

Máster Universitario en Energía y Tecnología del Hidrógeno

2025/2026

TRABAJO FIN DE MÁSTER DE ORIENTACIÓN INVESTIGADORA
Análisis de viabilidad económica de una estación de hidrógeno bajo
escenarios de riesgo e incertidumbre energética global

Autor: <Gema Cabeza Domínguez>

Director: <Gema Gutiérrez Romero>

2025/2026 (julio 2026)

ÍNDICE

1.	RESUMEN.....	5
1.	ABSTRACT.....	6
2.	INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN	7
2.1.	Contexto de la transición energética.....	7
2.2.	El hidrógeno como vector energético.....	8
2.3.	Hidrógeno en el sector transporte.....	9
2.4.	Estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS).....	10
2.4.1.	Funcionamiento de una hidrogenera.....	11
2.4.2.	Sistemas y estudios de seguridad.....	13
2.4.3.	Normativa aplicable.....	14
2.5.	Retos económicos de las estaciones de hidrógeno.....	14
2.6.	Mercado mundial de los combustibles.....	15
2.6.1.	El impacto de la guerra de Ucrania en el mercado energético.....	16
2.6.2.	Oriente Medio y el estrecho de Ormuz como factor de riesgo.....	17
2.6.3.	La vulnerabilidad europea y el hidrógeno.....	18
2.7.	Project Finance.....	19
2.7.1.	Definición y características de Project Finance.....	19
2.7.2.	Project Finance en proyectos energéticos.....	21
2.7.3.	Weighted Average Cost of Capital (WACC).....	22
2.8.	Necesidad de análisis de viabilidad.....	23
2.9.	Justificación del estudio.....	24
3.	OBJETIVOS.....	26
4.	METODOLOGÍA Y DESARROLLO.....	27
4.1.	Contexto.....	27
4.2.	Caracterización de la demanda de hidrógeno.....	28
4.2.1.	Ubicación.....	28
4.2.2.	Flota de vehículos.....	28
4.2.3.	Demanda total y margen de diseño.....	31
4.3.	Dimensionamiento de la hidrogenera.....	32
4.3.1.	Sistema de electrólisis.....	32
4.3.2.	Sistema de compresión.....	33
4.3.3.	Sistema de almacenamiento.....	34
4.3.4.	Sistema de dispensado.....	34
4.3.5.	Suministro eléctrico.....	35
4.4.	Análisis de inversión inicial (CAPEX).....	35
4.5.	Análisis de costes operativos (OPEX).....	36
4.5.1.	Energía eléctrica.....	36
4.5.2.	Agua del proceso.....	36
4.5.3.	Mantenimiento.....	37
4.5.4.	Personal.....	37
4.5.5.	Otros costes operativos.....	37
4.6.	Cálculo del coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH).....	38
4.7.	Parámetros financieros.....	39
4.8.	Escenarios de estudio.....	40
4.9.	Supuestos e hipótesis de los escenarios de estudio.....	40
5.	RESULTADOS.....	42
5.1.	Condiciones del modelo.....	42
5.2.	Beta del proyecto.....	42
5.3.	Cálculo del WACC.....	43

5.4. Resultado según escenarios.....	44
6. CONCLUSIONES.....	49
<i>Bibliografía.....</i>	52

ÍNDICE DE TABLAS E ILUSTRACIONES

Tabla 1: Resumen del procedimiento de cálculo de la demanda de hidrógeno (turismos)	30
Tabla 2: Resumen del cálculo de la demanda de hidrógeno (camiones).....	31
Tabla 3: datos técnicos electrolizador (Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica del electrolizador Nel MC500.	33
Tabla 4: Desarrollo del CAPEX de la hidrogenera en Osuna. (Fuentes: NREL, DOE, Nel Hydrogen datasheet y estimaciones EPC)	36
Tabla 5: Resumen OPEX anual de la hidrogenera de Osuna.....	37
Tabla 6: Resumen escenario y precios de venta de hidrógeno renovable	45
Ilustración 1. Curva de dispensado H35 (Fuente SAE J2601-2).....	12
Ilustración 2. Curva de dispensado H70 (Fuente SAE J2601-2).....	12
Ilustración 3: Evolución del precio de la luz, el gas y el CO2 durante la Guerra de Ucrania (Fuente: OMIE, MIBGAS y SendeCO2, epdata)	17
Ilustración 4: Estructura típica del modelo de Project Finance	21
Ilustración 5: Representación del VAN de los diferentes escenarios	46

1. RESUMEN

La transición energética hacia sistemas energéticos más sostenibles ha supuesto un gran impulso del hidrógeno como vector energético, en concreto y donde más desarrollo se conoce es en aplicaciones de movilidad pesada y transporte de larga distancia. En este contexto, las estaciones de repostaje de hidrógeno son la infraestructura clave para el avance y despliegue del hidrógeno en dicho sector. Sin embargo, el desarrollo tecnológico, la inversión inicial, la escasa demanda y la volatilidad de los precios de la energía suponen un gran desafío para la viabilidad económica de estos proyectos.

El objetivo de este proyecto es analizar la viabilidad económica de una estación de servicio de hidrógeno renovable. El estudio considera variables clave como la inversión inicial, los costes operativos, el consumo energético, los precios de la energía, la demanda real de dicho combustible y el precio de venta del hidrógeno. La clave es elaborar un modelo financiero que permita evaluar el proyecto estimando el coste nivelado del hidrógeno, el periodo de retorno de la inversión, el valor actual neto e intereses aplicables.

El trabajo añadirá análisis de diversos escenarios para evaluar el impacto que supone la incertidumbre del precio de la electricidad, suministro de otros combustibles o posibles cambios en la regulación. De forma que se identifiquen los principales riesgos para este tipo de proyecto y determinar bajo qué condiciones sería económicamente viable.

Los resultados que se obtengan en este estudio serán clave para aportar claridad sobre la viabilidad económica de estaciones de hidrógeno y servirán como una herramienta de apoyo en la toma de decisiones en el desarrollo de este tipo de infraestructuras.

Palabras clave: hidrógeno renovable, estación de repostaje de hidrógeno, viabilidad económica, transición energética, incertidumbre energética, análisis técnico-económico, análisis de sensibilidad, project finance, infraestructura de hidrógeno, sostenibilidad, emisiones de gases de efecto invernadero.

1. ABSTRACT

The energy transition towards more sustainable energy systems has given a major boost to hydrogen as an energy carrier; specifically, the area where the most development has taken place is in heavy-duty mobility and long-distance transport applications. In this context, hydrogen refuelling stations are the key infrastructure for the advancement and deployment of hydrogen in this sector. However, technological development, initial investment, low demand and the volatility of energy prices pose a major challenge to the economic viability of these projects.

This project aims to analyse the economic viability of a renewable hydrogen refuelling station. The study takes into account key variables such as the initial investment, operating costs, energy consumption, energy prices, actual demand for this fuel and the retail price of hydrogen. The key is to develop a financial model that allows the project to be evaluated by estimating the levelised cost of hydrogen, the payback period, the net present value and applicable interest rates.

The study will include an analysis of various scenarios to assess the impact of uncertainty regarding electricity prices, the supply of other fuels, or potential regulatory changes. The aim is to identify the main risks associated with this type of project and determine under what conditions it would be economically viable.

The findings of this study will be crucial in shedding light on the economic viability of hydrogen refuelling stations and will serve as a decision-making tool for the development of this type of infrastructure.

Keywords: renewable hydrogen, hydrogen refuelling station, economic viability, energy transition, energy uncertainty, technical-economic analysis, sensitivity analysis, project finance, hydrogen infrastructure, sustainability, greenhouse gas emissions.

2. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN

2.1. Contexto de la transición energética.

Según el Sexto Informe de Evaluación del IPCC, las emisiones de gases de efecto invernadero acumuladas a lo largo de toda la historia y las que hoy en día se siguen emitiendo y en ascenso, provenientes principalmente de la quema de combustibles fósiles en la industria y de los transportes urbanos e interurbanos, sitúan al planeta en una tendencia de calentamiento insostenible y preocupante.

Las actividades humanas han provocado de manera inequívoca el calentamiento global, con una temperatura superficial global que en el periodo 2011-2020 superó en 1,1 °C la registrada entre 1850 y 1900. Las emisiones mundiales han seguido aumentando debido al uso insostenible de la energía, el uso de la tierra, los estilos de vida y los patrones de consumo y producción en todas las regiones.

El cambio climático provocado por el ser humano ya está afectando a muchos fenómenos meteorológicos y climáticos extremos en todas las regiones del planeta.

Para lograr reducciones rápidas y profundas de las emisiones de efecto invernadero se requieren importantes transiciones en el sistema energético. Los sistemas energéticos con cero emisiones netas de CO₂ implican: una reducción sustancial del uso global de combustibles fósiles y el uso de la captura y almacenamiento de carbono en los sistemas de combustibles fósiles restantes; sistemas eléctricos que no emitan CO₂ neto; una electrificación generalizada; vectores energéticos alternativos en aplicaciones menos susceptibles de electrificación; conservación y eficiencia energética; y una mayor integración en todo el sistema energético. Se pueden tener grandes contribuciones a la reducción de emisiones a partir de opciones económicas, incluidas la energía solar, eólica, las mejoras en la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de CH₄. Muchas de estas opciones de respuesta son técnicamente viables y cuentan con el apoyo de la población.

Existen varias opciones para reducir las emisiones industriales que varían según el tipo de industria. La reducción de las emisiones implicará una acción coordinada a lo largo de la cadena de valor para promover todas las opciones de mitigación, incluidas la gestión de la demanda, la eficiencia energética y de los materiales, así como las tecnologías de reducción de emisiones y los cambios en los procesos de producción.

A la descarbonización se puede llegar mediante las tecnologías de reducción disponibles, la electrificación y el cambio a combustibles con emisiones bajas o nulas de GEI (hidrógeno, amoníaco, combustibles de origen biológico, etc). Además de la captura y almacenamiento de carbono. [1]

2.2. El hidrógeno como vector energético.

El hidrógeno es un vector energético limpio que puede desempeñar un papel importante en la transición energética mundial. Su obtención es fundamental. El hidrógeno verde procedente de fuentes renovables es una vía de producción con emisiones de carbono casi nulas. Existen importantes sinergias entre el despliegue acelerado de las energías renovables y la producción y el uso del hidrógeno. [2]

El hidrógeno renovable está llamado a ser un valioso vector energético para usos finales donde sea la solución más eficiente en el proceso de su descarbonización, como la industria intensiva en hidrógeno y procesos de alta temperatura, transporte pesado de larga distancia, transporte marítimo, transporte ferroviario o aviación. Además, la cualidad de vector energético le otorga un gran potencial como instrumento para el almacenamiento energético y la integración sectorial. [3]

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético, esto es, un producto que requiere de una aportación de energía para ser obtenido y que cuenta con la particularidad de ser capaz de almacenar energía para, posteriormente, ser liberada de forma gradual cuando sea requerida. [3]

La idoneidad del hidrógeno para cumplir con esta función se fundamenta principalmente por sus propiedades. El hidrógeno es el más simple de todos los elementos y el más abundante del universo. Es muy ligero y se difunde más rápido que cualquier gas. El hidrógeno tiene una densidad energética por unidad de masa muy elevada, 120 MJ/kg, valor que supera con mucha diferencia a la de los combustibles fósiles. Sin embargo, su baja densidad volumétrica en condiciones ambientales ($0,09 \text{ kg/m}^3$) supone un gran reto físico. Será necesario que, para su almacenamiento, transporte y distribución someterlo a procesos como la compresión a altas presiones o la licuefacción, para así poder aumentar la densidad energética por unidad de volumen.

El hidrógeno renovable es aquel que es generado a partir de electricidad renovable, utilizando como materia prima el agua, mediante el proceso de electrólisis. Así mismo, el hidrógeno obtenido mediante el reformado del biogás o la conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos, tendrá carácter renovable. [3]

La tecnología de electrólisis consiste en la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos, en cuya superficie se produce la ruptura de la molécula del agua. Esta aplicación se lleva a cabo mediante electrolizadores. [3]

Las principales líneas de explotación del hidrógeno como vector energético:

- Inyección en redes: mezcla de hidrógeno con el gas natural de la red convencional reduciendo la huella de carbono de los sistemas de calefacción. Esta mezcla se realiza de forma gradual y con un

porcentaje determinado.

- Descarbonización de procesos industriales: sustituir el gas natural y el carbón en industrias altamente contaminantes y difíciles de electrificar.
- Generación de electricidad: mediante el uso de pilas de combustibles o motores de combustión interna, estas reacciones generan electricidad y su uso puede llegar desde movilidad hasta estacionario. La aplicación en el sector de movilidad y transporte incluye transporte marítimo, sector ferroviario, aviación y muy especialmente el transporte de carga pesada para flotas de larga distancia donde las baterías suponen un gran reto tecnológico.

Este estudio concentra la explotación de este gas en el sector transporte y a continuación se estudia el mercado y como introducirlo en dicho sector.

2.3. Hidrógeno en el sector transporte.

En el sector mencionado, la aplicación de dicho vector es diversa, tanto por carretera como por vía férrea, aérea y marítima. Este apartado se centrará en el transporte por carretera.

Los vehículos propulsados por hidrógeno tanto ligeros como pesados ya están suficientemente desarrollados. Hoy en día, existen diversos modelos y diferentes fabricantes que entre sus productos tienen un vehículo eléctrico de pila de combustible propulsado por hidrógeno. Estos vehículos operan con pilas de combustible, que llevan a cabo el proceso inverso al de un electrolizador, es decir, la unión del hidrógeno con oxígeno gaseosos producirá electricidad y agua. Dicha electricidad es la que alimentará el motor eléctrico del vehículo para hacerlo funcionar. Además, dicha instalación suele estar unida a la de baterías eléctricas de forma que las baterías son recargadas directamente a partir de la pila de combustible, lo que evita tener que conectarse a electricidad exterior y disminuye los tiempos de recarga.

Las ventajas de estos vehículos ante otros que solo instalan baterías para propulsarse son, en el primer lugar, los tiempos de carga y, en segundo lugar, la autonomía, la cual es de gran importancia en el transporte pesado y de larga distancia.

Para que dicha tecnología siga desarrollándose y sea económicamente viable, son necesarias las instalaciones de producción y repostaje de hidrógeno (HRS), ya que dichos vehículos, tanto turismos como furgonetas, camiones y autobuses, llevan instalados tanques de hidrógeno a altas presiones; pueden ser 350 bar o 700 bar. Esta diferencia se desarrollará en el siguiente punto.

Estos tanques tienen una capacidad determinada y, al igual que el diésel o la gasolina, se va consumiendo durante el funcionamiento del vehículo. Una vez se haya consumido dicho hidrógeno almacenado, es necesario repostarlo, y es donde surge la necesidad de disponer de hidrogeneras o hidrolineras para que sea viable adquirir este tipo de vehículos.

El mercado de automóviles de hidrógeno está experimentando un crecimiento sustancial debido al creciente impulso internacional por respuestas de transporte fáciles y sostenibles. El mercado también se está expandiendo en el sector de

vehículos industriales, con camiones, autobuses y trenes móviles que funcionan con hidrógeno como sistemas clave. Fabricantes de automóviles como Toyota, Hyundai y Daimler participan activamente en el desarrollo de vehículos propulsados por hidrógeno para uso personal y empresarial, incluidos prototipos para vehículos pesados y autobuses urbanos. [4]

Una de las posibilidades más prometedoras radica en la aplicación del hidrógeno en el transporte industrial y de carga pesada. A diferencia de los vehículos eléctricos, que enfrentan límites en cuanto al peso de la batería y el tiempo de carga, los motores de hidrógeno brindan un repostaje rápido (menos de 10 minutos) y una mayor autonomía, lo que los hace mejores para camiones de larga distancia, autobuses urbanos, flotas logísticas y trenes.[4]

De acuerdo con las proyecciones de Business Research Insights (2026), se prevé que el mercado mundial de vehículos de hidrógeno tendrá un valor de 4,89 mil millones de dólares. Se espera que crezca de manera constante y alcance los 80,26 mil millones de dólares en 2035. Este crecimiento representa una tasa compuesta anual del 35% durante el período previsto de 2026 a 2035. Sin embargo, la penetración de esta tecnología y el cumplimiento de las proyecciones mencionadas se encuentra condicionada fuertemente a un factor muy limitante, la disponibilidad de una red de suministro estratégica. El despegue de estos vehículos es inviable sin la construcción de infraestructuras de repostaje de hidrógeno, lo que sitúa a las hidrogeneras como elementos clave y prioritario para la transición hacia la movilidad sostenible.

2.4. Estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS).

Para que sea una realidad la viabilidad operativa de la movilidad, es indispensable el desarrollo de proyectos a gran escala de las Estaciones de Repostaje de Hidrógeno (HRS, Hydrogen Refuelling Station).

Una estación de servicio de hidrógeno es una instalación para recargar, repostar, rellenar los depósitos internos de un vehículo de hidrógeno, estas estaciones de repostaje pueden tener diferentes denominaciones:

- Hidrogenera: estación que tiene producción de hidrógeno en la propia instalación.
- Hidrolinera: estación sin producción, es decir, el hidrógeno es transportado desde donde es producido hasta el lugar de repostaje. [5]

Además de estas clasificaciones según el diseño y el modo de operación de la estación de repostaje se pueden diferenciar tres configuraciones:

- Configuración *Time fill*: el compresor trabaja directamente contra el depósito del vehículo, se instala un amortiguador de pulso para que el flujo sea lo más estable posible.
- Configuración *Buffered fast fill*: sistema que interpone entre el compresor y el dispensador un tanque que tiene capacidad de llegar el vehículo por

si solo.

- Configuración *Cascaded fast fill or Ready to Dispense*: se instala un panel secuencial y almacenamiento de gas en tres niveles de presión diferentes (alta, media y baja), el compresor llena los tanques de la estación, pero no los del vehículo. [5]

A continuación, se va a describir el funcionamiento, la normativa y los estudios necesarios que se deben realizar y tener en cuenta para la instalación de una hidrogenera que es en lo que se basa este proyecto.

2.4.1. *Funcionamiento de una hidrogenera*

Para poder entender en qué consiste y cuál es el funcionamiento de esta instalación, se describirán paso por paso los diferentes sistemas instalados, los subsistemas y el control que debe tener este tipo de instalaciones.

Una hidrogenera alimentada con electricidad procedente de energía renovable, el sistema comienza con la alimentación de esta electricidad a un electrolizador, el cual es el encargado de descomponer la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno mediante un proceso denominado electrólisis. Una vez producido, es secado, purificado y comprimido con el fin de acondicionarlo para su almacenamiento.

El tratamiento del gas tiene dos fases críticas: el secado y la compresión. Por un lado, del secado es fundamental y será preciso realizar un monitoreo de humedad y contaminantes críticos. Por otro lado, la compresión es una etapa fundamental, se trata del proceso más crítico desde el punto de vista mecánico y operacional, es preciso una estrecha vigilancia de los ciclos, vibración, mantenimiento y fugas. [7]

El almacenamiento es uno de los pilares más importantes en una hidrogenera, la arquitectura presenta unos bancos típicos de baja, media y alta presión (350, 500 y 900 bar respectivamente) que se denomina Ready to Dispense. Los recipientes de almacenamiento pueden ser botellas tipo I/II/III/IV, con dispositivos de alivio, colectores y válvulas de certificación apropiada. [7]

Esta configuración permite optimizar el proceso de repostaje y reducir el tiempo de llenado de los depósitos de los vehículos.

Cuando dispensamos el hidrógeno en modo “ready to dispense”, este se despresurizará en el proceso de llenado del vehículo, lo que provocará un calentamiento del depósito, de modo que para evitar sobre pasar los 85°C máximo permisible, es necesario enfriar el gas en su camino desde el almacenamiento fijo al depósito.

Por normativa J2601-1 es necesario enfriar hidrógeno cuando se dispensa en vehículos ligeros cuya presión es 700 bar, para vehículos pesados de 350 bar el enfriamiento es opcional, aunque es muy frecuente. Los componentes necesarios son intercambiadores de calor, chiller, control de temperatura, aislamiento y protección frente a hielo/condensación.

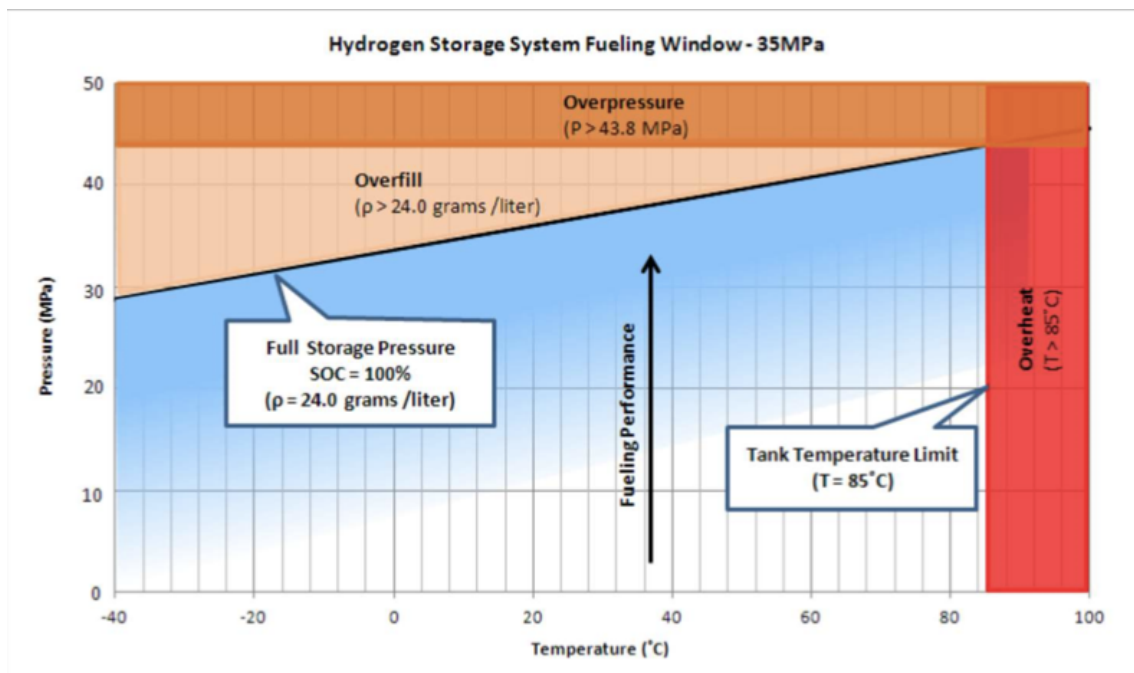


Ilustración 1. Curva de dispensado H35 (Fuente SAE J2601-2)

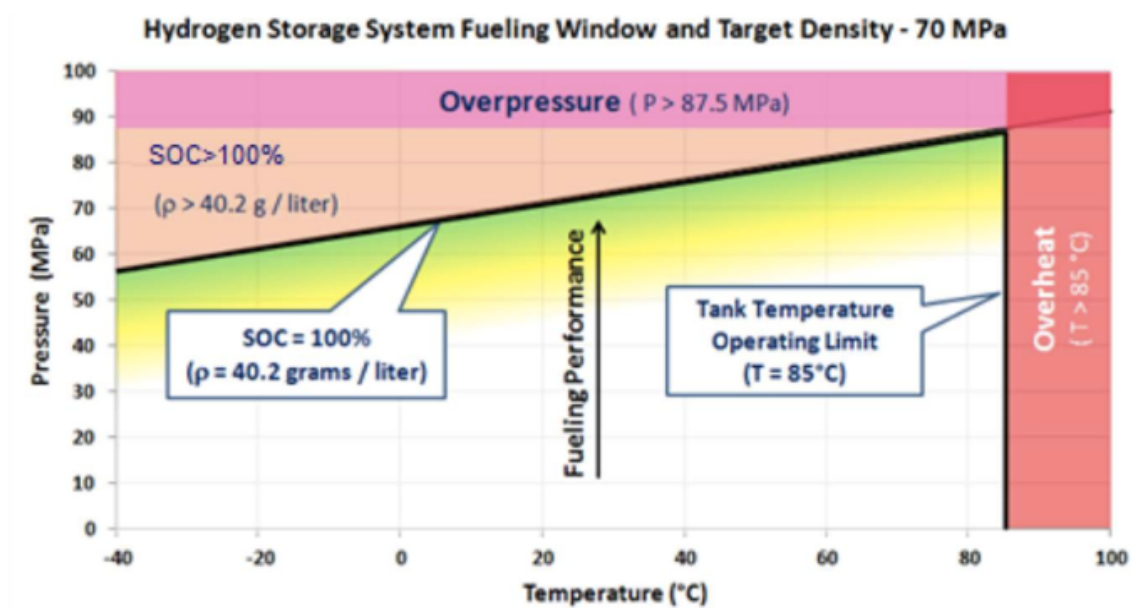


Ilustración 2. Curva de dispensado H70 (Fuente SAE J2601-2)

Como se observa en las imágenes para un CHSS H35, los límites de temperatura y presión son -40°C hasta 85°C y de 0,5 MPa a 4,38 MPa. Para un CHSS H70, los límites de temperatura son los mismos y lo de presión 0,5 MPa y 87,5 MPa.

Durante la operación de suministro el hidrógeno se transfiere desde los depósitos de menor presión a los de mayor y llega al dispensador desde donde se suministra al vehículo, este dispensador consta de un equipo de medición, control de flujo, boquilla ISO 17268, HMI, comunicaciones con el vehículo, ESD

local y breakaway.

2.4.2. *Sistemas y estudios de seguridad*

Los sistemas de seguridad son esenciales en este tipo de instalaciones, para ello se instalan una serie de sistemas y procesos que se describen a continuación.

- PLC: Control de dispensado y control de planta.

El control del dispensado se controla a través de un PLC integrado en el dispensador, pero además se debe disponer de un PLC que permita el control e integración de todos los sistemas que componen la hidrogenera como electrolizador, compresores, almacenamientos, enfriamiento, monitorización del funcionamiento, sistema de mitigación contra incendios, etc.

- Detectores de fugas: control de fugas del gas

Estos detectores son fundamentales debido a que tenemos una instalación con un gas almacenado a alta presión, los detectores empleados son detectores de llama y de ultrasonidos. Este sistema también deberá estar conectado al PLC de control.

- Sistema contra incendios

Se deberá instalar este sistema para asegurar que si se produce un incendio causado por hidrógeno nuestra instalación está preparada para que no se propague o mitigarlo.

La seguridad es fundamental cuando se diseña una hidrogenera y por ello se llevan a cabo diferentes estudios para determinar que el diseño es seguro y cumple con la normativa y la seguridad. En general deberá realizarse los siguientes estudios:

- Estudio HAZID (Hazard Identification): análisis en fases tempranas de proyectos para identificar peligros potenciales y evaluar sus efectos sobre la instalación.
- Estudio QRA (Quantitative Risk Assessment): medición numérica de la probabilidad y gravedad de accidentes peligrosos.
- Estudio de distancia de seguridad
- Estudio FERA (Fire & Explosión Risk Assessment) & BRA (Building Risk Assessment): el FERA modela los riesgos de incendios y explosiones, el BRA determina la ubicación y el diseño estructural seguro.
- Estudio HAZOP (Hazard and Operability Study): técnica cualitativa para identificar riesgos de seguridad y problemas de funcionamiento.
- Analisis Areas ATEX: evaluación de los riesgos de explosión por presencia de gases, vapores o polvos combustibles.
- Estudio Asignación SIL: determinación del grado de fiabilidad que debe tener un sistema instrumentado de seguridad
- Estudio Verificación SIL: comprobación de que los sistemas instrumentados de seguridad reducen los riesgos operativos hasta niveles tolerables.

2.4.3. Normativa aplicable

- **ISO 14687: 2019.** Requerimientos de calidad de H₂ para vehículos de pila de combustible.
- **EN 17124: 2022.** Requerimientos de calidad del H₂ solo para vehículos de transporte por carretera equipados con pila de combustible.
- **SAE J2719:2015.** Requerimientos de calidad de H₂ para vehículos de pila de combustible.
- **ISO TS 19880-1:2022.** Norma que define en toda su extensión cómo debe diseñarse y construirse una hidrogenera.
- **SAE J2601.** Protocolos de proceso de dispensado de H₂ en vehículos.
- **SAE J2799.** Protocolos de comunicación con el vehículo.
- **NFPA-2.** Código que proporciona salvaguarda para la generación, instalación, almacenamiento, uso y manipulación de hidrógeno en formas de gas comprimido o en forma de líquido criogénico.
- **NFPA-55.** Código aplicado a la instalación, almacenamiento, uso y manipulación de gases comprimidos en almacenamientos cilindros portátiles y estacionarios, contenedores, equipos y tanques.
- **NFPA 497 – ISO 60079:** Práctica que se aplica a lugares donde se procesan o manipulan gases o vapores inflamables; y en los que su liberación a la atmosfera puede dar lugar a su ignición por sistemas o equipos eléctricos.
- **CGA G-5.5:** Diseño de sistemas de venteo de instalaciones de hidrógeno.
- **SEVESO: RD 656-2027.** Real decreto que previene accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas, así como la limitación de sus consecuencias sobre la salud humana, los bienes y el medio ambiente.
- **ISO 13849-1.** Safety – Related parts of control systems.
- **ISO 17268:2022.** Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices.
- **ISO 19078.** Gas cylinders – inspection of the cylinder installation, and requalification of high-pressure cylinders for the On-Board storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles.
- **UNE-EN 17127:2022.** Puntos de suministro de hidrógeno al aire libre que dispensan hidrógeno gaseoso e incorporan protocolos de llenado. [6]

2.5. Retos económicos de las estaciones de hidrógeno.

Los principales desafíos para la expansión del hidrógeno renovable es la baja competitividad económica frente a los combustibles fósiles convencionales. Esta tecnología supone un papel importante en la descarbonización, pero sus costes actuales continúan siendo una barrera para su implementación masiva.

El uso limpio y generalizado del hidrógeno se enfrenta a varios retos:

La producción de este a partir de energía con bajas emisiones de carbono resulta costosa en la actualidad. Según un análisis de la IEA (International Energy Agency) el coste de producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable podría reducirse un 30% para 2030, gracias a la disminución de los costes de energías renovables y a la ampliación de la producción de hidrógeno. Las pilas de combustible, los equipos de repostaje y los electrolizadores pueden

beneficiarse de la fabricación en masa.

El desarrollo de la infraestructura de hidrógeno es lento y está frenando su adopción generalizada. Los precios del hidrógeno para los consumidores dependen en gran medida del número de estaciones de repostaje que haya, de la frecuencia con la que se utilicen y de la cantidad de hidrógeno que se suministre al día. Abordar esta cuestión probablemente requiera una planificación y coordinación que reúna a los gobiernos nacionales y locales, la industria y los inversores.

En la actualidad, el hidrógeno se obtiene casi en su totalidad a partir del gas natural y carbón. El hidrógeno está presente a escala industrial en todo el mundo, pero su producción es responsable de unas emisiones anuales de CO₂ equivalentes a las de Indonesia y el Reino Unido juntas. Aprovechar esta escala existente en el camino hacia un futuro de energía limpia requiere tanto la captura de CO₂ procedente de la producción de hidrógeno como un mayor suministro de hidrógeno procedente de electricidad limpia.

La normativa actual limita el desarrollo de una industria del hidrógeno limpio. El gobierno y la industria deben colaborar para garantizar que la normativa vigente no constituya una barrera innecesaria a la inversión. El comercio se beneficiará de normas internacionales comunes para la seguridad del almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno y para el seguimiento de los impactos ambientales de los diferentes suministros de hidrógeno. [8]

La rentabilidad de los proyectos de hidrógeno renovable está condicionada por la inversión inicial. Los sistemas necesarios en la instalación como electrolizadores o subsistemas auxiliares implican desembolsos de elevado coste, lo que incrementa el coste total de las plantas. Además, los costes operativos presentan una gran dependencia del suministro eléctrico, ya que la electricidad es el principal gasto asociado a la producción mediante electrólisis. Las variaciones en el precio de la energía eléctrica afectan de forma notable a la competitividad económica del hidrógeno producido, en especial cuando no se obtienen acuerdos de suministro (PPA) que aporten estabilidad económica al proyecto.

La difícil formalización de contratos de compraventa de larga duración es otro obstáculo que dificulta la demostración de ingresos estables y el respaldo de inversores.

La financiación se ve afectada por el riesgo asociado a estos proyectos. La falta de experiencia operativa y las pocas referencias comerciales consolidadas incrementan la incertidumbre. Adicionalmente, la ausencia de demanda asegurada suma un riesgo comercial considerable. Como resultado, las entidades financieras exigen mayores retornos sobre la inversión, suponiendo un aumento del coste de capital y una reducción de la viabilidad económica de proyectos de hidrógeno renovable.

2.6. Mercado mundial de los combustibles.

El mercado mundial de los combustibles fósiles ha estado siempre condicionado por factores geopolíticos, los grandes productores y alteraciones de la demanda que han generado ciclos de inestabilidad en los precios de los mismos. Sin

embargo, los últimos años, en concreto el periodo comprendido entre 2020 y la actualidad ha registrado una volatilidad mucho mayor que en las últimas décadas. La pandemia de COVID-19 provocó un colapso de la demanda energética, seguido de una recuperación más rápida de lo que se había previsto. La invasión rusa de Ucrania a inicios de 2022 supuso el mayor impacto en los mercados energéticos desde la crisis del petróleo de 1973. A estos dos eventos se suman las tensiones en Oriente Medio, las restricciones al tráfico marítimo en el Mar Rojo y las modificaciones en las políticas de producción de petróleo implementadas por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP+) que evidencian la fragilidad del sistema energético global, expuesto a la inestabilidad internacional.

Esta inestabilidad compromete la seguridad de suministro, introduce incertidumbre económica y sitúa la diversidad energética como centro de estudio y desarrollo, en concreto el hidrógeno como vector energético alternativo.

2.6.1. El impacto de la guerra de Ucrania en el mercado energético

El aumento de los precios de la energía desde 2020 a 2022 ha sido el más pronunciado desde la crisis petrolera de 1973. “La crisis se ve agravada por el aumento de las restricciones al comercio de alimentos, combustibles y fertilizantes”, dijo Indermit Gill, vicepresidente de Crecimiento Equitativo, Finanzas e Instituciones del Banco Mundial.

Se esperaba que los precios de la energía aumentasen más del 50% en 2022 antes de atenuarse en 2023 y 2024.

Debido a las alteraciones en el comercio y la producción relacionadas con la guerra, se esperaba que el precio del petróleo crudo Brent ascendiese, en promedio, a los USD 100 el barril en 2022 – el nivel más alto desde 2013 –, lo que representa un aumento de más del 40% en comparación con 2021. Se preveía que ese valor se moderase hasta llegar a los USD 92 en 2023, aún muy por encima el promedio de USD 60 el barril. Adicionalmente, las proyecciones indicaban que los precios del gas natural (europeo) llegarían en 2022 al doble de los de 2021, mientras que los del carbón serían un 80% más altos, ambos en máximos históricos.[9]

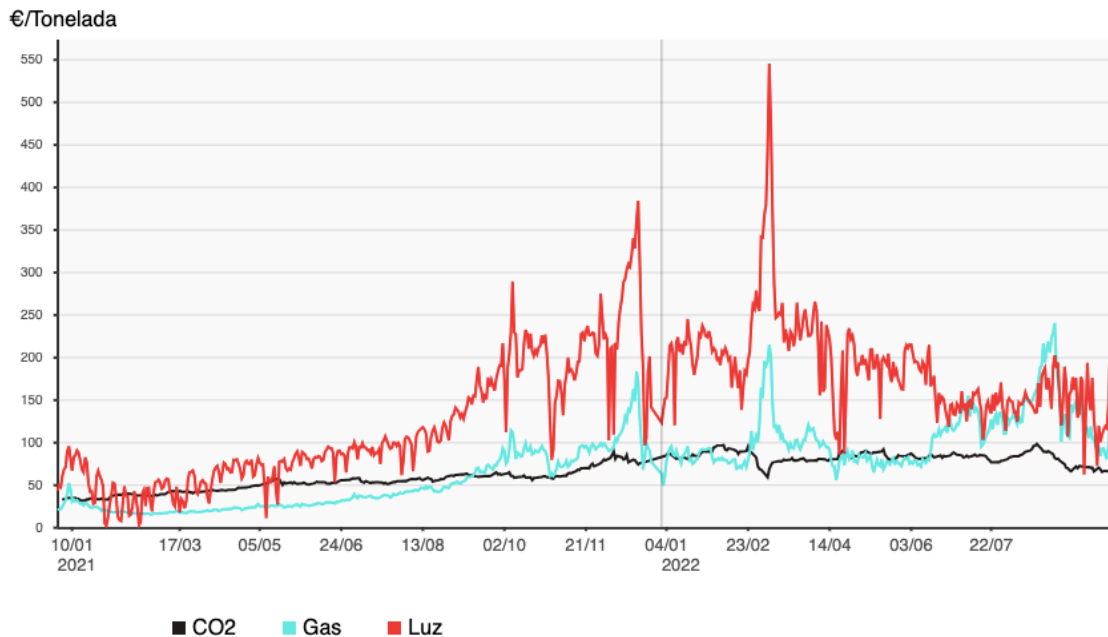


Ilustración 3: Evolución del precio de la luz, el gas y el CO2 durante la Guerra de Ucrania (Fuente: OMIE, MIBGAS y SendeCO2, epdata)

El gráfico muestra la evolución del precio de la electricidad, el gas natural y el coste de los derechos de emisión de CO2 durante el periodo de la guerra de Ucrania. Se observa un incremento muy marcado de los tres indicadores tras el inicio del conflicto en febrero de 2022. A partir de los máximos alcanzados en los primeros meses de 2022, se aprecia una corrección, aunque los niveles se siguen manteniendo por encima de los ya existentes previos al conflicto, lo que evidencia un cambio en el contexto de precios energéticos en Europa.

2.6.2. Oriente Medio y el estrecho de Ormuz como factor de riesgo

El conflicto en Oriente Medio ha puesto en evidencia la fragilidad del mercado energético global. La combinación de tensiones geopolíticas, problemas logísticos y decisiones estratégicas de los principales productores ha elevado la volatilidad en los precios del petróleo y generados efectos sobre las expectativas de inflación, la política monetaria y la estabilidad financiera. En este contexto, los mercados han atravesado sesiones de cautela, con pérdidas simultáneas en bolsas y bonos soberanos.

El principal foco de preocupación es el Estrecho de Ormuz, por donde transita cerca de la quinta parte del comercio mundial del crudo. El Brent repuntó hacia los 120 dólares por barril, niveles no observables desde 2022. La estructura del mercado refuerza la idea de escasez en el corto plazo, con precios actuales superiores a los esperados a futuro. [10]

El retorno a niveles previos al conflicto luce poco probable en el corto medio plazo, de acuerdo con la AAA (American Automobile Association) el precio promedio de la gasolina en Estados Unidos ha aumentado cerca de 50% desde que inició la guerra, alcanzando 4,45US\$/galón. [10]

Una resolución rápida podría llevar el Brent hacia 80 US\$/barril, mientras que un deterioro adicional del conflicto podría impulsarlo por encima de 170US\$/barril.

[10]

La guerra ha dado lugar a un entorno de precios más altos y volátiles en el mercado energético. La combinación de riesgos geopolíticos, ajustes lentos en la oferta y cambios en la organización del mercado sugiere que la prima de riesgo se mantendrá presente en los precios del crudo durante un periodo prolongado.

[10]

Paul Hollingsworth (Leamington Spa, Reino Unido, 1990), economista jefe de Mercados Desarrollados de BNO Paribas y exanalista del Tesoro británico admite que el principal riesgo ahora no es el crecimiento, sino el repunte de precios y que la inflación seguirá elevada un 3% aproximadamente en la eurozona y un 3,8% en EE.UU. Cree que el petróleo podría subir hasta 140\$ si el estrecho de Ormuz se mantiene cerrado durante meses. [11]

El peor escenario contemplado por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), con la guerra de Irán activa y el estrecho de Ormuz bloqueado hasta entrada 2027, calcula un avance del PIB global de solo el 2,1% en 2026, que empeoraría al 1,8% en 2027. Se trata de un ritmo claramente inferior al habitual: en el siglo XXI, la actividad a nivel mundial ha experimentado alzas superiores al 3% de forma recurrente, con los paréntesis negativos de la crisis financiera y la pandemia.

La imposibilidad de elaborar predicciones fiables ante lo cambiante del entorno geopolítico está empujando a instituciones y servicios de análisis a incluir en sus estudios diversos escenarios, para evitar así que las previsiones se conviertan en papel mojado de la noche a la mañana.

La OCDE alerta: “La mayor inflación, la escasez, las condiciones financieras más restrictivas y la menor confianza pueden debilitar significativamente el crecimiento en Europa y Norteamérica”. “La inversión empresarial se vería afectada por el mayor coste de capital y la débil demanda, disminuyendo cerca de un 5% en la segunda mitad de 2027 en comparación con el escenario de interrupción temporal”. [12]

2.6.3. La vulnerabilidad europea y el hidrógeno

La crisis energética derivada de todas las situaciones geopolíticas o impredecibles ya mencionadas pone de manifiesto la vulnerabilidad de la Unión Europea frente a alteraciones externas en el suministro energético. Estas situaciones han aumentado la búsqueda y el desarrollo de soluciones para reforzar la seguridad energética de los diferentes países de la Unión Europea. En este contexto el hidrógeno renovable se está consolidando como vector energético debido a sus características y siendo capaz de mejorar la descarbonización y a su vez aportar autonomía energética a Europa.

Durante años las decisiones energéticas europeas se centraron en criterios económicos y ambientales, mientras que la seguridad de suministro quedaba en un segundo plano, sin embargo, la crisis demostró que la seguridad energética debe incorporarse como criterio fundamental en la planificación. El hidrógeno permite producir energía dentro del territorio europeo a partir de recursos renovables locales. [12]

Las interconexiones son esenciales para aumentar la resiliencia energética europea. Durante la crisis los países mejor conectados pudieron intercambiar energía y reducir riesgos de suministro. Por ello se trabaja con proyectos como H2med que pretende transportar hidrógeno renovable desde la Península Ibérica hacia el centro de Europa además de proporcionar un gran impulso a estaciones de suministro de hidrógeno ya que aportaría una mayor disponibilidad de este. [12]

La Unión Europea debe reforzar sus relaciones energéticas con países del norte de África, especialmente por su potencial renovable y su capacidad para convertirse en suministradores energéticos a largo plazo. [12]

2.7. Project Finance

Project Finance es una modalidad de financiación utilizada para desarrollar grandes proyectos, y cuya principal característica distintiva, es que la devolución de la deuda depende principalmente de los flujos de caja que se generarán en el propio proyecto, siendo los activos y los ingresos del proyecto son la principal garantía para las entidades financieras.

2.7.1. Definición y características de Project Finance

La modalidad de financiación *Project Finance* es el proceso de financiar una unidad económica específica y la financiación se obtiene exclusivamente para el propio proyecto.

El *Project Finance* genera valor al permitir aumentar los niveles de apalancamiento, evitar el riesgo de contagio hacia otras actividades de la empresa, reducir la carga fiscal, mejorar la gestión de riesgos y disminuir los costes asociados a las imperfecciones del mercado. [13]

En esta modalidad de financiación se pueden destacar cinco características distintivas.

En primer lugar, el deudor es una sociedad del proyecto (Special Purpose Vehicle o SPV), esta sociedad es financiera y jurídicamente independiente de los promotores, siendo una entidad autónoma creada exclusivamente para realizar el proyecto. [13]

En segundo lugar, los financiadores tienen una capacidad de recurso limitada frente a los promotores. Esto quiere decir que, en caso de impago, los financiadores podrán actuar frente al proyecto, pero únicamente de manera limitada frente a los promotores de dicho proyecto. Esta limitación se aplica tanto frente a la cuantía como al plazo. [13]

En tercer lugar, se hace un análisis y una distribución de riesgos muy exhaustivos: asignando cada uno de ellos a la parte que está más capacitada para gestionarlos de manera eficiente. [13]

En cuarto lugar, los flujos de caja generados por el proyecto deben ser

suficientes para cubrir los costes operativos y atender al servicio de la deuda, incluyendo tanto el pago de intereses como la amortización. [13]

Por último, los promotores aportan garantías limitadas (tanto en cuantía como en plazo) a los financiadores como respaldo de los ingresos futuros y de los activos vinculados a la gestión y explotación del proyecto. [13]

La modalidad de financiación Project Finance se utiliza, como se ha dicho anteriormente, para acometer grandes proyectos de infraestructura, con el objeto de aislar el riesgo crediticio del proyecto, situando dicho riesgo a nivel de proyecto y limitando de esta manera el riesgo asumido por los promotores. En este contexto, los financiadores pasan de un análisis de la solvencia de los promotores a un análisis de los flujos de caja del proyecto. [13]

Según Benjamin C. Esty (2004b), la relación media entre deuda y capitalización total de estas sociedades alcanza aproximadamente el 70%, una cifra entre dos y tres veces superior al nivel de apalancamiento medio de una empresa cotizada convencional. Además, su financiación se articula mediante una compleja red de contratos legales.

Benjamin C. Esty, define *Project Finance (PF)* como una modalidad de financiación basada en una entidad independiente, con estructuras de capital altamente apalancadas y una elevada concentración de la propiedad accionarial y de la deuda.

Uno de los procesos más importantes de PF es el análisis de los riesgos del proyecto; riesgo de construcción, riesgo operativo, riesgo de mercado, riesgo normativo, riesgo de seguros, riesgo de divisas. [13]

El proceso de la gestión de riesgos suele tener las siguientes etapas: identificación de riesgos, análisis de riesgos, transferencia y distribución de riesgos y gestión del riesgo residual. Este proceso es fundamental y los riesgos deben identificarse y distribuirse para crear incentivos eficaces para las partes implicadas. [13]

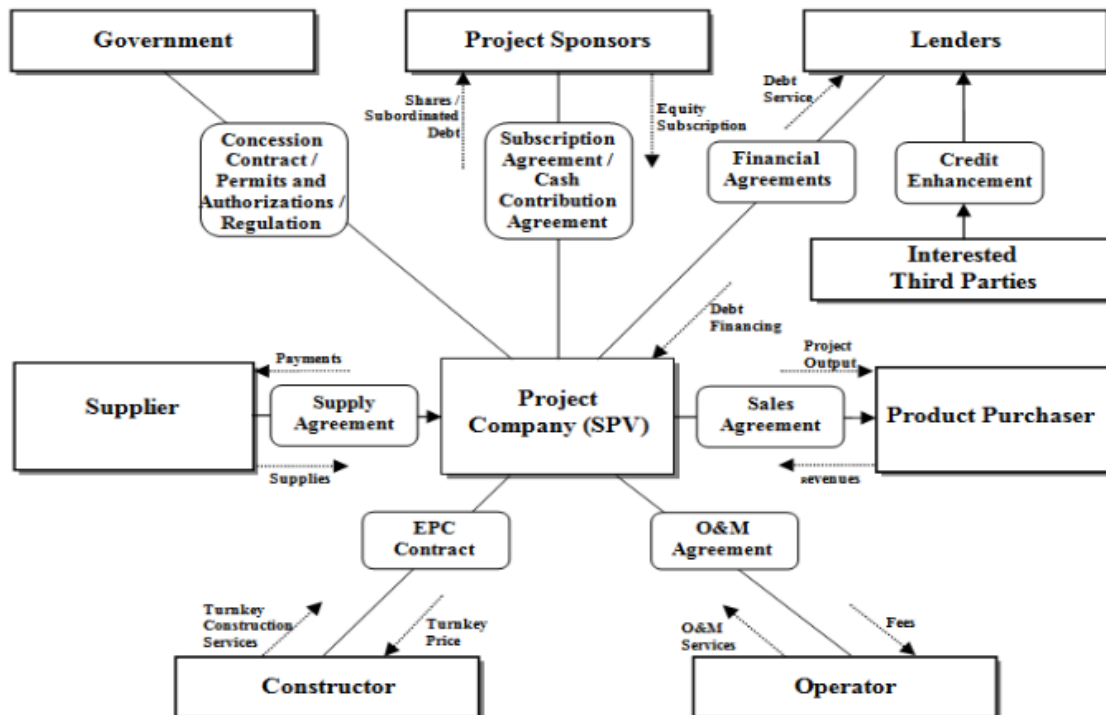


Ilustración 4: Estructura típica del modelo de Project Finance

La ilustración 4 representa la estructura contractual típica de una operación de PF. Destacan cuatro contratos que son los más relevantes:

- Contratos de construcción, adquisición e ingeniería (EPC), formalizados bajo la modalidad llave en mano (turnkey).
- Contratos de suministro, destinados a garantizar el abastecimiento de materias primas a la SPV en cantidades, calidades y precios previamente acordados.
- Contratos de venta u offtake agreements, permiten a la SPV vender parte o la totalidad de su producción a un tercero que se compromete a adquirirla de forma incondicional a precios fijados y durante un periodo determinado.
- Contratos de operación y mantenimiento (O&M), establecen las condiciones de explotación de la instalación de acuerdo con unos servicios previamente definidos.

Estos contratos se presentan a los acreedores para garantizar la financiación de la deuda, y son la base para negociar el volumen y el coste de la financiación externa. [13]

2.7.2. Project Finance en proyectos energéticos

Los proyectos energéticos representan un gran desafío tanto desde el punto de vista técnico como financiero. Estos proyectos tienen una elevada inversión de capital y suelen ser proyectos que llevan años en desarrollarse, no generando ingresos hasta que están operativos. Esto requiere repartir los riesgos de manera eficiente y garantizar la sostenibilidad económica en el largo plazo.

La viabilidad en este tipo de estructuras requiere que los flujos de caja que son

la garantía del éxito del proyecto sean suficientemente previsibles y estables.

Centrándonos en el sector energético estas condiciones se garantizan mediante contratos de compraventa de energía a largo plazo, llamados PPA o ayudas públicas. Para que el proyecto esté estructurado correctamente, es imprescindible realizar un estudio de costes, tanto en la inversión inicial (CAPEX) como de costes operativos (OPEX) ya que estos parámetros son claves para desarrollar el modelo financiero, que permitirá evaluar la viabilidad de los resultados obtenidos, no solo desde el punto de vista de la rentabilidad del proyecto sino desde el punto de la viabilidad financiera, evaluada mediante el ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD)

El modelo financiero es el elemento clave, siendo la herramienta cuantitativa que reúne y relaciona variables técnicas, económicas, fiscales y contractuales del proyecto que se va a desarrollar. A partir de este modelo es posible reproducir y predecir distintos escenarios de rentabilidad, analizar la cobertura del servicio de la deuda, evaluar la sensibilidad del proyecto frente a cambios en el mercado y verificar el cumplimiento de los diferentes contratos ya mencionados anteriormente.

Gracias a este modelo, se puede ajustar de forma más precisa el tamaño de la inversión y la estructura de la financiación, y además comprobar que el proyecto tiene la capacidad para hacerse cargo de la deuda y conseguir los retornos deseados por los inversores.

2.7.3. Weighted Average Cost of Capital (WACC)

El coste medio ponderado de capital constituye uno de los parámetros financieros más relevantes en el análisis de inversiones y en la evaluación de la rentabilidad de proyectos. Su aplicación tiene una gran importancia en proyectos energéticos de gran escala, donde se utiliza como tasa de descuento para actualizar los flujos de caja futuros y determinar la viabilidad económica de la inversión.

Este indicador refleja el coste de los recursos financieros empleados para desarrollar el proyecto, teniendo en cuenta tanto los fondos de los accionistas como la financiación obtenida mediante la deuda. Su cálculo viene dado por la combinación del coste de cada fuente de financiación, dependiendo de la proporción que representa dentro de la estructura de capital del proyecto. El WACC da claridad sobre el rendimiento mínimo que debe tener la inversión para satisfacer las expectativas de los que financian dicho proyecto y darle valor económico al proyecto. [14]

EL WACC un umbral mínimo de rentabilidad exigida al proyecto, cumpliendo así un papel fundamental en la evaluación de viabilidad económica del proyecto. [15]

Los dos métodos más utilizados para valorar empresas por descuento de flujos de fondos son los siguientes:

Método 1. A partir del flujo esperado para las acciones (CFac)

La fórmula 1 indica que el valor de las acciones (E) es el valor actual neto de los

flujos esperados para las acciones descontadas a la rentabilidad exigida a las acciones (K_e).

$$1: E_0 = VA_0 [CFac_t; K_e]$$

La fórmula 2 indica que el valor de la deuda (D) es el valor actual neto de los flujos esperados para la deuda (CF_d) descontados a la rentabilidad exigida a la deuda (K_d). CF_d es el valor esperado en $t=0$ del flujo para la deuda en t .

$$2: D_0 = VA_0 [CF_d; K_d]$$

$$3: CF_d = D_{t-1} K_d - (D_t - D_{t-1})$$

Método 2. A partir del free cash Flow (FCF) y del WACC

La fórmula 4 indica que el valor de la deuda (D), más el de las acciones (E), es el valor actual de los free cash flows (FCF) esperados que generará la empresa, descontados al WACC:

$$4: E_0 + D_0 = VA_0 [FCF_t; WACC_t]$$

La expresión que relaciona el FCF con el CFac es:

$$5: CFac_t = FCF_t + \Delta D_t - D_{t-1} \cdot K_d(1 - T_t)$$

El ΔD_t es el aumento de deuda. $D_{t-1} \cdot K_d$ son los intereses pagados por la empresa.

El WACC es la tasa a la que se debe descontar el FCF para que la ecuación 4 proporcione el mismo resultado que proporciona la suma de 1 y 2. La expresión del WACC resulta:

$$WACC = \frac{E_{t-1} K_e + K_d(1 - T_t)}{E_{t-1} + D_{t-1}}$$

K_e es la rentabilidad exigida a las acciones y K_d es el coste de la deuda.

El WACC es un promedio ponderado de dos magnitudes diferentes: el coste de la deuda y la rentabilidad exigida a las acciones. [16]

En proyectos internacionales, es común ajustar el parámetro mediante primas de riesgo país lo que permite una estimación más precisa del retorno esperado. Asimismo, el WACC desempeña un papel fundamental en la estructura financiera del proyecto, ya que aporta una visión del coste combinado de las distintas fuentes de financiación utilizadas. En términos generales, una mayor participación de la deuda puede reducir el coste del capital sin comprometer la solidez financiera del proyecto.

Por otro lado, el WACC es un dato clave en los sectores que están regulados económicamente. Los organismos reguladores lo utilizan para establecer qué rentabilidad es razonable según las inversiones realizadas por las empresas. [17]

2.8. Necesidad de análisis de viabilidad.

El análisis de viabilidad en este tipo de proyectos es indispensable para poder seguir adelante con el proyecto o no, todos los proyectos que comienza como

una idea llevan a cabo este análisis. En el caso de una hidrogenera es fundamental ya que existen diversos factores de volatilidad y riesgo que pueden provocar que el proyecto no sea rentable o que no se pueda llegar a desarrollar por ser inviable técnica o económicamente.

Los factores de riesgo deben ser evaluados específicamente para cada proyecto y en la medida de lo posible minimizar esos riesgos con diferentes acciones.

Desde el punto de vista técnico, la poca estabilidad de las energías renovables provoca incertidumbre en la producción de hidrógeno, lo que afecta a la capacidad de suministro. Para mitigar lo máximo posible este riesgo se establecen contratos PPA eléctricos de origen renovable.

Por otro lado, la tecnología supone un factor crítico, la electrólisis PEM es una tecnología que está relativamente madura, pero puede suceder que durante los años que dura el proyecto se produzcan mejoras de la misma e incluso que su precio caiga debido a que se alcance economía de escala.

Respecto a la regulación, es uno de los riesgos que más influyen en este tipo de proyectos, ha sido de gran preocupación en los últimos años. Al entrar en vigor el Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 que establece una metodología estricta de la Unión Europea para certificar que el hidrógeno y otros combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO) se producen utilizando electricidad 100% renovable, se ha mejorado considerablemente el régimen regulador de estos proyectos. Aun así, es indiscutible que se sigue requiriendo una legislación más extensa y específica.

Otro factor crítico es el riesgo de mercado, provocado por la ausencia de mercados de hidrógeno, los proyectos en este caso establecen contratos bilaterales denominados PPA de hidrógeno para poder mitigar este riesgo y asegurarse un mercado y que el proyecto pueda ser financiable.

La financiación es otro de los problemas de este tipo de proyectos, es realmente difícil acceder a una financiación adecuada, debido a la percepción de alto riesgo que provocan en los bancos y los inversores estos proyectos. El motivo principal es que es una tecnología novedosa, que sigue madurando y que no existen muchos proyectos de éxito para que estos confíen en ellos.

Por este motivo es fundamental estudiar todos los riesgos posibles y establecer acciones en forma de contratos que mitiguen estos riesgos.

2.9. Justificación del estudio.

Tal y como se ha desarrollado a lo largo de toda la introducción, el hidrógeno renovable se posiciona como un punto clave dentro de la transición energética. Sin embargo, la construcción de las estaciones de repostaje de hidrógeno se enfrenta a barreras económicas significativas, procedentes de la gran inversión inicial necesaria para su funcionamiento, los costes operativos y la incertidumbre sobre la demanda.

La inestabilidad global energética influye en este tipo de proyectos. Las crisis, la invasión de Ucrania, las tensiones en el estrecho de Ormuz o las decisiones de

la OPEP+, han demostrado que los precios de los combustibles fósiles y de la electricidad están sujetos a una volatilidad difícil de conocer de antemano, y esta diferencia de precios repercute directamente en la rentabilidad de cualquier proyecto energético.

Un proyecto de hidrógeno renovable puede llegar a beneficiarse de estas condiciones, al ofrecer una alternativa mucho menos dependiente de mercados internacionales de combustibles fósiles.

Por ello, es imprescindible aplicar la metodología mencionada, el Project Finance, que permite desarrollar el proyecto con un modelo capaz de anticipar diferentes riesgos y determinar bajo qué condiciones el proyecto sería viable. La determinación del LCOH, el retorno de la inversión, el VAN y el WACC permiten evaluar la rentabilidad del proyecto en un escenario base y además permite tomar decisiones frente a la incertidumbre en este tipo de instalaciones.

El presente estudio se justifica por la necesidad de aportar un análisis técnico-económico aplicado a un caso real, la hidrogenera del municipio de Osuna, que permita cuantificar qué impacto tiene en él la volatilidad de los precios de la electricidad y la falta de suministro de combustibles fósiles sobre la viabilidad de este tipo de proyectos. De esta forma, se pretende aportar información de utilidad para promotores, inversores y administraciones públicas interesadas en el desarrollo de este tipo de infraestructuras.

Este trabajo tiene sentido en el contexto actual, debido a la incertidumbre energética global ya que el objetivo es identificar los principales riesgos del proyecto y desarrollar planes la mitigación de ellos.

3. OBJETIVOS

- Diseñar una hidrogenera en el municipio de Osuna capaz de suministrar hidrógeno a una flota de vehículos y otra de camiones.
- Aplicar el método de Project Finance creando un modelo financiero sobre el proyecto de la hidrogenera.
- Calcular los parámetros financieros apropiados para el proyecto, considerando los riesgos del mercado, inestabilidad de combustibles fósiles y crisis energética.
- Estudiar cómo afecta la situación de los combustibles fósiles y la energía eléctrica a la inversión en proyectos de hidrógeno renovable.
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto de hidrógeno verde calculando el LCOH.
- Considerar cómo afecta la financiación en la competitividad en el mercado.

4. METODOLOGÍA Y DESARROLLO

El desarrollo de este trabajo consiste en elaborar un modelo financiero sobre un proyecto de una estación de repostaje de hidrógeno en la localidad de Osuna. Se determinan diversos parámetros técnicos y financieros con el objetivo de obtener resultados lo más reales posibles, maximizar la rentabilidad del proyecto y determinar el LCOH con las mejores condiciones.

Para garantizar la rentabilidad, se establecen contratos PPA de hidrógeno, en los cuales se acuerda con el cliente (off-taker) un precio de venta de dicho hidrógeno durante la duración del proyecto.

Además, se consideran diferentes escenarios como la falta de suministro de combustibles fósiles, el aumento del precio de dichos combustibles y las tasas que deben pagar los ciudadanos por la contaminación asociada al transporte.

4.1. Contexto

Se diseña y evalúa la viabilidad técnica y económica de una planta de producción y suministro de hidrógeno renovable destinada a cubrir la demanda de movilidad del municipio de Osuna (Sevilla) y alrededores. El objetivo es abastecer al 20% de la flota del municipio, además de tres camiones de transporte y reparto de la empresa El Patriarca. La incorporación de esta flota impulsada por pila de combustible de hidrógeno es una alternativa frente a los combustibles fósiles además de un primer paso hacia la descarbonización en el contexto andaluz siendo uno de los primeros proyectos en la construcción de una hidrogenera para uso cotidiano.

Para garantizar que el diseño es correcto y responda a las necesidades de operación reales, la metodología del diseño se realiza en diferentes etapas. En primer lugar, se estudia la localización del proyecto, a continuación, qué tipo de cliente sería interesante para obtener una mayor seguridad en el proyecto además de determinar cuántos vehículos se van a abastecer, qué tipo de vehículos y los patrones de funcionamiento previstos. De esta forma se realiza una caracterización de la demanda energética, determinando el consumo diario de hidrógeno.

Una vez obtenida la demanda de hidrógeno, se dimensiona la planta de producción. En este caso se dimensionan los equipos que componen la instalación, incluyendo los principales como los sistemas de electrólisis, los compresores, sistemas de almacenamiento, y los equipos auxiliares necesarios para garantizar el funcionamiento del sistema. Asimismo, se determinarán sistemas de seguridad para que la planta sea operada de la forma más segura posible.

Finalmente, se evalúa económicamente el proyecto con el objetivo de determinar si es viable o no. Se estiman las inversiones iniciales para la construcción y funcionamiento de la planta (CAPEX), así como los costes de operación y mantenimiento durante la vida útil (OPEX). A partir de estos parámetros y

teniendo en cuenta el modelo financiero se determina el coste nivelado del hidrógeno (LCOH, Levelized Cost of Hydrogen).

El coste nivelado del hidrógeno es una métrica que cuantifica el coste medio expresado en valor presente, de producir un kilogramo de hidrógeno a lo largo de toda la vida útil de una planta de producción. Es un indicador que es utilizado para comparar la competitividad económica. Este análisis permite identificar cuáles son los principales impactos económicos en los costes del proyecto y evaluar la rentabilidad bajo diferentes condiciones.

La aplicación de esta metodología permite diseñar la infraestructura de producción y suministro de hidrógeno adaptada a las necesidades de la demanda, lo que hace que sea técnicamente viable y aporta un análisis para valorar la implantación de este tipo de tecnologías en flotas municipales.

4.2. Caracterización de la demanda de hidrógeno

La demanda diaria de hidrógeno para la que se ha diseñado la hidrogenadora es 1000kg H₂/día. Con este contexto se va a desarrollar la metodología seguida para dicho dimensionamiento.

4.2.1. Ubicación

La planta se ubicará en una parcela de suelo urbanizable de 18.984 m² de superficie, en las proximidades del Polígono Industrial El Ejido (Osuna, Sevilla). Esta localización no se ha elegido al azar, es un punto estratégico que contiene tres pilares de viabilidad técnica y logística.

- Punto de comunicaciones y tráfico pesado: se sitúa en la zona de salida directa hacia la autovía A-92, carretera que conecta Sevilla con Málaga, Granada y Almería. Además, este municipio es un paso obligatorio para el transporte internacional y nacional que cubre rutas Algeciras-Francia y Huelva-Valencia.
- Flotas refrigeradas y agroindustriales: Osuna, Estepa y Antequera concentran las mayores flotas de camiones refrigerados de Andalucía debido a la industria del aceite y de los mantecados. La mayoría de estas flotas realizan rutas fijas de ida y vuelta, lo que facilita la viabilidad comercial del proyecto al firmar contratos de suministro a largo plazo con estos perfiles que tienen un consumo predecible y conocido.
- Recursos de agua y energéticos: La parcela tiene autorizado el acceso al agua de La Lentejuela. Por otro lado, a nivel eléctrico situándose muy cerca se encuentran la Planta Solar Fotovoltaica de Osuna (1,14MW), el Parque Eólico La Valdivia (28,5MW) y el Parque Eólico Cantalejo (14MW).

4.2.2. Flota de vehículos

La flota de vehículos totales (turismos) de Osuna según el Instituto de Estadística y Cartografía de Andalucía (IECA) es de 9166, este estudio se centra en el suministro de hidrógeno para el 20% de dicho dato, lo cual resulta en un total de

1833 turismos. Por otro lado, se consideran 3 camiones de transporte de la empresa El Patriarca.

Una vez definidos los vehículos totales a los que se les suministrará hidrógeno para conseguir su movilidad es posible diseñar cuánto hidrógeno se debe producir al día. Sin embargo, antes de ello se realiza una hipótesis de los perfiles de consumo de cada tipo de vehículo según sus recorridos y su funcionamiento diario.

TURISMOS

El vehículo considerado es el Toyota Mirai, según el fabricante tiene un depósito de 5,6kg de hidrógeno, una autonomía de 656km y un consumo de 1kg de H₂ por cada 100km, a partir de estos datos y gracias a la colaboración de algunos vecinos de la localidad de Osuna se van a considerar cuatro perfiles de demanda diferentes.

En primer lugar, se determina un punto céntrico en el municipio (Calle Antequera,10) del cual partirán todos los perfiles ya que la mayoría de los habitantes tiene como vivienda principal una localización céntrica.

El principal desplazamiento que se considera es de la vivienda al trabajo y para ello se caracterizan cuatro perfiles diferentes:

- Trabajador local
- Trabajador en Sevilla
- Trabajador en Estepa
- Trabajador en Marchena

Para cada perfil se ha estimado la distancia recorrida considerando:

- Desplazamiento al trabajo
- Desplazamiento al colegio
- Actividades diarias
- Desplazamiento de fin de semana

A partir de la distancia semanal recorrida por cada perfil y del consumo específico del vehículo, se obtiene el consumo semanal de hidrógeno en cada caso.

$$H_{sem} = D_{sem} \cdot C_{veh}$$

donde:

- D_{sem} = distancia semanal recorrida (km)
- C_{veh} = consumo específico (kg/km)

A cada tipo de consumidor se le asigna un porcentaje del total de la flota, los porcentajes más altos serán trabajador local y trabajador en Estepa por cercanía y el trabajador en Sevilla tendrá un porcentaje más reducido de tal forma que se

obtiene el número de vehículos de cada perfil.

$$N_i = N_{total} \cdot p_i$$

donde:

- N_i = número de vehículos del perfil
- p_i = porcentaje asignado

Debido a que no todos los conductores realizan los mismos kilómetros diarios ni los mismos recorridos no todos van a repostar diariamente por ello se estima una frecuencia de repostaje para cada tipo de trabajador, se traslada a repostaje al mes y se obtiene un número medio y orientativo de vehículos que repostan cada día haciendo una división equitativa del total de vehículos de cada perfil durante 30 días.

Esta estimación se realiza teniendo en cuenta lo que consume a la semana y el total de vehículos.

Una vez conocido el número de vehículos diarios se obtiene el hidrógeno que se debe producir diariamente.

$$H_{coches} = N_{día} \cdot H_{depósito}$$

siendo $H_{depósito} = 5,6$ kg.

Perfiles de consumo				
	Local	Sevilla	Estepa	Marchena
Trabajo (km/día)	2,4	178	46	74
Colegio (km/día)	2	2	2	2
Actividades (km/día)	3	3	3	3
Fin de semana (km/día)	5	5	5	5
Semanal (km/día)	45	920	260	400
Consumo semanal(kg)	0,45	9,2	2,6	4
% perfil	35%	5%	35%	25%
Nº coches	642	92	642	458
Repostaje	1 al mes	2 semanal	2 al mes	1 semanal
Repostaje/mes	1	8	2	4
Coches/día	21	24	43	61

Tabla 1: Resumen del procedimiento de cálculo de la demanda de hidrógeno (turismos)

El número total de coches diarios los cuales deberán repostar son 150, sabiendo el depósito disponible de hidrógeno aportado por el fabricante se obtiene que será necesario producir un total de 838,4 kg H₂/día.

CAMIONES

Con el objetivo de estimar la demanda de hidrógeno asociada al transporte pesado, se incorporan a la flota tres camiones propulsados por hidrógeno. Hyundai fabrica el modelo XCIENT Fuel Cell, este es el modelo elegido para incorporar en la flota de camiones de la empresa El Patriarca.

Esta empresa ha sido elegida debido a su proximidad geográfica al municipio de Osuna, ubicación en la que se desarrolla el proyecto lo que facilita la viabilidad operativa del repostaje

La elección de tres vehículos corresponde a un escenario de implantación progresivo, permitiendo evaluar si es rentable sin sobredimensionar la infraestructura. La incorporación de estos tres vehículos forma la base para el cálculo de la demanda de hidrógeno total de la hidrogenera, de modo que será un dato clave para el dimensionamiento de la producción, almacenamiento y suministro de hidrógeno.

Basándonos en datos que facilita el fabricante, se conoce que dichos camiones tienen una autonomía de 400km y una capacidad de sus depósitos de 31kg de combustible.

A diferencia de los vehículos ligeros, se asume que los tres camiones realizan un repostaje completo al día, debido a que su actividad habitual es recorrer diariamente distancias cercanas a la autonomía máxima del vehículo. Esta estimación es coherente con el perfil operativo del transporte de mercancías.

$$H_{camiones} = N_{día} \cdot H_{depósito}$$

siendo $H_{depósito} = 31$ kg.

Camiones totales al día	3
Depósito por camión (kg H ₂)	31
Hidrógeno necesario al día (kg/día)	93

Tabla 2: Resumen del cálculo de la demanda de hidrógeno (camiones)

4.2.3. Demanda total y margen de diseño

La demanda total diaria de hidrógeno es la suma de ambos grupos de vehículos:

$$H_{total} = H_{camiones} + H_{coches}$$

donde:

$$H_{total} = 838,4 \text{ kg H}_2 + 93,0 \text{ kg H}_2 = 931,4 \text{ kg H}_2/\text{día}$$

Se toma como objetivo para el dimensionamiento una producción diaria de 1.000 kg de hidrógeno al día, de forma que se obtiene un margen de reserva de más

del 7% sobre la demanda estimada. Este margen se considera por varias razones, en primer lugar, tener disponibilidad de suministro días en los que la demanda sea superior a la estimada, en segundo lugar, compensa el tiempo de parada en caso de que hubiese un fallo o la eficiencia del electrolizador disminuya por algún error; por último, va en línea con las dimensiones del electrolizador, simplificando el dimensionamiento y evitando un sobredimensionamiento.

4.3. Dimensionamiento de la hidrogenera

Una vez establecida la cantidad de hidrógeno que se va a producir al día, se dimensionan los sistemas que componen toda la planta de producción y dispensado de hidrógeno. Los principales sistemas son producción mediante electrólisis, compresión, almacenamiento a presión y dispensado al vehículo. El suministro eléctrico se dimensiona y se firma un contrato de compra de energía renovable a largo plazo (PPA, Power Purchase Agreement) con respaldo puntual de red para garantizar las horas de funcionamiento diarias en caso de que la energía renovable no fuese suficiente.

Todo este diseño y dimensionamiento es crucial y de vital importancia para que un proyecto sea viable, se evite dimensionar por encima de lo requerido y que el cliente tenga siempre a su disposición el combustible que necesita para propulsar su vehículo.

4.3.1. Sistema de electrólisis

La tecnología de electrólisis seleccionada es la tecnología PEM (Proton Exchange Membrane), esta tecnología es una de las más desarrolladas actualmente y la más común y eficiente al conectarla con energía renovable, ya que su tiempo de respuesta es rápido lo que es favorable cuando el suministro eléctrico viene de fuentes intermitentes como la solar o la eólica. Ofrece además mayor densidad de potencia que la tecnología alcalina y una pureza de hasta 99,9995% de hidrógeno.

El equipo de electrólisis seleccionado es el MC500 del fabricante Nel, un electrolizador de membrana de intercambio protónico, un sistema completamente contenerizado y diseñado para la industria del hidrógeno. Este sistema está preparado para operar tanto con fuentes renovables como con la red eléctrica. [19]

El sistema incorpora un módulo de electrólisis PEM de 2,5MW, el contenedor del electrolizador, contenedor independiente en el que se encuentra toda la parte eléctrica (rectificador y transformador), sistema de purificación de agua mediante ósmosis inversa (RO) y electrodeionización (EDI), sistema de secado de hidrógeno de alta pureza, sistema de refrigeración, instrumentación y sistema de control, válvulas y sistemas de seguridad. [19]

Las características técnicas del sistema son:

PARÁMETRO	VALOR
Potencia nominal	2,5 MW
Producción de hidrógeno	492 Nm ³ /h
Producción de hidrógeno	44,2 kg/h
Producción diaria	1.062 kg H ₂ /día
Presión de salida	30 bar
Pureza del hidrógeno	99,9995%
Cumplimiento normas	ISO 14687:2019 y SAE J2719
Rango de operación	10-100 % de carga
Velocidad de rampa	≤ 7,4 %/s
Arranque en frío	< 8 min
Consumo específico	5,1 kWh/Nm ³ de H ₂
Consumo específico	57,3 kWh/kg H ₂
Consumo de agua	15,9 L/kg de H ₂
Dimensión del electrolizador	12,2 x 2,5 x 3,0 m
Dimensión del contenedor eléctrico	6,1 x 2,5 x 2,6 m

Tabla 3: datos técnicos electrolizador (Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica del electrolizador Nel MC500.

Las horas de operación del electrolizador se fijan en 12 horas diarias, debido a que es el mayor periodo de disponibilidad de energía renovable, complementado por el PPA. La producción requerida por hora es:

$$Producción\ requerida = \frac{1000kg/día}{12h/día} = 83,3\ kg/h$$

Dado que el electrolizador produce a la hora 44,2 kg de hidrógeno, serían necesarias dos unidades del MC500 para alcanzar el objetivo diario. La potencia eléctrica total instalada con los dos sistemas de electrólisis sumaría 5MW.

4.3.2. Sistema de compresión

El hidrógeno que se produce a partir del electrolizador Nel MC500 sale a una presión de 30 bar. Para poder almacenarlo y dispensarlo es necesario comprimirlo hasta presiones muy altas. La primera etapa de la compresión de un gas que es la que más energía consume se elimina debido a que del electrolizador ya sale a una presión excelente para que el compresor pueda elevarla hasta llegar a la presión deseada.

Se prevé la instalación del compresor 1KS 95 del fabricante Hiperbaric, un compresor de hidrógeno de tipo pistón con tecnología de cilindro multiplicador de doble capa, diseñado específicamente para aplicaciones de almacenamiento y estaciones de repostaje de hidrógeno. Es una solución industrial de tipo Plug & Play, lo que simplifica considerablemente su instalación e integración con el resto de los sistemas.

Es un diseño modular que incluye uno o dos multiplicadores en función del caudal y diseñado libre de aceite lo que asegura mantener la pureza del hidrógeno sin que pueda ser contaminado por este sistema una vez sale del

electrolizador. [20]

El equipo integra: cilindro multiplicador en dos etapas, sistema hidráulico, sistema de refrigeración, circuito de venteo, circuito neumático, instrumentación y panel de control. [20]

El compresor admite una presión de admisión de hidrógeno de 20-40 bar y una presión de salida de hasta 950 bar, lo que permite almacenar el hidrógeno en depósitos de alta presión o estaciones de repostaje.

Su capacidad de compresión es 10-50 kg H₂/h, partiendo de este dato se propone instalar dos sistemas de compresión de este tipo, ya que la capacidad de producción de la estación de repostaje es de 83,3 kg/h, además esta configuración permite operar en régimen parcial cuando la demanda de hidrógeno sea menor a la estimada y en caso de fallo de uno de los compresores el sistema puede seguir operando sin tener que detener la planta completa. [20]

4.3.3. Sistema de almacenamiento

El almacenamiento se diseña para garantizar una autonomía operativa de dos días en caso de parada de la planta (almacenamiento back up), lo que implica un almacenamiento de 2.000 kg de hidrógeno. La solución adoptada será en un banco de botellas a 200 bar.

Además, se dispondrá de un almacenamiento a altas presiones para el modo de dispensado ready to dispense, que será el más eficaz para el dispensado de vehículos ligeros a 700 bar y el de los tres vehículos pesados a 350 bar.

Para mayor redundancia se estudia el establecimiento de un contrato con Air Liquid en caso de una parada de la planta superior a dos días y por tanto necesitar un suministro adicional de hidrógeno.

4.3.4. Sistema de dispensado

El dispensado de los vehículos ligeros se realiza en modo cascada a 700 bar mediante dos dispensadores que llevan implementados el protocolo de comunicación SAE J2601, para repostaje de hidrógeno a presión en vehículos, Además se incluye el sistema de precooling a -40°C, necesario para garantizar que la temperatura del gas durante el repostaje no supere los límites permitidos por la norma (Ilustración 1).

El dispensado de los vehículos pesados se realiza también en modo cascada a 350 bar.

El modo ready to dispense es un modo de dispensado en el que el hidrógeno se despresurizará en el proceso de llenado del vehículo y debido al comportamiento termodinámico de dicho gas (se calienta al expandirse) el depósito del vehículo se calentará, para evitar superar la temperatura límite el gas debe ser enfriado por el camino.

Este modo consiste en diferentes bancos de almacenamiento a más presión, se tiene un banco a baja presión, otro a media presión y un último a alta presión siendo estas 350 bar, 500 bar y 950 respectivamente.

Se completa el dispensado con la incorporación de un sistema POS y sistemas de protección.

4.3.5. Suministro eléctrico

El suministro eléctrico de la planta se gestiona mediante un contrato PPA con la Planta Solar Fotovoltaica de Osuna (1,14MW) y el Parque Eólico La Valdivia (28,5MW), con un precio estimado de 30€/MWh (0,03€/kWh), coherente con los precios de mercado de contratos PPA a largo plazo en España. El contrato garantiza un suministro constante de 12 horas diarias, complementada por respaldo puntual de la red eléctrica si fuese necesario en caso de que ambas energías renovables no fuesen suficientes. [21]

El consumo eléctrico total de la planta se estima en aproximadamente 58 kWh/kg H₂, resultado de aplicar un factor del 15% de consumo de auxiliares sobre el consumo base del stack.

4.4. Análisis de inversión inicial (CAPEX)

El coste de capital es la totalidad de la inversión necesaria para la construcción y puesta en marcha de la hidrogenera. Debido a que en este estudio no se dispone de ofertas formales de proveedores, los importes se han estimado a partir de documentación y artículos técnicos especializados en este tipo de proyectos. Fundamentalmente de European Hydrogen Observatory (Electrolyser Cost Dashboard), IRENA (Green Hydrogen Cost Reduction), International Energy Agency (Global Hydrogen Review).

La estructura se organiza se organiza en los diferentes sistemas principales que cubren la totalidad de la instalación haciendo una estimación de escenarios de bajo coste y de alto coste:

Sistema	€ Bajo	€ Alto	% del total (medio)
Electrolizadores	6.010.000	8.400.000	45,3%
Suministro eléctrico	650.000	2.000.000	8,3%
Compresión	650.000	1.570.000	7,0%
Almacenamiento	2.540.000	4.670.000	22,7%
Dispensador	620.000	1.130.000	5,5%
Seguridad	305.000	640.000	3,0%
Terreno	30.100	30.100	6,4%
Obra civil e ingeniería	630.000	1.400.000	0,2%
Otros (seguros, agua...)	160.000	390.000	1,7%

SUBTOTAL (sin contingencia)	11.595.100	20.230.100	-
Contingencia (10%)	1.159.510	2.023.010	10,0%
CAPEX TOTAL	12.754.610 €	22.253.110€	100%

Tabla 4: Desarrollo del CAPEX de la hidrogenera en Osuna. (Fuentes: NREL, DOE, Nel Hydrogen datasheet y estimaciones EPC)

Los porcentajes de cada sistema respecto al precio final se han realiza haciendo el promedio de ambos escenarios (alto y bajo) dividido entre los promedios del total sin incluir la contingencia.

Los datos obtenidos son coherentes con las fuentes utilizadas para este estudio, siendo el mayor porcentaje el del sistema de electrólisis. Aunque los precios son orientativos entran dentro del rango del mercado actual de electrolizadores contenerizados.

El segundo sistema con mayor porcentaje es el de almacenamiento, lo que sigue las estimaciones de los datos actuales de plantas de hidrógeno y estaciones de servicio.

El CAPEX por kg/día de capacidad instalada se encuentra entre 12.755€/((kg/día) y 22.253€/((kg/día), rango coherente con los valores de referencia NREL para estaciones de repostaje de hidrógeno.

4.5. Análisis de costes operativos (OPEX)

Los costes operativos son los gastos necesarios para la operación y mantenimiento de la hidrogenera durante la vida útil del proyecto. Se ha estimado un total de 350 días de operación anuales, se descuentan 15 días por paradas de mantenimiento, por tanto, la producción anual serán 350.000 kg H₂/año.

El OPEX se divide en diferentes grupos: la energía eléctrica necesaria (PPA), el agua para la electrólisis, el mantenimiento, el personal de trabajo de la planta y otros costes operativos a tener en cuenta.

4.5.1. Energía eléctrica

El coste de la energía eléctrica es el que tiene mayor peso en el OPEX total, el precio del PPA se fija en 0,03€/kWh, lo que representa una hipótesis optimista pero fundamentada en datos de mercado. Aplicando el consumo total que tendrá la planta por los kg producidos anualmente:

$$\text{Coste energético} = \frac{0,03\text{€}}{\text{kWh}} \times \frac{57,96\text{kWh}}{\text{kg}} \times \frac{350.000\text{kg}}{\text{año}} = 608.580\text{€/año}$$

4.5.2. Agua del proceso

El proceso de electrólisis requiere agua muy pura para evitar una contaminación del stack, el coste del agua se estima 0,05€/kg H₂ producido lo que supone un coste anual de 17.500€/año.

Como se puede observar esta partida tiene mucho menor peso en el OPEX que la energía eléctrica, pero será imprescindible contar con ella para el funcionamiento y para establecer el contrato de su suministro con los recursos

hídricos del entorno de Osuna.

4.5.3. Mantenimiento

El mantenimiento es uno de los procesos de mayor importancia económica dentro de los costes operativos. Existen diferentes tipos de mantenimiento: mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo. Todos tienen una gran importancia dentro del correcto funcionamiento de la planta con el fin de alargar al máximo la vida útil de todos los componentes de esta.

El mantenimiento rutinario o preventivo del electrolizador se estima según fuentes actuales que tiene un porcentaje respecto al CAPEX del 3% además los sistemas de compresión, almacenamiento, dispensado y seguridad también necesitan este mantenimiento lo que supondrá entre un 2 y un 3% anual del CAPEX.

El reemplazo del stack también se debe considerar, la vida útil del stack PEM se estima 60.000 horas de operación. La planta tiene una operación anual de 4.200 horas lo que equivale a una duración del stack de 14,2 años. El coste de este reemplazo se estima un 45% del coste del sistema de electrólisis prorrateado linealmente sobre su vida útil.

4.5.4. Personal

Para que la hidrogenera opere de forma correcta y segura se requiere un equipo de al menos dos técnicos de planta, con funciones de operación, vigilancia y mantenimiento de primer nivel, así como apoyo en el repostaje.

El coste salarial bruto anual por trabajador se estima 28.000€, basado en el convenio de la industria de Andalucía para técnicos de planta industrial. Aplicando los costes adicionales a cargo de la empresa, el coste total por trabajador asciende a 37.240€ al año, por tanto, el coste anual total por los dos técnicos del equipo será 74.480€/año.

4.5.5. Otros costes operativos

Se incluyen en estos gastos los seguros operativos para la instalación, responsabilidad civil, daños materiales y riesgo industrial. Se estima 0,5% del CAPEX total anual y una partida genérica de gestión, administración y sistemas IT.

A continuación, se expone una tabla resumen de los costes de operación anual.

OPEX	€ ANUAL	% DEL TOTAL
Energía eléctrica	608.580	45,9%
Agua	17.500	1,3%
Mantenimiento	537.403	40,5%
Personal	74.480	5,6%
Seguros	63.608	4,8%
Administración	25.000	1,9%
OPEX TOTAL ANUAL	1.326.570 €/año	100%

Tabla 5: Resumen OPEX anual de la hidrogenera de Osuna

Como se puede observar en la tabla la energía eléctrica y el mantenimiento ocupan un total del 86% del coste operativo total lo que supone un gasto considerable en el total del proyecto. Esto pone de manifiesto la importancia de conseguir un contrato de PPA a un precio competitivo y desarrollar una buena gestión respecto a la vida útil del stack.

4.6. Cálculo del coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH)

El coste nivelado de producción de hidrógeno es, en su fórmula clásica, un indicador técnico-económico que iguala el valor de los costes totales del proyecto con el valor del hidrógeno producido a lo largo de su vida útil. Bajo este criterio, este valor representa el precio mínimo al que debería venderse el hidrógeno para que los ingresos cubran los costes acumulados de capital y de operación, descontados a una tasa determinada. Esta forma de cálculo permite comparar diferentes tecnologías, orígenes de electricidad y escalas de planta independientemente de la estructura de financiación.

Según IRENA, el coste de producción del hidrógeno “verde” viene determinado fundamentalmente por tres variables: el precio de la electricidad renovable, el coste del electrolizador y sus horas de operación ya que es posible que la producción de hidrógeno podría competir en los próximos años con las alternativas fósiles gracias a la caída de costes de la energía solar y eólica, junto con las economías de escala de los electrolizadores [26].

En el cálculo tradicional, la tasa de descuento desempeña un papel fundamental, en este cálculo se refleja el coste del capital y penaliza a tecnologías con gran inversión inicial. Sin embargo, este cálculo tradicional no hace diferencia entre tipos de inversor ni estructuras de financiación, y tampoco tiene en cuenta otros muchos factores que afectarían a este cálculo. Por ello, el LCOH obtenido de esta forma ofrece una visión clara del coste unitario mínimo, pero no refleja la rentabilidad que un inversor o promotor necesitaría conocer para invertir en el proyecto.

BloombergNEF, en su método de cálculo de LCOH, refuerza esta idea al señalar que el coste de capital constituye uno de los principales factores de variabilidad del indicador entre mercados, hasta el punto de diferenciar sus estimaciones por país [27].

La aplicación del descuento de flujos de caja convierte el LCOH en una herramienta de evaluación financiera, más allá de un simple coste medio de producción. La pregunta que debe responderse no es cuánto cuesta producir un kilogramo de hidrógeno, sino: ¿a qué precio de venta debe fijarse el hidrógeno para que el proyecto remunere exactamente el coste de su capital?

El cálculo parte de los flujos de caja libres del propio proyecto, que se descuentan al coste medio ponderado del capital (WACC). El LCOH se obtiene como el precio de venta que iguala a cero el Valor Actual Neto del proyecto ($VAN = 0$) a ese WACC: el precio mínimo al que el proyecto cubre exactamente el coste de

todas sus fuentes de financiación.

La estructura de financiación de tipo Project Finance añade un matiz adicional a este precio de equilibrio: los bancos suelen exigir, además del coste de la deuda ya recogido en el WACC, un margen de cobertura del servicio de la deuda (ratio RCSD) por encima de la unidad. Esto puede situar el precio bancable por encima del LCOH económico obtenido por descuento de flujos de caja.

BloombergNEF constata que la evolución del LCOH responde en mayor medida al encarecimiento de las condiciones de financiación, más que a variaciones en los costes técnicos de los electrolizadores, lo que refuerza la importancia de determinar el LCOH a partir de una estructura financiera. Además, esta forma permite realizar análisis de sensibilidad sobre diversas variables [27].

4.7. Parámetros financieros

Los parámetros financieros utilizados en el modelo para este estudio han sido seleccionados con el fin de reflejar la realidad económica actual y aportar un análisis real de la viabilidad del proyecto. Las cifras han sido elegidas y contrastadas con fuentes y datos actualizados de 2026, de forma que se garantice su validez.

La estructura de capital seleccionado se basa en una proporción del 70% de financiación mediante deuda y un 30% de aportación de fondos propios. Este apalancamiento permite mantener un nivel de riesgo razonable. El plazo de amortización se ha fijado en 15 años, de forma que se aprovecha este tiempo para optimizar el repago de la deuda.

Respecto a los factores impositivos, se han aplicado los factores actuales en España en 2026. El impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) se determina en el 21%, conforme al Real Decreto 37/1992, de 28 de diciembre, norma que regula actualmente el dicho impuesto. El impuesto sobre beneficios se fija en un 25%, según lo establecido en el Real Decreto 634/2015, de 10 de julio, por el que se aprueba el reglamento del Impuesto sobre Sociedades.

Para el cálculo de la deuda, se toma el margen bancario típico de deuda senior de Project Finance energético en 2026 se establece en el 2%. A este se le añade el Euribor (Euro Interbank Offered Rate) que se estima en el 2,1% a junio 2026. El tipo de interés aplicable se obtiene en un total del 4,1%. Por otro lado, los honorarios y gastos financieros se han establecido en un 2%.

Los indicadores considerados en las hipótesis del modelo son:

- FRSD (Fracción de Recursos Sometidos a Distribución): 50%
- RCSD (Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda): mínimo 1,2
- Ratio de distribución de dividendos (umbral RCSD): 1,2
- Inflación: 2,5% (Inflación media UE a largo plazo)

Para el coste de capital, se establecen los siguientes parámetros:

- Tasa libre de riesgo: 3,2%. Bono España 10 años referencia a 2026.
- Prima de riesgo del mercado del hidrógeno: 5,5%. Ajustada al riesgo tecnológico y regulatorio del hidrógeno.
- Prima de riesgo país: 0%. España sin prima de riesgo país adicional.
- Beta: 0,9. Beta desapalancada tipo infraestructura energética regulada/contratada.

4.8. Escenarios de estudio

Para evaluar cómo afecta en el LCOH diferentes supuestos realistas en la actualidad, se han seleccionado 4 escenarios de estudio y que nos permitirá obtener información de la importancia de cada uno de ellos en la rentabilidad del presente proyecto.

- Escenario 1: Base.

Tal y cómo se ha obtenido el CAPEX y OPEX del proyecto, sin ningún tipo de variabilidad, estableciendo un coste de electricidad de 0,030€/kWh y con una demanda anual de hidrógeno de 350.000kg.

- Escenario 2: Estrés de Ormuz.

Pérdida de estabilidad del PPA eléctrico (electricidad a 0,09€/kWh) y aumento de la demanda (365.000 kg anuales) por encarecimiento de combustibles fósiles.

- Escenario 3: Base + regulación favorable fiscal.

Aumento de demanda por tasa de contaminación al transporte (365.000kg anuales) e ingreso adicional por venta de créditos de carbono.

- Escenario 4: Base + regulación favorable fiscal + sensibilidad CAPEX.

Al igual que en el escenario 3 se establece el cálculo base más el ingreso adicional por venta de créditos de carbono, pero adicionalmente se reduce el CAPEX un 15% por la curva de aprendizaje tecnológico.

4.9. Supuestos e hipótesis de los escenarios de estudio

La electricidad por el conflicto en el estrecho de Ormuz se ha tomado como un aumento de su valor hasta 0,09€/kWh según OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) el máximo mensual 2025 es 108,32€/MWh (febrero 2025) y redondeando se establece el valor citado.

La elasticidad/precio diésel se establece aproximadamente 0,3. El estudio global de 2012 de Carol Dahl determinó que las elasticidades-precio del diésel oscilan entre 0,13 y 0,38. El estudio de Bakhat et al. (2017) determina que la demanda de combustible en España entre 1999 y 2015 fue altamente inelástica al precio, con un mayor impacto de la crisis económica en la elasticidad del diésel. La investigación muestra una elevada elasticidad renta a largo plazo para el diésel, demostrando la fuerte dependencia que tiene del ciclo económico.

El precio base del diésel se establece 1,5€/L, valor representativo del mercado español y coherente con los precios medios publicados por CORES (Corporación de Reservas Estratégicas y Productos Petrolíferos) y por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico durante 2026.

La tasa por emisiones de carbono se establece para este estudio en un valor de 80€/tCO₂ según UE ETS (European Union Emissions Trading System) el rango observado es 75-92€/t.

Por otra parte, se ha supuesto que la captura de demanda por Osuna es el 100%, es decir todos los ciudadanos que dejan de usar combustibles fósiles se decantan por vehículo de pila de combustible, esta hipótesis es propia y puede considerarse optimista ya que competiría con vehículos eléctricos enchufables y transporte público.

Por último, para la reducción del CAPEX un 15% del estimado se estima a partir de IEA (Agencia Internacional de la Energía) e IRENA, estas fuentes determinan una bajada del 30% del coste del hidrógeno renovable para 2030 pr tanto prorrateado linealmente asumineto cierre financiero en 2028 se establece una reducción del 15%.

5. RESULTADOS

Todos los cálculos y resultados se han introducido en el mismo modelo financiero. En este modelo se han tenido en cuenta los parámetros financieros y técnicos del proyecto para así determinar el comportamiento económico del proyecto en cada uno de los escenarios de estudio.

5.1. Condiciones del modelo

A continuación, se van a nombrar las condiciones a las que se debe acoger el modelo para ajustarse a la realidad actual del sector.

El objetivo del modelo es conseguir reducir el LCOH al mínimo posible, sin comprometer el resto de los parámetros. Esta reducción es fundamental para conseguir que el proyecto pueda competir con el resto y así poder conseguir los contratos de compraventa y la inversión de los accionistas. Para ello, el modelo debe ajustarse a las siguientes condiciones, que reflejan la realidad actual del sector:

Los contratos EPC y las actividades de O&M se determinan en el presupuesto que se ha desglosado en las tablas 4 y 5 con un precio cerrado.

Por otra parte, el ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD) no debe ser inferior a 1,2 debido al riesgo que se presupone en este tipo de inversiones. Este valor es aceptado por entidades financieras e inversores para proyectos de infraestructura energética con grado de incertidumbre tanto tecnológica como de mercado. Si el valor fuese inferior, aumentaría el riesgo de impago de la deuda. El apalancamiento financiero se ha considerado un 70%. Este valor hace que se equilibre el uso de la deuda como instrumento para reducir el WACC.

Para el repago de la deuda es esencial optimizar al mayor tiempo posible. Un plazo de amortización largo reduce el pago de las cuotas periódicas, liberando flujos de caja. Se ha seleccionado una vida útil del proyecto de 15 años como el periodo máximo para el repago de la deuda.

Por último, un WACC bajo es esencial para la viabilidad y rentabilidad del proyecto. Un WACC elevado refleja un mayor riesgo percibido por los inversores y financiadores, lo que dificulta la obtención de financiación de deuda en condiciones competitivas y compromete la viabilidad del proyecto.

5.2. Beta del proyecto

Para evaluar el riesgo sistemático de un proyecto uno de los principales indicadores es el coeficiente beta. La beta es la prima de riesgo general y cada sector del mercado tiene su propio riesgo específico. Es un indicador que permite evaluar cómo varía la rentabilidad de un proyecto en función de las fluctuaciones del mercado. Además, su signo refleja la dirección de dicha variación, indicando

si la rentabilidad del proyecto evoluciona en el mismo sentido o en sentido contrario a la rentabilidad del mercado.

La beta apalancada refleja el riesgo operativo y el financiero.

$$\beta_u = \frac{\beta_l}{1 + (1 - T) \cdot \frac{D}{E}}$$

β_u es la beta desapalancada y β_l es la beta apalancada, T es el impuesto de sociedades, D el valor del mercado de la deuda y E el valor de mercado de los fondos propios.

El caso de este estudio se determina una beta de 0,90, esta estimación es esencial ya que influye directamente en el cálculo del WACC y por tanto en la viabilidad del proyecto.

5.3. Cálculo del WACC

Para determinar el WACC se debe determinar previamente el coste del capital propio y el coste de la deuda.

$$WACC = K_e * \%capital + K_d * (1 - t) * \%deuda$$

$$K_e = ((1 + \text{tasa libre de riesgo}) * (1 + \text{riesgo país}) - 1) + (\text{beta} * \text{prima riesgo mercado})$$

Parámetro	Valor
Tasa libre de riesgo (Rf)	3,2 %
Prima de riesgo de mercado (Rm-Rf)	5,5%
Beta	0,9
Prima de riesgo país (Rp)	0,0%
Coste deuda después de impuestos. (Tasa interés *(1-impuesto sobre beneficios)	3,08% (Kd*(1-t))

$$K_e = ((1 + 3,2\%) * (1 + 0,0\%) - 1) + (0,9 * 5,5\%) = 8,15\%$$

$$WACC = 8,15\% * 30\% + 3,08\% * 70\% = 4,60\%$$

El apalancamiento obtenido es del 70%, el valor del WACC es un indicador de una buena estructuración financiera.

5.4. Resultado según escenarios

Para cada uno de los escenarios se han calculado dos precios de venta del hidrógeno mediante dos formas diferentes:

- LCOH económico (€/kg): este será el precio de venta del hidrógeno que iguala a 0 el VAN del proyecto. Es decir, en este caso no se incluye directamente la financiación, pero sí indirectamente ya que en el cálculo del coste medio ponderado del capital (WACC) va incluida, pero no desde el punto de vista de los flujos de caja. Este indicador refleja el coste nivelado del hidrógeno, es decir, el precio mínimo al que el proyecto es económicamente viable desde el punto de vista de los flujos de caja totales del proyecto, sin considerar la estructura de financiación de forma explícita.
- Precio bancable (€/kg): precio de venta del hidrógeno necesario para que el RCSD (Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda) mínimo alcance el valor exigido por las entidades financieras, fijado en este caso en 1,2x. Este segundo indicador incorpora de forma directa la estructura de financiación y determina el precio mínimo al que el proyecto sería realmente financiable, no solo rentable en términos de VAN.

La diferencia entre ambos es que cuantifica el sobreprecio que exige la estructura financiera del proyecto por encima de su viabilidad puramente económica.

ESCENARIO 1.

Este es el escenario central del estudio con el PPA eléctrico firmado a 0,03€/kWh y una demanda diseñada de 350.000kg H₂/año.

En este caso el proyecto alcanza un VAN=0 con un LCOH económico de 8,334€/kg mientras que, para ser bancable, es decir que el RCSD mínimo cumpla con 1,2x exigido por los financiadores, este hidrógeno debería venderse a 9,087€/kg. La diferencia es de 0,753€/kg y surge por la exigencia de cumplir con la cobertura de la deuda sobre la simple rentabilidad económica del proyecto.

ESCENARIO 2.

Este escenario simula la pérdida de estabilidad de la PPA firmada y la exposición del proyecto al precio de mercado en el contexto de estrés energético 0,09€/kWh, con un aumento de demanda del 4,3% por cambio de vehículos diésel hacia vehículos de hidrógeno, ahora el escenario sería producir 365.000kg H₂/año.

En este caso el proyecto alcanza un VAN=0 con un LCOH económico de 11,561€/kg mientras que, para ser bancable, es decir que el RCSD mínimo cumpla con 1,2x exigido por los financiadores, este hidrógeno debería venderse a 12,447€/kg. La diferencia es de 0,886€/kg y surge por la exigencia de cumplir con la cobertura de la deuda sobre la simple rentabilidad económica del proyecto. El elevado aumento del coste eléctrico penaliza el coste de producción de hidrógeno que está fuertemente ligado y evidencia la elevada sensibilidad del

proyecto al riesgo de precio de la electricidad y la importancia de mantener un contrato de PPA a largo plazo.

ESCENARIO 3.

Se mantiene el PPA y el CAPEX del escenario base, pero se incorpora un ingreso adicional debido a los créditos de carbono y el incremento de la demanda asociado a tasas de contaminación al transporte que favorecen la elección de vehículos de hidrógeno.

En este caso el proyecto alcanza un VAN=0 con un LCOH económico de 7,302€/kg mientras que, para ser bancable, es decir que el RCSD mínimo cumpla con 1,2x exigido por los financiadores, este hidrógeno debería venderse a 9,043€/kg. La diferencia es de 1,741€/kg y surge por la exigencia de cumplir con la cobertura de la deuda sobre la simple rentabilidad económica del proyecto.

El precio bancable se mantiene cercano al escenario base, pero provoca que la diferencia entre ambos precios sea superior.

ESCENARIO 4.

Sobre el escenario 3 se añade una reducción del CAPEX del 15%, debido al aumento de madurez de la tecnología de electrólisis y a la economía de escala. Este valor se determina por las hipótesis futuras de una reducción de CAPEX en esta tecnología de un 30% para el 2030.

En este caso el proyecto alcanza un VAN=0 con un LCOH económico de 6,650€/kg mientras que, para ser bancable, es decir que el RCSD mínimo cumpla con 1,2x exigido por los financiadores, este hidrógeno debería venderse a 8,353€/kg. La diferencia es de 1,703€/kg y surge por la exigencia de cumplir con la cobertura de la deuda sobre la simple rentabilidad económica del proyecto.

A continuación, se detalla cada escenario con cada uno de los costes obtenidos.

Escenario	Demanda (kg/año)	CAPEX	Créditos carbono	LCOH económico	Precio bancable
1	350.000	1	OFF	8,334 €/kg	9,087€/kg
2	365.000	1	OFF	11,561 €/kg	12,447€/kg
3	365.000	1	ON	7,302 €/kg	9,043€/kg
4	365.000	0,85	ON	6,650 €/kg	8,353€/kg

Tabla 6: Resumen escenario y precios de venta de hidrógeno renovable

Adicionalmente, la siguiente tabla proporciona valores de los diferentes precios en cada escenario para que el proyecto sea bancable frente a como varían el VAN y el TIR de los accionistas.

Escenario	Precio bancable	VAN accionista €	TIR accionista
1	9,087€/kg	466.792	9,04%
2	12,447€/kg	1.109.897	10,35%
3	9,043€/kg	491.874	9,09%
4	8,353€/kg	636.503	9,59%

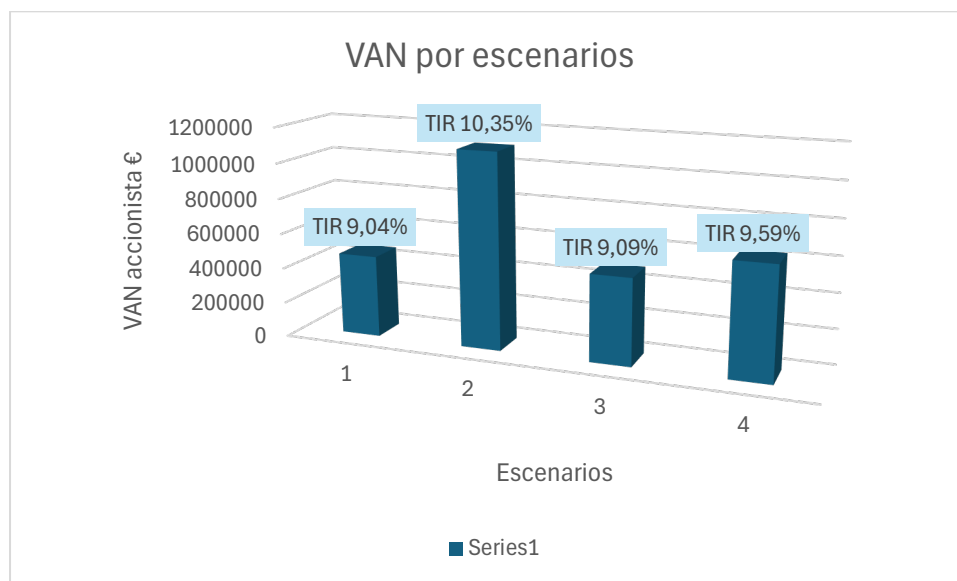


Ilustración 5: Representación del VAN de los diferentes escenarios

Los resultados obtenidos muestran que tanto el Valor Actual Neto (VAN) para el accionista como la Tasa Interna de Retorno (TIR) del accionista son positivos y superan el coste de los fondos propios considerado habitual para este tipo de inversiones. Esto indica que la condición que realmente determina el precio mínimo de venta del hidrógeno no es la rentabilidad exigida por el accionista, sino el cumplimiento del covenant de deuda, establecido mediante un $RCSD \geq 1$, 20x. Por tanto, el criterio impuesto por las entidades financieras es más restrictivo que el de los inversores en el capital propio. A determinar un precio para el hidrógeno que cumple con dicho covenant, el proyecto aporta una rentabilidad para el accionista mayor que la mínima exigida.

Este precio desde el punto de vista de la financiación asegura cubrir el servicio de la deuda y, a su vez genera margen adicional de rentabilidad para el equity, lo que lleva a entender que la financiación externa es el principal factor limitante en la estructura financiera del proyecto.

Escenario 2 tiene el precio más alto (12,447 €/kg) y, sin embargo, tiene el mayor VAN (1.109.897 €) y la mayor TIR (10,35%) de los cuatro casos.

Escenario 4 tiene el precio bancable más bajo (8,353 €/kg) pero una TIR notablemente buena (9,59%), superior a los escenarios 1 y 3.

Escenarios 1 y 3 son los que ofrecen menor rentabilidad al accionista (9,04% y 9,09%), pese a que el Escenario 3 tiene un LCOH económico más bajo que el Escenario 1.

En el escenario 2 con el elevado coste eléctrico, el precio al que se debe vender el hidrógeno es muy alto. Por ello, el margen para el accionista es mayor una vez se haya cubierto el servicio de la deuda, aunque el coste de producir también sea mayor. En este escenario que es el más caro de operar se podría obtener más beneficios si el mercado está dispuesto a pagar ese precio. El riesgo se traslada al comprador de hidrógeno, no al accionista.

En el Escenario 4 la reducción del 15% en CAPEX reduce la inversión necesaria y, por tanto, la deuda a amortizar; esto permite alcanzar el covenant de RCSD con un precio más bajo, pero como la inversión de capital propio también es menor, la TIR mejora.

La obtención de todos estos resultados se realiza a partir de un modelo de financiación de proyectos (Project Finance) construido en Excel, que simula el ciclo de vida económico completo de la hidrogenera, desde la primera fase que es la construcción hasta el final de su vida útil a los 15 años, evaluando tanto la rentabilidad del proyecto como la del accionista, condicionada por la estructura de la deuda. El modelo sigue la solución estándar de un modelo de Project finance en el que el proyecto tiene capacidad de generar caja suficiente si cumple con el servicio de la deuda. El modelo se organiza en 4 páginas.

- 1) Hoja de Hipótesis. Esta hoja recoge todos los inputs de entrada del modelo, de manera que si se realiza cualquier cambio en alguna variable el cambio se propaga por el resto de los resultados. En ella se encuentra el CAPEX del proyecto con su margen de promotor, la relación deuda/fondos, las condiciones de la deuda como son el plazo máximo, el tipo de interés y el Fondo de Reserva del Servicio de la Deuda (FRSD). Además, aparecen los covenants financieros, el coste de capital y la hipótesis operativa (cantidad vendida, consumo eléctrico, coste del agua, coste PPA, coste O&M, fondos, inflación e impuestos). Por último, se puede seleccionar en qué escenario colocar al modelo y de esta forma aparecerá el precio de venta del hidrógeno, teniendo en cuenta las condiciones de cada escenario y los inputs mencionados. En ella encontramos los dos macros del modelo: LCOH y RCSD.
 - La macro LCOH ($VAN=0$) ajusta el precio de venta del hidrógeno hasta que el VAN del proyecto sea igual a cero, descontando los flujos de caja libres del proyecto al WACC.
 - La macro RCSD ($RCSD_{min}=1,2x$) ajusta el mismo precio de venta del hidrógeno hasta que el RCSD mínimo de toda la deuda del proyecto alcance el exigido por los financiadores.
- 2) Hoja Construcción. Esta hoja representa el periodo de construcción de la planta (10 meses), distribuyendo los gastos según una curva de avance de obra mensual, se calcula el reparto mes a mes entre fondos de accionistas y deuda.
- 3) Hoja Proyecciones. Contiene tres bloques
 - Cuenta de resultados: ingresos por venta de hidrógeno, gastos de OPEX, depreciación (EBITDA), gastos financieros (EBIT), impuesto sobre beneficios (EBT) y resultado neto.
 - Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (CFADS): se

basa en el EBITDA y descuenta la inversión de fondo de maniobra y los impuestos pagados. Sobre el CFADS se calcula anualmente el Ratio de Cobertura de la Deuda.

- Balances simplificados: activos fijos netos, IVA, fondos de maniobra, FRSD, caja acumulada, fondos propios de los accionistas y deuda viva.

- 4) Hoja Resultados. En esta hoja aparece el cálculo del coste de capital (K_e), cálculo del WACC, la rentabilidad del proyecto y la rentabilidad del accionista.

Como anotación, las macros incluidas recalculan el modelo completo, por lo que los resultados presentados son consistentes con la estructura de fórmulas del libro Excel. Al trabajar con dos macros independientes, en vez de con una sola, permite aislar y comparar el efecto de la financiación sobre el precio final del hidrógeno, que es uno de los puntos de estudio de este trabajo.

6. CONCLUSIONES

1. La viabilidad económica se encuentra condicionada al precio de venta del hidrógeno. El proyecto de la hidrogenera de Osuna es económicamente viable, pero solo si se alcanza un precio de venta del hidrógeno significativamente superior a los combustibles fósiles convencionales. En el escenario base, el LCOH económico (que iguala el VAN a cero) se sitúa en 8,334 €/kg, mientras que el precio bancable —el que satisface el RCSD mínimo de 1,2x exigido por los financiadores— asciende a 9,087 €/kg.
2. El covenant de deuda es la restricción más vinculante. En todos los escenarios estudiados, tanto el VAN como la TIR del accionista resultan positivos y superan el coste de los fondos propios. Esto demuestra que el precio mínimo de venta del hidrógeno no lo determina la rentabilidad exigida por el inversor, sino el cumplimiento del $RCSD \geq 1,2x$ impuesto por las entidades financieras. El banco es más restrictivo que los accionistas, y la financiación externa se confirma como el principal factor clave de la estructura financiera del proyecto.
3. La inestabilidad geopolítica es el origen del riesgo eléctrico del proyecto. El mercado mundial de los combustibles ha estado tradicionalmente condicionado por factores geopolíticos, pero el periodo 2020-actualidad ha registrado una volatilidad sin precedentes desde la crisis del petróleo de 1973: la pandemia de COVID-19, la invasión rusa de Ucrania y, más recientemente, las tensiones en Oriente Medio y el riesgo de bloqueo del estrecho de Ormuz —por donde transita cerca de una quinta parte del comercio mundial de crudo— han aumentado muy considerablemente y mantenido elevados los precios de la electricidad, el gas y el CO₂ en Europa. Esta fragilidad del sistema energético global es la que se traslada directamente al Escenario 2 del modelo, y confirma que el riesgo de suministro y precio eléctrico no es una hipótesis de laboratorio, sino un riesgo de mercado real y actualmente vigente. Lo que conlleva un aumento del precio de venta de hidrógeno y en consecuencia un riesgo de mercado superior.
4. Alta sensibilidad del proyecto al precio de la electricidad. El Escenario 2 (estrés de Ormuz), que simula la pérdida de estabilidad del PPA eléctrico y una subida del precio de la electricidad de 0,03 a 0,09 €/kWh —coherente con los niveles observados en los mercados OMIE durante episodios de tensión geopolítica—, dispara el LCOH económico hasta 11,561 €/kg y el precio bancable hasta 12,447 €/kg, un incremento de más del 35% respecto al escenario base. Esto confirma que el coste eléctrico es la variable individual de mayor impacto sobre la competitividad del hidrógeno producido por electrólisis, y declara la importancia de asegurar un contrato PPA a largo plazo y a precio estable como mecanismo de mitigación frente a esa inestabilidad geopolítica.
5. La regulación mejora la viabilidad sin modificar la estructura de financiación.

El Escenario 3 reduce el LCOH económico a 7,302 €/kg, el segundo más bajo de los cuatro. Sin embargo, el precio bancable (9,043 €/kg) casi no mejora respecto al escenario base, lo que amplía la diferencia entre ambos indicadores (1,741 €/kg) y confirma que la regulación refuerza la rentabilidad económica pura, pero no relajan por sí solos las exigencias de cobertura de deuda.

6. La reducción de CAPEX es la palanca más eficaz para mejorar simultáneamente precio y rentabilidad. El Escenario 4, que combina los ingresos regulatorios del Escenario 3 con una reducción del 15% en el CAPEX (por curva de aprendizaje tecnológico), logra el mejor resultado global: el LCOH económico más bajo (6,650 €/kg), el precio bancable más bajo (8,353 €/kg) y una TIR del accionista del 9,59%, superior a la de los Escenarios 1 y 3. Al reducir la inversión disminuye la deuda a amortizar, lo que permite alcanzar el covenant de RCSD con un precio de venta más bajo, y además, la menor aportación de capital propio mejora la rentabilidad del accionista.
7. Un escenario más caro de operar puede ser más rentable para el accionista. El Escenario 2 presenta paradójicamente el mayor VAN (1.109.897 €) y la mayor TIR (10,35%) de los cuatro casos, pese a tener el LCOH y el precio bancable más elevados. Esto se debe a que el mayor precio de venta trasladado al mercado deja, una vez cubierto el servicio de la deuda, un margen para el accionista; el riesgo de un precio más caro recae sobre el comprador de hidrógeno (off-taker), no sobre el inversor.
8. La estructura de Project Finance es utilizada para este tipo de proyecto. El modelo financiero desarrollado, con un apalancamiento del 70%, un WACC del 4,60% (resultado de un coste de recursos propios del 8,15% y un coste de la deuda después de impuestos del 3,08%, con una beta de 0,90) y una vida útil de proyecto de 15 años, se mantiene dentro del rango 5%-10% considerado adecuado para la financiación de infraestructuras energéticas, lo que valida la estructura financiera planteada para el proyecto.
9. El CAPEX inicial y la vulnerabilidad energética europea refuerzan el papel estratégico del hidrógeno. La inversión total del proyecto, de 12.754.610 € (22.253.110 € incluyendo el margen del promotor), confirma que el elevado coste del electrolizador, compresión, almacenamiento y sistemas auxiliares sigue siendo la principal barrera de entrada del sector. No obstante, la crisis energética derivada del contexto geopolítico ha puesto de manifiesto la vulnerabilidad de la Unión Europea frente a alteraciones externas del suministro, situando al hidrógeno renovable como vector clave para aportar autonomía energética y reforzar la seguridad de suministro, más allá de su papel puramente de descarbonizador. Esto refuerza la justificación del proyecto incluso en escenarios donde su rentabilidad financiera es más ajustada.

Los resultados obtenidos permiten obtener diferentes conclusiones a partir del comportamiento económico-financiero de la hidrogenera de Osuna, que no puede desvincularse del contexto geopolítico en el que se encuentra. El punto de partida de todo el análisis de sensibilidad es la desarrollada en la introducción del trabajo, el mercado energético mundial atraviesa desde 2020 su periodo de mayor volatilidad desde la crisis del petróleo de 1973: la guerra de Ucrania disparó los precios de la electricidad, el gas y el CO₂ en Europa, y las tensiones en el estrecho de Ormuz con escenarios de la OCDE que contemplan el bloqueo del estrecho hasta 2027 y un lento crecimiento global al 1,8% en 2027 mantienen la amenaza de nuevos repuntes de precios energéticos. Esta inestabilidad es teórica, sino la base sobre la que se ha construido el Escenario 2 del modelo, que traduce ese riesgo geopolítico en un encarecimiento de más del 35% del hidrógeno bancable respecto al escenario básico.

De la interacción entre este riesgo y las variables internas del proyecto (CAPEX, financiación y regulación) se llega a la conclusión: la restricción real que determina el precio mínimo de venta del hidrógeno no es la rentabilidad exigida por los accionistas, siempre satisfecha con holgura en los cuatro escenarios, sino el covenant de cobertura del servicio de la deuda ($RCSD \geq 1,2x$) impuesto por las entidades financieras. Esto reordena la jerarquía de prioridades para futuros desarrolladores de hidrogeneras: negociar condiciones de deuda favorables y maximizar el RCSD resulta más determinante para la viabilidad del proyecto que optimizar exclusivamente el retorno del capital propio. Esta lógica conecta con la aparente paradoja del Escenario 2, donde un precio de venta más alto no perjudica al accionista porque el riesgo se traslada al comprador.

En conjunto, el modelo confirma que, bajo las condiciones actuales de mercado, tecnología y financiación, una estación de hidrógeno renovable en Osuna solo alcanza una posición verdaderamente competitiva si concurren simultáneamente una PPA eléctrica estable a largo plazo que es el mecanismo más eficaz para combatir el riesgo geopolítico identificado, algún respaldo regulatorio (tasas a la contaminación, créditos de carbono o subvenciones) y una reducción del CAPEX ligada a la madurez tecnológica del electrolizador prevista para el horizonte 2028-2030. La ausencia de cualquiera de estos tres elementos eleva el precio del hidrógeno hasta niveles que comprometen su competitividad comercial frente a los combustibles fósiles, mientras que, como muestra el Escenario 4, sitúa el precio bancable en 8,353 €/kg, el nivel más próximo a la competitividad real alcanzado en este estudio. Más allá de la rentabilidad financiera estricta, el trabajo pone de manifiesto que el valor del hidrógeno renovable como infraestructura no puede medirse solo en términos de LCOH. Además, su capacidad para reducir la exposición de Europa a la volatilidad geopolítica de los combustibles fósiles constituye un argumento estratégico determinado por el propio modelo financiero desarrollado.

Bibliografía

1. Change, I. P. (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Ginebra, Suiza.
2. IRENA (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*, International Renewable Energy Agency, Abu Dabi.
3. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. Madrid, España: MITECO.
4. Business Research Insights. (2026). *Tamaño del mercado de vehículos de hidrógeno / Informe de principales tendencias hasta 2035* (ID del informe: 122448). Business Research Insights.
5. Lean Hydrogen. (s. f.). *¿Qué es una estación de servicio de hidrógeno?*
<https://leanhydrogen.com/que-es-una-estacion-de-servicio-de-hidrogeno/>
6. Instituto Enerxético de Galicia (INEGA). (2026). *Panorama técnico-operativo y análisis funcional de hidrogeneras para suministro vehicular de hidrógeno: estructura, etapas, operación, prueba de recarga, experiencia de uso y análisis de puntos de mejora* (Proyecto HI_MOV). <https://www.inega.gal/sites/default/files/2026-01/Panorama-tecnico-y-analisis-hidrogeneras.pdf>
7. TECPA Formación de Ingenieros. (2026, 9 de marzo). *Guía técnica de hidrogeneras en España: normativa, diseño y seguridad*. <https://www.tecpa.es/guia-tecnica-de-hidrogeneras/>
8. International Energy Agency (IEA). (2019). *The future of hydrogen: Seizing today opportunities*. OECD Publishing. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
9. Banco Mundial (2022). *Commodity Markets Outlook – April 2022*. Washington D.C.: World Bank Group. <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2022/04/26/food-and-energy-price-shocks-from-ukraine-war>
10. IMEF (2026). *Volatilidad energética por choque geopolítico*. <https://www.revista.imef.org.mx/articulo/volatilidad-energetica-por-choque-geopolitico/>
11. Escribano, G. (2026, 6 de junio). *Paul Hollingsworth (BNP Paribas): “El petróleo podría subir a 140 dólares si Ormuz sigue cerrado hasta agosto”*. **Cinco Días**. <https://cincodias.elpais.com/mercados-financieros/2026-06-06/paul-hollingsworth-bnp-paribas-el-petroleo-podria-subir-a-140-dolares-si-ormuz-sigue-cerrado-hasta-agosto.html>
12. Sánchez, Á. (2026, 3 de junio). *La OCDE advierte de que algunas economías entrarán en recesión si el bloqueo del estrecho de Ormuz se prolonga*. **El País**. <https://elpais.com/economia/2026-06-03/la-ocde-advierte-de-que-algunas-economias-entraran-en-recesion-si-el-bloqueo-del-estrecho-de-ormuz-se-prolonga.html>
13. Pinto, J. M. (2017). *What is project finance? Investment Management and Financial Innovations*, 14(1), 200–210. [https://doi.org/10.21511/imfi.14\(1\).2017.19](https://doi.org/10.21511/imfi.14(1).2017.19)
14. Población García, F.J. (2017). *The WACC. Financial Risk Management*. 345-351. Springer. DOI 10.1007/978-3-319-41366-2_1.
15. Schwarzbichler, M., Steiner, C., & Turnheim, D. (2018). *WACCs and Hurdle Rate*. In *Financial Steering*. 21–37. Springer. DOI 10.1007/978-3-319-75762-9_3.
16. Fernández, P. (2016). *WACC: definición, interpretaciones equivocadas y errores* (SSRN Scholarly Paper No. 1633408). IESE Business School. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1633408>

17. Romeijnders, W., & Mulder, M. (2022). Optimal WACC in tariff regulation under uncertainty. *Journal of Regulatory Economics*.
18. Enagás. (2025, 9 de diciembre). *Producción de hidrógeno renovable por electrólisis: estado actual y perspectivas de la tecnología*. Observatorio Tecnológico del Hidrógeno.
19. Nel Hydrogen (2021). *MC Series Containerized PEM Electrolysers — Technical Specifications, PD-0600-0136 Rev. C*. Nel Hydrogen AS, Oslo.
https://www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2021/01/A1_M250-500_Tech.-Specs_Nel_PD-0600-0136_RevC.pdf
20. Hiperbaric. (s.f.). Hiperbaric 1KS 95: Equipo de compresión de hidrógeno.
<https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/hiperbaric-1ks-95/>
21. LevelTen Energy (2026, Q4 2025). *European PPA Market Report — Q4 2025*. LevelTen Energy, Seattle. Resumen en: <https://www.pv-magazine.es/2026/02/04/la-canibalizacion-provoca-una-caida-record-de-los-precios-de-los-ppas-fotovoltaicos-en-espana-hasta-los-325-e-mwh/>
22. European Hydrogen Observatory (2025). *Electrolyser Cost Dashboard — CAPEX and OPEX for PEM and Alkaline Electrolysis, 2025*. Clean Hydrogen Partnership, Bruselas. Disponible en: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>
23. IEA (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. International Energy Agency, París. DOI/URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
24. IRENA (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. IRENA, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-295-6. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>
25. NREL (2014). *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing: Technical Status and Costs — Systems Integration*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. NREL/BK-6A10-58564. URL: <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/hydrogen-station-compression-storage-and-dispensing-technical-sta/>
26. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
27. BloombergNEF. (2022). *Hydrogen Levelized Cost Methodology*. BloombergNEF.
28. Operador del Mercado Ibérico de Energía. (s. f.). OMIE. Recuperado el 12 de julio de 2026, de <https://www.omie.es/es>
29. Dahl, C. A. (2012). *Measuring global gasoline and diesel price and income elasticities*. *Energy Policy*, 41, 2–13. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.055>
30. Bakhat, M., Labandeira, X., Labeaga, J. M., & López-Otero, X. (2017). *Elasticities of transport fuels at times of economic crisis: An empirical analysis for Spain*. *Energy Economics*, 68(Suppl. 1), 66–80. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.10.019>
31. Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (2026). *Boletín Estadístico de Hidrocarburos mensual: Abril 2026 (N.º 341)*.
<https://www.cores.es/sites/default/files/archivos/publicaciones/boletin-est-hidrocarburos-341-abril-2026.pdf>
32. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2026). *Informe mensual de hidrocarburos. Abril 2026*. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/petroleo/informes/informes-mensuales.html>
33. Trading Economics. (2026). *EU carbon permits*.
<https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

