UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

GRADO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE DE HIDRÓGENO VERDE

Autor: Telmo Segura Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agosto de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título Evaluación técnico-económica de un parque de hidrógeno verde la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025-2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial[1]

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): "*La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente*". En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

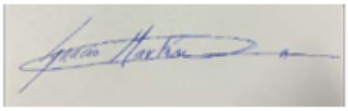
Se ha utilizado la Inteligencia Artificial para la definición de una estructura y propuestas con sentido en proyectos de este tipo y para la investigación de fuentes relacionadas con el trabajo. Además, se ha utilizado para el repaso en busca de errores en la ortografía o en el diseño.



[1] Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos…)

Firmado (alumno): Telmo Segura Alonso
Fecha: 30/08/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Ignacio Martin Gutierrez	Fdo:
Fecha: 11/Sept/26	Fecha:

Agradecimientos:

En primer lugar, quiero expresar mi agradecimiento a la coordinadora Ana Baringo, por su dedicación y su acompañamiento a lo largo de este proceso, así como por facilitar que este trabajo llegara a buen puerto.

De igual modo, agradezco a mi director, Ignacio Martín, su guía, su disponibilidad durante el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado.

Por último, mi agradecimiento más profundo a mis padres, por ser el apoyo incondicional que me ha sostenido durante toda la carrera y a lo largo de mi vida. Gracias por vuestro esfuerzo, vuestra confianza y por estar siempre a mi lado.

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN PARQUE DE HIDRÓGENO VERDE

Autor: Segura Alonso, Telmo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo presenta el análisis técnico-económico de un parque de hidrógeno verde de 20 MW ubicado en Lezuza (Albacete), en el que se comparan tres alternativas de generación renovable —solar fotovoltaica, eólica on-shore e híbrida— con el fin de seleccionar la configuración óptima. Las tres alternativas alcanzan una producción común de 3.680 toneladas anuales de hidrógeno gracias a un complemento de energía de red que maximiza el factor de capacidad del electrolizador. El análisis multicriterio determina que la alternativa eólica es la solución óptima, si bien la viabilidad económica de las tres queda condicionada a la obtención de financiación pública.

Palabras clave: *Hidrógeno verde, electrólisis alcalina, LCOH, análisis técnico-económico, energías renovables*

1. Introducción

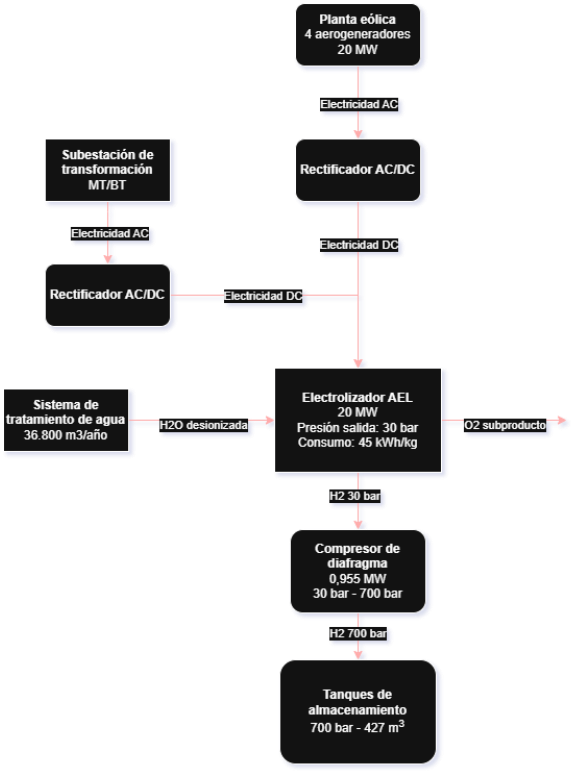
El hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua alimentada por energía renovable, se ha consolidado como un vector energético clave para la descarbonización de sectores de difícil electrificación. En el marco europeo, la Estrategia del Hidrógeno y el mecanismo RFNBO establecen los criterios que debe cumplir el hidrógeno renovable, mientras que en España el PERTE ERHA articula la financiación pública del sector. En este contexto, el presente Trabajo Fin de Grado aborda el diseño y la evaluación técnico-económica de un parque de producción de hidrógeno verde, con el objetivo de comparar distintas configuraciones de generación renovable y determinar cuál ofrece el mejor desempeño técnico y económico.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste en el dimensionamiento de un parque de hidrógeno verde basado en un electrolizador alcalino (AEL) de 20 MW, ubicado en Lezuza (Albacete) por su elevado recurso solar y eólico. Se plantean tres alternativas que comparten el mismo electrolizador y se diferencian en la fuente de energía renovable: Alternativa A (solar fotovoltaica), Alternativa B (eólica on-shore) y Alternativa C (híbrida solar-eólica). El criterio de diseño adoptado consiste en maximizar el factor de capacidad del electrolizador mediante un complemento continuo de energía de red, lo que permite una comparación equitativa entre alternativas al fijar una potencia instalada renovable de 20 MW en las tres configuraciones.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La instalación se compone de la planta de generación renovable, el electrolizador alcalino, un sistema de tratamiento de agua por ósmosis inversa, un compresor de hidrógeno hasta 700 bar y el almacenamiento de hidrógeno. El electrolizador opera con un consumo específico de 45 kWh/kg y una degradación anual del 1%, lo que obliga a la reposición del stack en la mitad del horizonte del proyecto. La energía de red actúa como complemento para mantener el electrolizador a plena carga, garantizando una operación continua con un curtailment nulo. El diseño cumple los criterios de correlación temporal RFNBO vigentes.



4. Resultados

Las tres alternativas alcanzan una producción bruta idéntica de 3.680 toneladas de hidrógeno en el primer año, con un factor de capacidad del electrolizador próximo al 100%. La diferenciación se produce en el reparto entre generación propia y consumo de red: la alternativa eólica genera 52.560 MWh renovables anuales, frente a los 44.980 MWh de la híbrida y los 37.220 MWh de la fotovoltaica, lo que se traduce en el menor

consumo de red y en la mayor reducción de emisiones (9.811 t CO_2/año evitadas). Económicamente, el LCOH de las tres alternativas (8,49; 8,52; 8,38 €/kg) se sitúa por encima del precio de mercado de referencia (6,22 €/kg), por lo que la rentabilidad depende de la subvención PERTE ERHA sobre el CAPEX y de la prima del Banco Europeo del Hidrógeno (BEH). Con dicho apoyo, las tres alternativas alcanzan un VAN positivo y una TIR superior al coste de capital.

Criterio	Peso	Puntuación Alt. A	Puntuación Alt. B	Puntuación Alt. C
LCOH (€/kg) ↓	30 %	2 (8,49)	3 (8,51)	1 (8,38)
VAN con BEH+PERTE (M€) ↑	30 %	2 (40,1)	1 (40,3)	3 (38,1)
Producción renovable autogenerada 20 años (MWh) ↑	25 %	3 (710,08)	1 (957,08)	2 (883,58)
Emisiones CO2 evitadas anuales (t) ↓	15 %	3 (5.400)	1 (9.800)	2 (7.500)
PUNTUACIÓN PONDERADA TOTAL	100 %	0,43	0,80	0,6

5. Conclusiones

El análisis multicriterio ponderado determina que la Alternativa B, basada en energía eólica, constituye la solución óptima del proyecto, al combinar el menor consumo de red, la mayor reducción de emisiones y una rentabilidad sólida con financiación pública. El estudio confirma que los proyectos de hidrógeno verde de primera generación en España requieren apoyo público para alcanzar la viabilidad económica, dado que el LCOH todavía supera el precio de mercado. Como líneas futuras se plantea la adaptación del sistema a la correlación horaria RFNBO exigible a partir de 2030 y el aprovechamiento de las economías de escala en el electrolizador.

6. Referencias

[CE20] Comisión Europea (2020). Comunicación de la Comisión: Una Estrategia del Hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. COM(2020) 301 final. 8 de julio de 2020.

[CE23] Comisión Europea (2023). Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 estableciendo una metodología de la Unión con normas detalladas para la producción de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO). Diario Oficial de la Unión Europea.

[GE25] Gobierno de España (2025). Convocatoria del PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA). Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

[MIB25] MIBGAS (2025). Índice MIBGAS IBHYX: precio de referencia del hidrógeno renovable en Iberia.

[IRE20] IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF A GREEN HYDROGEN PARK

Author: Segura Alonso, Telmo.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This work presents the techno-economic analysis of a 20 MW green hydrogen park located in Lezuza (Albacete, Spain), comparing three renewable generation alternatives —solar photovoltaic, onshore wind and hybrid— in order to select the optimal configuration. The three alternatives achieve a common production of 3,680 tonnes of hydrogen per year thanks to a grid electricity supplement that maximises the electrolyser capacity factor. The multi-criteria analysis determines that the wind alternative is the optimal solution, although the economic viability of all three is conditioned on obtaining public funding.

Keywords: *Green hydrogen, alkaline electrolysis, LCOH, techno-economic analysis, renewable energy*

1. Introduction

Green hydrogen, produced through water electrolysis powered by renewable energy, has become a key energy vector for the decarbonisation of hard-to-electrify sectors. Within the European framework, the Hydrogen Strategy and the RFNBO criteria define the requirements that renewable hydrogen must meet, while in Spain the PERTE ERHA articulates the public funding of the sector. In this context, this Final Degree Project addresses the design and techno-economic evaluation of a green hydrogen production park, aiming to compare different renewable generation configurations and determine which one offers the best technical and economic performance.

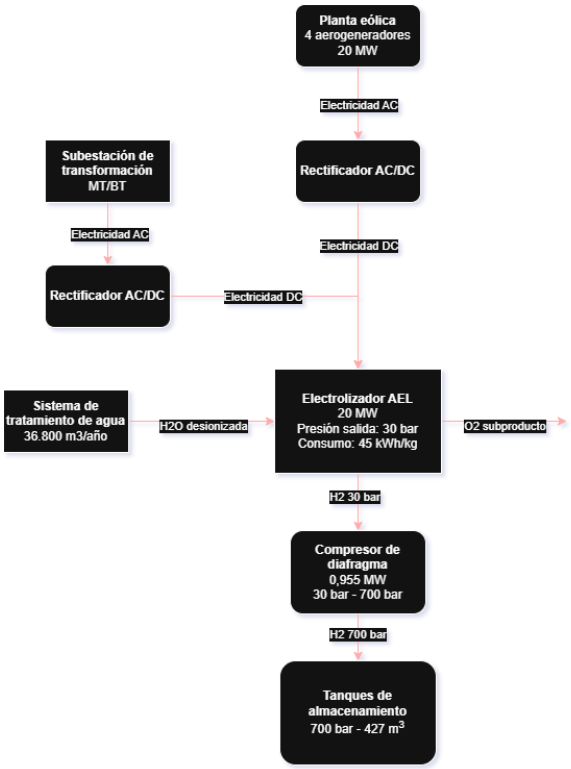
2. Project definition

The project consists of the sizing of a green hydrogen park based on a 20 MW alkaline electrolyser (AEL), located in Lezuza (Albacete) for its high solar and wind resource. Three alternatives are proposed, sharing the same electrolyser and differing in the renewable energy source: Alternative A (solar photovoltaic), Alternative B (onshore

wind) and Alternative C (hybrid solar-wind). The adopted design criterion is to maximise the electrolyser capacity factor through a continuous grid electricity supplement, which allows a fair comparison between alternatives by fixing a renewable installed capacity of 20 MW in all three configurations.

3. System description

The installation comprises the renewable generation plant, the alkaline electrolyser, a reverse-osmosis water treatment system, a hydrogen compressor up to 700 bar and the hydrogen storage. The electrolyser operates with a specific consumption of 45 kWh/kg and an annual degradation of 1%, which requires the replacement of the stack halfway through the project horizon. Grid electricity acts as a supplement to keep the electrolyser at full load, ensuring continuous operation with virtually zero curtailment. The design complies with the applicable RFNBO temporal correlation criteria. The system layout is shown in Figure 1.



4. Results

The three alternatives reach an identical gross production of 3,680 tonnes of hydrogen in the first year, with an electrolyser capacity factor close to 100%. The differentiation lies in the split between self-generation and grid consumption: the wind alternative generates 52,560 MWh of renewable energy per year, compared to 44,980 MWh for the hybrid and 37,220 MWh for the photovoltaic, resulting in the lowest grid consumption and the highest emissions reduction (9,811 t CO_2/year avoided). Economically, the LCOH of the three alternatives (8.49; 8.52; 8.38 €/kg) is above the reference market price (6.22 €/kg), so profitability depends on the PERTE ERHA subsidy on CAPEX and the European Hydrogen Bank (EHB) premium. With this support, the three alternatives achieve a positive NPV and an IRR above the cost of capital, as shown in Figure 2.

Criteria	Weight	Score Alt. A	Score Alt. B	Score Alt. C
LCOH (€/kg) ↓	30 %	2 (8,49)	3 (8,51)	1 (8,38)
VAN with BEH+PERTE (M€) ↑	30 %	2 (40,1)	1 (40,3)	3 (38,1)
Autogenerated renewable production in 20 years (MWh) ↑	25 %	3 (710,08)	1 (957,08)	2 (883,58)
CO2 emissions prevented (t) ↓	15 %	3 (5.400)	1 (9.800)	2 (7.500)
TOTAL WEIGHTED SCORE	100 %	0,43	0,80	0,6

5. Conclusions

The weighted multi-criteria analysis determines that Alternative B, based on wind energy, constitutes the optimal solution for the project, combining the lowest grid consumption, the highest emissions reduction and solid profitability with public funding. The study confirms that first-generation green hydrogen projects in Spain require public support to achieve economic viability, since the LCOH still exceeds the market price. Future work includes adapting the system to the hourly RFNBO correlation required from 2030 and leveraging economies of scale in the electrolyser.

6. References

[CE20] Comisión Europea (2020). Comunicación de la Comisión: Una Estrategia del Hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. COM(2020) 301 final. 8 de julio de 2020.

[CE23] Comisión Europea (2023). Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 estableciendo una metodología de la Unión con normas detalladas para la producción de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO). Diario Oficial de la Unión Europea.

[GE25] Gobierno de España (2025). Convocatoria del PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA). Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

[MIB25] MIBGAS (2025). Índice MIBGAS IBHYX: precio de referencia del hidrógeno renovable en Iberia.

[IRE20] IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Índice:

Capítulo 1 Introducción ... 20
1.1. Contexto energético global ... 20
1.2. El hidrógeno como vector energético ... 21
1.3. Hidrógeno verde: concepto y relevancia ... 22
1.4. Situación actual y retos ... 23
1.5. Justificación del trabajo ... 23
1.6. Objetivos del trabajo ... 24
Capítulo 2 Fundamentos teóricos y estado del arte ... 26
2.1. El hidrógeno: propiedades fisicoquímicas ... 26
2.1.1. Propiedades físicas generales ... 26
2.1.2. Propiedades energéticas ... 28
2.1.3. Equivalencias energéticas con otros combustibles ... 29
2.1.4. Propiedades de seguridad e inflamabilidad ... 30
2.1.5. Síntesis de las propiedades relevantes para el TFG ... 30
2.2. Métodos de producción de hidrógeno ... 31
2.2.1. Hidrógeno gris (reformado de gas natural) ... 32
2.2.2. Hidrógeno azul (reformado con captura de CO_2) ... 33
2.2.3. Hidrógeno verde (electrólisis con energías renovables) ... 34
2.3. Tecnologías de electrólisis ... 35
2.3.1. Electrólisis alcalina (AEL) ... 38
2.3.2. Electrólisis de membrana polimérica (PEM) ... 40
2.3.3. Electrólisis de óxido sólido (SOEC) ... 41
2.4. Energías renovables asociadas a la producción de hidrógeno verde ... 44
2.4.1. Energía solar fotovoltaica ... 44
2.4.2. Energía eólica ... 46
2.4.3. Sistemas híbridos solar-eólico ... 48
2.5.1. Almacenamiento en estado gaseoso comprimido ... 50
2.5.2. Almacenamiento en estado líquido criogénico ... 51
2.6.1. Industria: siderurgia e industria química ... 52
2.6.2. Sector eléctrico y almacenamiento estacional ... 52
2.7.1. Estrategia Europea del Hidrógeno ... 53
2.7.2. Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España ... 54

2.7.3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 55
Capítulo 3 Definición del caso de estudio 56
3.1. Ubicación seleccionada y justificación 56
3.2. Recurso renovable disponible 58
3.2.1. Recurso solar fotovoltaico 58
3.2.2. Recurso eólico 60
3.2.3. Complementariedad solar-eólica 62
3.3. Condiciones de partida e hipótesis de diseño 65
3.4. Marco normativo y requisitos de seguridad aplicables 66
3.4.1. Directivas ATEX y clasificación de zonas 67
3.4.2. Normativa de instalaciones y equipos a presión 67
3.4.3. Requisitos ambientales y administrativos 68
Capítulo 4 Alternativas estudiadas 69
4.1. Metodología de dimensionamiento 69
4.2. Dimensionamiento electrolizador 73
4.3. Dimensionamiento Alternativa A: 74
4.3.1. Dimensionamiento Planta solar fotovoltaica: 74
4.4. Dimensionamiento Alternativa B 77
4.4.1. Dimensionamiento planta eólica on-shore 77
4.5. Dimensionamiento Alternativa C 80
4.5.1. Dimensionamiento conjunto FV + Eólica 80
4.6. Dimensionamiento de los equipos auxiliares 83
Capítulo 5 Análisis técnico 85
5.1. Producción anual de hidrógeno por alternativa 85
5.2. Energía renovable generada anual 88
5.3. Energía de red necesaria 90
5.4. Emisiones de CO_2 evitadas: 93
5.5. Análisis de sensibilidad técnica 95
Capítulo 6 Análisis económico 97
6.1. Inversión inicial (CAPEX) 97
6.2. Costes de operación y mantenimiento (OPEX) 102
6.3. Coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) 106
6.4. Análisis de rentabilidad: VAN, TIR y periodo de recuperación 110
6.5. Análisis de sensibilidad económica 113

6.6. Estrategia de financiación y acceso a ayudas públicas 115
Capítulo 7 Comparación y selección de alternativas 116
7.1. Tabla resumen de indicadores técnicos y económicos 117
7.2. Análisis multicriterio ponderado..... 119
Capítulo 8 Conclusiones y líneas futuras..... 122
8.1. Conclusiones..... 122
Conclusión 1: El dimensionamiento de las tres alternativas..... 122
Conclusión 2: El emplazamiento y el recurso renovable..... 123
Conclusión 3: Dimensionamiento de cada alternativa 123
Conclusión 4: El análisis técnico 124
Conclusión 5: El análisis económico y el LCOH..... 125
Conclusión 6: La selección de la alternativa óptima 126
8.2. Líneas futuras de investigación y desarrollo..... 126
Línea futura 1: Análisis horario detallado con herramientas de simulación..... 126
Línea futura 2: Adaptación a la correlación horaria RFNBO (post-2030) 127
Línea futura 3: Evaluación del aprovechamiento del O_2 subproducto 127
Línea futura 4: Estudio de ampliación a 5.000 t H_2/año 127
Línea futura 5: Análisis del potencial de exportación al H2Med..... 128
Línea futura 6: Integración con almacenamiento estacional en cavernas salinas 128
Capítulo 9 Bibliografía..... 129
Capítulo 10 Anexos..... 136

Índice de figuras:

Figura 2-1. Esquema comparativo de los principios de la energía de hidrógeno gris, azul o verde. *31*
Figura 2-2. Esquema general de electrolizador alcalino. *39*
Figura 2-3. Diagrama de electrolizador PEM *40*
Figura 2-4. Explicación de los paneles solares *45*
Figura 2-5. Partes principales de un aerogenerador. *47*
Figura 3-1. Mapa de irradiancia solar global horizontal (GHI) por provincias de España. Fuente: PVMM26 ..... *57*
Figura 3-2. Red troncal de infraestructuras de hidrógeno propuesta para España. Fuente: ENAI25 ..... *58*
Figura 3-3. Irradiancia solar global mensual del emplazamiento de estudio. Fuente: JRC_S.F. *59*
Figura 3-4. Rosa de los vientos del emplazamiento de estudio a 100 m de altura. Fuente: TUD_S.F. *61*
Figura 3-5. Índice de velocidad media mensual del viento en el emplazamiento de estudio a 100 m de altura. Fuente: TUD_S.F. *62*
Figura 3-6. Gráfica de producción normalizada solar y eólica. *64*
Figura 5-1. Producción anual de H2 en la planta. *88*
Figura 5-2. Energía renovable producida por alternativa. *90*
Figura 5-3. Consumo energético de red total por alternativa. *93*
Figura 5-4. Reducción de emisiones frente a SMR por alternativa. *94*
Figura 5-5. Análisis de sensibilidad técnica: impacto sobre la producción anual de H_2 por la fuente renovable. *95*
Figura 6-1. CAPEX Alternativa A *98*
Figura 6-2. CAPEX Alternativa B *98*
Figura 6-3. CAPEX Alternativa C *99*
Figura 6-4. Desglose CAPEX por alternativa. *101*
Figura 6-5.Gráfica del desglose del CAPEX por alternativa. *102*

Figura 6-6. OPEX Alternativa A con electricidad de red y reposición descontadas 103
Figura 6-7. OPEX Alternativa B con electricidad de red y reposición descontadas 103
Figura 6-8. OPEX Alternativa C con electricidad de red y reposición descontadas 104
Figura 6-9. Coste total de la energía de red en la vida del proyecto. 105
Figura 6-10. LCOH Alternativa A. 107
Figura 6-11. LCOH Alternativa B 107
Figura 6-12. LCOH Alternativa C 109
Figura 6-13. Comparativa del LCOH por alternativa y precio de referencia del mercado (€/kg H_2). 110
Figura 6-14. Evolución del flujo de caja acumulado a 20 años por alternativa en el escenario financiación BEH + PERTE ERHA (M€). 113
Figura 6-15. Análisis de sensibilidad del LCOH (€/kg H_2). 114
Figura 7-1. Resumen de indicadores técnicos y económicos por alternativa. 117
Figura 7-2. Análisis multicriterio ponderado. 119
Figura 7-3. Análisis multicriterio - Comparativa de alternativas 120

Índice de tablas:

Tabla 1. Propiedades físicas generales del hidrógeno. Fuente: ENIG_S.F.; JUN11 27
Tabla 2. Propiedades energéticas del hidrógeno. Fuente: LLE11 28
Tabla 3. Equivalencias energéticas del hidrógeno con combustibles convencionales. Fuente: LLE11 29
Tabla 4. Semirreacciones electroquímicas en cátodo y ánodo según tecnología. Fuente: IRE20 38
Tabla 5. Comparativa entre tecnología AEL y PEM. Fuentes: FRA25, ENAO25..... 42
Tabla 6. Condiciones de partida e hipótesis comunes de diseño. 65
Tabla 7. Resumen del dimensionamiento - Alternativa A (FV + AEL). 76
Tabla 8. Resumen del dimensionamiento - Alternativa B (Eólica + AEL). 79
Tabla 9. Resumen del dimensionamiento - Alternativa C (Híbrido FV + Eólica + AEL). 82
Tabla 10. Producción anual y acumulada de hidrógeno verde por alternativa..... 87
Tabla 11. Indicadores de rentabilidad por alternativa. 112

Capítulo 1 Introducción

1.1. Contexto energético global

El sistema energético mundial se encuentra en un momento de gran importancia. A pesar de los compromisos internacionales adquiridos durante las últimas décadas, sigue existiendo una clara dependencia a nivel mundial en los combustibles fósiles. Las emisiones mundiales de CO_2 provenientes de combustibles fósiles alcanzaron un récord histórico de 38.100 millones de toneladas en 2025, lo que supone un incremento del 1,1 % respecto a 2024 y el cuarto año consecutivo de máximos. Si se añaden las emisiones derivadas del cambio de uso del suelo y la deforestación, las emisiones totales de dióxido de carbono superan los 42.000 millones de toneladas anuales en 2024 (VIL25; FRI25).

El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático advierte que si se continua con la cantidad de emisiones de la actualidad la probabilidad de superar 1,5 ºC de calentamiento con respecto a los niveles industriales es sumamente elevada que se de en la próxima década. Como respuesta ante esta situación en 2015 se llevó a cabo el Acuerdo de París dónde 194 países se reunieron con el objetivo de limitar el incremento de la temperatura medio global por debajo de los 2 ºC y tratar de evitar superar el aumento de 1,5 ºC (CUE25).

El liderazgo en la transición a una industria con menores emisiones lo lleva la Unión Europea que con la presentación del Pacto Verde Europeo en diciembre de 2019 se comprometió a alcanzar la neutralidad climática en el año 2050, este compromiso se reafirmó con la Ley Europea del Clima (Reglamento UE 2021/1119), que establece un punto intermedio con una reducción de los gases de efecto invernadero del 55% para el año 2030 con respecto a 1990 y que recientemente ha sido añadida la reducción del 66,25% al 72,5% para el año 2035 (CE_S.F.; CUE25). Para alcanzar estos objetivos se requiere de un cambio drástico en la industria actual mediante la descarbonización de los sectores industriales y del abastecimiento eléctrico.

En España las estrategias que conforman el camino hacia la neutralidad climática son los siguientes, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP50) y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030), estas estrategias están alineadas con los objetivos del Acuerdo de París. Por ello el hidrógeno ha adquirido una gran relevancia al ser un vector energético limpio que puede contribuir a la descarbonización (MTERD20; MTRED24).

1.2. El hidrógeno como vector energético

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, además es un gas que en condiciones estándar es incoloro, inodoro e inflamable. Es un vector energético ya que es capaz de almacenar energía mediante una aportación externa necesaria para su producción, esa energía almacenada puede ser liberada de manera controlada, esto lo convierte en una gran alternativa para el almacenamiento y distribución de energía, más concretamente para los sistemas basados en fuentes renovables que no siempre cuentan con recurso renovable disponible.

El hidrógeno destaca por tener un gran poder calorífico inferior (PCI) de 33,33 kWh/kg que en comparación con un combustible como la gasolina tan utilizada en el mundo actual tiene una energía contenida aproximadamente 2,8 veces mayor. Por otro lado, al tratarse de una molécula ligera su densidad energética por unidad de volumen es baja en condiciones atmosféricas, esto plantea retos para su almacenamiento, los métodos más utilizados para hacer frente a este reto es la compresión a altas presiones de entre 350 y 700 bares o bien la licuefacción a -253 ºC (SYN22; ATL26).

El hidrógeno cuenta con una gran versatilidad, puede producirse con excedentes de electricidad renovable de una planta, puede almacenarse durante largos períodos de tiempo para luego reconvertirse en electricidad mediante turbinas, también puede utilizarse como materia prima o como combustible para el transporte. Esta versatilidad le diferencia de otros vectores energéticos en el contexto de la transición energética mundial.

1.3. Hidrógeno verde: concepto y relevancia

En la actualidad más del 96% del hidrógeno producido en el mundo procede de combustibles fósiles o reformado de gas natural y es lo que se conoce como hidrógeno gris o marrón (IEA23), este proceso a diferencia del hidrógeno producido en la planta del trabajo emite aproximadamente 12 kilogramos de CO_2 por cada kilogramo de hidrógeno producido (PAT24). Si el CO_2 se captura y almacena se denomina hidrógeno azul. Ninguno de estos dos tipos de hidrógeno está alineado con los objetivos de descarbonización, por ello en este trabajo se va a diseñar un parque de producción de hidrógeno verde que es aquel obtenido mediante la electrólisis del agua con una fuente de energía 100% renovable, en este proceso se separan las moléculas de hidrógeno y oxígeno evitando la generación de emisiones de CO_2.

La producción de hidrógeno verde proviene de la electrólisis mediante energía solar fotovoltaica, eólica o un sistema híbrido entre las dos. Respecto a las tecnologías de los electrolizadores las principales son el alcalino (AEL) y el de membrana polimérica protónica (PEM) que cuentan con un alto grado de madurez y el de óxido sólido (SOEC) que cuenta con una menor madurez. Cada una de las opciones de electrolizador cuenta con eficiencias, flexibilidades, costes y vidas útiles distintas. El consumo energético específico en la actualidad es de entre 42 y 49 kWh por kilogramo de hidrógeno producido (NUE23), pero la mejora continua de los electrolizadores está reduciendo estos valores progresivamente.

En Europa el hidrógeno verde ha sido establecido como prioridad estratégica y fijo unos objetivos de al menos 40 GW de capacidad instalada de electrólisis en Europa y una producción de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde, ambas para el año 2030 (MTERD20). A nivel global el hidrógeno verde va a representar en 2030 el 88,6% de la producción total del hidrógeno bajo en carbono frente al 14,9% que representaba en 2024 (ROC26). Considerando lo previamente mencionado se puede afirmar que el hidrógeno renovable se va a convertir en un pilar en la descarbonización del sistema energético.

1.4. Situación actual y retos

En España se está desarrollando el hidrógeno verde de manera notable, actualmente cerca de 400 proyectos de hidrógeno verde se están llevando a cabo, con un presupuesto de 33.000 millones de euros, para 2030 se prevé una capacidad de 13,3 GW superando el objetivo fijado por el PNIEC de 12 GW, si la totalidad de los proyectos en desarrollo se llevan a cabo la cifra podría ascender a los 20 GW con una producción de 2,65 millones de toneladas al año (AEH25). Además, en 2025 se aprobó la asignación de 1.200 millones de euros a siete proyectos de hidrógeno verde a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), sumando así 2.292,8 MW de potencia de electrólisis y una producción cercana a 270.000 toneladas de hidrógeno anuales (GE25).

Aún con todo lo mencionado anteriormente, el hidrógeno se enfrenta a retos en la actualidad, siendo el principal el alto coste de producción que varía entre 3 y 8 €/kg en función de la ubicación de la planta y de la tecnología utilizada, por otro lado, el precio del hidrógeno gris se sitúa entre 1 y 2 €/kg obtenido mediante la reforma de gas natural (FER23; CAD25). Por ello, para alcanzar la competitividad en el mercado se requiere una reducción de costes de los electrolizadores, un desarrollo de las infraestructuras de almacenamiento y transporte y de un marco regulatorio que promueva las inversiones.

1.5. Justificación del trabajo

Tras la descripción de la situación actual del sector energético, caracterizado por la creación de proyectos de hidrógeno verde en una etapa inicial con incertidumbres tanto técnicas como económicas se necesita la creación de estudios técnicos y económicos que evalúen la viabilidad de las instalaciones de hidrógeno verde. Además, la mayoría de los análisis existentes parten de una única configuración y abordan el análisis técnico o económico separados por ello existe un valor añadido en el trabajo al comparar distintas configuraciones de diseño e integrar ambos análisis bajo una metodología común y replicable.

El presente Trabajo Fin de Grado responde a esta necesidad, proporcionando un análisis técnico-económico comparativo de un parque de hidrógeno verde. Una instalación

integrada que abarca la generación de energía renovable (solar fotovoltaica y/o eólica), el sistema de electrólisis, los equipos auxiliares de compresión y almacenamiento, y las infraestructuras de acondicionamiento del hidrógeno producido. El estudio se plantea desde la perspectiva de la ingeniería industrial, combinando el dimensionamiento técnico de las instalaciones con la evaluación económica de cada alternativa, para concluir con la selección de la configuración óptima mediante un análisis multicriterio con ponderación.

1.6. Objetivos del trabajo

El objetivo general de este Trabajo Fin de Grado es realizar un análisis técnico-económico completo de un parque de hidrógeno verde, con la evaluación y comparación de las distintas alternativas de configuración tanto de fuentes renovables como de electrolizadores para identificar la solución óptima desde los puntos de vista técnico y económico, además de maximizar la rentabilidad. Se van a realizar las siguientes acciones para cumplir el objetivo del trabajo.

En primer lugar, se revisa el estado del arte de las tecnologías de producción de hidrógeno verde, incluyendo las principales tecnologías de electrólisis (AEL, PEM y SOEC, aunque posteriormente solo se contemplan para comparación la alcalina y PEM por su madurez frente a SOEC), las fuentes de energía renovable asociadas y los sistemas de almacenamiento disponibles.

En segundo lugar, se define un caso de estudio concreto, seleccionando una ubicación geográfica, con la posterior obtención las condiciones de contorno de la ubicación elegida, la hipótesis de demanda de hidrógeno objetivo y los criterios de evaluación que guiarán la comparación.

En tercer lugar, se plantean y dimensionan técnicamente al menos tres alternativas de diseño del parque, combinando diferentes fuentes de generación renovable con distintas tecnologías de electrólisis.

En cuarto lugar, se realiza el análisis técnico de cada alternativa, evaluando indicadores como la producción anual de hidrógeno, el rendimiento global, el factor de capacidad, el consumo eléctrico específico y la flexibilidad operativa.

En quinto lugar, se desarrolla el análisis económico de cada alternativa, estimando el CAPEX, el OPEX, el coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH) y los indicadores de rentabilidad (VAN, TIR y payback).

En sexto lugar, se comparan las alternativas de forma sistemática mediante un análisis multicriterio que integre los resultados técnicos y económicos, y se selecciona y justifica la alternativa óptima.

Por último, se incluyen las líneas futuras del proyecto estableciendo los siguientes pasos para mejorar la rentabilidad y el compromiso con la descarbonización de la planta y para cubrir limitaciones actuales del proyecto.

Capítulo 2 Fundamentos teóricos y estado del arte

2.1. El hidrógeno: propiedades fisicoquímicas

El hidrógeno es el elemento más ligero y abundante del universo, en condiciones estándar el hidrógeno es un gas diatómico ya que la molécula del hidrógeno siempre viene compuesta por dos átomos, también en estas mismas condiciones es incoloro, inodoro e insípido. Las moléculas de hidrógeno no se encuentran libres en la naturaleza, siempre deben de obtenerse a partir de otros compuestos como podrían ser el agua (H2O) o gases en la atmósfera como el metano (CH4). Otro punto con gran relevancia para este estudio es que el hidrógeno no es una fuente primaria, ya que como se ha comentado previamente no se encuentra en la naturaleza listo para utilizarse sin necesidad de un procesamiento previo, en cambio es un vector energético ya que es una sustancia que almacena energía proveniente de una fuente primaria, es transportable y tiene un uso flexible.

2.1.1. Propiedades físicas generales

En este apartado se mostrarán las propiedades físicas generales del hidrógeno, como se ha comentado previamente el hidrógeno es la sustancia más ligera del universo, con un número atómico de una unidad, la molécula de hidrógeno (H2) cuenta con una masa molar de 2,016 gramos por mol, que comparada con otros elementos abundantes en la tierra como la molécula del oxígeno que tiene una masa molar de 32 gramos por mol confirma que es una masa molar muy baja. Además, el hidrógeno cuenta con una densidad muy baja (0,0899g/L), que comparada con el oxígeno (1,429 g/L) es del orden de 16 veces menor, si este factor se lo sumamos a la masa molar se puede confirmar que el hidrógeno ocupa un gran volumen a presión atmosférica, lo que va a tener un impacto directo en el coste de producción ya que añadirá el coste de compra de compresores o sistemas de licuefacción para su almacenamiento en el parque además de la energía necesaria para realizar la compresión.

Otra propiedad del hidrógeno que tendrá impacto en el estudio económico del parque son las extremadamente bajas temperaturas de fusión y ebullición (-259 ºC y -253 ºC) (SYN22), el impacto será directo sobre la elección de la tecnología de almacenamiento

en el caso de elección de almacenamiento líquido criogénico, los detalles del almacenamiento se comentan en profundidad en el capítulo 4.

La solubilidad del hidrógeno en agua es prácticamente nula, lo que lleva a que, tras el proceso de electrólisis, el hidrógeno quede separado del agua de forma sencilla, esto es una ventaja notable en el rendimiento del electrolizador.

A continuación, se muestra una tabla resumen de las propiedades físicas del hidrógeno:

Tabla 1. Propiedades físicas generales del hidrógeno. Fuente: ENIG_S.F.; JUN11

Propiedad	Valor	Unidad
Número atómico	1	—
Símbolo químico	H (molécula: H_2)	—
Masa molar	2,016	g/mol
Densidad (gas, 0 °C, 1 atm)	0,08988	g/L
Punto de fusión	–259,16	°C
Punto de ebullición	-252,87	°C
Presión crítica	12,97	bar
Energía de disociación del enlace H–H	436	kJ/mol
Solubilidad en agua (25 °C)	1,6	mg/L
Energía de ionización	13,6	kJ/mol

2.1.2. Propiedades energéticas

Cuando se estudia la viabilidad del hidrógeno como vector energético se llega a una dualidad, por un lado el hidrógeno tiene un PCI másico elevado (33,3 kWh/kg) lo que lo hace una gran alternativa, pero por otro lado tiene una muy baja densidad energética a presión atmosférica (0,003 kWh/L), la forma en la que se ha elegido solucionar el problema de la densidad energética es mediante un ajuste, que requerirá una inversión mayor para el parque pero a su vez permitirá la obtención de una gran cantidad de energía almacenada y preparada para transporte y distribución.

La primera opción de ajuste consiste en una compresión del hidrógeno mediante un compresor mecánico, la elección del compresor desde el punto de vista técnico y su impacto económico se explicarán en los capítulos 4 y 6.

La segunda opción de ajuste consiste en una licuefacción del hidrógeno, mediante un ciclo de Linde se refrigera el hidrógeno hasta su temperatura de licuefacción (SYN22).

A continuación, se muestra la tabla con las propiedades energéticas del hidrógeno más relevantes para el trabajo.

Tabla 2. Propiedades energéticas del hidrógeno. Fuente: LLE11

Propiedad	Valor	Unidad
Poder calorífico superior (PCS)	141,86	MJ/kg
Poder calorífico inferior (PCI)	119,3	MJ/kg
PCI (en kWh)	33,3	kWh/kg
PCI volumétrico (gas, 1 atm)	0,003	kWh/L
PCI volumétrico (350 bar)	0,78	kWh/L
PCI volumétrico (700 bar)	1,34	kWh/L
PCI volumétrico (líquido)	2,36	kWh/L

2.1.3. Equivalencias energéticas con otros combustibles

Para poder tener una visión real y práctica del potencial del hidrógeno como vector energético en este apartado se va a comparar con la gasolina que es actualmente el combustible de referencia para el transporte ligero y además uno de los combustibles más reconocidos en el mundo actual, ha de hacerse énfasis en que esta comparación es únicamente a nivel energético, sin comentar todos los beneficios que tiene el hidrógeno a nivel ecológico y medioambiental ya que esto se tratará en apartados posteriores.

Se puede observar en la siguiente tabla que un kilogramo de hidrógeno es equivalente a 2,78 kilogramos de gasolina, esto indica el elevado potencial energético del hidrógeno. Sin embargo, ha de tenerse en cuenta también que 1 litro de hidrógeno es equivalente a 0,268 litros de gasolina debido a su notablemente inferior densidad, lo que vuelve a mostrar que la elección del almacenamiento será una de las claves del estudio económico del parque (LLE11).

Tabla 3. Equivalencias energéticas del hidrógeno con combustibles convencionales. Fuente: LLE11

Equivalencia	Valor
1 kg H_2 - gasolina	2,78 kg
1 kg H_2 - diésel	2,80 kg
1 kg H_2 - metano	2,4 kg
1 kg H_2 - metanol	6,09 kg
1 L H_2 líquido - gasolina	0,268 L
1 L H_2 líquido - diésel	0,236 L

2.1.4. Propiedades de seguridad e inflamabilidad

En este último apartado se estudiarán los posibles efectos adversos ante un accidente en una planta de hidrógeno comparado con gas natural (CH4), en primer lugar el rango de inflamabilidad del hidrógeno (4%-74%), (DIA24), lo que esto significa es que el hidrógeno no arderá ante una fuga si la concentración en el aire se encuentra por debajo del 4% o por encima del 74% en todos los demás casos arderá, esta característica tendrá consecuencias reales directas sobre las medidas de seguridad implantadas en el parque.

La baja densidad del hidrógeno provoca que la dispersión del hidrógeno en espacios abiertos sea muy rápida, esto provoca una reducción en el riesgo en el caso de fuga, ya que el hidrógeno se elevaría casi instantáneamente a la atmósfera, provocando que la concentración fuera menor del 4% mínimo para arder.

Por último, es importante tomar en consideración la energía mínima de ignición que tiene el hidrógeno que es de 0,02 mJ es hasta 15 veces menor que la del gas natural (DIA24), esto conlleva que, a la mínima chispa, el hidrógeno empezará arder, por ello, todos los equipos que estén en zonas de contacto con hidrógeno deberán de ser antideflagrantes con certificación ATEX parte de la Directiva ATEX (ESP_S.F.), se entrará en más profundidad en las medidas de seguridad en el capítulo 3.

2.1.5. Síntesis de las propiedades relevantes para el TFG

Todas las propiedades enunciadas y explicadas en los apartados anteriores tendrán un impacto real sobre las decisiones en el diseño del parque de hidrógeno verde. El elevado PCI del hidrógeno es más del triple que el de la gasolina lo que muestra la ventaja de utilizar el hidrógeno como alternativa a los combustibles fósiles.

Uno de los aspectos económicos más importantes a investigar es el coste de sistemas para la compresión o licuefacción para poder tener un almacenamiento viable en el parque, esto es resultado de la baja densidad del hidrógeno a presión atmosférica, este coste se comentará en el capítulo 4.

Respecto a las medidas de seguridad a tomar en consideración, dos factores clave son la baja energía mínima de ignición y su gran rango de inflamabilidad, estos factores

provocan la obligación de incluir zonas ATEX para las zonas de trabajo con equipos antideflagrantes, y unos sistemas de detección de hidrógeno y de ventilación, todas estas medidas se van a abordar en el capítulo 3.

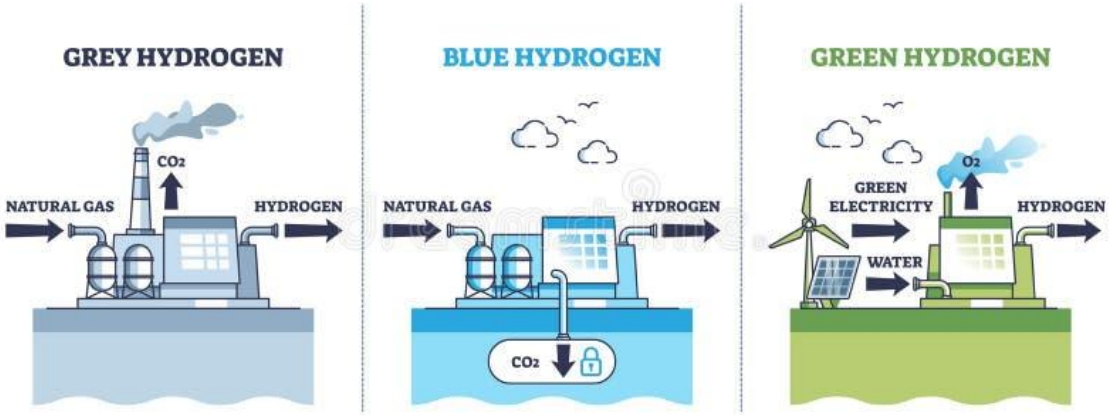
Por último, las medidas de obtención de energía a partir de la electrólisis y de almacenamiento se abordarán en los apartados 2.3 y 2.5 respectivamente.

2.2. Métodos de producción de hidrógeno

En la actualidad se producen cerca de 100 millones de toneladas de hidrógeno anualmente en el mundo, más del 95% de esta producción proviene de combustibles fósiles. En concreto en España el 99% del hidrógeno consumido es hidrógeno gris (IEA25; PRTR_S.F.).

Para diferenciar los métodos de obtención y el impacto ambiental del hidrógeno se utiliza una clasificación por colores, en este apartado se explican los tres principales, el gris, azul y verde.

Figura 2-1. Esquema comparativo de los principios de la energía de hidrógeno gris, azul o verde.



2.2.1. Hidrógeno gris (reformado de gas natural)

El hidrógeno gris es aquel producido a partir de combustibles fósiles, sin captura ni almacenamiento de dióxido de carbono.

El reformado de gas natural consiste en un proceso donde el metano se convierte en hidrógeno y en dióxido de carbono.

El método de reformado con vapor (SMR) consiste en mezclar el gas natural con vapor de agua, someter la mezcla a unas temperaturas de entre 700ºC y 1000ºC en presencia de un catalizador (NUE24), siendo el óxido de níquel (Ni) el más habitual. Se produce la siguiente reacción:

$$CH4 + H2O \rightarrow CO + 3H2$$

Tras esto, ocurre una segunda reacción conocida como WGS (Water-Gas Shift) dónde el monóxido de carbono residual de la anterior reacción se convierte en dióxido de carbono y en más hidrógeno.

$$CO + H2O \rightarrow CO2 + H2$$

Finalmente, el hidrógeno se purifica mediante la adsorción por oscilación de presión (PSA), esto consiste en la separación del hidrógeno del dióxido de carbono a partir de la unión de las moléculas de hidrógeno a un material adsorbente, en este caso los materiales pueden ser Zeolitas (5A, LSX), que adsorben tanto monóxido de carbono como dióxido de carbono (JAL26).

El proceso completo tiene una eficiencia de entre el 74% y el 85% (NIK17), esto nos lleva a un coste de entre 1-2 euros por kilogramo de hidrógeno gris (FER23), es importante destacar que en términos económicos es el más barato de los hidrógenos que se van a comentar en el trabajo. Las emisiones de CO2 por cada kilogramo de hidrógeno gris producido son de en torno a 9-12 kilogramos (DIA24). Este coste será la referencia con la que se va a comparar la producción de hidrógeno verde del parque diseñado en este trabajo, tomando en consideración las subvenciones y el precio del CO2 para analizar la viabilidad del proyecto.

2.2.2. Hidrógeno azul (reformado con captura de CO_2)

El hidrógeno azul se produce de manera similar al hidrógeno gris con la diferencia de que se añade una etapa de captura y almacenamiento de carbono (CCS), lo que lo vuelve un proceso más sostenible desde el punto de vista medioambiental. Para determinar la intensidad de captura del carbono hay variables a tomar en consideración como son la tasa de captura, las fugas de metano y también el almacenamiento del carbono a largo plazo y sus limitaciones. Existen casos en los que la producción de hidrógeno azul es prácticamente igual en términos medioambientales que la producción de hidrógeno gris (SYL26).

La tasa de captura es un proceso por el cual se realiza una absorción química del carbono mediante el uso de aminas, después se realiza una compresión del CO2 hasta una presión de 110 bares de presión a través de un motor eléctrico, tras esto se transporta y se almacena en formaciones profundas como podría ser un yacimiento de petróleo (API22).

La tasa de captura puede variar, pero se estima que es de aproximadamente el 90% (DIA24), por lo que en teoría las emisiones de CO2 por kilogramo de hidrógeno disminuyen al kilogramo aproximadamente en el proceso de reformado, cabe destacar que muchas veces estos porcentajes no se cumplen debido a que no se tienen en cuenta las emisiones de combustión durante el proceso de reformado de vapor, dónde debido a las altas temperaturas de la cámara parte del metano se quema en vez de transformarse en hidrógeno. Además, el transporte y almacenamiento también tienen sus emisiones propias.

El precio final del kilogramo de hidrógeno se eleva a entre aproximadamente 1,7 y 4,3 euros (LOP23), ya que entra en el proceso la necesidad de alimentar con energía eléctrica para la compresión del carbono, otra limitación del proceso es la disponibilidad de un lugar para el almacenamiento del carbono, que limita la geografía en la que se puede implementar una planta de hidrógeno azul.

El hidrógeno azul se postula como la solución intermedia, pero mantiene la dependencia en los combustibles fósiles y su precio es mayor que el hidrógeno gris por lo que no se va a analizar como alternativa, pero si se ha mencionado al ser una referencia relevante de transición entre el hidrógeno verde y el hidrógeno gris.

2.2.3. Hidrógeno verde (electrólisis con energías renovables)

El hidrógeno verde se diferencia de los dos previamente mencionados en que el proceso es renovable de principio a fin, ya que la electricidad utilizada para el proceso de electrólisis proviene siempre de una fuente renovable.

En el electrolizador entra agua desionizada y electricidad, y sale hidrógeno con una alta pureza y oxígeno que se puede aprovechar. No hay emisiones de dióxido de carbono a diferencia de los procesos previos. El consumo eléctrico específico actual es de aproximadamente 45 kWh por cada kilogramo de hidrógeno verde para electrolizadores alcalinos, con una eficiencia que varía entre el 80-90 % (en condiciones ideales) dependiendo de la tecnología. Las tecnologías de electrólisis se comentarán en profundidad en el capítulo 4, para posteriormente valorarlas y realizar la elección para el parque. (NUE24)

El bajo consumo de agua desionizada es otro factor a tener en cuenta ya que para producir un kilogramo de hidrógeno se necesitan 10 litros de agua, mientras que en el proceso del hidrógeno gris necesita 23,5 litros de agua desionizada (IBERDIF_S.F.). El primer índice del hidrógeno verde sacado en España en el año 2025 lo fijó en un precio de 6,22 euros por kilogramo de hidrógeno verde (MIB25). Además, hay informes que apuntan a que en el año 2030 la operación de una planta de hidrógeno verde puede llegar a ser hasta un 18% más barato que operar una planta de hidrógeno gris (LOP23).

Esta tecnología va a ser el eje central del trabajo, las tecnologías encargadas de materializar la obtención de hidrógeno verde se comentarán en más detalle en el apartado 2.3, después en el capítulo 4 se estudiarán las distintas alternativas de fuentes renovables para el parque, todo esto se verá reflejado en el análisis económico para evaluar el coste de cada alternativa y posteriormente realizar la elección basada en un análisis multicriterio ponderado.

Resumiendo lo comentado a lo largo del apartado, el hidrógeno gris es la tecnología más barata, pero a su vez la más contaminante lo que choca con las propuestas promovidas por la unión europea de conseguir una reducción a cero de las emisiones contaminantes. El hidrógeno azul reduce las emisiones, pero mantiene la dependencia fósil como el hidrógeno gris además de requerir una infraestructura CAC para el almacenamiento de los excedentes de carbono provenientes del proceso de creación de hidrógeno.

El hidrógeno verde es la única tecnología completamente alineada con la descarbonización completa que se está buscando en la actualidad, aunque cuenta con el inconveniente del alto coste de producción, aun así, con la tendencia de costes y las nuevas regulaciones y subvenciones se favorece a la convergencia hacia esta nueva tecnología, por ello este trabajo va a estudiar esta opción buscando las mejores alternativas.

2.3. Tecnologías de electrólisis

La electrólisis es el proceso por el cual mediante la introducción de una corriente eléctrica continua se descomponen moléculas de agua en O2 que corresponde al ánodo y en H2 que corresponde al cátodo. Este proceso va a ser la parte más importante del parque de hidrógeno verde (IRE20).

El hidrógeno molecular (H_2) no existe de forma libre en la naturaleza y debe obtenerse a partir de compuestos que lo contienen, siendo el agua (H_2O) la fuente más abundante y limpia disponible. La electrólisis del agua es el proceso electroquímico mediante el cual una corriente eléctrica continua aporta la energía necesaria para romper el enlace covalente de la molécula de agua y descomponerla en sus elementos constituyentes:

hidrógeno (H_2) en el cátodo y oxígeno (O_2) en el ánodo como se ha comentado previamente. La reacción global es:

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$$

La celda electrolítica básica está formada por dos electrodos metálicos (cátodo y ánodo) en contacto con un electrolito, que es el medio conductor iónico que permite el transporte de carga entre ambos electrodos. La naturaleza de ese electrolito es precisamente lo que diferencia las tres tecnologías principales (AEL, PEM y SOEC), que se describen en los apartados siguientes.

Para que la reacción de electrólisis tenga lugar, es necesario aplicar una diferencia de potencial mínima entre los electrodos. Desde el punto de vista termodinámico, la energía mínima necesaria para descomponer el agua a 25 °C y 1 atm equivale a una variación de energía libre de Gibbs de $\Delta G = 237{,}1$ kJ/mol, lo que corresponde a un voltaje reversible o termodinámico de:

$$\text{Voltaje reversible} = \frac{\Delta G}{n * F} = \frac{237{,}1}{2 * 96{,}485} = 1{,}23\ \text{V}$$

donde $n = 2$ corresponde al número de electrones transferidos por molécula de H_2 producida y $F = 96{,}485$ C/mol es la constante de Faraday.

La reacción también tiene una componente entrópica, la energía total necesaria para descomponer el agua es la entalpía de reacción $\Delta H = 285{,}8$ kJ/mol. El voltaje termoneutral, en el que la celda opera ni necesita ni genera calor, se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\text{Voltaje termoneutro} = \frac{\Delta H}{n * F} = \frac{285{,}8}{2 * 96{,}485} = 1{,}48\ \text{V}$$

En la práctica, los electrolizadores reales operan a voltajes superiores al termoneutral, típicamente entre 1,4 y 2,1 V por celda (AWO22), debido a la sobretensión de activación en los electrodos (energía extra necesaria para iniciar las reacciones en cátodo y ánodo) y la sobretensión óhmica por la resistencia eléctrica del electrolito y los componentes.

Cuanto mayor es el voltaje real de operación respecto al termoneutral, mayor es la cantidad de energía que se disipa en forma de calor y menor es la eficiencia del proceso.

La eficiencia eléctrica del electrolizador se define habitualmente en base al poder calorífico inferior del hidrógeno (LHV = 33,3 kWh/kg o 241,8 kJ/mol):

$$n_{LHV} = \frac{\text{Volt. tn}}{V_{op}} * 100 = \frac{1{,}48}{1{,}8} * 100 = 82\%$$

Dado que el consumo eléctrico específico es el inverso de la eficiencia, los electrolizadores actuales de tipo alcalino y PEM consumen entre 45 y 50 kWh por kilogramo de H_2 producido.

La cantidad de hidrógeno producida en el cátodo es directamente proporcional a la carga eléctrica que circula por la celda, según la primera ley de Faraday:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{I * t * M_{H_2}}{n * F}$$

Dónde I corresponde a la intensidad de corriente en amperios, t al tiempo en segundos, M_H_2 = 2,016 g/mol a la masa molar del hidrógeno y n = 2 a los electrones transferidos.

En términos de producción másica por unidad de tiempo (kg/h), y teniendo en cuenta la eficiencia de Faraday, la expresión queda:

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{I * 3.600 * M_{H_2} * \eta_F}{n * F * 1.000}$$

Mediante la definición de un caudal de hidrógeno objetivo (en kg/h o kg/día), se permite calcular la intensidad de corriente necesaria y, a partir de ella, la potencia eléctrica del electrolizador (Potencia = Voltaje de operación * Intensidad por las celdas * Número de celdas), lo que conecta directamente con el tamaño de la instalación renovable. En el proyecto actual no se va a definir la potencia mediante este método debido a que se va a definir inicialmente la potencia del electrolizador basado en referencias de proyectos actuales reales para a partir de la potencia, del número de horas en funcionamiento y del consumo específico obtener la cantidad de hidrógeno producido.

En la actualidad existen tres tecnologías principales que están en distinto grado de madurez, estas son los electrolizadores de alcalina (AEL), de membrana polimérica (PEM) y de óxido sólido (SOEC). Para las tecnologías más maduras los electrolizadores consumen en torno a 45 kWh por cada kilogramo de hidrógeno producido (NUE24).

En la siguiente tabla se muestran las semirreacciones electroquímicas que se producen en ánodo (positivo) y cátodo (negativo) dentro de los electrolizadores según su tecnología.

Tabla 4. Semirreacciones electroquímicas en cátodo y ánodo según tecnología. Fuente: IRE20

Tecnología	Cátodo (–)	Ánodo (+)
Alcalina (AEL)	$4H_2O + 4e^- \rightarrow 2H_2 + 4OH^-$	$4OH^- \rightarrow O_2 + 2H_2O + 4e^-$
PEM	$4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2$	$2H_2O \rightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^-$
SOEC	$2H_2O + 4e^- \rightarrow 2H_2 + 2O^{2-}$	$2O^{2-} \rightarrow O_2 + 4e^-$

2.3.1. Electrólisis alcalina (AEL)

El proceso de un electrolizador alcalino consiste en dos electrodos de níquel se sumergen en una disolución de agua e hidróxido potásico al 30-35%, el electrolizador está dividido por una membrana porosa hecha de Zirfon, el proceso opera a una temperatura de 60-65%, a una presión menor de 30 bares y obtiene un hidrógeno con una pureza del 99,5%. Esta tecnología supuso un 75% de la capacidad de fabricación mundial de electrolizadores (ENAO25).

Figura 2-2. Esquema general de electrolizador alcalino.



FUENTE: Sustainable Fuel Technologies Handbook., London: Dutta S, Hussain CM. Academic Press, 2021

La tecnología alcalina es la más madura ya que lleva un total de 100 años desarrollándose y cuenta con un TRL de 9-10, que es un medidor de la madurez de una tecnología siendo la menos madura (experimental) TRL 1 y la más madura TRL 10. Otra de las grandes ventajas de esta tecnología es su robustez, su vida útil es de en torno a las 90.000, y además tienen unos costes de capital reducidos frente a otras alternativas, lo que va a ser de gran importancia de cara al análisis económico del parque (ENAO25).

Las desventajas de los electrolizadores alcalinos son su eficiencia típica de planta del 60-65% y su menor flexibilidad a las fluctuaciones rápidas de electricidad que sufren las centrales eólicas y solares ya que su respuesta dinámica es lenta (minutos) (ENAO25), esto será también un factor a tener en cuenta en la búsqueda de la combinación óptima entre electrolizador y fuente de energía renovable.

El electrolizador alcalino es parte de la tecnología dimensionada del capítulo 4. Su larga vida útil y ventaja económica debida al menor CAPEX convierten esta alternativa como una gran opción cuando la fuente renovable tiene una producción estable y no requiere una respuesta dinámica instantánea, la baja pureza del hidrógeno en comparación con los demás electrolizadores puede llevar a requerir una etapa adicional de purificación.

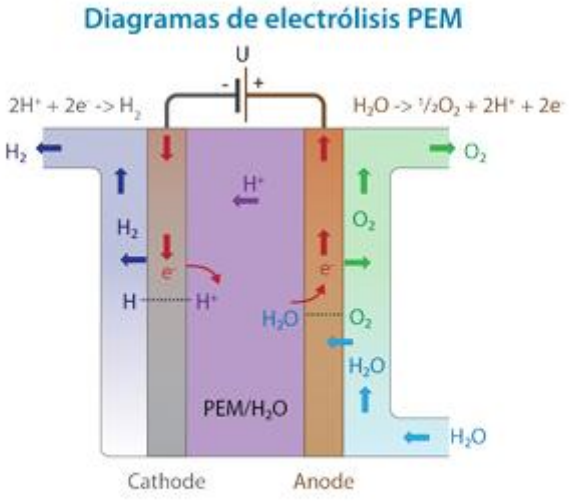
2.3.2. Electrólisis de membrana polimérica (PEM)

La electrólisis de membrana polimérica (PEM) se caracteriza por la existencia de un electrolito formado por una membrana conductora de protones hecha de ácido perfluorosulfónico que permite el intercambio de protones, pero retiene tanto gases como electrones. Es una tecnología madura con un índice de 9 en la escala de TRL y con la limitación de una reducida vida útil debido al medio ácido con el que trabaja. (ENAO25).

Se inyecta agua en el electrolizador, dentro del ánodo, después de alimentar con corriente continua, se divide en oxígeno, protones y electrones, y los protones pasan a través de la membrana al cátodo. Posteriormente los electrones circulan por un circuito externo y se juntan con los protones en el cátodo. El proceso ocurre a una temperatura baja y una presión de 30-70 bares (ENAO25), lo que reduce la energía necesaria para la compresión frente a la alternativa alcalina, esto es un gran punto a favor de esta tecnología ya que la compresión es una de las operaciones con un consumo significativo dentro de una planta de hidrógeno verde.

Ambos catalizadores en el electrolizador PEM son metales nobles, en el ánodo es óxido de iridio y en el cátodo es platino, esto eleva el precio del electrolizador, pero añade las ventajas de permitir una alta densidad de corriente. (ALC22).

Figura 2-3. Diagrama de electrolizador PEM



FUENTE: Journal of Power and Energy Engineering, vol. 5, pp. 34-49, 2017

Produce un hidrógeno con una pureza >99,99% y con su eficiencia actual sus rangos de producción varían entre el 60-70% (PCI) (ENAO25), respecto a la producción total mundial, los electrolizadores PEM se sitúan en torno al 22% de la producción mundial (ENAO25). El consumo de electricidad es de 50-57 KWh/kg de H_2, El coste de inversión del electrolizador PEM en Europa en 2025 se sitúa en aproximadamente 2.196 €/kW de potencia instalada (GLO26).

Esta tecnología de electrólisis se somete a comparación con la tecnología AEL para decidir la tecnología dimensionada para el proyecto.

También se valorarán sus desventajas como la necesidad de uso de metales nobles y el coste actual superior al electrolizador alcalino, y su impacto sobre el proyecto.

2.3.3. Electrólisis de óxido sólido (SOEC)

El electrolizador de óxido sólido (SOEC) está formado por una cerámica de circona estabilizada mediante óxido de ytrio, esta cerámica conduce iones de oxígeno (O2-) a una temperatura de 800 ºC (ENAO25), esto provoca que la reacción ocurra con mayor facilidad y con una menor aportación de electricidad, ya que parte de la energía es aportada directamente por el calor del interior del electrolizador.

La eficiencia energética de esta tecnología es mayor del 80% (PCI), produce un hidrógeno de alta pureza y con una eficiencia de consumo sobre el PCI del hidrógeno del 80% aproximadamente. El CAPEX de un electrolizador SOEC no cuenta con un precio fijo al no encontrarse en una etapa de madurez como para haber sido usado a nivel industrial (ENAO25, FRA25).

La tecnología SOEC es experimental en la actualidad con un índice de 6 a 8 en la escala de TRL, tiene una vida útil próxima a las 20.000 horas (ENAO25), y una de sus grandes desventajas es la alta temperatura de su proceso por el que necesita tiempo para el arranque en frío lo que imposibilita el seguimiento de arranque y parada típicos de las fuentes de energía renovables (FRA25).

Los electrolizadores SOEC no se van a contemplar como alternativa para el parque de hidrógeno verde debido a su baja madurez y su incompatibilidad en la actualidad con las operaciones con fuentes renovables. Aun así, se ha querido incluir en el estado del arte debido a que es una alternativa que podría ser relevante en líneas futuras, una vez hubiera una mayor madurez.

2.3.4. Comparativa de tecnologías

En este apartado se analizan las dos tecnologías de electrólisis consideradas para el proyecto, con una presentación en formato de tabla de sus propiedades técnicas más relevantes y una posterior comparación con el fin de elegir aquella más beneficiosa para el proyecto. La elección varía según el tamaño del proyecto, el uso del hidrógeno obtenido, y el riesgo tecnológico.

Tabla 5. Comparativa entre tecnología AEL y PEM. Fuentes: FRA25, ENAO25

Indicador	Alcalino (AEL)	Membrana Polimérica (PEM)
Madurez de la tecnología (TRL)	10	9
Flexibilidad frente a variaciones de carga	Baja (minutos)	Alta (segundos)
Vida útil	Alta (90.000 h)	Media (60.000-80.000 h)
Eficiencia	60-65%	60-70%
CAPEX	Bajo	Alto

Analizando los indicadores técnicos y económicos mostrados en la tabla se procede con la comparación.

Ambas tecnologías de electrólisis cuentan con un índice de madurez alto, ambas están comercializadas y su uso en la industria es una realidad frente a otras alternativas que se encuentran en una fase de desarrollo, la electrólisis alcalina cuenta con una madurez ligeramente mayor al ser la tecnología que más tiempo lleva utilizándose en la industria, por ello para el proyecto este indicador es favorable para la tecnología alcalina debido a que una mayor madurez es favorable para minimizar el riesgo del proyecto.

En términos de eficiencia ambas tecnologías cuentan con un rango efectivo de eficiencia prácticamente igual, con un límite inferior igual y un límite superior ligeramente favorable para la tecnología de membrana polimérica.

La flexibilidad es una de las ventajas de la electrólisis de membrana polimérica frente a la alcalina, frente a variaciones de carga la tecnología PEM es capaz de realizar una variación de forma más rápida que la alcalina, en términos de proyecto este indicador no afecta debido a las condiciones definidas en el capítulo 4 de continuidad de servicio con complemento de energía de red.

Respecto a los factores económicos, que van a ser los más importantes en la viabilidad del proyecto, la tecnología alcalina es mejor que la tecnología de membrana polimérica al utilizar materiales de menor coste (níquel) frente a los metales preciosos que utiliza la tecnología PEM, por ello el CAPEX de la tecnología alcalina es mejor. Además, otro factor técnico con impacto directo en la viabilidad económica del proyecto es la vida útil de los electrolizadores, siendo mayor la vida útil de la tecnología alcalina con 90.000 horas de vida útil frente a las 60.000 – 80.000 horas de la PEM, esto tiene un impacto directo sobre la viabilidad del proyecto al posiblemente ser necesaria una reposición del stack mayor en el caso de PEM comparado con el alcalino, con el coste que conlleva ese reemplazo (FRA25).

Analizando la comparación previa se toma la elección de utilizar un electrolizador alcalino en la planta de hidrógeno verde, tomando como factores con mayor peso el nivel de madurez de la tecnología para minimizar riesgos para los inversores, el menor CAPEX de la tecnología alcalina y su mayor vida útil que impacta de forma directa en el análisis económico llevado a cabo en el capítulo 6.

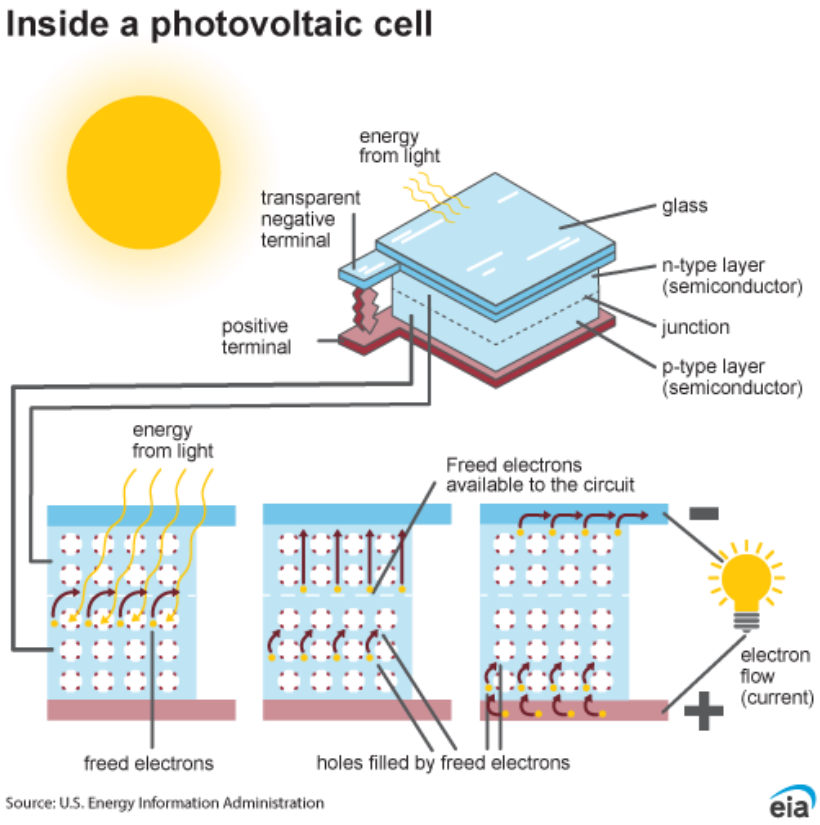
2.4. Energías renovables asociadas a la producción de hidrógeno verde

En el diseño propuesto, la elección de la fuente renovable determina la fracción de electricidad propia frente a la adquirida de la red, lo que condiciona directamente el coste eléctrico total y, por tanto, el Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) de cada alternativa. En este apartado se van a analizar las tres opciones que se van a comparar en el capítulo 4, la solar fotovoltaica, la eólica terrestre y un sistema híbrido de ambas. Se han elegido estas opciones teniendo en cuenta que España tiene un recurso magnífico siendo el segundo país europeo en generación de origen eólico y solar (REE26).

2.4.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica funciona mediante el principio fotovoltaico, mediante el cual la luz solar es convertida en electricidad mediante las células fotovoltaicas. Las células fotovoltaicas, que normalmente están formada por dos capas una con exceso de electrones y la otra con déficit de electrones, reciben los fotones de la luz solar, estos fotones contienen energía suficiente para romper los enlaces de silicio creando una combinación de electrón libre (e-) y un hueco (h+) ; entre las dos capas de silicio hay un campo eléctrico interno, las uniones de electrón-hueco son empujadas por separado hacia cada una de las capas, los electrones son empujados hacia la capa con exceso de electrones y los huecos son empujados hacia la capa de déficit de electrones. Estos electrones salen por un contacto metálico y recorren el circuito, este movimiento de electrones corresponde a la corriente eléctrica, y conectando un gran número de células en serie o en paralelo se obtiene la potencia deseada. La eficiencia de un panel monocristalino se encuentra en el rango del 15-22% (SUN25).

Figura 2-4. Explicación de los paneles solares



La producción total de energía solar fotovoltaica en España es la siguiente (REE26):

- Potencia instalada peninsular: 40.952 MW.
- Producción de energía: 50.188 GWh.
- Participación en la generación eléctrica total: 18,4%.

La energía solar fotovoltaica fue la segunda fuente del mix español en el año 2025.

Para la evaluación del recurso solar fotovoltaico es clave el índice de irrandiancia global horizontal (GHI), que es la irradiancia solar total incidente sobre una superficie horizontal, compuesta por la irradiancia directa proyectada sobre el plano horizontal y la irradiancia difusa.

$$GHI = DNI * \cos(\theta z) + DHI$$

- DNI = Direct Normal Irradiance
- DHI = DIffuse Horizontal Irradiance
- Θz = Ángulo cenital solar.

España recibe entre 1.200-2.100kWh por m_2 anuales de irradiancia global horizontal (PVMM26); otro medidor clave en la viabilidad de la energía fotovoltaica es el coste nivelado de la energía (LCOE), en Europa este indicador se sitúa entre 25 y 45 €/MWh (PVMC26).

Un punto en contra de esta energía con relación a la producción de hidrógeno es su perfil estrictamente diurno, además de su alta dependencia en la estación del año, todo esto reduce el factor de capacidad del electrolizador.

Esta energía es la utilizada en la Alternativa A, su bajo LCOE la hace atractiva en el entorno español, mientras que el bajo factor de capacidad del electrolizador eleva el LOCH y en consecuencia el CAPEX del electrolizador al tener un menor tiempo de producción anual y por ello una amortización en menos tiempo. La ubicación del parque en una zona del sur de España, con un gran GHI, es clave para el aprovechamiento del sol.

2.4.2. Energía eólica

La energía eólica aprovecha la energía cinética del viento, que hace girar las palas de una turbina a una velocidad pequeña, esta pequeña velocidad (7-12 rpm) se incrementa mediante una multiplicadora a valores superiores a 1.500 rpm (IBEA_S.F.), esta alta velocidad de rotación (energía mecánica) es la que se transforma en energía eléctrica

mediante el uso de un generador. Posteriormente se conduce esta energía eléctrica a una subestación dónde es transformada a tensión de red, por último, se conecta a la red.

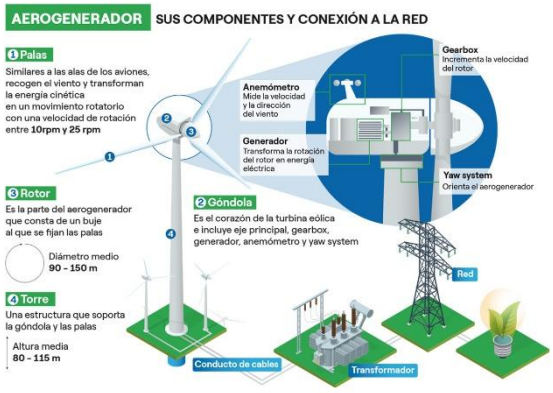
La potencia a través del viento se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * Cp$$

- ρ = Densidad del aire (kg/m^3)
- A = Área barrida por el rotor (m^2)
- v = Velocidad del viento (m/s)
- Cp = Coeficiente de potencia del aerogenerador

Existe un límite teórico de conversión de energía según la ley de Betz, dónde solo el 59,3% de energía eólica se puede convertir a energía mecánica. Las turbinas modernas on-shore tienen potencias de 3,4 y 5,5 MW. El factor de capacidad de esta tecnología es de 33-39% (en horas anuales) (CRO26).

Figura 2-5. Partes principales de un aerogenerador.



En el año 2025 la energía eólica supuso un 21,6% del mix energético español, por tercer año consecutivo es la primera tecnología de generación del país. Los datos de potencia eólica en España en 2025 son los siguientes (REE26):

- Potencia instalada: 33,274 GW.
- Producción eléctrica: 58,801 TWh.

La gran ventaja de la energía eólica frente a la energía solar es la continuidad de servicio en la estación de invierno y durante la noche.

Esta fuente de energía es la elegida para la Alternativa B, su continuidad permite un factor de capacidad mayor del electrolizador, del 30-45%, lo cual reduce el coste de la energía de la red con respecto a la alternativa A, el LCOE de la eólica es un poco mayor que el de la solar fotovoltaica, aunque esta diferencia queda compensada con la mayor cantidad de horas de producción de la eólica. Para el proyecto se estudiará la opción on-shore ya que la off-shore todavía no está muy desarrollada en España.

2.4.3. Sistemas híbridos solar-eólico

El sistema híbrido solar-eólico consiste en una combinación de paneles fotovoltaicos y aerogeneradores que luego vierten su potencia generada al electrolizador del parque de hidrógeno verde. La gran ventaja de este sistema es la complementariedad de servicio, para las épocas del año con una gran radiación solar, como la estación de verano, la parte solar se encarga de generar mientras que en la noche o en estaciones frías como el invierno, es la parte eólica la que se encarga de la generación de potencia eléctrica. Esto eleva el factor de capacidad del electrolizador.

Aquellos emplazamientos que cuentan con una gran complementariedad eólica-solar presentan un coste nivelado del hidrógeno (LOCH) sustancialmente menor. La implementación de este sistema requiere de un sistema de gestión de energía (EMS) que decide con que fuente renovable se alimenta al electrolizador en cada momento, además de la cantidad con la que se alimenta al electrolizador, tomando en cuenta el almacenamiento del hidrógeno y la producción renovable disponible. Los dispositivos EMS de gestión inteligente modernos se adaptan a patrones de consumo con el tiempo mejorando los resultados de la planta.

El sistema híbrido se va a estudiar en la alternativa C, es la configuración más compleja de las propuestas en cuanto a diseño y control, pero es la que potencialmente produce hidrógeno a menor coste gracias a la mejora en la energía renovable generada. El dimensionamiento del coeficiente del índice de capacidad FV/eólica será uno de los parámetros de diseño claves en el capítulo 4, se tomará el análisis de complementariedad en la localización elegida como punto de partida para el cálculo del índice.

La elección de la fuente renovable está ligada a la elección de la ubicación del parque, con el recurso natural disponible, y de la tecnología de electrolizador elegida, con la flexibilidad de respuesta de cada tipo de electrolizador. En el trabajo la selección de la ubicación y el análisis del recurso disponible asociado se llevará a cabo en el apartado 2 del capítulo 3, y el dimensionamiento de las alternativas en el capítulo 4.

2.5. Almacenamiento del hidrógeno

En esta sección se documenta en detalle todo lo relevante acerca del almacenamiento del proyecto, el almacenamiento es uno de los eslabones de mayor importancia dentro de la cadena de producción del hidrógeno, a diferencia de la electricidad, el hidrógeno cuenta con la capacidad de almacenamiento durante un período prolongado de tiempo, esta característica lo convierte en un activo idóneo en la gestión de la intermitencia de las fuentes renovables.

El principal reto relacionado con el almacenamiento es la baja densidad volumétrica a presión atmosférica, 1 kilogramo de hidrógeno ocupa 11 m^3 a una atmósfera lo que obliga a la planta a comprimirlo, licuarlo o transformarlo en portadores químicos, los métodos principales se detallan en las siguientes secciones.

2.5.1. Almacenamiento en estado gaseoso comprimido

El almacenamiento en estado gaseoso es la tecnología más madura de las alternativas utilizadas de almacenamiento de hidrógeno, además de la más utilizada en instalaciones industriales de hidrógeno.

La compresión de 1 kilogramo de hidrógeno de 1 atmósfera a 350 bares reduce su volumen de 11.000 L a 38 L (ATE25). Los tanques de almacenamiento se clasifican en cuatro tipos (ARI23):

- Tipo I: tanques de acero, hasta 200 bares de presión.
- Tipo II: tanques de acero con enrollado de fibras de vidrio o carbono impregnadas con resina epóxida, hasta 300 bares de presión.
- Tipo III: tanques de liner metálico completo (acero o aluminio) con enrollado de fibras de carbono, hasta 300 bares de presión.
- Tipo IV: tanques de liner de polímero termoplástico con enrollado de fibras de carbono, hasta 700 bares de presión.

El almacenamiento como gas comprimido es el más utilizado en la industria actualmente ya que no requiere tanto gasto energético (compresión vs licuefacción) y es una tecnología más madura.

Tomando en consideración lo mencionado previamente, para la planta del trabajo se ha elegido este tipo de almacenamiento para las tres alternativas. La capacidad de almacenamiento se ha diseñado para 2 días de producción garantizando así la continuidad de suministro de hidrógeno ante paradas por mantenimiento o paradas inesperadas. La licuefacción se incluye en el estado del arte como una alternativa real de almacenamiento que puede terminar siendo la más utilizada en el futuro.

2.5.2. Almacenamiento en estado líquido criogénico

El almacenamiento en estado líquido criogénico (LH_2) requiere del enfriamiento del hidrógeno hasta -252,8 ºC mediante el ciclo del Linde/Joule-Thompson, alcanzando una densidad de 70 kg/m^3 frente a los 23,5 kg/m^3 del gas a 350 bares, lo que lo hace más compacto (SYN22).

La energía primaria consumida para la licuefacción (eficiencia) es del 78% y el almacenamiento requiere tanques criogénicos de doble pared al vacío, que tienen un gran coste. Otro factor a tener en cuenta son las pérdidas por evaporación del hidrógeno que conllevan una gran pérdida no solo de energía para la licuefacción sino también de energía de producción de hidrógeno (SYN22).

Esta alternativa ha quedado descartada para la planta debido al alto consumo del PCI durante el proceso de licuefacción lo que elevaría el LCOH del proyecto a unos precios que volverían inviable el proyecto, independientemente de la alternativa elegida.

2.6. Aplicaciones del hidrógeno verde

El hidrógeno verde tiene un papel estratégico en sectores difíciles de descarbonizar debido a que la electrificación directa no es técnica ni económicamente viable para estos sectores.

En 2024 se generaron cerca de 100 millones de toneladas de hidrógeno a nivel mundial siendo el 99% procedente de combustibles fósiles (IEA25). La Unión Europea mediante la Directiva RED III y el marco regulatorio RFNBO (Reglamento Delegado UE 2023/1184) que define los criterios de adicionalidad, correlación temporal y geográfica necesarios para la obtención de la certificación de hidrógeno verde, está impulsando la sustitución del hidrógeno gris, procedente de combustibles fósiles, por el hidrógeno verde, siendo la sustitución actual por hidrógeno azul pero la sustitución prevista entre 2030 y 2035 por hidrógeno verde, tras la maduración y correspondiente bajada de coste de la tecnología de electrólisis (ASE26).

2.6.1. Industria: siderurgia e industria química

Los tres usos principales dónde el hidrógeno verde puede aportar valor son:

1. Siderurgia: En el proceso de reducción directa (DRI-H_2) el hidrógeno sustituye al carbón como agente reductor del hierro, provocando una disminución de emisiones de CO_2 por cada tonelada de acero producida (GNEH25).
2. Industria química: Utilizado en la síntesis del amoníaco verde por el proceso Haber-Bosch usando hidrógeno verde junto a nitrógeno y dando como resultado el amoníaco, que constituye la materia prima de los fertilizantes, también se genera metanol verde. RED III cuenta con la previsión de 5 millones de toneladas para 2030 (ASE26).

2.6.2. Sector eléctrico y almacenamiento estacional

El hidrógeno verde permite el almacenamiento temporal de energía renovable, esto conlleva que la electricidad renovable excedente se puede utilizar para la producción de hidrógeno, que se almacena y más tarde se reconvierte en electricidad mediante el uso de pilas de combustible o turbinas de gas adaptadas al hidrógeno, para aquellos períodos de escasez de energía renovable.

En España la disponibilidad de almacenamiento de larga duración tiene gran importancia debido a la variabilidad del recurso solar y eólico, tomando en consideración además un sistema objetivo del 81% de renovables en 2030 (PNIEC) (MTERD24).

2.7. Marco normativo y estratégico

El desarrollo del hidrógeno verde está respaldado por un marco normativo en rápida evolución tanto a nivel autonómico como nacional y europeo.

A nivel europeo, la Estrategia del Hidrógeno (2020) establece el marco político, mientras que los Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185 definen los criterios técnicos de producción del hidrógeno renovable (RFNBO).

A nivel nacional, la Hoja de Ruta (MTERD20) y el PNIEC 2023-2030 fijan los objetivos del hidrógeno verde en España (MTERD24).

La correcta comprensión de este marco es esencial para evaluar la viabilidad de la planta de este trabajo desde el punto de vista financiero y de la regulación.

2.7.1. Estrategia Europea del Hidrógeno

En esta sección se comentan los 3 instrumentos normativos europeos que definen el marco regulatorio aplicable al hidrógeno verde:

1. Estrategia Europea del Hidrógeno (COM/2020/301): publicada en 2020, constituye el documento fundacional de la política europea de hidrógeno renovable. Establece un objetivo inicial de 40 GW de capacidad de electrólisis instalada en la UE y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable para 2030 en la UE. La estrategia articula el desarrollo del hidrógeno en tres fases: una primera fase de proyectos piloto entre 2020 y 2024, una segunda fase de escalado industrial en la que el hidrógeno se convierte en una parte intrínseca del sistema energético, entre 2025 y 2030, y una tercera fase de madurez de mercado entre 2030 y 2050 con alcance a sectores difíciles de descarbonizar (CE20)
2. Reglamento Delegado 2023/1184 (RFNBO): encargado de la regulación de los Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO), es el instrumento que define qué hidrógeno puede considerarse renovable y por tanto acceder a los mecanismos de apoyo público como el Banco Europeo del Hidrógeno (BEH) o a la subvención PERTE ERHA, incluidas en el Capítulo 6. Establece tres criterios que deben cumplirse simultáneamente: adicionalidad, que exige que la electricidad consumida por el electrolizador provenga de instalaciones renovables nuevas; correlación geográfica, que exige que la renovable esté situada en la misma zona de oferta que el electrolizador; y correlación temporal, que exige que la electricidad renovable se consuma en el mismo periodo temporal en que se genera, con carácter mensual hasta 2029 y horario desde 2030. El parque analizado en este trabajo, al disponer de renovable dedicada en el mismo

emplazamiento que el electrolizador y consumir electricidad renovable adquirida mediante un contrato de compra de electricidad renovable (PPA), cumple los tres criterios y puede certificar su hidrógeno como RFNBO mediante el sistema de Garantías de Origen regulado por el Real Decreto 376/2022 (CE23, ESP22).

3. RED III (2023/2413): fija objetivos vinculantes de consumo de hidrógeno renovable para los sectores industriales y de transporte. Establece una cuota mínima del 32% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final en la Unión Europea para 2030. Para el transporte fija una cuota mínima del 5,5% de RFNBO para 2030 y del 1,2% para el transporte marítimo en el mismo año. Estos objetivos cuantifican la demanda regulada de hidrógeno verde que justifica el desarrollo de proyectos como el analizado en este trabajo (UE23).

2.7.2. Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España

La Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable en España (MITECO, 2020) es un documento estratégico que fue publicado en noviembre de 2020 por el MITECO y establece las bases de la política española del hidrógeno renovable en tres fases:

La primera fase de 2020-2024 se centra en los proyectos piloto, la segunda fase de 2025-2030 se centra en proyecto a escala industrial convirtiéndose en una parte intrínseca del sistema energético nacional, y por último la fase 2030-2050 se centra que la tecnología de producción de hidrógeno renovable alcance la madurez y se abra la posibilidad de un despliegue a gran escala (MTERD20).

Los objetivos fijados para 2030 son la instalación de 4 GW de electrolizadores que posteriormente se ampliarán a 12 GW en el PNIEC 2023-2030 con usos prioritarios de la industria intensiva, el transporte pesado y en la exportación a Europa (MTERD20; MTERD23). España quiere posicionarse como hub exportador de hidrógeno por el recurso renovable disponible en el país.

Para la obtención de los objetivos previamente mencionados se han implementado medidas de apoyo como la subvención PERTE-ERHA la cual se explicará en mayor profundidad en el capítulo 6.

2.7.3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

El PNIEC 2023-2030 es el instrumento de planificación energética y climática con el que cuenta España, sus objetivos para el año 2030 son los siguientes (MTERD20):

- 81% de energías renovables en generación eléctrica.
- 48% de energías renovables sobre uso final de energía.
- 43% de mejora en la eficiencia energética.
- 32% de reducción de emisiones GEI respecto a 1990.
- Hasta el 50% de dependencia energética sobre renovables.

Acotando al hidrógeno verde se ha fijado el objetivo de implementación de 12 GW de electrolizadores para el año 2030 (ampliando los 4 GW fijados por la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España) (MTERD20), además de una reducción de 4,6 millones de toneladas de CO_2 equivalente (gases de efecto invernadero) (MTERD23). El PNIEC se complementa con la financiación del PRTR y la subvención PERTE ERHA.

El marco normativo nacional y europeo crean un escenario de demanda creciente regulada de hidrógeno verde que justifica la implementación de la planta de hidrógeno tratada en el trabajo.

La certificación RFNBO del hidrógeno producido en el parque es el requisito para el acceso al Banco Europeo del Hidrógeno (BEH) y a la subvención PERTE ERHA (Reglamento UE 2024/1789), que son las principales fuentes de financiación pública necesarias para la viabilidad del proyecto y que serán consideradas en el análisis económico del capítulo 6.

Capítulo 3 Definición del caso de estudio

En este capítulo se define el marco sobre el que se va a realizar los análisis técnico y económico para la posterior comparación de las tres alternativas propuestas con el fin de elegir la más beneficiosa para el proyecto mediante un análisis multicriterio con ponderación.

Se va a definir la ubicación de la planta, se muestra el recurso renovable disponible en la ubicación seleccionada, y se fijan las condiciones e hipótesis comunes a las tres alternativas.

Además, se define la demanda de H_2 objetivo y los criterios a seguir para la evaluación técnica y económica que se desarrollarán en mayor detalle en los capítulos 4, 5 y 6.

Por último, se define el marco normativo de seguridad que se aplicará en la planta.

3.1. Ubicación seleccionada y justificación

El parque de hidrógeno verde se ubicará en la zona sur de Castilla La Mancha, más concretamente en Albacete en el municipio de Lezuza, esta elección es el resultado de una metodología aplicada en la que se ha buscado un gran recurso solar y un recurso eólico superior a la media en España.

La irradiancia global horizontal en esta región varía entre 1650-1800 kWh/m^2 anuales (JRS_S.F.), un valor superior a la media nacional.

Figura 3-1. Mapa de irradiancia solar global horizontal (GHI) por provincias de España. Fuente: PVMM26



Además, cuenta con un gran recurso eólico específicamente una velocidad media del viento de entre 6,5 m/s y 7,5 m/s fruto de su localización en la meseta ibérica que también es superior a la media nacional (TUD_S.F.). La adición de ambos factores permite que la complementariedad solar-eólica sea alta maximizando así el factor de capacidad del electrolizador en la Alternativa C (sistema híbrido + PEM), otro factor importante para justificar esta elección es la necesidad de una gran superficie para la instalación del parque fotovoltaico, en esta zona hay grandes superficies de suelo disponibles a un coste reducido en comparación con otras zonas españolas. Esta ubicación también cuenta con la ventaja de proximidad a los tramos adicionales propuestos para completar la red troncal de infraestructura de hidrógeno prevista por Enagás a partir de 2030 (ENAI25).

Otro factor a tener en cuenta es la fuerte apuesta que hace la comunidad autónoma de Castilla La Mancha por las energías renovables, constituyendo hasta un 77,4% de su parque de generación en el año 2021. (ABC22).

Figura 3-2. Red troncal de infraestructuras de hidrógeno propuesta para España. Fuente: ENAI25



Las últimas variables estudiadas que han terminado por decantar la elección de la ubicación han sido la proximidad a la demanda industrial, queda demostrada con la planta de hidrógeno verde de Iberdrola y Fertiberia en Puertollano y el marco autonómico favorable, ya que en febrero de 2025 la comunidad autónoma de Castilla La Mancha publicó su Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable (GNE25), donde se exponía la intención de situar a la región como líder del desarrollo de este vector energético.

3.2. Recurso renovable disponible

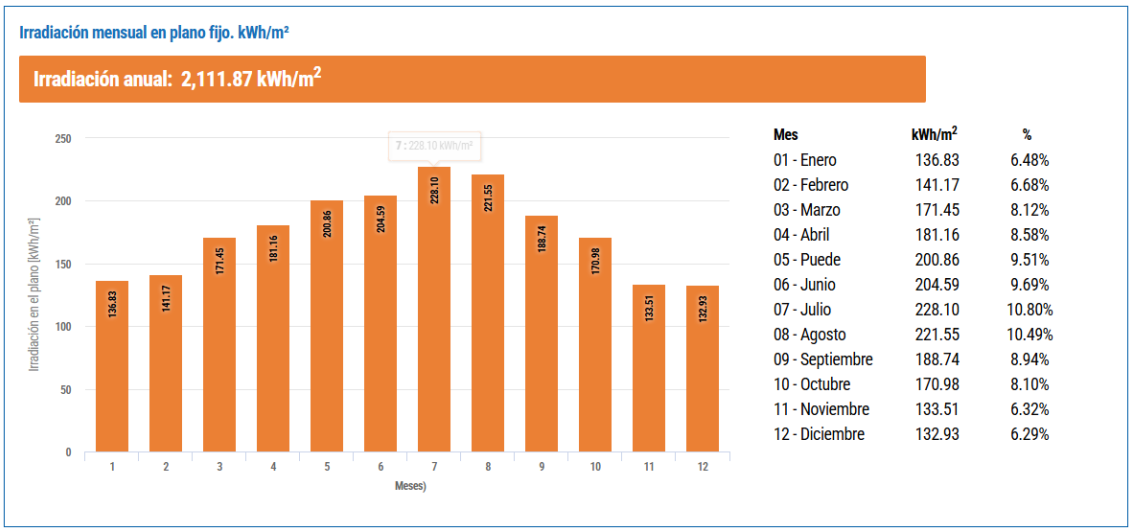
Los datos de recurso solar se han obtenido de la herramienta PVGIS y los datos del recurso eólico de la herramienta Global Wind Atlas con las coordenadas reales elegidas a través de SigPac que es el visor oficial del Ministerio de Agricultura Española, filtrando por terrenos arables en la zona sur de la meseta (JRC_S.F.; TUD_S.F.; MAPA_S.F.).

3.2.1. Recurso solar fotovoltaico

Los valores clave para la definición del recurso solar fotovoltaico se han obtenido a partir de un informe de PVGIS.

La irradiación anual en el parque es de 2.112 kWh/m^2 (JRC_S.F.), en la siguiente gráfica se muestra la irradiancia por mes:

Figura 3-3. Irradiancia solar global mensual del emplazamiento de estudio. Fuente: JRC_S.F.



Mes	kWh/m^2	%
01 - Enero	136.83	6.48%
02 - Febrero	141.17	6.68%
03 - Marzo	171.45	8.12%
04 - Abril	181.16	8.58%
05 - Puede	200.86	9.51%
06 - Junio	204.59	9.69%
07 - Julio	228.10	10.80%
08 - Agosto	221.55	10.49%
09 - Septiembre	188.74	8.94%
10 - Octubre	170.98	8.10%
11 - Noviembre	133.51	6.32%
12 - Diciembre	132.93	6.29%

El ángulo óptimo de los paneles es de 36 grados y el azimut óptimo hace referencia a la orientación horizontal de los paneles y es de -4 grados, prácticamente dirección sur. Ambos son calculados automáticamente por la herramienta cuando se introduce la ubicación deseada (JRC_S.F.).

La producción anual normalizada de los paneles incluyendo sus pérdidas es de 1.861 kWh/kWp (JRC_S.F.), este dato se obtiene a partir del valor de producción diaria de la herramienta (5,1 kWh/día) y luego se multiplica por los 365 días del año. Esta producción equivale a un funcionamiento de 1.861 horas anuales de funcionamiento a plena carga ya que 1 kWh/kWp es equivalente a 1 hora a plena potencia, este dato será importante para el análisis del recurso solar en el capítulo 4.

Las pérdidas de la planta solar son del 11,88% (JRC_S.F.), y se dividen en:

- Ángulo de incidencia: 2,62%
- Efectos espectrales: 0,52%
- Cables e inversor: 3,5% (utilizando el valor predeterminado de la herramienta)

El recurso solar es también estacional, con máximos en verano y mínimos en invierno, lo que crea una gran complementariedad con la eólica.

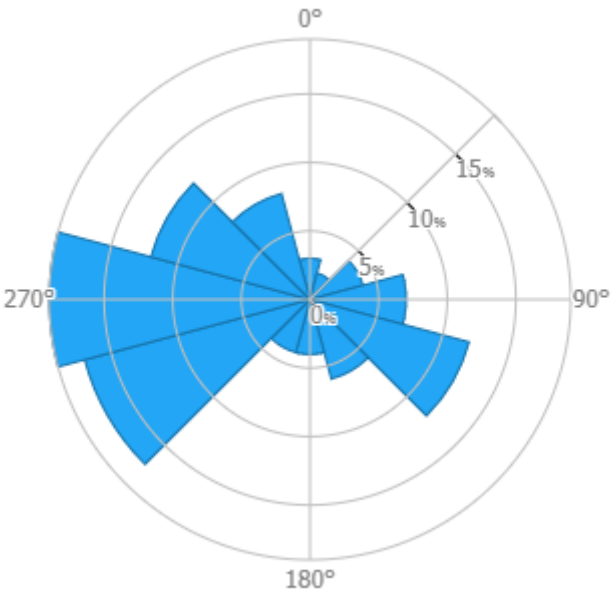
3.2.2. Recurso eólico

La velocidad media del viento a 100 metros en Lezuza, Albacete extraída del Global Wind Atlas es de 7,76 m/s, la densidad de potencia eólica es de 458 W/m^2 (TUD_S.F.), y los parámetros de Weibull globales para un terreno con rugosidad 0,03 (terreno agrícola) y altura de 100 metros son:

- Parámetro de forma (k) = 1,83 (TUD_S.F.).
- Parámetro de área (c) = 7,76 m/s (TUD_S.F.).

Estos parámetros son los indicadores de la distribución del viento con respecto al tiempo según la distribución estadística de Weibull, siendo A el factor de escala (a mayor A, mayor velocidad del viento) y k el factor de forma (a mayor k, viento más constante). A continuación, se muestra la gráfica de la rosa de vientos de la ubicación mostrando una clara dirección predominante.

Figura 3-4. Rosa de los vientos del emplazamiento de estudio a 100 m de altura. Fuente: TUD_S.F.

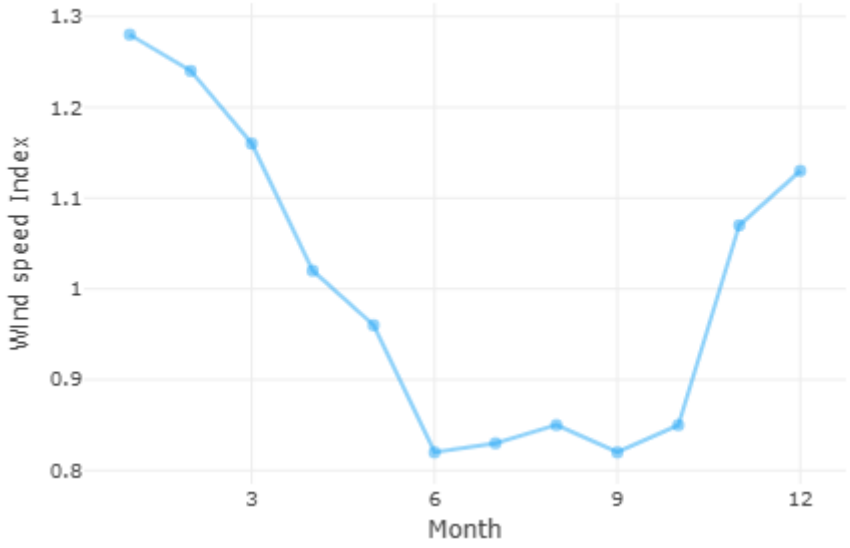


Basado en la velocidad del viento y la densidad de potencia eólica se toma un factor de capacidad medio de un aerogenerador bajo estas condiciones favorables de recurso eólico, de 25-35% (CRO26), las horas equivalentes se calculan con la siguiente fórmula:

$$\text{Horas equivalentes} = 0{,}30 * 8.760 = 2.628 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

El recurso eólico del parque es menor en verano y mayor en invierno y otoño, esto provoca que la complementariedad con la solar fotovoltaica sea alta como se ha comentado en el apartado anterior.

Figura 3-5. Índice de velocidad media mensual del viento en el emplazamiento de estudio a 100 m de altura. Fuente: TUD_S.F.



3.2.3. Complementariedad solar-eólica

A partir de los datos obtenidos de PVGIS y Renewables.Ninja, se puede afirmar que la región presenta una correlación solar-eólica alta con máxima irradiación en verano y mayor recurso eólico en otoño e invierno, esto maximiza la producción renovable en la Alternativa C (.

El coeficiente de Pearson mide la relación entre dos variables en una escala de -1 a 1, siendo -1 el caso de variables completamente opuestas y 1 el caso de variables idénticas. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$r = \Sigma \frac{[(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})]}{[\Sigma(x_i - \bar{x})^2 \times \Sigma(y_i - \bar{y})^2]^{\frac{1}{2}}}$$

- x_i: Valores mensuales de la energía solar
- $\bar{x}$: Valor medio de la energía solar
- y_i: Valores mensuales de la energía eólica
- $\bar{y}$: Valor medio de la energía eólica

Se parte de la hipótesis de que la energía de la red tiene un precio mayor que el coste de la energía generada por la planta solar o por la planta eólica por lo que se realiza un análisis de complementariedad con el objetivo de establecer el mix de generación que minimiza la necesidad de aporte energético de la red.

- La configuración de la alternativa C parte de un análisis de complementariedad del recurso solar y eólico disponibles en la ubicación designada para el parque de hidrógeno.
- Se ha obtenido, la potencia mensual solar FV directamente (JRC_S.F.) y la potencia eólica mediante la adición del conjunto de potencia horaria por mes (PFE16), tras esto se ha realizado una tabla comparativa con ambas potencias normalizadas mediante la división de cada una de las potencias por la potencia máxima.

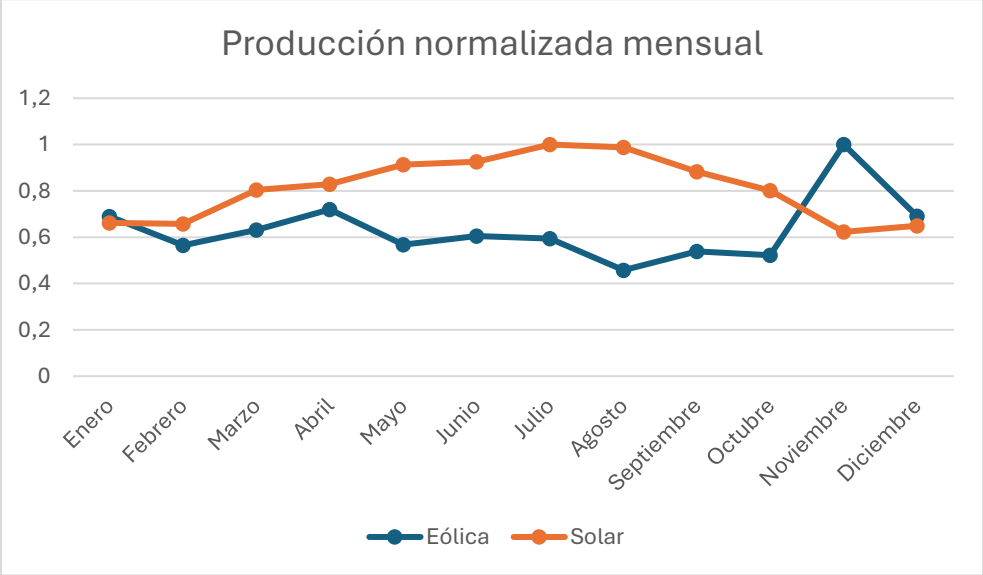
Figura 3.2.3.1. Potencias normalizadas eólica y solar.

	Total KWh_EOLICO	KWh_EOLICO_norm		Total KWh_SOLAR	KWh_SOLAR_norm
Enero	357,457	0,689154773		123,66	0,661318787
Febrero	293,097	0,565072712		123,06	0,658110059
Marzo	327,452	0,631307007		150,46	0,804641959
Abril	373,114	0,719340491		154,97	0,828760896
Mayo	294,555	0,567883645		170,82	0,913524787
Junio	313,864	0,605110191		173	0,925183165
Julio	307,951	0,593710297		186,99	1
Agosto	237,393	0,457678879		184,74	0,987967271
Septiembre	279,248	0,538372705		164,97	0,882239692
Octubre	270,869	0,522218516		149,93	0,801807583
Noviembre	518,689	1		116,5	0,623027969
Diciembre	357,933	0,690072471		121,53	0,649927804
	Coeficiente Pearson	-0,620539286			

Posteriormente se ha obtenido el coeficiente de correlación de Pearson, indicando que ambos recursos son complementarios con un valor de -0,62. El coeficiente de Pearson mide en una escala de -1 a 1 siendo -1 la mínima correlación y 1 la máxima correlación.

Estos resultados confirman las hipótesis enunciadas en el capítulo 3 sobre la complementariedad del recurso en la ubicación seleccionada. A continuación, se muestra una gráfica de la producción mensual normalizada de cada recurso.

Figura 3-6. Gráfica de producción normalizada solar y eólica.



Tras la obtención de los resultados mostrados previamente el autor ha definido el porcentaje de eólica y solar en un 50% cada una.

3.3. Condiciones de partida e hipótesis de diseño

Las hipótesis de diseño van a ser los parámetros que aplican a las tres alternativas, que posteriormente serán sometidos a una comparación bajo las mismas condiciones, estas condiciones de partida se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6. Condiciones de partida e hipótesis comunes de diseño.

Parámetro	Valor adoptado	Justificación / Fuente
Vida útil del proyecto	20 años	Elección del autor del alcance del trabajo. Complemento en líneas futuras.
WACC (tasa de descuento)	7,5 %	Práctica habitual proyectos renovables España. (IRECF23)
Inflación anual OPEX	2,0 %	Objetivo BCE, Julio 2026 la inflación fue del 2,9% (BCEPM_S.F.)
Temperatura ambiente media anual	14,5 °C	(MTERD_S.F.)
Altitud del emplazamiento	~900 metros sobre el nivel del mar	(ING08)
Tipo de conexión a red eléctrica	Sistema on-grid con renovable propia y complemento de red para emergencias	Requisito RFNBO de correlación temporal (Reglamento Delegado UE 2023/1184, art.5)
Presión de almacenamiento H_2	700 bar	Elección del autor basado en las referencias de la industria
Pureza mínima H_2 producido	99,5 %	(ENAO25)
Días de operación al año	345 días/año	20 días dedicados al mantenimiento del electrolizador. (TCI_S.F.)
Factor de degradación anual paneles FV	0,5 %	(ESI26)

Factor de degradación anual aerogeneradores	1%	(OTE25)
Factor de degradación anual AEL	1%	(USDE_S.F.)

La tasa de descuento anual (WACC) para energías renovables se sitúa en un 7,5% ya que los valores típicos de las renovables fluctúan entre un 4% y un 7,7%, es muy importante este valor ya que una mínima variación puede cambiar el resultado en millones de euros de cara al Valor Actual Neto (VAN) que es el indicador económico para saber si una inversión genera beneficios tomando en cuenta la variación de valor del dinero en el tiempo (IRECF23).

La vida útil del proyecto se fija en 20 años, que coincide con la garantía de los paneles fotovoltaicos y con el fin de vida útil de la reposición del stack del electrolizador.

El tipo de conexión a la red eléctrica (on-grid) actúa como fuente de energía operativa de complemento a la planta renovable. El electrolizador opera con la energía renovable generada por la planta propia y electricidad proveniente de la red, maximizando el aprovechamiento de la generación disponible sin curtailment. La producción anual de hidrógeno es el resultado directo de la energía renovable generada y la energía consumida de la red, en lugar de un objetivo fijo predeterminado. La electricidad producida queda respaldada por Garantías de Origen (GdOs) de instalaciones renovables certificadas, garantizando el cumplimiento de los criterios de correlación mensual del Reglamento Delegado (UE 2023/1184) para la certificación RFNBO.

3.4. Marco normativo y requisitos de seguridad aplicables

El diseño del parque estará sujeto a un marco normativo específico en función de las propiedades fisicoquímicas del H_2 descritas en el apartado 2.1.4.

En este apartado se presentan las normas técnicas aplicables al parque de hidrógeno verde que se dimensiona en los capítulos 4 y 5. Se centra el enfoque en la clasificación ATEX de las distintas zonas del parque y en los equipos de seguridad necesarios.

3.4.1. Directivas ATEX y clasificación de zonas

En este apartado se mencionan las directivas ATEX, transpuestas en España mediante el RD 681/2003, aplicables al parque de hidrógeno verde como consecuencia de ser una instalación que trabaja con gases inflamables.

Según el RD 681/2003 se deben seguir las obligaciones mencionadas a continuación:

- Clasificación de las zonas de la planta en función de la probabilidad de formación de una atmósfera de explosividad bajo una enumeración, siendo las zonas 0 y 20 una probabilidad continuada, las zonas 1 y 21 una probabilidad frecuente y las zonas 2 y 22 una probabilidad esporádica.
- Redacción y actualización del Documento de protección contra explosiones, dónde se afirma que en una instalación dónde pueden formarse atmósferas explosivas ha evaluado y controlado ese riesgo.
- Limitar la instalación a equipos con certificación ATEX en aquellas zonas que estén clasificadas. Estas zonas se van a reducir al ser un diseño exterior el de la planta.

Todos los equipos eléctricos y de instrumentación que se encuentren situados en una de las zonas clasificadas ATEX en el parque deberán de contar con certificación ATEX conforme al RD 681/2003. La selección específica de los equipos ATEX queda fuera del alcance del trabajo.

3.4.2. Normativa de instalaciones y equipos a presión

Todos los equipos que estén sometidos a altas presiones, como compresores o tuberías de hidrógeno, tendrán que cumplir con las directivas instaladas en España mediante el RD 709/2015 que es la transposición de la Directiva PED 2014/68/UE en España (ESP15; UE14).

Todos estos equipos deben llevar el marcado CE que es una declaración del fabricante de que el equipo cumple los requisitos fundamentales de seguridad y que han pasado el procedimiento de evaluación de conformidad correspondiente.

Todos los equipos del proyecto sometidos a presión, como los tanques de almacenamiento, el compresor o las tuberías de H_2 deberán cumplir el Real Decreto 709/2015 y la directiva PED 2014/68/UE.

3.4.3. Requisitos ambientales y administrativos

Para la instalación del parque es necesario la obtención de las siguientes autorizaciones:

- Autorización Administrativa Previa (AAP) para instalaciones de producción de energía. Se solicita ante la Consejería de Industria de la comunidad autónoma y en ella se demuestra que el proyecto es viable, que la parcela está disponible y que no hay impedimentos legales (ESPS13).
- Autorización Administrativa de Construcción (AAC), permite la construcción de la instalación y para solicitarla se presentan los planos y cálculos técnicos del proyecto (ESPS13).
- Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), se solicita mediante un estudio técnico del impacto sobre el medioambiente y además presenta medidas correctoras, es obligatorio para plantas de electrólisis con más de 1 MW de suelo no urbanizable (ESPA13).
- Licencia de actividad municipal, la otorga el ayuntamiento de Lezuza y confirma que la actividad a desarrollar cumple con las condiciones establecidas por la normativa local.
- Inscripción en el Registro de Instalaciones Industriales, tras la construcción de la planta y la puesta en marcha es necesario inscribirlo en el registro de la comunidad autónoma para confirmar que la instalación cumple con los requisitos, trae consigo inspecciones periódicas realizadas por los organismos competentes.
- Autorización de acceso y conexión a la red de distribución de REE.

Por último, una autorización extra necesaria es el RD 376/2022, sirve para confirmar que el hidrógeno viene de un proceso completamente renovable cumpliendo los criterios de RFNBO, es necesario para acceder al Banco Europeo del Hidrógeno para poder ser elegible para ser elegible para los incentivos económicos (ESP22).

Tras la elección de la ubicación, la presentación de las hipótesis de diseño, la evaluación del recurso renovable y la definición del marco normativo aplicable para el proyecto se va a proceder al dimensionamiento técnico de las alternativas propuestas bajo las condiciones estudiadas en este apartado.

Capítulo 4 Alternativas estudiadas

Este capítulo presenta el dimensionamiento de las tres alternativas seleccionadas para comparación desde una perspectiva técnica, además de una comparación de las tecnologías de electrólisis para una posterior elección justificada de la más adecuada para el proyecto.

Las tres alternativas comparten las hipótesis de diseño introducidas en el capítulo anterior y la metodología de cálculo, para así obtener una comparación justa y realista. Las diferencias entre alternativas aparecen en la fuente de energía renovable elegid; las implicaciones técnicas y económicas se evaluarán en los capítulos 5 y 6 respectivamente.

4.1. Metodología de dimensionamiento

El dimensionamiento de las tres alternativas sigue un enfoque orientado a maximizar el factor de capacidad del electrolizador, buscando una continuidad total durante el año. En lugar de fijar una producción objetivo y dimensionar los equipos para alcanzarla, se parte de la energía renovable disponible en Lezuza, a esa energía renovable necesaria se le añade un complemento de red para que el electrolizador se encuentre trabajando durante todas las horas del año (en el modelo se van a despreciar las paradas por mantenimiento) y se obtiene la producción anual de hidrógeno como resultado.

La cadena de cálculo para las tres alternativas es la siguiente. En primer lugar, a partir del recurso renovable del emplazamiento obtenido en el capítulo 3.2 (PVGIS para la solar y Global Wind Atlas para la eólica), se calcula la energía anual generada por cada fuente renovable:

$$E_{renovable}\ [MWh/año] = P_{instalada}\ [MW] \times h_{equivalentes}\ \left[\frac{h}{año}\right]$$

La potencia instalada elegida para las tres alternativas va a ser la misma, para que el análisis multicriterio del capítulo 7 comparta las mismas condiciones iniciales pese a las evidentes diferencias debidas a variar el recurso utilizado y la tecnología de electrólisis, con un valor de 20 MW, considerado una escala habitual para parques de solar FV y eólica (PED26, IBEPE_S.F.).

Como resultado de las horas de disponibilidad de recurso renovable en el emplazamiento elegido (1.861 FV, 2.628 eólica) y el ratio solar-eólica del sistema híbrido de 50% solar y 50% eólica, posteriormente justificado en el dimensionamiento de la alternativa C, las energías obtenidas son las siguientes:

- $E_{renovable,solar}$ = 37.220 MWh/año.
- $E_{renovable,eólica}$ = 52.560 MWh/año.
- $E_{renovable,híbrido}$ = 44.980 MWh/año.

Se realiza la hipótesis de que el mantenimiento de las fuentes renovables coincide con momentos sin recurso renovable disponible por lo que no influye en su producción anual.

En segundo lugar, se obtiene la energía necesaria de la red para que el electrolizador produzca las 8.760 horas del año, además se incluye un período anual de 20 días sin funcionamiento debido a paradas de mantenimiento del electrolizador (TCI_S.F.), por lo que las horas totales de funcionamiento anual son 8.280 horas, la fórmula para la obtención de la energía total necesaria dedicada a la producción es la siguiente:

$$\text{Energía total necesaria (MWh)} = \text{Potencia instalada elect. (MW)} * \text{horas eq. (h)}$$

La energía total necesaria es de 165.600 MWh anuales, tras la resta de la energía renovable generada por cada alternativa las energías de complemento de la red anual en el año 1 son de:

- $E_{red,solar}$ = 128.380 MWh/año.
- $E_{red,eólica}$ = 113.040 MWh/año.
- $E_{red,híbrido}$ = 120.620 MWh/año.

La energía de la red dedicada a la producción del hidrógeno crece anualmente para compensar la degradación de las fuentes renovables, la producción disminuye a lo largo de la vida del proyecto únicamente debido a la degradación del electrolizador.

En tercer lugar, se calcula la energía de red necesaria para la compresión y para las pérdidas de la planta, que se estiman en un 5% de la energía total utilizada anualmente. Para ello se utiliza el consumo del compresor presentado en el dimensionamiento de los equipos auxiliares comunes a las tres alternativas, con un consumo de 2,15 kWh/kg de hidrógeno producido y una producción en el año 1 del proyecto de 3.680.000 kilogramos de H_2, las energías adicionales de red son las siguientes:

- $E_{compresión}$ = 7.912 MWh.
- $E_{pérdidas,planta}$ = 6.624 MWh.

La variación de la energía dedicada a la compresión y a las pérdidas se modelan para variar con la producción y la energía total necesaria de cada año de vida del proyecto.

En cuarto lugar, se calcula la potencia del electrolizador aplicando el ratio de oversizing de referencia entre la potencia renovable instalada y la potencia del electrolizador. Este ratio ha sido establecido como hipótesis del autor, de 1 para las 3 alternativas, debido a que al contar con complemento de red continuo que cubra la falta de recurso renovable con un dimensionado 1:1 se asegura evitar el curtailment:

$$P_{electrolizador}\ [MW] = \frac{P_{renovable}\ [MW]}{ratio_{oversizing}}$$

En quinto lugar, la producción anual de hidrógeno se obtiene como cociente entre la energía renovable total generada sumada a la energía obtenida de la red y el consumo específico del electrolizador de 45 kWh/kg para AEL (NUE23), este consumo es distinto al PCI del hidrógeno ya que incluye el rendimiento del electrolizador:

$$\text{Produccion anual } H_2\ [\text{kg/año}] = \frac{E_{\text{renovable}}\left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}}\right] + \text{E_red}\ [\text{MWh/año}]}{\text{Consumo especifico}\left[\frac{\text{MWh}}{\text{kg}}\right]}$$

La aplicación de esta cadena de cálculo a las tres alternativas da como resultado las potencias instaladas que se detallan en las tablas 4.2, 4.3 y 4.4, y las producciones anuales que se analizan en el capítulo 5.

El sistema se ha diseñado para cumplir con los criterios RFNBO sobre la correlación temporal mensual vigente hasta el 31 de diciembre del año 2029 (Reglamento Delegado UE 2023/1184) (UE23). A partir de esa fecha, la exigencia de correlación horaria va a requerir una de las dos implementaciones siguientes, en primer lugar, una ampliación de la capacidad de la parte renovable de la planta para aumentar la generación directa, y en segundo lugar, un análisis horario de las fuentes renovables de las que se obtiene la electricidad complementaria de la planta para así asegurar que existe una correlación horaria entre la energía renovable generada en la planta que suministra al parque y el consumo del electrolizador. Esta adaptación se ha propuesto como línea futura en el capítulo 9.

Otros cálculos auxiliares con relevancia en este apartado son:

- Almacenamiento del hidrógeno, se realiza con la hipótesis de una rotación de 2 días de los depósitos de hidrógeno (desde que salen al cliente hasta que vuelven a la planta), dimensionado a la producción diaria de la Alternativa A:

$$\frac{20.000\ [\text{kW}] \times 24\ [\text{h/dia}]}{45\ [\text{kWh/kg}]} \times 2\ \text{dias} = 21.334\ \text{kg}$$

- Volumen de los tanques a 700 bar para la alternativa A (ATE25):

$$\frac{21.334\ [\text{kg}]}{50\ [\text{kg/m}^3]} = 427\ \text{m}^3$$

Para el almacenamiento se han utilizado 24 tanques customizados por VMA New Energy Co. con una capacidad de almacenamiento de 18 m^3 por tanque y (SUZ_S.F.).

- Consumo de agua anual, variable en función de la producción de la planta, aplicando el consumo específico de 10 L/kg de H_2 producido (IBED_S.F.).

$$10\ \text{L/kg} \times 3.680.000\ \text{kg}\ \text{H}_2 = 36.800.000\ \text{L}$$

En el siguiente apartado se realiza la comparativa entre las tecnologías de electrólisis con el fin de elegir la utilizada en el análisis técnico-económico del proyecto.

4.2. Dimensionamiento electrolizador

La electrólisis alcalina es la tecnología elegida para las tres alternativas como resultado de la comparación del capítulo 2.

El electrolizador tiene una potencia fijada por el ratio 1:1 con las fuentes renovables basada en la elección de evitar el curtailment y maximizar la producción, mediante el complemento de red, por ello, se instala una potencia de 20 MW para todas las alternativas estudiadas.

La vida útil del electrolizador alcalino es de 90.000 horas y cuenta con una degradación del 1 % anual, es necesaria la reposición del stack del electrolizador en el año 10 del proyecto debido a su continuidad de servicio (8.280 horas anuales de producción).

El electrolizador no solo consiste en el stack, es necesaria la instalación, un rectificador de corriente AC/DC en el caso de la planta eólica y un inversor DC/DC en el caso de la planta solar FV para obtener la electricidad de entrada, ingeniería, equipamiento y la

obtención de permisos. Todos estos factores se incluyen en el análisis económico del CAPEX de las alternativas.

El electrolizador alcalino cuenta con un seguimiento lento del recurso renovable y un tiempo de arranque alto, como se ha comentado en el capítulo 2, estos factores no requieren dimensionamiento debido a que la energía de red complementa al electrolizador para que trabaje a plena carga de forma continua.

Por otro lado, es necesario realizar un mantenimiento anual al electrolizador debido a la posible corrosión del electrolizador, que afectaría de manera directa sobre su eficiencia y degradación (FRA25).

4.3. Dimensionamiento Alternativa A:

La Alternativa A consta de una combinación de una planta solar fotovoltaica de gran escala y un electrolizador alcalino. Esta alternativa cuenta con la configuración más madura y de menor coste de inversión unitario. La gran limitación de esta alternativa es su perfil diurno, no se puede producir durante la noche, pero en ese momento se conecta con la red para que el electrolizador pueda seguir produciendo.

El parque de Iberdrola-Fertiberia en Puertollano es un referente real respecto a esta alternativa, con una proximidad geográfica, y con la misma fuente de renovable y electrolizador, a una escala 5 veces mayor que la alternativa analizada en este trabajo (IBEP25).

4.3.1. Dimensionamiento Planta solar fotovoltaica:

Una planta solar fotovoltaica está compuesta de los siguientes elementos:

- Módulos FV monocristalinos, específicamente se ha elegido el modelo Jinko Solar Tiger Neo con una eficiencia del 24,8% y 670 W de potencia (JIN25).
- Estructura de soporte con seguimiento solar en su eje horizontal (Single Axis Tracker) para maximizar la producción de energía.

- Subestación transformadora para conectar el electrolizador a la red de distribución, incluye obra civil, cableado y sistema eléctrico, ingeniería de proyecto y contingencias, con una potencia instalada de 20 MW para cubrir aquellos momentos en los que la fuente renovable no produzca nada. (PVM26).
- Rectificadores y convertidores para acoplar el electrolizador al transformador de conexión a red y a los paneles solares (PVM26).

El número de módulos calculado a partir de la potencia instalada FV necesaria y la potencia de cada panel, es de 29.851 paneles con un área de superficie de 4 m^2 incluyendo separación entre ellos, hace que la superficie total necesaria sea de 119.104 m^2 lo que equivale a 12 hectáreas para los paneles, la planta de generación de hidrógeno (procesado y almacenamiento) requiere de una superficie de 7.000 m^2 para una planta de 20 MW PEM (IBEP_S.F.), ocupando la superficie de los electrolizadores PEM es de 1.260 m^2 (NEL_S.F.) y el ratio es del 40% de lo que ocupa un electrolizador alcalino, luego el alcalino ocupa 3.150 m^2 lo que resulta en una superficie de 8.890 m^2 (0,89 ha). Por ello se toma una decisión conservadora y se arrienda una superficie de 15 hectáreas para los electrolizadores, subestación y caminos.

Tabla 7. Resumen del dimensionamiento - Alternativa A (FV + AEL).

Parámetro	Valor calculado	Unidad / Referencia
Tecnología electrolizador	Alcalino (AEL)	-
Tecnología fuente renovable	Solar fotovoltaica (FV)	Cap. 3.2
Consumo específico AEL	45	kWh/kg H_2
Energía eléctrica anual necesaria (sin compresor)	165.600	MWh/año
Energía eléctrica anual compresor	7.912	MWh/año
Horas equivalentes FV emplazamiento	1.861	h/año (referencia zona: ~1.750 h/año)
Potencia FV instalada necesaria	20	MWp
Ratio FV/electrolizador	1,0	Estimación del autor
Potencia electrolizador AEL	20/1 = 20	MW (Potencia FV/ratio dimensionado)
Nº módulos FV (paneles 670 Wp)	29.851	ud. (20.000 kWp × 1000 / 670Wp)
Superficie estimada planta FV	29.851 × 4 = 119.104	m^2
Potencia compresor	0,955	MW
Capacidad almacenamiento (2 días)	21.334	kg H_2
Volumen tanques a 700 bar	427	m^3
Consumo agua anual	36.800	m^3/año (= 3.680.000 kg × 10 L/kg / 1000)
Factor capacidad electrolizador estimado	100	%
Producción anual H_2 estimada	3.680	t/año (energía renovable/consumo específico)

4.4. Dimensionamiento Alternativa B

La Alternativa B consiste en una combinación de un parque eólico on-shore y un electrolizador (AEL), el parque eólico permite a la planta tener un perfil de generación más continuo que la alternativa solar fotovoltaica lo que resulta en una necesidad de energía de red menor que la alternativa A.

4.4.1. Dimensionamiento planta eólica on-shore

El parque eólico está conformado por las siguientes partes:

- Aerogenerador encargado de transformar la velocidad del viento en energía mecánica, se ha elegido el aerogenerador Siemens Gamesa SG 5.0-145 MW de potencia instalada con un rotor de diámetro de 145 metros y una altura de buje de entre 102,5 metros (SG_S.F.), esta opción es interesante en el mercado por ser un modelo ya utilizado en España y ser proporcional a la potencia del electrolizador, cumpliendo así el ratio 1:1; y por último por la altura del buje, que con las condiciones de la ubicación es favorable un buje con una altura superior a los 100 metros ya que el perfil de viento aumenta con la altura. El número de aerogeneradores necesarios obtenidos a partir de los datos de potencia eólica es de 4 unidades. Estos aerogeneradores guardan una distancia de 10 veces el diámetro del rotor (1.450 metros) en dirección del viento y una distancia de 5 diámetros (725 metros) en dirección perpendicular al viento lo que supone un terreno de 105 hectáreas aproximadamente disponiéndose en forma de cuadrado, añadiendo el terreno necesario para la instalación de la planta y el electrolizador el terreno necesario es de 115 hectáreas. (VR23, TAS25)
- La cimentación de los aerogeneradores debe ser una zapata de hormigón armado que ancle el aerogenerador al suelo de manera segura, dividiendo el peso en una superficie amplia del suelo para evitar el volcado del aerogenerador.
- Rectificadores y convertidores para acoplar el electrolizador al transformador de conexión a red y a los aerogeneradores (PVMC26).

- Subestación transformadora y otros elementos para conectar el electrolizador a la red de distribución, incluye obra civil, cableado y sistema eléctrico, ingeniería de proyecto y contingencias. (PVMC26).

Los resultados obtenidos en este apartado se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8. Resumen del dimensionamiento - Alternativa B (Eólica + AEL).

Parámetro	Valor calculado	Unidad / Referencia
Tecnología electrolizador	Alcalino	-
Tecnología fuente renovable	Eólica terrestre (onshore)	Cap. 3.2
Consumo específico AEL	45	kWh/kg H_2
Energía eléctrica anual necesaria (sin compresor)	165.600	MWh/año
Energía eléctrica anual compresor	7.912	MWh/año
Horas equivalentes eólica emplazamiento	2.628	h/año
Potencia eólica instalada necesaria	20	MW
Ratio oversizing eólica/electrolizador	1	Elección del autor con hipótesis de continuidad de producción sin curtailment
Potencia electrolizador AEL	20	MW
Nº aerogeneradores (4,5 MW/ud.)	20 / 5 = 4	ud.
Potencia del compresor	0,955	MW
Capacidad almacenamiento (2 días)	21.334	kg H_2
Volumen tanques a 700 bar	427	m^3
Consumo agua anual	36.800	m^3/año
Factor capacidad electrolizador estimado	100	%
Producción anual H_2 estimada	3.680	t/año (energía renovable/consumo especifico)

4.5. Dimensionamiento Alternativa C

La alternativa C integra en la misma planta una fuente de energía eólica y una solar fotovoltaica, que alimentan a un electrolizador alcalino (AEL), la complementariedad en la continuidad de ambas fuentes tanto en las estaciones como en el ciclo diario resultan en un aumento del factor de capacidad de la energía renovable producida con respecto a la alternativa A, pero menor que la alternativa B.

4.5.1. Dimensionamiento conjunto FV + Eólica

Tras la elección del porcentaje de potencia instalada de cada recurso solar se procede al dimensionamiento de cada planta.

En primer lugar, la planta solar FV cuenta con 10 MW de potencia instalada, para ello se instalan 14.926 paneles Jinko Solar Tiger Neo con una eficiencia del 24,8% y 670 W de potencia (JIN25) con una estructura de soporte para el seguimiento del sol con el fin de maximizar la producción, como en la alternativa A.

En segundo lugar, la planta eólica cuenta con 10 MW de potencia instalada, para ello se instalan 2 aerogeneradores Siemens Gamesa SG 5.0-145 de 5 MW de potencia instalada, 102,5 metros de altura de buje y 145 metros de diámetro del rotor, añadido a la cimentación necesaria de las torres, como en la alternativa B (SG_S.F.).

En tercer lugar, es necesaria la instalación de una subestación de media tensión común a ambas plantas de generación, para uso en momentos de no disponibilidad del recurso renovable, esta instalación incluye al igual que en las dos alternativas anteriores los electrolizadores y rectificadores para convertir la tensión de AT en la tensión de operación del electrolizador. Por último se calcula el terreno necesario para la implementación de esta alternativa, basándose en las dimensiones de paneles FV y aerogeneradores de las dos alternativas previas, por parte de los paneles FV es necesario un terreno de 59.702 m^2 (6 ha) mientras que para los aerogeneradores siguiendo las condiciones establecidas de distancia de 10 diámetros en dirección del viento y 5 en dirección perpendicular al viento, es necesario un terreno de 53 hectáreas con una disposición cuadrada de los aerogeneradores. El electrolizador ha sido dimensionado para contar con una potencia instalada de 20 MW como en las alternativas A y B por lo que junto con la subestación ocupa 8.890 m^2 (0,89 ha). El terreno total necesario para la implementación de la alternativa C es de 65 hectáreas.

Tabla 9. Resumen del dimensionamiento - Alternativa C (Híbrido FV + Eólica + AEL).

Parámetro	Valor calculado	Unidad / Referencia
Tecnología del electrolizador	AEL	-
Tecnología fuente renovable	Híbrido FV + eólica	Cap. 3.2
Consumo específico AEL	45	kWh/kg H_2
Energía eléctrica anual absorbida	165.600	MWh/año
Horas equivalentes sistema híbrido	2.245	h/año
Distribución potencia FV / eólica	50 % FV + 50 % eólica	Elección del autor a partir del análisis de complementariedad del recurso
Potencia FV instalada	10	MWp
Potencia eólica instalada	10	MW
Potencia electrolizador AEL	20	MW
Ratio oversizing total / electrolizador	1,0	Hipótesis del autor para continuidad del electrolizador
Nº módulos FV	14.926	ud.
Nº aerogeneradores (5 MW/ud.)	2	ud.
Potencia del compresor	0,955	MW
Capacidad almacenamiento (2 días)	21.334	kg H_2
Volumen tanques a 700 bar	427	m^3
Consumo agua anual	36.800	m^3/año
FC electrolizador estimado	100	%

Producción anual H_2 estimada	3.680	t/año

4.6. Dimensionamiento de los equipos auxiliares

Las tres alternativas comparten los mismos equipos auxiliares, que se mencionan a continuación, en el presente trabajo se opta por segregar lo que en muchos proyectos de hidrógeno directamente se toma como Balance of Plant (BoP) de la planta renovable con el objetivo de obtener un estudio económico con mayor rigurosidad.

En primer lugar, un compresor de diafragma para comprimir el hidrógeno a 700 bares, la energía necesaria para comprimir desde los 30 bares de salida del electrolizador hasta los 700 bares de almacenamiento es de 2,15 kWh/kg de hidrógeno (obtenida a partir de la fórmula termodinámica de compresión adiabática) que con la producción horaria de 444 kilogramos de hidrógeno equivale a un compresor de aproximadamente 1 MW , con una producción anual de 3.680 toneladas de hidrógeno se requiere de una energía de 7.912 MWh, esta energía es un añadido que se ha tomado en consideración en la realización del OPEX de cada alternativa .

En segundo lugar, un suministro de agua de la red de abastecimiento municipal de la ubicación seleccionada con un suministro anual dimensionado en la primera sección de 3.680.000 litros de agua.

En tercer lugar, un sistema de ósmosis inversa para el tratamiento de agua del electrolizador ya que se requiere de agua ultrapura para realizar la electrólisis, se utiliza SETASA MO-ROHD-09 INOX de 9.000 litros/hora con un precio de 37.400 € (SET_S.F.).

En cuarto lugar, los tanques de almacenamiento de hidrógeno a 700 bares, se utilizan 24 tanques customizados por VMA New Energy Co. con una capacidad de almacenamiento de 18 m^3 por tanque (SUZ_S.F.).

Por otro lado, son necesarios los sistemas de control de la energía, que deciden en qué momento repartir electricidad de la renovable o de la red al electrolizador. Además de los

elementos auxiliares como las tuberías de ventilación, sistema de climatización, luces de emergencia, infraestructura civil. Todos los costes asociados a estos elementos comunes a las alternativas quedan recogidos dentro de los apartados de Instalación eléctrica y obra civil de cada planta y subestación, y en el apartado de cableado y sistema eléctrico.

En el capítulo 5 se cuantificarán los indicadores técnicos de cada una de las alternativas con su posterior comparación, en el capítulo 6 se evaluará la viabilidad económica de cada alternativa.

Capítulo 5 Análisis técnico

En este capítulo se evaluarán las tres alternativas dimensionadas en el capítulo 4 aplicando los criterios definidos en el capítulo 3. Los indicadores por analizar serán:

- Producción anual de H_2.
- Energía renovable generada anual.
- Energía de red necesaria.
- Emisiones de CO_2 evitadas.
- Análisis de sensibilidad técnica.

El cierre del capítulo consiste en una cuantificación del impacto de las principales variables relacionadas con la producción anual.

5.1. Producción anual de hidrógeno por alternativa

La producción anual bruta de hidrógeno es igual para las tres alternativas, a pesar de contar con un recurso renovable distinto, debido a que, pese a tener cada alternativa una degradación distinta de su planta renovable esa degradación queda cubierta por el complemento de red, por ello en los próximos apartados se realiza una comparación entre energías renovables producidas y consumidas de la red por cada alternativa.

La producción anual bruta es igual en el año 1 ya que se asume que la degradación de electrolizador y fuente renovable es nula durante el primer año, a partir del primer año la producción disminuye debido a la degradación del electrolizador, ya que en la hipótesis del autor no se ha tomado en consideración el aumento de energía de red para cubrir esta degradación, por otro lado la degradación de la fuente renovable si que queda cubierta por el aumento en complemento de red como se ha comentado previamente, por ello no se tiene en cuenta el porcentaje anual de degradación de la fuente para calcular la producción anual neta y acumulada a los 20 años, elección del autor basado en las referencias de los proyectos industriales de esta índole.

La degradación anual del electrolizador alcalino es de un 1% anual con una vida útil del electrolizador de ~10 años, esto implica que será necesaria una reposición de los electrolizadores en la mitad de la vida del proyecto, por lo que la producción se restablece en el año 11 a producción bruta igual a neta, y la degradación comienza en el año 12 de nuevo (USDE_S.F.).

Fórmula de producción anual neta: Año 1

$$\text{Producción bruta año 1}\left(\frac{\text{t}}{\text{año}}\right) = \frac{\text{Energía anual}\left(\frac{\text{MWh}}{\text{año}}\right)}{\frac{\text{Consumo específico}\left(\frac{\text{kWh}}{\text{kg}}\right)}{1.000}}$$

La producción bruta anual de cada alternativa es el resultado directo de la suma de la energía renovable generada y el complemento de energía de la red, con esto se maximiza el factor de capacidad del electrolizador al garantizar continuidad de servicio durante todo el año, lo que se traduce en una producción de 3.680 toneladas de hidrógeno anuales para las tres alternativas.

Fórmula de producción acumulada a 20 años:

$$\text{Prod. bruta acum.}\left(\frac{\text{t}}{\text{año}}\right) = \text{Prod. bruta año 1}\left(\frac{\text{t}}{\text{año}}\right) \times \Sigma(1-\delta)^{n-1} \text{ para n: } 1-10$$

Aplicando la degradación del año 1-10, la reposición del electrolizador alcalino en el año 11 y de nuevo la degradación del año 11-20. Dónde δ es la degradación del electrolizador alcalino.

Resultante de aplicar la degradación correspondiente a los años 1-10, la reposición del electrolizador alcalino en el año 11 y de aplicar de nuevo la degradación para el periodo comprendido entre los años 11-20, la producción acumulada a los 20 años es de 70.375 toneladas para las tres alternativas.

Tabla 10. Producción anual y acumulada de hidrógeno verde por alternativa.

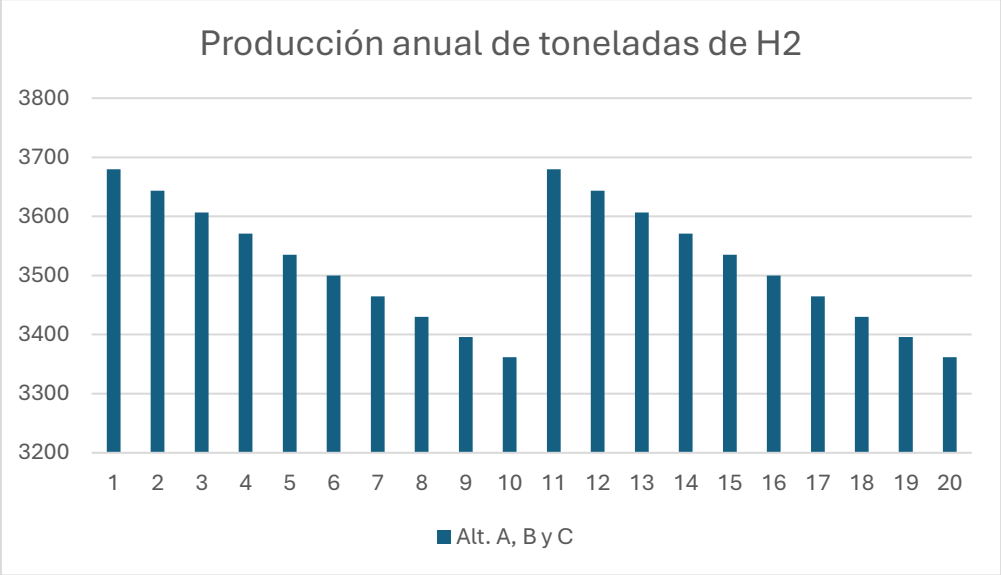
Indicador	Alt. A, B y C
Potencia del electrolizador (MW)	20
Consumo específico AEL (kWh/kg H_2)	45
Energía renovable generada (MWh/año)	37.220 (A), 52.560 (B), 44.980 (C)
Electricidad comprada de red (MWh/año)	128.380 (A), 113.040 (B), 120.620 (C)
Factor de capacidad electrolizador (FC, %)	~100
Horas reales de operación (h/año)	8.280
Producción horaria a plena carga (kg/h)	444,5
Pérdidas por degradación del electrolizador anuales (%)	1,0
Producción neta año 1 (t/año)	3.680
Producción neta año 20 (t/año)	3.361
Producción acumulada 20 años (kt H_2)	70,4
Curtailment (%)	~0

La producción de las tres alternativas es la misma tanto de manera bruta en el año 1 como de manera neta y acumulada a lo largo de la vida del proyecto debido a la elección del mismo electrolizador, la diferencia entre alternativas se aprecia en la energía requerida

dónde varía cada una de ellas al contar con una configuración diferente, este indicador se evalúa en el próximo apartado.

A continuación, se muestra una gráfica con los valores de producción neta anual de toneladas de hidrógeno a lo largo de la vida del proyecto.

Figura 5-1. Producción anual de H2 en la planta.



5.2. Energía renovable generada anual

A diferencia del primer apartado del capítulo en el que la producción era igual para las tres alternativas, en este apartado se cuantifica la diferencia de energía renovable generada por cada alternativa anualmente, ya que las degradaciones de los aerogeneradores, los paneles solares FV y la combinación de ambos es distinta, añadido a la diferencia en recurso renovable disponible en el emplazamiento de la planta de Lezuza.

La alternativa A está conformada por paneles solares fotovoltaicos con una degradación anual de 0,5% y con una vida útil de 30 años, lo que confirma que no es necesario el reemplazo durante los 20 años de proyecto (ESI26). El recurso solar disponible en la planta es de 1.861 horas equivalentes (Capítulo 3).

La energía renovable neta producida en el año 1, que se considera igual a la bruta al no asumir que la degradación no afecta, es de 37.220 MWh, aplicando una degradación del 0,5% anual durante los 20 años se obtiene una energía neta acumulada de 710.080 MWh.

La Alternativa B está conformada por aerogeneradores Siemens Gamesa SG 5.0-145 con una degradación anual del 1% siendo debidas en gran medida a la degradación de las palas y el desgaste en el generador, además la vida útil de los aerogeneradores varía entre 20-25 años por lo que de nuevo no será necesario la reposición de los aerogeneradores en la duración completa del proyecto (OTE25). El recurso eólico disponible en el emplazamiento de la planta es de 2.628 horas equivalentes anuales, comentado en el capítulo 3, superior al recurso solar disponible, lo que afecta de forma directa sobre la producción de energía renovable.

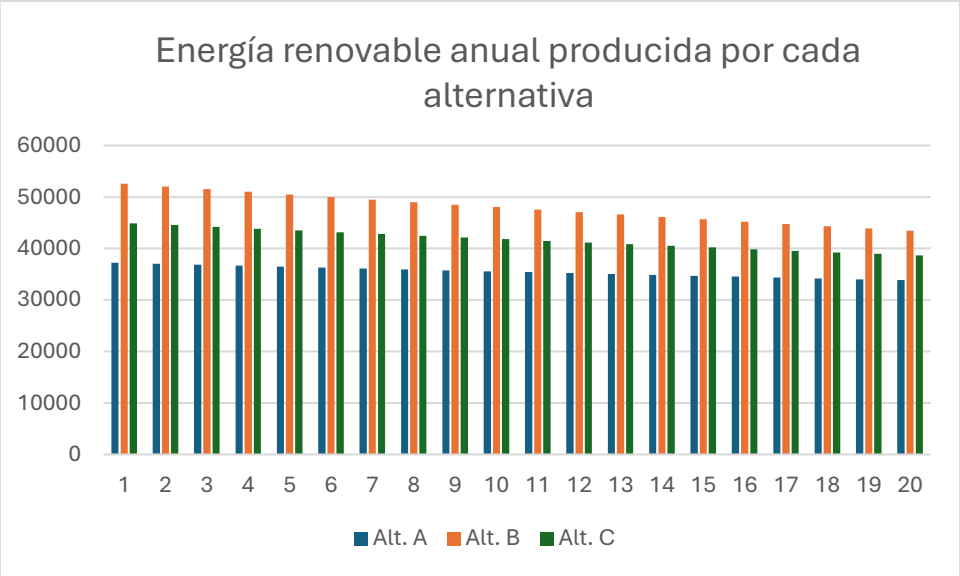
La energía renovable neta producida en el año 1 por la alternativa B es de 52.560 MWh, con una degradación anual del 1% de los aerogeneradores la producción acumulada a los 20 años es de 957.080 MWh.

La Alternativa C está conformada por aerogeneradores y paneles solares fotovoltaicos, con las degradaciones previamente comentadas de 0,5% para la parte solar y 1% para la parte eólica, sin necesidad de reposición. El recurso renovable es de 1.861 horas para la parte solar y 2.628 horas para la parte eólica.

La energía renovable neta producida en el año 1 por la alternativa C es de 44.980 MWh, mediante la ponderación de las degradaciones para cada planta renovable se obtiene una producción acumulada a los 20 años de 833.500 MWh.

A continuación, se muestra la energía renovable producida anual de las tres alternativas:

Figura 5-2. Energía renovable producida por alternativa.



La energía producida anualmente varía según la alternativa debido a los efectos comentados previamente, las horas equivalentes de funcionamiento de la planta renovable que provoca una mayor producción de la alternativa B al contar con la mayor disponibilidad de las tres alternativas. Por otro lado, se puede apreciar que la degradación de las plantas tiene un impacto notable sobre la producción a lo largo del proyecto.

Todos estos indicadores quedarán reflejados en el análisis económico del Capítulo 6.

5.3. Energía de red necesaria

En este apartado se realiza el análisis de la energía de red necesaria tanto para el consumo de los equipos comunes a las tres alternativas como para el consumo específico del electrolizador de cada alternativa. Por ello el resultado final de la energía de cada alternativa diferirá de los mostrados en el capítulo 4, que se limitaban a mostrar la energía necesaria por el electrolizador para producir las toneladas de hidrógeno establecidas por el autor.

En primer lugar, el consumo del compresor es común a todas las alternativas ya que la presión del hidrógeno a la salida del electrolizador es de 30 bares para las tres alternativas, por ello es necesario que se comprima hasta los 700 bares designados para su almacenamiento y posterior transporte. Para ello se calcula el consumo por kW de energía mediante la fórmula de compresión de gases:

$$\text{Consumo}\left[\frac{\text{kWh}}{\text{kg}}\right] = \frac{\text{R} * \text{T}_1 * \ln(\frac{\text{P}_2}{\text{P}_1})}{\left(\eta_{\text{compresor}} * \text{M}_{\text{H2}}\right) * \left(\frac{\gamma}{\gamma - 1}\right) * ((\frac{\text{P}_2}{\text{P}_1})^{\frac{(\gamma-1)}{\gamma}-1})} = 2{,}15\ \frac{kWh}{kg}$$

Los valores de los parámetros son los siguientes:

- γ: Coeficiente adiabático (Cp/Cv) = 1,4 para el hidrógeno.
- $\eta_{compresor}$ = 0,7
- T_1 = 293 [K].
- R = 8,314 [J/mol*K].
- M_{H2}: Masa molar del hidrógeno = 0,002016 kg/mol.
- P_1 = 30 bar, P_2 = 700 bar

La producción horaria a plena carga para las tres alternativas es de 444,5 kilogramos, por lo que el compresor debe de tener una potencia de aproximadamente 1 MW. La producción anual de las tres alternativas es de 3.680 toneladas de hidrógeno, por lo que el compresor requerirá de un suministro de energía total de 7.912 MWh (~5% del total de energía de la planta). Esta electricidad necesaria está incluida en el OPEX anual de cada alternativa y se comentará en el Capítulo 6.

Por otro lado, el agua proviene de la red de abastecimiento municipal y es necesaria la realización de un tratamiento de ósmosis inversa con el fin de purificarla para poder introducirla en el electrolizador para el proceso de electrólisis. Para realizar el tratamiento de ósmosis inversa a los 36.800 m^3 de agua mencionado en el Capítulo 4 se requiere de una energía adicional de 0,75 kWh/m^3 lo que resulta en una energía total requerida de aproximadamente 44 MWh/año (~0,03%) (SETAP_S.F.).

Además, se incluyen un 5% de pérdidas sobre la energía total anual dedicada a las pérdidas de compresión y sistemas auxiliares estimación del autor.

Por último, se va a dimensionar el consumo de energía de red para el electrolizador de cada alternativa, para ello se resta a la energía necesaria para un funcionamiento ininterrumpido del electrolizador, la energía renovable producida por la fuente renovable de cada alternativa.

$$E_{redAltA} = 165.600 - 37.220 = 128.380\ MWh$$

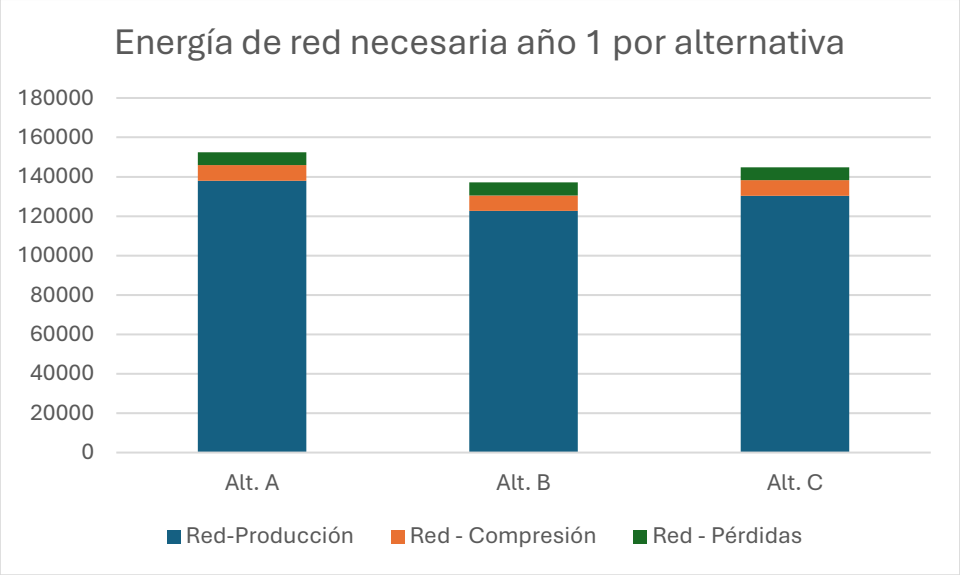
$$E_{redAltB} = 165.600 - 52.560 = 113.040\ MWh$$

$$E_{redAltC} = 165.600 - 44.980 = 120.620\ MWh$$

Cabe destacar que las energías obtenidas en las ecuaciones previas son las equivalentes al año 1 del proyecto, ya que la energía de red necesaria aumenta cada año de forma inversamente proporcional a la disminución de la energía renovable generada debido a la degradación de paneles y aerogeneradores. Esta casuística está incluida en el OPEX del análisis económico de cada alternativa.

A continuación, se muestra una gráfica con los consumos energéticos de la red por alternativa en los 20 años de vida del proyecto:

Figura 5-3. Consumo energético de red total por alternativa.



5.4. Emisiones de CO_2 evitadas:

Este indicador es clave con la estrategia europea de descarbonización del sector industrial, alineada con el objetivo de desarrollo 7, 9 y 13 por lo que se ha considerado necesario incluirlo en el análisis técnico.

Se parte de la hipótesis de que aún con la certificación de las garantías de origen de la electricidad de red complementaria no se va a considerar la producción de hidrógeno a partir de esta electricidad como parte de las emisiones de CO_2 evitadas por la planta, por ello se distingue entre cada una de las alternativas al contar con una generación diferente.

El hidrógeno gris producido mediante Reformado de Gas Natural (SMR) produce unas emisiones de alrededor de 9 kg de CO_2 por cada kilogramo de hidrógeno. La producción de hidrógeno verde mediante planta solar FV produce 2,5 kg de CO_2 por kg de hidrógeno y finalmente la producción mediante planta eólica produce 0,6 kg de CO_2 por kg de hidrógeno producido. Las emisiones de la solar son mayores debido a la fabricación de los paneles (TEN24).

La alternativa A cuenta con una generación anual de 37.220 MWh que produce 827,1 toneladas de hidrógeno, equivalente a una emisión de 2.070 toneladas de CO_2. En

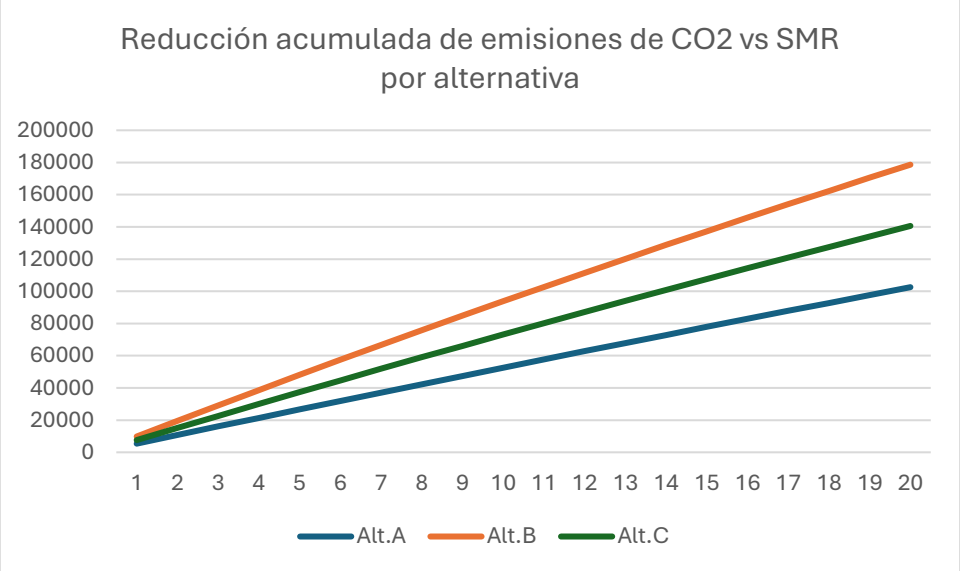
términos de reducción frente al hidrógeno gris se reducen las emisiones de CO_2 en 5.400 toneladas al año.

La alternativa B cuenta con una generación de 52.560 MWh que produce 1.168 toneladas de hidrógeno, equivalente a una emisión de 700 toneladas de CO_2. En comparación con las emisiones del hidrógeno gris se reducen las emisiones de CO_2 en 9.811 toneladas anualmente.

Por último, la alternativa C cuenta con una generación de 44.980 MWh divididos en 18.610 MWh de la planta solar FV y 26.280 MWh de la planta eólica, producen 414 y 584 toneladas de hidrógeno cada una, equivalente a una emisión total de 1.385 toneladas de CO2 anuales. Esta alternativa reduce las emisiones de CO_2 en 7.597 toneladas anuales.

A continuación, se muestran una tabla y gráfica con la reducción de emisiones de CO_2 acumuladas frente al hidrógeno gris (SMR) en los 20 años de proyecto por cada una de las alternativas tomando en consideración las disminuciones en la producción renovable debido a la degradación de las plantas.

Figura 5-4. Reducción de emisiones frente a SMR por alternativa.



Las emisiones reducidas de hidrógeno acumuladas ascienden hasta un rango de entre 100.000 toneladas y 180.000 toneladas aproximadamente, una cantidad notable alineada con los objetivos de descarbonización de la Unión Europea como parte de la transición hacia una industria sostenible.

5.5. Análisis de sensibilidad técnica

En este apartado se cuantificará la variación de los indicadores principales frente a cambios en parámetros más inciertos del modelo propuesto mediante un análisis de la sensibilidad técnica. Todos los cálculos son lineales y se han realizado en el documento de Excel adjunto al trabajo en la pestaña de sensibilidad técnica del capítulo 6.

Se parte de la hipótesis de maximizar la producción de la fuente renovable de la planta, en el proyecto se complementa con la producción por energía con GdOs proveniente de la red, pero con un coste mayor por kWh de energía utilizado.

Los parámetros analizados son los mostrados en la siguiente tabla:

Figura 5-5. Análisis de sensibilidad técnica: impacto sobre la producción anual de H_2 por la fuente renovable.

Escenario de sensibilidad técnica	Impacto Alt. A (h/año)	Impacto Alt. B (h/año)	Impacto Alt. C (h/año)
Caso base (FC referencia) (horas)	1.861	2.628	0,5*1.861+0,5*2,628 = 2.245
Horas equivalentes +10 % (año soleado/ventoso) (horas)	2.047	2.891	2.470
Horas equivalentes -10 % (año desfavorable) (horas)	1.675	2.365	2.021
Disponibilidad mecánica 95 % (paradas no planificadas) (horas)	2.119	1.872	1.525
Consumo específico +5 kWh/kg (envejecimiento stack) (horas)	2.038	1.796	1.464

El indicador más sensible es el consumo específico del electrolizador, un incremento de 5 kWh/kg debido al envejecimiento del stack se convierte en una producción renovable anual un 8,6% menor para todas las alternativas, por ello es necesaria la inclusión de mantenimiento para el stack del electrolizador con el fin de minimizar la degradación.

El siguiente indicador con mayor sensibilidad técnica sobre la producción de la fuente renovable es el asociado con la disponibilidad mecánica ya que con una caída del 5% debido a paradas no planificadas resulta en una disminución del 5% anual en la producción.

Las variaciones de las horas equivalentes tienen un mayor impacto que las mencionadas previamente (en torno al 10%) pero son simétricas y dependen del recurso meteorológico y no del diseño de la planta.

Se puede observar en la tabla que las tres alternativas cuentan con una sensibilidad técnica similar en la mayoría de los escenarios planteados, esto es un indicativo de la robustez del dimensionamiento que lo hace independiente a la tecnología elegida.

Tras la realización del análisis técnico se llega a la conclusión de que debido al recurso renovable disponible, la alternativa eólica es la que mayor repercusión tiene respecto a los indicadores técnicos más relevantes, su producción anual de la fuente renovable es la mayor de las tres alternativas por lo que evita la mayor cantidad de emisiones de CO_2, y su consumo de red es menor que las otras dos alternativas, al estar fijada la misma producción anual para las tres alternativas y que requieran de una conexión con la red para elevar el factor de capacidad del electrolizador al 100%.

El complemento de red provoca que las tres alternativas produzcan la misma cantidad de hidrógeno anual y que su consumo de electricidad sea el mismo. La diferencia entre ellas se analiza en el análisis económico del capítulo 6 al variar su CAPEX, OPEX y energía requerida de la red.

Capítulo 6 Análisis económico

El presente capítulo evalúa la viabilidad económica de las tres alternativas dimensionadas en el capítulo 4. El análisis se estructura en seis apartados: estimación del CAPEX , OPEX, coste nivelado de producción LCOH, análisis de rentabilidad VAN-TIR-payback, análisis de sensibilidad económica y la estrategia de financiación. Los parámetros financieros comunes son el Weighted Average Cost of Capital (WACC) del 7,5 % (IRECF23), la vida útil de 20 años, precio de venta de referencia de 6,22 €/kg (MIB25) y finalmente la inflación anual del OPEX objetivo por el BCE del 2,0% (BCEP25). La metodología empleada es la de flujo de fondos descontados (FFD o DCF), estándar en el análisis económico de proyectos de hidrógeno verde.

6.1. Inversión inicial (CAPEX)

El CAPEX engloba todos los costes de inversión necesarios para construir el parque antes de su puesta en operación. Se procede a comentar los costes incluidos en el CAPEX para cada una de las alternativas, provenientes del dimensionamiento realizado en el Capítulo 4.

La alternativa A consiste en una planta solar fotovoltaica sumada a una subestación con conexión a la red que alimentan un electrolizador alcalino. El precio de una planta solar fotovoltaica incluyendo los módulos fotovoltaicos, los inversores para la conexión con el electrolizador, la estructura de soporte, la instalación y la obra civil es de 0,415 € por Wp instalado, lo que determina un coste de 8,3 millones de euros. (PVMC26)

Figura 6-1. CAPEX Alternativa A

CAPEX- FV+AEL Concepto	Precio Referencia	20 MW	% Total
Planta solar fotovoltaica			
Módulos Fotovoltaicos	0,200 €/Wp	4.000.000 €	6,19
Estructura de los módulos	0,100 €/Wp	2.000.000 €	3,09
Instalación eléctrica y obra civil FV	0,055 €/Wp	1.100.000 €	1,70
Instalación eléctrica y obra civil Subestación	0,055 €/Wp	1.100.000 €	1,70
Rectificadores AC/DC y Convertidores DC/DC- FV/Electrolizador	0,060 €/Wp	1.200.000 €	1,86
Rectificadores AC/DC y Convertidores DC/DC- Subestación/Electrolizador	0,060 €/Wp	1.200.000 €	1,86
Cableado y sistema eléctrico	0,080 €/Wp	1.600.000 €	2,48
Subestación transformadora	0,130 €/Wp	2.600.000 €	4,02
Planta hidrógeno			
Stack electrolizador AEL	0,300 €/Wp	6.000.000 €	10,40
BoP electrolizador	0,503 €/Wp	10.060.000 €	17,44
Otras utilidades del electrolizador	0,370 €/Wp	7.400.000 €	12,83
Other CAPEX	0,540 €/Wp	10.800.000 €	18,72
Compresor	0,250 €/Wp	5.000.000 €	8,67
Almacenamiento H2	150.000 €/ud	3.600.000 €	6,24
Tratamiento de agua (SETASA)	37.400 €/ud	37.400 €	0,06
CAPEX directo	-	57.697.400 €	-
Ingenieria (5%)	-	1.171.870 €	1,81
Contingencias (10%)	-	5.769.740 €	8,93
CAPEX total	-	64.639.010 €	-

que el de pequeñas instalaciones al aplicarse la economía de escala, aplicado a la planta del proyecto el coste asciende a 24,4 millones de euros, este coste incluye los aerogeneradores, cimentación de cada aerogenerador, instalación, la obra civil, la ingeniería y los sistemas de control como en la alternativa A (DEL25).

Figura 6-2. CAPEX Alternativa B

CAPEX Eólica + PEM Concepto	Cálculo	20 MW	% Total
Planta eólica			
Turbinas eólicas	0,975 €/Wp	19.500.000 €	26,82
Instalación eléctrica y obra civil EOL	0,130 €/Wp	2.600.000 €	3,58
Instalación eléctrica y obra civil Subestación	0,055 €/Wp	1.100.000 €	1,51
Rectificadores AC/DC y Convertidores DC/DC- EOL/Electrolizador	0,060 €/Wp	1.200.000 €	1,65
Rectificadores AC/DC y Convertidores DC/DC- Subestación/Electrolizador	0,060 €/Wp	1.200.000 €	1,65
Cableado y sistema eléctrico	0,080 €/Wp	1.600.000 €	2,20
Subestación transformadora	0,13000 €/Wp	2.600.000 €	3,58
Planta hidrógeno			
Stack electrolizador AEL	0,300 €/Wp	6.000.000 €	8,25
BoP electrolizador	0,503 €/Wp	10.060.000 €	13,84
Otras utilidades del electrolizador	0,370 €/Wp	7.400.000 €	10,18
Other CAPEX	0,540 €/Wp	10.800.000 €	14,86
Compresor	0,250 €/Wp	5.000.000 €	6,88
Almacenamiento H2	150.000 €/ud	3.600.000 €	4,95
Tratamiento de agua (SETASA)	37.400 €/ud	37.400 €	0,05
CAPEX directo	-	72.697.400 €	-
Ingenieria (5%)	-	1.841.870 €	2,25
Contingencias (10%)	-	7.269.740 €	8,89
CAPEX TOTAL	-	81.809.010 €	-

La alternativa C consiste en un híbrido entre una planta solar y una planta eólica con potencias instaladas de 10 MW, conectadas a la red mediante una subestación transformadora, alimentando un electrolizador alcalino de 20 MW de potencia. La combinación de ambas plantas conlleva un coste, al aplicar la escala de potencia instalada, de 4,15 y 12,2 millones de euros para la planta solar y eólica respectivamente.

Figura 6-3. CAPEX Alternativa C

CAPEX Híbrido + PEM			
Concepto	**Cálculo**	**10 MW**	**% Total**
Planta solar fotovoltaica			
Módulos Fotovoltaicos	0,200 €/Wp	2.000.000 €	3,17
Estructura de los módulos	0,100 €/Wp	1.000.000 €	1,58
Instalación eléctrica y obra civil FV	0,055 €/Wp	550.000 €	0,87
Instalación eléctrica y obra civil Subestación	0,055 €/Wp	550.000 €	0,87
Rectificadores AC/DC y Convertidores DC/DC- FV/Electrolizador	0,060 €/Wp	1.200.000 €	1,90
Rectificadores AC/DC y Convertidores DC/DC- Subestación/Electrolizador	0,060 €/Wp	1.200.000 €	1,90
Cableado y sistema eléctrico	0,080 €/Wp	800.000 €	1,27
Subestación transformadora	0,130 €/Wp	1.300.000 €	2,06
Planta eólica			
Turbinas eólicas	0,975 €/Wp	9.750.000 €	15,44
Instalación eléctrica y obra civil EOL	0,130 €/Wp	1.300.000 €	2,06
Rectificadores AC/DC y Convertidores DC/DC- EOL/Electrolizador	0,060 €/Wp	600.000 €	0,95
Planta hidrógeno			
Stack electrolizador AEL	0,300 €/Wp	6.000.000 €	9,50
BoP electrolizador	0,503 €/Wp	10.060.000 €	15,93
Otras utilidades del electrolizador	0,370 €/Wp	7.400.000 €	11,72
Other CAPEX	0,540 €/Wp	10.800.000 €	17,10
Compresor	0,250 €/Wp	5.000.000 €	7,92
Almacenamiento H2	150.000 €/ud	3.600.000 €	5,70
Tratamiento de agua (SETASA)	37.400 €/ud	37.400 €	0,06
CAPEX directo	-	63.147.400 €	-
Ingenieria (5%)	-	1.012.500 €	
Contingencias (10%)	-	6.314.740 €	
CAPEX TOTAL	-	70.474.640 €	

A continuación, se presentan las implicaciones en el CAPEX de los elementos comunes a las tres alternativas.

En primer lugar, se desglosan las necesidades de compresión y sus respectivos costes aplicados al CAPEX, el compresor necesario para realizar la compresión de una producción a plena carga es de 1 MW, para nuestra instalación de 20 MW el coste del CAPEX del compresor es de 5 millones de euros (GAR25).

En segundo lugar, el almacenamiento de H_2 se lleva a cabo en tanques de tipo II customizados por la empresa de almacenamiento industrial Suzhou, se ha realizado la hipótesis de almacenamiento de dos días de producción para ello se instalan 24 tanques con un coste de 150.000 € por unidad, con un coste total aplicado al CAPEX de cada alternativa de 3,6 millones de euros (SUZ_S.F.).

En tercer lugar, la subestación transformadora de 20 MVA conectada a la red de distribución para complementar la energía renovable con aporte de energía de la red con el fin de garantizar la continuidad de servicio del electrolizador a plena carga a lo largo de todo el año. El coste de la energía de la planta asciende a 0,325 € por Wp lo que escalado a la planta del proyecto equivale a un coste de 6,5 millones de euros e incluye tanto a la subestación como la obra civil, el cableado y sistema eléctrico, los sistemas de gestión de seguimiento y los inversores/rectificadores comentados previamente. El cableado y sistema eléctrico es distinto debido a la diferencia de separación entre aerogeneradores y paneles solares (PVMC26; DEL26).

En cuarto lugar, el tratamiento de agua se realiza con un sistema de ósmosis inversa con un coste marginal de 37.400 € (SET_S.F.).

El electrolizador tiene un coste total sobre el CAPEX de 2.075 €/kW que se segrega en los siguientes costes, el primero de ellos el coste del stack con un precio de 300 €/Wp, el Balance of Plant (BoP) del electrolizador con un coste de 0,503 €/Wp, el CAPEX de utilidades auxiliares del electrolizador es de 0,37 €/kW y por último, es necesario añadir un CAPEX adicional del electrolizador debido a seguros, tarifas y estudios de viabilidad entre otras cosas mencionadas en el dimensionamiento del capítulo 4, el coste es de 0,54 €/kW (EHO25).

El Balance Of Plant (BoP) incluye las componentes auxiliares de la planta, las partes más importantes incluyen los sistemas de purificación de agua, los sistemas de refrigerado, la obra civil, la compresión y el almacenamiento del hidrógeno, normalmente se incluye como un porcentaje sobre el CAPEX directo de la planta, sin embargo, en este proyecto ha decidido fragmentarse en costes individuales para realizar un estudio más riguroso para las plantas renovables, y queda incluido en el CAPEX del electrolizador (ITH_S.F.).

La ingeniería del proyecto se divide en los estudios conceptuales, el diseño básico, la ingeniería de detalle, los estudios topográficos, el aprovisionamiento y el seguimiento del proyecto entre otras, y conlleva un coste de aproximadamente entre un 5 y 15% del CAPEX dependiendo de la magnitud del proyecto, se elige un 5% al ser un proyecto pequeño.

Por último, es necesario reservar un porcentaje del CAPEX para contingencias debido a los riesgos que conllevan los proyectos de ingeniería, para cubrir fluctuaciones en el precio del equipamiento o retrasos en el proyecto debido a condiciones inesperadas, se estima un 10% del CAPEX (HYV26).

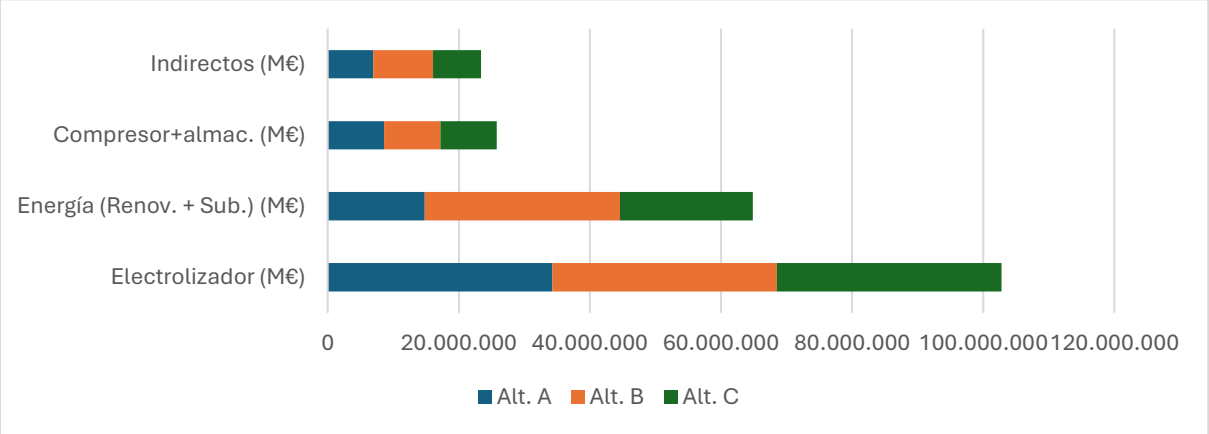
La Alternativa A presenta el menor CAPEX total (64,64 M€) gracias al menor coste de la planta solar FV. Por otro lado, se puede observar que la alternativa B cuenta con el mayor CAPEX (81,81 M€), debido a que la planta eólica es de un coste considerablemente superior. El CAPEX total de la alternativa C es de 70,47 M€.

A continuación, se muestra un desglose de los CAPEX por alternativa:

Figura 6-4. Desglose CAPEX por alternativa.

Concepto	Alt. A	Alt. B	Alt. C
Electrolizador (M€)	34.260.000	34.260.000	34.260.000
Energía (Renov. + Sub.) (M€)	14.800.000	29.800.000	20.250.000
Compresor+almac. (M€)	8.600.000	8.600.000	8.600.000
Indirectos (M€)	6.941.610	9.111.610	7.327.240

Figura 6-5.Gráfica del desglose del CAPEX por alternativa.



6.2. Costes de operación y mantenimiento (OPEX)

El OPEX recoge todos los costes anuales de operación y mantenimiento del parque. Se distingue entre OPEX fijo (gestión, seguros, mantenimiento preventivo) y OPEX variable (agua desionizada, consumo de red con garantías de origen). Se aplica una inflación anual del 2,0 % sobre el OPEX para modelar su evolución a lo largo de los 20 años del proyecto, inflación obtenida a partir de la previsión del Banco Europeo (BCEP_S.F.).

La reposición del stack del electrolizador se modela como un desembolso extraordinario en el año 10 de 6 millones de euros, equivalente al 15 % del CAPEX total del electrolizador.

El OPEX anual de la alternativa A incluye el mantenimiento de la planta solar fotovoltaica, el arrendamiento del terreno, el seguro de instalación, la gestión y monitorización de la planta por parte de la planta renovable y conlleva un gasto anual de 280.000 €.

Figura 6-6. OPEX Alternativa A con electricidad de red y reposición descontadas

OPEX- FV+AEL Concepto	Cálculo	Importe (euros)
Planta solar fotovoltaica		
Mantenimiento FV	7.000 €/MWp/año	140.000 €
Arrendamiento de terreno	3.000 €/MWp/año	60.000 €
Seguro de instalación	2.000 €/MWp/año	40.000 €
Gestión administrativa / Monitorización	2.000€/MWp/año	40.000 €
Planta hidrógeno		
Suministro de agua	38.900 m3*1,5 €/m3	58.350 €
Consumo eléctrico con GdOs solar (Incluido en el flujo de caja)	-	-
Reemplazo de los stacks (Desembolso extraordinario)	-	-
Operación y mantenimiento	3% CAPEX del electrolizador AEL	1.027.800 €
OPEX TOTAL (sin reposición ni energía de red)	-	1.366.150 €

El OPEX anual de la alternativa B cubre el mantenimiento de la planta eólica, las reparaciones necesarias, los reemplazos de piezas dañadas, seguros y arrendamiento del terreno, administración y gestión de la planta, y conllevan un gasto anual de 1.956.150 € creciente un 2% siguiendo el índice de inflación mencionado al principio de la sección.

Figura 6-7. OPEX Alternativa B con electricidad de red y reposición descontadas

OPEX Eólica + AEL Concepto	Cálculo	Importe (€)
Planta eólica		
Mantenimiento eólica	19.500 €/MW/año	390.000 €
Reparaciones	11.000 €/MW/año	220.000 €
Reemplazos	5.500 €/MW/año	110.000 €
Consumibles y alquileres	3.300 €/MW/año	66.000 €
Administración y gestión	4.200 €/MW/año	84.000 €
Planta hidrógeno		
Suministro de agua	38.900 m3*1,5 €/m3	58.350 €
Consumo eléctrico con GdOs solar (Incluido en el flujo de caja)	-	-
Reemplazo de los stacks (Incluido en el flujo de caja)	-	-
Operación y mantenimiento	3% CAPEX del electrolizador AEL	1.027.800 €
OPEX TOTAL (sin reposición ni energía de red)	-	1.956.150 €

El OPEX de la alternativa C es una combinación de los OPEX mencionados previamente, escalado a la potencia instalada de cada planta (solar FV y eólica), cubre el mantenimiento de ambas plantas, el arrendamiento del terreno, las reparaciones, los reemplazos de piezas y la administración y gestión de ambas plantas, conlleva un gasto anual de 1.661.150 €.

Figura 6-8. OPEX Alternativa C con electricidad de red y reposición descontadas

Concepto	Cálculo	Importe (€)
Planta solar fotovoltaica		
Mantenimiento FV	7.000 €/MWp/año	70.000 €
Arrendamiento de terreno	3.000 €/MWp/año	30.000 €
Seguro de instalación	2.000 €/MWp/año	20.000 €
Gestión administrativa / Monitorización	2.000€/MWp/año	20.000 €
Planta eólica		
Mantenimiento eólica	19.500 €/MW/año	195.000 €
Reparaciones	11.000 €/MW/año	110.000 €
Reemplazos	5.500 €/MW/año	55.000 €
Consumibles y alquileres	3.300 €/MW/año	33.000 €
Administración y gestión	4.200 €/MW/año	42.000 €
Planta hidrógeno		
Suministro de agua	38.900 m3*1,5 €/m3	58.350 €
Consumo eléctrico con GdOs solar (Incluido en el flujo de caja)	-	-
Reemplazo de los stacks (Incluido en el flujo de caja)	-	-
Operación y mantenimiento	3% CAPEX del electrolizador AEL	1.027.800 €
OPEX TOTAL (sin reposición ni energía de red)	-	1.661.150 €

El consumo de red incluye la energía complementaria necesaria para la producción del electrolizador, la energía necesaria para la compresión y un 5% sobre la energía total de la planta para cubrir pérdidas de compresión y sistemas auxiliares, su precio es de 126,1 €/MWh (RE26) al ser un suministro con GdOs y se ha excluido de la tabla del OPEX al ser variable durante los 20 años de proyecto debido no solo a la inflación (2%) sino también al aumento de energía de red necesaria debido a la degradación de las fuente renovable.

A continuación, se adjunta una gráfica con los valores económicos de la energía consumida de la red por cada una de las alternativas:

Figura 6-9. Coste total de la energía de red en la vida del proyecto.

Año	Energía red GdOs (A)	Energía red GdOs (B)	Energía red GdOs (C)
0	-	-	-
1	18.021.708	16.127.686	17.395.611
2	18.763.820	16.837.820	17.785.019
3	19.153.393	17.233.726	18.182.657
4	19.551.025	17.638.130	18.588.695
5	19.956.880	18.051.207	19.003.307
6	20.371.128	18.473.137	19.426.668
7	20.793.941	18.904.103	19.858.958
8	21.225.495	19.344.290	20.300.361
9	21.665.970	19.793.890	20.751.066
10	22.115.549	20.253.096	21.211.261
11	22.693.035	20.840.723	21.741.793
12	23.162.550	21.320.904	22.222.465
13	23.641.752	21.811.309	22.713.240
14	24.130.841	22.312.150	23.214.325
15	24.630.021	22.823.640	23.725.932
16	25.139.497	23.346.000	24.248.276
17	25.659.481	23.879.452	24.781.578
18	26.190.188	24.424.226	25.326.063
19	26.731.840	24.980.553	25.881.960
20	27.284.659	25.548.672	26.449.503
Total	**450.882.773**	**413.944.714**	**432.808.741**

El suministro de agua el mantenimiento y la operación del electrolizador son gastos comunes a las tres alternativas y conllevan un coste de 58.350 € y del 3% del CAPEX del electrolizador alcalino respectivamente.

La Alternativa A tiene el menor OPEX anual, descontando energía de red, (1,366 M€/año) gracias a la menor tasa de mantenimiento de la planta solar FV (140.000 €). La Alternativa B tiene el mayor OPEX (1,956 M€/año) por la mayor tasa de mantenimiento de la eólica. La Alternativa C queda en posición intermedia (1,661 M€/año).

Desde el punto de vista del coste de energía de red anual ocurre lo contrario, al ser la eólica la que mayor producción tiene anualmente, el coste acumulado de las energías es el menor de las alternativas (414 M€), el coste de la alternativa C es el intermedio (433

M€) y el mayor coste de red lo asume la alternativa A al ser la que menor producción renovable anual tiene (451 M€).

6.3. Coste nivelado de producción de hidrógeno (LCOH)

El LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) es el indicador económico central de este análisis. Representa el coste medio por kilogramo de H_2 producido a lo largo de toda la vida útil del proyecto, considerando la inversión inicial amortizada y los costes de operación, todo ello descontado al WACC del 7,5 %. Permite comparar directamente la competitividad económica de las tres alternativas y contrastarla con el precio de referencia del mercado de 6,22 €/kg. El precio del mercado se ajusta a la inflación del 2% del Banco Central Europeo.

Para el cálculo del LCOH se toma en consideración tanto el OPEX anual de cada alternativa, como su consumo de red y la reposición del stack del electrolizador.

La fórmula del LCOH es:

$$\text{LCOH}\left(\frac{€}{\text{kg}}\right) = \frac{(\text{CAPEX} + \Sigma\ \text{OPEX descontado})}{\Sigma\ \text{Prod. Anual descontada}}$$

La fórmula de la producción descontada es la siguiente:

$$\text{Prod. Anual descontada (kg)} = \frac{\text{Prod. Anual}}{(1 + \text{WACC})^{t}}$$

La fórmula del OPEX descontado es el siguiente:

$$\text{OPEX descontado (€)} = \frac{\text{OPEX}}{(1 + \text{WACC})^{t}}$$

Dónde t corresponde al año de vida del proyecto al ser acumulativo.

A continuación, se adjuntan los cálculos de los LCOH de cada alternativa:

Figura 6-10. LCOH Alternativa A.

Años	OPEX	Producción	OPEX descontado	Producción descontada
1	19.387.858	3.680.000	18.035.216	3.423.256
2	20.560.439	3.643.200	17.791.618	3.152.580
3	20.986.231	3.606.768	16.893.088	2.903.306
4	21.420.810	3.570.700	16.039.914	2.673.742
5	21.864.358	3.534.993	15.229.807	2.462.330
6	22.317.057	3.499.643	14.460.594	2.267.634
7	22.779.097	3.464.647	13.730.212	2.088.333
8	23.250.668	3.430.000	13.036.701	1.923.209
9	23.731.965	3.395.700	12.378.201	1.771.141
10	24.223.189	3.361.743	11.752.944	1.631.098
11	30.965.532	3.680.000	13.976.082	1.660.943
12	25.358.409	3.643.200	10.646.833	1.529.613
13	25.881.848	3.606.768	10.108.466	1.408.666
14	26.416.064	3.570.700	9.597.312	1.297.284
15	26.961.279	3.534.993	9.111.996	1.194.708
16	27.517.718	3.499.643	8.651.213	1.100.242
17	28.085.610	3.464.647	8.213.721	1.013.246
18	28.665.191	3.430.000	7.798.346	933.129
19	29.256.699	3.395.700	7.403.967	859.347
20	29.860.379	3.361.743	7.029.526	791.399
LCOH	8,49			

Figura 6-11. LCOH Alternativa B

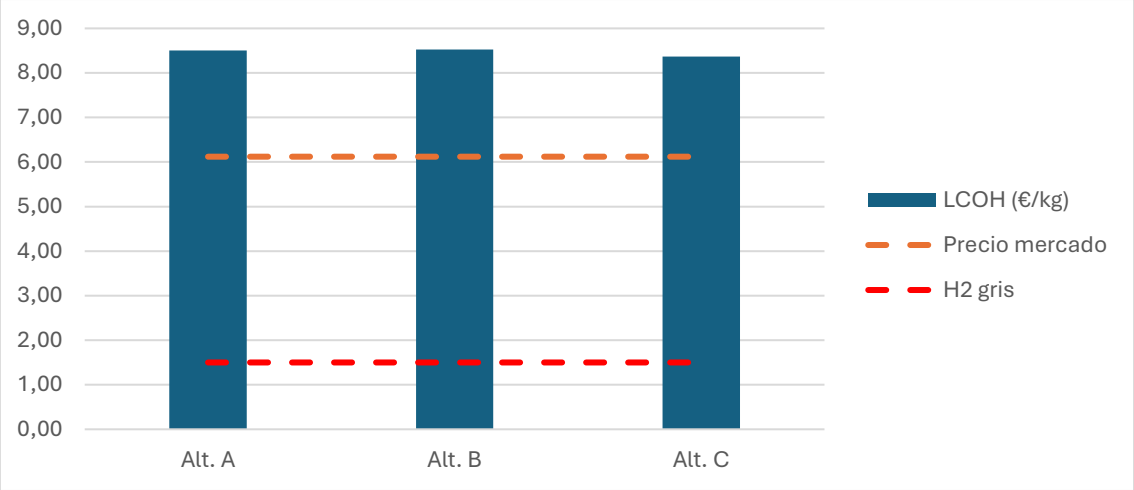
Años	OPEX	Producción	OPEX descontado	Producción descontada
1	18.083.836	3.680.000	16.822.173	3.423.256
2	18.833.093	3.643.200	16.296.889	3.152.580
3	19.268.904	3.606.768	15.510.708	2.903.306
4	19.714.012	3.570.700	14.761.863	2.673.742
5	20.168.607	3.534.993	14.048.617	2.462.330
6	20.632.885	3.499.643	13.369.315	2.267.634
7	21.107.045	3.464.647	12.722.375	2.088.333
8	21.591.292	3.430.000	12.106.285	1.923.209
9	22.085.831	3.395.700	11.519.605	1.771.141
10	22.590.877	3.361.743	10.960.956	1.631.098
11	29.225.259	3.680.000	13.190.622	1.660.943
12	23.753.131	3.643.200	9.972.850	1.529.613
13	24.292.180	3.606.768	9.487.602	1.408.666
14	24.842.638	3.570.700	9.025.665	1.297.284
15	25.404.738	3.534.993	8.585.938	1.194.708
16	25.978.720	3.499.643	8.167.372	1.100.242
17	26.564.827	3.464.647	7.768.964	1.013.246
18	27.163.308	3.430.000	7.389.759	933.129
19	27.774.417	3.395.700	7.028.848	859.347
20	28.398.413	3.361.743	6.685.360	791.399
LCOH	8,51			

Figura 6-12. LCOH Alternativa C

Años	OPEX	Producción	OPEX descontado	Producción descontada
1	19.056.761	3.680.000	18.149.296	3.423.256
2	19.474.202	3.643.200	16.851.662	3.152.580
3	19.900.409	3.606.768	16.019.045	2.903.306
4	20.335.564	3.570.700	15.227.281	2.673.742
5	20.779.850	3.534.993	14.474.384	2.462.330
6	21.233.455	3.499.643	13.758.462	2.267.634
7	21.696.571	3.464.647	13.077.714	2.088.333
8	22.169.392	3.430.000	12.430.428	1.923.209
9	22.652.120	3.395.700	11.814.971	1.771.141
10	23.144.956	3.361.743	11.229.792	1.631.098
11	29.766.726	3.680.000	13.435.009	1.660.943
12	24.281.570	3.643.200	10.194.717	1.529.613
13	24.807.171	3.606.768	9.688.738	1.408.666
14	25.343.748	3.570.700	9.207.725	1.297.284
15	25.891.528	3.534.993	8.750.457	1.194.708
16	26.450.740	3.499.643	8.315.769	1.100.242
17	27.021.618	3.464.647	7.902.554	1.013.246
18	27.604.402	3.430.000	7.509.759	933.129
19	28.199.335	3.395.700	7.136.381	859.347
20	28.806.667	3.361.743	6.781.468	791.399
LCOH	8,38			

La alternativa C obtiene el menor LCOH (8,38 €/kg), aunque es superior al precio de referencia del mercado de 6,22 €/kg (MIB25), con un margen negativo de 2,16 €/kg que la convierte en inviable económicamente sin apoyo del Banco Europeo del Hidrógeno. La alternativa B presenta un LCOH de 8,52 €/kg, penalizada por el elevado CAPEX del parque eólico, requiriendo una prima BEH de 2,3 €/kg. La alternativa A obtiene un LCOH de 8,49 €/kg, penalizada por su mayor consumo de red consecuencia de la menor producción renovable anual requiriendo una prima BEH de 2,27 €/kg.

Figura 6-13. Comparativa del LCOH por alternativa y precio de referencia del mercado (€/kg H_2).



6.4. Análisis de rentabilidad: VAN, TIR y periodo de recuperación

El análisis de rentabilidad evalúa si el proyecto genera valor para el inversor más allá de cubrir los costes de producción. Se calculan el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación (payback). El precio de venta del H_2 adoptado es 6,22 €/kg (MIB25), manteniéndose variable con un aumento anual del 2% a lo largo de la vida útil como hipótesis a partir de la inflación prevista por el Banco Central Europeo.

El Valor Actual Neto (VAN) es una herramienta financiera utilizada para analizar la rentabilidad de una inversión a partir del cálculo del valor presente de los ingresos, los gastos futuros del proyecto y aplicándole un descuento de una tasa determinada, que en el caso del proyecto es el WACC. El valor del VAN indica el valor generado por el proyecto (VEL25).

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador que mide la rentabilidad esperada de una inversión medida en porcentaje sobre la inversión realizada (SEV25). Un TIR con el mismo valor que el WACC implica que el VAN es nulo, si es mayor que el WACC entonces el VAN es positivo y si es menor que el WACC entonces el VAN es negativo.

El Payback es el indicador que refleja el año en que el flujo de caja acumulado cambia de negativo a positivo, indica cuando el proyecto empieza a generar beneficios netos.

Los flujos de caja libres anuales se han calculado en Excel siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Flujo} = \text{Ingreso} - \text{OPEX} - \text{Coste energía red} - \text{Impuesto de soc.} - \text{Rep. stack}$$

Los aspectos claves que destacar son por un lado que las reposiciones de stack que se realizan en el año 10 únicamente y el impuesto de sociedades que es de un 25% sobre Beneficio Antes de Intereses e Impuestos (EBIT) positivo (AEAT_S.F.).

Las fórmulas del VAN y la TIR, y las utilizadas para calcularlos en Excel han sido las siguientes:

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

$$\text{VAN} = -\text{CAPEX} + \text{VNA}(0{,}075; \text{flujo acum. año } 0 : \text{flujo acum. año } 20)$$

$$\text{VAN} = -\text{I}_0 + \sum_{\text{t=1}}^{\text{n}} \frac{\text{F}_\text{t}}{(1+\text{TIR})^\text{t}} = 0$$

$$\text{TIR} = \text{TIR}(\text{flujo acumulado año } 0 : \text{flujo acumulado año } 20)$$

- F_t: flujos de dinero en cada año
- I_0: inversión inicial en el proyecto
- n: años del proyecto
- k: tipo de descuento o interés exigido para la inversión

Tabla 11. Indicadores de rentabilidad por alternativa.

Indicador de rentabilidad	Alt. A	Alt. B	Alt. C
Precio venta H_2 referencia (€/kg)	6,22	6,22	6,22
Ingreso bruto año 1 (M€/año)	22,89	22,89	22,89
OPEX año 1 (M€/año)	19,39	18,08	19,06
CAPEX total — inversión año 0 (M€)	64,64	81,81	70,47
Reposición stack AEL año 10 (M€)	6	6	6
VAN sin apoyo BEH ni subvención PERTE ERHA (M€)	-44,5	-52,5	-45,8
VAN con prima BEH 10 años (M€)	10,76	3,25	6,7
VAN con prima BEH 10 años y subvención PERTE ERHA (M€)	40,1	40,3	38,1
TIR sin apoyo BEH ni subvención PERTE ERHA (%)	-4,82	-3,68	-3,81
TIR con apoyo BEH sin subvención PERTE ERHA (%)	10,66	8,24	9,27
TIR con apoyo BEH y subvención PERTE ERHA (%)	27,15	22,78	24,28
Payback sin BEH ni PERTE ERHA (años)	No genera	No genera	No genera
Payback con BEH sin PERTE ERHA (años)	Año 7	Año 8	Año 7
Payback con BEH y PERTE ERHA (años)	Año 4	Año 4	Año 4
LCOH calculado (€/kg)	8,49	8,51	8,38
Margen vs precio mercado (€/kg)	-2,27	-2,29	-2,16

El análisis de rentabilidad muestra resultados diferenciados entre las tres alternativas. Sin apoyo público, la Alternativa B presenta el mejor VAN, con un valor de -44,5 M€ y una TIR del -4,82%, lo que indica que el proyecto no es capaz de generar flujos de caja positivos para cubrir el coste de capital del 7,5%. Las Alternativas B y C presentan un VAN de -52,5 M€ y -45,8 M€ respectivamente, con TIR negativas (-3,68% y -3,81%), reflejando que sus flujos de caja no son suficientes para recuperar la inversión inicial sin financiación.

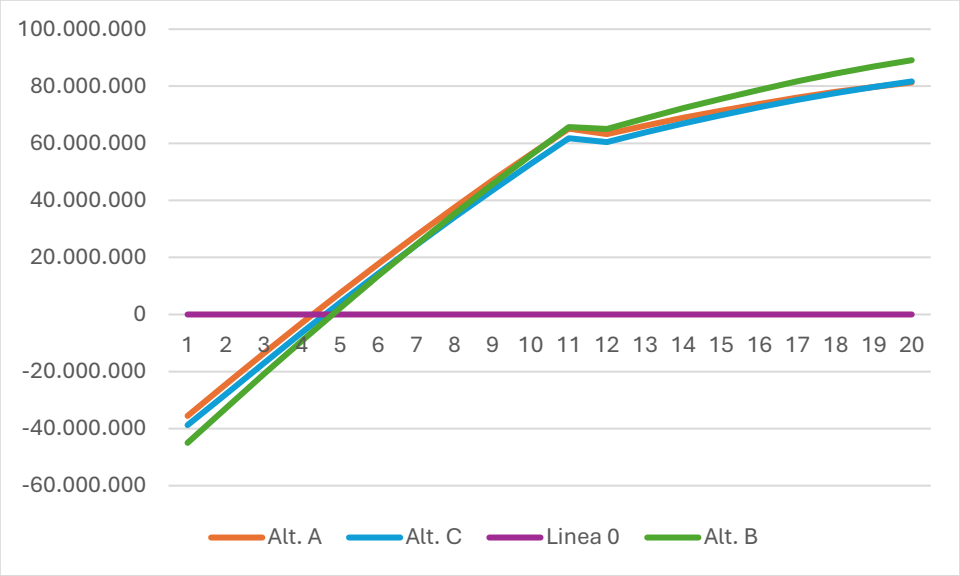
Con la combinación de la prima BEH que cubre la diferencia entre el precio del mercado y el precio del hidrógeno producido en la planta durante los 10 primeros años de vida del proyecto, y la subvención PERTE ERHA (cubre el 45% del CAPEX del proyecto), los tres proyectos mejoran el VAN considerablemente: 40,1 M€ (Alt. A), 40,3 M€ (Alt. B) y 38,1 M€ (Alt. C), con TIR del 27,15%, 22,78% y 24,28% respectivamente. Las tres alternativas presentan un VAN positivo por lo que todas son viables con el WACC

definido, analizando los TIR de cada alternativa se puede observar que con financiación pública todas las alternativas consiguen generar flujos de caja positivos.

Todos los modelos de flujo de caja de las alternativas están adjuntos en el Anexo II.

A continuación, se muestra una gráfica con la evolución del flujo acumulado con financiación BEH y PERTE ERHA de cada una de las alternativas.

Figura 6-14. Evolución del flujo de caja acumulado a 20 años por alternativa en el escenario financiación BEH + PERTE ERHA (M€).



6.5. Análisis de sensibilidad económica

El análisis de sensibilidad evalúa cómo varía el LCOH ante cambios en los parámetros más inciertos del modelo. Los parámetros analizados son el CAPEX (±20 %), el WACC (5 % y 10 %), la producción anual (-10 %) y los escenarios de precio del H_2 (3,5 y 8,0 €/kg). El objetivo es identificar qué variables son más determinantes para la viabilidad económica y cuándo el proyecto alcanzaría la paridad con el precio de mercado sin apoyo del BEH.

Figura 6-15. Análisis de sensibilidad del LCOH (€/kg H_2).

Escenario de sensibilidad	LCOH A (€/kg)	LCOH B (€/kg)	LCOH C (€/kg)	Impacto
Caso base (WACC 7,5%, CAPEX actual)	8,49	8,52	8,38	Referencia
CAPEX -20% (reducción costes tecnológicos 2030)	8,14	8,06	7,99	Alto impacto
CAPEX +20% (sobrecostes de construcción)	8,85	8,97	8,77	Alto impacto
WACC 5% (financiación favorable BEI/PRTR)	8,30	8,23	8,14	Moderado
WACC 10% (financiación desfavorable)	8,73	8,84	8,64	Moderado
Producción -10% (año meteorológico desfavorable)	9,45	9,47	9,3	Alto impacto
Precio H_2 3,5 €/kg (escenario conservador)	VAN negativo	VAN negativo	VAN negativo	Requiere BEH
Precio H_2 8,0 €/kg (escenario optimista)	VAN positivo	VAN positivo	VAN positivo	Media rentabilidad sin subvención

La producción es el indicador con mayor impacto sobre el coste de fabricación del hidrógeno, lo cual era esperable tomando en consideración que el dimensionamiento de las alternativas parte de una hipótesis de maximización de producción por parte del electrolizador.

El CAPEX es otro indicador con gran impacto sobre el coste del hidrógeno, especialmente sobre la alternativa B que es la que cuenta con un mayor CAPEX debido al alto coste de la planta eólica, una reducción del 20 % llevaría el LCOH de la Alternativa B a 8,06 €/kg.

El WACC tiene un impacto moderado pero significativo: pasar del 7,5 % al 5 % (posible con financiación del Banco Europeo de Inversiones (BEI) o garantías del PRTR) reduce el LCOH de las alternativas en 0,19 € (Alt. A), 0,19 € (Alt. B) y 0,15 € (Alt. C).

Las tres alternativas muestran una sensibilidad muy similar ante todos los escenarios analizados, lo que confirma la robustez del análisis realizado.

Las conclusiones obtenidas en este capítulo son las siguientes, el análisis económico muestra que las tres alternativas son competitivas en un escenario con financiación pública, siendo la más competitiva la alternativa B, que con la financiación del 45% del CAPEX (FIN22) su menor consumo de la red provoca que tenga el mayor VAN de las tres alternativas. Por otro lado, sin subvenciones ninguna alternativa alcanza la viabilidad económica, lo que tiene sentido al ser una tecnología con una madurez relativamente baja y que tiene mucho margen de mejora en los costes de la tecnología de electrolisis, en ese escenario será cuando estos proyectos puedan obtener rentabilidad sin necesidad de financiación pública.

El capítulo 7 integra estos resultados con los técnicos del capítulo 5 para determinar la alternativa óptima mediante un análisis multicriterio.

6.6. Estrategia de financiación y acceso a ayudas públicas

En este apartado se explicará en detalle que estrategia se va a seguir para la financiación del proyecto. La inversión total requerida es de 81,81 millones de euros y la estructura propuesta en este trabajo es la siguiente:

1. Subvención PERTE ERHA: consiste en una subvención del 45% del proyecto a fondo perdido, PERTE ERHA es una subvención total de 16.300 millones llevada a cabo por las aportaciones del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) además de aportaciones de fondos privados, con el objetivo de alcanzar 4 GW de capacidad de electrolisis en España para el año 2030 (FIN22).
2. Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI): consiste en el 40% del coste total, el tipo de interés varía según el riesgo crediticio de cada proyecto. Se ha estimado el WACC en un 7,5% como hipótesis conservadora basada en los proyectos de referencia actuales, en el análisis de sensibilidad técnica del apartado anterior se ha realizado la hipótesis de un WACC del 5% (IRECF23).
3. Capital propio: consiste en el 15% del coste total, estos fondos son aportados por el promotor.

Capítulo 7 Comparación y selección de alternativas

Este capítulo integra los resultados técnicos obtenidos en el capítulo 5 y los resultados económicos obtenidos en el capítulo 6 para la obtención de la mejor alternativa mediante la ponderación de ambos análisis.

Primero se presenta la tabla resumida de los diferentes indicadores relevantes obtenidos en los capítulos previos, el siguiente capítulo explica la ponderación realizada y la justificación del peso de cada uno de los indicadores mediante un análisis multicriterio, posteriormente se realiza un análisis de las ventajas y desventajas con las que cuenta cada una de las alternativas y el capítulo cierra con la selección justificada de la alternativa óptima entre las estudiadas.

7.1. Tabla resumen de indicadores técnicos y económicos

La siguiente tabla recoge los indicadores técnicos y económicos más relevantes del proyecto, todos calculados previamente en los capítulos 5 y 6, en la tabla se muestra a la derecha del indicador una flecha, si la flecha apunta hacia arriba significa que ese indicador es mejor cuanto mayor sea, y lo mismo, pero al revés si la flecha del indicador apunta hacia abajo.

Figura 7-1. Resumen de indicadores técnicos y económicos por alternativa.

Indicador	Alt. A (FV + AEL)	Alt. B (Eólica + AEL)	Alt. C (Híbrido + AEL)
INDICADORES TÉCNICOS			
Factor de capacidad electrolizador (%) ↑	100 %	100 %	100 %
Horas operación anuales (h/año) ↑	8.280	8.280	8.280
Producción bruta total año 1 (t H_2/año) ↑	3.680	3.680	3.680
Producción bruta autogenerada año 1 (kWh) ↑	37.220	52.560	44.980
Emisiones CO2 evitadas anuales (t) ↓	5.400	9.800	7.500
Degradación anual de las fuentes (%) ↓	0,5	1	0,5 (solar), 1 (eólica)
Degradación anual electrolizador (%) ↓	1	1	1
Producción acumulada 20 años (kt H_2) ↑	70,4	70,4	70,4
Excedente renovable vertido red (%) ↓	~0	~0	~0
INDICADORES ECONÓMICOS			
CAPEX total (M€) ↓	64,64	81,8	70,47
OPEX total año 1 (M€/año) ↓	19,39	18,08	19,06
LCOH (€/kg) ↓	8,49	8,51	8,38
VAN sin apoyo público (M€) ↑	-44,5	-52,5	-45,8
VAN con BEH+PERTE (M€) ↑	40,1	40,3	38,1
TIR con BEH+PERTE (%) ↑	27,15	22,78	24,28
Payback con BEH + PERTE ERHA (años) ↓	Año 4	Año 4	Año 4
Prima BEH necesaria (€/kg) ↓	2,27	2,29	2,16

Las tres alternativas cuentan con unos indicadores técnicos y económicos globales similares, al estar sus tecnologías de electrólisis y de componentes auxiliares dimensionadas igual, y contar con una producción anual igual.

Respecto a los indicadores técnicos, la producción de las tres alternativas es de 3.680 toneladas anuales al contar las tres con producción continuada del electrolizador alcalino de 20 MW de potencia instalada (FC = 100%). Por otro lado, la alternativa B cuenta con el mejor índice del indicador de potencia renovable autogenerada anual, con una producción de 52.560 MWh anuales, mientras que las alternativas A y C cuentan con una producción de 37.220 MWh y 44.980 MWh respectivamente, esto junto con la diferencia de cada una de las alternativas en cuánto a emisiones de CO2 evitadas en comparación con el hidrógeno gris, explicadas en el capítulo 5, lleva a que de nuevo la alternativa B es la que mayor cantidad de emisiones de CO2 anuales evita con 9,8 kilotoneladas frente a las 7,5 kilotoneladas de la alternativa C y las 5,4 de la alternativa A.

Los indicadores económicos varían entre alternativas, siendo el CAPEX mayor en la alternativa B, de 81,8 M€, debido al alto coste de la planta eólica, después la alternativa C con 70,47 M€ y por último la alternativa A con 64,64 M€.

El LCOH es el indicador más relevante junto con el VAN, ya que engloba el CAPEX y el OPEX respecto a la producción de hidrógeno. La mejor alternativa es la alternativa C con un LCOH de 8,38 €/kg le sigue la alternativa A con 8,49 €/kg, en último lugar se encuentra la alternativa B, con 8,51 €/kg. Se puede apreciar que los valores son similares en las tres alternativas, esto es debido a que tienen una producción similar y que la alternativa con menor coste (A) tiene luego un OPEX mayor al necesitar de un mayor consumo de la red.

El VAN muestra que las tres alternativas requieren de financiación pública para obtener rentabilidad con el WACC fijado, esto es habitual en proyectos de hidrógeno en la actualidad, por ese motivo los organismos europeos y españoles ofrecen subvenciones para proyectos de esta índole. Con financiación pública todas las alternativas obtienen rentabilidades similares, la alternativa A 40,1 M€, la alternativa B 40,3 M€ y la alternativa C 38,1 M€.

7.2. Análisis multicriterio ponderado

En este apartado se va a realizar el análisis multicriterio utilizando la siguiente metodología, se reparten pesos basados en el criterio del autor y un experto en infraestructuras dedicadas a la renovable consultado, para cada uno de los indicadores técnicos y económicos.

A continuación, se asigna un valor (1, 2 o 3) a cada una de las alternativas consistente en el peso del indicador dividido por su posición respecto a las otras alternativas.

A continuación, para cada indicador se ordenan las alternativas de mejor a peor, siendo 1 la mejor y 3 la peor, tras esto, el peso de cada indicador se divide por la posición de las alternativas, siendo ese valor la puntuación asignada para esa alternativa respecto a ese indicador.

Por último, se suman los valores obtenidos por cada una de las alternativas y de esta manera se clasifican de mejor a peor. La alternativa con el mayor valor de suma es la seleccionada.

Figura 7-2. Análisis multicriterio ponderado.

Criterio	Peso	Puntuación Alt. A	Puntuación Alt. B	Puntuación Alt. C
LCOH (€/kg) ↓	30 %	2 (8,49)	3 (8,51)	1 (8,38)
VAN con BEH+PERTE (M€) ↑	30 %	2 (40,1)	1 (40,3)	3 (38,1)
Producción renovable autogenerada 20 años (MWh) ↑	25 %	3 (710,08)	1 (957,08)	2 (883,58)
Emisiones CO2 evitadas anuales (t) ↓	15 %	3 (5.400)	1 (9.800)	2 (7.500)
PUNTUACIÓN PONDERADA TOTAL	100 %	0,43	0,80	0,6

Puntuación ponderada total:

Alt. A: (0,3/2) +(0,3/2) +(0,25/3) +(0,15/3) = 0,43.

Alt. B: (0,3/3) +(0,3/1) +(0,25/1) +(0,15/1) = 0,80.

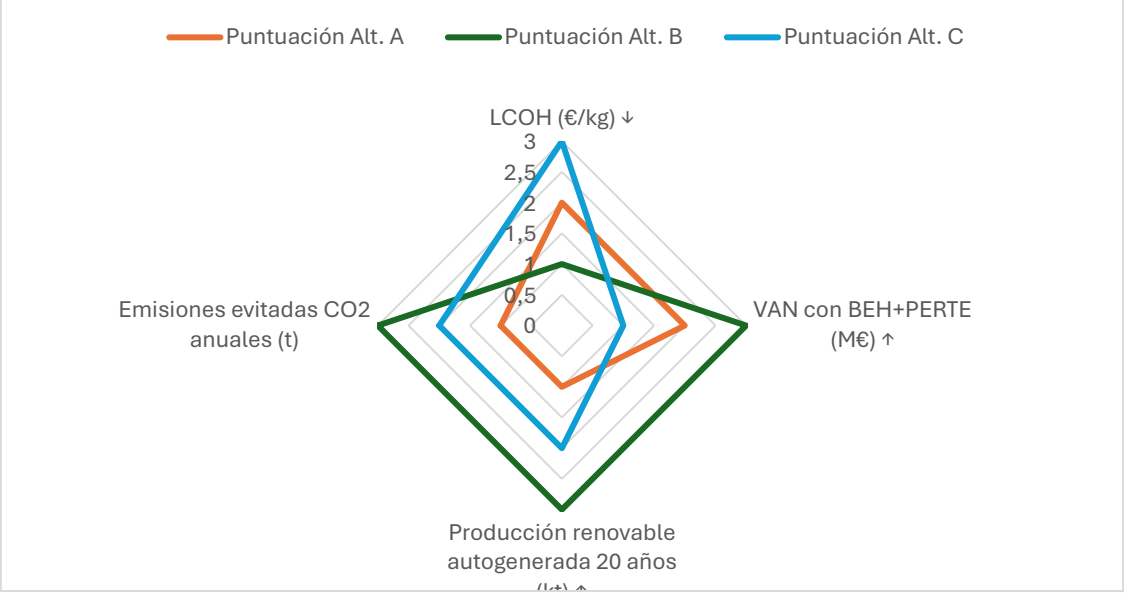
Alt. C: (0,3/1) +(0,3/3) +(0,25/2) +(0,15/2) = 0,60.

Tras la realización de la ponderación se puede observar que la alternativa B es la dominante con una puntuación de 0,8/1, esto se debe a que tiene las mejores posiciones en todas las alternativas, excepto en el LCOH debido a su alto CAPEX.

La alternativa C tiene una puntuación superior a la alternativa A, esto es debido a que cuenta con un menor LCOH, una mayor producción.

A continuación, se muestra una figura en la que se comparan las tres alternativas mediante un gráfico radial:

Figura 7-3. Análisis multicriterio - Comparativa de alternativas



7.3. Selección de la alternativa óptima

Tras la realización del análisis multicriterio se ha determinado que la alternativa B de energía eólica y electrolizador alcalino es la alternativa óptima con una puntuación de 0,8 sobre 1.

Esta selección es consistente con todos los indicadores técnicos y económicos individuales más relevantes:

- Mayor producción renovable en la planta (52.560 MWh).
- VAN (40,3 M€).
- TIR (22,78%).
- Payback (año 4).

El LCOH es el mayor de las tres alternativas, la diferencia es mínima como en la mayoría de los indicadores económicos y además con la prima BEH durante los 10 primeros años de proyecto este efecto queda diluido.

La viabilidad está condicionada a la obtención de financiación pública, en concreto, la subvención PERTE ERHA (45% del CAPEX) esta ayuda está disponible actualmente para proyectos de esta índole (FIN22) y la prima BEH debido a que el LCOH es mayor que el precio del mercado del hidrógeno actual (6,22 €/kg) (MIB25).

El esquema de la planta queda adjunto en el Anexo I.

En el siguiente capítulo se presentan las conclusiones del trabajo y las líneas futuras propuestas para el proyecto.

Capítulo 8 Conclusiones y líneas futuras

8.1. Conclusiones

En este capítulo se recogen las conclusiones del análisis técnico-económico realizado en los capítulos 5 y 6, con una estructura coherente con el planteamiento de los objetivos fijados en el apartado 3 del capítulo 1, correspondiendo cada conclusión con uno de los objetivos del trabajo.

Conclusión 1: El dimensionamiento de las tres alternativas

Las tres alternativas se han dimensionado siguiendo un enfoque de máximo aprovechamiento del electrolizador, en el que la producción anual de hidrógeno es el resultado directo de la energía renovable disponible en el emplazamiento de Lezuza dividida entre el consumo específico del electrolizador, sin partir de una producción objetivo ya determinada al inicio del trabajo. El electrolizador opera de manera continua, absorbiendo en cada instante la potencia renovable disponible, en aquellos momentos en los que el recurso renovable no se encuentre disponible el electrolizador opera con energía de la red con GdOs, maximizando la producción y evitando la producción de energía excedente, con un curtailment del 0 %.

El diseño cumple con los requisitos RFNBO mediante la correlación mensual de Garantías de Origen (Reglamento Delegado UE 2023/1184), vigente hasta 2030.

Las potencias renovables instaladas son iguales en las tres alternativas (20 MW), bajo la hipótesis del autor con referencia a la planta de Puertollano de Fertiberia e Iberdrola, aplicando una escala menor al ser este un proyecto en la etapa inicial. La potencia del electrolizador es de 20 MW para las tres alternativas como parte de la hipótesis de máxima producción con excedente nulo.

Conclusión 2: El emplazamiento y el recurso renovable

El emplazamiento de Lezuza en Albacete, con coordenadas 38, 95º N, -2,35ºE; presenta un recurso solar de alta calidad con 1.861 horas equivalentes anuales y con una Global Horizontal Irradiance (GHI) de 2.112 kWh/m^2/año según Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), este indicador muestra la cantidad total solar de energía solar que recibe una superficie horizontal por unidad de área anualmente. El recurso eólico eólico es bueno, concretamente de 6,56 m/s según Global Wind Atlas (GWA). La complementariedad estacional de ambos recursos es fuerte, con un coeficiente de Pearson de -0,62.

Tomando todas las variables previamente mencionadas se puede afirmar que la elección del emplazamiento es idónea para sistemas solares e híbridos de solar y eólica, además el emplazamiento cubre los requisitos normativos de suelo rústico no protegido y accesibilidad para la implantación de un parque de producción de hidrógeno.

Conclusión 3: Dimensionamiento de cada alternativa

El dimensionamiento de las tres alternativas queda construido bajo un mismo criterio común, la maximización del factor de capacidad del electrolizador mediante el complemento con la red eléctrica, en lugar de fijar una producción objetivo de partida.

Esta decisión condiciona el dimensionamiento de las alternativas, fija un ratio de 1:1 entre la potencia instalada de la planta renovable y el electrolizador que permite una comparación justa para las tres alternativas. La electrólisis alcalina se selecciona como tecnología común para las tres alternativas tras la comparación con la tecnología de membrana polimérica (PEM), con un consumo específico de 45 kWh/kg de hidrógeno, vida útil de 90.000 horas que implica un reemplazo durante la vida del proyecto y una degradación anual del 1%.

La principal diferencia entre alternativas es la ocupación del terreno y la configuración de la instalación, la alternativa A requiere 15 hectáreas, la alternativa B requiere 115 hectáreas y la alternativa C requiere 65 hectáreas, debido a la diferencia de ocupación de los aerogeneradores y paneles solares.

Los equipos auxiliares de las tres alternativas son comunes a las tres alternativas y se han segregado del BoP de la planta para añadir rigurosidad al análisis económico. Están conformados por el compresor de diafragma hasta 700 bares, el sistema de ósmosis inversa de tratamiento del agua, el almacenamiento con capacidad de dos días y el sistema de gestión energética entre otros.

Por último, cabe destacar que el diseño cumple los actuales criterios de RFNBO de correlación temporal vigentes hasta 2030, a partir de 2030 es necesaria la correlación horaria que requerirá una adaptación del sistema.

Conclusión 4: El análisis técnico

El análisis técnico confirma que la estrategia de complemento de red adoptada en el capítulo de dimensionamiento produce el resultado esperado, las tres alternativas cuentan con una producción de 3.680 toneladas de hidrógeno en el año 1 del proyecto, con un factor de capacidad del electrolizador de prácticamente el 100%, únicamente parado durante las paradas por mantenimiento, con 8.280 horas de operación y un curtailment nulo. La producción acumulada de las tres alternativas asciende a 70,4 kt de hidrógeno, condicionada por la degradación del electrolizador, al cubrir la red la degradación de las fuentes renovables con su suministro.

La diferenciación técnica entre alternativas se manifiesta, por tanto, no en la producción sino en el reparto entre generación propia y consumo de red. La alternativa B (eólica) genera 52.560 MWh renovables anuales frente a los 44.980 MWh de la híbrida y los 37.220 MWh de la fotovoltaica, lo que se traduce en el menor consumo de red de las tres (113.040 MWh frente a 120.620 y 128.380 MWh respectivamente). Además, esta ventaja se proyecta directamente sobre el indicador ambiental estudiada, la alternativa eólica evita aproximadamente 9.811 toneladas de CO_2 anuales frente a las 7.597 de la híbrida y las 5.400 de la fotovoltaica, con reducciones acumuladas de entre 100.000 y 180.000 toneladas en el horizonte del proyecto.

El análisis de sensibilidad revela que el parámetro más crítico es el consumo específico del electrolizador, cuyo incremento de 5 kWh/kg por envejecimiento del stack reduce la producción un 8,6%, seguido de la disponibilidad mecánica. La similitud de comportamiento entre las tres alternativas ante estos escenarios evidencia la robustez del dimensionamiento frente a la tecnología seleccionada. En conjunto, la alternativa eólica presenta el mejor desempeño técnico, si bien la decisión final requiere la evaluación económica del Capítulo 6, donde las diferencias de CAPEX, OPEX, coste de la energía de red y el LCOH resultan determinantes.

Conclusión 5: El análisis económico y el LCOH

El LCOH calculado es de 8,49 €/kg (Alt. A), 8,52 €/kg (Alt. B) y 8,38 €/kg (Alt. C), situándose las tres alternativas por encima del precio de mercado de 6,22 €/kg utilizado como referencia (MIBGAS, 2025). Este desajuste entre el coste de producción y el precio de mercado es coherente con la situación actual del sector del hidrógeno verde, en el que los proyectos de primera generación en Europa necesitan de apoyo público para alcanzar la rentabilidad debido a la baja madurez de la tecnología. Las diferencias entre alternativas son reducidas, la alternativa C obtiene el menor LCOH gracias a su equilibrio entre coste de inversión y consumo de red, mientras que la alternativa A, pese a contar con el menor CAPEX, queda penalizada por su mayor consumo de red al ser la de menor producción renovable, y la alternativa B, con la mayor producción renovable, se ve lastrada por el elevado CAPEX de la planta eólica.

El componente más dominante dentro del LCOH es el CAPEX, que varía entre el 65% y el 75% del total, esto confirma que la manera más efectiva de mejorar la competitividad del proyecto es la reducción de costes en aquellos componentes de mayor valor dentro de la planta, que en el caso del proyecto trabajado son el electrolizador y las plantas renovables. Por ello, la viabilidad económica de las tres alternativas queda condicionada a la obtención de financiación pública, en concreto la subvención PERTE ERHA sobre el CAPEX y la prima del Banco Europeo del Hidrógeno (BEH) que cubre la diferencia entre el LCOH y el precio de mercado durante los primeros años del proyecto.

Conclusión 6: La selección de la alternativa óptima

El análisis multicriterio ponderado realizado en el capítulo 7 determina que la alternativa B consistente en una planta eólica y un electrolizador alcalino (AEL) es la óptima, con una puntuación de 0,8 sobre 1, al ser la mejor alternativa en la mayoría de los criterios definidos para el análisis por el enfoque del proyecto.

Más allá de los indicadores cuantitativos, esta selección tiene una lectura estratégica clara, la tecnología AEL, con una madurez elevada y un coste reducido frente a PEM, ofrece la mayor certeza de operación fiable durante los 20 años de vida útil del proyecto.

La combinación con la planta eólica, cuyo coste unitario es el más alto de las tres alternativas, pero este efecto queda reducido por la obtención de la subvención PERTE ERHA. Además, cuenta con la mayor producción renovable de las tres alternativas por lo que su coste de electricidad de red anual es el menor, como resultado se posiciona como la opción con mayor potencial de viabilidad de proyecto. Para su viabilidad es imprescindible la subvención PERTE ERHA o la prima BEH, cuyas tramitaciones se detallan en el capítulo 6.

8.2. Líneas futuras de investigación y desarrollo

Este apartado consiste en las líneas de investigación y desarrollo que quedan fuera del alcance del trabajo pero que son relevantes para una posible evolución del proyecto en fases posteriores.

Línea futura 1: Análisis horario detallado con herramientas de simulación

El dimensionamiento realizado se basa en los recursos mensuales obtenidos a través de los registros de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) y Global Wind Atlas (GWA).

Una manera de optimizar tanto el tamaño del electrolizador como la capacidad de almacenamiento con mayor precisión pasa por la realización de un análisis horario de la disponibilidad de recurso renovable, mediante herramientas como NREL System Advisor Model.

Línea futura 2: Adaptación a la correlación horaria RFNBO (post-2030)

El sistema diseñado en el trabajo cumple la correlación temporal mensual impuesta por RFNBO, está forma de correlación temporal estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2029. A partir de 2030 el Reglamento Delegado 2023/1184 exige el cambio de correlación mensual a correlación horaria, lo que requerirá cambios en la planta, o bien la ampliación de capacidad renovable propia de la planta para permitir mantener los niveles de producción actuales o bien la contratación de un PPA horario con una instalación renovable certificada. Esta adaptación debe empezar a plantearse entre finales de 2028 e inicios de 2029 para poder garantizar la continuidad de la certificación RFNBO y por consecuencia la obtención de la prima BEH y el acceso al mercado premium del hidrógeno.

Línea futura 3: Evaluación del aprovechamiento del O_2 subproducto

El electrolizador alcalino de 20 MW utilizado en la planta produce anualmente cerca de 20.000 toneladas de oxígeno como subproducto derivado de la electrólisis, este oxígeno de alta pureza tiene un valor comercial en industrias específicas como la industria química o la sanidad (hospitales).

La comercialización de este subproducto podría llegar a reportar unos ingresos extra de entre 0,1 y 0,4 €/kg (CAD25).

Línea futura 4: Estudio de ampliación a 5.000 t H_2/año

La escala de producción de 3.680 toneladas anuales resultante del proyecto se debe a encontrarse el proyecto en una primera fase de desarrollo y tomar una postura conservadora en la elección de la potencia instalada del electrolizador (20 MW).

Las economías de escala del hidrógeno verde son significativas, pero no lineales. El mayor salto de reducción de costes se produce al escalar de 1 MW a 20 MW de potencia de electrolizador, con reducciones de más de un tercio. La planta de Lezuza, con 20 MW de electrolizador, se encuentra ya en ese umbral de escala donde las economías son más significativas (IRE20). Una futura ampliación de capacidad reforzaría adicionalmente la competitividad económica del proyecto.

Línea futura 5: Análisis del potencial de exportación al H2Med

El corredor del hidrógeno H2Med instalado entre Barcelona y Marsella con una rama hacia Portugal prevé que a partir de 2030 contará con una capacidad de transporte de 2 millones de toneladas de hidrógeno anuales, la planta de Lezuza presentada en este trabajo se encuentra en la zona de influencia de este corredor mediante la red de hidrógeno prevista para Castilla La Mancha.

Un estudio sobre la viabilidad de la conexión con el corredor H2Med abriría las posibilidades a mercados industriales europeos con un mayor poder adquisitivo y por ende un mayor precio de venta del hidrógeno que los del mercado español en la actualidad.

Línea futura 6: Integración con almacenamiento estacional en cavernas salinas

La geografía de la comunidad autónoma de Castilla La Mancha, y más concretamente la zona del Tajo-Segura que presenta formaciones geológicas presentan un gran potencial de almacenamiento subterráneo del hidrógeno, en sus cavernas salinas.

Esta alternativa permite el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno a bajo coste (0,2 €/kg frente a los 2 €/kg de los tanques de alta presión), un estudio geológico de viabilidad de almacenamiento en el entorno de Lezuza permitiría escalar la capacidad de almacenamiento de miles kilogramos a varios cientos de toneladas, desacoplando la producción del hidrógeno de su entrega al cliente y permitiendo optimizar la operación del electrolizador en función de la disponibilidad del recurso renovable propio.

Capítulo 9 Bibliografía

[ABC22] ABC (2022). Castilla-La Mancha, tercera comunidad autónoma de España con mayor potencia de generación renovable instalada. ABC.

[AEH25] Asociación Española del Hidrógeno (2025). Censo de Proyectos AeH2 2025

[AEAT_S.F.] Agencia Estatal de Administración Tributaria (s.f.). Tipo impositivo — Impuesto sobre Sociedades.

[ALC22] Alcaide, F., & Miguel, Ó. (2022, 18 de mayo). Producción de hidrógeno verde en electrolizadores de membrana protónica: retos materiales. Energética XXI.

[API22] Apilados (2022). Tecnologías para la producción de hidrógeno: los colores del hidrógeno.

[ARI23] ARIEMA (2023). Almacenamiento de hidrógeno. Asociación Ibérica de Energías Renovables y del Medio Ambiente.

[ATE25] Arveng Training & Engineering (2025). Estado del arte para el almacenamiento y transporte de H_2. Abril 2025.

[ASE26] Aserta (2026). Hidrógeno limpio 2026: de la ingeniería a la ejecución. Mayo 2026.

[ASH25] Asociación Española del Hidrógeno (2025). Censo de Proyectos AeH2 2025. Octubre 2025.

[ATL26] Atlanthy (2026). Almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido.

[AWO22] AWOE (2022). PEM electrolyser. A World Of Energy.

[BCEP_S.F.] Banco Central Europeo (s.f.). Política monetaria — Objetivo de estabilidad de precios.

[CAD25] CADE Engineering (2025). El uso del O2 verde reduce el coste del hidrógeno verde.

[CE20] Comisión Europea (2020). Comunicación de la Comisión: Una Estrategia del Hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. COM(2020) 301 final. 8 de julio de 2020.

[CE23] Comisión Europea (2023). Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología de la Unión en la que se definan

normas detalladas para la producción de combustibles renovables de origen no biológico. Diario Oficial de la Unión Europea.

[CE_S.F.] Comisión Europea (s.f.). Objetivos climáticos para 2030.

[CUE25] Consejo de la Unión Europea (2025). Acuerdo de París: la UE presenta a la ONU su CDN actualizada con un objetivo indicativo para 2035 de cara a la COP30. 5 de noviembre de 2025.

[CRO26] Crosby Airpes (2026). Diferencia entre energía eólica terrestre y marina. Enero 2026.

[DEL25] Delfos Energy (2025). Costo de la energía eólica en España: inversión, factores y rentabilidad.

[DIA24] Díaz Villarejo, R. (2024). Hidrógeno, riesgos y mantenimiento. Revista AEM. 22 de noviembre de 2024.

[ENAO25] Enagás OTH (2025). Observatorio Tecnológico del Hidrógeno: Informe de Producción por Electrólisis. Diciembre 2025.

[ENAI25] Enagás. (2025). *Infraestructuras de hidrógeno en España*.

[ESI26] Energy Solutions Intelligence (2026). Solar Panel Degradation Rates 2026: Complete NREL Analysis. Julio 2026.

[ENIG_S.F.] EniG. (s.f.). Hidrógeno — Tabla periódica de los elementos.

[ESPA13] España (2013). Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Boletín Oficial del Estado, núm. 296, de 11 de diciembre de 2013.

[ESPS13] España (2013). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

[ESP15] España (2015). Real Decreto 709/2015, de 24 de julio, por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de los equipos a presión. Boletín Oficial del Estado, núm. 210, de 2 de septiembre de 2015.

[ESP22] España (2022). Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías

de origen de los gases renovables. Boletín Oficial del Estado, núm. 118, de 18 de mayo de 2022.

[ESP_S.F.] España. Real Decreto 144/2016, de 8 de abril, por el que se establecen los requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los aparatos y sistemas de protección para su uso en atmósferas potencialmente explosivas. Boletín Oficial del Estado, 90, 25638-25678.

[EHO25] European Hydrogen Observatory (2025). Electrolyser cost. Clean Hydrogen Partnership, Comisión Europea.

[FER23] Fernández Landa, C. (2023). Así será el mercado del hidrógeno verde. PwC. 19 de mayo de 2023.

[FIN22] Finese (2022). PERTE Hidrógeno; PERTE H2 Pioneros; PERTE ERHA. 15 de diciembre de 2022.

[FRA25] Frąckiewicz, M. (2025, 14 de agosto). PEM vs Alkaline vs Solid Oxide Electrolyzers: The 2025 Hydrogen Technology Showdown. TechStock² (TS2).

[FRI25] Friedlingstein, P., et al. (2025). Global Carbon Budget 2025. Earth System Science Data.

[GAR25] García, I. M., & Gómez-Acebo Temes, T. (2025). Energía solar e hidrógeno verde: una combinación para el futuro. Estudio técnico-económico para la construcción de una planta de producción de hidrógeno verde alimentada por una planta solar fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía. Open Room, Fundación Repsol.

[GE25] Gobierno de España (2025). Resolución definitiva de la convocatoria de grandes valles de hidrógeno renovable. Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, Componente 31: REPowerEU. 12 de junio de 2025.

[GNE25] GoodNewEnergy / Enagás (2025). El hidrógeno renovable y Castilla-La Mancha. Mayo 2025.

[GNEH25] GoodNewEnergy/Enagás (2025). Hidrógeno renovable en la metalurgia.

[HYV26] Hyvoda (2026). What Is the Total Cost of a Green Hydrogen Plant?

[IBEA_S.F.] Iberdrola (s.f.). Aerogenerador: qué es y cómo funciona.

[IBED_S.F.] Iberdrola (s.f.). Diferencia entre hidrógeno verde y azul.

[IBEP_S.F.] Iberdrola (s.f.). Planta Hidrógeno Verde Puertollano: Así es el proyecto.

[IEA23] IEA (2023). Global Hydrogen Review 2023. International Energy Agency, París.

[IGN08] Instituto Geográfico Nacional (2008). Lezuza. Mapa Topográfico Nacional 1:50.000.

[IEA25] International Energy Agency (2025). Executive Summary — Global Hydrogen Review 2025.

[IRE20] IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[IRECF23] IRENA (2023). The cost of financing for renewable power. International Renewable Energy Agency.

[ITH_S.F.] Ithy (s.f.). Comprehensive CAPEX Breakdown for Green Hydrogen Plants.

[JAL26] Jalon Zeolite (2026). Guía para la purificación de hidrógeno por adsorción por cambio de presión.

[JIN25] JinkoSolar, (2025) — ficha técnica oficial del fabricante.

[JRC_S.F.] Joint Research Centre - Comisión Europea (s.f.). PVGIS — Photovoltaic Geographical Information System.

[JUN11] Junyent Guinart, E. (2011). Hidrógeno. Estudio de sus propiedades y diseño de una planta de licuado. Facultad de Náutica de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya. Diciembre 2011.

[LLE11] Llera Sastresa, E. M., & Zabalza Bribián, I. (2011). Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos. Prensas de la Universidad de Zaragoza.

[LOP23] López de Benito, J. (2023). 2030, el año en que el hidrógeno verde será más barato que el gris. Energy News. 10 de agosto de 2023.

[MIB25] MIBGAS (2025). Índice MIBGAS IBHYX: precio de referencia del hidrógeno renovable en Iberia. Junio 2026.

[MAPA_S.F.] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (s.f.). Visor SigPac V 4.19. Fondo Español de Garantía Agraria (FEGA).

[MTERD20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno.

[MTERD24] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2024). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023-2030. Septiembre 2024.

[MTERD_S.F.] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (s.f.). Atlas Climático Digital de la Península Ibérica.

[NIK17] Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 67, 597-611.

[NUE23] Nuevo, D. (2023). Electrolizador de hidrógeno: qué es y cómo funciona. TECPA. 7 de febrero de 2023.

[NUE24] Nuevo, D. (2024). Los electrolizadores de hidrógeno: qué son, tipos y empresas. eshidrogeno. (Actualizado el 23 de febrero de 2026).

[OTE25] Otero Matesanz, Y. (2025). Degradación del rendimiento en aerogeneradores. Asociación Empresarial Eólica (AEE). 2 de octubre de 2025.

[PAT24] Patel, G. H., Havukainen, J., Horttanainen, M., Soukka, R., & Tuomaala, M. (2024). Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. Green Chemistry, 26(2), 992-1006.

[PED26] Pedrosa, J. (2026). Proyectan en Cádiz una planta de hidrógeno verde de 15 MW alimentada por 20 MW fotovoltaicos. PV Magazine España. 21 de abril de 2026.

[PFE16] Pfenninger, S., & Staffell, I. (2016). Renewables.ninja [Herramienta en línea].

[PRTR_S.F.] Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (s.f.). ¿Qué es el hidrógeno verde? Gobierno de España.

[PVMC26] PV Maps (2026). Cómo calcular el LCOE de una planta fotovoltaica: fórmula y ejemplo práctico. 25 de febrero de 2026.

[PVMM26] PV Maps (2026). Mapa de Irradiancia Solar en España por Provincia: Guía Completa 2026.

[REE26] Red Eléctrica de España (2026). Informe del Sistema Eléctrico 2025. Marzo 2026.

[RE26] Respira Energía (2026). Tarifas para industrias.

[ROC26] Roca, J. A. (2026). El hidrógeno verde alcanzará una cuota del 88,6% de la producción baja en carbono para 2030. El Periódico de la Energía. 20 de febrero de 2026.

[SET_S.F.] SETAPHT (s.f.). Ósmosis inversa para la industria.

[SETA_S.F.] SETASA (s.f.). Ósmosis inversa industrial 9.000 litros/hora modelo ADEL MO-ROHD-09 INOX.

[SEV25] Sevilla Arias, A. (2025). Tasa interna de retorno (TIR): ¿Qué es? Fórmula y ejemplos. Economipedia.

[SG_S.F.] Siemens Gamesa (s.f.). Wind turbine SG 5.0-145.

[SUN25] SunFields (2025). Efecto fotovoltaico: qué es, cómo funciona y aplicaciones. 29 de agosto de 2025.

[SUZ_S.F.] Suzhou VMA New Energy Co., Ltd. (s.f.). High Pressure Hydrogen Storage Tube Skid Tank for Green Hydrogen Electrolyzer Plant. Made-in-China.

[SYL26] Sylvera (2026). Hidrógeno azul frente a hidrógeno verde frente a hidrógeno gris: ¿cuál es la diferencia en cuanto a intensidad de carbono?

[SYN22] SynerHy (2022). Métodos de almacenamiento del hidrógeno. Febrero 2022.

[TAS25] Tasagrónomos (2025). Relación entre el beneficio de los aerogeneradores y las indemnizaciones a los agricultores.

[TCI_S.F.] TCI Gecomp (s.f.). Estudio de instalación de generación de hidrógeno 100 MW.

[TUD_S.F.] Technical University of Denmark — Banco Mundial (s.f.). Global Wind Atlas.

[TEN24] Tenhumberg, N., & Büker, K. (2024). Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. Green Chemistry, 26(2). Royal Society of Chemistry.

[USDE_S.F.] U.S. Department of Energy (s.f.). Technical Targets for Liquid Alkaline Electrolysis.

[UE14] Unión Europea (2014). Directiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a la armonización de las legislaciones de los Estados

miembros sobre la comercialización de equipos a presión. Diario Oficial de la Unión Europea.

[UE23] Unión Europea (2023). Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifica la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta al fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Diario Oficial de la Unión Europea.

[VR23] Vector Renewables (2023). ¿Sabes lo que es el 'efecto estela' en un parque eólico?

[VEL25] Velayos Morales, V. (2025). Valor actual neto (VAN) — Qué es y cómo utilizarlo. Economipedia. 5 de junio de 2025.

[VIL25] Villarreal, A. (2025). Las emisiones globales de CO2 alcanzan un nuevo máximo en 2025: se agota el margen para cumplir con París. Agencia SINC. 13 de noviembre de 2025.

Capítulo 10 Anexos

Anexo I: Objetivos de Desarrollo Sostenible

Este TFG contribuye a los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de Naciones Unidas:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante

El proyecto del parque produce hidrógeno verde, es decir 100% renovable, a partir de fuentes fotovoltaicas y eólicas, además mediante el análisis multicriterio de las distintas alternativas se ha logrado obtener un LCOH en la alternativa B de 8,51 €/kg que actualmente no se aproxima a la competitividad con el hidrógeno gris que es el hidrógeno utilizado en la actualidad a nivel mundial, pero que cuenta con un gran potencial de mejora, por otro lado la metodología utilizada de determinar la producción a partir de la potencia instalada con curtailment nulo y complemento de red con GdOs permite que toda la energía consumida por el electrolizador proviene de renovables propias que cuentan con la certificación RFNBO mediante las Garantías de Origen.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

El proyecto evalúa dos tecnologías diferentes para la elección del electrolizador, ambas en un estado de madurez de TRL 9, se comparan técnicas de almacenamiento, se dimensiona el tratamiento de agua con ósmosis inversa y la compresión.

Como líneas futuras se ha propuesto la simulación horaria para tener un dimensionamiento más ajustado y la comercialización del oxígeno resultante del proceso de electrólisis.

ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles

El proyecto se encuentra ubicado en la localidad de Lezuza en la provincia de Albacete, una región con alto potencial renovable debido a la disponibilidad de un gran recurso solar y un buen recurso eólico, además de estar cerca de demanda industrial como la industria de los fertilizantes o la red de transporte pesado, por ello el hidrógeno producido por la planta podría abastecer las necesidades de la región sin tener que ser transportado distancias largas.

Por último, este proyecto crea puestos de empleo para la gente de la localidad, tanto para la construcción de la planta, como para la instalación y operación de los equipos.

ODS 12: Producción y consumo responsables

El diseño elegido para la creación del parque, que mediante la combinación de un ratio de 1:1 entre las fuentes renovables y electrolizadores se consigue que el excedente de energía sea nulo, otra medida que se ha tomado en cuenta es la optimización del consumo de agua para el proceso de electrólisis. Además, este objetivo también concuerda con la comercialización de oxígeno propuesta como línea futura cerrando así el ciclo de recursos.

ODS 13: Acción por el clima

La sustitución del hidrógeno gris por el hidrógeno verde evita cerca de 9 kilogramos de CO_2 por cada kilogramo de hidrógeno producido, con la producción final de la planta se evitarían 20.000 toneladas de CO_2 anuales, este proyecto está alineado con los objetivos del PNIEC 2023-2030 y con la estrategia PERTE ERHA del Gobierno de España.

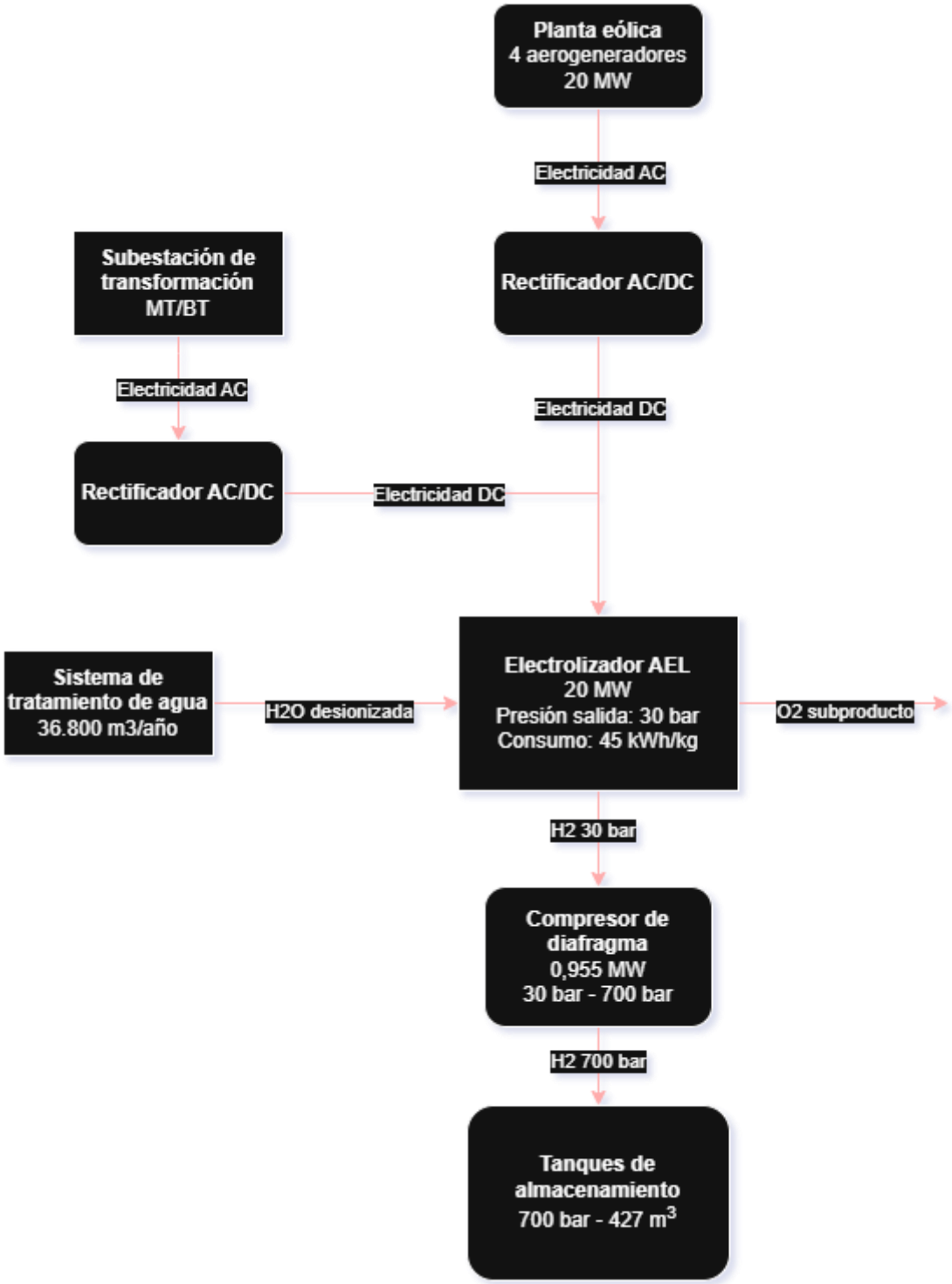
ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres

La planta eólica ocupa 115 hectáreas de suelo en Lezuza y es compatible con el uso agrícola de los terrenos próximos, los aerogeneradores de las alternativas B y C se gestionan mediante un arrendamiento manteniendo el uso agrícola del suelo, el impacto sobre los ecosistemas de Lezuza puede ser controlado mediante la realización de un estudio medioambiental que es un requisito de la normativa de las plantas renovables.

ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos

La viabilidad del proyecto depende completamente de la colaboración entre lo público con la subvención PERTE ERHA y lo privado con la financiación del Banco Europeo de Inversiones (BEI), solo se puede alcanzar la rentabilidad del proyecto con el WACC establecido mediante la financiación pública.

Anexo II: Diseño de la Alternativa B



Anexo III: Modelos económicos de las alternativas

Modelo económico Alternativa A:

Año	Producción	Ingreso	ergía red GdOs	OPEX	eposición stack AEL (euros	EBIT (euros)	Impuesto 25% (euros)	Flujo libre (euros)	Flujo libre BEH	Prima BEH	Ajuste prima BEH	Ajuste prima BEH y PERTE ERHA	Flujo acumulado sin apoyo	Flujo acumulado con BEH	Flujo acumulado con BEH y PERTE
0	-	-	-	-	-	-	-	-64.639.010	-35.551.456		-64.639.010	-35.551.456	-64.639.010	-64.639.010	-35.551.456
1	3.680.000	22.889.600	18.021.708	1.366.150	0	3.501.742	875.436	2.626.307	2.626.309	2,29	11.040.155	11.040.155	-62.012.703	-53.598.855	-24.511.300
2	3.643.200	23.576.196	18.763.820	1.393.473	0	3.418.904	854.726	2.564.178	2.564.180	2,29	10.893.888	10.893.888	-59.448.525	-42.704.967	-13.617.413
3	3.606.768	23.807.243	19.153.393	1.421.342	0	3.232.507	808.127	2.424.380	2.424.383	2,29	10.670.793	10.670.793	-57.024.145	-32.034.174	-2.946.619
4	3.570.700	24.040.554	19.551.025	1.449.769	0	3.039.760	759.940	2.279.820	2.279.822	2,29	10.443.769	10.443.769	-54.744.325	-21.590.405	7.497.149
5	3.534.993	24.276.152	19.956.880	1.478.765	0	2.840.507	710.127	2.130.380	2.130.382	2,29	10.212.689	10.212.689	-52.613.945	-11.377.716	17.709.839
6	3.499.643	24.514.058	20.371.128	1.508.340	0	2.634.590	658.647	1.975.942	1.975.945	2,29	9.977.429	9.977.429	-50.638.003	-1.400.287	27.687.267
7	3.464.647	24.754.296	20.793.941	1.538.507	0	2.421.848	605.462	1.816.386	1.816.388	2,29	9.737.857	9.737.857	-48.821.617	8.337.570	37.425.124
8	3.430.000	24.996.888	21.225.495	1.569.277	0	2.202.116	550.529	1.651.587	1.651.589	2,29	9.493.843	9.493.843	-47.170.030	17.831.413	46.918.968
9	3.395.700	25.241.857	21.665.970	1.600.662	0	1.975.225	493.806	1.481.418	1.481.421	2,29	9.245.252	9.245.252	-45.688.612	27.076.665	56.164.220
10	3.361.743	25.489.227	22.115.549	1.632.676	0	1.741.003	435.251	1.305.752	1.305.754	2,29	8.991.948	8.991.948	-44.382.860	36.068.613	65.156.168
11	3.680.000	28.460.341	22.693.035	1.665.329	6.000.000	-1.898.024	0	-1.898.024	-1.898.024	0	-1.898.024	-1.898.024	-46.280.884	34.170.589	63.258.144
12	3.643.200	28.739.252	23.162.550	1.698.636	0	3.878.067	969.517	2.908.550	2.908.550	0	2.908.550	2.908.550	-43.372.334	37.079.139	66.166.694
13	3.606.768	29.020.897	23.641.752	1.732.609	0	3.646.536	911.634	2.734.902	2.734.902	0	2.734.902	2.734.902	-40.637.432	39.814.041	68.901.596
14	3.570.700	29.305.301	24.130.841	1.767.261	0	3.407.199	851.800	2.555.399	2.555.399	0	2.555.399	2.555.399	-38.082.032	42.369.441	71.456.995
15	3.534.993	29.592.493	24.630.021	1.802.606	0	3.159.867	789.967	2.369.900	2.369.900	0	2.369.900	2.369.900	-35.712.132	44.739.341	73.826.895
16	3.499.643	29.882.500	25.139.497	1.838.658	0	2.904.345	726.086	2.178.259	2.178.259	0	2.178.259	2.178.259	-33.533.873	46.917.600	76.005.154
17	3.464.647	30.175.348	25.659.481	1.875.431	0	2.640.436	660.109	1.980.327	1.980.327	0	1.980.327	1.980.327	-31.553.546	48.897.927	77.985.481
18	3.430.000	30.471.067	26.190.188	1.912.940	0	2.367.939	591.985	1.775.954	1.775.954	0	1.775.954	1.775.954	-29.777.592	50.673.881	79.761.435
19	3.395.700	30.769.683	26.731.840	1.951.199	0	2.086.645	521.661	1.564.984	1.564.984	0	1.564.984	1.564.984	-28.212.609	52.238.864	81.326.419
20	3.361.743	31.071.226	27.284.659	1.990.223	0	1.796.344	449.086	1.347.258	1.347.258	0	1.347.258	1.347.258	-26.865.350	53.586.123	82.673.677

VAN sin BEH y sin PERTE ERHA	-44.504.687,57 €
VAN con BEH y sin PERTE ERHA	11.046.441,03 €
VAN con BEH y con PERTE ERHA	40.133.995,53 €
TIR sin BEH y sin PERT ERHA	-4,82%
TIR con BEH y sin PERTE ERHA	10,74%
TIR con BEH y con PERTE ERHA	27,15%

19.387.858

Modelo económico alternativa B:

Año	Producción (kg)	Ingreso (euros	nergía red GdOs (E	PEX (euros	eposición stack (euros	EBIT (euros)	mpuesto 25% (euros	Flujo libre (euros	lujo libre con BEH (euros	rima BEH (euros	juste prima BEH (euros	iste prima BEH y PERTE ERHA (eur	lujo acumulado sin apoyo (euros	jo acumulado con BEH sin PERTE (euro	jo acumulado con BEH y PERTE (euro
0	-	-	-	-	-	-	-	-81.809.010	-44.994.956		-81.809.010	-44.994.956	-81.809.010	-81.809.010	-44.994.956
1	3.680.000	22.889.600	16.127.686	1.956.150	0	4.805.764	1.201.441	3.604.323	12.087.226	2,31	12.087.226	12.087.226	-78.204.687	-69.721.784	-32.907.730
2	3.643.200	23.576.196	16.837.820	1.995.273	0	4.743.104	1.185.776	3.557.328	11.955.401	2,31	11.955.401	11.955.401	-74.647.359	-57.766.383	-20.952.329
3	3.606.768	23.807.243	17.233.726	2.035.178	0	4.538.339	1.134.585	3.403.754	11.717.847	2,31	11.717.847	11.717.847	-71.243.605	-46.048.537	-9.234.482
4	3.570.700	24.040.554	17.638.130	2.075.882	0	4.326.542	1.081.636	3.244.907	11.475.858	2,31	11.475.858	11.475.858	-67.998.698	-34.572.678	2.241.376
5	3.534.993	24.276.152	18.051.207	2.117.400	0	4.107.545	1.026.886	3.080.659	11.229.301	2,31	11.229.301	11.229.301	-64.918.040	-23.343.378	13.470.677
6	3.499.643	24.514.058	18.473.137	2.159.748	0	3.881.173	970.293	2.910.880	10.978.036	2,31	10.978.036	10.978.036	-62.007.160	-12.365.342	24.448.712
7	3.464.647	24.754.296	18.904.103	2.202.943	0	3.647.250	911.813	2.735.438	10.721.922	2,31	10.721.922	10.721.922	-59.271.722	-1.643.420	35.170.634
8	3.430.000	24.996.888	19.344.290	2.247.001	0	3.405.596	851.399	2.554.197	10.460.816	2,31	10.460.816	10.460.816	-56.717.525	8.817.396	45.631.451
9	3.395.700	25.241.857	19.793.890	2.291.941	0	3.156.026	789.006	2.367.019	10.194.572	2,31	10.194.572	10.194.572	-54.350.506	19.011.969	55.826.023
10	3.361.743	25.489.227	20.253.096	2.337.780	0	2.898.351	724.588	2.173.763	9.923.041	2,31	9.923.041	9.923.041	-52.176.743	28.935.009	65.749.064
11	3.680.000	28.460.341	20.840.723	2.384.536	6.000.000	-764.919	0	-764.919	-764.919		-764.919	-764.919	-52.941.662	28.170.091	64.984.145
12	3.643.200	28.739.252	21.320.904	2.432.227	0	4.986.121	1.246.530	3.739.591	3.739.591		3.739.591	3.739.591	-49.202.071	31.909.681	68.723.736
13	3.606.768	29.020.897	21.811.309	2.480.871	0	4.728.716	1.182.179	3.546.537	3.546.537		3.546.537	3.546.537	-45.655.534	35.456.219	72.270.273
14	3.570.700	29.305.301	22.312.150	2.530.489	0	4.462.663	1.115.666	3.346.997	3.346.997		3.346.997	3.346.997	-42.308.536	38.803.216	75.617.270
15	3.534.993	29.592.493	22.823.640	2.581.098	0	4.187.755	1.046.939	3.140.816	3.140.816		3.140.816	3.140.816	-39.167.720	41.944.032	78.758.087
16	3.499.643	29.882.500	23.346.000	2.632.720	0	3.903.780	975.945	2.927.835	2.927.835		2.927.835	2.927.835	-36.239.885	44.871.867	81.685.921
17	3.464.647	30.175.348	23.879.452	2.685.375	0	3.610.521	902.630	2.707.891	2.707.891		2.707.891	2.707.891	-33.531.994	47.579.758	84.393.812
18	3.430.000	30.471.067	24.424.226	2.739.082	0	3.307.759	826.940	2.480.819	2.480.819		2.480.819	2.480.819	-31.051.175	50.060.577	86.874.631
19	3.395.700	30.769.683	24.980.553	2.793.864	0	2.995.266	748.817	2.246.450	2.246.450		2.246.450	2.246.450	-28.804.726	52.307.027	89.121.081
20	3.361.743	31.071.226	25.548.672	2.849.741	0	2.672.813	668.203	2.004.610	2.004.610		2.004.610	2.004.610	-26.800.116	54.311.636	91.125.691

AN sin BEH y sin PERTE ERI	-52.490.758,63 €
N con BEH y sin PERTE ER	3.516.287,64 €
N con BEH y con PERTE EF	40.330.342,14 €
IR sin BEH y sin PERT ERH	-3,68%
R con BEH y sin PERTE ERH	8,30%
R con BEH y con PERTE ERI	22,78%

18.083.836

Modelo económico alternativa C:

Año	Producción (kg)	Ingreso (euros)	Energía red GdOs (C	OPEX (euros	Reposición stack (euros	EBIT (euros)	Impuesto 25% (euros	Flujo libre (euros)	Flujo libre con BEH	Prima BEH (euros)	Ajuste prima BEH (euros)	Ajuste prima BEH y PERTE ERHA (euros	Flujo acumulado sin apoyo (euros)	Flujo acumulado con BEH sin PERTE (euros	Flujo acumulado con BEH y PERTE (euros
0	-	-	-	-	-	-	-	-70.474.640			-70.474.640	-38.761.052	-70.474.640	-70.474.640	-38.761.052
1	3.680.000	22.889.600	17.395.611	1.661.150	0	3.832.839	958.210	2.874.629	10.784.080	2,15	10.784.080	10.784.080	-67.600.011	-59.690.560	-27.976.972
2	3.643.200	23.576.196	17.779.829	1.694.373	0	4.101.995	1.025.499	3.076.496	10.906.852	2,15	10.906.852	10.906.852	-64.523.515	-48.783.708	-17.070.120
3	3.606.768	23.807.243	18.172.149	1.728.260	0	3.906.834	976.708	2.930.125	10.682.178	2,15	10.682.178	10.682.178	-61.593.389	-38.101.529	-6.387.941
4	3.570.700	24.040.554	18.572.738	1.762.826	0	3.704.990	926.248	2.778.743	10.453.275	2,15	10.453.275	10.453.275	-58.814.647	-27.648.254	4.065.334
5	3.534.993	24.276.152	18.981.768	1.798.082	0	3.496.302	874.075	2.622.226	10.220.013	2,15	10.220.013	10.220.013	-56.192.420	-17.428.241	14.285.347
6	3.499.643	24.514.058	19.399.411	1.834.044	0	3.280.603	820.151	2.460.452	9.982.261	2,15	9.982.261	9.982.261	-53.731.968	-7.445.980	24.267.608
7	3.464.647	24.754.296	19.825.846	1.870.725	0	3.057.725	764.431	2.293.294	9.739.885	2,15	9.739.885	9.739.885	-51.438.674	2.293.905	34.007.493
8	3.430.000	24.996.888	20.261.253	1.908.139	0	2.827.495	706.874	2.120.621	9.492.746	2,15	9.492.746	9.492.746	-49.318.053	11.786.651	43.500.239
9	3.395.700	25.241.857	20.705.818	1.946.302	0	2.589.737	647.434	1.942.303	9.240.707	2,15	9.240.707	9.240.707	-47.375.750	21.027.358	52.740.946
10	3.361.743	25.489.227	21.159.728	1.985.228	0	2.344.271	586.068	1.758.203	8.983.623	2,15	8.983.623	8.983.623	-45.617.547	30.010.981	61.724.569
11	3.680.000	28.460.341	21.741.793	2.024.933	6.000.000	-1.306.385	0	-1.306.385	-1.306.385	0	-1.306.385	-1.306.385	-46.923.932	28.704.596	60.418.184
12	3.643.200	28.739.252	22.216.139	2.065.431	0	4.457.682	1.114.420	3.343.261	3.343.261	0	3.343.261	3.343.261	-43.580.670	32.047.857	63.761.445
13	3.606.768	29.020.897	22.700.431	2.106.740	0	4.213.726	1.053.431	3.160.294	3.160.294	0	3.160.294	3.160.294	-40.420.376	35.208.152	66.921.740
14	3.570.700	29.305.301	23.194.874	2.148.875	0	3.961.553	990.388	2.971.165	2.971.165	0	2.971.165	2.971.165	-37.449.211	38.179.316	69.892.904
15	3.534.993	29.592.493	23.699.676	2.191.852	0	3.700.965	925.241	2.775.724	2.775.724	0	2.775.724	2.775.724	-34.673.487	40.955.040	72.668.628
16	3.499.643	29.882.500	24.215.051	2.235.689	0	3.431.760	857.940	2.573.820	2.573.820	0	2.573.820	2.573.820	-32.099.668	43.528.860	75.242.448
17	3.464.647	30.175.348	24.741.215	2.280.403	0	3.153.730	788.433	2.365.298	2.365.298	0	2.365.298	2.365.298	-29.734.370	45.894.158	77.607.746
18	3.430.000	30.471.067	25.278.391	2.326.011	0	2.866.665	716.666	2.149.999	2.149.999	0	2.149.999	2.149.999	-27.584.371	48.044.156	79.757.744
19	3.395.700	30.769.683	25.826.804	2.372.531	0	2.570.348	642.587	1.927.761	1.927.761	0	1.927.761	1.927.761	-25.656.610	49.971.917	81.685.505
20	3.361.743	31.071.226	26.386.685	2.419.982	0	2.264.559	566.140	1.698.419	1.698.419	0	1.698.419	1.698.419	-23.958.191	51.670.337	83.383.925

VAN sin BEH y sin PERTE ERHA	-45.801.311,78 l
VAN con BEH y sin PERTE ERHA	6.419.609,80 l
VAN con BEH y con PERTE ERHA	38.133.197,80 l
TIR sin BEH y sin PERT ERHA	-3,81%
TIR con BEH y sin PERTE ERHA	9,19%
TIR con BEH y con PERTE ERHA	24,28%