integrar algunos sectores involucrados (MITECO, 2020):

Integración sectorial	
Almacenamiento energético	El desafío actual de lograr almacenar mayores cantidades de energía limpia se puede afrontar a través del uso de hidrógeno verde, que se adapta a la infraestructura actual. En este propósito es relevante la pila de combustible o el uso de hidrógeno como intermediario en la tecnología <i>Power to gas</i> .
Sector eléctrico	La absorción de los vertidos producidos por las fuentes renovables de energía no consumida es posible mediante la gestión de la red eléctrica con hidrógeno verde.
Sector gasista	La red gasista actual tiene un sistema de infraestructura compatible con el hidrógeno verde, lo que permite su integración gradual. Sin embargo, el <i>blending</i> no es rentable para volúmenes altos por pérdida de valor al mezclar el hidrógeno y su problemática técnica asociada.
Economía circular	El biogás metano renovable se puede utilizar para producir hidrógeno. Esta metodología facilita el uso de restos de diferentes sectores como el agrario o industrial, así como la reducción de emisiones del sector gasista.

Tabla 4: Integración sectorial del hidrógeno verde.

6 Cadena de valor del hidrógeno verde

Introducción

Una vez comprendido que el hidrógeno tiene un gran potencial en la descarbonización de varios sectores intensivos en carbono de manera transversal, resulta crucial analizar la cadena de valor. El objetivo es entender el proceso de producción, transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno para identificar los desafíos técnicos, regulatorios y económicos que supone.

Este apartado estudiará todas las partes involucradas en la cadena de valor del hidrógeno, empezando por sus diferentes alternativas de producción. En la Ilustración 24 se muestra un esquema ilustrativo de toda la cadena de valor del hidrógeno.

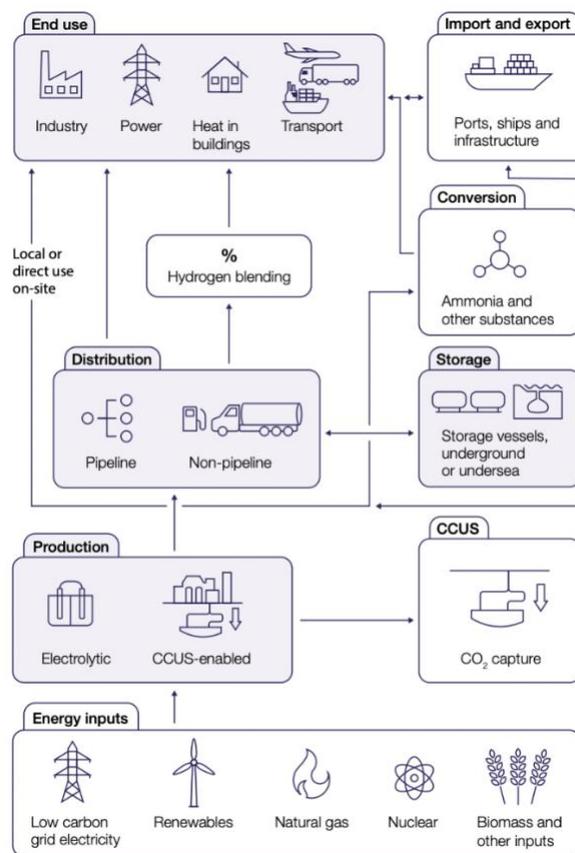


Ilustración 24: Esquema cadena de valor del hidrógeno (OGL, 2021).

Producción

Se estima que aproximadamente un 95% del hidrógeno que se genera actualmente proviene de combustibles fósiles, es decir, se trata de hidrógeno gris o azul. Para empezar

a plantear la consecución de los objetivos establecidos por la Comisión Europea para 2030 y 2050 es esencial comenzar un aumento radical de la producción de hidrógeno verde en Europa. Este aumento ayudará además a paliar los problemas derivados de la intermitencia y desfase entre demanda y producción derivadas de las fuentes de energía renovables. La separación del H₂O se puede realizar a partir de diferentes técnicas: Ciclos termoquímicos, mediante el uso de vapor a media y alta temperatura; electrólisis de agua líquida, mediante el uso de agua a baja temperatura; procesos fotoquímicos; etc. (Marmouyet, 2021).

Ciclos termoquímicos

Los ciclos termoquímicos tienen dos fases diferenciadas. La primera fase consiste en la reducción de un óxido metálico, eliminando un porcentaje del oxígeno contenido en él. Esto se consigue calentando mediante el uso de algún gas apropiado. La segunda fase supone la reacción del óxido obtenido previamente. En esta reacción el agua se separa, el oxígeno se une al óxido metálico y el H₂ queda liberado. La condición para obtener un hidrógeno completamente verde a través de este sistema consiste en utilizar energía termosolar de concentración para calentar el proceso (Marmouyet, 2021).

En la Ilustración 25 se puede observar el proceso químico resultante.

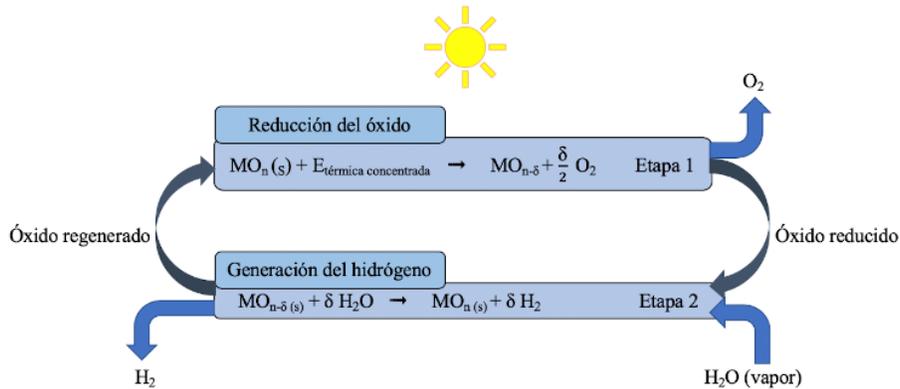


Ilustración 25: Ciclo termoquímico de producción de hidrógeno con energía termosolar de concentración (Dufour, 2020).

Electrólisis

Como se muestra en la Ilustración 26, la electrólisis consiste en el proceso de ruptura molecular del agua. La reacción química resultante produce la separación de oxígeno e hidrógeno.

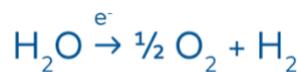


Ilustración 26: Reacción química de la electrólisis (Morante, et al., 2020).

Esta metodología utiliza la técnica de disociación de moléculas de agua en O_2 y H_2 en estado de gas a través de una corriente eléctrica continua. Dicha corriente se produce con una fuente de alimentación que utiliza un par de electrodos. En la superficie se rompe la molécula de H_2O . El informe (MITECO, 2020) explica los distintos tipos de electrolizadores que se puede utilizar para aplicar esta técnica:

- **Electrolizadores alcalinos:** Se trata de una disolución alcalina, normalmente se utiliza hidróxido de potasio. Son los más utilizados, ya que son los que más inversión han recibido en investigación y son los más rentables. El problema es que requieren elevados gastos en mantenimiento por la corrosividad implicada.
- **Electrolizadores *Proton Exchange Membrane* (PEM):** Consiste en un polímero sólido conductor de protones. Con este sistema se reducen las causas de la corrosión sistemáticos. El problema es que se crean nuevas corrosiones en algunos elementos concretos del electrolizador. Esta técnica tiene mayor intensidad de funcionamiento pero la necesidad de metales preciosos aumenta el costo total. Se adaptan con facilidad a energías renovables.
- **Electrolizadores de *Anion Exchange Membrane* (AEM):** Se trata de una combinación de las dos soluciones previas. Se aplica un electrolizador alcalino, sustituyendo los electrolitos por unas membranas aniónicas. Con esta solución se reducen costes y se aumenta la estabilidad. El problema reside en la falta de investigación pertinente y la durabilidad del sistema.
- **Electrolizadores de óxido sólido (SOEC):** Es una tecnología que apenas ha sido estudiada. Se utilizan materiales de tipo cerámicos para elaborar los electrolitos. Gracias a esta solución se reducen los costes de producción y la eficiencia energética es relativamente alta. Es importante considerar que se deben alcanzar temperaturas por encima de los $700^\circ C$. Existe la posibilidad de utilizar elementos reversibles, logrando transformar el H_2 producido en electricidad.

La Ilustración 27 muestra las características de cada alternativa de electrolizador, útil para decidir cual se debe utilizar según el caso particular.

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Operating pressure (bar)	1-30			30-80			1		
Operating temperature (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Stack lifetime (operating hours)	60 000 -	90 000 -	100 000 -	30 000 -	60 000 -	100 000 -	10 000 -	40 000 -	75 000 -
Load range (% relative to nominal load)	10-110			0-160			20-100		
Plant footprint (m ² /kW _e)	0.095			0.048					
CAPEX (USD/kW _e)	500 -	400 -	200 -	1 100 -	650 -	200 -	2 800 -	800 -	500 -
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

Ilustración 27: Características de la tipología existente de electrolizadores (MITECO, 2020).

La electrólisis del agua como sistema de producción de hidrógeno verde tiene muchas ventajas, lo que la hace la más utilizada (Wang, et al., 2014):

- Logra producir un hidrógeno de alta pureza.
- Se trata de un proceso simple.
- Produce una contaminación neta nula.
- Tiene muchas fuentes.

El gran problema de la electrólisis consiste en el alto consumo de energía necesario. El requerimiento de energía es de hasta 4,5 - 5 kWh/m³ en electrolizadores industriales convencionales (Wang, et al., 2014). Consecuentemente, resulta crucial en el desarrollo del hidrógeno verde la investigación en la mejora de la electrólisis del agua para reducir el consumo de energía y así lograr una producción sostenible de hidrógeno.

Alternativas

Adicionalmente a los ciclos termoquímicos y la electrólisis existen diversas alternativas en la producción de hidrógeno verde. La disociación directa de las moléculas de H₂O se puede conseguir mediante técnicas diferentes. Por ejemplo, la termólisis consiste en descomponer la molécula a través de energía solar de concentración. Sin embargo, estas técnicas no han tenido la atención suficiente y por el momento solo tienen la potencialidad de desarrollarse. Hasta entonces se aprovechan los ciclos termoquímicos para permitir que la temperatura que se necesita en estas técnicas sea menor. También existen técnicas que se basan en operaciones fotoelectroquímicas, que consisten en el aprovechamiento de la radiación solar para comenzar la disociación que se busca conseguir (MITECO, 2020).

Costes

A pesar de que el coste del hidrógeno aún está lejos de ser competitivo con el gas natural, se espera que éste disminuya rápidamente durante los próximos años. El objetivo es que el hidrógeno verde sea competitivo con el gas natural para 2050. Este objetivo está establecido considerando que se cumplirá en la mayor parte del mundo sobre una base de energía equivalente. La reducción de precio se tratará de lograr a través de una reducción de costos y mayor disponibilidad de electrolizadores. Durante los últimos 6 años el costo de los electrolizadores ya ha caído más de un 40% y se estima que la tendencia se mantenga en el tiempo. La Unión Europea ha declarado, de hecho, que las regiones capaces de producir energía renovable más barata, tendrán electrolizadores competitivos con el hidrógeno gris en 2030 (Yide Song, 2021).

En la siguiente Ilustración 28, elaborada por la empresa SG H2 Energy, se comparan los precios actuales de la producción de cada tipo de hidrógeno. Incluyen una versión propia del hidrógeno verde patentada a la que llaman “*Más verde que el hidrógeno verde*”, que utiliza un proceso de conversión catalítica térmica mejorado por plasma y optimizado con gas enriquecido con oxígeno.

	HYDROGEN TYPES	CARBON INTENSITY (KG/H2)	PRODUCTION \$ (KG/H2)
GREEN HYDROGEN	SGH2 Greener Than Green Hydrogen	-188 KgCO2eq/MJ (avoiding 29 kg of CO2 per kg of H2)	\$2
	Green Hydrogen (Electrolysis)	0 kgCO2eq/MJ	\$10-\$13
HYDROGEN FROM FOSSIL FUELS	Gray Hydrogen from NatGas	+12 kg CO2	\$2-\$6 (costs of natural gas)
	Brown Hydrogen from Gasification of Coal	+20 kg CO2	\$2-\$3
BLUE HYDROGEN WITH CARBON CAPTURE & SEQUESTRATION	Gray Hydrogen	+12 kg CO2 (carbon captured)	\$6-\$10
	Brown Hydrogen	+20 kg CO2 (carbon captured)	\$6-\$7

Ilustración 28: Costes de producción por tipos de hidrógeno (SG H2 Energy, 2021).

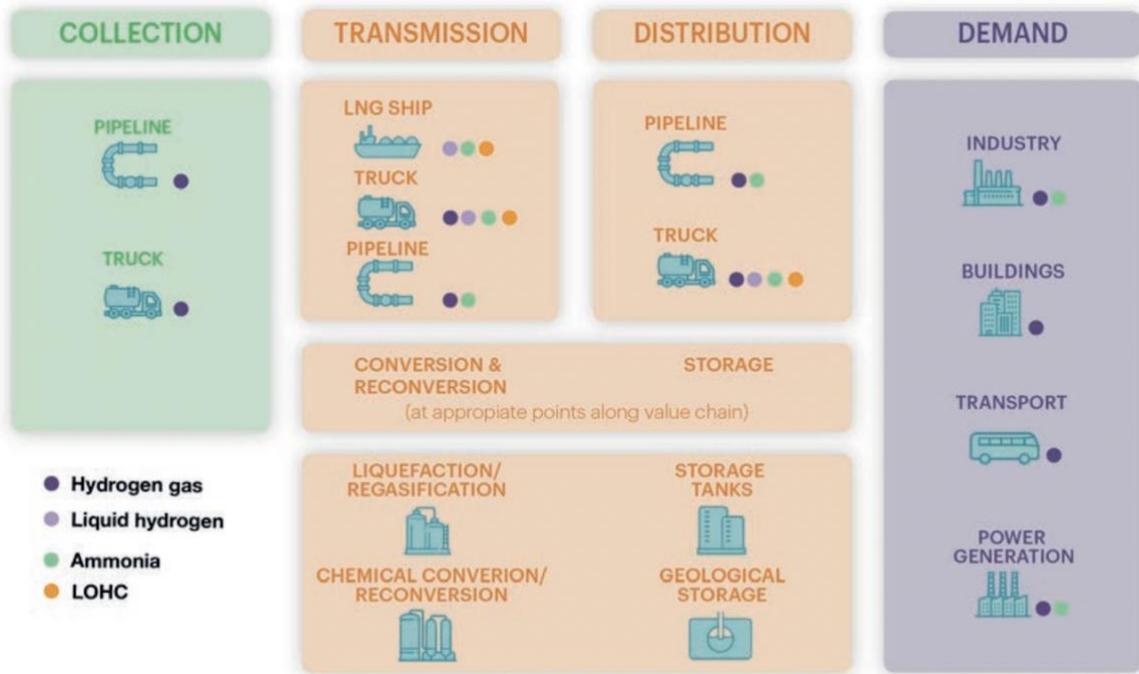
El hidrógeno gris tiene precios de entre \$2 y \$6 en función de la fluctuación del precio del gas natural, produciendo alrededor de 12 kg de dióxido de carbono. Si se utiliza carbón en la producción de hidrógeno marrón la fluctuación de precios se reduce manteniéndose alrededor de \$2 y \$3, pero aumenta las emisiones hasta 20kg. Se puede ver como la captura y almacenamiento de carbono aumenta los precios \$4 directamente, aunque reduce prácticamente todo el dióxido de carbono emitido en la producción. El hidrógeno verde directamente no emite carbono, pero tiene un precio superior al hidrógeno azul, oscilando entre \$10 y \$13.

Almacenamiento, transporte y distribución

Una vez consideradas las formas de producción de hidrógeno, resulta esencial diseñar las formas de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno para su correcta aplicación. Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones, adaptadas de (IEA, 2019):

1. El almacenamiento, transporte y distribución del hidrógeno supondrá una parte importante de los costes, siendo determinante en su precio final.
2. Si el hidrógeno tiene que recorrer largos recorridos, su precio aumentará considerablemente.
3. Se debe entender correctamente las necesidades y posibilidades de almacenamiento de hidrógeno, en función de volumen, costes, precios, velocidad, requerimientos, etc.
4. Al tratarse de un gas con densidad muy reducida, su transporte de largas distancias puede ser problemático. Según cada situación particular, existen posibilidades de compresión, licuefacción o incorporación del hidrógeno en moléculas más grandes para superar este problema, cada una con sus ventajas y desventajas asociadas.
5. Es importante tratar de aprovechar al máximo la infraestructura actual del gas natural, haciendo las adaptaciones necesarias para soportar el transporte de hidrógeno.
6. En caso de necesitar transportar el hidrógeno entre continentes, se debe licuar o transportar en modo de amoníaco o en portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHCs).
7. Actualmente, el hidrógeno se transporta en camiones de hidrógeno en estado gaseoso o líquido, pero en el largo plazo las tuberías son la opción más eficiente para la distribución local si hay demanda suficiente y continuada en el tiempo.
8. Algunas regiones deben considerar que les resulte más barato importar el hidrógeno que producirlo localmente.

En la Ilustración 29 se muestra cómo existen diferentes opciones y modos de transmisión y distribución del hidrógeno.



Note: LOHC = liquid organic hydrogen carrier.

Ilustración 29: Cadena de valor del hidrógeno (IEA, 2019).

Almacenamiento

Como se ha mencionado previamente, en la actualidad el hidrógeno se almacena principalmente como gas o líquido en pequeños tanques por cortos periodos de tiempo para transportar o aplicaciones estacionarias. Sin embargo, para cumplir el objetivo de utilizar el hidrógeno a gran escala y tener infraestructura de transporte intercontinental se necesita desarrollar un sistema de almacenamiento más desarrollado. Así se conseguirán solucionar muchos retos asociados a la creación de la cadena de valor mediante la creación de más alternativas de almacenamiento. Así, el hidrógeno puede requerir almacenamiento en los momentos previos a realizar un envío internacional. También puede requerir horas de almacenamiento en centrales de repostaje de hidrógeno, o incluso días o semanas en función de las discordancias entre oferta y demanda. Incluso, en el largo plazo, se podría llegar a utilizar el hidrógeno como almacenamiento de energía para cubrir las necesidades por cambios estacionales energéticos o para aportar resiliencia al sistema energético europeo.

Además, un correcto desarrollo del almacenamiento de hidrógeno verde podría resolver el problema de la intermitencia de producción de energía de las fuentes renovables como la solar o eólica.

Se deben considerar alternativas de almacenamiento en función del volumen que se desea almacenar, el tiempo, la velocidad de carga y descarga, etc. Las dos opciones principales

son el almacenamiento geológico y los tanques. A continuación, se describen ambas opciones basándose en la información presentada por (IEA, 2019):

1. Almacenamiento geológico

El almacenamiento geológico es la alternativa más apropiada para almacenar grandes volúmenes de hidrógeno en largos periodos de tiempo. Las principales formaciones de uso potencial son las cavernas de sal, yacimientos agotados de gas natural o petróleo y acuíferos. Actualmente se utilizan para almacenar gas natural. El uso de este tipo de formaciones promueve las economías de escala, la alta eficiencia (se puede aprovechar la mayoría del hidrógeno que se inyecta, alrededor de un 98%) y costes operativos y fijos bajos. En la actualidad son la opción más barata a considerar a pesar de la reducida densidad del hidrógeno comparado con el gas natural. Suele costar menos de 0,6\$/kg H₂ y tienen muy bajo riesgo de contaminación del gas. Su alta presión permite ratios de descarga altos, lo que resulta crucial para su aplicación en fines industriales y energéticos.

Una gran ventaja de las cavernas de sal es que las formaciones suelen presentarse en cavernas adyacentes individuales, por lo que se podrían empezar a sustituir de forma progresiva el gas natural por hidrógeno, reduciendo los costes de transición.

Los yacimientos agotados de gas natural y petróleo suelen ser más grandes que las cavernas de sal, pero también son más permeables y contienen contaminantes que tendrían que eliminarse antes de poder utilizar el hidrógeno en sus aplicaciones finales.

Los acuíferos son los almacenamientos menos desarrollados hasta el momento, y existen investigaciones muy contradictorias sobre su idoneidad. Sin embargo, ya se utilizaron previamente para almacenar gases con contenido en hidrógeno de entre el 50% y 60%.

Tanto los yacimientos de gas natural y petróleo como los acuíferos, existe el peligro de que parte del hidrógeno almacenado sea absorbido por las formaciones naturales en gran medida. Por lo tanto, se requiere de gastos extra en investigación y desarrollo para resolver esta problemática. Aún se tiene que demostrar la veracidad y coste de ambas alternativas.

A pesar de que los yacimientos geológicos son una buena alternativa para el almacenamiento a largo plazo en grandes volúmenes, la distribución geológica, su gran tamaño y requerimientos técnicos los hacen una mala alternativa para almacenamientos de cortos periodos de tiempo en menor escala.

2. Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido o licuado tienen ratios de descarga altos y eficiencias de más del 99%. Estas cualidades las hacen apropiadas para el almacenamiento de menores volúmenes, donde se requiera stock listo para ser utilizado.

El hidrógeno comprimido (700 bar) solamente tiene un 15% de la densidad energética de la gasolina. Consecuentemente, se necesita 7 veces el espacio de almacenamiento para almacenar la misma cantidad de energía. El amoniaco obtenido a partir de hidrógeno tiene una mayor densidad energética y reduce la necesidad de tamaño, pero se debe contrastar esta ventaja con las necesidades añadidas en equipo de conversión y reconversión cuando el uso final requiere hidrógeno puro para funcionar.

Se debe invertir en investigación y desarrollo para encontrar maneras de reducir el tamaño de los tanques, lo que sería especialmente útil en áreas con alta densidad de población. Se está desarrollando también el uso de tanques subterráneos que pueden tolerar 800 bar de presión y por lo tanto lograr una mayor compresión del gas. Además, se están empezando a considerar posibilidades de almacenaje de hidrógeno en materia sólida como metales o híbridos químicos. Estos desarrollos se encuentran aún en proceso, pero tienen el potencial de conseguir mayores densidades para el hidrógeno a presión ambiente.

Transporte y distribución

El hidrógeno producido debe transportarse desde las fuentes de producción hasta los lugares de almacenamiento o hasta el destino de uso final. Según el medio por el que se quiere utilizar se puede clasificar su transporte en vía marítima, terrestre o mediante tuberías. Como se ha mencionado en apartados anteriores, se tratará de adaptar la infraestructura de transporte actual del gas natural para uso con hidrógeno.

A continuación se describen las posibilidades asociadas a ambas vías, basándose en la información presentada por (Morante, et al., 2020):

1. Transporte marítimo

El transporte por mar otorga la posibilidad de transportar este gas a lo largo de grandes distancias hasta zonas recónditas del planeta y permitir importar hidrógeno a países incapaces de producirlo de manera eficiente. Esto resulta estratégico para países productores de energía renovable, permitiéndoles exportar energía renovable almacenada en forma de hidrógeno.

Aunque este método de transporte no está muy desarrollado aún, ya que el hidrógeno aún no se transporta en grandes distancias, el uso de buques para transportarlo por mar es muy similar al del GNL. El proceso consiste en licuar el hidrógeno para poder transportarlo en buques, para después realizar la regasificación en el destino (Ilustración 30). Toda la infraestructura relacionada requiere de altos costes de construcción y desarrollo. Se necesitan tanques de almacenamiento, explicados en el apartado anterior; máquinas de licuación, puertos de carga y descarga, buques y plantas de regasificación.



Ilustración 30: Proceso de transporte marítimo (Morante, et al., 2020).

Los principales retos que tiene que afrontar el transporte marítimo son:

- La licuación del hidrógeno consume cerca del 30% de la energía que aporta el propio líquido, frente al 7% del GNL. Además, durante el viaje, se evapora parte del líquido para mantener las condiciones, perdiendo un 0,2-0,3% diario. El viaje medio suele ser de dos semanas, perdiendo un 3%. Si se empiezan a utilizar barcos de hidrógeno dichas pérdidas se podrían aprovechar.
- Los barcos vuelven del destino final vacíos, perdiendo eficiencia de transporte. Una solución sería buscar formas de aprovechar los viajes de vuelta.
- Una diferencia con el GNL es que el transporte de hidrógeno líquido necesita una diferencia de temperatura con el exterior superior. El hidrógeno está a -253°C y el GNL a -161°C . Las soluciones planteadas consisten en utilizar aislamiento multicapa, aislamiento con vacío o espumas de poliuretano.
- Este tipo de transporte está poco desarrollado aún. En la UE, la empresa Moss Maritime ha desarrollado su primer buque (9.000 metros cúbicos de capacidad). España aún está en proceso de I+D.

2. Transporte terrestre

El transporte de distancia corta se suele hacer utilizando camiones, aunque existe la posibilidad de utilizar el tren. El problema del transporte terrestre es que es una solución ineficiente. Se necesita mucha energía en comparación a la cantidad transportada. Un sistema basado en hidrógeno no puede depender del transporte mediante camiones por su alto coste y gran consumo energético. Esto se debe principalmente a su baja densidad. Se suelen utilizar tanques criogénicos. Cuando se quiere aumentar el volumen se usan tanques de grandes dimensiones agrupados en remolques de tubos en forma de módulos compactos. El hidrógeno líquido permitiría aumentar el volumen, aunque aumenta mucho los costes, sin llegar a obtener un volumen adecuado para conseguir eficiencia. Un camión con gas comprimido a 200 bar puede transportar poco más de 400 kg de hidrógeno. Utilizando mejores materiales se podría aumentar hasta 650 kg. A 500 bar se puede llegar a 1.100 kg o hasta 3.500 kg si está licuado. En cualquier caso, el transporte terrestre tiene un impacto medioambiental muy superior al del gasoducto (Ilustración 31).

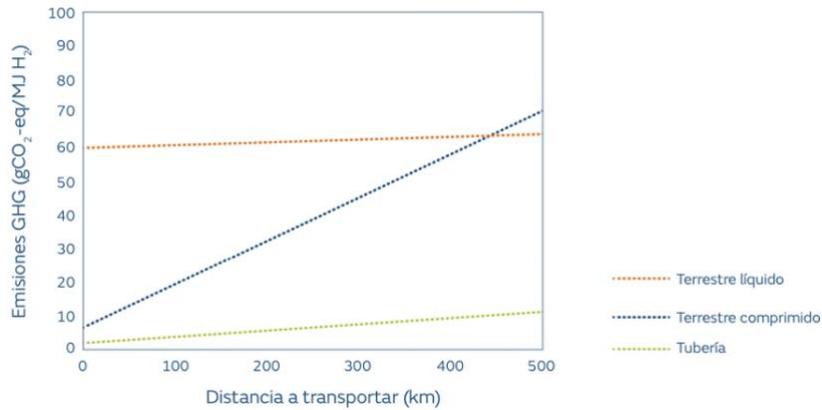


Ilustración 31: Impacto medioambiental del transporte de hidrógeno (Morante, et al., 2020).

3. Transporte por tuberías

En la actualidad la opción más razonable para el transporte general de hidrógeno son las tuberías. Se trata de un sistema que requiere de una gran inversión inicial, por lo que para asegurar su rentabilidad se necesita transportar grandes volúmenes de forma constante.

La opción más extendida consiste en aprovechar las redes de gas natural actual y adaptarla al hidrógeno. En la UE se tienen más de 200.000 km de red de tuberías de transporte, 2.000.000 km de distribución y 20.000 compresores, todo para gas natural. La opción más extendida en el corto plazo es la de inyectar hidrógeno en cierto ratio compuesto por metano y etano en menor medida. El hecho de realizar esta mezcla se llama *blending*. Se consigue una composición muy parecida a la del biometano actual. La sustitución total de gas natural por hidrógeno no se predice posible hasta 2050. Se están empezando a utilizar certificados que unan productores de gas renovable con usuarios interesados para incentivar la progresión hacia el hidrógeno.

La regulación de cada país permite la introducción de un porcentaje máximo de hidrógeno en la red diferente (Ilustración 32), siempre menor al 12%. Esto se debe a que no se tiene seguridad de las repercusiones que puede tener realmente sobre la infraestructura. Algunos países ni si quiere permiten su inyección. Las normas europeas ni internacionales tienen un límite establecido. En España el límite es del 10%. La regulación tendrá que variar en los próximos años.

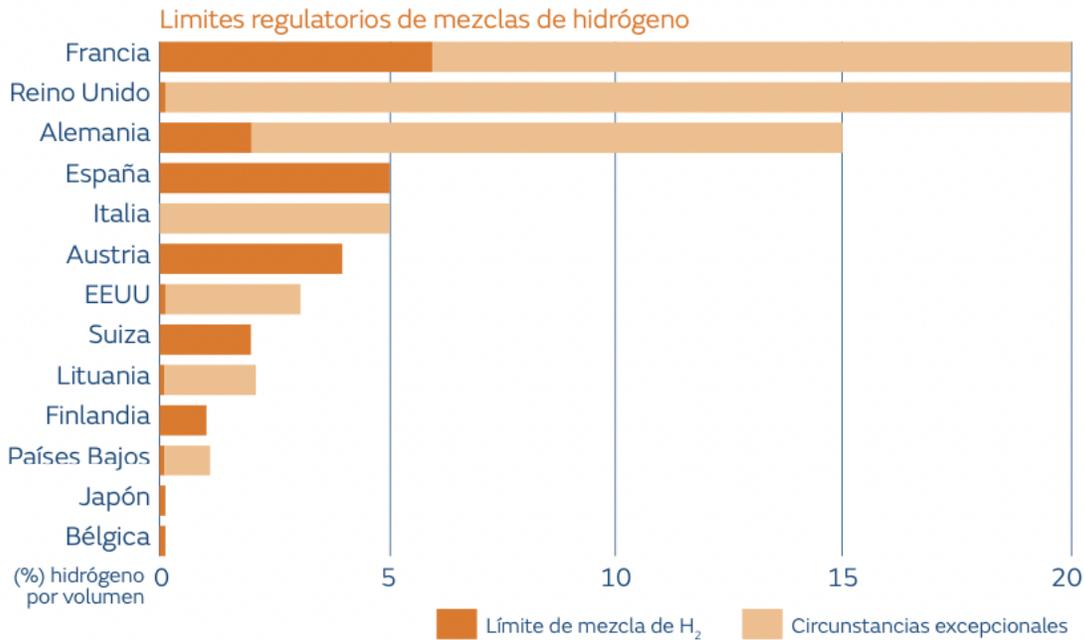


Ilustración 32: Límites regulatorios de mezclas de hidrógeno (Morante, et al., 2020).

El hidrógeno es un gas muy diferente al gas natural, por propiedades como la densidad, reactividad, poder calorífico, energía de ignición inflamabilidad y velocidad de combustión. La consecuencia directa de esto es que la infraestructura de transporte necesitaría una serie de transformaciones técnicas para soportar hidrógeno puro. No se tiene seguridad de cuál es el porcentaje máximo que admitiría la red. Además, también habría que considerar la capacidad que podría soportar el usuario final. Se estima que el límite de transporte es de 10% sin modificaciones, mientras que en el usuario final del 20%. En las aplicaciones industriales, el límite es del 5% sin modificaciones, o incluso menor en actividades concretas como las turbinas. En el caso de aplicaciones concretas que utilizan gas natural, el límite aumenta hasta el 15%.

En el medio y largo plazo, existen dos soluciones planteadas: realizar los ajustes necesarios para que la infraestructura de transporte pueda soportar mezclas de entre el 80% y 100% o transformar el hidrógeno en metano antes de introducirlo en la red.

La adaptación de la infraestructura consistiría en reforzar el sistema. Para ello se pueden utilizar materiales poliméricos, aunque esto supondría un problema porque el gas natural no puede utilizarse con ellos. Para reforzar la permeabilidad y potenciales fugas se puede utilizar un odorante y colorante para el hidrógeno. Para comprimir se debe considerar que los compresores centrífugos necesitan una velocidad de rotación superior para conseguir el mismo salto de presión. Este aumento en la velocidad puede ser peligroso para el material en términos de resistencia al hidrógeno. Finalmente, recordar que se necesita tres veces más volumen de hidrógeno para generar la misma cantidad de energía.

Si se transforma el hidrógeno en metano antes de introducirlo en la red, se puede conseguir la posibilidad de utilizar la infraestructura actual sin necesidad de realizar adaptaciones técnicas, pudiendo utilizar también la maquinaria de consumo final. La metanación ya está lista para poder realizarse a escala industrial, existiendo ejemplos ya en funcionamiento. El proceso consiste en añadir dióxido de carbono a la mezcla para después liberarlo cuando se utilice. Las emisiones netas siguen siendo neutras en carbono, pues solo se emiten los gases aplicados previamente. El proceso tiene unas pérdidas del poder calorífico de alrededor del 17%, que se podría reutilizar en otro proceso.

Finalmente, en casos muy concretos puede ser razonable construir infraestructura de transporte específica para el hidrógeno a modo de hidroductos. La tecnología necesaria ya está completamente desarrollada, existiendo más de 5 mil km actualmente que transportan sólo hidrógeno. El funcionamiento tiene unos costes operativos muy bajos pero gran coste de inversión. Se calcula que las tuberías se amortizan en al menos 40 años de funcionamiento. Sin embargo, algunos casos particulares como traer hidrógeno de parques eólicos o fotovoltaicos remotos.

7 Asociaciones público-privadas

Introducción

Las asociaciones público-privadas (en inglés, *public-private partnerships* o PPPs) son un elemento clave en las economías modernas para realizar proyectos de interés nacional o prestar servicios, que son de interés nacional y social, pero que no se realizarían sin apoyo público. La descarbonización de la industria pesada es un esfuerzo que parece imposible sin un fuerte apoyo público, ya que las tecnologías de bajas emisiones no se han aplicado a escala industrial, se enfrentan a altos riesgos de inversión y operativos y, por lo tanto, a día de hoy, no presentan un caso de negocio válido para que los agentes privados inviertan.

Este proyecto de tesis pretende explorar posibles diseños de asociaciones público-privadas, que podrían reducir los riesgos financieros de los proyectos de bajas emisiones asegurando una financiación suficiente para las tecnologías novedosas, al tiempo que se minimiza la posibilidad de beneficios inesperados para los actores de la industria. Tras un examen de los esquemas de asociación entre el sector público y el privado utilizados, por ejemplo, en proyectos de infraestructuras y en el sector energético y de servicios públicos, se identifican los riesgos técnicos y financieros de los proyectos de la industria pesada de bajas emisiones. A partir de un análisis de los esquemas de asociación existentes y de las características de los proyectos de descarbonización industrial, esta tesis pretende presentar diseños bien fundamentados de esquemas novedosos de asociación público-privada, que podrían aplicarse a los próximos proyectos en, por ejemplo, los clusters industriales españoles. Se tratará de utilizar el hidrógeno como recurso de reducción de emisiones en la industria intensiva de energía, optimizando su cadena de valor a través de estas asociaciones entre el sector público y privado.

Funcionamiento

Una asociación público-privada es un contrato a largo plazo entre una parte privada, normalmente una empresa o asociación de empresas, y una agencia gubernamental que se utiliza para elaborar un activo o servicio público. En este contrato la parte público y privada se reparten la responsabilidad y el riesgo. Normalmente es la parte privada la que asume la parte más significativa de la gestión. Esta relación se basa en que cada sector asume que tiene ciertas ventajas sobre el otro, y que una colaboración puede salir beneficiosa para ambos y el conjunto de la sociedad. El sector privado se encarga de la financiación, el diseño, la construcción, la operación, la gestión y el mantenimiento del proyecto concreto. Esto permite a los gobiernos y organismos públicos beneficiarse de la experiencia del sector privado y, al mismo tiempo, les permite centrarse en la legislación, la planificación y la regulación al no encargarse de las operaciones del día a día. La remuneración suele estar asociada al desempeño del proyecto. El fin habitual de este tipo de asociaciones suele ser el de construcción de infraestructura en distintos ámbitos. Este tipo de cooperativa esta muy extendida a nivel internacional y se utiliza para la construcción de carreteras, puentes,

transporte público, etc. Además, cada es más frecuente su uso para la creación de infraestructura social como colegios, hospitales, cárceles, etc. (Deloitte, 2021).

Una asociación público-privada debe realizar un análisis exhaustivo del proyecto a realizar para establecer objetivos en el corto, medio y largo plazo. Se deben asignar los riesgos correspondientes entre ambas partes y asignar responsables y un seguimiento del proyecto. Es importante que el país o la región geográfica involucrada disponga de un sistema regulatorio que apoye y facilite el funcionamiento de este tipo de cooperativas mediante la regulación y legislación oportuna.

Tipos de PPP

Existen numerosas formas de cooperación publico-privada, que se explotan a través de diferentes sectores e industrias. En función de la etapa de cadena de valor de un sistema como la producción de hidrógeno conviene adaptar la forma de asociación al modelo que se busca optimizar. Existen cooperaciones de contratos de explotación y mantenimiento (O&M), de construcción-financiación, de diseño, construcción, financiación y mantenimiento (DBFM) y otras que incluyen o no funciones operativas y de inversión (The Canadian Council for Public-Private Partnerships, s.f.). Cada modelo de cooperación público-privada debe considerar las condiciones de operación, así como el grado de participación privada y pública, en función de los objetivos que se busquen. A continuación se explica cada modelo de asociación público-privada en función de la función que es responsabilidad del agente privado por (The Canadian Council for Public-Private Partnerships, 2021):

- Diseño: Supone el desarrollo del proyecto desde el concepto inicial y objetivos hasta la construcción de procesos ya especificados.
- Construcción o rehabilitación: Se trata de las asociaciones en las que el agente privado debe construir la infraestructura y la instalación de todos los equipos necesarios para su funcionamiento. Si se trata de infraestructura existente, el agente privado puede responsabilizarse de la rehabilitación de los activos.
- Financiación: En las asociaciones de construcción o rehabilitación también se suele incluir que el agente privado financie todo o parte del CAPEX. Se discutirán las formas de financiación más adelante.
- Mantenimiento: El agente privado es el responsable del mantenimiento de la infraestructura durante la duración del contrato.
- Operación: La responsabilidad de operación del proyecto varía en función del tipo de activo y su funcionamiento. Cada caso es muy particular dependiendo de la situación concreta. El agente privado podría ser responsable de la operación técnica de un activo, y ofrecer el servicio de venta exclusivo del producto al gobierno; de la operación técnica del activo y ofrecer servicios directamente al usuario, como en la distribución del agua; de servicios de apoyo secundario, manteniendo al gobierno responsable de la entrega al público; etc.

Las alternativas anteriores se pueden combinar y ofrecer distintos grados de involucración del agente privado en función de la alternativa seleccionada (Ilustración 33). Las asociaciones público-privadas incluyen aquellas alternativas en las que no se trata de una opción puramente pública o privada, si no que se reparte la responsabilidad y riesgo entre ambas partes para lograr mejorar el objetivo común.

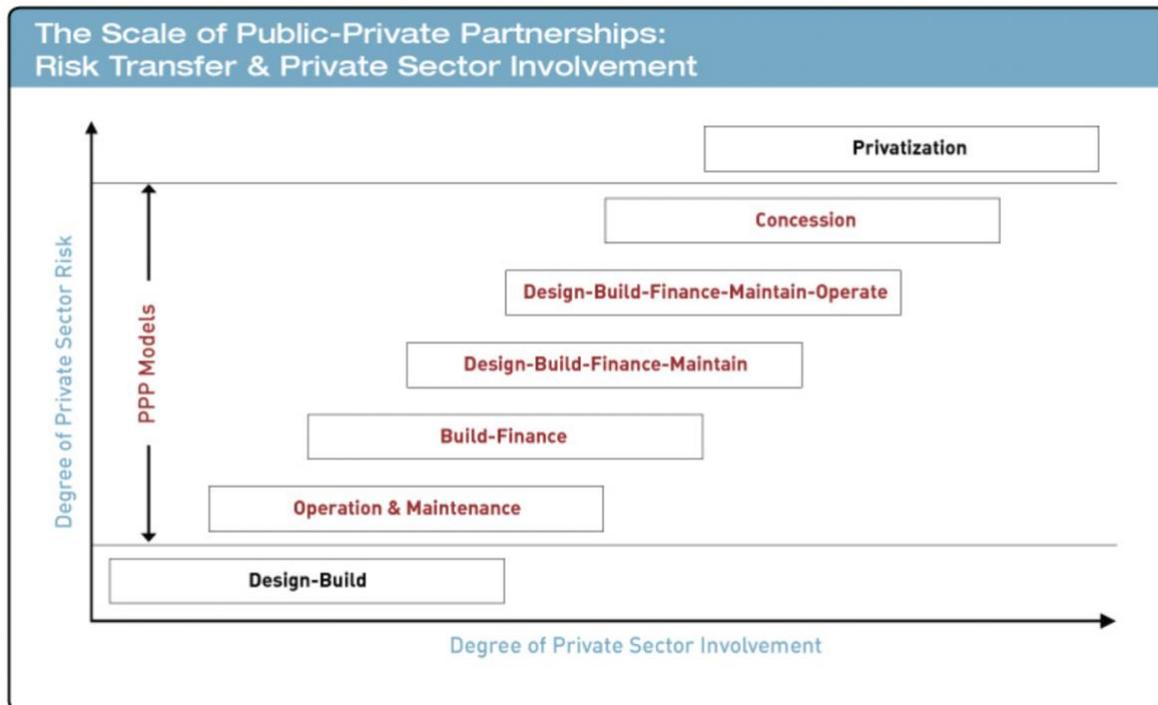


Ilustración 33: Escala de asociaciones público-privadas (The Canadian Council for Public-Private Partnerships, 2021).

Habitualmente, el agente privado suele crear una empresa específica para la asociación público-privada, a modo de sociedad instrumental. Se denomina SPV por sus siglas en inglés para Special Purpose Vehicle (Carter, et al., 2017).

Fuente de ingresos

El agente privado necesita una fuente de ingresos para hacer que el proyecto le resulte rentable. Los ingresos influirán directamente en la capacidad de pagar la deuda y los beneficios a los inversores. Es importante especificar en el contrato de la asociación cómo se organizarán los ingresos para el agente privado.

Existen fundamentalmente dos maneras en las que el agente privado puede recibir ingresos: cobrando por el servicio al usuario final o recibiendo un pago por parte del gobierno o la entidad pública correspondiente.

1. Cobro al usuario final

Se trata de cobrar una tarifa al usuario por el uso del servicio o consumo del producto. Se trata de un sistema complejo en el que se debe establecer un sistema de facturación, cobro y gestión del riesgo. Además, se añade el riesgo extra de posibilidad de impago por parte del usuario. Este sistema implica mucha interacción con el público. Este ingreso implica el estudio de demanda, establecimiento de precios, gestión de impago, etc. El gobierno puede dar el permiso de sancionar.

2. Pago de la institución pública

Consiste en recibir un pago periódico por parte de la institución pública. Se trata de un ingreso más estable y seguro. Además, tiene un riesgo asociado prácticamente nulo, dependiendo únicamente de la posibilidad de impago por parte del gobierno.

Por ejemplo, un servicio de gestión de aguas de una ciudad y cobra por el consumo a los clientes sería un ejemplo de cobrar al usuario final. Por otro lado, una empresa que gestiona una instalación de generación de energía recibirá un pago periódico por parte del gobierno.

En la realidad, cualquier asociación público-privada recibirá puede utilizar una combinación de ambos mecanismos. Recibirá un pago periódico por parte del gobierno como ingreso base y un cobro al usuario final por el servicio en función de la demanda.

Incentivos

Una asociación-público-privada debe considerar que la empresa privada necesita un incentivo para mantener un servicio competitivo, ya que suele tratarse de monopolios. Una buena forma de mantener un servicio de calidad por parte de la empresa privada es la de construir un sistema de remuneración asociado al desempeño.

En el contrato se deben establecer una serie de medidores que permitan medir el desempeño de la empresa. Estos medidores pueden ser la estructura de costes, la satisfacción del usuario, el desempeño comparado con otros países, etc. En función del desempeño se debe remunerar proporcionalmente al agente privado.

Financiación

Existen dos fuentes tradicionales de financiación: inversiones de capital y deuda. A continuación se explican ambas fuentes y los posibles híbridos (Delmon, 2010):

1. Inversiones de capital

Se trata de las inversiones que se hacen sobre el vehículo creado que incluye las participaciones en la empresa y otras inversiones de accionistas. Los dividendos o ingresos

por disolución de la empresa a los accionistas son el último valor que se paga, teniendo prioridad sobre ellos cualquier deuda que tenga la empresa con terceros. Se trata de la inversión con más riesgo y por lo tanto con mayor ganancia potencial.

2. Deuda

Los préstamos se pueden obtener de muchas fuentes como bancos comerciales, sociedades de crédito, organizaciones internacionales, inversores institucionales o incluso el propio gobierno involucrado. La deuda tiene la mayor prioridad de pago y es muy importante considerar cuál es el tipo de deuda más apropiado para cada solución. Habitualmente, las asociaciones público-privadas consisten en la construcción de activos de gran valor y larga duración en el tiempo con ingresos muy estables. Por lo tanto, se suelen buscar préstamos de largo plazo con interés fijo.

3. Híbridos

Existen muchas alternativas intermedias como préstamos subordinados o acciones preferentes. Los préstamos subordinados pueden ser acordados de no necesitar el pago hasta haber pagado el resto de deudas. Las acciones preferentes tienen preferencia sobre las normales al recibir ingresos.

A continuación se muestran la Ilustración 34, donde se muestra la estructura típica de una PPP y el flujo de fondos explicados.

- El gobierno interactúa con el PSV con ayudas económicas y legislativas.
- Los agentes de crédito aportan bonos y préstamos.
- Los inversores invierten en el SPV y participan en la toma de decisiones. Además, reciben dividendos.
- Los usuarios pagan a cambio del servicio recibido.
- Las empresas de operación y mantenimiento cobran al SPV por realizar labores específicas de apoyo.
- Las empresas de ingeniería cobran al SPV por realizar proyectos de ingeniería de diseño y construcción.

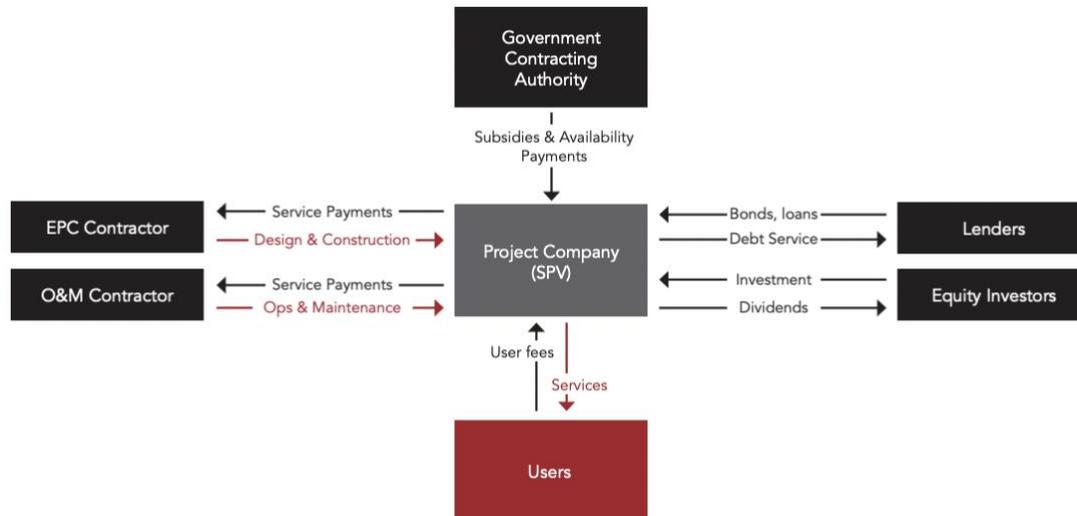


Ilustración 34: Flujo de fondos de una PPP (Carter, et al., 2017).

Consideraciones del gobierno

El gobierno o la institución pública involucrada debe tener en cuenta las siguientes consideraciones para minimizar riesgos (Carter, et al., 2017):

1. La habilidad del proyecto concreto para levantar fondos. Es importante que el proyecto sea considerado atractivo por inversores e instituciones de crédito.
2. Para minimizar riesgos el gobierno debe considerar la opción de limitar el ratio entre financiación propia y externa, evitando que el agente privado se endeude demasiado.
3. Evitar firmar el contrato hasta que la financiación esté asegurada.
4. Las posibles ayudas externas asociadas a resultados pueden no recibirse si el agente privado comete algún error. El gobierno debe hacer un seguimiento cuidadoso y asegurar previamente que los riesgos están minimizados al máximo.
5. Establecer una cláusula en la que el gobierno tenga el derecho a tomar posesión del proyecto en el que caso de que se cometa algún error concreto o bajo situaciones de emergencia.
6. Establecer cláusulas que protejan los intereses públicos por encima de los intereses privados de inversionistas y *stakeholders*.

Marco legal e institucional

A continuación se mencionan las consideraciones legales y legislativas que se deben desarrollar cuando se establece una asociación público privada. Para describirlas se utiliza el modelo de desarrollo de PPPs desarrollado por el Banco Mundial en (Carter, et al., 2017).

Políticas

El gobierno debe desarrollar las bases que muestren cuales son sus intenciones oficiales en el desarrollo de la asociación concreta. En dicho documento se debe presentar públicamente un plan de acción que establezca el servicio público a ofrecer y los principios de funcionamiento. Dicho documento está típicamente formado por: Los objetivos que se pretenden conseguir con el proyecto, el alcance del proyecto, los principios a implementar y los acuerdos de gobernanza.

Marco legal

El marco legal se refiere a el conjunto de normas, leyes y reglamentos que influyen el contexto del proyecto durante todo el ciclo del contrato de la asociación público-privada. El gobierno o institución pública pertinente debe asegurarse de que el marco jurídico considera la situación correctamente, llegando a tener que adaptar el marco jurídico para garantizar que se pueda realizar el contrato para la prestación de servicios públicos por parte del agente privado.

Procesos y responsabilidades institucionales

A pesar de que el agente privado tiene la responsabilidad de diseñar, financiar, construir y mantener la infraestructura y dar servicios; el gobierno tiene una serie de responsabilidades. Estas responsabilidades incluyen asegurar que el servicio público es llevado a cabo cumpliendo con los estándares de calidad y cantidad especificados en el contrato, asegurando un valor adecuado a la inversión realizada. El gobierno debe elegir el proyecto adecuado, escoger a un agente privado competente y establecer parámetros adecuados de funcionamiento en el contrato. Para ello es importante establecer el proceso de funcionamiento de las responsabilidades propias del gobierno, definir exactamente cuáles son esas responsabilidades durante todo el contrato y presentarlas públicamente. Habitualmente se nombran cargos específicos dentro del gobierno que e encargan únicamente de cumplir estos papeles.

Marco de gestión de financiación pública

El gobierno debe pagar por el servicio al vehículo privado durante un largo periodo de tiempo con un riesgo asociado. El gobierno es responsable de gestionar correctamente el riesgo asociado y debe ser transparente en su gestión financiera del proyecto. El gobierno debe ser muy específico en el contrato previo sobre la gestión y los pagos asociados para evitar malentendidos y riesgos financieros. Se deben afrontar las implicaciones fiscales del proyecto, así como gestionar el presupuesto de acuerdos fiscales y representarlo todo en las cuentas y reportajes públicos.

Asociación público privada para proyectos de infraestructura

Las asociaciones público privadas suelen ser desarrolladas específicamente para proyectos de infraestructura debido a su complejidad técnica, económica, riesgos asociados y larga duración.

La diferencia frente a una empresa privada es que las PPPs tienen la capacidad de resolver más problemas como movilizar fuentes de financiación adicionales, mejorar la selección de proyectos, conseguir incentivos de las autoridades, etc.

Retos

Los proyectos de infraestructura tienen dificultades específicas que se enfrentan mejor a través de asociaciones público privadas. A continuación se señalan los principales retos y las soluciones que pretende aportar una PPP en proyectos de infraestructura. Se ha utilizado la recolección de retos y soluciones del Banco Mundial en (Carter, et al., 2017).

Retos	Mejoras
Los proyectos de infraestructura suelen tener problemas de falta de financiación por falta de inversión en objetivos estratégicos como el fin de la pobreza o el fin de la contaminación.	Obtención de fuentes adicionales de financiación privada y pública. Permite al gobierno aumentar el impacto de su gasto en objetivos estratégicos y diversificar el riesgo en el proceso. La PPP realiza un proyecto más competitivo con más presupuesto. Mejora la fiscalidad de los proyectos en el largo plazo.
Los proyectos organizados por entidades públicas suelen tener peor selección y organización por falta de presión competitiva y expertos del sector. Los análisis suelen tener errores. La política o intereses personales pueden interferir en el proyecto.	El diseño e implementación del proyecto por una entidad privada que tiene que cumplir unos objetivos, devolver préstamos y que recibe la remuneración en función del desempeño aporta una visión más profesional y un desarrollo más competitivo de las necesidades del proyecto.
El sector público suele realizar una gestión más pobre de la construcción de la infraestructura y en la gestión del servicio una vez está terminada.	Involucrar al sector privado permitirá una mejor gestión de ambos procesos permitiendo un funcionamiento parecido al de una empresa normal, en lugar de actuar como un monopolio.

La infraestructura suele recibir menos mantenimiento del que sería necesario por falta de organización o por falta de cumplimiento de los planes establecidos.	La gestión de empresas privadas mejora el mantenimiento y por lo tanto reduciendo costes en el largo plazo y mejorando la rentabilidad del proyecto para conseguir los incentivos. Además, el gobierno se involucra haciendo el mantenimiento de calidad una prioridad.
Algunos estados se encuentran en situaciones conflictivas que ponen en peligro los proyectos de infraestructura.	La involucración del sector privado asegura la imparcialidad de los proyectos y la inestabilidad de estos por cambios de gobierno o por intereses políticos.
Los proyectos de infraestructura se pueden ver muy afectados por desastres naturales y el cambio climático. Esto añade dificultades extra a los proyectos e incertidumbre. Al tratarse de proyectos de largo plazo se debe prestar especial atención a los riesgos y su mitigación.	La involucración del sector privado acentuará la previsión de riesgos y los esfuerzos centrados en analizar todas las condiciones que pueden influir en el proyecto.

[Ejemplo: Carretera de peaje Santiago-Valparaíso-Viña del Mar, Chile](#)

A continuación, se expone un ejemplo de asociación público-privada para un proyecto de infraestructura de éxito. El ejemplo se ha tomado de banco de ejemplos de proyectos de infraestructura internacional del Banco Mundial en (Delmon, 2010).

La concesión de la Ruta 68 que une Santiago de Chile con Valparaíso y Viña del Mar es un ejemplo de éxito de un programa de concesión que se ha llevado a cabo por el gobierno de Chile desde los 90. El proyecto consistió en la ingeniería, construcción, mejora, operación y mantenimiento de la carretera de peaje previamente existente de 109 km Ruta 68. Los costes totales de financiación del proyecto fueron cerca de 427\$ millones, de los cuales 103\$ millones fueron financiados por las empresas privadas ACS y Sacyr.

El proyecto utilizó un sistema de subasta por valor neto actual de beneficios. Fue el primer ejemplo en el que una autopista urbana fue implementada con peajes de pase libre interoperables con cuatro empresas diferentes. El regulador fija los precios y anuncia una tasa de interés. El proyecto fue otorgado a la empresa que ofertara el menor valor actual de beneficios por peaje. La concesión termina cuando ese valor es igual al valor actual del beneficio por peaje. Si se desea terminar el contrato antes se han acordado compensaciones justas. La concesión empezó en agosto de 1998 y tiene un límite máximo de 300 meses. La autopista abrió en 2001.

La Ilustración 35 muestra la clasificación de este proyecto concreto. Se trató de la renovación de una infraestructura ya existente. La financiación se realizó de manera transversal combinando financiación pública, con la emisión de bonos y la inversión de empresas privadas. El servicio se entrega directamente al usuario que utiliza la carretera y se le cobra directamente a él a través de tarifas.

BUSINESS	CONSTRUCTION OBLIGATIONS	PRIVATE FUNDING	SERVICE DELIVERY	SOURCE OF REVENUE
New	Build	Finance	Bulk	Fee
Existing	Refurbish		User	Tariffs

Ilustración 35: Propiedades del ejemplo de asociación público-privada de infraestructura en Chile (Delmon, 2010).

La infraestructura era existente, consistiendo en su mejora y en la construcción de 20 km adicionales. El proyecto incluye el mantenimiento de la Ruta 60 y la construcción de dos túneles de 50km. El peaje se les cobraba directamente a los usuarios. La entidad privada fue responsable de trabajos auxiliares civiles.

Además de la financiación recibida por ACS y Sacyr de 103\$ millones, la SPV denominada Rutas del Pacífico también recibió financiación mediante la emisión de bonos en pesos chilenos con valor de 74\$ millones respaldados por el Banco Interamericano del Desarrollo. Ruta del Pacífico es responsable de ofrecer el servicio directamente al usuario final y de gestionar el servicio y cobro al cliente. La fuente de ingresos es exclusivamente a través del peaje que se cobra en las autopistas, principalmente a vehículos ligeros (75%).

8 Diseño de asociación público-privada para la implantación del hidrógeno verde a nivel europeo para su aplicación en la industria intensiva en el uso de energía

Introducción

Para el diseño de la asociación público-privada que facilite la aplicación del hidrógeno verde en Europa, con el objetivo de descarbonizar la industria intensiva en el uso de energía, se va a utilizar el modelo de diseño presentado por las Naciones Unidas en (Quium, 2011). Dicho modelo se diseñó específicamente para crear proyectos de asociaciones público-privadas en proyectos de infraestructura.

El esquema a utilizar es el siguiente:

1. Definiciones previas

En esta sección se evaluará el marco legal y regulatorio que envuelve el proyecto, así como la política del gobierno. Se marcarán los principales objetivos estratégicos que se busca cubrir y los requerimientos del sector privado.

2. Actividades preparatorias

Se identificará el proyecto concreto a realizar, así como las consultas a realizar a todas las partes interesadas y afectadas. Se establecerá el alcance del proyecto, la *due dililence* a realizar y el sistema de gestión de la relación con terceros.

3. Viabilidad del proyecto

Se planearán los términos generales del proyecto, considerando los riesgos asociados, el financiamiento, la política de precios, remuneración, responsabilidades y obligaciones de ambas partes, acuerdos regulatorios y términos del contrato.

4. Implementación

Se identifican las tareas previas a la contratación y el acuerdo de implementación. Incluye la contratación pública y la construcción del proyecto.

5. Después de la implementación

Se trata de la gestión del contrato y la gestión de disputas

Definición

El presente trabajo pretende presentar el diseño de un modelo de asociación público-privada que permita la transición al hidrógeno de la industria intensiva en el uso de energía. Se separarán los objetivos en el medio y largo plazo para su organización correspondiente.

El modelo se planteará a nivel europeo para que sirva para los países pertenecientes y lo puedan aplicar a su caso particular. A modo de ejemplo, se irán explicando las aplicaciones en el caso de España.

Modelo

Definiciones previas

1. Marco legal y regulatorio

Debido al reciente aumento en proyectos relacionados con el hidrógeno en la UE, se están desarrollando varias nuevas normativa y legislación pertinente al respecto. Además, se están adaptado leyes nacionales en cada país para preparar la entrada del hidrógeno verde de forma masiva. Esta transición legislativa se está liderando por entes regulatorios como la Directiva europea de infraestructuras de combustibles alternativos para el transporte. Sin embargo, la regulación que influye en la producción almacenamiento del hidrógeno sigue manteniendo una normativa antigua y muy estricta que dificulta todo el proceso. Estas normas consideraban el hidrógeno únicamente como un gas de uso en la industria y de producción a partir de hidrocarburos. La regulación actual no considera la generación a partir de tecnología de electrólisis, así como las posibilidades de almacenamiento en pequeñas cantidades (Morante, et al., 2020).

Las directivas europeas están desarrollando disposiciones para facilitar la implantación del hidrógeno. Estas normativas no son de obligado cumplimiento, pero países como España la están introduciendo en su estrategia de gobierno. Estas directrices son un buen comienzo, pero les falta ambición para conseguir la instalación masiva del hidrógeno en Europa. En cuanto la cadena de valor, las directivas europeas están definidas para el almacenamiento, transmisión, distribución y suministro de gas natural, sin ni siquiera considerar la posibilidad de utilizar hidrógeno verde en el mismo proceso. Como se ha mencionado previamente, si existe regulación sobre el ratio máximo de hidrógeno que se puede introducir en la red. Algunos países incluso regulan la compensación económica por hacerlo. El sistema actual de facturación del gas natural europeo se realiza según su capacidad calorífica, por lo que no tiene sentido aplicarlo en mezclas con hidrogeno verde. En la actualidad se mide mediante el índice de Wobbe por las empresas públicas para asegurar su correcto uso en el transporte y uso final. Se requiere de una nueva regulación que utilice un parámetro que considere las propiedades propias del hidrógeno, o al menos su interacción en la mezcla

con el gas natural. Una alternativa útil consistiría en la certificación de las mezclas con hidrógeno para favorecer a quienes lo realicen (Morante, et al., 2020).

El gobierno pertinente deberá realizar las adaptaciones necesarias para crear una regulación favorable que facilite la transición al hidrógeno verde. Estas adaptaciones deberán incluir las consideraciones necesarias para facilitar tanto la producción como el almacenamiento, transporte y consumo de hidrógeno verde.

2. Objetivos estratégicos del gobierno que se tratan de cubrir con esta cooperativa público-privada

- Reducir la huella de carbono de la industria intensiva en el uso de energía para cumplir los objetivos establecidos por la Comisión Europea para 2030 y 2050.
- Lograr una transición al uso del hidrógeno verde forma transversal a en los distintos sectores: industria, energía, transporte, etc.
- Mantener una industria europea competitiva y sin huella de carbono.
- Crear una solución que crezca y se aplique rápidamente en toda la UE para reducir costes.
- Crear una solución que favorezca el desarrollo tecnológico e impulse la innovación en el ámbito de aplicación.
- Crear oportunidades para nuevas soluciones disruptivas que sustituyan tecnologías antiguas.
- Aportar valor al mercado, fomentando las inversiones de terceros.
- Fomentar la competitividad, evitando la creación de monopolios o mercados abusivos.
- Mantener una visión estratégica del proyecto, evitando la visión de corto plazo para buscar el bien superior común en el tiempo.
- Las intervenciones del gobierno deben ser transparentes y contrastadas por expertos en el sector.
- Compartir riesgos con el sector privado en un proyecto de largo plazo, con cláusulas justas para ambas partes.
- Lograr que el hidrogeno verde sea competitivo en precio con el gas natural y el hidrógeno gris. Actualmente el hidrógeno verde cuesta entre dos y cuatro veces más que el gris. El coste de producción del gas natural es de 11€/MWh, mientras que el del hidrógeno gris es de 44,9€/MW y del hidrógeno verde de 74,9-164,7€/MW (Yide Song, 2021).

3. Responsabilidades del sector privado en la cooperación público-privada

- Mantener una industria intensiva en el uso de energía competitiva con el resto del mundo.
- Crear un vehículo privado que resulte rentable en la consecución del proyecto.

- Recibir un apoyo del gobierno que asegure una regulación apropiada para el proyecto.
- Compartir riesgos con el gobierno en un proyecto de largo plazo, con cláusulas justas para ambas partes.
- Conseguir una transición progresiva que evite causar problemas a las empresas centradas en cualquier parte de la cadena de valor del gas natural, dándoles alternativas justas para participar en la transición hacia el hidrógeno verde.

4. Capacidad del gobierno para implementar el proyecto

Es responsabilidad directa de cada gobierno la de realizar los estudios necesarios para asegurar que ese dispone de los medios necesarios para implementar el proyecto a nivel nacional. Para ello se debe estudiar la situación económica, política y medioambiental del país.

El gobierno debe establecer un equipo específico para organizar todo el proyecto y asegurar la mejor implementación posible.

[Actividades preparatorias](#)

1. Definición y alcance del proyecto

El proyecto consiste en organizar la transición hacia el hidrógeno verde a nivel europeo para descarbonizar la industria intensiva y aprovecharlo para descarbonizar otros sectores.

La transición hacia el hidrógeno verde fluyendo al 100% por la infraestructura actual de gas natural no se estima posible en el corto plazo. Es por esto que se propone la creación de un vehículo privado SPV en cada país que se encargue de todos los proyectos de transición a lo largo de toda la cadena de valor. Algunas partes las hará en colaboración, como los actuales explotadores de las redes de gas natural y otras por cuenta individual. Se separa el objetivo en medio y largo plazo.

Medio plazo

Producción: Se debe comenzar la transición de producción de hidrógeno gris y azul a verde. Para ello el gobierno deberá decidir si el país concreto debe producir el hidrógeno verde con centrales especializadas en electrólisis o si es preferible importar el hidrógeno de otros países. La electrólisis consume mucha energía (hasta 4,5 - 5 kWh/m³ en electrolizadores industriales convencionales (Wang, et al., 2014)), por lo que resultará mas apropiado para países con mucha capacidad energética. Países como España, donde destaca por una capacidad de energías renovables muy superior (más de 3.000 TWh/año de potencial renovable (Morante, et al., 2020)), tiene sentido especializarse en la electrólisis para utilizar los excesos de energía durante los picos de producción. Además, esto da la oportunidad de vender hidrógeno verde a terceros países. En el caso de decidir ser productor de hidrógeno

verde, el SPV se encargará del diseño, construcción y explotación de las centrales de producción. El gobierno será responsable de tomar las medidas necesarias para fomentar el I+D en tecnologías de electrólisis como los electrolizadores alternativos mencionados en el apartado 6, y así reducir el consumo de energía requerido.

Transporte: Se trata de la parte principal de la asociación. En el medio plazo no es factible la sustitución total del gas natural transportado por las tuberías a hidrógeno verde. En el medio plazo el SPV se encargará de introducir un ratio cada vez superior de hidrógeno verde en la mezcla con el gas natural. Para ello será necesario invertir en desarrollar la tecnología para que tanto los sistemas de transporte como los de uso final soporten el mayor ratio posible, así como adaptar la regulación para admitir máximo superior. En el largo plazo se deberá elegir entre diferentes alternativas.

Consumo: Mientras no se pueda transportar hidrógeno verde puro no se podrá utilizar la mezcla como materia prima en la industria intensiva en el uso de energía. Sin embargo, se podrá utilizar la mezcla como fuente de energía. Muchos sistemas de producción actuales permiten utilizar la mezcla. Hay turbinas de gas que admiten hasta un 85% de hidrógeno (Ojea, 2019) y sistemas de calentamiento que permiten ratios similares. Se debe empezar a plantear la inversión en sistemas de calentamiento y producción de energía que admitan mezclas de entre 80% y 100% de hidrógeno.

Con el objetivo de promover el consumo de hidrógeno verde en la industria, y así mejorar la situación competitiva de éste frente al gas natural o el hidrógeno gris y azul, el gobierno o la UE pueden utilizar los *Product Carbon Requirements (PCRs)* (Chiappinelli, et al., 2020). Se trata de un instrumento para fomentar el fin de los procesos de producción intensivos en carbono. Se trata de establecer un límite prácticamente nulo de los límites de emisiones para los materiales básicos que se vendan en una región. Sólo se permite vender productos muy bajos en emisiones de carbono. Se aplica este sistema a productos nacionales e importados. Este sistema se debe ir implementando progresivamente medida que se vaya desarrollando la alternativa del hidrógeno verde. El riesgo es que el anuncio de futuros PCRs sobre la industria pueden perjudicar gravemente a la industria intensiva por lo que se deben tomar medidas de protección como darles subvenciones para que hagan la transición en la maquinaria.

Largo plazo

Producción: Según vaya creciendo la demanda de hidrógeno por acciones del gobierno, el SPV y desarrollos tecnológicos, irán aumentando las economías de escala y el precio de producción del hidrógeno verde por electrólisis caerá. El objetivo será el de hacerlo competitivo con el gas natural, que tiene un coste de producción actual de 11€/MWh.

Transporte: En el largo plazo hay que decidir si se quiere adaptar la infraestructura actual al hidrógeno o transformarlo a metano antes de introducirlo a la red. Al tratarse de una diferencia fundamental, el gobierno de cada país debe estimar los gastos exactos de cada

alternativa y tomar la decisión. Para determinar qué opción tiene más sentido se deben considerar varios factores. En primer lugar se debe analizar cómo lo están haciendo los demás países para buscar una coordinación técnica y facilitar el intercambio de recursos. Después, se debe hacer un análisis de las previsiones de desarrollo tecnológico de la maquinaria pertinente para cada opción, para seleccionar la que tenga mejores previsiones en tiempo y recursos. La mejor opción será la que tenga mejor expectativa económica en el largo plazo y mayor expectativa de éxito técnico. Para ello necesita recibir más incentivos, debe requerir menor financiación y tener más viabilidad económica. Idealmente la Unión Europea debe establecer uno de los dos métodos para alinear a todos los países y proponer ayudas para facilitar la implementación de la nueva infraestructura.

Dependiendo del tipo de cooperación que se decida realizar, la gestión del transporte de hidrógeno se puede realizar por el gobierno o el SPV. La decisión debe de tomarse en cada país en función de las necesidades específicas. El servicio es habitualmente más eficiente y competitivo cuando se realiza desde la parte privada. Esto se debe a que el gobierno puede plantear el uso de incentivos en función del desempeño. Como se explica en el apartado de financiación, el SPV recibirá ingresos de los pagos fijos y variables (incentivos) del gobierno. Según el balance entre el nivel técnico que alcance el SPV y la reducción de precio final del hidrógeno que alcancen, el incentivo será mayor. En el caso de optar por la gestión pública para recibir incentivos europeos o similares, el gobierno deberá buscar soluciones para asegurar un equipo de profesionales expertos en este tipo de infraestructura y para que tengan la motivación necesaria para lograr unos resultados competitivos.

Este modelo asume que se realizan las adaptaciones necesarias en la infraestructura para soportar el transporte de hidrógeno puro. Esta decisión se toma porque se pretende una transición total hacia el hidrógeno verde de éste y otros sectores. La adaptación hidrógeno verde puro permitirá una transición mas completa en el largo plazo. La adaptación y mantenimiento de las tuberías se realizará por el SPV, que deberá considerar todos los riesgos técnicos y financieros, así como asumir la responsabilidad de seguridad.

Consumo: Una vez se logre transportar hidrógeno puro, también se podrá hacer la transición a hidrógeno verde como materia prima en los subsectores explicados en el apartado 5. Las empresas industriales que utilizan hidrógeno podrán empezar a utilizar hidrógeno verde para la creación de productos. Hasta que el precio sea competitivo el gobierno deberá crear incentivos para su uso.

2. Estructura de gestión del proyecto

Los agentes involucrados serán:

- Unión Europea
- Gobierno nacional
- SPV, formada por una o varias empresas
- Empresas involucradas en alguna parte de la cadena de valor:

- Productores de gas natural
- Productores de hidrógeno
- Empresas de gestión de la infraestructura de transporte
- Empresas de producción de energía
- Empresas de la industria
- Empresas de servicios
- Acreedores
- Inversores de capital

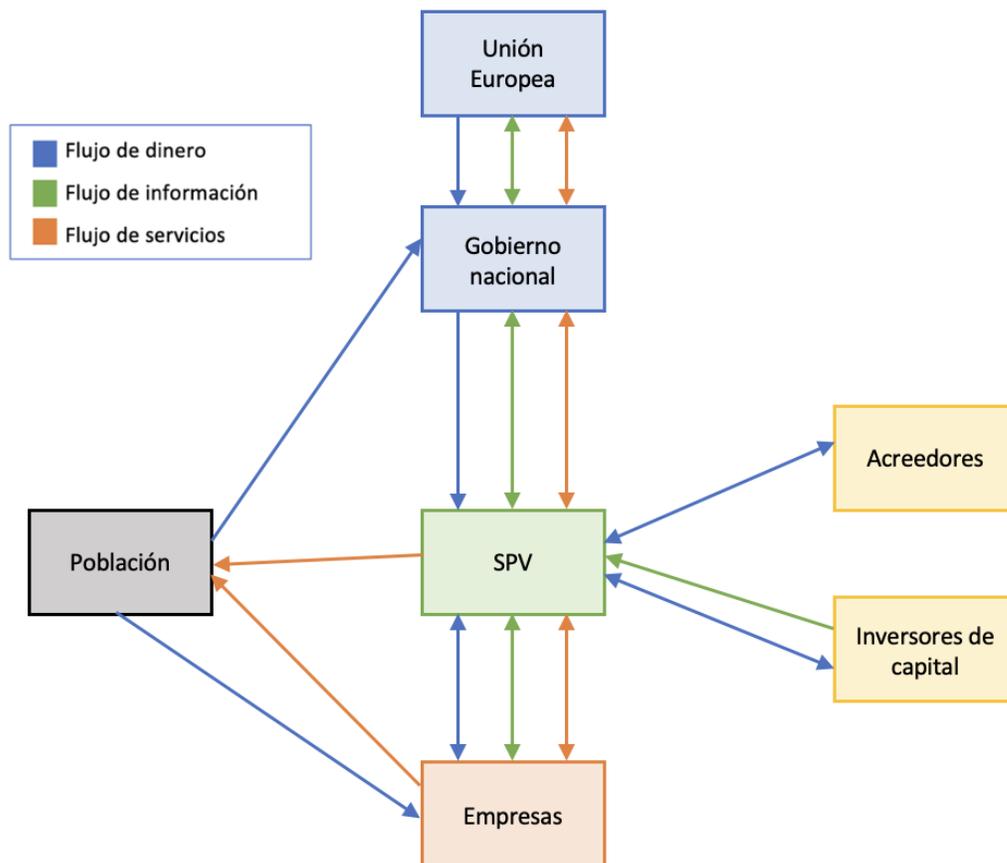


Ilustración 36: Flujos de la asociación público-privada.

1. La Unión Europea interactúa únicamente con cada gobierno concediendo ayudas, estableciendo regulación común para todo el espacio europeo y ofreciendo asesoramiento o créditos a los gobiernos.
2. El gobierno nacional interactúa con el SPV a través de la PPP. Realiza los pagos correspondientes acordados en el contrato; otorga créditos o ayudas, que pueden venir de la Unión Europea; regula el contexto legal del proyecto; apoya en la gestión a la SPV, etc.
3. Los acreedores sólo otorgan préstamos y reciben las comisiones.
4. Los inversores de capital invierten y reciben dividendos. Además tienen poder de decisión sobre la empresa y su gestión.
5. El bloque de empresas representa todas las empresas externas con las que interactúa el proyecto. Estas empresas son los productores de gas natural, productores de hidrógeno, empresas que gestionan la infraestructura de transporte de gas natural, empresas productoras de energía que compran hidrógeno y gas natural, empresas de la industria intensiva que compran energía y materia prima, empresas de servicios, etc.
6. La población que compra productos de la industria intensiva en el consumo de energía.

3. Relaciones con el exterior

La asociación público-privada debe especificar previamente como se relacionará con las partes interesadas. Cada gobierno debe acordar con el SPV un sistema de consulta de *stakeholders*, testeado de mercado y publicación de información.

[Viabilidad del proyecto](#)

1. Perspectivas

El hidrógeno tiene una perspectiva muy positiva a futuro. La Ilustración 37 muestra los principales indicadores positivos de vista al futuro.



Ilustración 37: Indicadores estratégicos del hidrógeno (Morante, et al., 2020).

La comunidad internacional presiona para una transición hacia una industria y sector energéticos sin huella de carbono. Las energías renovables y el hidrógeno llevan años reduciendo sus costes y precios, 18 países ya tienen estrategias establecidas para la transición al hidrógeno, España va a invertir más de 2.000 millones de euros en los próximos años para la exportación de hidrógeno, el sector empresarial está formando alianzas para conseguir la rentabilidad del hidrógeno verde, etc.

Se debe realizar el cálculo del valor actual neto del proyecto (NPV) haciendo una estimación de todos los costes e ingresos a lo largo del tiempo de duración del proyecto para la SPV. Se debe realizar una estimación para varios escenarios más y menos optimistas y realizar el proyecto en el caso de que sea un saldo positivo en todos los escenarios razonables. También se deben considerar otros ratios financieros como el ROE y ROI para entender el retorno de la inversión sobre el capital invertido, el periodo de recuperación del capital invertido, el TIR para poder comparar la inversión, etc.

2. Análisis de riesgos

La idea principal de una asociación público-privada consiste en diversificar los riesgos asociados a un proyecto entre el organismo público y el vehículo privado. Ambos en conjunto deben estudiar todos los riesgos asociados y establecer medidas para protegerse de ellos.

- La implantación del hidrógeno es una estrategia de largo plazo que requiere cambios estructurales muy costosos y transversales. Hay muchas partes interesadas a las que les afecta la transición. Se necesita poner de acuerdo a muchas partes y eso puede implicar complicaciones por el camino. Es importante establecer un contrato previo que marque las condiciones. Se deben establecer momentos periódicos en los que se reajusten los objetivos y métodos. Además, se debe designar a una parte externa a modo de moderador que decida cómo solucionar las disputas durante el proyecto.

- Como se ha mencionado varias veces a lo largo del documento, el principal riesgo del hidrógeno verde es la viabilidad económica. El desarrollo tecnológico aún no es suficiente para hacerlo competitivo en cuanto a producción, transporte y almacenamiento. El gobierno deberá hacer aportaciones económicas cuantiosas para asegurar que resulta rentable para el sector privado. El gobierno puede paliar estos riesgos promoviendo la investigación, emitiendo certificados verdes que fomenten el uso de hidrógeno verde y amentando el precio de los créditos de carbono.
- En paralelo a la reducción de precio hay que desarrollar toda la infraestructura de la cadena de valor del hidrógeno verde antes de asegurar su viabilidad económica. Esto implica el riesgo de hacer toda la inversión sin asegurar que va a ser la mejor alternativa en el futuro ni si va a ser viable.
- El sistema regulatorio actual no contempla el uso del hidrógeno verde como se pretende. Esto implica que el gobierno y los entes regulatorios tendrán que crear todo un sistema de legislación nuevo que considere todos los aspectos, incluyendo todas las posibles casuísticas que puedan aparecer en el proceso.
- La complejidad técnica de adaptación de todos los sistemas actuales basados en el gas natural implica el cambio de funcionamiento de muchos entes públicos y privados que tendrán que adaptar su modelo a la nueva situación. El gobierno es responsable de proteger estos sectores involucrados y ofrecer alternativas que eviten el desastre económico en cadena.
- Se trata de un proyecto de eliminación de la huella de carbono, pero existen muchas otras alternativas. Se debe convencer al público general para conseguir la aceptación social y así evitar posibles problemas durante el desarrollo del proyecto.

3. Financiación

Como se ha explicado en el apartado correspondiente, el SPV se puede financiar por deuda o mediante inversionistas, que obtienen participaciones. La combinación de ambas opciones repartirá el riesgo mejor. Además, el gobierno puede financiar el proyecto con fondos públicos o a través de ayudas recibidas de la Unión Europea.

Además, existen ayudas específicas a nivel europeo y nacional para financiar este tipo de proyectos. En la UE existen programas como el Innovation Fund, donde se ofrecen programas de financiación para proyecto de tecnologías innovadoras bajas en carbono, con dotación de 10.000 millones de euros o el European Green Deal Call, donde se apoya la inversión en investigación e innovación de la UE con dotación de 1.000 millones de euros en el marco del Pacto verde Europeo. En España, existen ayudas como Proyectos CIEN, dedicados a financiar proyectos de desarrollo tecnológico industrial con colaboración efectiva con grupos de varias empresas (MITECO, 2020).

4. Política de precios y compensación a la entidad privada

El SPV recibirá ingresos de dos formas: a través de pagos periódicos del gobierno y mediante la venta del hidrógeno a los productores de energía. Para asegurar el precio más competitivo del hidrógeno el gobierno debe establecer un programa de incentivos mediante el cual le pagará un valor fijo a la entidad privada para asegurar su funcionamiento y una cantidad variable. La cantidad variable deberá ser inversamente proporcional al precio del hidrógeno verde. Cuando más eficiente sea la cadena de valor del hidrógeno menor precio podrán ponerle al hidrógeno. El incentivo del gobierno hará que cuanto más barato sea el hidrógeno mayor incentivo recibirá la empresa para seguir operando y mejorando el servicio.

El contrato tendrá un precio objetivo igual al del gas natural. Una vez se alcance el precio del momento del gas natural se dará una compensación premio por alcanzar el objetivo y se reestablecerá una nueva política de compensación.

El contrato debe tener un momento límite por tiempo y/o hito histórico (como el alcance del precio del gas natural) en el que el contrato terminará y se deberán determinar nuevas reglas de funcionamiento para reducir las ayudas que se reciben. El objetivo en el largo plazo es que el SPV no dependa de ayudas públicas, sino que resulte competitivo por sí mismo y así puede funcionar de forma independiente.

5. Acuerdos regulatorios

El gobierno y Unión Europea deben comprometerse en el contrato a ser responsable de conseguir los siguientes acuerdos regulatorios para asegurar el correcto funcionamiento del proyecto:

- Crear una regulación que favorezca los proyectos de investigación y desarrollo de tecnología relacionada con el hidrógeno verde.
- Introducir un sistema de certificación de productores de hidrógeno verde que promueva la creación de estas instalaciones.
- Apoyar a la producción de hidrógeno verde con ayudas a los proyectos de aumento de capacidad y construcción de nuevas centrales.
- Beneficios fiscales a todas las empresas involucradas en la cadena de valor.
- Crear un sistema de certificación que favorezca el uso de hidrógeno verde en centrales energéticas.
- Crear condiciones de mercado beneficiosas para el hidrógeno verde y sus inversionistas.
- Aumentar el ratio de hidrógeno/gas natural máximo permitido en la infraestructura de transporte.
- Fomentar la sustitución de maquinaria basada en el gas natural por tecnología de hidrógeno verde mediante reducciones de precio y compensación económica por retirar la maquinaria antigua.

- Fomentar el uso de hidrógeno verde en la industria como materia prima con incentivos fiscales.
- Fomentar el uso de hidrógeno verde como fuente de energía a pequeña escala.
- Fomentar la acumulación de los excesos de energía renovable en forma de hidrógeno verde.
- Fomentar la exportación o importación de hidrógeno verde cuando corresponda.
- Fomentar el transporte de larga distancia de hidrógeno verde por mar o tierra.

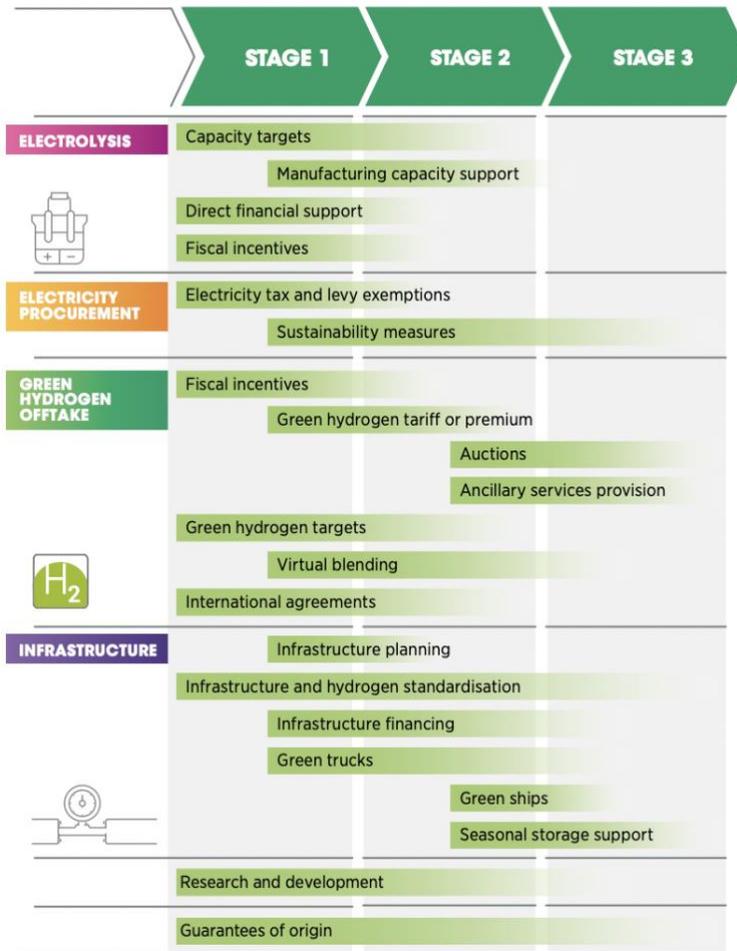


Ilustración 38: Periodos de aplicación de acuerdos regulatorios (IRENA, 2021).

La Ilustración 38 muestra qué medidas de regulación se deben aplicar en el corto, medio y largo plazo para asegurar un mayor funcionamiento. Las medidas de apoyo a la investigación y desarrollo se deben realizar en el corto plazo. Las medidas que fomentan la oferta y demanda de hidrógeno verde deben comenzar ligeramente y aumentarse en el tiempo hasta que resulte un mercado rentable por sí mismo, cuando se deben ir reduciendo lentamente. Las medidas que fomenten la exportación y la interacción con otros países deben realizarse cuando el país haya madurado en esta tecnología.

6. Acuerdos del servicio y resultados

El SPV debe comprometerse a cumplir ciertos estándares que deben monitorearse a lo largo del proyecto. Se deben establecer unas medidas técnicas y temporales que se deban cumplir como objetivos mínimos por parte de la entidad privada. Debe existir la posibilidad del obtener la propiedad del proyecto por parte del gobierno en caso de incumplimiento o de emergencia nacional.

7. Términos del contrato

El contrato debe ser aceptado y firmado por ambas partes antes de comenzar el proyecto. El contrato debe ser llevado por servicios de abogados profesionales que aseguren que se incluyen todas las casuísticas típicas de proyectos de este tipo y las específicas del caso concreto.

Implementación

1. Aspectos jurídicos y de gobernanza en la contratación pública

Cada país concreto tiene su propia metodología oficial de contratación pública. En el caso de las PPPs se suele tratar de asociaciones entre varias empresas por lo que es un proceso particular. Cada país debe utilizar un sistema que asegure contratar al equipo más profesional y especializado en la materia posible para lograr un proyecto competitivo a nivel internacional que logre un retorno de la inversión adecuado a la importancia del proyecto. Una vez comenzado el proyecto el gobierno es responsable de hacer un seguimiento adecuado y asegurar que la entidad privada cumple el contrato.

2. Contratación pública

Una vez el gobierno ha asignado el proyecto, se crea el SPV y comienza el proceso. En primer lugar, el gobierno y el SPV firman el contrato establecido. Se publica la información pública sobre la contratación y el proyecto. El proyecto comienza en el momento en el que se firma el contrato.

Después de la implementación

1. Gestión del contrato y resolución de disputas

Tanto durante la construcción del proyecto como durante la gestión del servicio de hidrógeno verde, ambas partes tienen la obligación de cumplir todos los puntos. En el caso de incumplimiento del contrato por una de las partes se deben seguir los puntos acordados al respecto o llevar el caso al tribunal correspondiente nacional o internacional.

2. Fin del contrato

Una vez el contrato termina, se debe seguir la cláusula de cierre por la que se suele devolver la concesión de gestión al gobierno o se privatiza por completo según lo acordado. También existe la posibilidad de renegociar el contrato y renovar la concesión de la gestión durante un nuevo periodo de tiempo.

Ingresos y costes

Además de todos los gastos asociados a la creación de la sociedad, desarrollo y firma del contrato PPP y otros costes asociados, los principales ingresos y costes del proyecto para el SPV son:

Ingresos

- Venta del hidrógeno verde a la industria y sector energético
- Exportaciones de hidrógeno a países externos.
- Ayudas fijas del gobierno
- Incentivos variables del gobierno

La venta de hidrógeno verde en la industria y sector energético, tanto nacional como internacional, depende fundamentalmente de que se alcance el objetivo de lograr ser competitivo con el gas natural y el hidrógeno gris y azul en el largo plazo. La cooperativa debe utilizar las herramientas legislativas y de inversión mencionadas previamente para conseguir este objetivo. Hasta que se alcance ese momento, las ayudas fijas del gobierno y las variables a modo de incentivos permitirán al proyecto a mantener la viabilidad económica y la capacidad de seguir invirtiendo en obtener economías de escala y en desarrollo I+D.

Costes

1. Fijos

- CAPEX por centrales de producción de hidrógeno verde
- Gastos de adaptación de la infraestructura de transporte y almacenamiento
- Mantenimiento de toda la infraestructura
- Gestión de producción, transporte y almacenamiento
- Investigación y desarrollo de nuevas tecnologías
- Alquiler establecimientos y naves industriales

Los gastos fijos de CAPEX en infraestructura para el hidrógeno verde en todas las partes de la cadena de valor tienen el riesgo asociado mencionado previamente. No se tiene la certeza de que el proyecto vaya a tener éxito en competitividad del sistema resultante y se trata de

inversiones grandes de largos periodos de tiempo. El gobierno debe tomar las medidas de apoyo con legislaciones pertinentes, PCR, incentivos, I+D, etc. para promover la instauración masiva del hidrógeno verde a lo largo de toda la cadena de valor.

2. Variables

- Materia prima para la producción de hidrógeno
- Sueldos y salarios
- Compra de energía renovable para la producción de hidrógeno verde
- Contratación de terceros para desarrollar servicios legales, de construcción, investigación, etc.
- Compra de hidrógeno a productores externos

La principal incertidumbre de los costes variables es la compra de energía renovable. Cada país tiene una situación muy diferente de capacidad de producir energía renovable. Esta capacidad debe ser una de las principales características que hacen que un país decida si producir su propio hidrógeno verde o importarlo. Además, la energía renovable depende de muchos factores y es muy inestable. Sin embargo, el hidrógeno verde puede ser una alternativa para almacenar esta energía sobrante en picos de producción. El gobierno puede tomar medidas de prevención de este riesgo apoyando el consumo de energía renovable con incentivos e invirtiendo en la creación masiva de centrales energéticas renovables.

Sinergias sectoriales

Este proyecto se basa en la implementación del hidrógeno verde para la reducción de la huella de carbono en la industria intensiva en el uso de energía. Sin embargo, la infraestructura desarrollada se puede aprovechar para implementar el hidrógeno verde en otros sectores como el de transportes con gasolineras de hidrógeno, pila de combustible, etc. Esto puede aportar una serie de sinergias que ayudarían a asegurar el éxito y rentabilidad del proyecto.

Especialmente en el sector transportes, el uso de hidrógeno tiene un futuro muy prometedor, existiendo en muchos países ya numerosas estaciones de servicio para vehículos de hidrógeno. El hecho de que exista esa industria en crecimiento es muy beneficioso para este proyecto. La industria de transportes está invirtiendo en I+D para el transporte y almacenamiento del hidrógeno, lo que da seguridad y protección frente a la incertidumbre comentada. Los desarrollos que se realicen desde este sector serán aplicables al transporte de hidrógeno verde para la industria intensiva de energía, reduciendo costes y compartiendo gastos en transporte común. El gobierno puede apoyar ambas iniciativas asegurando las economías de escala para el hidrógeno. Con el aumento de producción y uso se reducen los costes fijos y variables por mayor desarrollo y compartir gastos comunes.

Los gobiernos de los países tienen la posibilidad de realizar cooperaciones público privadas para ambos fines al mismo tiempo, aprovechando la situación para que ambos proyectos se solapen, dando seguridad ante la incertidumbre y reduciendo costes. Además, ambos proyectos darán más visibilidad la hidrógeno verde, lo que favorece a las inversiones nacionales e internacionales.

9 Conclusión

El mundo debe realizar un cambio inminente para cumplir los objetivos de reducción de la huella de carbono establecidos para 2030 y 2050. La industria intensiva en el uso de energía es uno de los principales contaminantes y necesita un cambio.

El hidrógeno verde es una alternativa muy prometedora para la descarbonización en la industria intensiva en el uso de energía. Se podría aplicar en el futuro de dos formas. La primera consiste en sustituir el hidrógeno gris y azul como materia prima en subsectores como la industria de refino, la industria química y la industria metalúrgica. La segunda alternativa consiste en sustituir el uso de gas natural por hidrógeno verde en la generación de energía.

Además, la implantación del hidrógeno verde tendría una serie de sinergias de integración sectorial con el sector de transportes, almacenamiento energético, sector eléctrico, sector gasista, etc.

La cadena de valor del hidrógeno verde comienza por su producción. El sistema de producción mejor desarrollado en la actualidad es la electrólisis. El almacenamiento, transporte y distribución tiene una problemática muy similar a la del gas natural, por lo que sería práctico aprovechar la infraestructura existente y adaptarla para su uso con el gas natural en el largo plazo. En el medio plazo se pueden introducir mezclas de gas natural con hidrógeno en pequeñas proporciones.

Actualmente este proyecto conlleva muchos riesgos técnicos y económicos que no pueden asumir las empresas privadas. Por ello se ha presentado un modelo de asociación público-privada que permita repartir los riesgos entre el sector público y privado.

El proyecto se reparte entre el medio y largo plazo. El medio plazo presenta la posibilidad de ir introduciendo el hidrógeno verde en toda la cadena de valor, incluyendo la industria intensiva, mientras que el largo plazo considera una integración total de hidrógeno verde puro.

Finalmente, se presenta el diseño de cooperación público-privada a modo de modelo para que países de la UE lo puedan utilizar para hacer la transición al uso de hidrógeno verde en la industria intensiva en el uso de energía y así lograr su descarbonización en las próximas décadas. El modelo analiza las responsabilidades, retos y necesidades del sector público y privado en esta colaboración. Se estudian las medidas legislativas pertinentes, el sistema de financiación, la política de precio y compensación al SPV y los acuerdos del contrato. Se explica cómo se debe implementar el proyecto y la contratación pública, acorde con las leyes de cada país. Finalmente, se comentan los principales costes e ingresos y sus respectivos riesgos asociados.

Dado que se ha presentado una asociación público-privada coherente para tratar los riesgos, oportunidades y características asociadas a la implantación del hidrógeno verde en la industria intensiva en el uso de energía, se ha logrado con éxito el objetivo general del trabajo. Además, se han cumplido los objetivos específicos:

- Se han comparado alternativas tecnológicas con potencial de descarbonizar la industria intensiva en el uso de energía.
- Se han analizado las características del hidrógeno verde y su potencial uso a nivel industrial.
- Se ha estudiado la cadena de valor del hidrógeno verde y se han expuesto sus riesgos y desafíos, especialmente para adaptarse a la actual infraestructura de gas natural en Europa.
- Se ha expuesto el funcionamiento de las cooperaciones público-privadas para infraestructura para su posterior aplicación en el diseño final.
- Se ha diseñado una cooperación público-privada que permite a países europeos aplicarla para conseguir hacer la transición al hidrógeno verde en toda la cadena de valor con hitos concretos en el medio y largo plazo. Permite afrontar y paliar los principales riesgos técnicos y económicos asociados en la implantación en la industria intensiva de energía.

10 Bibliografía

Comisión Europea, 2018. *Web oficial de la Unión Europea*. [En línea]
Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es

Comisión Europea, 2018. *Our Vision for A Clean Planet for All*, s.l.: s.n.

Comisión Europea, 2018. *Seamos climáticamente neutros en 2050*, s.l.: Acción por el clima.

Consejo de la Unión Europea, 2021. *Pacto Verde Europeo*. s.l., Consejo europeo.

EDF, 2021. *EDF Energy*. [En línea]

Available at: <https://www.edfenergy.com/large-business/buying-energy/energy-intensive-industries>

Gerres, T., Chaves Ávila, J. P., Linares Llamas, P. & Gómez San Román, T., 2018. A review of cross-sector decarbonisation potentials in the European energy intensive industry. *Elsevier*, pp. 586-598.

Buckley, P., 2017. State of the EU Emissions Trading System 2017. *Sandbag SCP*.

U.S. Energy Information Administration, 2016. *Industrial sector energy consumption*, s.l.: International Energy Outlook.

Bruyn, S. et al., 2020. *Energy-intensive industries*, Luxembourg: European Parliament.

Chiappinelli, O. et al., 2021. *A green COVID-19 recovery of the EU basic materials sector: identifying potentials, barriers and policy solutions*, s.l.: Climate Policy.

PyME, 2009. *Recuperación de calor de proceso*, s.l.: Estados Unidos Mexicanos, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.

Thermcraft Incorporated, 2021. *Different types of industrial furnaces and their applications*. [En línea]

Available at: <https://thermcraftinc.com/different-types-industrial-furnaces-applications/>

Process Heating, 2021. *Reducing the Carbon Footprint of Heavy Industry*. [En línea]

Available at: <https://www.process-heating.com/articles/93459-reducing-the-carbon-footprint-of-heavy-industry>

Linares, J. I. & Moratilla, B. Y., 2007. *Captura y almacenamiento de CO2*. Universidad Pontificia Comillas ed. Madrid: Biblioteca Comillas Ingeniería.

Opus Energy, 2020. Biomass: The renewable energy source supporting the zero-carbon transition. *Blog*, 4 March.

Deutsche Energie-Agentur, 2016. Process heat in industry and commerce. *Deutsche Energie-Agentur GmbH*.

American Chemical Society, 2020. *Sustainable U.S. Manufacturing: Chemical and Allied Industries, Alternative Feedstocks*, s.l.: ACS.

U.S. Environmental Protection Agency, 2014. *Combined Heat and Power*, s.l.: Local government climate and energy strategy serie.

European Commission, 2020. *Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions*, Brussels: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.

TNO, 2021. *From grey and blue to green hydrogen*. [En línea]
Available at: <https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-industry/hydrogen-for-a-sustainable-energy-supply/>

Hague, O., 2021. *What are the 3 Main Types of Hydrogen?*, s.l.: Brunel.

Ross, K., 2021. *'Today, hydrogen is anything but clean' says Enel boss*, s.l.: Smart Energy International.

WMO, 2005. *Carbon dioxide capture and storage*, s.l.: Intergovernmental Panel on Climate Change.

Didascalía, 2021. *Didascalía Educational Group*. [En línea]
Available at: <https://didascalía.es/almacenamiento-dioxido-carbono/>

SG H2 Energy, 2021. *Technology*. [En línea]
Available at: <https://sg-h2.squarespace.com/technology/#hic>

Spath, P. & Mann, M., 2001. *Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming*, Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.

Martens, H., 2019. *Estado y situación del Hidrógeno en el mundo*, s.l.: Energía Estratégica.

Viciano, M., 2019. *¿Qué usos tiene el CO2?*. [En línea]
Available at: <https://www.aimplas.es/blog/que-usos-tiene-el-co2/>

MITECO, 2020. *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*, Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Gobierno de España.

IRENA, 2018. *Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Pall, 2018. Refinery Hydroprocessing. *Oil & Gas*, Volumen USA.

Fraille, D. y otros, 2015. Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas. *CertifHy*, 1.2(22 June).

Bellona Europa, 2020. *Hydrogen use in industry*. [En línea]
Available at: <https://www.frompollutiontosolution.org/hydrogenuseinindustry>

Brown, A., 2019. *Uses of Hydrogen in Industry*. [En línea]
Available at: <https://www.thechemicalengineer.com/features/uses-of-hydrogen-in-industry/>

Homann, Q., 2019. *Hydrogen as a Clean Alternative in the Iron and Steel Industry*. [En línea]
Available at: <https://www.fchea.org/in-transition/2019/11/25/hydrogen-in-the-iron-and-steel-industry>

Ojea, L., 2019. *El sector del hidrógeno verde en España se prepara para robarle el protagonismo al gas natural*. [En línea]
Available at: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-sector-del-hidrogeno-verde-en-espana-se-prepara-para-robarle-el-protagonismo-al-gas-natural/>

U.S. Energy Information Administration, 2021. *Natural gas explained*. [En línea]
Available at: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php>

Neumann, A. y otros, 2021. *The role of natural gas in Europe towards 2050*, Trondheim, Norway: NETI Policy Report.

Sedigas, 2018. *El gas en España, en Europa y en el mundo*, s.l.: Sedigas (Asociación Española del Gas).

Total Energies, 2020. *Aplicaciones industriales del gas natural*. [En línea]
Available at: <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/uso-industrial-del-gas-natural>

Honoré, A., 2019. <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/uso-industrial-del-gas-natural>, Oxford: s.n.

Imbema, 2021. *Hydrogen gas as an alternative to natural gas; Is it that easy?*. [En línea]
Available at: <https://www.imbema.com/en/gas-water-energy/hydrogen-gas-as-an-alternative-to-natural-gas-is-it-that-easy/>

OGL, 2021. *UK Hydrogen Strategy*, s.l.: ISBN 978-1-5286-2670-5.

Marmouyet, F., 2021. *El reto de producir un hidrógeno aún más verde*. [En línea]
Available at: <https://theconversation.com/el-reto-de-producir-un-hidrogeno-aun-mas-verde-155316>

Dufour, J., 2020. *Producción de H2 mediante ciclos termoquímicos basados en perovskitas empleando energía solar de concentración*. [En línea]
Available at: <https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2020/04/27/134351>

Morante, J. R. y otros, 2020. *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*, Madrid: Fundación Naturgy.

Yide Song, D., 2021. *High time for hydrogen: establishing a hydrogen value chain in Europe (part 1)*. [En línea]
Available at: <https://www.oxera.com/insights/agenda/articles/high-time-for-hydrogen-establishing-a-hydrogen-value-chain-in-europe/>

Wang, M., Wang, Z., Gong, X. & Guo, Z., 2014. The intensification technologies to water electrolysis for hydrogen production – A review. *Elsevier*, January, Volumen 29, pp. 573-588.

IEA, 2019. *The future of hydrogen. Seizing today's opportunities.*, Japan: G20.

The Canadian Council for Public-Private Partnerships, s.f. *Definitions & Models*, Toronto: s.n.

Deloitte, 2021. *What is Public-private Partnerships?*. [En línea]
Available at: <https://www2.deloitte.com/cn/en/pages/real-estate/articles/what-is-public-private-partnerships.html>

The Canadian Council for Public-Private Partnerships, 2021. *Definitions & Models*. [En línea]
Available at:
https://www.pppcouncil.ca/web/Knowledge_Centre/What_are_P3s_/Definitions_Models/web/P3_Knowledge_Centre/About_P3s/Definitions_Models.aspx?hkey=79b9874d-4498-46b1-929f-37ce461ab4bc

Carter, L. y otros, 2017. *Public-private partnerships reference guide*, Washington DC: World Bank Publications.

Delmon, J., 2010. *Understanding Options for Public-Private Partnerships in Infrastructure*, s.l.: Finance and Guarantees Unit.

Quium, A., 2011. *A guidebook on public-private partnerships in infrastructure*, Bangkok: United Nations.

IRENA, 2021. *Green hydrogen supply: A guide for policy making.*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Chiappinelli, O. y otros, 2020. *Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry*, London: ICF Consulting Services Limited.