



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

# **El Hidrógeno Verde como nuevo vector energético y su comercialización mediante Contratos por Diferencias de Carbono**

Autor: María de las Mercedes Viudes Sánchez

Director: Isabel Figuerola - Ferretti Garrigues

## **Resumen**

Este Trabajo de Fin de Grado busca analizar el proceso de transición energética en la Unión Europea y en España, poniendo el foco en el hidrógeno verde como vector energético. Estudia también las distintas calificaciones del hidrógeno en función de su proceso de producción, su cadena de valor y su regulación. Se hace, además, una comparación de la evolución de los costes de los distintos tipos de hidrógeno. El proyecto se centra en estudiar cómo se pueden financiar los elevados costes de la implantación de tecnologías bajas en emisiones de CO<sub>2</sub> a través de contratos por diferencias de carbono. Estos mecanismos tienen el objetivo de compensar los costes adicionales surgidos como consecuencia de transformar la producción convencional en una producción basada en hidrógeno renovable. En el presente trabajo se van a presentar los elementos esenciales de los Contratos por Diferencias de Carbono, así como iniciativas similares que se están llevando a cabo en otros países.

**Palabras clave:** descarbonización, hidrógeno verde, electrólisis, dióxido de carbono, contratos por diferencias de carbono, precio del carbono.

## **Abstract**

This Final Degree Project aims to analyze the energy transition process in the European Union and in Spain, focusing on green hydrogen as an energy vector. It also studies the different qualifications of hydrogen according to its production process, its value chain, and its regulation. In addition, a comparison of the evolution of the costs of the different types of hydrogen is also made. The project focuses on studying how the high costs of implementing low-carbon technologies can be financed through carbon offset contracts. These mechanisms are intended to compensate for the additional costs that arise as a result of transforming conventional production to renewable hydrogen-based production. This paper will present the essential elements of Carbon Contracts for Difference, as well as similar initiatives being carried out in other countries.

**Keywords:** decarbonization, green hydrogen, electrolysis, carbon dioxide, carbon contracts for difference, carbon price.

# ÍNDICE

<b><u>1. INTRODUCCIÓN</u></b> .....	<b>7</b>
1.1. OBJETIVOS .....	8
1.2. METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA .....	9
<b><u>2. TRANSICIÓN ENERGÉTICA: DESCARBONIZACIÓN</u></b> .....	<b>10</b>
2.1. CONTEXTO DE LA UNIÓN EUROPEA.....	10
2.1.1. HITOS REGULATORIOS EN LA UNIÓN EUROPEA.....	10
2.2. CONTEXTO EN ESPAÑA .....	13
2.1.2. HITOS REGULATORIOS .....	13
<b><u>3. EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO</u></b> .....	<b>16</b>
3.1. CONCEPTO DE HIDRÓGENO Y CLASIFICACIÓN.....	16
<b><u>4. EL HIDRÓGENO VERDE</u></b> .....	<b>19</b>
4.1. DEFINICIÓN DE HIDRÓGENO VERDE .....	19
4.2. CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO VERDE .....	19
4.2.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE .....	20
4.2.2: ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO VERDE.....	20
4.2.3: TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO VERDE .....	22
4.3. RETOS Y OPORTUNIDADES DEL HIDRÓGENO VERDE.....	23
4.4. POSIBLES USOS DEL HIDRÓGENO VERDE Y PROYECTOS.....	24
4.4.1: PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN EUROPA .....	26
4.4.2: PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN ESPAÑA.....	27
<b><u>5. REGULACIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE</u></b> .....	<b>29</b>
5.1. REGULACIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA UNIÓN EUROPEA .....	29
5.2. REGULACIÓN DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA .....	32
<b><u>6. CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO</u></b> .....	<b>35</b>

<b>6.1.</b>	<b>DEFINICIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO (CCfD)</b> .....	<b>35</b>
<b>6.2.</b>	<b>DISEÑO DE LOS CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO</b> .....	<b>36</b>
6.2.1.	DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE CARBONO .....	37
6.2.2.	CRITERIO DE ADJUDICACIÓN DE LOS CONTRATOS POR DIFERENCIAS .....	43
6.2.3.	TIPOS DE CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO .....	43
6.2.4.	DURACIÓN DE LOS CONTRATOS .....	44
6.2.5.	IMPLANTACIÓN DE LOS CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO .....	44
<b>6.3.</b>	<b>CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO EN PAÍSES EUROPEOS</b> .....	<b>45</b>
<b>6.4.</b>	<b>APLICACIÓN DE LOS CCfDs AL HIDRÓGENO VERDE (PLAN REPOWEREU)</b> .....	<b>47</b>
6.4.1.	OPORTUNIDADES Y RETOS DE LOS CCfDs AL HIDRÓGENO VERDE .....	53
<b>7.</b>	<b><u>CONCLUSIONES</u></b> .....	<b>55</b>
<b>8.</b>	<b><u>BIBLIOGRAFÍA</u></b> .....	<b>58</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Ecuación 1: Costes adicionales</b> .....	38
<b>Ecuación 2: Costes adicionales de los gastos operativos</b> .....	39
<b>Ecuación 3: Costes de reducción de CO2</b> .....	39
<b>Ecuación 4: Prima de los contratos por diferencias de carbono</b> .....	40
<b>Ecuación 5: Pago en los contratos por diferencias de carbono</b> .....	40
<b>Gráfico 1: Contrato por Diferencia de Carbonos del Supuesto A</b> .....	42
<b>Gráfico 2: Contrato por Diferencia de Carbonos del Supuesto B</b> .....	42
<b>Gráfico 3: Toneladas de CO2 reducidas con la nueva tecnología</b> .....	51
<b>Gráfico 4: Diseño del CCFD de la planta de Hidrógeno Verde</b> .....	52
<b>Ilustración 1: Hitos regulatorios de la Unión Europea</b> .....	12
<b>Ilustración 2: Hitos regulatorios en España</b> .....	15
<b>Ilustración 3: Costes de producción del Hidrógeno Verde</b> .....	18
<b>Ilustración 4: El camino del Hidrógeno Verde</b> .....	25
<b>Ilustración 5: Proyectos de Hidrógeno Verde</b> .....	26
<b>Ilustración 6: Senda de implantación del Hidrógeno Verde en el Pacto Verde Europeo</b> .....	30
<b>Ilustración 7: Esquema de los objetivos del Plan REPowerEU</b> .....	31
<b>Ilustración 8: Funcionamiento de los contratos por diferencias de carbono</b> ...	36
<b>Ilustración 9: Formación del precio del CCFD</b> .....	37
<b>Ilustración 10: Determinación del precio del CCFD</b> .....	49
<b>Ilustración 11: Evolución del precio del carbono</b> .....	53

## LISTADO DE ABREVIATURAS

CCfD	Contrato por Diferencias de Carbono
CAPEX	Gastos de capital
CO2	Dióxido de Carbono
H2	Hidrógeno
Kg	Kilo
MW	Megavatio
MWh	Megavatio por hora
OPEX	Costes operativos
RCDE	Régimen Comunitario de Derechos de Emisión
SDE++	Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition)
UE	Unión Europea

## 1. INTRODUCCIÓN

En este trabajo se va a llevar a cabo un análisis de la propuesta del hidrógeno renovable como nuevo vector energético en el cambio de paradigma requerido para conseguir las emisiones cero en 2050. Para ello, se va a analizar la cadena de valor del hidrógeno verde y su posible comercialización mediante contratos por diferencias de carbono.

Como consecuencia de la guerra en Ucrania, existe una doble urgencia por reducir la dependencia energética de Europa: la crisis climática, agravada por la agresión de Rusia contra Ucrania, y la dependencia de la UE de los combustibles fósiles, que Rusia utiliza como arma económica y política. El reemplazo del carbón, el petróleo y el gas natural en los procesos industriales reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y reduce esta mencionada dependencia de las importaciones de energías rusas. En marzo de 2022 se acordó llevar a cabo una estrategia que llevase a cabo estos objetivos, surgiendo así el *Plan REPowerEU*. Dicho plan acelera la diversificación y el aumento de los gases renovables, anticipa el ahorro de energía y la electrificación con el potencial de ofrecer lo antes posible el mismo volumen de combustibles fósiles que Europa importa actualmente cada año de Rusia. Todo ello mediante una planificación coordinada, por el interés común y con una fuerte solidaridad europea (Comisión Europea, 2022).

Uno de los instrumentos por el que más se apuesta para la descarbonización es el hidrógeno verde. Se trata de una forma de generar energía que no emite gases contaminantes en ninguna fase del proceso de producción, es fácilmente almacenable y muy versátil. Un inconveniente es que el coste de generarlo es más elevado que el de otras fuentes de energía.

Uno de los objetivos del *Plan REPower EU* para acabar con las emisiones de gases de efecto invernadero y con la dependencia energética es la aceleración del hidrógeno. El Plan establece un objetivo de 10 millones de toneladas de producción de hidrógeno verde y 10 millones de toneladas de importaciones para 2030. A través del *Plan REPower EU* la Comisión se ha comprometido a favorecer la producción, importación y transporte de hidrógeno renovable.

Para apoyar la adopción del hidrógeno, la Unión Europea anunció que pondrá en marcha contratos de carbono por diferencias. En el sistema de Contratos por Diferencia de Carbono (CCfD por sus siglas en inglés) los gobiernos pagarían a los usuarios finales una cantidad garantizada por evitar las emisiones de CO<sub>2</sub>. La idea es que los gobiernos nacionales ofrezcan contratos a largo plazo para compensar la diferencia entre el precio de dicho momento y el coste real de la reducción del CO<sub>2</sub>.

Este trabajo permite al lector conocer la situación energética actual, así como todos los avances y medidas que se han diseñado tanto en la Unión Europea como en España para conseguir descarbonizar Europa. Ante la intención de alcanzar el objetivo de no emitir gases de efecto invernadero, se enmarca el hidrógeno verde como el vector energético del futuro. Para poder entender el interés generado en torno al hidrógeno renovable, se va a contrastar con las otras clasificaciones de hidrógeno en atención a las materias primas y procesos empleados para su obtención. El principal objetivo del proyecto es mostrar cómo el hidrógeno verde puede ser el principal motor en el proceso de descarbonización. Para ello se explica su cadena de valor, se analiza el marco regulatorio y se exponen distintos proyectos que se están llevando a cabo tanto a nivel nacional como comunitario. En relación con cómo puede el hidrógeno renovable ser fundamental en el proceso de erradicar las emisiones de gases de efecto invernadero, este trabajo plantea el escenario de comercializarlo mediante contratos por diferencias de carbono. Este tipo de mecanismo, aún muy prematuro, permitiría ofrecer garantías y estabilidad a las partes contratantes. En este estudio se aporta tanto una visión teórica, mostrando también proyectos llevados a cabo en otros países, como supuestos prácticos de los mismos para que el lector pueda comprender su funcionamiento.

### 1.1. Objetivos

Este trabajo tiene como propósito analizar los siguientes puntos:

- Identificar la situación energética en la Unión Europea y en España.
- Exponer las principales ideas de la transición energética tanto a nivel europeo como nacional y sus hitos regulatorios.
- Analizar el hidrógeno como vector energético y sus distintas calificaciones.

- Estudiar la definición, cadena de valor y proyectos relacionados con el hidrógeno verde.
- Exponer el funcionamiento de los contratos por diferencias de carbono.
- Analizar la posibilidad de utilizar los contratos por diferencias de carbono en el hidrógeno verde.

## 1.2. Metodología y estructura

Este trabajo se llevará a cabo principalmente recopilando información de fuentes primarias y secundarias.

En primer lugar, se va a compilar artículos académicos utilizando bases de datos como Google Académico, Dialnet o EBSCO. Esta búsqueda de información va a permitir diseñar un marco teórico apropiado. Por otro lado, para la valoración de los contratos por diferencias de carbono se emplearán métodos cuantitativos.

En cuanto a la estructura, inicialmente se va a desarrollar el proceso de transición energética para poder poner en contexto el crecimiento exponencial del interés por el hidrógeno renovable. En segundo lugar, se va a analizar el hidrógeno como vector energético en sus diferentes clasificaciones haciendo hincapié en el hidrógeno verde y los proyectos que se están llevando a cabo. A lo largo del trabajo se va a realizar una comparación entre la Unión Europea y España. Muchos de los proyectos e iniciativas son promovidos por la Unión Europea, por ello es interesante comparar las acciones que se están llevando a cabo en ambos escenarios.

Una vez analizado el concepto, la cadena de valor y los usos del hidrógeno renovable, se va a realizar un estudio de los contratos por diferencias de carbono, exponiendo la situación y estrategias de otros países y su aplicación al hidrógeno verde. Por último, se hará una exposición de las conclusiones alcanzadas sobre la posibilidad de aplicar los contratos por diferencias de carbono al hidrógeno verde.

## **2. TRANSICIÓN ENERGÉTICA: DESCARBONIZACIÓN**

### **2.1. Contexto de la Unión Europea**

La transición energética es el proceso que consiste en reorientar la producción y el consumo de energía convencional hacia fuentes renovables y sostenibles con el objetivo de poner fin al calentamiento global y mejorar la seguridad energética (Enel , s.f.). En relación con el concepto de transición energética surge la idea de descarbonización, que consiste en reducir la dependencia de los combustibles fósiles y en disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera (Iberdrola, s.f.). Este proceso se puede llevar a cabo promocionando las energías renovables, mejorando la eficiencia energética y utilizando tecnologías bajas en emisiones de carbono. La Unión Europea lleva varios años destinando recursos tanto económicos como materiales con la intención de conseguir estos objetivos.

#### **2.1.1. Hitos regulatorios en la Unión Europea**

En 2006, a través del “Libro Verde estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”, publicado por la Comisión Europea, se pretendía desarrollar una verdadera política energética europea que abordase los desafíos a los que se enfrentaba Europa en términos de suministro y crecimiento, así como su impacto medioambiental (Comisión Europea, 2006).

En 2007 la Comisión adoptó el “Plan de Acción para la eficiencia energética 2007-2012” con el objetivo de reducir el consumo de energía en un 20 % para 2020. El plan incluyó varias medidas para mejorar la eficiencia energética; aumentar la eficacia de la producción y distribución de energía; reducir el impacto del transporte en el consumo de energía; promover la inversión y promover un comportamiento racional en el consumo de energía (Comisión Europea, 2007).

En 2009 se aprobó la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Esta Directiva incluía un marco común para promocionar las energías renovables. Además, estableció objetivos nacionales relativos a las cuotas de consumo total de energía

y determinó normas para la transferencia entre Estados Miembros. Por otro lado, definió criterios de sostenibilidad para biocarburos y biolíquidos (Serna, y otros, 2022).

En 2015 se firmó el Acuerdo de París, uno de los primeros tratados internacionales que fue adaptado por 195 países con el objetivo de erradicar el cambio climático (Comisión Europea, 2015). Los objetivos principales que se pactaron en las conclusiones del Acuerdo fueron:

1. Mantener el aumento de la temperatura media del planeta por debajo de 2°C en comparación con los niveles preindustriales.
2. Establecer un objetivo de limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C.
3. Fortalecer la capacidad de los países para adaptarse al cambio climático.
4. Promover la transparencia en la implementación de las medidas de mitigación y adaptación.

Tras varias modificaciones de la ya mencionada Directiva de 2009, en 2018 se publicó la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018, introduciendo nuevos objetivos comunitarios de política energética en materia de energías renovables y el marco legislativo para su desarrollo.

En 2019 se presentó “El Pacto Verde Europeo”, una iniciativa de la Unión Europea que fue presentada por la Comisión Europea con el objetivo promover la transición hacia una economía sostenible y neutral en carbono. Estableció una serie de objetivos para 2030, como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55%, aumentar la energía renovable en al menos un 32%, y reducir el consumo de energía en al menos un 32%. El Pacto Verde Europeo estableció un marco para la transición a una economía sostenible, ofreciendo un conjunto de herramientas y recursos para apoyar a los Estados miembros en la implementación de políticas y medidas de transición energética (Comisión Europea, 2019).

En 2020 la Comisión Europea convirtió el hidrógeno verde en el pilar de su estrategia para lograr la neutralidad en carbono en 2050. El primer objetivo establecido consistía en producir un millón de toneladas de hidrógeno verde. El segundo objetivo pretende

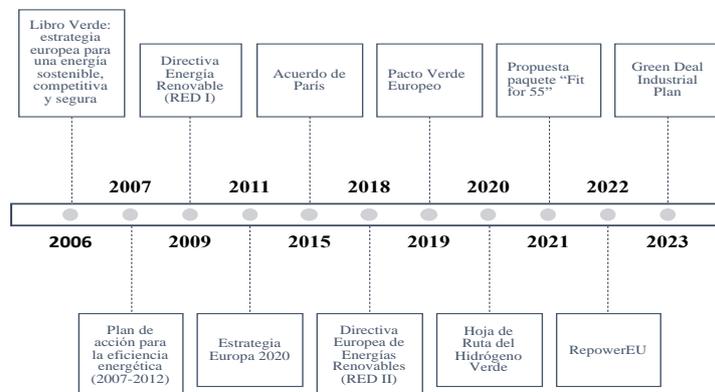
conseguir que, en 2030, el coste de los electrolizadores se reduzca en un 50% (Comisión Europea, 2020).

En 2021 la Comisión Europea lanzó la propuesta del paquete europeo “*Fit for 55*” en el que se incluyeron trece iniciativas con el objetivo de reducir en un 55% las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030. Se trata de propuestas planteadas con el objetivo de revisar y actualizar la legislación de la Unión y activar nuevas iniciativas (Serna, y otros, 2022).

En 2022 la Comisión Europea publicó el Plan *REPowerEU* con el objetivo de independizar a Europa de los combustibles fósiles rusos, ante la invasión de Ucrania por parte de Rusia. *REPowerEU* nació con la intención de acelerar la transición ecológica y estimular la inversión en energías renovables (Comisión Europea, 2022).

El pasado 1 de febrero la Comisión Europea (2023) presentó el “*Green Deal Industrial Plan*” como respuesta al “*Inflation Reduction Act*” estadounidense con el objetivo de apoyar la transición hacia la neutralidad climática en la industria. El primer pilar establecido fue presentar la propuesta de “*Net-Zero Industry Act*”, que se publicó el 16 de marzo. El segundo de los pilares consiste en acelerar la inversión y la financiación pública y privada para la transición verde y la producción de tecnología limpia. Por otro lado, el nuevo plan lanzado por la Comisión busca invertir en formación para los futuros empleos verdes así como desarrollar un mercado de libre comercio y cooperación (Comisión Europea, 2023).

### Ilustración 1: Hitos regulatorios de la Unión Europea



Fuente: elaboración propia

## 2.2. Contexto en España

España ha establecido varios objetivos y metas en materia de transición energética de acuerdo con las directrices que ha marcado la Unión Europea. Algunas de las medidas que se han adoptado incluyen:

- Promoción de la energía renovable: se han implementado políticas y medidas de apoyo a la generación de energía renovable, como la creación de mecanismos de compra de energía no contaminante y la implementación de sistemas de incentivos para promover la instalación de sistemas de energía renovable en hogares y edificios.
- Mejora de la eficiencia energética: se han adoptado medidas para mejorar la eficiencia energética en la industria y en la construcción. Además, se han implementado políticas de fomento del uso de medios de transporte de baja emisión y de la conservación de energía en las casas (Gobierno de España, 2021).
- Reducción de la dependencia de combustibles fósiles: se ha llevado a cabo un plan de descarbonización del sector eléctrico que incluye eliminar progresivamente las emisiones de gases contaminantes. Se prevé que, para el año 2030, el carbón ya no sea utilizado como fuente de generación eléctrica en España.
- Implementación de políticas de fomento de la movilidad sostenible: se han adoptado medidas para promover la utilización de vehículos de baja emisión y mejorar la red de transporte público, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector de transporte (Gobierno de España, 2021).

### 2.1.2. Hitos regulatorios

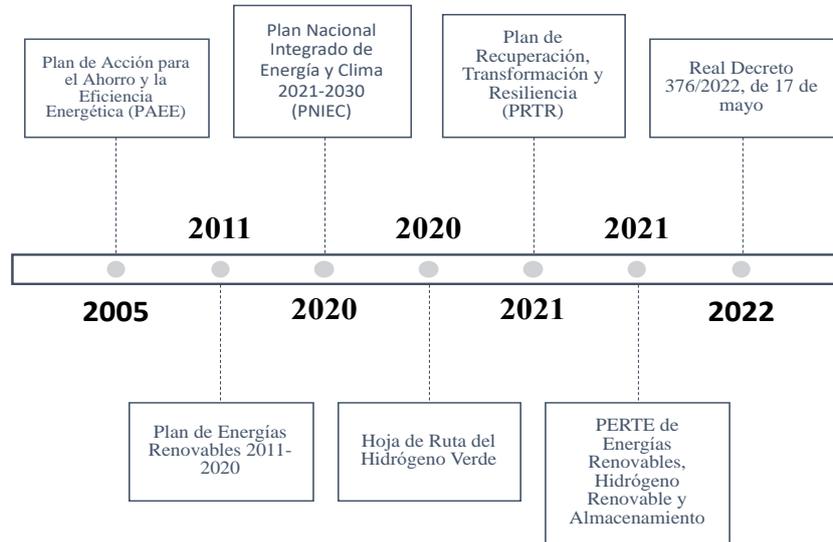
En 2005 se lanzó “El Plan de Acción para el Ahorro y la Eficiencia Energética (PAEE) 2005-2010”, que consistió en una serie de medidas y acciones destinadas a mejorar la eficiencia energética, con el objetivo de reducir el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero. El PAEE 2005-2010, supuso un paso importante para mejorar la eficiencia energética en España. Agotado el período anterior, en 2011 el Gobierno español publicó el “Plan de Energías Renovables 2011-2020”, incorporando los objetivos establecidos en la mencionada Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2015).

El “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)” publicado en 2020, tuvo como objetivo acelerar la descarbonización para fortalecer la trayectoria de neutralidad climática de la economía española para 2050 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

En abril de 2021 se publicó el “Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)” como respuesta del plan de recuperación económica tras la crisis de la pandemia COVID-19 de la Unión Europea “*Next Generation*” (Gobierno de España, 2021). En diciembre del mismo año, se presentó el “Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA)”. El plan tiene como objetivo impulsar el desarrollo de las energías renovables, alcanzando un 70% en 2030 y un 100% en 2050; promover el desarrollo del hidrógeno renovable e impulsar el almacenamiento de energía en España, con el fin de contribuir a la transición energética y a la lucha contra el cambio climático (Gobierno de España, 2021)

El Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables, introdujo nuevas medidas hacia la transición energética en España.

## Ilustración 2: Hitos regulatorios en España



Fuente: elaboración propia

### 3. EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

#### 3.1. Concepto de hidrógeno y clasificación

El Hidrógeno (H<sub>2</sub>) es un elemento químico en forma de molécula diatómica cuyo átomo está compuesto por un protón y un electrón (Centro Nacional de Hidrógeno, s.f.). Es el elemento químico más ligero que existe, constituyendo el 75% de la materia del universo. No obstante, es muy habitual encontrar este elemento químico combinado con otros elementos como el carbono o el oxígeno, formando compuestos orgánicos.

El Hidrógeno no es considerado una fuente de energía, se trata de un vector energético. La diferencia entre estos dos conceptos supone que el hidrógeno no crea energía por sí solo, si no que necesita de una aportación de energía para ser obtenido (Asociación Española del Hidrógeno, s.f.). El hidrógeno es portador, es decir, una sustancia capaz de almacenar o transportar energía, de tal manera que puede ser utilizada en otro momento o lugar (Guerra, Rodríguez, & Ferrera, 2010). Los procesos de producción de hidrógeno se clasifican asignándoles una etiqueta de color.

- **Hidrógeno renovable o verde (0 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>):** se entiende el hidrógeno producido a través de la electrólisis del agua. Este proceso consiste en dividir el agua en sus dos componentes básicos, hidrógeno y oxígeno, mediante la aplicación de electricidad (Alcalde, 2023). Para que la producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua sea considerada "verde", es necesario que la electricidad utilizada para llevarla a cabo sea generada a partir de fuentes de energía renovable, como la solar o eólica (Acciona, s.f.).
- **Hidrógeno rosa:** este tipo de hidrógeno también se lleva a cabo mediante la electrólisis del agua, pero en esta ocasión la electricidad procede de la energía nuclear (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.). El proceso de separación de componentes es igual que en el hidrógeno verde, pero aplicando energía nuclear en vez de energía renovable (Civieta, 2023). Varios países de la UE como Francia o Bruselas consideran el hidrógeno rosa como hidrógeno renovable a pesar de que en el proceso de producción libera residuos radioactivos de difícil eliminación (de Aragón, 2023).

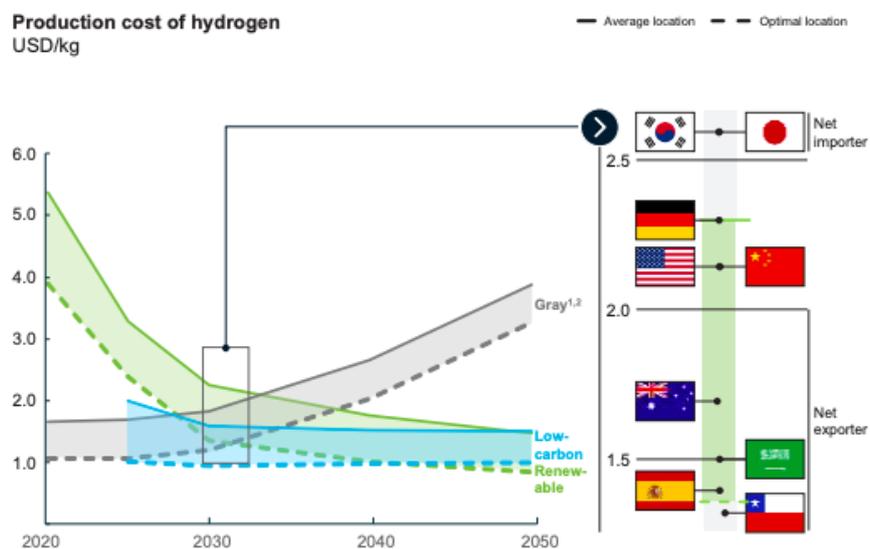
- **Hidrógeno gris (10 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>):** hace referencia al hidrógeno producido mediante una serie de procesos que emplean combustibles de origen fósil como materia prima, fundamentalmente a través de la técnica del reformado de vapor (Morante, y otros, 2020). En la extracción de este tipo de hidrógeno se expulsan grandes cantidades de dióxido de carbono.
- **Hidrógeno azul (3,5-4 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>):** se trata de hidrógeno obtenido de forma muy similar al hidrógeno gris, pero aplicando técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS: *Carbon Capture, Utilization and Storage*) (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.). Las emisiones de gases de efecto invernadero de la producción de hidrógeno azul son inferiores a las del hidrógeno gris, reduciéndolas hasta en un 95% (Giménez Zuriaga, 2021).

El consumo anual hidrógeno en España es de aproximadamente 500.000 toneladas, mayoritariamente se trata de hidrógeno gris, empleado como materia prima en refinerías y en fabricantes de productos químicos (Giménez Zuriaga, 2021). En la actualidad, ni el hidrógeno verde ni el rosa ni el azul, son competitivos en precios con el coste del hidrógeno gris. Los costes estimados del hidrógeno de origen fósil se sitúan en torno a 1,5€/kg dependiendo de los precios del gas natural y del coste del CO<sub>2</sub> (Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021). Como consecuencia de la crisis energética y climática, las dos variables que componen el precio del hidrógeno gris tienen tendencia a aumentar en los próximos años. Ejemplo de este encarecimiento es el mercado de gas español, cuyo precio se multiplicó por seis en 2021, pasando de 18,11 euros por megavatio hora (MWh) de media en diciembre de 2020 a los 111,14 euros/MWh en diciembre de 2021, lo que supuso un incremento del 508,6% (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia , 2023). Por su parte, el coste del dióxido de carbono ha duplicado casi su valor en 2022.

En el caso del hidrógeno azul, hay que incluirle el precio de captura y almacenamiento del dióxido de carbono, entre 50 y 70 €/tonelada de CO<sub>2</sub> (0,05-0,07 €/kg), aumentando el coste de este. Sin embargo, entre los objetivos de la Unión Europea se encuentra emitir sanciones a las emisiones de CO<sub>2</sub> con 30 - 50 euros de penalización por tonelada (0,03 –

0,05 €/kg), por lo que el precio del hidrógeno azul podría alcanzar los niveles del hidrógeno gris en un futuro próximo. También se prevé que el coste del hidrógeno renovable se reduzca porque, aunque el coste del hidrógeno verde ahora se encuentre en torno a los 6 €/kg, dese la Comisión Europea (2022) intuyen que para 2030 el coste podría descender a 1,8 euros/kg. El coste del hidrógeno verde depende del coste de la producción de la energía renovable y principalmente, del coste de los electrolizadores. El precio de estos instrumentos se prevé que vayan disminuyendo de manera acelerada ya que, por un lado, la Comisión Europea (2022) destinó en el Plan *REPower EU* más de 20.000 euros a la inversión en electrolizadores y, por otro lado, actualmente hay empresas de todo el mundo estudiando cómo fabricarlos de manera eficiente y económica. Por otro lado, en el informe de (Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021) prevé un descenso de los costes del hidrógeno verde en los próximos diez años, alcanzando al hidrógeno gris en las regiones consideradas como óptimas, entre los que se encuentra España. Los estudios realizados estiman que el coste del hidrógeno verde en 2050 será de 0,89€/kg (IEA, 2021)

### Ilustración 3: Costes de producción del Hidrógeno Verde



*Nota: en la ilustración obtenida del informe de Hydrogen Council, McKinsey & Company (2021), se puede observar cómo se prevé que van a variar los costes de producción del hidrógeno entre 2020 y 2050. Además, se puede ver cómo se estima que en el año 2030 los costes del hidrógeno gris y verde se igualen y que en 2050 el hidrógeno renovable será el más rentable.*

## **4. EL HIDRÓGENO VERDE**

### **4.1. Definición de Hidrógeno Verde**

El hidrógeno verde es una forma de hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica (Iberdrola, s.f.). Al contrario que el hidrógeno gris que se obtiene a través de combustibles fósiles, el hidrógeno verde no emite dióxido de carbono en el proceso de producción

Este tipo de hidrógeno renovable se produce generalmente a través de procesos de electrólisis de agua, en los que se utiliza electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable para dividir el hidrógeno y el oxígeno presentes en el agua. Una vez producido, el hidrógeno verde puede utilizarse de diferentes maneras, como la generación de electricidad, en el transporte o como materia prima en la industria química (Asociación Española del Hidrógeno, s.f.).

En la actualidad, el hidrógeno verde es considerado como una forma prometedora de almacenar y transportar energía renovable, ya que puede generarse a través de fuentes de energía intermitentes como la solar y la eólica y gracias a su capacidad de almacenamiento puede utilizarse cuando la energía renovable no está disponible. Además, el uso de hidrógeno como vector energético permite contribuir a la descarbonización de la economía y a la mitigación del cambio climático.

### **4.2. Cadena de valor del Hidrógeno Verde**

El hidrógeno puede ser producido, almacenado y utilizado de distintas formas y para diferentes proyectos. La cadena de valor del hidrógeno verde se refiere a todas las actividades y tecnologías necesarias para producir hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable, como la energía solar o eólica. Los principales estadios de la cadena de valor de hidrógeno son la producción, el almacenamiento, el transporte y la distribución (Lagioia, Spinelli, & Amicarelli, 2023).

#### 4.2.1 Proceso de producción del hidrógeno verde

Una molécula de agua puede dividirse en hidrógeno y oxígeno por medio de electricidad a través de la electrólisis; con luz solar mediante la fotólisis y fotoelectrólisis y empleando calor en ciclos termoquímicos de división del agua y termólisis (Lagioia, Spinelli, & Amicarelli, 2023). El proceso más común para producir hidrógeno verde es mediante la electrólisis del agua, que consiste en romper la molécula de agua empleando una corriente eléctrica (Linares Hurtado & Moratilla Soria, 2007). Para llevar a cabo este proceso se emplea una fuente de energía eléctrica que se encuentra conectada a dos electrodos de platino o de acero inoxidable que representan tanto el polo positivo como el polo negativo. Los mencionados electrodos se introducen en el agua, de manera que, el lado positivo extrae la molécula de oxígeno, y el negativo extrae el hidrógeno. Cuando se aplica electricidad a los electrodos, el oxígeno se combina con los electrones y se libera en la forma de gas oxígeno, mientras que el hidrógeno se combina con los protones y se libera en la forma de gas hidrógeno (Centro Nacional de Hidrógeno, s.f.).

Para que el proceso de producción de hidrógeno verde sea sostenible, es importante que la electricidad empleada para la electrólisis proceda de fuentes de energía renovable. De esta manera, se evita la emisión de gases de CO<sub>2</sub> asociados a la producción de energía a partir de combustibles fósiles.

Otra forma menos habitual de producir hidrógeno verde es la reforma catalítica de hidrocarburos. Método que consiste en reaccionar hidrocarburos, como el metano, con vapor de agua a altas temperaturas y presiones en presencia de un catalizador. Este proceso también puede ser considerado "verde" si el hidrocarburo utilizado como es producido de manera sostenible, como, por ejemplo, a partir de residuos orgánicos o biogás (Asociación Española del Hidrógeno, s.f.).

#### 4.2.2: Almacenamiento del hidrógeno verde

El hidrógeno verde puede ser almacenado para su posterior utilización. Entre las formas de almacenamiento de hidrógeno renovable se incluyen:

- Almacenamiento comprimido de hidrógeno, este proceso implica comprimir el gas a altas presiones y almacenarlo en cilindros de acero o de materiales compuestos (Pérez, 2022). El almacenamiento comprimido es una forma efectiva y segura de almacenar hidrógeno a bordo de vehículos y en instalaciones industriales. Sin embargo, tiene una eficiencia de almacenamiento limitada.
- El almacenamiento líquido de hidrógeno implica enfriar el gas hasta convertirlo en un líquido, para posteriormente almacenarlo en tanques aislados. La temperatura necesaria para convertir el hidrógeno en líquido es de aproximadamente -253 grados Celsius (Asociación Española del Hidrógeno, s.f.). El almacenamiento líquido también supone un alto coste ya que requiere una gran infraestructura de enfriamiento y aislamiento. Aunque el hidrógeno comprimido es la alternativa más empleada, para ciertos transportes, sobre todo a gran escala, el H<sub>2</sub> líquido es una mejor alternativa (Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021).
- El almacenamiento sólido de hidrógeno se refiere a la metodología consistente en incorporar el hidrógeno en ciertos materiales, para almacenar y liberar el gas de forma controlada. Existen diversos metales y aleaciones que con hidrógeno forman hidruros metálicos o químicos, por ejemplo, el hierro, níquel, cromo, litio o magnesio. Esta forma de almacenamiento les permite acumular más hidrógeno por unidad de volumen (Giménez Zuriaga, 2021). Al incorporar el hidrógeno a la estructura cristalina de los metales y formar hidruros, se obtiene más densidad. (Centro Nacional de Hidrógeno, s.f.).
- Almacenamiento en materiales porosos, llevado a cabo mediante la adsorción en la superficie de algunos sólidos porosos como, por ejemplo, en los nanotubos de carbono, en estructuras metalorgánicas MOFs (por sus siglas en inglés) y en las zeolitas (Asociación Española del Hidrógeno, s.f.).

- El hidrógeno verde se puede almacenar en portadores líquidos orgánicos o amoníaco, transformándose en otros compuestos que resulten más fáciles de almacenar y/o transportar (Centro Nacional de Hidrógeno, s.f.).
- Cavernas salinas, según expertos es un mecanismo excelente para almacenar hidrógeno ya que el almacenamiento en cuevas de sal tiene un coste 10 veces menor que el almacenamiento en tanques situados en la superficie. Esta forma está especialmente prevista para el almacenamiento a gran escala (Caglayan, y otros, 2020)

#### 4.2.3: Transporte del hidrógeno verde

El transporte del hidrógeno puede llevarse a cabo por medio de camiones, gasoductos, barcos o hidrodutos. Para ello, debe, o bien comprimirse o licuarse, o bien ser transportado mediante líquidos orgánicos portadores de hidrógeno.

- Tanques de almacenamiento en camiones: el hidrógeno puede ser transportado en tanques de almacenamiento especialmente diseñados para contener gas a alta presión o a baja temperatura. Los camiones cisterna pueden transportar 360 kg de hidrógeno comprimido y 4.300 kg de hidrógeno líquido. (Giménez Zuriaga, 2021).
- Gaseoductos: El hidrógeno puede ser transportado a través de tuberías de gas natural existentes (Enagás, 2021). Esta alternativa favorece un mayor aprovechamiento de las instalaciones actuales, permitiendo reducir los costes. No obstante, presenta una serie de restricciones, como la adaptación de los criterios para inyectar hidrógeno verde.
- Barcos cisterna: los buques empleados para el transporte marítimo cuentan con una capacidad aproximada de 70 toneladas, por lo que se destinan a trasladar grandes cantidades de hidrógeno (Giménez Zuriaga, 2021)

- Hidroductos: se trata de instalaciones similares a los gaseoductos utilizados para transportar gas natural. En el caso de países como España ya existe una red de infraestructuras que puede impulsar el desarrollo de una red de hidrógeno, ya que coincide más del 80 % del trazado (Enagás, 2021).

#### 4.3. Retos y oportunidades del hidrógeno verde

La producción de hidrógeno verde presenta una serie de retos y oportunidades. Algunos de los principales retos son:

- Coste: El coste de producción de hidrógeno verde sigue siendo más alto que el de otros combustibles fósiles (Giménez Zuriaga, 2021). Esta desventaja, dificulta su competitividad en el mercado.
- Infraestructura: La falta de una infraestructura de distribución y uso del hidrógeno verde y sus elevados costes de inversión son un obstáculo para su despliegue a gran escala. Actualmente, esta infraestructura se encuentra en desarrollo.
- Seguridad: Se trata de un gas muy inflamable y, por lo tanto, requiere medidas de seguridad especiales para su manejo y almacenamiento (Giménez Zuriaga, 2021).

Por otro lado, la producción de hidrógeno verde también presenta una serie de oportunidades, como:

- Energía limpia y renovable: El hidrógeno verde es una fuente de energía limpia y renovable, que no genera emisiones de dióxido de carbono ni otros contaminantes al quemarse (Iberdrola, s.f.). Por lo tanto, su producción y uso pueden contribuir significativamente a la lucha contra el cambio climático.
- Almacenamiento de energía: El hidrógeno verde puede ser utilizado como medio de almacenamiento, permitiendo la conservación de excedentes de energía generada a partir de fuentes renovables, como la solar o eólica, para su uso posterior (Acciona, s.f.).

- **Amplia aplicación:** El hidrógeno verde tiene muchas aplicaciones, desde la generación de electricidad hasta el uso como combustible en vehículos, pasando por su uso como materia prima en el proceso de producción de amoníaco y otros compuestos químicos (Guerra, Rodríguez, & Ferrera, 2010).

#### 4.4. Posibles usos del hidrógeno verde y proyectos

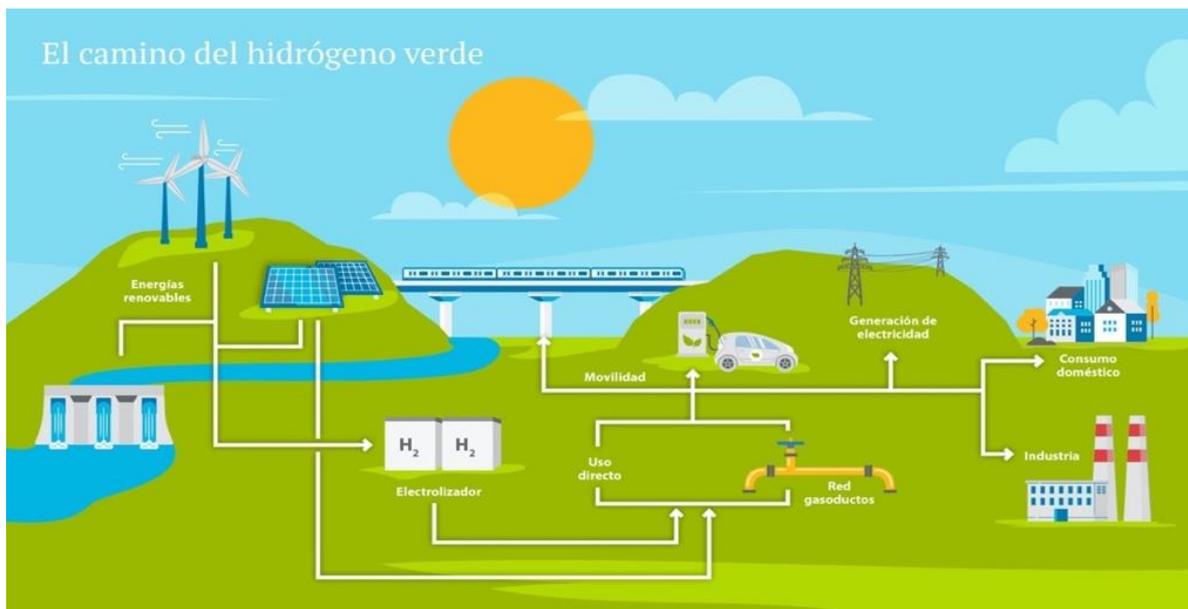
Como se ha mencionado anteriormente, el hidrógeno renovable es la clave para alcanzar una neutralidad en emisiones para 2050. Actualmente, más de 30 de países cuentan con hojas de ruta del hidrógeno verde y se están llevando a cabo cientos de proyectos (World Economic Forum, 2022). España, debido a las condiciones climatológicas idóneas, puede convertirse en el mayor productor de hidrógeno verde a nivel europeo. Entre los principales usos del hidrógeno verde destacan:

1. **Industria:** el sector industrial consume el 90% del hidrógeno a nivel global, pero siendo principalmente hidrógeno gris. El hidrógeno se utiliza como materia prima en la industria química, por ejemplo, para la fabricación de amoníaco y de fertilizantes. También se utiliza para el refinado de petróleo en la industria petroquímica y para obtener acero en la metalurgia (Serna, y otros, 2022). Emplear hidrógeno verde en la industria supondría un gran avance en la descarbonización ya que solo la fabricación de acero genera alrededor del 10% de emisiones de CO<sub>2</sub>. El amoníaco por su parte genera tres toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> por cada tonelada producida (Enagás, 2021).
2. **Transporte:** La aplicación del hidrógeno renovable en el sector transporte se lleva a cabo mediante el uso de pilas de combustible de hidrógeno, que son dispositivos que llevan a cabo el proceso inverso al de los electrolizadores, es decir, utilizan el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables para generar electricidad (Giménez Zuriaga, 2021). Actualmente hay muchos proyectos relacionados con la creación de todo tipo de transportes impulsados por hidrógeno, por ejemplo; aviones, coches, trenes e incluso transporte marítimo. En cuanto a iniciativas concretas, en 2019, Enagás, Toyota España y Urbaser acordaron promover la

primera estación de repostaje de hidrógeno para coches, para dar servicio a una flota de 12 vehículos de pila de combustible de hidrógeno, con una autonomía de más de 500 kilómetros (Giménez, 2019). Por otro lado, a finales de 2022 la EMT anunció la licitación para el suministro de una flota de diez autobuses de pila de combustible propulsados por hidrógeno verde para 2023 (EMT, 2022). Además, en Madrid ya existen autobuses públicos funcionando con hidrógeno en Torrejón de Ardoz (Serna, y otros, 2022).

3. **Hidrógeno verde en el sector eléctrico:** mediante los excesos de energía eléctrica renovable se puede generar hidrógeno verde que se destine a la producción de electricidad. Este uso del hidrógeno se centra sobre todo en las centrales de ciclo combinado en combinación al gas natural (Serna, y otros, 2022). El proyecto llevado a cabo en Amorebieta generará una planta de hidrógeno verde con capacidad de 20 MW en las infraestructuras existentes de gas y electricidad de la central de ciclo combinado. El objetivo de este proyecto es producir 1.500 toneladas de hidrógeno verde por año provenientes de fuentes totalmente renovables (Roca, 2020).

**Ilustración 4: El camino del Hidrógeno Verde**

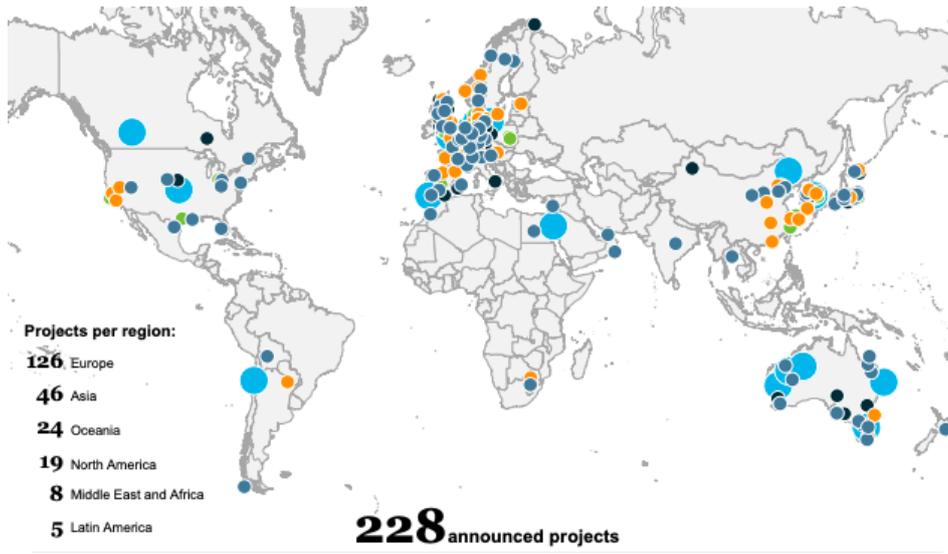


Fuente: Enagás, 2021

#### 4.4.1: Proyectos de hidrógeno verde en Europa

Europa es la potencia líder en la creación de proyectos de hidrógeno verde. En 2021 se habían anunciado, a nivel global, 228 proyectos situándose el 55% de ellos en Europa (Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021).

**Ilustración 5: Proyectos de Hidrógeno Verde**



Fuente: Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021

Entre los proyectos europeos que más destacan, tanto por su infraestructura e inversión destacan:

- **IPCEI Hy2Tech:** en julio de 2022 la Comisión aprobó ayudas públicas por un importe de 5.400 millones de euros destinadas al proyecto europeo “PIICE Hy2Tech”, cuyo objeto es crear e impulsar técnicas innovadoras para la cadena de valor del hidrógeno para descarbonizar los procesos (Asociación Española del Hidrógeno, 2022). La iniciativa cuenta con la participación de 35 empresas y 41 proyectos de Austria, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Italia, Países Bajos, Polonia, Portugal, Eslovaquia y España (Comisión Europea, 2022). El proyecto se estructura en cuatro campos: desarrollo de tecnologías de generación de hidrógeno, desarrollo de tecnologías de pilas de combustible de hidrógeno que emplean hidrógeno para producir electricidad, desarrollo de tecnologías para almacenamiento, transporte y

distribución de hidrógeno y desarrollo de tecnologías para usuarios finales, en particular en el sector de la movilidad (Asociación Española del Hidrógeno, 2022).

- **H2MED**: los países europeos Francia, España, Portugal y Alemania se han aliado para poner en marcha un corredor de hidrógeno verde que lo transporte desde Barcelona hasta Marsella. H2Med comenzará a funcionar en 2030 y se espera que sea capaz de transportar 2 millones de toneladas de hidrógeno renovable al año, lo que representará el 10% del consumo total de la UE (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023). El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ya ha analizado posibles contratos con Portugal, España y Francia para estudiar la posible financiación del futuro corredor H2MED (Expansión, 2023)

#### 4.4.2: Proyectos de hidrógeno verde en España

Existen grandes diferencias entre el número de proyectos de hidrógeno que se han establecido para España en distintas bases de datos como la de AIE, ENTSO-G o el pipeline de proyectos de la Alianza Europea del Hidrógeno Limpio, por lo que resulta muy complicado encontrar información fiable y actual (Serna, y otros, 2022). No obstante, cabe destacar que España es una de las grandes potencias europeas productoras de hidrógeno verde gracias tanto a sus condiciones climáticas que permiten generar energías renovables como a sus infraestructuras. Algunos de los proyectos más destacados son:

- **Corredor Vasco del Hidrógeno (BH2C)**: este proyecto nace con el objetivo de producir 20.000 toneladas anuales de hidrógeno verde, evitando la emisión de un millón y medio de toneladas de CO<sub>2</sub>. Siendo una iniciativa de Petronor y Repsol, cuenta con inversión prevista de 1.300 millones de euros y con la participación de hasta 78 organizaciones (Petronor, 2021). Este proyecto consta de tres fases, en primer lugar, la instalación de una central para la producción de hidrógeno de 2MW de capacidad con el objetivo de alimentar el Parque Tecnológico de Abanto.

En segundo lugar, la planta diseñada junto a Enagás para producir combustibles sintéticos estará operativa en 2024 y tendrá 10 MW de potencia. Por último, se prevé una nueva planta de 100 MW para 2025. Actualmente este proyecto cuenta con 38 proyectos agrupados en 6 verticales (BH2C, 2022).

- **Planta de Hidrógeno Verde Puertollano**: La planta de hidrógeno verde de Iberdrola en Puertollano producirá 3.000 toneladas al año, evitando la emisión de 48.000 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y en una superficie de 7 hectáreas (Iberdrola, 2022). Este proyecto, con una inversión de 150 millones de euros, se ha convertido en la planta de hidrógeno verde para uso industrial más grande de Europa, cuyo hidrógeno verde se usará en la fábrica de amoníaco de Fertiberia (El periódico de la energía, 2023).

## 5. REGULACIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE

### 5.1. Regulación del hidrógeno en la Unión Europea

A pesar de que a día de hoy la regulación en vigor en materia de hidrógeno verde es escasa y poco precisa, existen muchas iniciativas y acciones adoptadas dentro del marco de la política energética de la Unión Europea que apuestan por el hidrógeno renovable como vector energético (Egea Adán & Cabrera Cabrera, 2022).

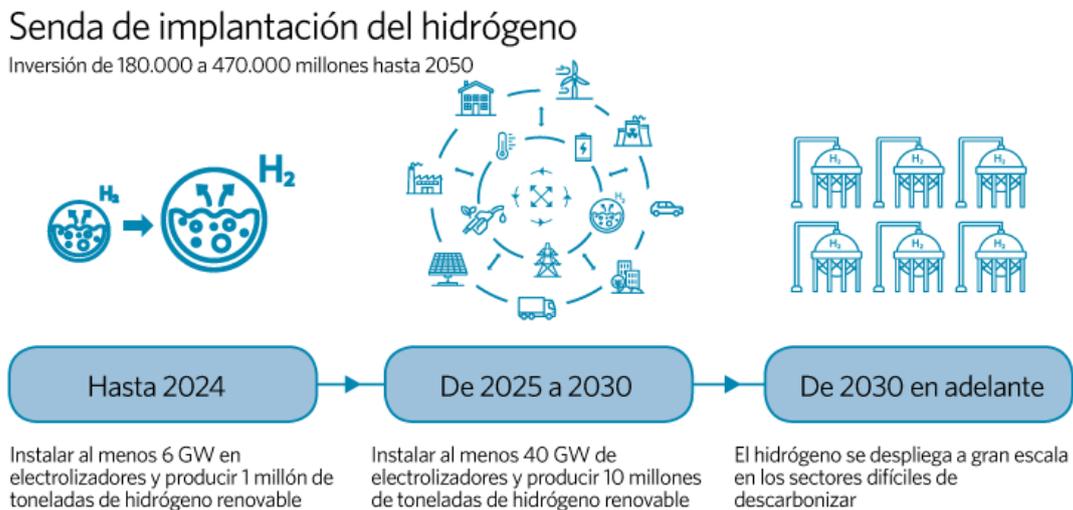
En septiembre de 2018 se publicó la Iniciativa del Hidrógeno firmada por la Comisión Europea, 25 Estados miembros a título individual y también por Suiza, Islandia y 80 organizaciones y compañías del sector. Esta declaración no vinculante, nació con la intención de potenciar el hidrógeno renovable como una solución de almacenamiento de energía. Entre los objetivos marcados destacan: instaurar opciones de almacenamiento para el hidrógeno renovable, proporcionar posibilidades de aplicación en las industrias convencionales y facilitar el establecimiento de mecanismos de abastecimiento para cubrir la demanda de hidrógeno (Greenovate, 2018).

En 2020 la Comisión Europea adoptó la estrategia de la UE sobre el hidrógeno (COM/2020/301). Esta iniciativa contaba con veinte puntos de acción que fueron implementados el primer trimestre de 2022, entre los que destacaron el apoyo a la inversión, a la producción y a la demanda, la creación de un mercado e infraestructura de hidrógeno y fomentar la investigación y cooperación internacional (Comisión Europea, 2022). Por otro lado, el ya mencionado Pacto Verde Europeo considera al “hidrógeno limpio” como una de las áreas prioritarias a desarrollar en la obtención de una energía limpia y circular. Consecuentemente, la Comisión Europea (2020) publicó la Estrategia Europea del Hidrógeno, fijando tres fases para incluir el hidrógeno verde en la Unión Europea:

- Fase 1 (2020-24): el objetivo consiste en descarbonizar la producción de hidrógeno. Esta fase se basa en la instalación de como mínimo 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable en Europa para 2024 y la producción de un millón de toneladas de hidrógeno renovable (Es Hidrógeno, 2022).

- Fase 2 (2025-2030): instalación de 40 GW de electrolizadores y producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable. El hidrógeno verde se empleará en nuevas aplicaciones (industriales y transportes) y en el almacenamiento de energía (Concejo Giner, 2022).
- Fase 3 (2030-2050): madurez y el despliegue a gran escala de las tecnologías del hidrógeno verde. (Egea Adán & Cabrera Cabrera, 2022)

**Ilustración 6: Senda de implantación del Hidrógeno Verde en el Pacto Verde Europeo**

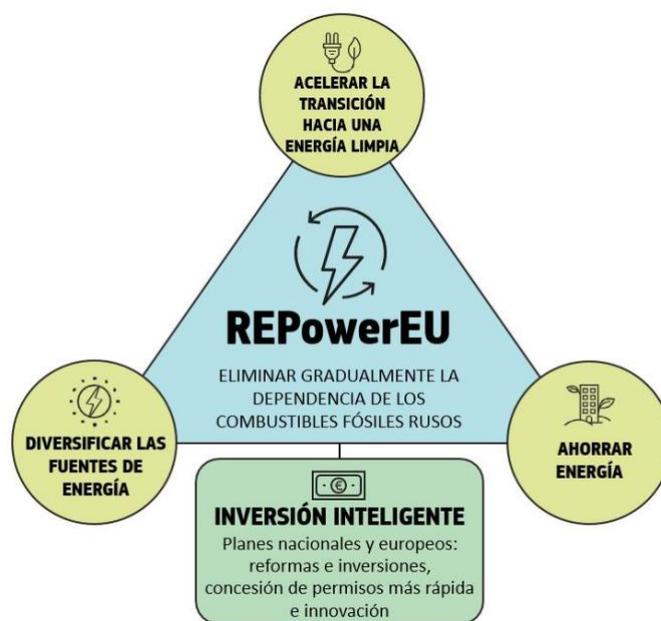


Fuente: Comisión Europea, 2020

Estos objetivos fueron aumentados por el Plan *REPower EU* de 2022 con el reto de acabar con la dependencia energética, aumentando la proporción de energías renovables en la producción de energía en la UE, siendo el hidrógeno verde una de las fuentes de energía renovable clave que se mencionan en el plan. Se establece que el hidrógeno verde debe ser producido a partir de fuentes de energía renovable, como la energía eólica y solar, y que su uso puede ayudar a descarbonizar sectores difíciles de electrificar, como la industria pesada y el transporte de larga distancia (Comisión Europea, 2020).

En particular, el Plan *Repower EU* (2022) se compromete a fomentar el desarrollo del hidrógeno verde mediante el establecimiento de un mercado europeo del hidrógeno y la promoción de la inversión en tecnologías de producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno. Se estableció un presupuesto de 27.000 millones de euros para inversiones directas en electrolizadores nacionales y distribución de hidrógeno en la UE. También se compromete a fomentar el uso del hidrógeno verde en la industria, el transporte y los edificios a través de incentivos y políticas específicas. Úrsula Von der Leyen anunció la creación de un nuevo Banco Europeo del Hidrógeno, que dispondrá de 3.000 millones de euros para ayudar a construir "la economía del futuro" (Comisión europea, 2022).

**Ilustración 7: Esquema de los objetivos del Plan REPowerEU**



Fuente: Comisión Europea, 2022

El 13 de febrero de 2023, la Comisión publicó dos actos delegados en cumplimiento de las exigencias Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. La primera de las normas busca asegurar que todos los combustibles renovables se produzcan a partir de electricidad renovable y establecen la exigencia de que el hidrógeno verde se produzca en centrales eléctricas renovables y en el lugar y momento en que los activos de energía renovable estén produciendo electricidad,

estableciendo una correlación temporal y geográfica (Comisión Europea, 2023). La Comisión calculó que se necesitan cerca de 500 TWh de electricidad renovable para poder alcanzar el objetivo establecido *REPowerEU* de producir 10 millones de toneladas. En esta norma se refleja la creación de sistema de certificación para que los productores puedan garantizar el cumplimiento de las exigencias establecidas por la Unión Europea y comerciar con hidrógeno renovable en el mercado único. Por otro lado, el segundo acto delegado recoge una metodología para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero. Este mecanismo contabiliza las emisiones de gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de vida de los combustibles, e incluye cómo calcular las emisiones de gases de efecto invernadero del hidrógeno renovable o sus derivados (Comisión Europea, 2023).

El 1 de febrero de 2023 la Comisión Europea presentó el “Plan Industrial Green Deal” con el objetivo de impulsar la competitividad de la industria europea y apoyar la transición hacia la neutralidad climática. Como se ha mencionado, este Plan nace como respuesta a la Ley de Reducción de la Inflación aprobada en Estados Unidos. Con un presupuesto de 225.00 millones de euros, el primer pilar del Plan fue proponer una Ley de Industria *Net-Zero* que determine los objetivos de capacidad industrial *net-zero* y establezca un marco normativo adecuado para su rápida implantación, garantizando la simplificación y agilización de la concesión de permisos, promoviendo proyectos estratégicos europeos y desarrollando normas que favorezcan la ampliación de las tecnologías en todo el mercado único (CEOE, 2023). El Green Deal Plan busca acelerar los mecanismos de financiación, mejorar las capacidades y un comercio abierto para unas cadenas de suministro resilientes (Comisión Europea, 2023). En el Plan lanzado por la Unión Europea se prevé estructurar un programa de subvenciones con el objetivo de alcanzar el objetivo de producir 10 millones de toneladas de hidrógeno verde al año para 2030, así como la importación de 10 millones de toneladas establecidas en el Plan *REPower EU*.

## 5.2. Regulación del hidrógeno en España

En España no existe un marco normativo propio para el hidrógeno. A lo largo de los últimos años se han desarrollado iniciativas a la espera de unas directrices claras en el marco de la Unión Europea.

La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, es la primera norma que hace referencia de manera expresa a la necesidad de promover e impulsar los distintos gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano y el hidrógeno renovable entre otros (Gobierno de España, 2020).

El 30 de marzo de 2022 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. Este Real Decreto, por un lado, introdujo una serie de medidas para contener los precios de la electricidad y el gas. Por otro lado, entre otras normativas, modificó la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos (en adelante, Ley de Hidrocarburos), introduciendo una regulación específica sobre redes e infraestructuras de transporte que se aplica al hidrógeno renovable y a otros gases renovable (Egea Adán & Cabrera Cabrera, 2022).

La hoja de ruta del hidrógeno publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en 2020 ha supuesto un potente marco estratégico en el avance del hidrógeno verde en España, identificando los retos y oportunidades para su pleno desarrollo ofreciendo una visión 2030-2050 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). Como se ha mencionado en el segundo epígrafe, el 17 de mayo de 2022 el gobierno de España aprobó el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables. El Real Decreto traspone parcialmente la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en criterios de sostenibilidad y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; así como en lo relativo a las garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022).

Las garantías de origen son un certificado electrónico que acredita el carácter renovable de 1 MWh de gas y aporta información sobre su producción (Enagás, 2022), en el RD se establece que las reglas relativas a las garantías de origen son válidas para todos los gases renovables, lo que incluye el hidrógeno verde. Por su parte, la Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, define las normas básicas en base a las que se está desarrollando la plataforma informática que gestionará el nuevo sistema de garantías de origen. La creación de este sistema de garantías ya estaba prevista en el PNIEC, la Hoja de Ruta del Hidrógeno y el Plan de Recuperación (de Aragón, 2022). Este mecanismo de garantías de origen va a otorgar un valor añadido tanto a la comercialización como al transporte del hidrógeno verde al poder conocer información sobre cómo, dónde y cuándo se produjo.

## 6. CONTRATOS POR DIFERENCIAS DE CARBONO

### 6.1. Definición y funcionamiento de los contratos por diferencias de carbono (CCfD)

Un contrato por diferencias de carbono (CCfD) es un contrato celebrado entre una administración pública y un agente, en el que acuerdan un precio de ejercicio para el precio del carbono (Chatburn & Besnainou, 2022). Los contratos por diferencias de carbono en proyectos con el gobierno son un mecanismo muy eficiente para superar los obstáculos en el proceso de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. De esta forma, el vendedor puede colocar en el mercado asignaciones gratuitas a un precio fijo sin tener que exponerse a la volatilidad del mercado (Richstein, 2017). Un CCfD ofrece garantías sobre la trayectoria futura del precio del carbono en forma de un precio fijo por tonelada de emisiones evitadas en comparación con una referencia industrial<sup>1</sup> (EEX, 2021). Con este mecanismo, cuando el precio de venta sea menor al precio de ejercicio pactado en el contrato, la administración tiene que pagar al vendedor la diferencia y viceversa, este tipo de contratos se conocen como “*put option*” o “*price floor*” (Serna, y otros, 2022). El funcionamiento de los CFDs de carbono es el siguiente:

1. Se acuerda un precio para una unidad de CO<sub>2</sub> entre la administración y el agente.
2. Al final de un período de tiempo acordado, se mide la cantidad real de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas
3. Cuando el precio venta sea más bajo, el gobierno compensará a la empresa por cada tonelada de carbono reducida
4. Cuando el precio efectivo del carbono sea más alto que el precio pactado, la entidad reembolsará al Gobierno la diferencia.

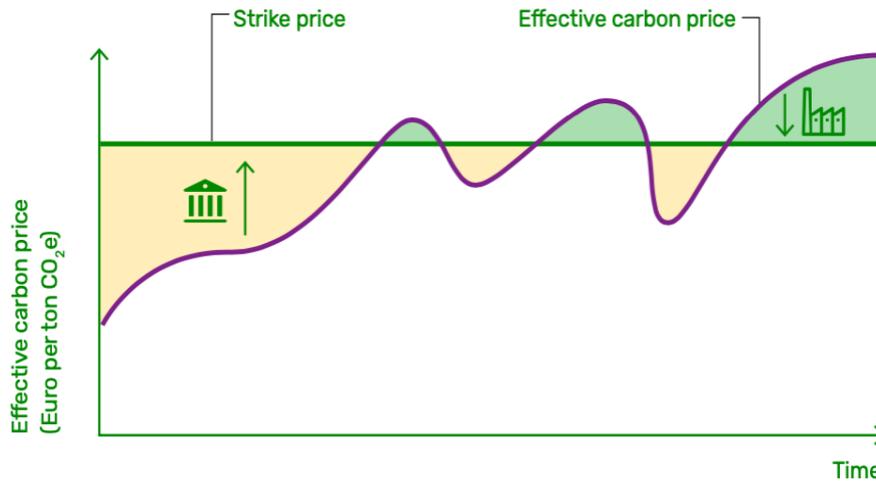
Los contratos de carbono fueron introducidos por Helm and Hepburn (2005) con el objetivo de corregir el riesgo regulatorio y los contratos a largo plazo de los mercados de

---

<sup>1</sup> La tecnología de referencia se refiere al proceso convencional para la producción industrial intensiva de CO<sub>2</sub> de materiales básicos.

carbono. Este mecanismo surge a su vez como consecuencia de la falta de credibilidad de los gobiernos al establecer los objetivos de reducción de carbono o los precios de carbono (Gerres & Linares, 2020).

**Ilustración 8: Funcionamiento de los contratos por diferencias de carbono**



Fuente: Gerres & Linares, 2022

Los CCfDs pueden garantizar un precio del carbono sólido y estable que reduce los costes y riesgos de financiación de inversiones de cero emisiones, apoyando así las tecnologías para favorecer su comercialización y competitividad en el mercado a pesar de los costes más elevados.

6.2. Diseño de los contratos por diferencias de carbono

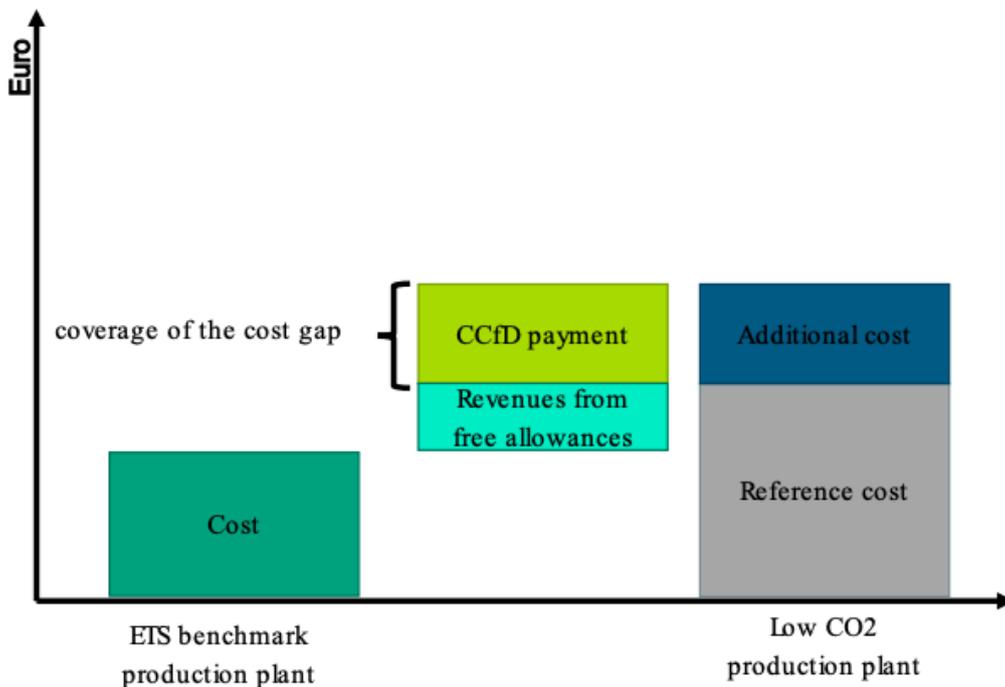
Los contratos por diferencias de carbono aún se encuentran en un escenario muy prematuro, hay poca experiencia y existen mecanismos sustitutivos que, de momento, ofrecen mejores resultados. A continuación, se van a examinar los elementos esenciales de los contratos. Se va a analizar cómo se lleva a cabo la determinación del precio de los CCfDs, explicando todas las variables que se deben tener en cuenta para que sean eficaces. Además, se van a exponer otros elementos fundamentales como la duración, la asignación o los tipos de contratos existentes (Richstein & Neuhoff, 2022).

### 6.2.1. Determinación del precio de carbono

Los CCfDs se utilizan para asegurar unos niveles de precios del CO<sub>2</sub> lo suficiente elevados como para cubrir los costes adicionales de los procesos de producción con bajas emisiones de carbono en comparación con la tecnología de referencia que actualmente fija los precios (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022).

El elemento fundamental de los contratos por diferencias de carbono es el precio de ejercicio para retribuir el ahorro de emisiones por tonelada de material producido (Petutschnig, 2022). Dicho precio pactado entre el gobierno y el agente tiene en cuenta, el precio efectivo del carbono, el precio del proyecto y las emisiones evitadas como consecuencia de haber producido el carbono de manera no contaminante con una tecnología bajan en emisiones.

**Ilustración 9: Formación del precio del CCfD**



Fuente: Comisión Europea, 2022

El hecho de pactar un precio en los contratos por diferencias de carbono permite una mayor seguridad sobre los precios a largo plazo. Cambiar la producción de una tecnología de referencia convencional, intensiva en carbono, a una tecnología baja en emisiones de carbono añade costes adicionales, los denominados costes de transformación (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022). Los Contratos por Diferencias de Carbono financian estos costes adicionales, lo que permite que se reduzcan los riesgos de inversión inicial, así como los gastos derivados de la inversión inicial, incluyendo los gastos de capital (CAPEX por sus siglas en inglés)<sup>2</sup>. Los contratos por diferencias de carbono, a su vez también pueden cubrir los gastos operativos<sup>3</sup> (OPEX por sus siglas en inglés). El precio del CCfD es la suma del coste de inversión adicional y el coste de explotación adicional derivados del contrato por diferencias, dividido por la reducción de emisiones conseguida (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022). A continuación, se van a desglosar todos los factores que hay que tener en cuenta para obtener el precio de ejercicio.

**Ecuación 1: Costes adicionales**

$$\text{Costes adicionales (EUR}/t_{rm}) = \Delta\text{CAPEX}/t_{tm} + \Delta\text{OPEX}/t_{rm}$$

Donde  $\Delta\text{COPEX},t$  y  $\Delta\text{CAPEX},t$  representan las diferencias de los costes operativos (OPEX) y los gastos de capital (CAPEX) entre el proyecto CCfD y la tecnología de referencia convencional de fijación de precios (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022). Los costes adicionales de los gastos operativos están compuestos por distintos factores relacionados con los costes, puede representarse como una combinación lineal entre los parámetros de precio ( $p_i$ ) y los parámetros de entrada del proyecto ( $d_i$ ) y los mismos de la tecnología de referencia convencional (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022).

---

<sup>2</sup> Los gastos de capital abarcan las inversiones que realiza una compañía, ya sea a través de la adquisición de nuevos activos fijos, o bien a través de un aumento en el valor a los activos fijos ya existentes.

<sup>3</sup> Los gastos operativos incluyen todos los gastos que la empresa realiza para llevar a cabo sus funciones principales

### Ecuación 2: Costes adicionales de los gastos operativos

$$\Delta CAPEX/t_{tm} = \sum_i^n d_i \times p_i - \sum_j^m d_j \times p_j$$

Los costes de reducción de CO2 relacionan los costes adicionales (euros/tonelada de material) y la reducción de carbono como resultado de convertir la producción de una tecnología de referencia en una tecnología baja en emisiones carbono (Petutschnig, 2022). El  $\Delta ECO2, evitadas, t$  representa las emisiones que han sido evitadas como consecuencia del proyecto (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022)

### Ecuación 3: Costes de reducción de CO2

$$CCfD CO2 = \frac{\Delta C_{OPEX,t} + \Delta C_{OPEX,t}}{\Delta E_{CO2, evitadas,t}}$$

El CO2 evitado se calcula como la diferencia entre las emisiones provocadas como consecuencia de la utilización de la tecnología referencia y las de una tecnología innovadora baja en emisiones. En Europa se lleva a cabo tomando como referencia los establecidos en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión<sup>4</sup> (RCDE) (Energiewende, 2021). Este régimen nació con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero creando un incentivo financiero para que los emisores reduzcan sus emisiones estableciendo un número fijo de derechos de emisión gratuito

---

<sup>4</sup> La asignación gratuita de derechos de emisión tiene por objetivo evitar las fugas de carbono reduciendo los costes a los que se enfrentan los agentes económicos incluidos en el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE). Estos derechos les ayudan a seguir siendo competitivos frente a los productores de terceros países.

permitido. Las empresas que no consumen todos sus derechos de emisión pueden venderlos de manera que, otras empresas que sí los necesiten por su actividad, los puedan adquirir, compensando de esta manera las emisiones totales (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.). Por su parte, los índices  $t$  hacen referencia al período de tiempo considerado ya que es un factor determinante en las variaciones de los costes.

El precio de ejercicio de los Contratos por Diferencias de Carbono incluye una prima sobre el precio del carbono previsto en el mercado (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022). Esta "prima CCfD", también denominada "*cost gap*" cubre los ingresos adicionales que debe percibir la nueva tecnología, más allá del precio efectivo del carbono, para llegar a ser competitiva. Para la determinación de la prima, al precio pactado "*strike price*" hay que restarle el precio efectivo del carbono (Gerres & Linares, 2022). Por tanto, el precio de pago de los CCfDs se compone de la prima de los contratos de carbono multiplicado por el CO2 reducido.

**Ecuación 4: Prima de los contratos por diferencias de carbono**

$$\text{Prima CCfD} = (\text{Strike price} - \text{Precio efectivo})$$

**Ecuación 5: Pago en los contratos por diferencias de carbono**

$$PCCfD \text{ €/tCo2} = (\text{Strike price} - \text{Precio efectivo}) \times \Delta E_{CO2}$$

A continuación, se va a exponer un ejemplo sobre la formación del precio de carbono para una nueva planta siderúrgica de cero emisiones obtenido del informe "*Carbon Contracts for Differences (CCfDs) in a European context*" (Gerres & Linares, 2022).

Se plantea una nueva tecnología que puede producir acero sin emitir gases de efecto invernadero frente a dos plantas en las que la producción de acero supone, por un lado, en una de ellas, unas emisiones de 1,6 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada tonelada de material fabricado, por otro lado 1,3 tCO<sub>2</sub>/tMaterial. La implementación de esta tecnología no contaminante supondría un coste incremental, incluyendo los costes operativos (OPEX) y de capital (CAPEX) de 100 € por tonelada de acero producido.

Para la determinación del precio se ha considerado que el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> es de 50 euros/tCO<sub>2</sub>, el precio del CO<sub>2</sub> para la nueva tecnología sería el siguiente:

$$\text{- Supuesto a: } 100 \text{ €/tMaterial} / 1,6 \text{ tCO}_2/\text{t} = 62,50 \text{ €/tCO}_2$$

$$\text{- Supuesto b: } 100 \text{ €/tMaterial} / 1,3 \text{ tCO}_2/\text{t} = 76,92 \text{ €/tCO}_2$$

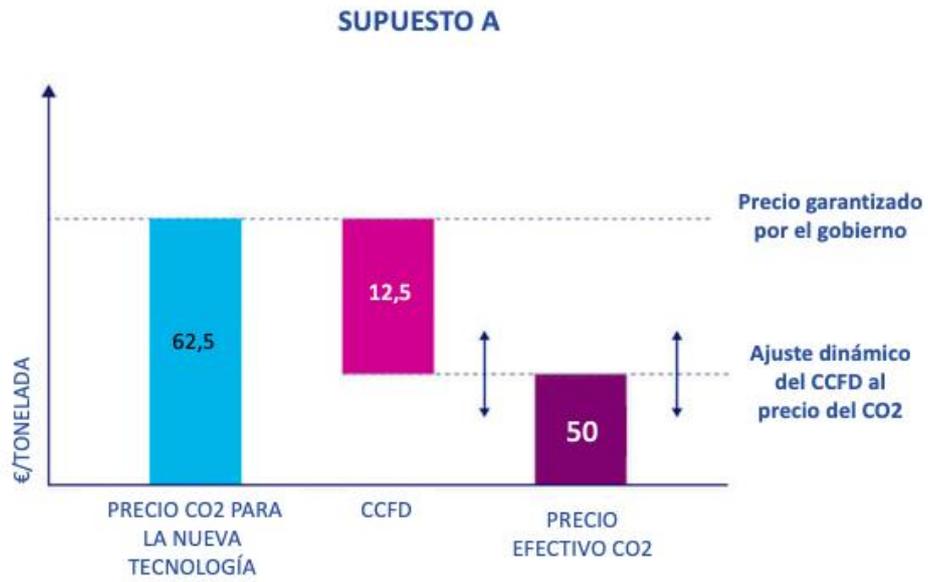
En ambos casos, el precio efectivo del CO<sub>2</sub> es inferior al coste adicional de reducir cada tonelada de CO<sub>2</sub> con la nueva tecnología de emisiones netas cero. La prima CCfD necesaria para compensar el coste incremental de reducir cada tonelada de CO<sub>2</sub> con la nueva tecnología de cero emisiones es mayor en el caso b, dado que la planta siderúrgica que fija el precio marginal es menos intensiva en emisiones que en el caso a, mientras que el coste incremental de producir con la nueva tecnología de emisiones netas cero (100 €/tMaterial) sigue siendo el mismo (Gerres & Linares, 2022).

La “prima CCfD” o “*cost gap*” en el supuesto A es de 12,5€ y en el caso B de 26,92€ obtenido de calcular la diferencia entre el precio del CO<sub>2</sub> con las nuevas tecnologías y el precio efectivo del CO<sub>2</sub>.

$$CCfD \text{ €/tCo}_2 \text{ supuesto A} = (62,5 - 50) = 12,5\text{€/t}$$

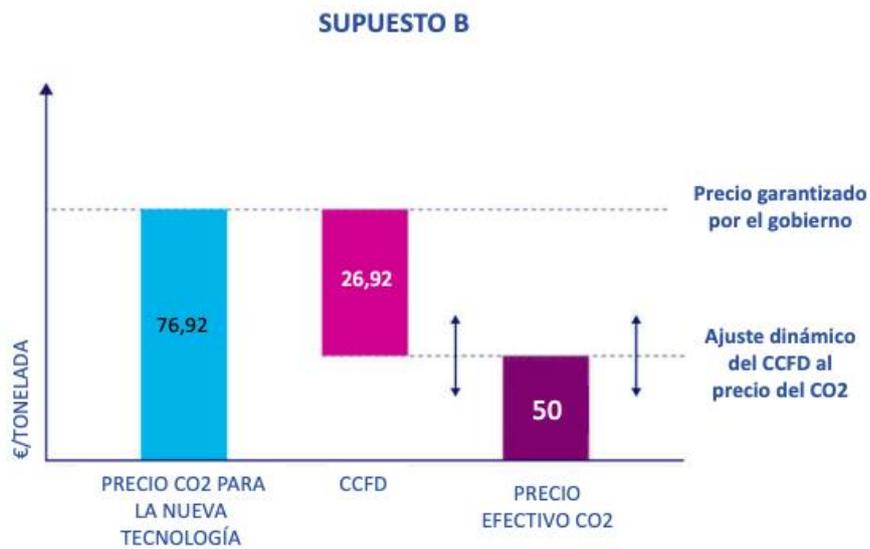
$$CCfD \text{ €/tCo}_2 \text{ supuesto B} = (76,92 - 50) = 26,92\text{€/t}$$

**Gráfico 1: Contrato por Diferencia de Carbonos del Supuesto A**



Fuente: elaboración propia

**Gráfico 2: Contrato por Diferencia de Carbonos del Supuesto B**



Fuente: elaboración propia

### 6.2.2. Criterio de adjudicación de los contratos por diferencias

El método más eficaz, desde el punto de vista económico, para adjudicar los contratos por diferencias de carbono podrían ser las subastas. Este tipo de mecanismo sería sencillo para las dos partes del contrato. Por un lado, los diferentes proyectos que quieran llevar a cabo una reducción de emisiones pujarían por un precio de adjudicación (Gerres & Linares, 2022). Por otro lado, el gobierno o institución pública simplemente tendría que elegir a aquel agente que, cumpliendo con los requisitos, presente la oferta de puja más baja. Por tanto, los proyectos ganadores se beneficiarían de los CCfDs en base a los siguientes criterios (Sartor & Bataille, 2019):

- a) Capacidad para reemplazar volúmenes significativos de combustibles con alto contenido de carbono
- b) Coherencia con la estrategia nacional de descarbonización a largo plazo
- c) Justificación económica, analizando los costes incrementales de dicha tecnología en relación con otras alternativas.
- d) Coste por unidad de CO<sub>2</sub> evitada
- e) Beneficios sociales, medioambientales o económicos.

### 6.2.3. Tipos de contratos por diferencias de carbono

Hasta ahora solo se ha planteado la posibilidad de establecer contratos bilaterales, es decir, formado por dos partes en los que se establece que cuando el precio del carbono es inferior al pactado en el contrato, el gobierno paga al agente la diferencia y viceversa (Gerres & Linares, 2022). No obstante, también cabría la posibilidad de establecer un precio mínimo, este mecanismo consistiría en establecer un precio de referencia que permitiría a los agentes, en el caso de que el precio efectivo del carbono fuese inferior al mínimo, recibir la diferencia sin tener que pagar nada en caso de que estuviese por encima del pactado. Este instrumento permitiría garantizar una mayor estabilidad de precios.

#### 6.2.4. Duración de los contratos

Los procesos industriales en los que se plantea utilizar los contratos por diferencias de carbono son inversiones a largo plazo, con duraciones de entre 10 o 20 años (EUROFER, 2021). Es preciso señalar que los contratos de larga duración conllevan el riesgo de financiar proyectos ineficientes, lo que supondría un perjuicio para el gobierno contratante ya que se vería obligado a cumplir con lo pactado en el contrato (Gerres & Linares, 2022). No obstante, el hecho de que sean de larga duración permite a los agentes desarrollar sus proyectos con la certeza de que obtendrán un precio garantizado y estable.

#### 6.2.5. Implantación de los contratos por diferencias de carbono

Una de las mayores cuestiones que se plantea es cómo deben ser diseñados los contratos por diferencias de carbono, si a nivel nacional o a nivel comunitario.

Por un lado, todos los países europeos tendrían la posibilidad de implantar este mecanismo ya que está en línea con las directrices europeas de descarbonización. Además, permitiría a los países nacionales continuar con sus planes y gestionar el sistema de ayudas nacionales (Gerres & Linares, 2022). Por otro lado, si estos mecanismos se hiciesen a nivel nacional, los países miembros menos desarrollados presentarían más problemas tanto tecnológicos como económicos para hacer frente a la implantación de los contratos por diferencias de carbono, lo que ralentizaría el avance hacia los objetivos de descarbonización a nivel europeo. Además, puede dar lugar a una competencia desleal en el mercado europeo, ya que los países más ricos tendrían más facilidades que aquellos con menos recursos

En la presentación del informe “*Carbon Contracts for Difference: A European Perspective*” el profesor Pedro Linares planteó que la posibilidad de implantar estos mecanismos a nivel comunitario ofrece una serie de oportunidades y riesgos. Por un lado, el hecho de crear contratos por diferencias de carbono a nivel europeo permitiría contar con un presupuesto mayor a través del Fondo de Innovación de la UE. Este formato de CCfD fomentaría la colaboración intracomunitaria y pondría a disposición de todos los países europeos estos contratos en las mismas condiciones, creando un marco justo para todos los estados miembros. Además, el diseño de contratos por diferencias de carbono a

nivel comunitario facilitaría la compatibilidad entre los contratos y el mercado de derechos de emisión y del precio de carbono de la Unión Europea. Los CCfDs son un complemento de las políticas existentes a nivel europeo en materia de suministro, como la financiación de la innovación, el RCDE y las Directivas sobre emisiones industriales, energías renovables y eficiencia energética, a la vez que se apoyan en políticas orientadas al consumo, como la Directiva sobre diseño ecológico, para avanzar hacia una economía circular. En cuanto a los retos que supone comunitarizar los contratos por diferencias de carbono, cabe destacar que se necesitarían mecanismos de adjudicación fuertes y fiables para que todos los estados pudiesen participar en los sistemas de subastas (Gerres & Linares, 2022).

Los profesores Pedro Linares y Timo Gerres (2022) consideran que el desarrollo de un enfoque europeo común para los CCfDs es crucial para la difusión de las tecnologías de emisiones cero por parte de las industrias nacionales en todos los Estados miembros de la UE.

### 6.3. Contratos por diferencias de carbono en países europeos.

Holanda creó en el año 2020 un programa de subvenciones muy similar al funcionamiento de los contratos por diferencias de carbono denominado SDE++ (*Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition*) (Serna, y otros, 2022). Se trata de un subsidio dirigido a proyectos de energía renovable, como paneles solares, turbinas eólicas, sistemas geotérmicos y proyectos de captura y almacenamiento de carbono. A diferencia del programa anterior (SDE+), que se centraba únicamente en la generación de energía renovable, el SDE++ también apoya la innovación y la implementación de tecnologías que reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, como la captura y almacenamiento de carbono y la electrificación de procesos industriales. (Netherlands Enterprise Agency, 2022)

Las subvenciones SDE++ buscan compensar el coste adicional de la energía renovable o de la reducción de emisiones de carbono y los ingresos (Serna, y otros, 2022). La asignación de los contratos SDE++ se lleva a cabo mediante subasta formado por varias fases, en primer lugar, los participantes presentan sus proyectos y ofertas económicas en una plataforma online. Posteriormente, el programa establece un precio máximo que está

dispuesto a pagar por cada tonelada de emisiones evitada o reducida, y finalmente los participantes presentan sus ofertas para recibir los incentivos correspondientes siendo los proyectos que tengan un menor coste los que obtienen el contrato. Las ofertas se evalúan en función de los costes de inversión y operación, la tecnología utilizada y la reducción de emisiones entre otros criterios (Netherlands Enterprise Agency, s.f.). Los proyectos ganadores de la subasta obtienen un precio establecido para períodos de entre doce y quince años. (Netherlands Enterprise Agency, 2022). Anualmente, el Ministerio de Asuntos Económicos y Política Climática calcula el subsidio específico del proyecto pagado a los agentes basándose en la cantidad real de energía producida y los ingresos obtenidos, en 2022 fue de trece billones de euros (Von Lüpke, Marchewitz, Neuhoff, Aebischer, y Kröger, 2022). Un ejemplo de un proyecto financiado con este sistema de subvenciones es Porthos, ubicado cerca del puerto de Rotterdam. El proyecto busca capturar, transportar y almacenar las emisiones de carbono producidas por las refinerías y plantas de hidrógeno del puerto. El proyecto fue reconocido como un Proyecto de interés común (PCI por sus siglas en inglés) por la Unión Europea y el gobierno holandés asignó 2.100 millones de euros en subvenciones (Petutschnig, 2022).

Por su parte, otros países de la Unión Europea han incluido los CCfDs en sus respectivos planes. Alemania se refirió a los contratos por diferencias de carbono al exponer su estrategia nacional sobre el hidrógeno (Serna, y otros, 2022). Alemania anunció el establecimiento de un proyecto piloto (Klimaschutzverträge) a través del cual el Gobierno Federal garantizará una financiación equivalente a la diferencia entre el coste real de las emisiones evitadas y los precios del régimen de comercio de derechos de emisión. El BMU (Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear) reveló información sobre el plan alemán (Andrei & Fernandez, 2022).

- Neutralidad tecnológica: La prioridad la constituye el hidrógeno verde, pero el programa también cubrirá de forma limitada las tecnologías puente como el hidrógeno azul, turquesa y rojo.
- Objeto de subvención: al menos durante la fase piloto el programa CCfD está destinado a la financiación exclusiva de la diferencia de los costes de funcionamiento.

- Calendario: Adjudicación de un contrato de 10 años para la fase piloto.

Polonia también ha incluido los CCfDs en su estrategia nacional sobre el hidrógeno, aunque no ha dado especificaciones sobre su implementación (IEA, 2022). Francia, ha valorado los contratos por diferencias de carbono en el diseño de las medidas que se llevarán a cabo para cumplir con sus objetivos climáticos para 2030 (Gerres & Linares, 2022). Hungría, Suecia, Bélgica o España también han mostrado interés en el desarrollo de contratos por diferencias de carbono para cumplir sus objetivos climáticos y apoyar la creación de una economía del hidrógeno (Serna, y otros, 2022). Noruega ha apostado por los subsidios de Contratos por Diferencias para garantizar que el hidrógeno renovable no sea más caro que el gris (Klevstrand, 2022).

El Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial de Reino Unido ha llevado a cabo diversos informes evaluando los contratos por diferencias de carbono como instrumento para impulsar las instalaciones y la producción de hidrógeno (Serna, y otros, 2022). Reino Unido ya en 2015 introdujo los contratos por diferencias de carbono como mecanismo de apoyo para generar electricidad baja en carbono. Los CCfDs se asignan a través de subastas predeterminadas por el gobierno, con el objetivo de asignar apoyo a aquellos proyectos con el coste más bajo y de una manera neutral. Los ganadores de las subastas suscriben un contrato con la Compañía de Contratos de Bajo Carbono (LCCC), de propiedad estatal y se les paga una tarifa fija (indexada) por la electricidad que producen durante de 15 años (Ojea, 2019).

#### 6.4. Aplicación de los CCfDs al hidrógeno verde (Plan RepowerEU)

El Plan *REPower* EU estableció el objetivo de producir 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable de carácter nacional y 10 millones de toneladas de importaciones para 2030, a fin de sustituir el gas natural, el carbón y el petróleo en industrias y sectores del transporte difíciles de descarbonizar (Comisión Europea, 2022).

La Unión Europea introdujo la idea de que los contratos por diferencias de carbono podrían convertirse en un instrumento clave para aumentar a corto plazo la demanda de hidrógeno, acelerar la transición energética y dar una ventaja competitiva a Europa para

atraer inversiones (Serna, y otros, 2022). Para garantizar una sinergia positiva entre los CCfDs y el precio del carbono como herramienta para minimizar los costes, el mecanismo debe diseñarse como complemento de la reforma del Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión y su sistema de fuga de carbono. Se puede conseguir una mayor reducción de costes diseñando los CCfDs como un mecanismo de garantía que cubra el coste adicional de la producción limpia hasta que esta diferencia de costes pueda ser cubierta por los mercados verdes (Energiewende, 2021). Los Contratos por Diferencias de Carbono están estrechamente relacionados con el RCDE, ambos instrumentos buscan compensar los costes añadidos que supone la producción mediante tecnologías eficientes en CO<sub>2</sub> en comparación con los mecanismos tradicionales que son más contaminantes y emiten más gases de efecto invernadero (Petutschnig, 2022).

El coste de producir hidrógeno renovable se va reduciendo rápidamente a medida que crece la industria, y un sistema de financiación que acelere el ritmo de crecimiento permitiría una reducción de costes más rápida, alcanzando una paridad de costes con el hidrógeno azul y gris y mayores beneficios para el proceso de descarbonización (Chatburn & Besnainou, 2022). Para analizar la viabilidad de los contratos por diferencias de carbono en el hidrógeno verde se va a tomar como base el ejemplo aportado por Agora Energiewende en su estudio *“Making renewable hydrogen cost-competitive”* (Energiewende, 2021).

Como ya se ha mostrado en apartados anteriores, aunque la reducción del precio del hidrógeno verde es cada vez más inmediata, aún no son competitivos (Chatburn & Besnainou, 2022). Los costes de mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> que dependen del hidrógeno suelen superar los 100 euros/tonelada, en cambio, el precio del CO<sub>2</sub> se ha situado en el mercado de manera habitual entre los 40-50 €/ tonelada, no obstante, desde 2022 se ha experimentado un incremento exponencial en el último año, hecho que es favorable para la transición energética tal y como se expondrá más adelante (Petutschnig, 2022)

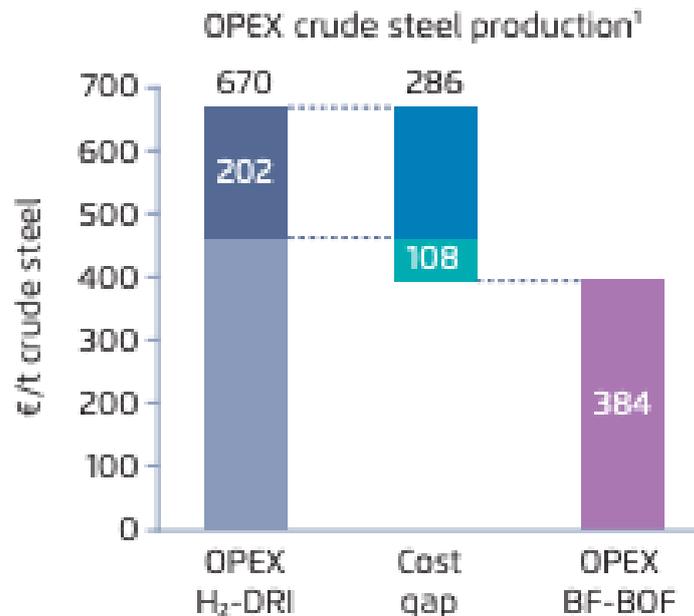
Los contratos por diferencias de carbono, como se ha explicado en los apartados anteriores, son un mecanismo que busca compensar este tipo de situaciones, proporcionando una compensación entre la diferencia del precio efectivo del CO<sub>2</sub> y los costes de mitigación de una tecnología innovadora, como el hidrógeno verde

(Energiewende, 2021). Por ejemplo, una empresa de cemento decide modificar su planta de producción incorporando tecnologías que incluyen hidrógeno renovable con el objetivo de evitar ser tan contaminante. Siguiendo con los datos anteriores, esta inversión le supondría unos costes adicionales de 60 euros/tonelada de cemento y las emisiones evitadas por el empleo de esta tecnología serían 1,5 tonCO<sub>2</sub>/ton cemento, el precio al que se deberían vender los derechos de emisión para rentabilizar la inversión sería:

$$\frac{60 \text{ €/ton cemento.}}{1,5 \text{ ton CO}_2 \text{ /ton cemento}} = 40 \text{ ton CO}_2 \text{ /ton cemento}$$

El informe muestra un estudio en el que se analizan los costes que supondría convertir una planta de producción de acero convencional a una fábrica que incorpore el hidrógeno verde en su proceso de producción (Energiewende, 2021). Los resultados son los siguientes:

**Ilustración 10: Determinación del precio del CCfD**



Fuente: Agora Energiewende, 2022.

Las necesidades de financiación de los CCfDs son muy elevadas. De hecho, se calcula que la financiación para convertir un tercio de la producción a H2 en Alemania se sitúa entre 1.700 y 2.700 millones de euros al año. La estimación equivalente para convertir la mitad de producción de la UE es de entre 4.000 y 10.200 millones de euros anuales, teniendo en cuenta el régimen de asignación gratuita. En este caso, el contrato por diferencias de carbono celebrado con la planta de baja producción debe compensar el “*cost gap*” producido como resultado de la diferencia entre los costes operativos de producir con una tecnología baja en emisiones de carbono y el método convencional (Energiewende, 2021).

$$CCfD \text{ €/tCo}_2 = (670 - 384) = 286 \text{ €/tonelada}$$

No obstante, de acuerdo con el informe, siguiendo la teoría de que el CO2 aumentará gradualmente hasta los 90€/t en 2040, las necesidades de financiación se situarían en un máximo de 1.600 millones de euros para Alemania y 6.100 millones de euros para la UE.

Otro ejemplo para entender cómo podrían incorporarse los Contratos por Diferencias de Carbono en la transformación de una planta de producción contaminante a una que no emita gases de efecto invernadero al emplear hidrógeno verde en el proceso de producción sería el siguiente:

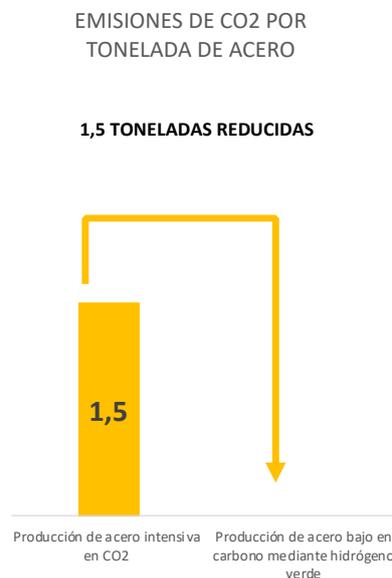
La empresa A lleva a cabo la producción acero mediante tecnología convencional y tiene costes de producción de 550 euros por tonelada. Esta empresa, además, debe pagar 50 euros por tonelada por las emisiones de CO2 que se hayan generado durante la producción. Por tanto, la empresa debe gastar adicionalmente 75 € en derechos de emisión ya que emite unas 1,5 toneladas de CO2 por cada tonelada de acero producido. Los costes totales se sitúan en 625 euros por cada tonelada de acero (Petutschnig, 2022).

La empresa B utiliza una tecnología de producción que no realiza emisiones de CO2, hierro de reducción directa basado en hidrógeno verde. Esta tecnología requiere unos costes de producción más elevados, que ascienden a 700 euros por tonelada. Para fomentar y compensar el uso la adopción de esta tecnología, se le ha otorgado un Contrato

por Diferencias de Carbono de una duración de 10 años con un precio de ejercicio de carbono garantizado por el gobierno de 100 EUR por tonelada de dióxido de carbono. El precio que cubre el CCfD es el cociente entre los costes adicionales que supone producir con la tecnología baja en emisiones de dióxido de carbono y las emisiones evitadas (Petutschnig, 2022).

$$\frac{700-625 \text{ EUR/ton acero}}{1,5 \text{ ton CO}_2 \text{ /ton acero}} = 50 \text{ €/ ton acero}$$

**Gráfico 3: Toneladas de CO2 reducidas con la nueva tecnología**



Fuente: elaboración propia basada en Clean Air Task Force, 2022

Tanto la empresa A como la empresa B producen cada año 1 millón de toneladas de acero. Dado que la empresa B y el gobierno concluyeron un CCfD, para compensar la diferencia entre el precio de mercado de los derechos de emisión de la UE (50 euros por tonelada de dióxido de carbono) y el precio de ejercicio del carbono acordado, es decir, los costes evitados como consecuencia de empleo de la tecnología basada en hidrógeno verde, el subsidio anual para la empresa B se calcularía de la siguiente manera:

Precio de ejercicio del carbono (100 € por cada tonelada de CO<sub>2</sub>) menos el precio medio de los derechos de emisión (50 € por tonelada de dióxido de carbono) = 50 x 1,5 millones

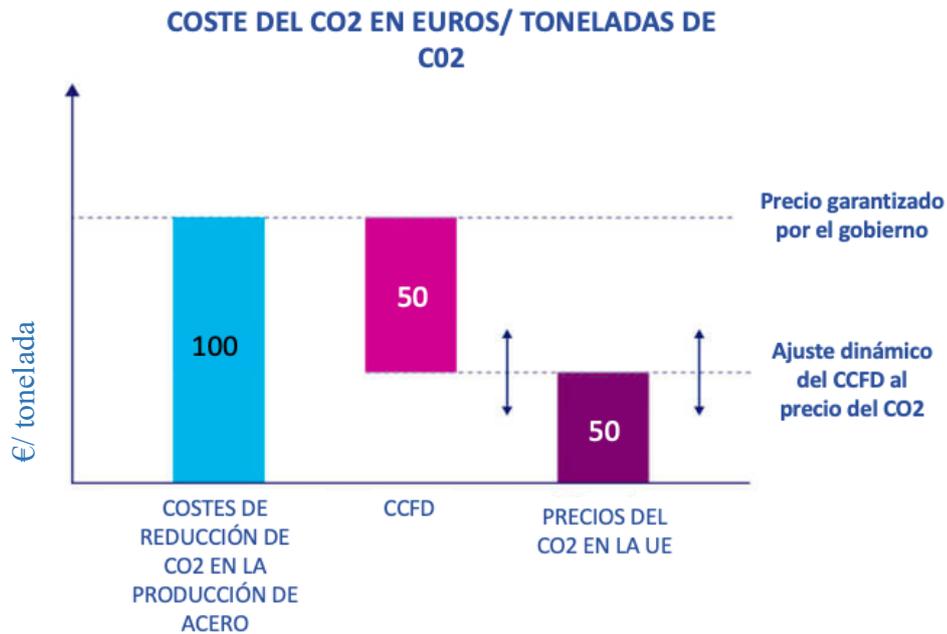
(se multiplica por 1,5 millones de toneladas de carbono reducido por la producción de 1 millón de toneladas de acero al año) = 75 millones de euros (Petutschnig, 2022)

Se elimina un "riesgo del precio del carbono" por valor de 75 millones de euros al emplear la tecnología innovadora de producción basada en hidrógeno verde, lo que la hace competitiva, a pesar de tener unos costes de producción mayores que los costes de producción de la tecnología convencional de la empresa A (Petutschnig, 2022).

$$CCfD \text{ €/tCo2} = (100 - 50) = 50 \text{ €/tonelada}$$

$$PCCfD \text{ €/tCo2} = 50\text{€/ton} \times 1,5\text{m€} = 75 \text{ m€}$$

**Gráfico 4: Diseño del CCfD de la planta de Hidrógeno Verde**



Fuente: elaboración propia basada en Clean Air Task Force, 2022

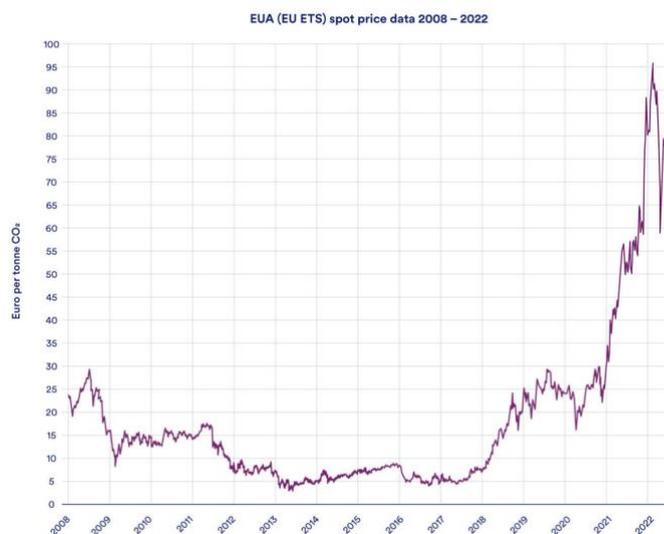
#### 6.4.1. Oportunidades y retos de los CCfDs al hidrógeno verde

Como se ha expuesto en el epígrafe cuarto del trabajo, el hidrógeno verde presenta una serie de retos, entre los que se encuentra el elevado coste que conllevan los proyectos e infraestructuras. El establecimiento de contratos por diferencias de carbono para financiar dichos proyectos, aumentarían la estabilidad de los precios y proporcionarían una mayor seguridad en los inversores al garantizar la posibilidad de recuperar los costes de producción (Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021).

Una de las ventajas que ofrece este mecanismo es que está orientado a implantarse en sectores en los que el hidrógeno renovable es necesario para lograr una reducción de las emisiones de dióxido de carbono, y es hoy en día, el mecanismo de menor coste para reducirlas (Comisión Europea, 2022). Otra de las principales oportunidades que aportan los CCfDs es que evitaría el riesgo de la volatilidad de los precios al asegurar un precio garantizado a aquellos que agentes que inviertan en tecnologías orientas a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> (Serna, y otros, 2022).

Otra oportunidad que destacar es el incremento de precio que están experimentando los RCDE. Los altos precios del carbono establecidos por los derechos de emisión de la Unión Europea hacen que la transición energética prospere alcanzando la neutralidad climática. Esto se debe a que los elevados costes suponen un incentivo para transformar los mecanismos convencionales en tecnologías menos intensivas en CO<sub>2</sub>. Los precios elevados de carbono hacen que el hidrógeno verde sea más competitivo en costes (Petutschnig, 2022). De esta manera, a medida que el precio de las emisiones siga aumentando el proceso de descarbonización será más rentable y el precio de producir mediante las tecnologías bajas en carbono como el hidrógeno verde no estará tan descompensado como la producción con hidrógeno gris. Por tanto, los CCfDs pueden ser muy útiles para proyectos que requieren grandes inversiones de capital como la implantación de tecnologías de producción de hidrógeno verde y para las industrias en las que los pagos por derechos de emisión constituyen una parte importante del coste variable de los competidores que fijan los precios (Petutschnig, 2022).

#### **Ilustración 11: Evolución del precio del carbono**



Nota: En la ilustración número 11 obtenida de Clean Air Task Force (2022) se puede ver cómo ha evolucionado el precio del carbono en los últimos años, apreciando un crecimiento exponencial como consecuencia de la crisis energética.

Por otro lado, los CCfDs son una opción política atractiva para cumplir con los objetivos de descarbonización ya que no solo constituyen un instrumento de seguridad para los agentes que contratan, sino que también funcionan como un mecanismo de compromiso para los gobiernos (Lösch, Friedrichsen, Eckstein, & Richstein, 2022). Los contratos solo se adjudican sobre la base de un proyecto específico, por lo que permite al gobierno adjudicar los contratos a aquellos agentes óptimos. Cabe destacar como reto, los elevados costes de financiación de plantas de producción de hidrógeno pudiendo alcanzar los 400 millones de euros anuales. No obstante, como se ha ido reflejando en el trabajo, se espera que para 2030 el hidrógeno alcance precios competitivos en el mercado.

La Comisión Europea (2023) anunció en el *Green Deal Industrial Plan* la puesta en marcha de la primera subasta para apoyar la producción de hidrógeno renovable. Este mecanismo similar a los CCfDs permitirá a los ganadores recibir una prima fija por cada kilogramo de hidrógeno verde producido durante los próximos 10 años. Este proyecto piloto tendrá un impacto similar al apoyo a la producción de la Ley de Reducción de Inflación de Estados Unidos, la diferencia está en que la prima hará que el hidrógeno cubra sus costes de producción (Comisión Europea, 2023)

## 7. CONCLUSIONES

- Tanto en la Unión Europea como en España se han desarrollado diferentes iniciativas regulatorias para reducir los efectos adversos del cambio climático. El Pacto Verde Europeo (2019) estableció como objetivos reducir la emisión de gases de efecto invernadero, aumentar la energía renovable en al menos un 32% y reducir el consumo de energía un 32%. Durante 2020 y 2021 se han aprobado medidas en el mismo sentido de reducción de la emisión de gases contaminantes.
- La Guerra de Ucrania ha incrementado la necesidad de reducir la dependencia de la UE de los combustibles fósiles que Rusia utiliza como arma económica y política y acelerar el desarrollo de la energía renovable.
- El hidrógeno constituye el 75% de la materia del universo, se trata por tanto de un recurso ilimitado y puede constituirse en un vector energético fundamental. El Hidrógeno es utilizado en el sector industrial tanto para la fabricación de acero, como en la industria petroquímica, el sector de fertilizantes o la fabricación de amoníaco. El Hidrógeno también puede ser utilizado para el transporte o para la producción de energía eléctrica. El hidrógeno cuenta con la ventaja adicional de la posibilidad de almacenamiento y la capacidad para ser transportado.
- Los procesos de producción de hidrógeno se clasifican en función del recurso utilizado para su obtención, identificándose con una etiqueta de color. El hidrógeno verde se obtiene mediante la electrólisis del agua a través de la aplicación de energía “verde” y no emite dióxido de carbono. El hidrógeno gris se obtiene a partir de combustibles fósiles y en su extracción se emite una gran cantidad de carbono, lo que no facilita la transición energética. También existe el hidrógeno rosa, utilizando energía nuclear para la electrólisis del agua y el hidrógeno azul que aplica técnicas de captura del CO<sub>2</sub>.

- En 2020 la UE aprobó la hoja de ruta para el hidrógeno verde convirtiéndolo en el pilar de su estrategia para lograr la neutralidad en carbono en 2050 mediante el incremento en su producción y reducir el coste de los electrolizadores antes de 2030. Para ello, se han diseñado diferentes planes de ayuda para esta tecnología.
- En la actualidad, el hidrógeno gris, el más contaminante, resulta más económico que el hidrógeno verde, que no emite CO<sub>2</sub>. Los costes estimados del hidrógeno de origen fósil se sitúan alrededor 1,5 €/Kg, dependiendo de los precios del CO<sub>2</sub> y del gas, en tanto que los costes del hidrógeno verde se sitúan en torno a los 6 €/Kg.
- Las proyecciones actuales prevén un incremento del coste del hidrógeno gris y una reducción del coste del hidrógeno verde como consecuencia del aumento de los precios del gas, de las sanciones impuestas por la Unión Europea a la emisión de dióxido de carbono y al avance de las infraestructuras del hidrógeno verde. Se prevé que para el año 2030 ambos precios se igualen y que en 2050 el coste del hidrógeno verde se sitúe por debajo de 1€/kg.
- Dado los elevados costes que conlleva la introducción de nuevas tecnologías que incluyan hidrógeno verde en sus procesos de producción, es necesario que se creen mecanismos de financiación para compensar dichos costes adicionales. Desde la Unión Europea se han planteado en el Plan *REPowerEU* (2022) los contratos por diferencias de carbono como un mecanismo para apoyar la transición de la producción de hidrógeno gris al hidrógeno verde en los procesos industriales, así como la transición a procesos de producción en sectores industriales basados en el hidrógeno.
- Los contratos por diferencias de carbono celebrados entre la administración y un agente buscan garantizar a los inversores un ingreso con el objetivo de que se puedan rentabilizar a largo plazo las inversiones en tecnologías bajas en carbono que sustituyan a otras más contaminantes para alcanzar la neutralidad climática.

- El gobierno se compromete a cubrir el gap entre los costes de producir con tecnologías convencionales y el coste de producir con tecnologías bajas en emisiones. De esta manera, cuando el precio del carbono es inferior al estipulado en el contrato, el gobierno compensa la diferencia y en el caso de que sea superior, el agente deberá abonárselo a la administración.
- La implantación de contratos por diferencias de carbono en el hidrógeno verde aportaría beneficios tanto a los inversores como a los gobiernos. Por un lado, los agentes verían cubiertos los costes de su inversión, por otro lado, dado que la asignación de contratos se hace mediante subastas, los gobiernos se garantizan otorgar las subvenciones a aquellos proyectos más válidos.
- Los contratos por diferencias de carbono son un potencial mecanismo que puede encajar a la perfección con la situación actual y los precios de carbono establecidos por la Unión Europea. En 2022 se produjo un crecimiento exponencial de los RCDE lo que supone un incentivo para acelerar la fabricación de mecanismos de producción bajos en emisiones de carbono.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

Acciona. (s.f.). *Hidrógeno Verde: La energía del futuro clave en la descarbonización*.

Obtenido de: [https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/?_adin=02021864894)

Agora Energiewende (2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive*. Obtenido de:

[https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020\\_11\\_EU\\_H2-Instruments/A-EW\\_223\\_H2-Instruments\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf)

Alcalde, S., (3 de enero de 2023). *Ventajas e inconvenientes del hidrógeno como combustible alternativo*. Obtenido de National Geographic España:

[https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo\\_14897](https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo_14897)

Andrei, M., & Fernandez, A. (2022). *Reflection notes on Carbon Contracts for Difference (CCfD)*. ERCTS.

Asociación Española del Hidrógeno. (s.f.). *¿Por qué Hidrógeno?*. Obtenido de:

<https://www.aeh2.org/hidrogeno/>

Asociación Española del Hidrógeno. (9 de julio de 2023). *La Comisión Europea aprueba ayudas públicas por valor de hasta 5.400 millones de euros para el proyecto europeo 'IPCEI Hy2Tech'*. Obtenido de:

<https://www.aeh2.org/la-comision-europea-aprueba-ayudas-publicas-por-valor-de-hasta-5-400-millones-de-euros-para-el-proyecto-europeo-ipcei-hy2tech/>

BloombergNEF (2020). *Hydrogen Economy Outlook*.

<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

Netherlands Enterprise Agency. (s.f.). *Sustainable energy transition subsidy scheme (SDE++)*. Obtenido de: <https://business.gov.nl/subsidy/sustainable-energy-production/>

Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793-6805.

Centro Nacional de Hidrógeno. (s.f.). *El Hidrógeno*. Obtenido de: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>

CEOE. (6 de febrero de 2023). *La Comisión Europea publica el Plan Industrial del Pacto Verde para la era Net-Zero*. Obtenido de: <https://www.ceoe.es/es/ceoe-news/union-europea/la-comision-europea-publica-el-plan-industrial-del-pacto-verde-para-la-era>

Chatburn, L & Besnainou, J., (2022). *Carbon Contracts for Difference: a missing piece in the cleantech scale-up puzzle?* Obtenido de Cleantech for Europe: [https://s3.amazonaws.com/i3.cleantech/uploads/additional\\_resources\\_pdf/75/275/Cleantech\\_for\\_Europe\\_-\\_CCFDs\\_24.05.2022.pdf](https://s3.amazonaws.com/i3.cleantech/uploads/additional_resources_pdf/75/275/Cleantech_for_Europe_-_CCFDs_24.05.2022.pdf)

Civieta, Ó. F. (4 de marzo de 2023). *Estos son los colores del hidrógeno y lo que significan: verde, rosa, turquesa o negro*. Obtenido de Business Insiders: <https://www.businessinsider.es/todos-colores-hidrogeno-verde-rosa-turquesa-negro-1198428>

Comisión Europea. (2006). *Libro Verde: estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: <https://eur-lex.europa.eu/ES/legal-content/summary/green-paper-a-european-strategy-for-sustainable-competitive-and-secure-energy.html>

Comisión Europea. (2007). *Plan de acción para la eficiencia energética (2007-2012)*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [http://publications.europa.eu/resource/ellar/e5d7f4d0-42dc-4cff-ae21-c7ed170c708e.0006.02/DOC\\_2](http://publications.europa.eu/resource/ellar/e5d7f4d0-42dc-4cff-ae21-c7ed170c708e.0006.02/DOC_2)

Comisión Europea. (2015). *Acuerdo de París*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)&from=ES](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=ES)

Comisión Europea. (2019). *Un Pacto Verde Europeo*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es)

Comisión Europea. (2020). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo de las Regiones: Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=ES>

Comisión Europea. (2020). *Key actions of the EU Hydrogen Strategy*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en)

Comisión Europea. (2022). *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo de las Regiones: REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF)

Comisión Europea. (2022). *Designing a competitive bidding tool to fund hydrogen innovation: stakeholder consultation*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/events/designing-competitive-bidding-tool-fund-hydrogen-innovation-stakeholder-consultation-2022-11-21\\_en](https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/events/designing-competitive-bidding-tool-fund-hydrogen-innovation-stakeholder-consultation-2022-11-21_en)

Comisión Europea. (2022). *Fit for 55*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

Comisión Europea. (2022). *Remarks by Executive Vice-President Vestager on Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH\\_22\\_4549](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_22_4549)

Comisión Europea. (2023). *A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age*. Obtenido de Diario Oficial de la Unión Europea: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip\\_23\\_510](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_23_510)

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (9 de febrero de 2023). *Boletín Informativo del Mercado Mayorista de Gas y Aprovisionamiento. Año 2022*. Obtenido de: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4585341.pdf>

Concejo, L. (2022). *El hidrógeno verde se hace camino: la regulación de las canalizaciones aisladas*. Obtenido de El Periódico de la Energía: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-verde-se-hace-camino-la-regulacion-de-las-canalizaciones-aisladas/>

Consejo Europeo. (2019). *Reforma del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE*. Obtenido de: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/>.

de Aragón, E. (2022). *El Gobierno aprueba la creación de un sistema de garantías de origen para gases renovables*. Obtenido de Hidrógeno Verde: <https://hidrogeno-verde.es/sistema-de-garantias-de-origen-para-gases-renovables/>

de Aragón, E. (2023). *La Comisión Europea considera como hidrógeno renovable el rosa, generado con energía nuclear, en contra de la postura de España*. Obtenido de Hidrógeno Verde: <https://hidrogeno-verde.es/comision-europea-el-rosa-es-hidrogeno-renovable/> -.

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

EEX., (2021). *Carbon Contracts for Difference – Too many open questions for implementation?* Obtenido de: [https://www.eex.com/fileadmin/Global/News/EEX/EEX\\_Opinions\\_Expert\\_Reports/202109-CCfD\\_paper-EEX.pdf](https://www.eex.com/fileadmin/Global/News/EEX/EEX_Opinions_Expert_Reports/202109-CCfD_paper-EEX.pdf)

Egea Adán, J. M., & Cabrera Cabrera, M. d., (2022). *El hidrógeno verde y su integración en la normativa española. Marco regulatorio actual y posible desarrollo*. En *Mercados regulados 2022*. Valencia: Tirant lo Blanch.

El periódico de la energía. (13 de febrero de 2023). *Iberdrola tendrá “plenamente operativa” la planta de hidrógeno verde de Puertollano en marzo*. Obtenido de: <https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-tendra-plenamente-operativa-la-planta-de-hidrogeno-verde-de-puertollano-en-marzo/>

EMT Madrid. (5 de diciembre de 2022). *EMT incorporará los primeros diez autobuses alimentados por hidrógeno verde en 2023*. Obtenido de: <https://www.emtmadrid.es/Noticias/EMT-incorporara-los-primeros-diez-autobuses-alimen.aspx>

Enagás. (9 de abril de 2021). *¿Para qué utilizaremos el hidrógeno verde, la ya conocida como “energía del futuro”?* Obtenido de *Good New Energy*: <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/para-que-utilizaremos-el-hidrogeno-verde-la-ya-conocida-como-energia-del-futuro/>

Enagás. (2022). *Garantías de origen*. Obtenido de: <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/informacion-general/garantias-origen/>

Enel. (s.f.). *La transición energética*. Obtenido de *Enel Green Power*. <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/transicion-energetica>

Es Hidrógeno. (23 de marzo de 2022). *La guerra de Ucrania modifica la estrategia del hidrógeno en la Unión Europea*. Obtenido de: <https://eshidrogeno.com/estrategia-hidrogeno/>

EUROFER. (5 de enero de 2021). *Carbon Contracts for Difference: How to facilitate a viable business model to start commercial scale production of low-carbon steel before 2030*. Obtenido de: <https://www.eurofer.eu/assets/publications/position-papers/carbon-contracts-for-difference/2021-01-05-EUROFER-Position-paper-on-Contracts-for-Difference.pdf>

Expansión. (19 de febrero de 2023). *El BEI está disponible para estudiar la financiación del corredor H2MED*. Obtenido de: <https://www.expansion.com/empresas/energia/2023/02/19/63f22b70468aebde548b464d.html>

Helm, D., & Hepburn, C. (2005). *Carbon contracts and energy policy: an outline proposal*. Unpublished manuscript. University of Oxford.

Guerra, C. F., Rodríguez, E. A., & Ferrera, D. F. (2010). El hidrógeno: vector energético del futuro. *Energía & Minas: Revista Profesional, Técnica y Cultural de los Ingenieros Técnicos de Minas*, (8), 20-27.

Gerres, T., & Linares, P. (septiembre 2020). *Carbon Contracts for Differences: their role in European industrial decarbonization*. Obtenido de Climate Friendly Materials Platform.

[https://www.researchgate.net/publication/344546830\\_Carbon\\_Contracts\\_for\\_Differences\\_their\\_role\\_in\\_European\\_industrial\\_decarbonization](https://www.researchgate.net/publication/344546830_Carbon_Contracts_for_Differences_their_role_in_European_industrial_decarbonization)

Gerres, T., & Linares, P. (junio de 2022). *Carbon Contracts for Differences (CCfDs) in a European context*. Obtenido de Henrike-Hahn. [https://henrike-hahn.eu/files/upload/aktuelles/dateien/Study\\_CCfD\\_Henrike-Hahn\\_6.2022.pdf](https://henrike-hahn.eu/files/upload/aktuelles/dateien/Study_CCfD_Henrike-Hahn_6.2022.pdf)

Giménez, J. C. (2019). La hora del hidrógeno verde. *Gas actual*, 153, 24-30. [https://www.gasrenovable.org/docs/hidrogeno\\_renovable/Reportaje-La\\_hora\\_del\\_Hidrogeno\\_verde.pdf](https://www.gasrenovable.org/docs/hidrogeno_renovable/Reportaje-La_hora_del_Hidrogeno_verde.pdf)

Giménez Zuriaga, I. (2021). Retos del hidrógeno verde. *Economía aragonesa*, 104.

Gobierno de España. (22 de febrero de 2019). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Obtenido de: <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/Paginas/enlaces/220219-plan.aspx>

Gobierno de España. (27 de abril de 2021). *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. Obtenido de: <https://www.lamoncloa.gob.es/temas/fondos-recuperacion/Documents/>

Gobierno de España. (14 de diciembre de 2021). *Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA)*. Obtenido de: [https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2021-12/PERTE\\_Energias%20renovables\\_RE\\_14122021.pdf](https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2021-12/PERTE_Energias%20renovables_RE_14122021.pdf)

Greenovate Europe. (18 de septiembre de 2018). *Twenty-five European governments support new Hydrogen Initiative*. Obtenido de: <https://greenovate-europe.eu/twenty-five-european-governments-support-new-hydrogen-initiative/>

Hydrogen Council, McKinsey & Company (febrero 2021). *Hydrogen Insights—A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. Obtenido de Hydrogen Council: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>

Hydrogen Council, McKinsey & Company. (noviembre 2021). *Hydrogen for Net-Zero A critical cost-competitive energy vector*. Obtenido de Hydrogen Council: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-net-zero/>

Iberdrola. (s.f.). *El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta*. Obtenido de: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

IEA. (octubre 2021). *Global Hydrogen Review 2021*. Obtenido de: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

IEA. (2022). *Global Hydrogen Review 2022*. Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>

Klevstrand, A., (2 de diciembre de 2022). *Norway plans to introduce Contracts for Difference subsidies for hydrogen, with other boosts for H2 in the works*. Obtenido de: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/norway-plans-to-introduce-contracts-for-difference-subsidies-for-hydrogen-with-other-boosts-for-h2-in-the-works/2-1-1364862>

Lagioia, G., Spinelli, M. P., & Amicarelli, V. (2023). Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 1304-1322.

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. (Ref. BOE-A-1998-23284)

Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. (Ref. BOE-A-2021-8447)

Linares, J., Moratilla, B. (2007). El hidrógeno y la energía. Avances de Ingeniería. Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. *Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI*.

Lösch, O., Friedrichsen, N., Eckstein, J., & Richstein, J. (2022). Carbon Contracts for Difference as essential instrument to decarbonize basic materials industries.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2005). *Plan de Energías Renovables 2005-2010*. Obtenido de: <https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Plan/Paginas/planRenovables.aspx>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (20 de enero de 2020). *Hoja de ruta del hidrógeno*. Obtenido de Gobierno de España: [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja\\_de\\_ruta\\_del\\_hidrogeno.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Obtenido de [https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (17 de mayo de 2022). *El Gobierno aprueba el sistema de garantías de origen para los gases renovables*. Obtenido de: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-el-sistema-de-garant%C3%ADas-de-origen-para-los-gases-renovables/tcm:30-540455>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *España anuncia un acuerdo para que Alemania se una al H2Med junto a Francia y Portugal*. Obtenido de: [https://www.miteco.gob.es/es/prensa/220123\\_ndpespanaanunciaunacuerdoaparaquealemansiaseunaalh2medjuntoafranciayportugal\\_tcm30-552083.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/220123_ndpespanaanunciaunacuerdoaparaquealemansiaseunaalh2medjuntoafranciayportugal_tcm30-552083.pdf)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Sitio web del Hidrógeno*. Obtenido de: <https://energia.gob.es/hidrogeno/Paginas/Index.aspx#:~:text=Hidr%C3%B3geno%20azul%3A%20hidr%C3%B3geno%20obtenido%20de,CO2%20generadas%20durante%20el%20proceso.>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *El comercio de emisiones*. Obtenido de: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision.aspx>

Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (febrero 2020). *Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada*. Obtenido de Fundación Naturgy: [https://www.researchgate.net/profile/Jordi-Guilera/publication/355477614\\_Hidrogeno\\_Vector\\_energetico\\_de\\_una\\_economia\\_descarbonizada/links/6172bef8eef53e51e1c901b0/Hidrogeno-Vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Jordi-Guilera/publication/355477614_Hidrogeno_Vector_energetico_de_una_economia_descarbonizada/links/6172bef8eef53e51e1c901b0/Hidrogeno-Vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada.pdf)

Netherlands Enterprise Agency (2022). *Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition*. Obtenido de SDE++ 2022: [https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/07/20220712-English-brochure-opening-round-2022\\_1.pdf](https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/07/20220712-English-brochure-opening-round-2022_1.pdf)

Ojea, L., (2019). *Los 'contratos por diferencia' (CfD), el sistema de subasta de renovables que triunfa en Reino Unido*. Obtenido de El periódico de la energía <https://elperiodicodelaenergia.com/los-contratos-por-diferencia-cfd-el-sistema-de-subasta-de-renovables-que-triunfa-en-reino-unido/>

Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables. (Ref. BOE-A-2022-17721)

Pascual.T., (2023). *Green Hydrogen current and projected production costs*. Obtenido de Structures Insider: <https://www.structuresinsider.com/post/green-hydrogen-current-and-projected-production-costs>

Petronor. (22 de febrero de 2021). *El Corredor Vasco del Hidrógeno implica a 78 empresas e instituciones de la mano de Petronor-Repsol*. Obtenido de: <https://petronor.eus/es/2021/02/el-corredor-vasco-del-hidrogeno-implica-a-78-empresas-e-instituciones-de-la-mano-de-petronor-repsol/>

Petutschnig, J. (25 de agosto de 2022). *Why Carbon Contracts for Difference could be the policy measure Europe needs to decarbonise industry*. Obtenido de Clean Air Task Force: <https://www.catf.us/2022/08/why-carbon-contracts-difference-could-policy-measure-europe-needs-decarbonise-industry/>

Petutschnig, J. (25 de agosto de 2022). *Why are Carbon Contracts for Difference gaining popularity in Europe?* Obtenido de Clean Air Task Force. <https://www.catf.us/2022/08/why-are-carbon-contracts-difference-gaining-popularity-europe/>

Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables. (Ref. BOE-A-2022-8121)

Real Decreto-Ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. (Ref. BOE-A-2022-4972)

Richstein, J. C. (2017). Project-based carbon contracts: A way to finance innovative low-carbon investments.

Richstein, J. C., & Neuhoff, K. (2022). Carbon contracts-for-difference: How to de-risk innovative investments for a low-carbon industry? *Iscience*, 25(8)

Roca, R. (2020). Amorebieta, el primer ciclo combinado que producirá energía a partir de hidrógeno verde en España. *El periódico de la energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/amorebieta-el-primer-ciclo-combinado-que-producira-energia-a-partir-de-hidrogeno-verde-en-espana/>

Sartor, O., & Bataille, C. (2019). Decarbonising basic materials in Europe: How Carbon Contracts-for-Difference could help bring breakthrough technologies to market. *IDDRI Study*, 6, 19.

Serna, S., Figuerola – Ferreti, I., Guerres., T. Sanz, F.J., Segarra, I., (2022) *Informe Anual Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno 2021-2022*. Obtenido de Cátedra de estudios sobre el Hidrógeno Comillas ICAI – ICADE: [https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra\\_estudios\\_hidrogeno/Espa%C3%B1ol%20Informe%20Anual%20C%C3%A1tedra%20Hidr%C3%B3geno%20FINAL%201.2%20tg%20ss.pdf](https://www.comillas.edu/images/catedras/catedra_estudios_hidrogeno/Espa%C3%B1ol%20Informe%20Anual%20C%C3%A1tedra%20Hidr%C3%B3geno%20FINAL%201.2%20tg%20ss.pdf)

Pérez, L., (10 de febrero de 2022). *Métodos de almacenamiento del hidrógeno*. Obtenido de Synerhy: <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>.

Von Lüpke, H., Marchewitz, C., Neuhoff, K., Aebischer, C., & Kröger, M. (2022). Carbon contracts for difference as an instrument for strengthening climate cooperation between industrialized and emerging economies. *DIW Weekly Report*, 12(38), 229-235.

World Economic Forum. (21 de febrero de 2022). *¿Qué países podrían convertirse en las superpotencias mundiales del hidrógeno?* Obtenido de: <https://es.weforum.org/agenda/2022/02/que-paises-podrian-convertirse-en-las-superpotencias-mundiales-del-hidrogeno/>