



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

«Estudio Técnico-Económico de un Proyecto de H₂ Verde»

TRABAJO DE FIN DE MASTER

**GRADO EN: MASTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

Autor: Rodolfo Antonio Herrera Maza
Director: José Javier López Cascales

Cartagena
Región de Murcia

2022-2023



Universidad
Politécnica
de Cartagena

TABLA DE CONTENIDO

1.	RESUMEN	1
2.	INTRODUCCIÓN	2
2.1	EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO	3
2.2	TIPOS DE HIDRÓGENO SEGÚN SU ORIGEN	5
2.3	PROSPECTIVA EUROPEA DEL HIDRÓGENO	6
3.	OBJETIVOS	8
3.1	OBJETIVO GENERAL.....	8
3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	8
4.	METODOLOGÍA.....	9
5.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	12
5.1	ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO.....	12
5.2	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DEL HIDRÓGENO	13
5.2.1	ELECTROLISIS POR MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES	14
5.2.2	ELECTROLISIS ALCALINA DEL AGUA.....	16
5.3	ESTADO DEL ARTE DEL GASTO DEL CAPITAL (CAPEX) EN PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	19
5.4	PANORAMA ACTUAL DE LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO POR ENERGÍAS RENOVABLES.....	23
6.	RESULTADOS.....	27
6.1	NORMATIVIDAD VIGENTE.....	27
6.2	MODELO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	32
6.3	ESTUDIOS ECONÓMICOS	37
6.3.1	«SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA»	37
1.	ESCENARIO N° 1 «SISTEMA CON CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA»	37
6.3.2	PRODUCCIÓN DE H ₂ CON AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO	42
2.	ESCENARIO N° 2 «SISTEMA CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO».....	42
6.3.3	PRODUCCIÓN H ₂ SIN CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA NACIONAL	50
3	ESCENARIO N° 3 «SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO»	50
	POTENCIA PICO DEL GENERADOR PARA CUBRIR 24 HORAS DE OPERACIÓN	51
	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO PARA CUBRIR 2 DÍAS DE OPERACIÓN	55
6.4	RESUMEN DE ESCENARIOS PROPUESTOS	59
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	61
7.1	PERSPECTIVA DE LA NORMA EUROPEA PARA EL MANEJO DEL HIDRÓGENO	61
7.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y RIESGOS DE ESCENARIOS PROPUESTOS	62
7.2.2	ANÁLISIS DEL ESCENARIO N° 2	64
7.3	ESTUDIO DE RIESGOS Y OPORTUNIDADES TÉCNICAS	66
8.	CONCLUSIONES.....	70
9.	BIBLIOGRAFÍA	71
10.	ANEXOS.....	75

Índice Tablas

Tabla 1. Resumen de ventajas y desventajas de métodos PEM y Alcalino (Carmo; (2013)).	17
Tabla 2. Proyectos de H ₂ a desarrollar en los próximos años	25
Tabla 3. Resumen de normas aplicables a la producción de hidrógeno	28
Tabla 4. «Reglamentación relacionada con la Autorización Ambiental Integrada» (AEH2, 2022).	29
Tabla 5. «Regulación relacionada con los almacenamientos de hidrógeno» (AEH2, 2022).	30
Tabla 6. «Reglamentación en materia de seguridad industrial relacionada con los procedimientos de comunicación previos a la puesta» (AEH2, 2022).	31
Tabla 7. Parámetros operacionales EL4.0 (Enapter, 2023).	33
Tabla 8. Características operaciones de Basic 10 (<i>HYDROLAB® Water Purifications System</i>).	33
Tabla 9. Características de NUZHUO-compresor (NUZHUO, 2023)	34
Tabla 10. Características de almacenamiento MN3 de 210 L (Minnuo, 2023).	35
Tabla 11. Resumen de equipos para modelo productivo de H ₂	36
Tabla 12. Consumo energético para producción de H ₂ sin energía renovables	38
Tabla 13. Resumen de costos operaciones anual para el escenario 1 (OPEX)	39
Tabla 14. Compilación de precios de la instalación propuesta IVA incluido.	39
Tabla 15. Escenario para cálculo de CAPEX en escenario N°1	40
Tabla 16. Resultado de iteración del precio de H ₂ para una TIR a 15años	41
Tabla 17. Diseño de potencia pico del escenario N°2.	44
Tabla 18. Producción FV de 28 paneles Longi 550W	45
Tabla 19. Sistema de generación fotovoltaico escenario N° 2.	46
Tabla 20. Resumen de costos operaciones anual para el escenario N° 2 (OPEX).	47
Tabla 21. Resumen del CAPEX del escenario N° 2	48
Tabla 22. «Resumen de costo de la energía eléctrica con el sistema de generación fotovoltaico».	48
Tabla 23. Resultado de iteración del precio de H ₂ para una TIR a 15años para el escenario N° 2.	49
Tabla 24. Irradiancia diaria de la ubicación de la instalación.	50
Tabla 25. Diseño de potencia pico del escenario N°3.	54
Tabla 26. Producción FV de 192 paneles Longi 550W.	54
Tabla 27. Cálculo de capacidad de baterías.	56
Tabla 28. Sistema de generación fotovoltaico escenario N° 3.	57
Tabla 29. Resumen del CAPEX del escenario N° 3	58
Tabla 30. Resultado de iteración del precio de H ₂ para una TIR a 15años para el escenario N° 3	59
Tabla 31. Resumen de producción de H ₂ para los escenarios propuestos	60
Tabla 32. Variación de la TIR a cambios del IPC Escenario N° 1	62
Tabla 33. Variación de la TIR a cambios del IPC Energía-Tarifa de energía Escenario N° 1	63
Tabla 34. Variación de la TIR a cambios de precio de la tarifa del agua en el Escenario N° 1.	64
Tabla 35. Variación de la TIR a cambios del IPC's -Tarifa de energía Escenario N° 2	65

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema de la metodología	10
Figura 2. Programación de ejecución de metodología	11
Figura 3. «Potencial de producción de H ₂ verde por debajo de USD 1.5/kg H ₂ » (IRENA I. R., 2022)...	13
Figura 4. «Esquema de una celda de intercambio protónico» (Carmo; (2013))	15
Figura 5. «Esquema de una celda de electrolisis alcalina» (Carmo; (2013))	16
Figura 6. «Modelos de producción de hidrógeno de acuerdo al suministro de energía » (IRENA, 2021).	18
Figura 7. «Recopilación de costos de plantas de electrolisis alcalina y PEM pasados y esperados en euro/kW» (UCL, 2019).....	19
Figura 8. «Datos CAPEX para electrolizadores PEM y alcalinos, representados en función de la entrada de energía. Datos para sistemas alcalinos se basan en una sola pila de 2,13 MW que consta de 230 celdas de 2,6 m ² de tamaño. El cambio de pendiente para electrolizadores alcalinos, corresponde al uso de sistemas multi-stack» (UCL, 2019)	21
Figura 9. «Hydrogen production costs using natural gas Units: USD/kgH ₂ » (IEA, 2023).....	21
Figura 10. «Coste nivelado del hidrógeno en 2050 derivado del análisis oferta-demanda» (IRENA, 2021).	23
Figura 11. «Objetivo EU en capacidad instalada de electrolizadores para H ₂ para el 2030» (IRENA 2021).	25
Figura 12. «Distribución geográfica de proyectos de producción de hidrógeno» (Comercio, 2022).	26
Figura 13. Electrolizador seleccionado Enapter EL4.0 (Enapter, 2023).....	32
Figura 14. Modelo Nuzhuo GWX 5 (NUZHUO, 2023).	34
Figura 15. Almacenamiento modelo MN3-383-170-35 (Minnuo, 2023).....	35
Figura 16. Esquema de producción de hidrógeno escenario N°1	36
Figura 17. Comparación de producción PV y consumo energético.....	45
Figura 18. Esquema de producción de H ₂ con autoconsumo fotovoltaico escenario N°2	46
Figura 19. Esquema de producción de H ₂ aislado de la red escenario N°3	56

Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a la *Cátedra UPCT-Fundación Soltec* por financiar la beca que he tenido la oportunidad de aprovechar como sustento durante la realización de este trabajo, a su vez destacar su compromiso en promover el desarrollo y conocimiento de las energías renovables, así como el avance en la tecnología del hidrógeno verde para lograr un mundo más sostenible.

Además, me gustaría agradecer al Director del TFM, Dr. José Javier López Cáscales por su orientación y apoyo en este proceso.

1. Resumen

En las últimas dos décadas, España y la Unión Europea han desarrollado una normativa importante para impulsar la industria del hidrógeno, particularmente aquella relacionada con el hidrógeno verde. Con el propósito de respaldar la generación de este elemento mediante el uso de energías de origen sostenible. En el presente trabajo se realizó una actualización y recopilación de estas normas las cuales sientan los cimientos para el estudio técnico y económico realizado sobre la producción de hidrógeno verde.

Aspectos clave como la seguridad, el almacenamiento y los electrolizadores han sido abordados por el enfoque normativo del presente trabajo. Se detallan normas de toda la Unión Europea (UE) para «certificar que la integridad, seguridad y eficiencia de las plantas de producción de hidrógeno sean aseguradas».

Se ha desarrollado una metodología que ha generado tres escenarios de producción de hidrógeno, siendo el escenario N° 3 el más destacado. Este escenario utiliza exclusivamente energía fotovoltaica con almacenamiento, cumpliendo con los requisitos de la Unión Europea para ser considerado hidrógeno verde y logrando una reducción significativa de emisiones de CO₂. Los resultados de este estudio técnico-económico se centran en la producción a pequeña escala de hidrógeno verde y ha logrado alcanzar los objetivos propuestos.

Aunque el enfoque en energía fotovoltaica resulta en un hidrógeno más costoso debido a la tecnología seleccionada, la inversión requerida y la escala del electrolizador propuesto, es importante resaltar que la producción de hidrógeno sigue siendo una alternativa confiable para la descarbonización de la economía europea y global.

2. Introducción

El hidrógeno está desempeñando un rol crucial en el panorama de las fuentes de energía sustentables, y con el aumento constante de la electrificación a nivel mundial, el hidrógeno emerge como una alternativa para abordar este desafío. Gracias a su capacidad de almacenamiento de grandes volúmenes de energía de fuentes renovable durante períodos prolongados, se convierte en un elemento esencial para lograr la sostenibilidad energética a largo plazo.

Se plantea que «la producción y almacenamiento de hidrógeno verde sean considerados como una solución estratégica» para lograr las metas de descarbonización y neutralidad climática para 2050. Además, los avances en investigación, tecnología y métodos de almacenamiento, transporte y producción lo convierten en una alternativa viable para su implementación en múltiples sectores. El hidrógeno se considera un portador de energía sustentable, dado que su uso «no produce emisiones de gases de efecto invernadero, tanto en su fase de producción como en su aplicación final».

Entre los sectores con un gran potencial para impulsar el uso del hidrógeno se encuentran, la construcción, donde puede ser aprovechado para satisfacer necesidades térmicas y eléctricas. Por otro lado, en la producción química, será útil como materia prima en el proceso de refinamiento de petróleo, así como en la industria de fertilizantes y productos químicos. En cuanto al transporte, el hidrógeno puede emplearse en la movilidad sostenible, abarcando carreteras, transporte marítimo, ferroviario y aviación, convirtiéndose en una alternativa para el movimiento de cargas pesadas.

Por lo anterior es importante ampliar la cadena de valor del hidrógeno, desde la obtención hasta el uso final. Esto incluye la mejora de la producción de hidrógeno renovable, su almacenamiento, transporte y distribución, así como su uso en aplicaciones en diversos sectores económicos.

En la actualidad, en España se está impulsando la producción de hidrógeno, tanto desde el sector empresarial como público. Para abordar esta situación, el «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico» (MITERD), publicó la *"Hoja de ruta del Hidrógeno: Una propuesta por el hidrógeno renovable"*, que supone un importante paso hacia la adopción de esta tecnología en España. “Sin embargo, a pesar de estos esfuerzos, el uso del hidrógeno como vector energético en España está todavía por detrás de países como Japón, Canadá, Estados Unidos y China, donde su uso está extendido”, (MITERD, 2020).

Es esencial en este contexto garantizar el suministro constante de electricidad, dando prioridad a energías de origen es renovable, para satisfacer la demanda de manera continua. Es de vital importancia que se desarrollen y apliquen tecnologías de producción y almacenamiento de energía eléctrica que sean eficientes, prácticas y económicamente viables

Por lo tanto, el hidrógeno se convierte en recurso clave para lograr la descarbonización y neutralidad climática, y “se requiere de un enfoque en los sectores con mayor potencial para impulsar sistemas basados en hidrógeno a corto plazo” (Velasco, 2021), por lo que será obligatorio métodos de producción y de almacenamiento de energía que permita una garantía de suministro e independencia en los ámbitos de uso residencial, industrial y de medios de transporte.

El propósito de este proyecto de fin de máster es estar en consonancia con la estrategia trazada por el MITERD y buscar fomentar la adopción del hidrógeno renovable. Esto se logrará a través del desarrollo de una propuesta técnico-económica para la obtención de hidrógeno verde.

2.1 El hidrógeno como vector energético

La «Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible» es una estrategia en apoyo de la humanidad, el medio ambiente y el incremento económico, con el objetivo adicional de fomentar la paz global y la equidad en la justicia. Una resolución respaldada por 193 naciones miembros de la ONU reconoce que la pobreza es el desafío más apremiante de nuestro tiempo y sostiene que sin superarla, el desarrollo sostenible es inalcanzable.

“La Agenda 2030 plantea 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental” (MIDSA2030, 2023). Al ser adoptada, por los países firmantes se estableció la responsabilidad por parte de los Estados de reunir los capitales demandados para la ejecución de la Agenda, a través de alianzas orientadas particularmente hacia las necesidades de las personas más necesitadas.

Está actualidad mundial de dar cumplimiento al concepto de desarrollo sostenible; impulsa la implementación de políticas y acciones en áreas clave como la producción y el uso de energía, la movilidad y la agricultura, entre otros. La Agenda 2030 también busca mejorar la resiliencia al cambio climático y asegurar una justicia climática equitativa.

Se citan a continuación las metas del “*ODS número 7 garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos*”, que deben ser cumplidas para el año 2030. (ONU, 2023).

7.1 «Garantizar el acceso universal a servicios energéticos **asequibles, fiables y modernos.**»

7.2 «Aumentar considerablemente la **proporción de energía renovable** en el conjunto de fuentes energéticas.»

7.3 «Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.»

7.a «Aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la **energía limpia**, incluidas las **fuentes renovables**, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en **infraestructura energética y tecnologías limpias.**»

7.b *«Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.»*

Lo anterior ha impulsado el desarrollo de proyectos para dar satisfacción a la demanda de energía eléctrica a nivel mundial por lo que se ha iniciado la implementación de una expansión en el empleo de fuentes de energía renovables en la producción de electricidad., este aumento de potencia instalada genera una problemática en el suministro ya que estas energías principalmente la eólica y solar solo son viables cuando el recurso que las genera se encuentra disponible y basándonos en lo expuesto anteriormente, resulta imperativo disponer de un medio para almacenar el excedente de energía o la energía generada de forma directa.

El hidrógeno es el único portador de energía con cero emisiones de carbono, a parte de la electricidad, el cual se está considerando para el transporte con bajas emisiones de carbono, la descarbonización industrial y el suministro de calor. Al igual que la electricidad, el hidrógeno puede producirse a partir de diferentes materias primas y vías energéticas (Abad & Dodds, 2020).

Lo citado previamente, es la base para considerar el hidrógeno el principal método de almacenamiento de energía a largo plazo en el futuro, debido a su capacidad para no generar emisiones dañinas para el medio ambiente, incluyendo gases de efecto invernadero.

Tanto la producción como el consumo de hidrógeno no generan emisiones nocivas. Además, “en contraste de otros medios de energía, el hidrógeno puede ser fácilmente almacenado en forma gaseosa o líquida, a diferentes temperaturas y presiones” (IBERDROLA, 2020), lo que lo hace más versátil y adaptable para su uso. “También es fácil de transportar, ya que puede ser mezclado hasta un 20% con gas natural y enviado por los mismos sistemas y redes de transporte” (IBERDROLA, 2020).

“La producción de hidrógeno en la actualidad se da principalmente a partir de productos petroquímicos un 95% de su producción mundial, con una producción de 74 millones de toneladas de hidrógeno para el año 2018” (IEA, 2022), este es un proceso conocido como "reformado térmico". En este proceso, se utiliza un combustible fósil, como el gas natural o el metano, que se calienta a altas temperaturas (normalmente entre 700 y 1.500°C) en presencia de un catalizador para producir hidrógeno y otros gases como el CO₂ y el vapor de agua.

El proceso se realiza en un reactor químico en el cual se mezcla el combustible con vapor de agua y se calienta hasta alcanzar la temperatura necesaria. Se utiliza un catalizador, como platino u otros metales preciosos, para inducir la reacción química entre el combustible y el vapor de agua.

El hidrógeno producido en este proceso se separa de los demás gases y se recolecta para su uso posterior. El reformado térmico es un proceso eficiente y ampliamente utilizado para producir hidrógeno a partir de productos petroquímicos, aunque también «genera emisiones significativas de gases de efecto invernadero, como el CO₂», lo que puede limitar su impacto en términos de sostenibilidad.

Además, existen otras alternativas para producir hidrógeno de forma más sostenible, como la electrólisis de agua y la producción a partir de biomasa, que utilizan fuentes renovables de energía para originar hidrógeno a partir de agua o materia orgánica.

Otro aspecto que favorece al hidrógeno como vector energético es su capacidad energética significativa (de 1 GWh a 1 TWh), aunque tarda más en liberar la energía, alrededor de varias horas. Esto destaca el papel importante del “hidrógeno en el almacenamiento de energía y la nomenclatura Power-To-Gas Hydrogen (P2G) hace referencia a la conversión de la energía renovable excedente en hidrógeno” (Velasco, 2021), lo citado por ejemplo podría tener un uso como inyectarlo en el sistema de distribución de gas natural.

2.2 Tipos de hidrógeno según su origen

Se ha mencionado previamente que «el hidrógeno no es una fuente de energía primaria» (Bausá Martínez, 2020), sino un medio de acumulación y transporte de energía. Por lo tanto, se necesita una cierta cantidad de energía y materia prima para producirlo.

A continuación, se citan los distintos tipos de hidrógeno, “clasificados según la materia prima requerida y las emisiones equivalentes de CO₂ generadas durante su producción” (MITERD, 2020):

Hidrógeno verde (renovable): Este tipo de hidrógeno se obtiene a través del proceso de electrólisis, utilizando agua desionizada como materia prima y energía renovable como fuente. También puede incluir hidrógeno producido a partir de la reformación de biogás o de la conversión bioquímica de la biomasa, siempre y cuando cumpla ciertos requisitos de sostenibilidad (MITERD, 2020).

Hidrógeno gris: La mayoría del hidrógeno consumido en España es de este tipo. Se produce a partir de gas natural, metano o gases licuados de petróleo, mediante reformación (MITERD, 2020).

Hidrógeno azul: El proceso de producción es similar al del hidrógeno gris, pero reduce en un 95% las emisiones de dióxido de carbono generadas. Esto se logra a través de procesos de captura y almacenamiento de carbono (IEA I. E., 2022).

Hidrógeno negro: Este proceso es aún más contaminante, ya que se produce a partir de carbón, energía nuclear o electricidad. No suele incluirse en esta clasificación debido a la dificultad de cuantificar su impacto ambiental (MITERD, 2020).

Hidrógeno rosa se obtiene mediante la electrólisis del agua cuando la electricidad procede de la energía nuclear (CIC, 2022).

El estudio técnico económico del presente Trabajo de Fin de Master se basó en la producción de hidrógeno verde, siendo una opción que no contamina tanto en su obtención como en su uso y como fuente de energía para su producción se escogió la generación fotovoltaica debido a la gran abundancia de este recurso en la Región de Murcia.

2.3 Prospectiva Europea del hidrógeno

“En el contexto de la Unión Europea, el fomento de tecnologías basadas en hidrógeno verde es una iniciativa reciente” (MITERD, 2020).

En septiembre de 2018, se llevó a cabo una reunión en Linz, Austria, en la que 25 países de la UE, Suiza, Islandia y 80 compañías del sector firmaron *La Iniciativa del Hidrógeno*. El objetivo de esta declaración es impulsar el uso de tecnologías del hidrógeno sostenibles con el fin de descarbonizar la economía y garantizar la estabilidad del suministro. Posteriormente, el hidrógeno de origen renovable fue incluido en la Directiva 2018/2001 sobre el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, que se publicó el 11 de diciembre de 2018 (Velasco, 2021). Un año más tarde, el 11 de diciembre de 2019, se dio a conocer el *Pacto Verde Europeo* (Comisión Europea, 2019), el cual engloba una serie de estrategias y métodos de financiamiento para impulsar el crecimiento de la cadena de valor del hidrógeno verde (Velasco, 2021).

La “Estrategia Europea del Hidrógeno” se destaca como política que tiene la tarea de establecer directrices para el progreso de tecnologías basadas en hidrógeno proveniente de fuentes renovables. Es de suma importancia establecer un marco regulatorio adecuado que fomente la colaboración, la inversión y la investigación y desarrollo (I+D) en este campo.

La Estrategia Europea del Hidrógeno, lanzada en 2020, establece tres objetivos intermedios que deben alcanzarse en 2024, 2030 y 2050 (MITERD, 2020).

Fase 1: 2020-2024. Para 2024, se instalarán 6 GW de electrolizadores en la Unión Europea cerca de refinerías, acerías e industria química, con una clara preferencia por el uso de energías renovables. También nos hemos fijado el objetivo de producir hasta 1 millón de toneladas de este hidrógeno verde. Por último, está en marcha la instalación de generadores de hidrógeno en vehículos de pila de combustible (MITERD, 2020).

Fase 2: 2025-2030. La capacidad instalada de electrolizadores en la región europea debería alcanzar los 40 GW, produciendo alrededor de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde. En esta etapa, la tecnología de fabricación se abarata y se aplica a gran escala en diversos campos e industrias (MITERD, 2020).

Fase 3: 2030-2050. La producción debe ser tecnológicamente madura, lo que, combinado con una expansión renovable predecible, permitirá una descarbonización significativa en muchos sectores, haciéndola aún más económica que otras alternativas. Ampliamente utilizado en el hogar, el transporte y la industria (MITERD, 2020).

“Por tanto, se prevé que las tecnologías relacionadas con el uso y producción de hidrógeno experimenten un crecimiento exponencial en los próximos años” (Velasco, 2021). Se anticipa que este crecimiento las coloque como una de las alternativas de mayor relevancia a nivel europeo para alcanzar la descarbonización de la economía. El aumento en el interés de soluciones sostenibles y sin emisiones de carbono impulsa el progreso y la aplicación de tecnologías de hidrógeno en diversos sectores claves.

Conforme se realicen inversiones en investigación, desarrollo y aplicación de tecnologías relacionadas con el hidrógeno, se anticipa un incremento significativo en «la capacidad de producción de hidrógeno verde, el cual se obtiene de fuentes renovables como la energía solar y eólica». Como resultado, “se logrará una reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero” (Merizalde Freire, 2014).

Además, se espera que las tecnologías de hidrógeno evolucionen y se optimicen, lo que conducirá a una reducción de costos y una mayor eficiencia en su producción y uso. Esto abrirá nuevas oportunidades para su implementación en sectores como la industria pesada, «la generación de energía eléctrica y el transporte, contribuyendo así a una transición hacia un modelo energético más sostenible y resiliente».

3. Objetivos

Un trabajo de fin de máster (TFM) es una oportunidad para profundizar en un tema específico y demostrar «la capacidad para aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo del programa de estudios». En este caso, se enfocará en una planta de producción de hidrógeno, ya que se ha convertido en una alternativa cada vez más factible como portador de energía y apoyo a la generación de energía eléctrica renovables, al igual que una movilidad descarbonizada; a su vez el uso de instalaciones de hidrógeno se está extendiendo rápidamente en diferentes sectores y en diferentes regiones de España, y a nivel europeo.

Es importante que las instalaciones de hidrógeno estén diseñadas y construidas de acuerdo con la normativa vigente para garantizar la seguridad y la eficiencia en su operación.

Por lo anterior y con el propósito de optar al grado de Máster Universitario en Energías Renovables se realiza la siguiente propuesta.

3.1 Objetivo General

«Realizar un estudio técnico económico de un proyecto de producción de hidrógeno a partir de energía renovable».

3.2 Objetivos específicos

- Recopilar la normativa actualizada esencial para diseñar y construir una instalación de hidrógeno adecuada.
- Desarrollar un modelo de producción de una instalación estacionaria de generación de hidrógeno.
- Diseñar una instalación de energía renovable para la alimentación de la instalación de producción de hidrógeno.
- Evaluar el costo y la amortización de una instalación modelo de hidrógeno propuesta.

En síntesis, el objetivo del TFM es recopilar la normativa actualizada para las instalaciones de hidrógeno, realizar una propuesta de un modelo productivo, diseñar una instalación de alimentación eléctrica y evaluar su costo y amortización. La relevancia de este trabajo es «la aplicación práctica de los conocimientos adquiridos en el programa de estudios» y la contribución a un sector en constante evolución, como lo es el de las tecnologías limpias y renovables.

4. Metodología

Se describe a continuación, una metodología para cumplir con los objetivos propuestos de una instalación de hidrógeno a partir de energía renovable:

1. Recopilación de normativa: El primer paso es realizar una revisión de la normativa existente, a nivel nacional y europea, sobre la producción y almacenamiento de hidrógeno. Es factible realizar una revisión bibliográfica mediante el examen y análisis de documentos, normas técnicas y guías emitidas por organismos y asociaciones de carácter nacional e internacional., así como estudios e investigaciones relacionados con el tema. Se debe identificar y recopilar la información relevante y actualizada para garantizar que la instalación propuesta se diseñe de acuerdo con las normas y regulaciones existentes; se usa bases de datos científicas disponible en la universidad, así como publicaciones de organismo europeos como «AENOR (Asociación Española de Normalización y Certificación)»; «ISO (International Organization for Standardization)». Una vez recopilada y examinada las normas, realizar un resumen de los principales parámetros de calidad y seguridad para el diseño y montaje de una planta de producción de hidrógeno.
2. Desarrollo del modelo de producción de hidrógeno: Para modelar una instalación estacionaria de generación de hidrógeno, se deben identificar los requerimientos técnicos y de proceso para la producción, así como la capacidad instalada necesaria para satisfacer la demanda prevista o asumida de acuerdo con equipos comerciales ya existentes, detallar las entradas y salidas del proceso productivo, como potencia requerida, fuente de alimentación de equipos, cuantificar los costes de construcción, de operación, así como los sistemas auxiliares.
3. Diseño de una instalación de energía renovable fotovoltaica: Para alimentar la instalación de producción de hidrógeno de acuerdo con los requerimientos de consumo eléctricos se planteará una instalación de energía renovable que pueda generar suficiente energía para la demanda de la producción. Se escogerá la opción de generación de acuerdo a los recursos naturales con los que se cuenta en la región de Murcia que es el ámbito de aplicación del presente trabajo de fin de máster. Se debe tener en cuenta la ubicación de la instalación y el potencial energético de la región, así como la selección del emplazamiento de la planta que sea cercana a la demanda.
4. Evaluación del costo y la amortización: Se debe realizar una evaluación del costo total de la instalación, incluyendo los costos de diseño, construcción y operación, equipos, así como la evaluación del tiempo de amortización de la inversión. Se pueden utilizar modelos financieros para analizar el flujo de caja de la inversión y determinar la rentabilidad del proyecto, como la tasa interna de retorno (TIR) y una evaluación de sensibilidad y riesgo, se proponen 3 escenarios de

producción el primero si la energía utilizada es proveniente exclusivamente de la red, un segundo escenario híbrido donde el sistema esté conectado a la producción fotovoltaica como autoconsumo y conectada a la red y un tercer escenario donde la producción este completamente soportada por energía fotovoltaica y baterías.

Para visualizar se esquematiza el desarrollo de esta metodología en la figura 1.

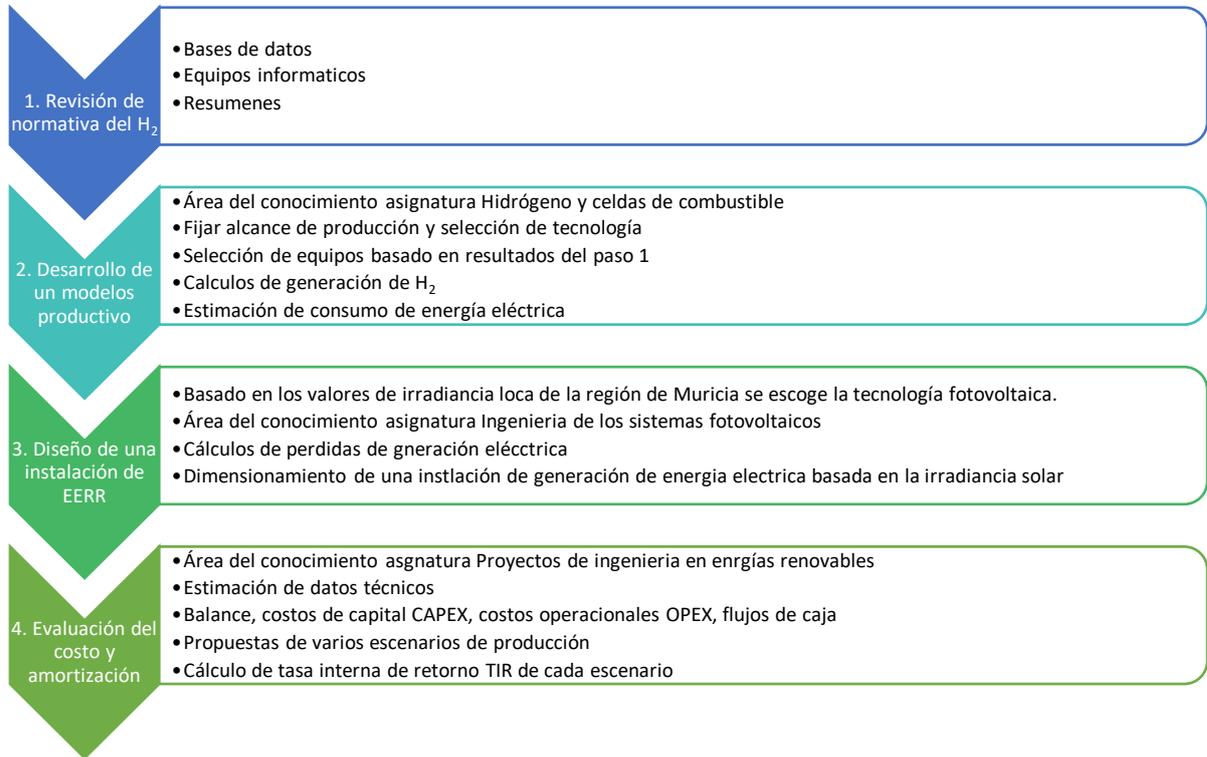


Figura 1. Esquema de la metodología

En síntesis, se trata de la recopilación normativa: donde se revisa la normativa nacional e internacional sobre producción y almacenamiento de hidrógeno, se recopila información relevante y actualizada, y se resumen los parámetros de calidad y seguridad para el diseño de la planta. Desarrollo del modelo de producción, se identifican los requerimientos técnicos y de proceso, se cuantifican los costos de construcción y operación, y se propone un sistema de control productivo.

Diseño de una instalación de energía renovable: Se plantea una instalación de energía renovable para alimentar la producción de hidrógeno, considerando el potencial energético de la región y la ubicación cercana a la demanda. Evaluación de costo y amortización: Se evalúa el costo total de la instalación, se analiza el flujo de caja y la rentabilidad del proyecto mediante modelos financieros, y se proponen escenarios de producción basados en diferentes fuentes de energía.

Para cumplimiento a lo anterior se realizó una propuesta de programación, ejecutada en la figura 2.

Tarea	Metodología													
	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23			abr-23			may-23			jun-23	
1. Aplicación a beca vía telemática														
2. Asignación de TFM														
3. Firma e inicio administrativo de TFM														
4. Búsqueda bibliográfica														
5. Desarrollo y redacción														
6. Presentación para revisión														
7. Correcciones														
8. Segunda revisión														
8. Correcciones y presentación a evaluación														

Figura 2. Programación de ejecución de metodología.

Abreviando, la metodología propuesta incluye una búsqueda y revisión exhaustiva de la normativa existente, el desarrollo de un modelo de producción de hidrógeno, el diseño de una instalación de energía renovable y la evaluación del costo y la amortización de la instalación propuesta; evaluación diferentes escenarios para la alimentación energética de la instalación.

Con esta metodología, se garantizó que la instalación que se propuso este alineada con las normas y regulaciones existentes, y se maximiza la eficiencia energética y la rentabilidad del proyecto.

5. Fundamentos Teóricos

5.1 Economía del hidrógeno

Según un informe publicado por la «Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)», “se prevé que el desarrollo de la economía global del hidrógeno genere significativos cambios geoeconómicos y geopolíticos”, dando lugar a nuevas formas de integración económica a nivel mundial. “IRENA estima que el hidrógeno representará hasta el 12 % del uso de energía en el mundo para 2050, lo que impulsará el comercio y las inversiones en un mercado valorado actualmente en 174 000 millones USD” (IRENA, 2022).

Según se indica en el informe, se sostiene que las relaciones comerciales y energéticas podrían verse rediseñadas por el hidrógeno verde, “lo que daría lugar a un reposicionamiento de los Estados y la aparición de nuevos exportadores y usuarios de esta fuente de energía” (IRENA, 2022).

El comercio transfronterizo de hidrógeno experimentará un crecimiento considerable, y más de treinta países y regiones ya planean un comercio activo en este ámbito (RETEMA, 2022). Los países que no han comerciado tradicionalmente con energía están estableciendo relaciones energéticas bilaterales en torno al hidrógeno, y algunos países que esperan ser importadores ya están poniendo en marcha una diplomacia específica del hidrógeno, como Japón y Alemania (RETEMA, 2022).

La información citada llega a la conclusión de que el intercambio comercial de hidrógeno no adquirirá un carácter bélico ni se convertirá en un cartel, en contraste con el impacto geopolítico del petróleo y el gas. “El hidrógeno de origen renovable atraerá a nuevos y variados participantes al mercado, diversificará las vías y los suministros, y transferirá el poder de unos pocos a la mayoría, generando así un mercado del hidrógeno más democrático e inclusivo” (IRENA, 2022).

No obstante, el informe también destaca que el hidrógeno no es un nuevo petróleo y que la transición no es la sustitución de un combustible, sino el cambio a un nuevo sistema con alteraciones políticas, técnicas, medioambientales y económicas. Por tanto, se necesitan estrategias de transición económica más amplias, ya que el hidrógeno no compensará las pérdidas de los ingresos generados por el petróleo y el gas (RETEMA, 2022).

El comercio internacional de hidrógeno experimentará un aumento significativo, ya que más de 30 países y regiones tienen planes de participar en un comercio activo en el corto y mediano plazo. “Algunos países que esperan ser importadores ya están desplegando una diplomacia dedicada al hidrógeno, como Japón y Alemania” (IRENA I. R., 2022).

Los exportadores de combustibles fósiles consideran cada vez más que el hidrógeno limpio es una forma atractiva de diversificar sus economías, por ejemplo, Australia, Omán, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos. Sin embargo, se requieren estrategias de transición económica más amplias, ya que el hidrógeno no compensará las pérdidas en los ingresos del petróleo y el gas (IRENA I. R., 2022).

El potencial de generación de hidrógeno verde en el mundo según los estudios del IRENA, se detallan en la figura 3, donde se evidencia que América tiene un gran potencial de generación, proyectado al año 2050, que “de acuerdo con las proyecciones se espera el precio del hidrógeno verde baje hasta valores de 1.5 USD/kgH₂” (IRENA I. R., 2022).

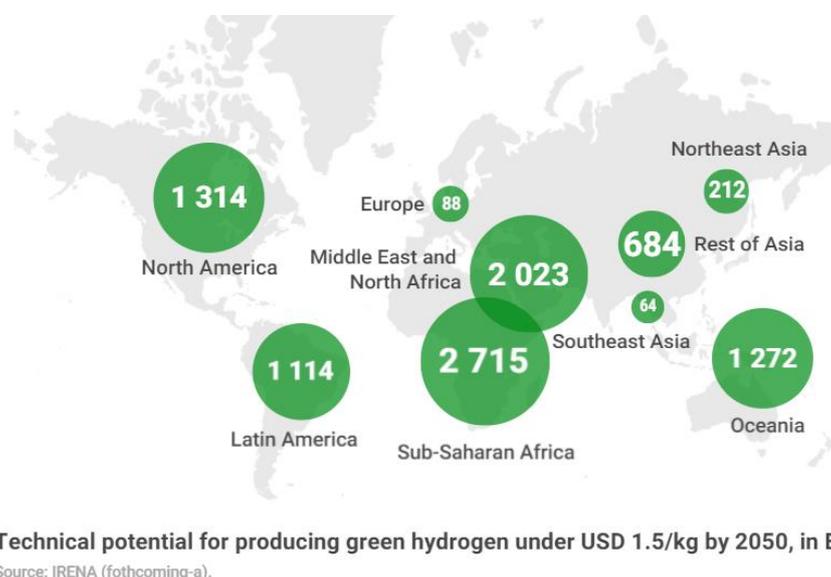


Figura 3. «Potencial de producción de H₂ verde por debajo de USD 1.5/kg H₂» (IRENA I. R., 2022).

A su vez se evidencia en la figura 3 el escaso potencial de Europa comparados con el resto del mundo en especial con el continente africano el cual cuenta con el mayor potencial de obtención de hidrogeno verde con un precio inferior al de 1.5 dólares el kilogramo.

5.2 Métodos de producción del hidrógeno

«La obtención de hidrógeno mediante la electrólisis del agua ha sido destacada hace mucho tiempo», pero solo ha sido económicamente viable recientemente. A principios del siglo XX, la electrólisis se utilizó principalmente en la producción de hidrógeno para dirigir globos y en la industria química. Durante la Segunda Guerra Mundial, la electrólisis se utilizó para la producción de hidrógeno como combustible para dirigibles y cohetes. En las décadas de 1950 y 1960, la electrólisis se utilizó principalmente en la producción de hidrógeno para la industria química y la refinería de petróleo.

Desde entonces, se ha investigado y desarrollado «la producción de hidrógeno mediante la electrólisis del agua para su uso en aplicaciones energéticas», Con el aumento del interés en las energías renovables, “la electrólisis se ha convertido en una opción atractiva para la obtención de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable, como la energía eólica y solar” (Bausá Martínez, 2020).

Recientemente, ha habido un aumento en la investigación y desarrollo de la electrólisis debido a su capacidad para producir hidrógeno verde y aportar a la conversión energética hacia un futuro más sostenible. La tecnología de electrólisis ha mejorado significativamente, lo que ha llevado a una reducción en los costos de fabricación y una mejor eficiencia. Actualmente, “la producción de hidrógeno mediante la electrólisis se considera una tecnología prometedora para la obtención de hidrógeno verde a gran escala en el futuro” (Bausá Martínez, 2020).

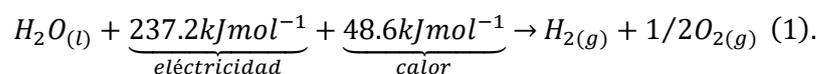
“En la actualidad, se utilizan dos tecnologías a nivel industrial para la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua: la electrólisis alcalina y la electrólisis de membrana de intercambio protónico PEM” (Bausá Martínez, 2020).

La electrólisis PEM es un proceso en el que «el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno utilizando una membrana de intercambio de protones». Este método tiene varias ventajas, como la alta eficiencia y la posibilidad de controlar «la producción de hidrógeno a través del voltaje aplicado». También produce hidrógeno de alta pureza, lo que lo hace ideal para aplicaciones que requieren hidrógeno limpio. Sin embargo, el principal inconveniente de la electrólisis PEM es que utiliza catalizadores costosos como el platino, lo que incrementa los costos de producción a gran escala.

Por otro lado, la electrólisis alcalina utiliza una solución alcalina como electrolito y no requiere el uso de catalizadores costosos. Además, puede manejar grandes cantidades de energía eléctrica y es adecuada para la obtención masiva de hidrógeno. Sin embargo, la electrólisis alcalina tiene una eficiencia ligeramente menor que la electrólisis PEM y produce hidrógeno de menor pureza.

5.2.1 Electrolisis por membrana de intercambio de protones

La electrolisis del agua se da a través de una reacción descrita con sus valores termodinámicos como se cita en la ecuación 1: (Carmo; (2013)):



5.2.2 Electrolisis alcalina del agua

La electrolisis alcalina es un proceso que se especifica por tener “dos electrodos sumergidos en un electrolito líquido alcalino compuesto por una solución de potasa cáustica con un nivel de 20 a 30% de KOH” (Trasatti, 1999).

“Los dos electrodos están separados por un diafragma figura 5, cuya función es mantener los gases producidos separados entre sí en aras de la eficiencia y la seguridad, el diafragma también debe ser permeable a los iones hidróxido y las moléculas de agua” (Trasatti, 1999).

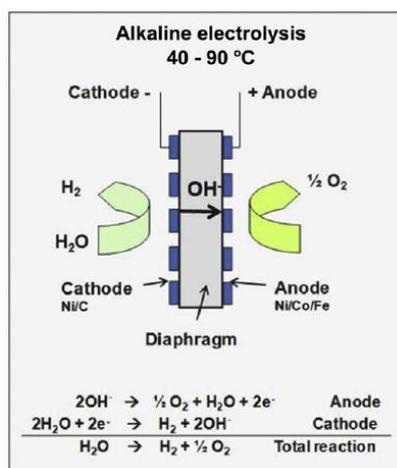


Figura 5. «Esquema de una celda de electrolisis alcalina» (Carmo; (2013)).

Durante este proceso, tal como se ilustra en la figura 5, se sumerge un cátodo y un ánodo en la solución alcalina, y se aplica una corriente eléctrica a través de ellos. En el ánodo, se produce la reacción de oxidación del agua, liberando oxígeno gaseoso. En el cátodo, se produce la reacción de reducción del agua, generando hidrógeno gaseoso.

La electrólisis alcalina es una técnica ampliamente empleada para generar hidrógeno en grandes cantidades. Es un proceso consolidado y eficaz, caracterizado por su elevada eficiencia energética y la prolongada duración de los electrodos.

El hidrógeno producido a través de la electrólisis alcalina puede ser utilizado como combustible en aplicaciones industriales, vehículos de hidrógeno, almacenamiento de energía o en procesos químicos. Además, la electrólisis alcalina también se utiliza en el saneamiento del agua y en la obtención de productos químicos básicos.

Se cita a continuación, un resumen “las ventajas y desventajas de los métodos de producción de hidrógeno PEM y Alcalina en la Tabla 1” (Carmo; (2013).

Ventajas		Desventajas	
Electrolisis Alcalina	Electrolisis PEM	Electrolisis Alcalina	Electrolisis PEM
Tecnología bien establecida	Densidades de corriente altas	Bajas densidades de corriente	Alto costo de componentes
Catalizadores económicos	Alta eficiencia de voltaje	Interconexión de gases (grado de pureza)	Entorno corrosivo ácido
Estabilidad a largo plazo	Buen rango de carga parcial	Bajo rango de carga parcial	Posiblemente baja durabilidad
Costo relativamente bajo	Respuesta rápida del sistema	Baja dinámica	Comercialización
Pilas en el rango de MW	Diseño de sistema compacto	Bajas presiones operativas	Pilas por debajo del rango de MW
Rentable	Alta pureza de gas	Electrolito líquido corrosivo.	
	Operación dinámica		

Tabla 1. Resumen de ventajas y desventajas de métodos PEM y Alcalino (Carmo; (2013).

“La electrolisis de membrana de intercambio de protones (PEM) ofrece una serie de ventajas técnicas y económicas significativas sobre otras técnicas de producción de hidrógeno” (Bausá Martínez, 2020), lo que la convierte en la mejor opción disponible. En términos de ventajas, el sistema PEM presenta alta eficiencia energética, escalabilidad de producción y operación dinámica; lo que la hace fácil de implementar en sistemas comerciales a gran escala. También es posible establecer la tasa de obtención de hidrógeno en función de la demanda, lo que reduce la necesidad de almacenamiento a largo plazo.

Desde una perspectiva económica, la tecnología PEM tiene los costos de operación son menores debido a la alta eficiencia energética de la tecnología, lo que se traslada en un costo de obtención más bajo por unidad de hidrógeno. La tecnología PEM también ofrece una buena respuesta de carga parcial, lo que la hace especialmente adecuada para sistemas que experimentan cambios de carga dinámicos.

Si bien existen algunas desventajas asociadas con la tecnología PEM, como la posible baja durabilidad de las celdas, estas se han mitigado en gran medida mediante mejoras en los materiales y diseños de las mismas.

Hay tres modelos de producción de hidrógeno basado en energías renovables. Estos son la producción total en el sitio, la electricidad de la red eléctrica y una solución híbrida como se observa en la figura 6.

A diferencia de «la producción total de hidrógeno in situ», conectar los electrolizadores a la red eléctrica permitiría contrarrestar la volatilidad del suministro de energía eólica y solar y estabilizar la producción de hidrógeno.

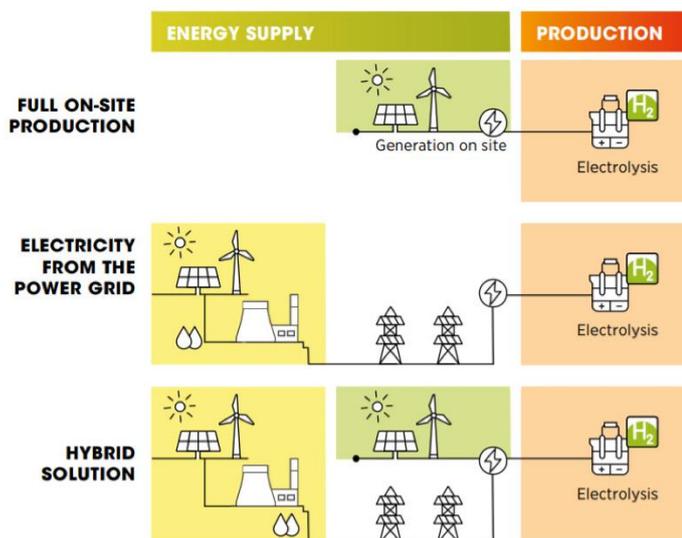


Figura 6. «Modelos de producción de hidrógeno de acuerdo al suministro de energía » (IRENA, 2021).

En resumen, se los modelos descritos en la Figura 7 se describen a continuación;

1. Producción exclusiva con energías renovables: En este modelo, todo el proceso de obtención de hidrógeno se alimenta únicamente con energía renovable. Se utiliza energía proveniente de fuentes como la solar, eólica o hidroeléctrica para generar electricidad, que luego se utiliza en la electrólisis del agua para producir hidrógeno. Este enfoque garantiza una producción de hidrógeno completamente sostenible y libre de emisiones de carbono.
2. Conexión total a la red con mix energético de energías renovables: En este modelo de conexión, la obtención de hidrógeno se realiza conectada a la red eléctrica convencional que combina energías renovables y no renovables. La electricidad necesaria para la electrólisis del agua proviene de la red y utiliza una combinación de energía renovable y no renovable. Aunque este modelo no es completamente sostenible, sigue contribuyendo a la reducción de emisiones de carbono al aprovechar la disponibilidad de energía renovable en la red.
3. Modelo híbrido conectado a la red y con energías renovables: En este modelo, la instalación de producción de hidrógeno está conectada tanto a la red eléctrica como a fuentes de energía renovable, como paneles solares o turbinas eólicas. Durante los períodos en los que las fuentes de energía renovable generan suficiente electricidad, se utiliza directamente para la electrólisis del agua. En caso de escasez de energía renovable, se complementa con electricidad proveniente de la red. Esto permite aprovechar la energía renovable disponible de manera más eficiente.

Estos modelos ofrecen diferentes opciones para la producción de hidrógeno, permitiendo adaptarse a las condiciones y disponibilidad de energía renovable de cada región.

5.3 Estado del arte del gasto del capital (CAPEX) en producción de hidrógeno

Realizando una revisión bibliográfica de los costos de inversión (CAPEX) y los datos de rendimiento para dos de las tecnologías de electrolizadores de agua más comunes que se utilizan en las últimas décadas, como los son, «los sistemas alcalinos y los sistemas de intercambio de protones (PEM)». “Sin embargo, dichos informes a menudo solo pueden generar un rango relativamente amplio de datos de CAPEX, dependiendo del rendimiento exacto (por ejemplo, potencia de entrada) del sistema que se está considerando” (UCL, 2019).

Por ejemplo, la figura 7 se resume los datos de CAPEX de los informes disponibles y citados en la (UCL, 2019). “Se puede observar que la dispersión de las estimaciones de CAPEX en la década de 1990 estaba en el rango de 870-2350 Euro/kW y 310-4750 Euro/kW para la tecnología alcalina y PEM, respectivamente”. “Al mismo tiempo, se informa que las estimaciones para los costos de inversión futuros para el año 2030 se encuentran en el rango de 790-910 Euro/kW y 400-960 Euro/kW, respectivamente” (UCL, 2019).

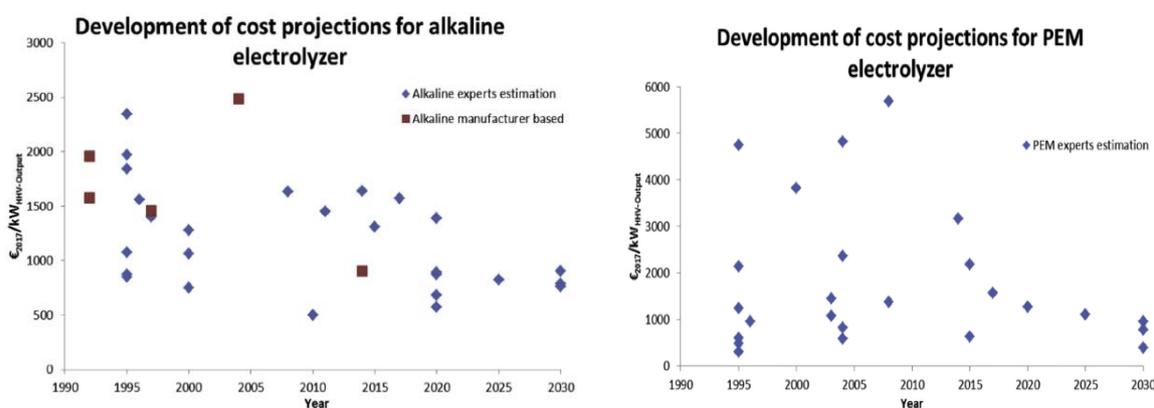


Figura 7. «Recopilación de costos de plantas de electrolisis alcalina y PEM pasados y esperados en euro/kW» (UCL, 2019).

En lo que respecta a las proyecciones a corto y largo plazo informadas en el estudio de expertos sobre costos y rendimiento futuros de electrolizadores de agua de la referencia, “se predice que los costos de capital para el año 2020 estarán entre 800 y 1300 Euro/kW para sistemas alcalinos y entre 1000 y 1950 Euro/kW para sistemas PEM. Para 2030”, estos costos se estiman en el mismo informe como ligeramente inferiores a los del 2020, “estando en el rango de 700-1000 Euro/kW y 850-1650 Euro/kW para sistemas alcalinos y PEM, respectivamente” (Schmidt, 2017).

Aunque dichos rangos pueden ser útiles para tener una primera idea cualitativa de los costos y mejoras proyectadas, se necesitan valores de CAPEX mucho más precisos para los sistemas electrolizadores, a fin de modelar de manera más cuantitativa estudios de casos empresariales específicos, especialmente cuando

se trata de predecir un costo realista de producción de H₂ electrolítico. Por lo tanto, todavía existe una necesidad emergente de datos de costos "reales" provenientes de los propios fabricantes de electrolizadores, basados en sistemas electrolizadores reales que ya se encuentran en el mercado hoy en día (UCL, 2019).

Por esta razón, dentro del Acuerdo de Implementación del Hidrógeno (HIA) de la «Agencia Internacional de Energía (IEA)», se estableció una nueva *Tarea 33* a principios de 2016, titulada "*De la energía eléctrica al hidrógeno y del hidrógeno a X: Análisis del sistema de las condiciones tecnológicas, económicas, legales y regulatorias*". En particular, se pidió a un grupo de trabajo específico que recopilara datos tecnológico-económicos sobre sistemas electrolizadores de agua comercialmente disponibles directamente de los principales fabricantes de electrolizadores involucrados en el esfuerzo de la *Tarea 33* (UCL, 2019).

Como resultados se logró realizar una comparación del CAPEX de los electrolizadores PEM y alcalinos, se cita un resumen de la comparación de datos CAPEX para electrolizadores alcalinos y PEM se muestra en la figura 8, "nuevamente en función del consumo total de energía de la planta de hidrógeno" (UCL, 2019).

Este último fue verificado explícitamente con los fabricantes de electrolizadores para incluir los siguientes componentes:

- Transformador(es), rectificador(es), panel de control con PLC;
- Desmineralizador/desionizador de agua;
- Pila(s) de electrolizadores;
- Analizadores de gases, separadores y recipientes de separación;
- Sistema de depuración o purificador de gas y bomba de recirculación;
- Compresor de pistón seco a 15 bar

"Para los datos alcalinos, un consumo total de energía de 4,8 kWh/Nm³ se consideró en la figura 8, como se especifica directamente por el fabricante. Basado en un poder calorífico superior H₂ (HVV) de 3,54 kWh/Nm³, esto corresponde a una eficiencia del 80% para el propio electrolizador (4,4 kW/Nm³, potencia DC), mientras que el sistema general estaría funcionando al 74% de eficiencia (en el nivel de presión de descarga especificado de 15 bar)" (UCL, 2019).

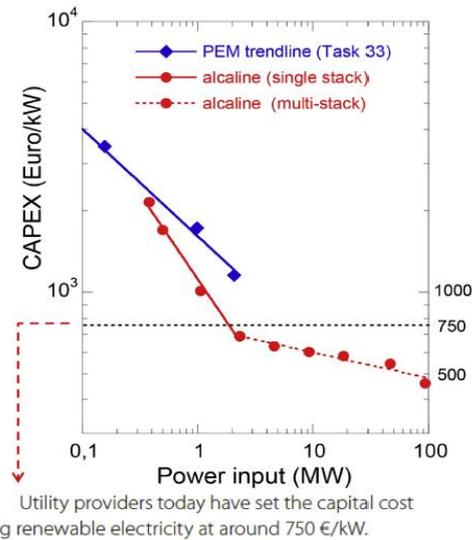


Figura 8. «Datos CAPEX para electrolizadores PEM y alcalinos, representados en función de la entrada de energía. Datos para sistemas alcalinos se basan en una sola pila de 2,13 MW que consta de 230 celdas de 2,6 m2 de tamaño. El cambio de pendiente para electrolizadores alcalinos, corresponde al uso de sistemas multi-stack» (UCL, 2019).

Como conclusión principal se observa que al disminuir la potencia instalada de electrolizadores el CAPEX aumenta exponencialmente por lo que los sistemas menos a 0.1 MW estarán en orden de 5.000€/kW, y para potencia de electrolizadores 0.01 MW el CAPEX, superiores a los 10.000€/kW.

En línea con la literatura expuesta, se puede concluir que el H₂ basado en energías renovables aún no es competitivo en costos, pero sus beneficios ambientales son evidentes. “Sin embargo, está claro que el H₂ verde tiene el potencial de contribuir a la descarbonización de los sistemas energéticos en los próximos años” (Rodríguez; (2023).

En contramedida se cita a continuación un estudio realizado por la IEA de CAPEX, OPEX, y el precio del hidrógeno generado por medio del reformado del gas natural; “Hydrogen production costs using natural gas in selected regions, 2018” (IEA, 2023), como se observa en la figura 9 a continuación.

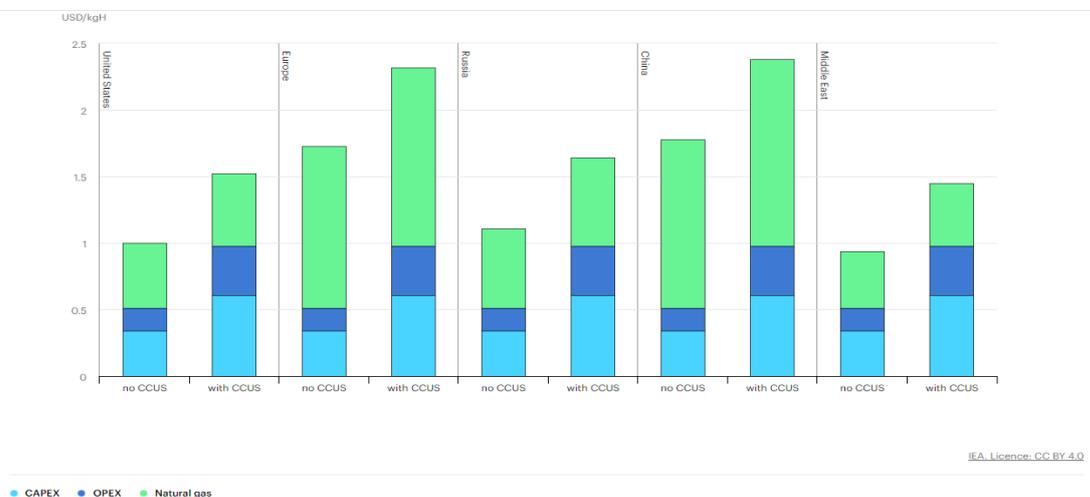


Figura 9. «Hydrogen production costs using natural gas Units: USD/kgH₂» (IEA, 2023)

«Notes: kgH₂ = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kWH₂), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kWH₂, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the región» (IEA, 2023).

A partir de los hallazgos citados anteriormente, se puede inferir que, a pesar de los progresos tecnológicos en la obtención de hidrógeno con fuentes renovables, los costos de inversión y operación continúan siendo relativamente elevados en paralelo con «la generación de hidrógeno a partir de combustibles fósiles». En consecuencia, la producción de hidrógeno verde aún enfrenta una menor competitividad en términos de costos, lo que reduce el margen de beneficio para los inversionistas.

El análisis del potencial de energía renovable y la obtención de hidrógeno verde también se ve afectado por otros factores. La disponibilidad de materias primas, como los metales necesarios para la fabricación de turbinas eólicas y paneles solares, puede influir en los costes y la disponibilidad de estas tecnologías. Asimismo, la infraestructura necesaria para el transporte y almacenamiento de hidrógeno juega un papel crucial en los costos y la viabilidad de los proyectos relacionados con la producción de hidrógeno verde.

Otra incertidumbre clave es el nivel de adopción y apoyo político para las energías renovables y la producción de hidrógeno verde en diferentes países.

Según datos del IRENA, “China, India y Estados Unidos son los países más adecuados para la producción y el consumo de hidrógeno verde debido a su gran potencial de producción a bajo LCOH (de 0,65 a 0,78 dólares/kg de H₂)”, gracias a sus recursos solares de alta calidad.

En cambio, los países europeos, como Francia, Alemania, Italia y España, tienen un LCOH más elevado, entre 0,8 y 1,1 dólares/kg. A pesar de ello, su potencial de producción sigue siendo bastante grande, excepto en el caso de Italia, que tiene un potencial económicamente viable menor (1.000 petajulios a un LCOH inferior a 1,15 dólares/kg) debido a su orografía y densa urbanización. Por su parte, el Reino Unido tiene un LCOH más elevado (de 1 a 2 dólares/kg) debido principalmente a la mala calidad de su recurso solar, como se visualiza en la figura 10 a continuación (Sánchez Molina, 2022).

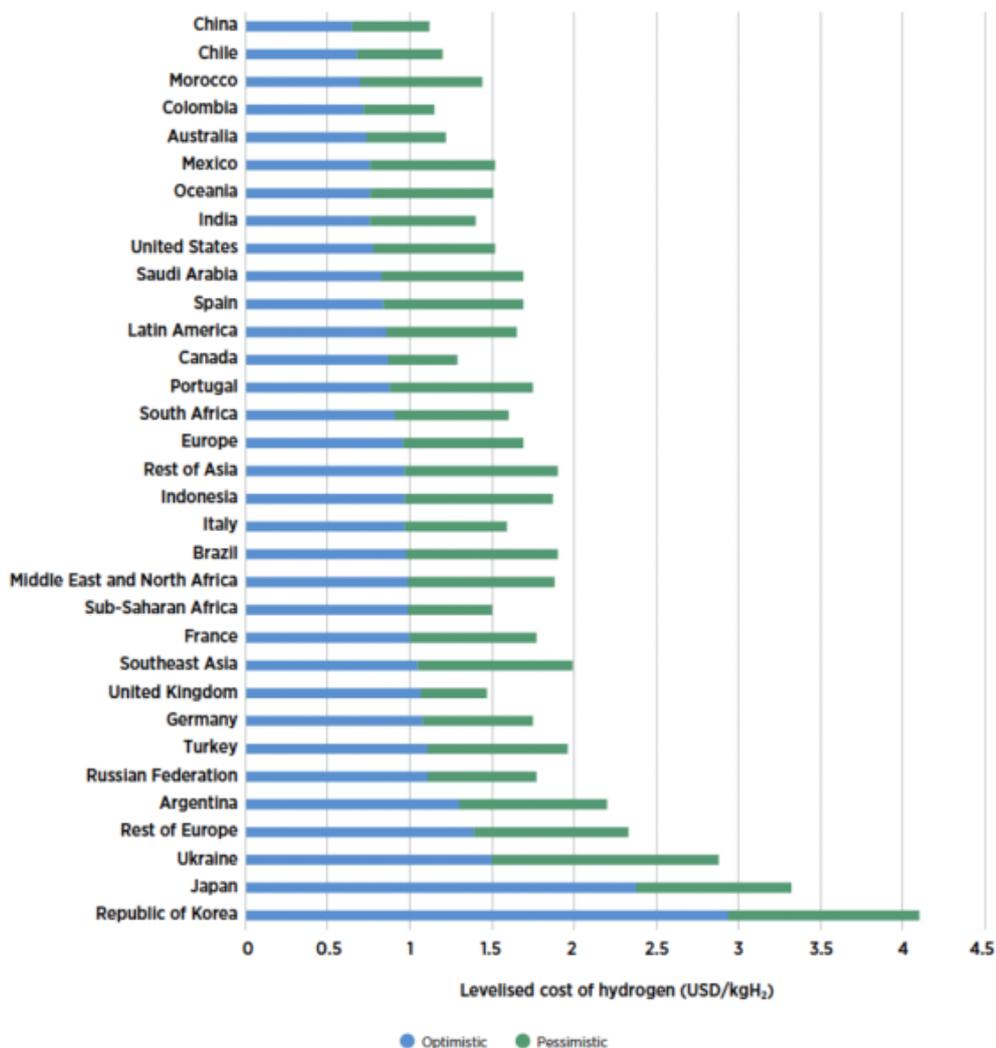


Figura 10. «Coste nivelado del hidrógeno en 2050 derivado del análisis oferta-demanda» (IRENA, 2021).

«Las principales incertidumbres del análisis residen en los niveles de costes y, en particular, en la evolución de los CAPEX de las energías renovables y la electrólisis y el WACC (weighted average cost of capital, coste medio ponderado del capital que expresan el riesgo de inversión en cada región) hacia 2050. Por un lado, la tecnología seguirá progresando y su despliegue conducirá a la optimización de las cadenas de suministro globales, a la estandarización y a una ejecución más rápida. Varios países del África subsahariana, Oriente Medio y América Latina tienen un gran potencial renovable y la principal incertidumbre en sus niveles de costes es cuánto podrán disminuir sus elevados WACC hacia 2050. recurso renovable» (Sánchez Molina, 2022).

5.4 Panorama actual de la generación de hidrógeno por energías renovables

Actualmente, la demanda global de hidrógeno renovable está aumentando y se espera que los costos de producción del hidrógeno verde disminuyan significativamente para 2030. Aunque el costo de obtención del hidrógeno verde es actualmente relativamente alto, hay un interés creciente en «la producción de

hidrógeno mediante electrólisis debido al costo decreciente de los electrolizadores» y al apoyo público a las fuentes de energía limpia.

La obtención de hidrógeno verde es de suma importancia en las estrategias nacionales de hidrógeno, ya que es el único hidrógeno sin emisiones de carbono. “La principal barrera para la expansión del hidrógeno verde es la falta de competitividad bajo condiciones de mercado libre debido a los altos costos de producción y la falta de infraestructura de transporte y almacenamiento” (Council, 2020).

En diciembre de 2020, siete importantes desarrolladores de hidrógeno verde, entre ellos ACWA Power, CWP Renewables, Envision, Snam, Yara, Iberdrola y Ørsted, lanzaron la “*Iniciativa Green Hydrogen Catapult*”, que busca escalar la producción de hidrógeno verde 50 veces antes de 2026, con la implementación de 25 GW de hidrógeno verde y una reducción en los costos de producción por debajo del umbral de 2 USD por kilogramo (Sánchez Molina, 2022).

“En 2020, el mercado global de hidrógeno verde tuvo un volumen de negocios de 0,3 mil millones de dólares, pero se espera que crezca exponencialmente y alcance los 10 mil millones de dólares en 2028”. Además, se estima que, en 2050, el hidrógeno podría cubrir el 24% de la demanda energética mundial (Sadik-Zada, 2021).

La estrategia de hidrógeno de la UE es la más ambiciosa a nivel mundial y establece una producción de 40 GW de hidrógeno verde para 2030. Esta estrategia es acorde con las estrategias nacionales de hidrógeno de los estados miembros de la UE, así como de otros países como Australia, Canadá, Chile, Marruecos, Noruega, España, Japón y los EE. UU. Se espera que la estrategia de hidrógeno verde juegue un papel clave en el objetivo de neutralidad de carbono de la UE para 2050 y ha despertado un gran interés entre los inversores, lo que ha llevado a la adopción de planes nacionales integrales de hidrógeno renovable en numerosos países (Nagashima, 2020).

Para el 2030 la unión europea espera tener instalados unos 40 GW de potencia en electrolizadores como se evidencia en la siguiente figura 11

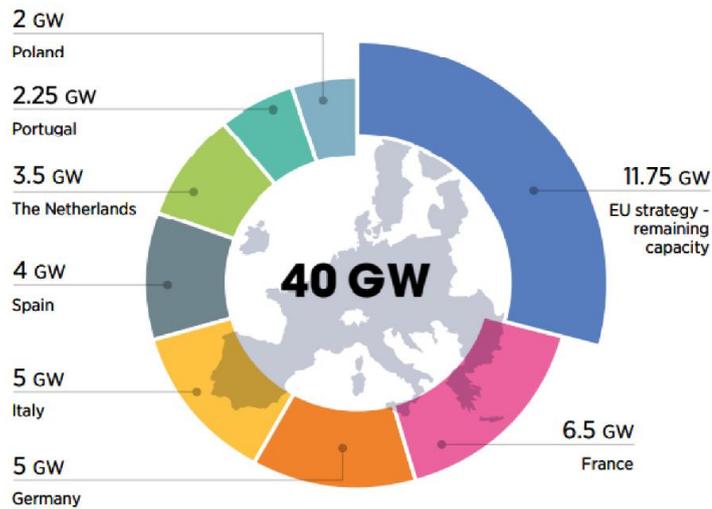


Figura 11. «Objetivo EU en capacidad instalada de electrolizadores para H₂ para el 2030» (IRENA 2021).

Actualmente, la demanda global de hidrógeno renovable está aumentando y se espera que los costos de producción del hidrógeno verde disminuyan significativamente para 2030. A pesar de que el costo de producción de hidrógeno verde sigue siendo actualmente elevado, se observa un creciente interés en la generación de hidrógeno a través de la electrólisis, impulsado por la disminución en los precios de los electrolizadores y el respaldo gubernamental a las fuentes de energía limpia.

La elaboración de hidrógeno verde es de suma importancia en las estrategias nacionales de hidrógeno, ya que es el único hidrógeno sin emisiones de carbono. “La principal barrera para la expansión del hidrógeno verde es la falta de competitividad bajo condiciones de mercado libre debido a los altos costos de producción y la falta de infraestructura de transporte y almacenamiento” (Council, 2020).

En España en la actualidad el “Gobierno pretende que en 2030 se consuma como mínimo un 25% de forma renovable, un ambicioso objetivo que espera implementar con ayuda de los fondos europeos destinados a la transición energética” (Alcalde, 2022). He aquí algunos de los proyectos más destacados, con el valor de la inversión previsto para su desarrollo en las diferentes comunidades autónomas y regiones de España. en la tabla 2:

Proyecto	Potencia	Inversión
Corredor Vasco del Hidrógeno (2025)	400 MW	1.300 millones de euros
Vall de L’Hidrogen de Catalunya		
Valle del Hidrógeno de Aragón		
Green Hydrogen Mallorca	7.5 MW	50 millones de euros
Complejo en Valle De Escombreras	552 MW (2025) 1.9 GW (2030)	215 millones de euros

Tabla 2. Proyectos de H₂ a desarrollar en los próximos años

De forma gráfica podemos encontrar en la figura 12, los diferentes proyectos distribuidos en España:



Figura 12. «Distribución geográfica de proyectos de producción de hidrógeno» (Comercio, 2022).

La Hoja de Ruta del Hidrógeno española quiere cubrir al menos el 25% del consumo industrial con H₂ verde en 2030 -hasta ahora casi todo es gris, producido a partir de combustibles fósiles, especialmente gas natural- y desplegar de 100 a 150 hidrogeneras públicas (IBERDROLA, 2022).

La inversión masiva en la instalación de electrolizadores y la producción de hidrógeno verde en España no solo impulsa la descarbonización de la economía, sino que también genera empleo y promueve el desarrollo de una industria emergente en el sector del hidrógeno. Esta apuesta por el hidrógeno verde posiciona a España como un actor relevante en la transición hacia un sistema energético más sostenible y contribuye a la moderación del cambio climático a nivel global.

En síntesis, el panorama de la producción de hidrógeno en España se muestra prometedor, con la proyección de la instalación de 4 GW de electrolizadores y una inversión cercana a los 1300 millones de euros. Esta iniciativa se enmarca en la descarbonización de la economía y busca crear y consolidar un mercado europeo y mundial basado en el hidrógeno verde. Esta apuesta no solo contribuye a la reducción de emisiones y la transición hacia una economía baja en carbono, sino que también impulsa el crecimiento económico y la creación de empleo en el sector del hidrógeno.

6. Resultados

6.1 Normatividad vigente

Tradicionalmente, la elaboración de hidrógeno ha sido calificada como una actividad industrial debido a su enfoque desde la perspectiva de la industria química. Esta consideración implica que tanto la legalización como los procedimientos administrativos necesarios para la instalación de las plantas de producción de hidrógeno estén sujetos a requisitos que, en el caso de la electrólisis procedente de fuentes renovables, pueden ser excesivos y dificultar o incluso impedir el fomento de esta aplicación (AEH2, 2022).

Esta situación plantea un reto para la avance de la energía renovable y debería ser objeto de una revisión exhaustiva para garantizar la viabilidad de esta alternativa energética.

En la tabla 3 a continuación, se detalla las principales normas europeas y españolas aplicables al ámbito de producción y almacenamiento de hidrógeno.

Norma	Fecha	Descripción
«ISO/TC 197 Hydrogen technologies»	-	«ISO/TC 197 se refiere al Comité Técnico (TC) 197 de la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés). Este comité se encarga de desarrollar y establecer normas internacionales en el campo de la tecnología del hidrógeno y las pilas de combustible.»
UNE-EN 17124	Junio 2022, Corregida Septiembre 2022	«Características de calidad del combustible de hidrógeno dispensado en estaciones de suministro de hidrógeno para uso en sistema de vehículos de pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM), así como las consideraciones pertinentes sobre la garantía de calidad para garantizar la uniformidad del combustible hidrógeno. (99,97%) fracción molar mínima.»
UNE- ISO/TR15916:2007 (Anulada)	Abril 2007	«Guía para el uso de hidrógeno en su forma gaseosa y líquida. Identifica las preocupaciones y riesgo básicos y describe las propiedades que son relevantes para la seguridad. Los requisitos detallados de seguridad que se asocian con aplicaciones específicas del hidrógeno se tratan en otras normas internacionales.»
UNE-EN ISO 17268	Junio 2022, Corregida Septiembre 2022	«Características de diseño, de seguridad y de funcionamiento de los conectores destinados al suministro de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso a presiones de servicio de 70Mpa, no aplica a mezclas de hidrógeno con gas natural.»
UNE-ISO 19880-1	Octubre 2022	«Requisitos mínimos de diseño, instalación, puesta en marcha, funcionamiento, y mantenimiento, para la seguridad, y en su caso, para el de las estaciones de servicio públicas y no públicas que suministran hidrógeno gaseoso a vehículos de carretera ligeros. No aplica a hidrógeno criogénico.»
UNE-ISO 22734-1 (Anulada)	Septiembre 2012	«Requisitos de construcción, funcionamiento y seguridad de los equipos de generación de hidrógeno ya montado o de montaje de fábrica, aquí referidos como generadores de hidrógeno que empleen reacciones electroquímicas para electrolizar el agua y producir gas de hidrógeno y oxígeno.»

Disposición 629 <i>Real Decreto</i> 4/2023,	10 de enero	«Este real decreto tiene por objeto regular la concesión directa de subvenciones, con carácter excepcional, y por razones de interés público, social y económico, a favor de las entidades beneficiarias que se reconocen en el apartado 3 de este artículo, por su participación en la ejecución de los proyectos especificados en el artículo 5 de este real decreto, que han sido contemplados por la Comisión Europea en el marco de los Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (PIICE) para fomentar la investigación e innovación y la primera utilización industrial en la cadena de valor de la tecnología del hidrógeno «PIICE Hy2Tech»».
UNE-EN 17533	Mayo 2021	«Requisitos para el diseño, fabricación y ensayos de botellas, tubos y otros recipientes a presión, ya sean individuales o conectados a un colector de acero, acero inoxidable, aleaciones de aluminio a materiales de construcción no metálicos. (Volumen de 10,000l; 110Mpa)»
«ISO/TR 15916:2015»	2015	«Basic considerations for the safety of hydrogen systems»
ISO 22734:2019	Septiembre 2019	«Hydrogen generators using water electrolysis — Industrial, commercial, and residential applications.»

Tabla 3. Resumen de normas aplicables a la producción de hidrógeno

Destacan en la Tabla 3 las normas ISO 22734:2019, que regulan el uso de agua para la electrolisis industrial y la generación de hidrógeno con fines comerciales. Estas normas reemplazaron a las anteriores normas ISO 22734:2019 y UNE-ISO 22734-1, anulándolas. Estas normas son fundamentales para el desarrollo de instalaciones industriales de producción de hidrógeno, ya que establecen requisitos y directrices para su implementación.

Además, la norma UNE-EN 17124 regula las características de calidad del hidrógeno utilizado en estaciones de suministro de combustible para vehículos con pilas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM). También se abordan consideraciones relevantes sobre la garantía de calidad para garantizar la uniformidad del hidrógeno como combustible, con una fracción molar mínima del 99,97%.

El ISO/TC 197 es el «Comité Técnico (TC) 197» de la Organización Internacional de Normalización (ISO). Su objetivo principal es desarrollar y establecer normas internacionales relacionadas con la tecnología del hidrógeno y las pilas de combustible. Este comité desempeña un papel primordial en la estandarización de prácticas y requisitos técnicos en este campo, asegurando la armonización y la calidad en la industria del hidrógeno y las pilas de combustible a nivel internacional.

En la siguiente tabla 4, se muestra la legislación asociada a los trámites relacionados con permisos ambientales

Ámbito	Disposición
Estatal	«Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación (BOE n. 316, de 31/12/2016)»
	«Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados (BOE n. 140, de 12/06/2013)»
	«Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación (BOE n. 251, de 19/10/2013)»
	«Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación (BOE n. 251, de 19/10/2013)»
	«Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados (BOE n. 181, de 29/07/2011)»
	«Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental (BOE n. 296, de 11/12/2013)»

Tabla 4. «Reglamentación relacionada con la Autorización Ambiental Integrada» (AEH2, 2022).

Es crucial cumplir con la normativa ambiental expuesta en la tabla 4, en referencia a proyectos de obtención de hidrógeno verde con el fin de garantizar prácticas sostenibles y respetuosas con el medio ambiente. Estas normas, junto con otras, desempeñan un papel fundamental al asegurar la protección del medio ambiente, la salud pública y la sostenibilidad en estos proyectos. El cumplimiento de estas normas no solo promueve la adopción de mejores prácticas, sino que también contribuye a la creación de un sector energético más limpio y responsable.

A su vez, para el almacenamiento de hidrógeno se cuenta con regulaciones específicas que establecen los requisitos y directrices para garantizar un almacenamiento seguro y eficiente de hidrógeno verde. Estas regulaciones, como se evidencia en la tabla 5 a continuación, abordan aspectos cruciales como la ubicación y diseño de las instalaciones de almacenamiento, los procedimientos de seguridad, la gestión de riesgos y la monitorización de las condiciones de almacenamiento.

Estas regulaciones son fundamentales para fomentar la implementación adecuada de sistemas de almacenamiento de hidrógeno verde y garantizar «la protección del medio ambiente y la seguridad en la manipulación de este recurso energético clave».

Ámbito	Disposición
Estatual	«Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10. BOE n. 176, de 25/07/2017.»
	«Real Decreto 809/2021, de 21 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias. BOE n.243, de 11/10/2021.»
	«Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales. BOE n. 303, de 17/12/2004.»
	«Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas. BOE n. 251, de 20/10/2015.»

Tabla 5. «Regulación relacionada con los almacenamientos de hidrógeno» (AEH2, 2022).

En el contexto de la producción de hidrógeno, es fundamental considerar las normas y regulaciones relacionadas con la seguridad industrial. Estas normas, tanto a nivel estatal como en el ámbito europeo, establecen los requisitos y estándares necesarios para garantizar un entorno seguro y protegido durante todo el proceso de producción y manejo del hidrógeno.

La seguridad industrial abarca aspectos como el almacenamiento seguro, la manipulación adecuada de equipos y materiales, la prevención de fugas y la gestión de riesgos asociados con el hidrógeno. Cumplir con estas normas es fundamental para asegurar la integridad de las instalaciones y la protección tanto del personal como del entorno.

La tabla 6 recopila de manera detallada las normas y regulaciones pertinentes en materia de seguridad industrial, proporcionando un marco de referencia completo para asegurar el cumplimiento normativo en la producción de hidrógeno.

Ámbito	Disposición
Estatal	«Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23. (BOE n. 139 de 9/06/2014)»
	«Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. (BOE n.244 de 18/09/2002)»
	«Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios (BOE n.139, de 12/06/2017)»
	«Real Decreto 809/2021, de 21 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias. (BOE n.243, de 11/10/2021)»
	«Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo. (BOE n. 145, 18/06/2003)»
	«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 y por el que se modifica el Real Decreto 455/2012, de 5 de marzo, por el que se establecen las medidas destinadas a reducir la cantidad de vapores de gasolina emitidos a la atmósfera durante el repostaje de los vehículos de motor en las estaciones de servicio. (BOEn. 40 de 14/04/2016)»
Europea	«Directiva 2014/34/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas. (OJ L 96, de 29/3/2014, p. 309–356)»
	«Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. (BOE n. 340, de 30/12/2020.)»

Tabla 6. «Reglamentación en materia de seguridad industrial relacionada con los procedimientos de comunicación previos a la puesta» (AEH2, 2022).

Al considerar estas normas en el diseño y operación de las instalaciones, se promueve un enfoque seguro y responsable en el desarrollo de proyectos de hidrógeno, fortaleciendo la confianza de los inversores y fomentando el crecimiento sostenible de esta industria emergente.

6.2 Modelo de producción de hidrógeno

El planteamiento del modelo productivo para la generación de hidrógeno implica seleccionar la tecnología adecuada para el proyecto. Actualmente, las tecnologías más utilizadas son los sistemas alcalinos y las membranas protónicas, por lo que se debe realizar una búsqueda exhaustiva de equipos comerciales que cumplan con los requerimientos del proyecto, que en este caso se limita a una capacidad menor a 10 kW debido a que se trata de un trabajo de fin de máster con carácter académico, a continuación, en la figura 13, se describe el electrolizador de membrana de intercambio aniónico (AEM) patentado por *Enapter* es un dispositivo estandarizado, apilable y flexible para producir hidrógeno. El diseño modular y de fácil mantenimiento, junto con la integración de software avanzado, permite la configuración en minutos y el control y la gestión remotos.

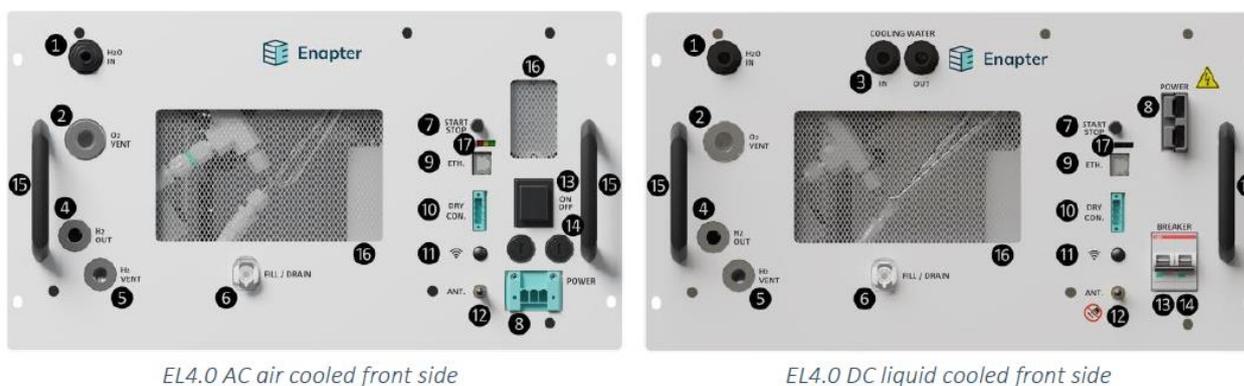


Figura 13. Electrolizador seleccionado Enapter EL4.0 (Enapter, 2023)

En la tabla 7 a continuación se resumen los parámetros operacionales del EL4.0

Parámetro	Valores
Producción nominal de hidrógeno	0.3 Nm ³ /h – 0.5 Nm ³ /h 1.0785 kg/24 h
Presión de salida	Hasta 35 bar
Pureza de salida de hidrógeno	35bar: ~99.9 % (H ₂ O: 1000-1500 ppm) 8bar: > 9000 ppm H ₂ O
Consumo de agua	0.42 l/h
Conductividad del agua de entrada	<20 μS/cm (at 25 °C), <5 μS/cm (at 25 °C) recomendada
Rango de presión de entrada de agua	1 – 4 bar
Líquido de proceso	solución de KOH al 1 %
Consumo de energía operativa	2.4 kW
Consumo máximo de energía	3.0 kW
Consumo de Energía Nominal por Nm ³ de H ₂ producido	4.8 kWh/Nm ³ (Al inicio)
Consumo de energía en espera	15 W
Fuente de alimentación	220 V – 230 V (AC), 50/60 Hz 48 V – 60 V (DC)

Disipación de calor máxima	1.0 kW (al final de la vida)
Cortacircuitos	C13
Dimensiones (An. x Al. x Pr.)	482 mm x 266 mm x 635 mm
Espacio dentro del gabinete	6U
Peso	42kg
Almacenamiento máximo de H ₂	20 NL

Tabla 7. Parámetros operacionales EL4.0 (Enapter, 2023).

En la tabla 7 se destaca que la producción de diaria del equipo asciende a 1.0785 kg/24h, se propone para el modelo productivo dos electrolizadores EL 4.0 por lo que la producción de hidrógeno será de **2,157 kg H₂/día**, lo que supondrá una producción anual de **787,305 kg H₂/año**, y un consumo de agua de **7.358,4 l/año**, el equipo su máximo consumo de energía es de 3,0 kW; será la base con la cual se harán los cálculos de consumo de energía. Cabe destacar que el agua necesaria según el fabricante debe ser un agua desionizada para dar protección a los componentes del electrolizador.

Para dar cumplimiento a los parámetros de agua de entrada se realiza una búsqueda de los parámetros fisicoquímicos del agua en la región de Murcia, ya que es necesario que la conductividad del agua de entrada sea inferior a <20 µS/cm (a 25°C). Después de consultar los registros de Aguas de Murcia, se determinó que el parámetro de conductividad del punto de muestreo Polígono HB - La Manga, de acuerdo con el boletín de RED PRINCIPAL (LA MANGA-CARTAGENA) del 15/03/2023, arroja un valor de 711 µS/cm a 20°C, lo que supera significativamente el valor permitido por el equipo de generación de H₂ (Emusa, 2023).

Lo anterior obliga a la reducción de la conductividad a los parámetros de operación del equipo por lo que se efectúa una búsqueda de equipos desionizadores, se selecciona el *Basic 10 Cat. No.: DB-010-0K* de *HYDROLAB® Water Purifications System*, con las siguientes características operaciones que se muestran en la tabla 8 a continuación.

Especificaciones técnicas	Valores
Presión máxima de trabajo	10 bar
Velocidad de entrada de agua	1-2 dm ³ /min – 60 l/h
Agua de alimentación	<1200 µS/cm
Conductividad	
Conductividad en función del caudal	0,2 – 0,8 µS/cm
Agua de alimentación Dureza	< 250 mg CaCO ₃ /dm ³
Consumo de energía	< 25W
Fuente de alimentación eléctrica	230V/50Hz
Tiempo de vida filtro	6 meses

Tabla 8. Características operaciones de Basic 10 (*HYDROLAB® Water Purifications System*).

En el proceso de manejo y almacenamiento del hidrógeno producido, se requiere someterlo a un proceso de compresión para alcanzar presiones de almacenamiento adecuadas, ya sea a 350 bar o a 700 bar.

Para llevar a cabo este paso, se ha optado por la selección de un equipo de compresión que cumpla con las especificaciones requeridas para garantizar la eficiencia y seguridad en el manejo del hidrógeno. Los detalles específicos de este equipo de compresión se encuentran detallados en la tabla 9, donde se pueden encontrar las características y prestaciones técnicas que definen su capacidad de compresión y su adecuación para la aplicación de almacenamiento, del modelo GWX-5 de la marca NUZHUO, como se observa en la tabla 9 y la figura 14.

Es importante destacar que la elección de un equipo de compresión adecuado es fundamental para garantizar el correcto manejo del hidrógeno y minimizar los riesgos asociados a su manipulación en las instalaciones correspondientes.

Especificaciones técnicas	Valores
Nº de modelo	GWX- 5/10/20/40/60/80/personalizado
Compresor	Gas sin aceite
Tasa de Producción:	3-200Nm ³ /h
Potencia del Motor:	5.5kw-160kw/ 10hp-200hp
Fuente de alimentación	220V/380V/400V/personalizar
Presión de trabajo:	0,3MPa (30 bar)-20MPa (200 bar)
Aplicación:	O ₂ / N ₂ / H ₂ / CO ₂ /biogás llenado de cilindro
Etapas de compresión	Nivel 3-4
Rango de presión de salida	≤ 25,0 MPa (250 bar)
Rango de presión inspiratoria	0-0,6 MPa (60 bar)
Rango de velocidad	300-600r/min

Tabla 9. Características de NUZHUO-compresor (NUZHUO, 2023)



Figura 14. Modelo Nuzhuo GWX 5 (NUZHUO, 2023).

Para completar el proceso de generación de hidrógeno, es necesario contar con un sistema de almacenamiento y debido a las operaciones características del compresor la presión máxima a alcanzar será de 200 bar se realiza una búsqueda de sistemas en el mercado. Existen diversas opciones en el que cumplen con los requisitos de hermeticidad y seguridad necesarios para almacenar el hidrógeno de acuerdo a la norma UNE-EN 17533 de 2021. Sin embargo, después de revisar las opciones disponibles, se observa que los precios por volumen de almacenamiento son elevados, lo que podría hacer que el costo del almacenamiento sea superior al del electrolizador.

Por lo tanto, se propone un sistema de almacenamiento que tenga capacidad para 3 días con una producción continua de 24 horas para optimizar la relación costo-beneficio del proyecto. Se selecciona un sistema de 210 L de Minnuo® Group, modelo MN3-383-170-35 S/A, se muestra en la tabla 10, y su configuración lo muestra la figura 15.

Especificaciones técnicas	Valores
Material	Acero, Material compuesto
Presión de trabajo	35 MPa; 350 bar
Certificaciones	CE/TPED/ISO carbon fiber
Volumen	210 L
Diámetro exterior	416mm
Largo	1790mm

Tabla 10. Características de almacenamiento MN3 de 210 L (Minnuo, 2023).



Figura 15. Almacenamiento modelo MN3-383-170-35 (Minnuo, 2023).

En síntesis, los equipos propuestos para la producción seleccionados se describen en la siguiente tabla 11, donde a su vez se apuntan las potencias pico y de operación de los mismos para determinar la potencia mínima necesaria para la producción y manejo de una producción de 2.157 kg/24h hidrógeno; por lo que será necesario 2 electrolizadores EL4.0.

Equipo	Potencia
Electrolizador EL4.0 (2 Electrolizadores)	6,0 kW
Desionizador Basic 10	0,0025 kW
Compresor NUZHUO GWX-5	5,5 kW
Total	11,525 kW

Tabla 11. Resumen de equipos para modelo productivo de H₂

Para la producción del hidrógeno en el modelo productivo propuesto tendrá una potencia instalada de 11,525 kW, como se evidencia en la tabla 11, para visualizar de forma esquemática se propone en la figura a continuación el esquema general de producción queda como se visualiza en la siguiente figura 16.

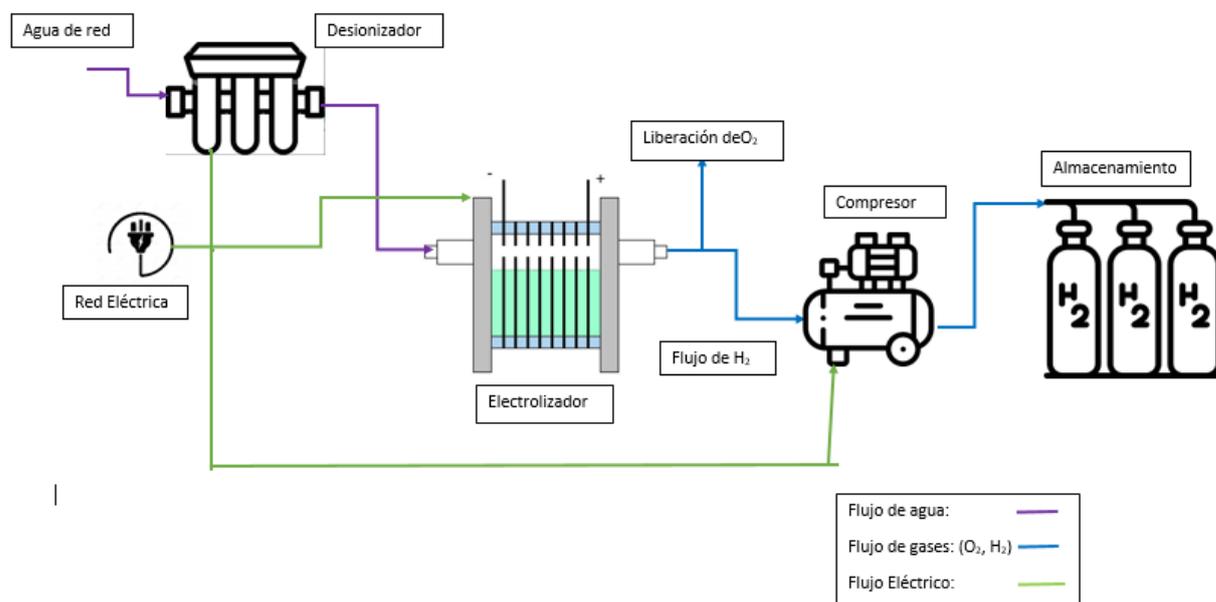


Figura 16. Esquema de producción de hidrógeno escenario N°1

Con la potencia inicial establecida, se procede a realizar los cálculos necesarios para determinar tres escenarios de producción en los cuales el sistema se encuentra conectado a la red eléctrica para operar las 24 horas del día. Estos escenarios son los siguientes:

1. Escenario de referencia: En este escenario, el sistema está conectado a la red eléctrica sin utilizar fuentes renovables. Este escenario sirve como base de comparación para evaluar la producción de hidrógeno.
2. Escenario híbrido: Donde se implementa un sistema de generación eléctrica basado en tecnología fotovoltaica y se mantiene la conexión a la red eléctrica. Esto permite aprovechar la energía solar para la obtención de hidrógeno, complementada con la energía proveniente de la red cuando sea necesario.
3. Escenario aislado: Donde el sistema funciona de manera autónoma sin estar conectado a la red nacional. Se utiliza un sistema de generación de energía solar y un sistema de batería para abastecer la demanda de energía requerida para la producción de hidrógeno.

A continuación, se desarrollarán en detalle estos tres escenarios, con el objetivo de analizar su viabilidad, eficiencia y costos asociados.

6.3 Estudios económicos

Definido los equipos y el esquema del modelo productivo, se describe a continuación las características y parámetros para la realización de un estudio económico para los tres escenarios posibles de producción de hidrógeno, con una estimación de **8.760 horas** de funcionamiento, un consumo de energía eléctrica de **100.959,00 kWh**, una producción anual de hidrógeno de **787,305 kg de H₂**, un consumo de agua desionizada de **7,3744 m³**, dos cambios de filtro para el desionizador Basic 10, una potencia instalada de equipos de **11,525 kWh**, una capacidad de almacenamiento de **210L** a 200 bar de presión.

En cuanto a los aspectos económicos, se llevó a cabo una investigación sobre la evolución histórica del Índice de Precios al Consumidor (IPC) como referencia para el aumento de precios, utilizando datos proporcionados por el “Instituto Nacional de Estadística de España (INE). En los últimos 10 años, se ha observado un promedio de aumento del IPC del 1,64%” (INE, 2023).

Sin embargo, para este trabajo de fin de máster, se ha seleccionado un valor de IPC de 2,2%, que representa el promedio de los últimos 7 años. (INE, 2023)

Además del IPC, se considera otro índice relevante, el índice de precios de la energía eléctrica, para analizar el impacto en la TIR ante cambios en las tarifas de energía eléctrica. Al igual que el IPC general, se ha tomado como base un aumento del 2,0%, basado en las variaciones estadísticas registradas en el IPC general.

Estos parámetros económicos son fundamentales para evaluar la sensibilidad de la TIR del proyecto ante posibles fluctuaciones en los precios y tarifas. Al seleccionar valores representativos y fundamentados en datos estadísticos, se busca realizar un análisis preciso y realista de la viabilidad económica del proyecto en el contexto actual.

6.3.1 «Sistema de producción de hidrógeno conectado a la red eléctrica»

1. Escenario N° 1 «Sistema con conexión a la red eléctrica»

En el ámbito de la producción de hidrógeno, se plantea la posibilidad de llevar a cabo este proceso exclusivamente mediante «la conexión a la red eléctrica», haciendo uso de la tecnología y equipos mencionados anteriormente. Para evaluar la viabilidad y eficiencia de esta opción, se realiza una estimación del consumo de energía involucrado en el proceso.

La tabla 12 presenta el consumo mensual de energía de la instalación, considerando su operación ininterrumpida las 24 horas del día durante los 365 días del año. Esta información permite tener un punto de comparación con las alternativas de generación de hidrógeno a partir de fuentes de energía fotovoltaica.

La elección de utilizar únicamente la red eléctrica como fuente de energía para la producción de hidrógeno implica una dependencia directa de la disponibilidad y costos de electricidad. Al detallar el consumo de energía en la tabla 12, se obtiene una perspectiva clara sobre los requisitos energéticos mensuales de la instalación. Esta información resulta fundamental para evaluar la viabilidad económica de esta opción, ya que los costos de electricidad pueden variar significativamente en función de la ubicación geográfica y las fluctuaciones en el mercado energético.

Comparativamente, se busca establecer una base de referencia al contrastar estos resultados con las alternativas de generación de hidrógeno a partir de fuentes de energía fotovoltaica.

Mes	Consumo operacional 24h (kWh)
Enero	8.574,6
Febrero	7.744,8
Marzo	8.574,6
Abril	8.298,0
Mayo	8.574,6
Junio	8.298,0
Julio	8.574,6
Agosto	8.574,6
Septiembre	8.298,0
Octubre	8.574,6
Noviembre	8.298,0
Diciembre	8.574,6
Total	100.959,00

Tabla 12. Consumo energético para producción de H₂ sin energía renovables

Basado en una tarifa de la compañía Iberdrola para potencias mayores de 10kW, donde el precio es de 0,230692 €/kW, incluyendo impuestos y la tarifa fija. (Iberdrola, 2023), lo que supondría un valor de **23.290,434 €** al año.

Para el consumo de agua de la red de Aguas de Murcia de acuerdo con los equipos y tecnologías; se estima 7,3584 m³, sumado a unos 16 litros anuales para la preparación de solución de electrolito de KOH al 1%, que en total serán **7.3744 m3 de agua al año**, “según la información de la empresa prestadora de servicio de agua potable la tarifa fija de 6,899 € y 0,7907 €/m³, lo que anualmente sería **88,62 €** al año” (Emusa, 2023).

Para la operación del desionizador es necesario cambios de los filtros dos veces al año de acuerdo con el fabricante lo tendrá un costo anual de 120€. Al igual que la preparación de 4 litros de electrolito al 1% de KOH que se hará cada tres meses para los dos electrolizadores.

Una vez definido las variables operacionales y su costo es necesario adquirir un seguro para proteger la inversión realizada, realizado una búsqueda entre las empresas prestadoras de servicio de seguros en España se elige Axa Seguros que cuenta con una póliza de 250 €/anual para naves industriales menores a 150.000 € de inversión, este costo mensual es una forma de proteger la inversión ante eventualidades que lleven a la pérdida total de la inversión.

En la siguiente tabla 13 se resume los costos operaciones para la producción de hidrógeno basado en la instalación descrita.

Ítem	Demanda anual	Coste anual
Energía eléctrica	100.959,00 kW	23.290,434 €
Agua	7,3744 m ³	88,62 €
Suministro de filtros	2 cambios/año	120,00 €
Seguro	1	250,00 €
Total		23.749,054 €

Tabla 13. Resumen de costos operaciones anual para el escenario 1 (OPEX)

Los costes operaciones OPEX de la producción anual ascienden a 23.749,054 € al año, como se evidencia en la tabla 13

A continuación, en la tabla 14 se presentan los precios de los equipos propuestos, los cuales han sido obtenidos de los sitios web de los respectivos fabricantes. Estos valores comerciales son la base para llevar a cabo los análisis económicos necesarios.

Equipo	Característica	Precio + IVA
Electrolizador EL4.0 (2 Electrolizadores)	6,0 kW	16.000,00 €
Desionizador Basic 10	0,025 kW	700,00 €
Compresor NUZHUO GWX-5	5,50 kW	4.200,00 €
Almacenamiento	170 L	4.800,00 €
P-TOTAL		25.700,00 €

Tabla 14. Compilación de precios de la instalación propuesta IVA incluido

Utilizando la información económica detallada en las tablas anteriores, se ha desarrollado una herramienta en el software Excel, para los caculos de producción de hidrógeno, así como la generación eléctrica a partir

de energía solar. Los precios y valores utilizados en esta herramienta provienen directamente de las páginas web de los fabricantes, lo que garantiza la precisión y confiabilidad de los datos utilizados en los cálculos.

El objetivo principal de esta herramienta es determinar «la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto». Para ello, se utiliza como referencia la tasa del Banco Central Europeo, que se sitúa en un 3.5% en la fecha actual del presente Trabajo de Fin de Máster. La TIR obtenida para un horizonte temporal de 15 años se compara con esta tasa de referencia, lo cual proporciona un parámetro importante para evaluar la viabilidad del proyecto.

Además, esta herramienta en Excel se utiliza para realizar iteraciones y ajustar los valores necesarios. Esto implica que se pueden modificar diferentes variables y evaluar su impacto en los resultados del proyecto. Asimismo, se considera la venta del hidrógeno obtenido como parte del análisis económico y financiero.

Para realizar los cálculos se establece los valores de inversión amortizable e inversión no amortizable en los cálculos del CAPEX, los cuales se expresan en la tabla 15 a continuación. Donde se aproximan valores de costes del desarrollo, ingeniería básica, tramitaciones y ejecución obras del proyecto.

Item	Año -1	Año 0
Inversión no amortizable		
Desarrollo de proyecto	0,00 €	2.000,00 €
Ingeniería básica	1.000,00 €	0,00 €
Tramitaciones	1.000,00 €	0,00 €
Costes de ejecución de obra	0,00 €	2.000,00 €
Total Inversión no amortizable	2.000,00 €	4.000,00 €
Inversión amortizable		
Electrolizador (2)		16.000,00 €
Desionizador		700,00 €
Compresor		4.200,00 €
Almacenamiento		4.800,00 €
Total inv amortizable	0,00 €	26.715,00 €
Total amortización	0,00 €	0,00 €
Total inversión	2.000,00 €	30.715,00 €
Total inversión acumulada	2.000,00 €	31.700,00 €

Tabla 15. Escenario para cálculo de CAPEX en escenario N°1

Con esta relación se obtiene un CAPEX para el escenario N° 1 de, **5.283,33 €/kW**, de electrolizadores instalados. Una vez establecido estos parámetros de cálculos, se obtiene por medio de iteraciones el precio al cual se debe vender el hidrógeno obtenido a lo largo de una proyección de producción de 25 años y que

se alcance una TIR igual a la tasa de referencia de 3,5% en 15 años como parámetro de viabilidad del proyecto.

Los resultados obtenidos se detallan a continuación en la tabla 16

Suministros	
Precio electricidad (€/kWh)	0,230692
Agua (€/m3)	0,79
Desionizador	120,00 €
Índices económicos (%)	
IPC general	2,20 %
IP electricidad	2,00 %
Coste del capital o interés de referencia	3,50 %
Impuestos sobre beneficio industrial (%)	22,00 %
Precio de venta de Hidrógeno (€/kg)	29,85
TIR a 15 años	3,506%

Tabla 16. Resultado de iteración del precio de H₂ para una TIR a 15años

Tras llevar a cabo los análisis económicos necesarios para establecer el costo del hidrógeno generado durante un periodo de operación de 25 años y para obtener una tasa interna de retorno (TIR) al menos igual a la del Banco Central Europeo, se ha determinado que el precio de venta del hidrógeno debe ser de **29,85 €/kg H₂**. Este valor está significativamente por encima de los precios que actualmente se pueden encontrar en países como Alemania, donde el hidrógeno se vende a 12€/kg en las hidrogenaras, o de acuerdo con la “Agencia Internacional de Energía, el hidrógeno producido mediante electrólisis y fuentes de energía renovable tendrá un valor de 5€/kg” (Magazine, 2020) en la fecha de realización de este Trabajo de Fin de Máster.

Una vez calculados los aspectos técnico económicos de una instalación de producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica de la red nacional española, se realiza un diseño de una instalación de generación de energía eléctrica a partir de tecnología fotovoltaica para cubrir parte de la demanda de la producción de hidrógeno teniendo en cuenta que la ubicación de la misma estará en inmediaciones de la ciudad de Cartagena en la Región de Murcia.

6.3.2 Producción de H₂ con autoconsumo fotovoltaico

2. Escenario N° 2 «Sistema con generación fotovoltaica de autoconsumo»

Una vez defina la potencia pico del sistema de producción se diseña la generación eléctrica mediante el uso de tecnología fotovoltaica, obteniendo la irradiancia horaria de la zona de Cartagena en la región de Murcia, usando la aplicación *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM PVGIS*, de la Comisión Europea, con las siguientes coordenadas Latitud: 37.57; Longitud: -0.911, y base de datos de radiación PVGIS-SARAH2 con una inclinación de 30°, ya que las estructuras de montaje son las más cercanas al ángulo óptimo de la región, se obtiene un archivo de valores horarios durante un año de referencia.

A partir de estos datos se realizan cálculos relacionados con la generación de energía eléctrica y pérdidas de potencia, se inicia por determinar la potencia posterior a pérdidas por temperatura y por condiciones estándar NOCT, a continuación, se describe los procedimientos matemáticos para realizar los cálculos como ejemplo y usando el programa Excel se hace la estimación horaria para las 8760 horas del año de referencia.

Como primer paso se escoge el panel fotovoltaico a usar para calcular la potencia, el elemento seleccionado es el panel de marca **Logi LR5-72HPH de 550 W** de potencia, se dejará la hoja de datos en el anexo 1 del presente Trabajo de Fin de Máster. Se calcula el número de paneles necesario para cubrir la potencia de la instalación, sin o con pocos excedentes.

Con los datos del PVGIS y los paneles seleccionados se determina el diseño para la generación, como se observa la Tabla 17. Diseño de potencia pico del escenario N°2; la producción fotovoltaica mensual a partir de cálculos de irradiancia horaria se observa en la tabla 18. Para esto se inicia los cálculos determinando las condiciones de operación de los paneles para cada hora del año a través de las siguientes ecuaciones y un total de 28 paneles lingi con una potencia pico de 15,4kW:

- Temperatura del modulo T_{mod} ; la ecuación 1

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{NOCT-20}{800 \text{ W/m}^2} * G \quad (\text{Ecuación 1}), \text{ donde}$$

T_{amb} , la temperatura ambiente (°C),

NOCT: temperatura en condiciones estándar (°C)

G: La irradiancia de ubicación de la instalación (W/m²)

Tomamos la irradiancia global $G(i)=35,3 \text{ W/m}^2$ de las 9:00 del primero de enero de 2017 y $T_{amb}=12,6^\circ\text{C}$, valores obtenidos de PVGIS, $T_{mod} = 12.6 + \frac{45-20}{800 \text{ W/m}^2} * 35,3 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 13,7^\circ\text{C}$ esta sería la temperatura del módulo el primero de enero a las 9 de la mañana, a continuación:

- Se calculan las pérdidas por temperaturas del modulo

Diferencial de temperatura de condiciones estándar ΔT_{STC} ;

$$\Delta T_{STC} = T_{mod} - 25^{\circ}C \text{ ,(Ecuación 2)}$$

$$\Delta T_{STC} = 13,7 - 25^{\circ}C = -11,3^{\circ}C$$

Diferencial de potencia, en condiciones estándar

$$\Delta P = P_{mpp} * \Delta T_{STC} * (\%/^{\circ}C)$$

Donde: P_{mpp} , potencia total de los paneles en el punto de máxima potencia,

$\%/^{\circ}C$, coeficiente de pérdida de potencia, del panel anexo1.

$$\Delta P = 15,4kW * -11,3^{\circ}C \Delta T_{STC} * -0.350(\%/^{\circ}C) = 0,60907kW$$

- Potencia luego de pérdidas por temperatura $\Delta P(T)$

$$\Delta P(T) = P_{mpp} + \Delta P$$

$$\Delta P(T) = 15,4 + 0,60907 = 16,00kW$$

- Corrección de potencia por condiciones estándar $\Delta P(T, G)$

$$\Delta P(T, G) = \Delta P(T) * \left(\frac{G}{G_{STC}}\right)$$

$$\Delta P(T, G) = 16,00kW * \left(\frac{35,3}{1000}\right) = 0,5651kW, \text{ esta es la potencia que entregan los 28 panes el primero de enero a las 9 de la mañana.}$$

Los anteriores cálculos se realizan para las 8760 horas de un año de 365 días con Excel.

- Corrección de la potencia por pérdidas PR (Performance Ratio)

$$\Delta P(T, G, PR) = \Delta P(T, G) * PR(\%)$$

Para el presente cálculo se estiman las pérdidas PR como sigue:

PR= 14,4%; sombras: 3%, suciedad: 3%, Cableado: 2%, degradación: 1.5%, pérdidas por inversor: 1.9%, disponibilidad: 3%.

El diseño continuo con número de paneles máximos que permite el inversor **Huawei SUN 2000 12Ktl – M2**, seleccionado para la producción eléctrica, su hoja de datos será incorporado en el anexo 1:

$$\#máximo \text{ de panles} = \frac{\text{Potencia máxima pico del inversor}}{\text{Potencia nominal del panel}}$$

$$\#máximo \text{ de panles} = \frac{18,00 \text{ kWp}}{0,55 \text{ kWp}} = 32,75 \cong 32 \text{ paneles}$$

- Criterio de tensión paneles en serie

$$\#máximo \text{ de panles} = \frac{\text{Tensión maxima de entrada del inversor}}{\text{Tensión circuito abierto } V_{oc}}$$

$$\#máximo \text{ de panles} = \frac{950 \text{ V}}{49,80 \text{ V}} = 19,07 \cong 19 \text{ paneles}$$

- Criterio de intensidad para paneles en paralelo

$$\#máximo \text{ de panles} = \frac{\text{Intensidad máxima a la entrada del inversor}}{\text{Intensidad en corto circuito de los panles}}$$

$$\#máximo \text{ de panles} = \frac{30 \text{ A}}{13,98 \text{ A}} = 2,14 \text{ paneles} \cong 2 \text{ cadenas de panles}$$

- Selección de sección de cable lado de corriente directa DC

$$S_{dc} = \frac{2 * l_{dc} * I_{dc}}{56 * \Delta V_{dc}},$$

Donde: l_{dc} es la longitud del cable, se asumirá una longitud de 100 metros

I_{dc} , es la corriente por entrada al inversor, por ser una cada por cada entrada será igual a «la corriente en el punto de máxima potencia del panel»

ΔV_{dc} , «tensión de paneles en serie del área de corriente directa, con una caída máxima del 1,5%»

$$S_{dc} = \frac{2 * 100 * 13,12}{56 * (14 * 41,95 * 0.015)} = 5.32 \text{ mm}^2 \text{ de acuerdo con la norma IEC 60228 de la "Comisión Electrotécnica$$

Internacional" para conductores de cables aislados, se selecciona un cable de sección de 6 mm² (AENOR, 2005).

- Selección de cable lado de corriente alterna AC

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} * l_{3ac} * I_{3ac}}{56 * \Delta V_{ac}}$$

Donde: l_{3ac} es la longitud del cable, se asumirá una longitud de 50 metros

I_{3ac} , es la corriente de salida del inversor

ΔV_{3ac} , tensión de salida, con una caída máxima del 1,5%

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} * (3 * 50) * 30}{56 * (400 * 0.015)} = 23,19 \text{ mm}^2, \text{ de acuerdo con la norma IEC 60228 de la Comisión Electrotécnica$$

Internacional para conductores de cables aislados, se selecciona un cable de sección de 25 mm² (AENOR, 2005).

Habiendo finalizado los cálculos, se muestra el diseño de la potencia pico para cumplir con los requisitos de energía en el escenario número 2. Este diseño se basa en un sistema de energía fotovoltaica de autoconsumo, sin considerar almacenamiento, y se muestra detalladamente en la tabla 17:

Item	Cantidad
Número total de paneles	28
Panales en serie	14
Dos cadenas de entrada	2
Potencia pico instalada	15.4 kWp

Tabla 17. Diseño de potencia pico del escenario N°2

Se presentan las producciones calculadas para cada mes en la tabla 18. Estas estimaciones se basan en datos del PVGIS (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica) y consideran una inclinación fija de 30°. Se recopila la producción de energía por mes y se aplican las pérdidas por PR. Los resultados detallados se muestran en la tabla 18 a continuación.

Mes	P(T,G,PR)(kWh)
Enero	1.593,365
Febrero	1.680,650
Marzo	2.286,810
Abril	2.428,365
Mayo	2.717,919
Junio	2.675,510
Julio	2.693,266
Agosto	2.390,469
Septiembre	2.404,485
Octubre	2.305,318
Noviembre	1.774,555
Diciembre	1.804,651
Total	26.755,363

Tabla 18. Producción FV de 28 paneles Longi 550W

El inversor Huawei SUN Solar 2000 12kkt de 12 kW se seleccionó teniendo en cuenta la potencia instalada de los paneles solares y la estimación de la producción mensual de la potencia pico. Este inversor tiene una potencia máxima de entrada de 18 kWp y sus características técnicas se detallan en el anexo del presente Trabajo Fin de Máster.

En la figura 17 a continuación se compara la producción fotovoltaica con el consumo energético mes a mes:

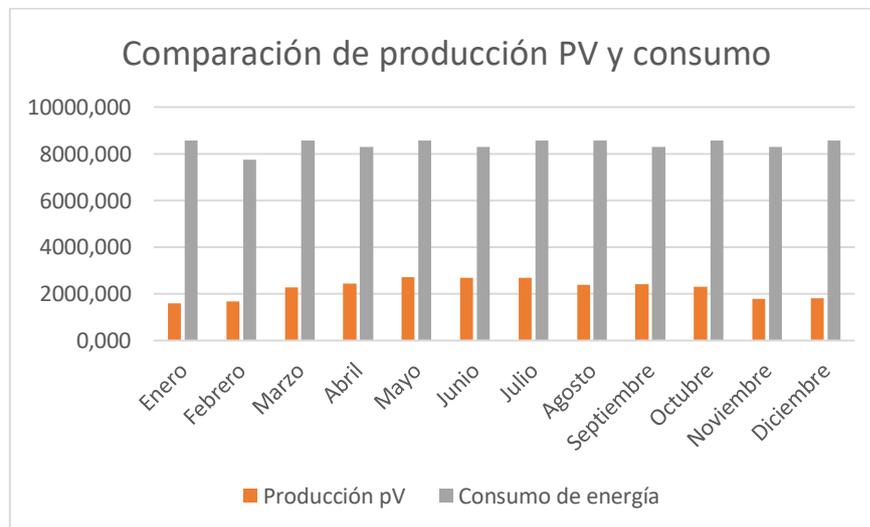


Figura 17. Comparación de producción PV y consumo energético

De la figura 18 se deduce que la instalación de generación fotovoltaica cubre aproximadamente el 26,50% de las necesidades energéticas de la producción sin que haya una pérdida por energía producida y no consumida.

El sistema de generación fotovoltaica estará compuesto por una serie de equipos fundamentales para su funcionamiento eficiente y rentable.

Estos equipos se detallan en la tabla 19 a continuación, donde se proporciona información, como sus precios comerciales incluyendo el «Impuesto al Valor Agregado (IVA)». La tabla 19 presenta una descripción de los equipos necesarios para el sistema fotovoltaico y se puede visualizar un esquema en la figura 18.

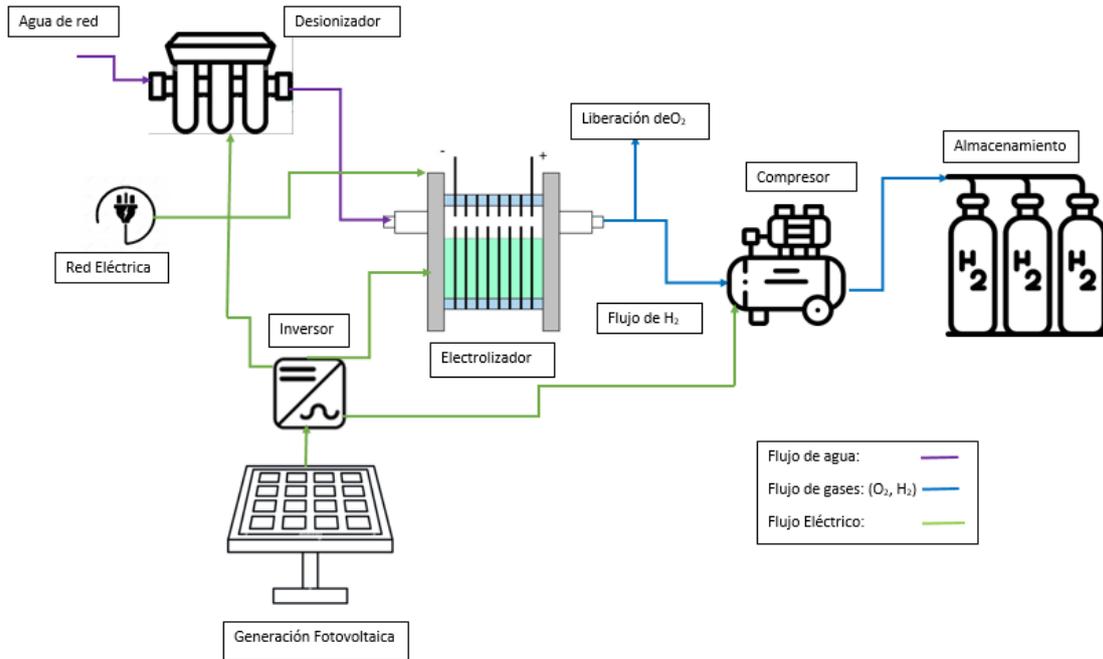


Figura 18. Esquema de producción de H₂ con autoconsumo fotovoltaico escenario N°2

Instalación Fotovoltaica			
	Unidad	Amortizable	No amortizable
Panel Longi 550W (28)	228,36 €	6.394,08 €	
Inversor Huawei 12Ktl	1	2.125,00 €	
Estructura 6paneles 30°	422,62 €/unidad	1.690,48 €	
Cable solar H1Z2Z2-K rojo 6mm ²	1,42 €/m	142,00 €	
Cable 25 mm ² 1kv RV-K FOC	6,50 €/m	975,00 €	
Ingeniería/mano de obra			2000€
		11.326,56€	2000€

Tabla 19 Sistema de generación fotovoltaico escenario N° 2

Con una inversión total 13.325.56€, para la generación de energía eléctrica en el escenario N° 2, cabe resaltar que los valores de ingeniería y mano de obra son estimados para el ejercicio académico del presente trabajo de fin de master.

En la siguiente tabla 20 se resume los costos operaciones para la producción de hidrógeno basado en la instalación descrita.

Item	Demanda anual	Coste anual
Energía eléctrica de red	74.088,16234 kW	14.450,01 €
Suministro agua	7.3744 m ³	88,62 €
Otros suministros (Desionizador)	2 cambios	120,00 €
Seguros	1	250,00 €
Total gastos de operación		14.908,62 €

Tabla 20. Resumen de costos operaciones anual para el escenario N° 2 (OPEX))

Los costos operacionales OPEX para la producción de hidrógeno en el escenario N° 2 ascienden a 14.908,062 € al año.

Una vez defina la instalación de generación eléctrica por tecnología fotovoltaica, se continua con los cálculos del CAPEX, a su vez se ajustan los valores del OPEX y se determina por medio de iteraciones el valor del precio de hidrógeno producido para alcanzar una TIR de 3.5% a 15 años igualando la tasa de interés de referencia, la siguiente tabla 21 resumen el CAPEX del escenario N° 2.

Item	Año -1	Año 0
Inversión no amortizable		
Desarrollo de proyecto	0,00 €	2.000,00 €
Ingeniería básica	1.000,00 €	0,00 €
Tramitaciones	1.000,00 €	0,00 €
Costes de ejecución de obra	0,00 €	2.000,00 €
Terrenos	0,00 €	0,00 €
Total Inv no amortizable	2.000,00 €	4.000,00 €
Inversión amortizable		
Electrolizador (2)		16.000,00 €
Desionizador		700,00 €
Compresor		4.200,00 €
Paneles (24)		5.480,64 €
Inversor		2.125,00 €
Estructura para paneles		1.690,48 €
Cable solar H1Z2Z2-K rojo 6mm ²		142,00 €
Cable 25 mm ² 1kv RV-K FOC		975,00 €
Almacenamiento		4.800,00 €

Total inv amortizable	0,00 €	37.026,56 €
Total inversión	2.000,00 €	41.026,56 €
Total inversión acumulada	2.000,00 €	43.026,56 €

Tabla 21. Resumen del CAPEX del escenario N° 2

Con la anterior información se obtiene un CAPEX para el escenario 2 de, **7.171,09 €/kW**, de electrolizadores instalados. El aumento de este valor comparado con el del escenario N° 1 se debe a la inclusión del sistema de generación fotovoltaico, permite una disminución del coste de operación en el consumo de energía eléctrica, como se evidencia en la tabla 22. De tallando la generación en kW del sistema, P(T,G,PR)(kWh); el consumo de energía con una operación de 24 horas, el costo en euro mensual si solo se conectara a la red, ahorro en euros del consumo de generación solar, y finalmente el pago en euro por el consumo de energía de la red eléctrica.

Mes	P(T,G,PR)(kWh)	Cosumo op 24h (kWh)	Costo por mes €	Ahorro €	Pago mensual
Enero	1602,866	8574,6	1.659,57 €	304,07 €	1.355,50 €
Febrero	1689,768	7744,8	1.502,16 €	320,56 €	1.181,60 €
Marzo	2295,732	8574,6	1.659,57 €	435,51 €	1.224,06 €
Abril	2438,169	8298	1.607,10 €	462,54 €	1.144,57 €
Mayo	2727,469	8574,6	1.659,57 €	517,42 €	1.142,16 €
Junio	2685,840	8298	1.607,10 €	509,52 €	1.097,58 €
Julio	2704,532	8574,6	1.659,57 €	513,07 €	1.146,51 €
Agosto	2399,562	8574,6	1.659,57 €	455,21 €	1.204,36 €
Septiembre	2415,558	8298	1.607,10 €	458,25 €	1.148,85 €
Octubre	2314,678	8574,6	1.659,57 €	439,11 €	1.220,46 €
Noviembre	1782,840	8298	1.607,10 €	338,22 €	1.268,88 €
Diciembre	1813,822	8574,6	1.659,57 €	344,09 €	1.315,48 €
Total	26870,838	100959,00	19.547,57 €	5.097,56 €	14.450,01 €

Tabla 22. «Resumen de costo de la energía eléctrica con el sistema de generación fotovoltaico»

Una vez establecido estos parámetros de cálculos se obtiene por medio de iteraciones el precio al cual se debe vender el hidrógeno obtenido a lo largo de una proyección de producción de 25 años y que se alcance una TIR igual a la tasa de referencia de 3,5% en 15 años como parámetro de viabilidad del proyecto, los resultados se detallan en la siguiente tabla 23.

Suministros	
Precio electricidad (€/kWh)	0,189706
Agua (€/m3)	0,79
Desionizador	120,00 €
Indices económicos (%)	
IPC general	2,20 %
IP electricidad	2,00 %
Coste del capital o interés de referencia	3,50 %
Impuestos sobre beneficio industrial (%)	22,00 %
Precio de venta de Hidrógeno (€/kg)	21,72
TIR a 15 años	3,534%

Tabla 23. Resultado de iteración del precio de H₂ para una TIR a 15 años para el escenario N° 2

La implementación del sistema de generación fotovoltaico para el autoconsumo en la producción de hidrógeno no solo ofrece beneficios económicos significativos, sino que también conlleva un importante ahorro energético y una reducción sustancial de emisiones de CO₂.

En términos de ahorro energético, la instalación del sistema fotovoltaico permite obtener una disminución del consumo de energía en **26.62% (26.870,838kWh)** en kilovatios-hora (kWh). Esto se traduce directamente en un ahorro de costes del 26.08% en la factura de energía eléctrica, lo que contribuye a mejorar el precio final del hidrógeno producido. Esta reducción en los costes energéticos tiene un impacto positivo en la rentabilidad y la viabilidad económica del proyecto.

Además, es importante destacar el impacto ambiental positivo de esta solución. “Según datos proporcionados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia” (CNMC, 2023) para mayo de 2023, el factor de emisión del mix energético español es de **273 g CO₂eq/kWh**. Teniendo en cuenta esta información, la operación de la instalación durante un año permitirá una destacada reducción de **7.33 toneladas de emisiones de CO₂**. Esta cifra demuestra claramente el papel clave que desempeña la generación fotovoltaica en «la lucha contra el cambio climático y la transición hacia una economía más sostenible».

Tras llevar a cabo los análisis económicos necesarios para establecer el costo del hidrógeno generado durante un periodo de operación de 25 años para el escenario N° 2 y para obtener una tasa interna de retorno (TIR) al menos igual a la del Banco Central Europeo, se ha determinado que el precio de venta del hidrógeno debe ser de **21,72 €/kg H₂**, como se calculó en la Tabla 23

Este valor está significativamente por encima de los precios que actualmente se pueden encontrar en países como Alemania, donde el hidrógeno se vende a 12€/kg en las hidrogenaras, o de acuerdo con la «Agencia

Internacional de Energía», el hidrógeno producido mediante electrólisis y fuentes de energía renovable tendrá un valor de 5€/kg (Magazine, 2020) en la fecha de realización de este Trabajo de Fin de Máster.

6.3.3 Producción H₂ sin conexión a la red eléctrica nacional

3 Escenario N° 3 «Sistema de generación fotovoltaica con almacenamiento»

Para diseñar un sistema aislado de la red con almacenamiento, se realiza un cálculo inicial para determinar el peor día de «producción de irradiación solar en la ubicación de la instalación». Para ello, se recurre a la herramienta «*Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*» de la Comisión Europea, utilizando las coordenadas Latitud: 37.57 y Longitud: -0.911, con un ángulo de inclinación de 30°. Además, se consulta la base de datos de radiación PVGIS-SARAH2.

A partir de la información obtenida, se extraen las irradiancias mensuales correspondientes. Luego, se divide cada valor mensual por el número de días del mes para obtener un promedio diario. Se selecciona el valor más bajo de irradiancia diaria entre los datos recopilados. Este valor mínimo se utiliza para calcular tanto la potencia pico necesaria como la capacidad de almacenamiento requerida para garantizar dos días de producción continua.

Este enfoque de diseño tiene como objetivo asegurar que el sistema fotovoltaico pueda enfrentar condiciones desfavorables de baja radiación solar durante el peor día estimado. Además, al considerar una capacidad de almacenamiento para dos días, se busca garantizar un suministro continuo de energía incluso en situaciones de baja generación solar.

Como resultado se obtuvo los siguientes datos en mostrados en la tabla 24:

Latitude (decimal degrees): 37,578						
Longitude (decimal degrees): -0,911						
Radiation database: PVGIS-SARAH2						
Año		Mes	H(h)_m kWh/m ² /mo	H(30°)_m kWh/m ² /mo	H(30°)_m/día kWh/m ² /día	T2m (°C)
2019	31	Jan	88,26	148,82	4,80	14,1
2019	28	Feb	111,23	161,67	5,77	13,5
2019	31	Mar	146,29	180,32	5,82	14,6
2019	30	Apr	170,61	183,7	6,12	15,5
2019	31	May	224,77	220,5	7,11	18,4
2019	30	Jun	232,12	217,14	7,24	21,3
2019	31	Jul	224,5	216	6,97	24,7
2019	31	Aug	205,73	214,05	6,90	25,4
2019	30	Sep	151,45	175,25	5,84	23,6
2019	31	Oct	126,34	170,23	5,49	21,2
2019	30	Nov	89,47	139,48	4,65	16,7
2019	31	Dec	69	115,8	3,74	14,5

Tabla 24. Irradiancia diaria de la ubicación de la instalación

Para realizar los cálculos del sistema de generación eléctrica destinado a la producción de hidrógeno, se toma como referencia la irradiancia más baja registrada en el emplazamiento de la instalación, según se indica en la tabla 23, el cual es de **3,74 kWh/m²/día**, ya que representa el escenario menos favorable en términos de disponibilidad de radiación solar.

Potencia pico del generador para cubrir 24 horas de operación

El cálculo inicial se realiza utilizando los datos del escenario 1, donde se determina que la energía requerida para alimentar una instalación con una potencia de 11,525 kW durante 24 horas es de 276.6 kWh. Con este dato como punto de partida, se considera el rendimiento del sistema, expresado como el performance ratio (PR), calculado en el escenario número 2, el cual es de 14.4%.

Además, se incorpora un factor de seguridad del 15% para garantizar la cobertura adecuada del consumo necesario de la instalación. Con todos estos datos anteriores, se procede al cálculo de la potencia del generador requerida para satisfacer la demanda de la instalación durante un período de 24 horas.

El objetivo de este cálculo es determinar la potencia del generador necesaria para garantizar un suministro energético continuo y fiable. El resultado de este cálculo se presenta a continuación, ofreciendo una visión clara de la potencia requerida para cubrir la demanda energética de la instalación durante el período de 24 horas.

$$Potencia\ del\ generador = \frac{F_{SG} * E_{I,día}}{Y_{R,día} * (1 - PR)}$$

Donde:

F_{SG} , es factor de seguridad del generador

$E_{I,día}$, es la energía necesaria de la instalación en un día

$Y_{R,día}$, La irradiancia diaria más baja del año

PR , Performance Ratio de la instalación.

$$Potencia\ del\ generador = \frac{1,15 * 276,6}{3,74 * (1 - 0,144)} = 99,36\ kWp$$

Una vez calculada la potencia necesaria del generador, se procede a realizar los cálculos para el diseño de la instalación de generación fotovoltaica. Para este propósito, se selecciona el inversor **Fronius Tauro ECO 100 kW**, cuyas características se detallan en la hoja de datos adjunta en el anexo 1 del presente trabajo de fin de máster.

A partir de esta elección, se continúa con los cálculos siguiendo un enfoque similar al del escenario N° 2. Se llevan a cabo los cálculos necesarios para determinar diferentes parámetros y características relevantes

para el diseño y la optimización del sistema, como la estimación de la producción de energía, el rendimiento esperado del sistema, los costos asociados y cualquier otro factor relevante para garantizar un diseño eficiente y adecuado a los requerimientos específicos del proyecto.

- Temperatura del modulo T_{mod}

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{NOCT-20}{800 \text{ W/m}^2} * G, \text{ donde}$$

T_{amb} , la temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$),

NOCT: temperatura en condiciones estándar ($^{\circ}\text{C}$)

G: La irradiancia de ubicación de la instalación (W/m^2)

- Se calculan las perdidas por temperaturas del modulo
Diferencial de temperatura de condiciones estándar ΔT_{STC} ;

$$\Delta T_{STC} = T_{mod} - 25^{\circ}\text{C}$$

Diferencial de potencia

$$\Delta P = P_{mpp} * \Delta T_{STC} * (\% / ^{\circ}\text{C})$$

Donde: P_{mpp} , potencia en el punto de máxima potencia del panel,
 $\% / ^{\circ}\text{C}$, coeficiente de perdida de potencia.

- Potencia luego de pérdidas por temperatura $\Delta P(T)$
$$\Delta P(T) = P_{mpp} - \Delta P$$
- Corrección de potencia por condiciones estándar $\Delta P(T, G)$
$$\Delta P(T, G) = \Delta P(T) * \left(\frac{G}{G_{STC}} \right)$$
- Corrección de la potencia por perdidas PR (Performance Ratio)
$$\Delta P(T, G, PR) = \Delta P(T, G) * PR(\%)$$

Para el presente cálculo se estiman las perdidas PR como sigue a continuación:

PR= 14,4%; sombras: 3%, suciedad: 3%, Cableado: 2%, degradación: 1.8%, perdidas por inversor: 1.9%, disponibilidad: 2.7%.

El diseño continuo con número de paneles máximos que permite el inversor **Fronius Tauro ECO 100 kW**, seleccionado para la producción eléctrica, su hoja de datos será incorporado en el anexo 1:

$$\# \text{máximo de paneles} = \frac{\text{Potencia máxima pico del inversor}}{\text{Potencia nominal del panel}}$$

$$\# \text{máximo de paneles} = \frac{150,00 \text{ kWp}}{0,55 \text{ kWp}} = 272,72 \cong 272 \text{ paneles}$$

- Criterio de tensión paneles en serie
- $\# \text{máximo de paneles} = \frac{\text{Tensión maxima de entrada del inversor}}{\text{Tensión circuito abierto } V_{oc}}$
$$\# \text{máximo de paneles} = \frac{1000 \text{ V}}{49,80 \text{ V}} = 20,08 \cong 20 \text{ paneles}$$

- Criterio de intensidad para paneles en paralelo

$$\#máximo \text{ de paneles} = \frac{\text{Intensidad máxima a la entrada del inversor}}{\text{Intensidad en corto circuito de los paneles}}$$

$$\#máximo \text{ de paneles} = \frac{365 \text{ A}}{13.98 \text{ A}} = 26,10 \text{ paneles} \cong 26 \text{ cadenas de paneles}$$

- Selección de sección de cable lado de corriente directa DC

$$S_{dc} = \frac{2 * l_{dc} * I_{dc}}{56 * \Delta V_{dc}},$$

Donde: l_{dc} es la longitud del cable, se asumirá una longitud de 100 metros

I_{dc} , es la corriente por entrada al inversor, por ser una cada por cada entrada será igual a la corriente en el punto de máxima potencia del panel ΔV_{dc} , “tensión de paneles en serie del área de corriente directa, con una caída máxima del 5,0%, de acuerdo con ITC-BT-19, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión” (PYME, 2002).

$S_{dc} = \frac{2 * 150 * (4 * 13,12)}{56 * (16 * 41,95 * 0.05)} = 8,37 \text{ mm}^2$ de acuerdo con la norma **IEC 60228** de la «Comisión Electrotécnica Internacional» “para conductores de cables aislados, se selecciona un cable de sección de 10 mm²” (AENOR, 2005).

- Selección de cable lado de corriente alterna AC

$$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} * l_{3ac} * I_{3ac}}{56 * \Delta V_{ac}}$$

Donde: l_{3ac} es la longitud del cable, se asumirá una longitud de 50 metros

I_{3ac} , es la corriente de salida del inversor

ΔV_{3ac} , tensión de salida, con una caída máxima del 5,0%, “ITC-BT-19, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión” (PYME, 2002)

$S_{3ac} = \frac{\sqrt{3} * (3 * 50) * 152}{56 * (400 * 0.05)} = 35,25 \text{ mm}^2$, de acuerdo con la norma **IEC 60228** de la “Comisión Electrotécnica Internacional para conductores de cables aislados, se selecciona un cable de sección de 35 mm²” (AENOR, 2005).

En cuanto al escenario número 3, el diseño de potencia pico para satisfacer la demanda de energía a través de un sistema de energía fotovoltaica de autoconsumo, incluyendo almacenamiento, posterior a considerar los anteriores criterios se presenta de la siguiente manera en la tabla 25:

Item	Cantidad
Número total de paneles	192
Área Instalación fija	982 m ²
Panales en serie	16
Dos cadenas de entrada	4
Entradas del inversor	3
Potencia pico instalada	105.6 kWp

Tabla 25. Diseño de potencia pico del escenario N°3

Con este diseño se cubre la energía necesaria para la producción en 24 horas de acuerdo con los equipos del escenario N° 1, dándole un Factor de seguridad del generador del 22.22% proporcionando confiabilidad a la operación.

Las producciones calculadas para cada mes se muestran a continuación en la tabla 26:

Mes	P(T,G,PR)(kWh)
Enero	10991,084
Febrero	11586,981
Marzo	15742,161
Abril	16718,874
Mayo	18702,647
Junio	18417,187
Julio	18545,365
Agosto	16454,140
Septiembre	16563,829
Octubre	15872,081
Noviembre	12225,190
Diciembre	12437,633
Total	184257,173

Tabla 26. Producción FV de 192 paneles Longi 550W

El inversor **Fronius Tauro ECO 100 kW** se seleccionó teniendo en cuenta la potencia instalada de los paneles solares y la estimación de la producción mensual de la potencia pico. Este inversor tiene una potencia máxima de entrada de 150 kWp y sus características técnicas se detallan en el anexo del presente Trabajo Fin de Máster.

Capacidad de almacenamiento para cubrir 2 días de operación

Para seleccionar la capacidad de almacenamiento se realiza con la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad de batería } C_{B,nom} = \frac{F_{SB} * E_{I,día}}{PD_{max} * R}$$

Donde:

F_{SB} , Factor de Seguridad de la batería, días que cubre la producción

PD_{max} , Profundidad máxima de descarga

R, Eficiencia de la batería

Para realizar la selección de la batería más adecuada, se llevó a cabo una exhaustiva búsqueda que involucró varios modelos con diferentes características y precios. El objetivo fue encontrar «la batería que presentara las mejores características tanto desde el punto de vista operativo como financiero».

Durante el proceso de selección, se realizaron cálculos detallados para cada una de las baterías consideradas, lo cual se muestra de manera clara y organizada en la siguiente tabla.

En dicha tabla se presentan los resultados de los cálculos realizados para evaluar el desempeño y los costos asociados a cada una de las opciones de baterías. Estos cálculos permitieron analizar y comparar las características operativas y financieras de cada modelo, brindando información precisa y fundamentada para tomar una decisión informada en la elección de la batería más adecuada, como se observa en la tabla 27.

Al considerar tanto las características operacionales como las financieras, se garantiza que la batería seleccionada cumpla con los requisitos de rendimiento esperados y, al mismo tiempo, se ajuste al presupuesto disponible para el proyecto.

Modelos de batería			Características							
«Batería GEL 24V 1600Ah BAE C100»										
Ah	DC (V)	kWh	Ciclos	PD_{max}	Energía Útil	Precio+IVA	R	$C_{B,nom}$ kWh	Unidades	Precio total
1600	24	38,4	3500	0,7	0,5	12.228,45 €	0,8	987,857	25,72	305.711,25 €
«Batería GEL 48V 1900Ah BAE C100»										
Ah	DC (V)	kWh	Ciclos	PD_{max}	Energía Útil	Precio+IVA	R			
1900	48	91,2	3500	0,7	0,5	28.448,75 €	0,8	987,857	10,83	284.487,50 €
«Batería Estacionaria BAE 48V 4420Ah»										
Ah	DC (V)	kWh	Ciclos	PD_{max}	Energía Útil	Precio+IVA	R			
4420	48	212,16	3500	0,7	0,5	59.574,11 €	0,8	987,857	4,65	238.296,44 €

«Batería Litio BYD B-Box HVM Premium 22.1kWh»										
Ah	DC (V)	kWh	Ciclos	PD_{max}	Energía Util	Precio+IVA	R	$C_{B,nom}$ kWh		
51,2	409	20,9408	3500	0,7	0,9	15.547,29 €	0,96	823,214	39,31	606.344,31 €
«Batería Litio Growatt ARK SPH TL3 25.6kWh»										
Ah	DC (V)	kWh	Ciclos	PD_{max}	Energía Util	Precio+IVA	R	$C_{B,nom}$ kWh		
51,2	512	26,2144	3500	0,7	0,9	14.579,91 €	0,96	823,214	31,40	451.977,21 €

Tabla 27. Cálculo de capacidad de baterías

Realizado los cálculos se selecciona el set de batería *Batería Estacionaria BAE 48V 4420Ah*, con una inversión de **238.296,44 €**.

Finalmente, el esquema de producción del escenario N° 3 se describe en la figura 19.

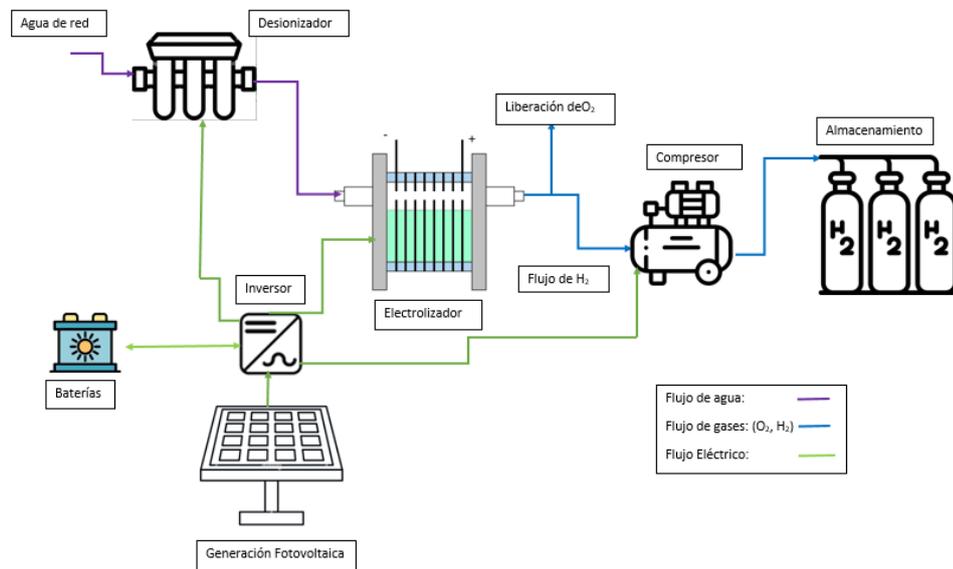


Figura 19. Esquema de producción de H2 aislado de la red escenario N°3

El sistema de generación fotovoltaica estará compuesto por una serie de equipos fundamentales para su funcionamiento eficiente y rentable.

Estos equipos se detallan en la tabla 28 a continuación, donde se proporciona información, como sus precios comerciales incluyendo el «Impuesto al Valor Agregado (IVA)». La tabla 28 presenta una descripción de los equipos necesarios para el sistema fotovoltaico y se puede visualizar un esquema en la figura 19.

Instalación Fotovoltaica			
	Unidad	Amortizable	No amortizable
Panel Longi 550W (192)	228,36 €	43.845,12 €	
Inversor Fronius Tauro ECO 100	1	11.420,80 €	
Estructura 6paneles 30°	422,62 €/unidad	14.369,08 €	
Cable solar H1Z2Z2-K rojo 10mm	1,49 €/m	292,50 €	
Cable 35 mm2 1kv RV-K FOC	6,84 €/m	1026,00 €	
Ingeniería/mano de obra			2000€
Estacionaria BAE 48V 4420Ah	59.574,11 €	238.296,44 €	
		309.249,94 €	2000€

Tabla 28. Sistema de generación fotovoltaico escenario N° 3

Una vez defina la instalación de generación eléctrica por tecnología fotovoltaica y almacenamiento, se continua con los cálculos del CAPEX, a su vez se ajustan los valores del OPEX y se determina por medio de iteraciones el valor del precio de hidrógeno producido para alcanzar una TIR de 3.5% a 15 años igualando la tasa de interés de referencia, la siguiente tabla 20 resumen el CAPEX del escenario N° 3.

	Año -1	Año 0
Inversión no amortizable		
Desarrollo de proyecto	0,00 €	2.000,00 €
Ingeniería básica	1.000,00 €	0,00 €
Tramitaciones	1.000,00 €	0,00 €
Costes de ejecución de obra	0,00 €	2.000,00 €
Terrenos	0,00 €	0,00 €
Total Inv no amortizable	2.000,00 €	4.000,00 €
Inversión amortizable		
Electrolizador (2)		16.000,00 €
Desionizador		700,00 €
Compresor		4.200,00 €
Paneles (192)		43.845,12 €
Inversor		11.420,80 €
Estructura para paneles		14.369,08 €
Cable solar H1Z2Z2-K rojo10mm		292,50 €
Cable 35 mm2 1kv RV-K FOC		1.026,00 €
Almacenamiento		4.800,00 €
Baterías 4 módulos		238.296,44 €
Equipos informáticos		0,00 €
Total inv amortizable	0,00 €	334.949,94 €
Total amortización	0,00 €	0,00 €

Total inversión	2.000,00 €	338.949,94 €
Total inversión acumulada	2.000,00 €	340.949,94 €
		56.824,99 €

Tabla 29. Resumen del CAPEX del escenario N° 3

El escenario 3 presenta un CAPEX de **56,824.99 €/kW** para los electrolizadores instalados. Este valor representa un incremento en comparación con los escenarios 1 y 2, debido a la inclusión del sistema de generación fotovoltaica y almacenamiento. Dicho sistema permite cubrir el 100% de la energía requerida para la operación, sin depender de la red eléctrica. Esta incorporación ofrece una serie de beneficios significativos, como la reducción del riesgo asociado al aumento de precios derivados del mix energético en España y las fluctuaciones en los precios de los combustibles debido a factores externos.

La integración del sistema de generación fotovoltaica tiene un impacto positivo al anular el costo de operación asociado al consumo de energía eléctrica. Al cubrir la totalidad de la energía necesaria de forma autónoma, se elimina la dependencia de fuentes de energía convencionales y se evita la exposición a posibles incrementos en los precios de la electricidad.

Este enfoque de generación energética sostenible y autónoma brinda estabilidad y seguridad a largo plazo, al tiempo que reduce la huella de carbono al evitar la quema de combustibles fósiles, así teniendo en cuenta el factor de emisión de (CNMC, 2023) con este sistema de producción de electricidad para generación de hidrógeno verde se evitaría emitir a la atmosfera unas **27,56 ton CO₂eq**. Asimismo, se fomenta la independencia energética y la mitigación de los impactos asociados a la volatilidad del mercado energético.

Una vez establecido estos parámetros de cálculos para el escenario N° 3 se obtiene por medio de iteraciones el precio al cual se debe vender el hidrógeno obtenido a lo largo de una proyección de producción de 25 años y que se alcance una TIR igual a la tasa de referencia de 3,5% en 15 años como parámetro de viabilidad del proyecto, los resultados se detallan en la siguiente tabla 30.

El precio de la electricidad no se tuvo en cuenta en los cálculos se coloca como referencia al precio del mix energético actual, ya que en el escenario N° 3 la instalación de generación de hidrógeno no se encuentra conectada a la red de servicio de energía nacional.

Suministros	
Precio electricidad (€/kWh)	1,6726
Agua (€/m3)	0,79
Desionizador	120,00 €
Índices económicos (%)	
IPC general	2,20 %
IP electricidad	2,00 %
Coste del capital o interés de referencia	3,50 %
Impuestos sobre beneficio industrial (%)	22,00 %
Precio de venta de Hidrógeno (€/kg)	35,00
TIR a 15 años	3,502%

Tabla 30. Resultado de iteración del precio de H2 para una TIR a 15años para el escenario N° 3

Tras llevar a cabo los análisis económicos necesarios para establecer el costo del hidrógeno generado durante un periodo de operación de 25 años para el escenario N° 3 y para obtener una «tasa interna de retorno (TIR)» al menos igual a la del Banco Central Europeo, se ha determinado que el precio de venta del hidrógeno debe ser de **35,39 €/kg H₂**.

Este valor está significativamente por encima de los precios que actualmente se pueden encontrar en países como Alemania, donde el hidrógeno se vende a 12€/kg en las hidrogenaras, o de acuerdo con la “Agencia Internacional de Energía”, el hidrógeno producido mediante electrólisis y fuentes de energía renovable tendrá un valor de 5€/kg (Magazine, 2020) en la fecha de realización de este Trabajo de Fin de Máster, sin embargo esta acode con las proyecciones del CAPEX de la *Université Catholique de Louvain* (UCL, 2019), donde se concluye que para potencias instaladas menores a 0,1MW de electrolizadores instalados

6.4 Resumen de escenarios propuestos

Finalizado los cálculos y los estudios económicos a continuación se detalla las características técnicas y económicas en la tabla 31.

Producción de hidrógeno	
Potencia de electrolizadores	6kW
Potencia de la Planta	11,525kW
kgH ₂ /año	787,305
Consumo de agua m3/año	7,3744
Energía kWh/año	100.959,00
Inversión (€)	25.700,00
Escenario N°1	
OPEX €/kgH ₂ *Año	30,09
CAPEX €/kW de electrolizador	5.283,33
Precio de venta € H ₂ /kg	29,85

Escenario N°2	
OPEX €/kgH2*Año	18,94
CAPEX €/kW de electrolizador	7.171,09
Precio de venta € H2 /kg	21,69
Ahorro energía de la red	26,62%
Reducción CO2 ton/año	7,33
Área de instalación	71,60 m ²
Escenario N°3	
OPEX €/kgH2*Año	0,58
CAPEX €/kW de electrolizador	56.824,99
Precio de venta € H2 /kg	35,39
Ahorro energía de la red	100%
Reducción CO2 ton/año	27,56
Área de instalación	981,60 m ²

Tabla 31. Resumen de producción de H₂ para los escenarios propuestos

Una vez establecidos los escenarios de producción de hidrógeno basados en generación eléctrica fotovoltaica, se llevará a cabo un análisis exhaustivo de los resultados obtenidos. Este análisis se basará en el avance y la consolidación de las normas europeas relacionadas con las instalaciones de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno.

Además, se realizó un análisis de sensibilidad que tomará en cuenta las variables involucradas en la producción de los tres escenarios propuestos. Asimismo, se proporcionará una descripción de los riesgos económicos asociados a cada alternativa. Con estos enfoques, se buscará evaluar la viabilidad y las implicaciones económicas de los diferentes escenarios de producción de hidrógeno verde.

7. Análisis de resultados

7.1 Perspectiva de la norma europea para el manejo del hidrógeno

Se prevé que la obtención de hidrógeno aumente a lo largo de varios años. Aunque inicialmente habrá una demanda insignificante de electricidad para la producción de hidrógeno, esta demanda aumentará hacia 2030 con la implantación masiva de electrolizadores a gran escala.

La Comisión Europea estima que se necesitan alrededor de 500-550 TWh de electricidad renovable con vistas a cumplir la meta de REPowerEU para 2030 de producir 10 millones de toneladas de combustibles renovables de origen no biológico. El objetivo de 10 millones de toneladas en 2030 corresponde al 14 % del consumo total de electricidad de la UE, y se refleja en la propuesta de la Comisión de que se fije el 45 % como objetivo de la UE en materia de energías renovables para 2030 (Europea, 2023).

El hidrógeno se clasifica como un vector energético y no como una fuente de energía renovable en sí mismo. Por lo tanto, para que el hidrógeno producido a través de electrolizadores sea considerado renovable, es necesario que se genere utilizando electricidad de fuentes renovables. En otras palabras, solo cuando el proceso de producción del hidrógeno se alimenta exclusivamente con electricidad renovable se puede afirmar que el hidrógeno resultante es también renovable.

Durante las últimas dos décadas, tanto en España como en la Unión Europea, se han desarrollado y actualizado diversas normativas y guías técnicas para impulsar y consolidar la industria del hidrógeno. En particular, el inicio del desarrollo de vehículos con combustible de hidrógeno en los primeros años de la década de 2000 llevó a la creación y publicación de normas específicas que han facilitado la implementación comercial del hidrógeno.

Estas normas tienen como objetivo establecer una base normativa sólida para respaldar el estudio técnico y económico de la producción de hidrógeno verde en España y Europa. Se ha prestado especial atención a una variedad de normas relacionadas con la seguridad, el almacenamiento y los electrolizadores. “Estas normativas son aplicables en todo el territorio de la Unión Europea y han sido diseñadas para garantizar la integridad, la seguridad y la eficiencia de las instalaciones de producción de hidrógeno” (Europea, 2023).

Las normas que propone la Comisión Europea establecen criterios específicos para que los productores de hidrógeno demuestren que la electricidad que utilizan es renovable, tanto en caso de que su planta de producción esté conectada directamente a una planta de energía renovable como si la electricidad se extrae de la red eléctrica (Europea, 2023).

La simultánea estandarización y progreso tecnológico del hidrógeno aceleran la implementación de estas tecnologías. La pronta adopción de estándares proporciona orientación para los avances tecnológicos y acelera la aceptación pública del hidrógeno como una fuente de energía eficiente y segura. Además, en el ámbito comercial, las normas desarrolladas por «ISO/TC 197 aseguran la coherencia en términos de rendimiento y seguridad de los sistemas de hidrógeno». “En conclusión, la estrecha relación entre la estandarización y el progreso tecnológico del hidrógeno es esencial para impulsar su adopción y garantizar la calidad y seguridad en su aplicación” (Badía, 2005).

El cumplimiento de estas normas es esencial para garantizar la seguridad de las operaciones y promover el desarrollo sostenible de la industria del hidrógeno en Europa. Al seguir estas pautas establecidas, se busca fomentar la confianza de los inversores y asegurar un marco normativo sólido y coherente en toda la Unión Europea para la producción de hidrógeno verde.

7.2 Análisis de sensibilidad y riesgos de escenarios propuestos

Después de establecer los tres escenarios de producción de hidrógeno, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad que implicó realizar cambios en las variables financieras con el fin de evaluar su impacto en el valor final del hidrógeno y en la tasa interna de retorno (TIR). Este análisis permitió comprender cómo las variaciones en estas variables influyen en la viabilidad económica del proyecto y en la rentabilidad esperada.

7.2.1 Análisis del escenario N° 1

Se realizó incrementos y reducciones del índice de precios al consumidor IPC con variaciones del $\pm 5, 10, 25\%$ y se registró los cambios en la tasa interna de retorno TIR dejando fijo el precio del hidrógeno calculado en el escenario N° 1 de 29,85 €/kgH₂, los resultados son los siguientes como se ve en la tabla 32.

IPC General							
	-25%	-10%	-5%	Inicial	+5%	+10%	+25%
%	1,650	1,980	2,189	2,200	2,211	2,420	2,750
TIR(15años)	0,522%	2,384%	3,496%	3,506%	3,559%	4,545%	5,779%

Tabla 32. Variación de la TIR a cambios del IPC Escenario N° 1

Como se puede observar en la tabla anterior, las variaciones en el Índice de Precios al Consumidor (IPC) tienen un efecto significativo en la tasa interna de retorno (TIR). En contextos inflacionarios o con aumentos en los precios al consumidor, se observa un aumento en la TIR. Esto se debe a que estos factores impactan en el precio del kilogramo de hidrógeno.

Por lo tanto, realizar un estudio preciso y detallado, como se ha llevado a cabo en este Trabajo de Fin de Máster, reduce el riesgo de impactos negativos en las finanzas de un posible proyecto de venta de hidrógeno.

Estar al tanto de los cambios en el IPC y comprender su influencia en la rentabilidad del proyecto resulta crucial para tomar decisiones informadas y mitigar posibles riesgos económicos.

Las siguientes variables a estudiar son el índice de precios de la energía eléctrica y los valores de las tarifas de energía, al igual que el caso del IPC se realizaron cambios de $\pm 5, 10, 25\%$ en sus valores, los resultados se evidencian en la siguiente tabla 33.

IPC Energía eléctrica							
	-25%	-10%	-5%	Inicial	+5%	+10%	+25%
%	1,500	1,800	1,990	2,000	2,010	2,200	2,500
TIR(15años)	3,533%	3,519%	3,506%	3,506%	3,050%	3,492%	3,472%
Precio Tarifa de energía eléctrica							
	-25%	-10%	-5%	Inicial	+5%	+10%	+25%
€	0,173019	0,207623	0,229539	0,230692	0,231845	0,253761	0,288365
TIR(15años)	18,257%	9,846%	3,848%	3,506%	3,156%	-4,174%	Nulo

Tabla 33. Variación de la TIR a cambios del IPC Energía-Tarifa de energía Escenario N° 1

Como se puede observar, las variables del Índice de Precios al Consumidor (IPC) de energía eléctrica y el precio de la tarifa son de gran relevancia y tienen un impacto significativo en «la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto». Por lo tanto, es importante prestar atención a estos aspectos clave.

En primer lugar, la negociación de la tarifa puede jugar un papel crucial en la mejora del retorno de la inversión. Si se logra reducir la tarifa eléctrica por motivos comerciales, esto puede generar beneficios y aumentar la rentabilidad del proyecto. Es esencial buscar oportunidades para optimizar los acuerdos de tarifas y maximizar los beneficios económicos.

Por otro lado, el incremento del IPC eléctrico puede representar un riesgo para la recuperación de la inversión. Un aumento en el IPC eléctrico podría reducir la capacidad de recuperar la inversión inicial. En este sentido, contar con una generación eléctrica a partir de fuentes renovables puede ser una alternativa estratégica para protegerse y reducir el riesgo de pérdidas. Al utilizar fuentes renovables, se evita depender en gran medida de las fluctuaciones del IPC eléctrico y se garantiza una mayor estabilidad en los costos operativos.

Por tanto, es fundamental tener en cuenta las variables del IPC de energía eléctrica y el precio de la tarifa de energía, y buscar oportunidades para negociar tarifas favorables. Además, considerar la generación eléctrica a partir de fuentes renovables puede proporcionar una protección adicional y reducir los riesgos financieros asociados al aumento del IPC eléctrico.

Finalmente, la última variable a considerar es el precio del suministro de agua que se realizaron variaciones del $\pm 5, 10, 25\%$ a su precio dando como resultado se muestra en la siguiente tabla 34.

Precio Agua							
	-25%	-10%	-5%	Inicial	+5%	+10%	+25%
€	0,593	0,711	0,786	0,790	0,794	0,869	0,988
TIR(15años)	3,511%	3,508%	3,506%	3,506%	3,506%	3,504%	3,501%

Tabla 34. Variación de la TIR a cambios de precio de la tarifa del agua en el Escenario N° 1

Las fluctuaciones en el precio de la tarifa del agua no constituyen una variable de riesgo significativa para «la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto». Este efecto se aplica a los tres escenarios propuestos en el presente trabajo de fin de máster, y, por lo tanto, no se considerará en el análisis de los escenarios N° 2 y N° 3.

Es importante destacar que el precio de la tarifa del agua no tiene un impacto significativo en la viabilidad económica de los escenarios planteados. Esto se debe a que, en el contexto de los escenarios, las variables relacionadas con la generación y producción de hidrógeno son las que predominan en la determinación de la TIR.

Por lo tanto, al realizar el análisis de sensibilidad y evaluar el retorno financiero del proyecto, se dio prioridad a las variables que tienen un impacto directo y significativo en la TIR, como el precio de la electricidad, el IPC y otros factores relacionados con la generación y producción de hidrógeno.

En conclusión, las variaciones en el precio de la tarifa del agua no serán consideradas como una variable de riesgo en los análisis de los escenarios N° 2 y N° 3, ya que su impacto en la TIR del proyecto es insignificante en comparación con otras variables clave.

7.2.2 Análisis del escenario N° 2

En el escenario N° 2, que corresponde a la instalación fotovoltaica de autoconsumo, se identificaron las mismas variables que tienen un impacto significativo en la tasa interna de retorno (TIR) a 15 años en comparación con el escenario N° 1. Por lo tanto, el análisis de estas variables es similar al del escenario N° 1. Como evidencia de este análisis, se presenta en la tabla 35 un resumen del efecto de las modificaciones realizadas en las variables relevantes sobre la TIR.

En este escenario N° 2, se consideraron variables como el precio de la electricidad, el IPC, los costos de inversión y otros factores relacionados con la generación de energía fotovoltaica y la producción de hidrógeno. Al realizar variaciones en estas variables y evaluar su impacto en la TIR, se obtuvo información valiosa sobre la viabilidad económica y la rentabilidad del proyecto a lo largo de los 15 años.

La tabla 35 resume de manera concisa los resultados obtenidos al modificar las variables relevantes, lo que permite visualizar de forma clara el efecto que cada variable tiene en la TIR. Esto facilita la toma de decisiones informadas y la identificación de las variables críticas que requieren mayor atención durante la implementación del proyecto en el escenario N°2.

IPC General							
	-25%	-10%	-5%	Inicial	+5%	+10%	+25%
%	1,650	1,980	2,189	2,200	2,211	2,420	2,750
TIR(15años)	1,728%	2,829%	3,487%	3,520%	3,554%	4,184%	5,132%
IPC Energía eléctrica							
	-25%	-10%	-5%	Inicial	+5%	+10%	+25%
%	1,500	1,800	1,990	2,000	2,010	2,200	2,500
TIR(15años)	3,678%	3,584%	5,524%	5,200%	3,517%	3,457%	3,362%
Precio Tarifa de energía eléctrica							
	-25%	-10%	-5%	Inicial	+5%	+10%	+25%
€	0,142280	0,170735	0,188757	0,189706	0,190655	0,208677	0,237133
TIR(15años)	11,485%	6,880%	3,696%	3,520%	3,344%	-0,373%	-8,026%

Tabla 35. Variación de la TIR a cambios del IPC's -Tarifa de energía Escenario N° 2

El escenario N° 3, al igual que los anteriores, presenta una única variable relevante en el análisis de la TIR: el IPC general. «Dado que no existe conexión a la red eléctrica, las variables de precio de tarifa y el IPC de energía eléctrica no tienen influencia en la TIR». Esta particularidad actúa como un mecanismo de protección ante factores externos al proyecto que podrían afectar su viabilidad financiera, como sucede en los escenarios N° 1 y N° 2. Al estar desligado de las fluctuaciones en los precios de la electricidad, el escenario N° 3 ofrece una mayor solidez y confiabilidad económica en comparación con los dos anteriores.

En este escenario N° 3, al no depender de la red eléctrica, se garantiza una mayor autonomía y estabilidad financiera. La ausencia de variaciones en las tarifas eléctricas y el IPC de energía eléctrica proporciona un entorno más predecible, reduciendo así los riesgos asociados a posibles incrementos en los costos de la electricidad.

Esta característica otorga al escenario N° 3 una mayor robustez y resistencia frente a cambios imprevistos en los precios de la energía eléctrica. Al estar libre de estas variables, se establece una base sólida y confiable para evaluar la viabilidad económica a largo plazo. De esta manera, el escenario N° 3 se posiciona como una opción favorable desde el punto de vista financiero, al garantizar una mayor estabilidad y confianza en los resultados económicos del proyecto.

7.3 Estudio de riesgos y oportunidades técnicas

Riesgo de incendios

Dado que la instalación propuesta para la producción de hidrógeno se considera una instalación industrial, es imperativo cumplir con los protocolos y normas establecidos para garantizar la seguridad. En este sentido, el «Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo», establece los requisitos y directrices relacionados con los sistemas contra incendios, los cuales deben ser rigurosamente seguidos.

El cumplimiento de estas normativas es fundamental para asegurar la protección y prevención de riesgos asociados a incendios en la instalación. El Real Decreto proporciona pautas específicas que deben ser implementadas para salvaguardar la integridad de la infraestructura y el personal involucrado en la producción de hidrógeno.

La aplicación de los protocolos establecidos en «el Real Decreto 513/2017» contribuye a crear un entorno seguro y controlado, minimizando los posibles riesgos de incendio y sus consecuencias. Es importante destacar que la seguridad es una prioridad en este tipo de instalaciones industriales, y el cumplimiento de las normativas vigentes es esencial para garantizar un funcionamiento eficiente y confiable.

Mantenimiento del electrolizador (Enapter, Owner's Manual Electrolyser 4.0, 2023)

Siendo el electrolizador el equipo central de la producción de hidrógeno debe tener los cuidados y mantenimientos sugeridos y exigidos por el fabricante a continuación se describen las recomendaciones y acciones a tomar para el buen funcionamiento y preservación del mismo.

El dispositivo debe ser inspeccionado al menos una vez al año en busca de signos evidentes de deterioro físico. Todas las conexiones de hidrógeno deben ser probadas regularmente en busca de fugas; Enapter recomienda utilizar una de las técnicas enumeradas en la Prueba de Fugas de Hidrógeno.

Además, los Pruebas de Verificación descritas en el Manual de Seguridad deben llevarse a cabo con éxito una vez al año. Para obtener más información, consulte el Manual de Seguridad o comuníquese con el equipo de soporte al cliente de Enapter.

Después de la puesta en marcha, el tanque de proceso debe vaciarse al menos una vez al año y se debe llenar nuevo electrolito en el dispositivo. Para obtener más información, consulte el Drenaje del electrolito, que detalla el proceso de drenaje del dispositivo, y luego siga las instrucciones para el Llenado del electrolito. Se recomienda limpiar el dispositivo al mismo tiempo como se describe en el capítulo de Limpieza.

Dependiendo de la frecuencia de uso, es posible que sea necesario vaciar y rellenar el tanque de proceso con mayor frecuencia que una vez al año. Al conectar el dispositivo a la nube, es posible recibir alertas cuando los voltajes del dispositivo comiencen a aumentar, lo que generalmente indica un cambio de electrolito necesario. Después del cambio de electrolito, el conjunto electrolítico volverá a tener un voltaje más bajo, lo que disminuirá el consumo de energía del dispositivo y aumentará su eficiencia y vida útil.

Almacenamiento del hidrógeno

Se propuso un almacenamiento de producción de hidrógeno con una capacidad limitada de 210 litros. Sin embargo, para evitar el riesgo de tener una capacidad insuficiente, se sugiere ampliarla al doble, alcanzando los 420 litros. Esta ampliación tendría un impacto en el CAPEX de los tres escenarios, aumentando el precio final del hidrógeno en aproximadamente un 10% en cada uno de ellos. Aunque esto implicaría un costo adicional, también proporcionaría una mayor seguridad operativa en caso de que la producción de hidrógeno no pueda ser evacuada debido a factores externos al proyecto. Esta ampliación fortalecería la robustez del sistema de producción y garantizaría un suministro estable de hidrógeno.

Mercado de hidrógeno

A medida que el costo de las energías renovables disminuya, el hidrógeno producido mediante electrólisis se convertirá en la opción energética más sostenible del mercado, esto representa una oportunidad para proyectos como el que en el presente trabajo de fin de master se desarrolló. La capacidad mundial de electrolizadores ha experimentado un notable crecimiento en los últimos cinco años, duplicándose en este período. Se estima que existen alrededor de 350 proyectos en desarrollo, con una proyección de alcanzar los 54 GW de capacidad instalada para el año 2030.

Un hito relevante en este contexto ocurrió en abril de 2021, cuando el fabricante chino de productos químicos Ningxia Baofend Energy Group puso en marcha “el proyecto de producción de hidrógeno verde más grande del mundo. Con una inversión de 200 millones de euros” (Roca, 2022), este proyecto cuenta con un electrolizador alcalino de 150 MW que se alimenta de una planta solar de 200 MW. Este avance significativo en la capacidad y tamaño de «los proyectos de producción de hidrógeno destaca el creciente interés y la inversión en esta tecnología a nivel mundial», lo que a su vez promueve la transición hacia una economía más sostenible y libre de emisiones.

La rentabilidad de la producción de hidrógeno se vería favorecida al aprovechar el exceso de energía renovable que no se consume y no puede ser almacenada. En lugar de detener las instalaciones de

generación renovable en momentos en que la capacidad exceda la demanda, se podría dirigir la electricidad hacia parques de electrolizadores.

En estos parques, se produciría y almacenaría hidrógeno, el cual luego podría ser convertido nuevamente en electricidad mediante el uso de pilas de combustible, o transportado como vector energético hacia otros puntos como la industria.

La implementación de este sistema permitiría el almacenamiento a gran escala de la energía renovable excedente, asegurando su disponibilidad para un uso futuro. De esta manera, se optimizaría la utilización de los recursos renovables y se potenciaría la capacidad de adaptación del sistema energético a los cambios en la demanda y la disponibilidad de energía. Esto supone un avance importante hacia la integración y aprovechamiento eficiente de las fuentes de energía renovable en el contexto actual de transición hacia una matriz energética más sostenible.

Áreas de instalación

La instalación de paneles solares desempeña un papel fundamental en la producción de energía eléctrica necesaria para llevar a cabo el proceso de producción de hidrógeno verde, ya que proporciona una fuente sostenible y limpia de electricidad. En este análisis de riesgo, se destacará la importancia del área de instalación de paneles solares en un proyecto de producción de hidrógeno verde.

1. Maximización de la generación de energía: El área de instalación de paneles solares es esencial para maximizar la generación de energía eléctrica en un proyecto de producción de hidrógeno verde. Un área de instalación adecuada garantiza que los paneles solares estén orientados de manera óptima y tengan un ángulo adecuado para recibir la máxima cantidad de luz solar durante todo el día. Esto resulta en una mayor producción de energía eléctrica, lo que a su vez permite una mayor producción de hidrógeno verde.
2. Sostenibilidad y reducción de emisiones: La instalación de paneles solares en el área designada para la producción de hidrógeno verde promueve la sostenibilidad y «la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero». Al utilizar energía solar como fuente primaria de electricidad, se evita «la dependencia de fuentes de energía no renovables y se disminuye la huella de carbono asociada a la producción de hidrógeno». Además, el hidrógeno verde producido a partir de energía solar es totalmente limpio, ya que no emite dióxido de carbono ni otros contaminantes durante su generación.

3. Escalabilidad y expansión: El diseño del área de instalación de paneles solares debe tener en cuenta la escalabilidad y la posibilidad de expansión futura del proyecto de producción de hidrógeno verde. Es importante prever suficiente espacio adicional para instalar paneles solares adicionales a medida que se incrementa la demanda de energía.

8. Conclusiones

En conclusión, en las últimas dos décadas se ha llevado a cabo un importante desarrollo normativo tanto en España como en la Unión Europea para promover y fortalecer la industria del hidrógeno. Estas normas han sido actualizadas con el objetivo de respaldar la producción de hidrógeno con energías de fuentes renovables a su vez ese marco normativo es la base del «presente estudio técnico y económico de la producción de hidrógeno verde».

Se ha prestado especial atención a la creación de normativas que abarcan aspectos relacionados con la seguridad, el almacenamiento y los electrolizadores. Estas normas, aplicables en toda la Unión Europea, «han sido diseñadas para garantizar la integridad, seguridad y eficiencia de las instalaciones de producción de hidrógeno».

La Comisión Europea ha propuesto normas específicas que establecen criterios para que los productores de hidrógeno demuestren el uso de electricidad renovable en sus procesos de producción, ya sea mediante una conexión directa a plantas de energía renovable o mediante la extracción de electricidad de la red eléctrica con una matriz principalmente de energía renovables.

Finalmente, este trabajo de fin de máster ha realizado un estudio técnico-económico exhaustivo sobre la producción de hidrógeno verde a pequeña escala. Se han alcanzado los objetivos establecidos, culminando en el desarrollo de una metodología que ha generado tres escenarios de producción de hidrógeno. El escenario N° 3, que utiliza exclusivamente energía fotovoltaica cumple con los requisitos de la Unión Europea para ser considerado hidrógeno verde, a su vez el aporte a la descarbonización es de una reducción de 27,56 ton/año de CO₂.

Sin embargo, debido a la tecnología seleccionada y la inversión necesaria, este enfoque resulta en el hidrógeno más costoso, con un precio de 35,39 €/kg H₂. Aunque este resultado se alinea con investigaciones previas que relacionan el aumento del precio del hidrógeno con la escala de producción, es importante destacar que la producción de hidrógeno seguirá siendo una alternativa confiable para la descarbonización de la economía europea y a nivel global.

Este estudio técnico-económico también cumple con el fomento de la “*Estrategia Europea del Hidrógeno de 2020 (2024-2030-2050)*”, así como con el marco nacional establecido por el «*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y la Ley de Cambio Climático y Transición Energética*» de marzo de 2021. Además, se contribuye al logro del Objetivo de Desarrollo Sostenible N° 7, al garantizar el suministro de energía sostenible.

9. Bibliografía

- Abad, A. V., & Dodds, P. E. (6 de Febrero de 2020). Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin and challenges. *ELSEVIER Energy Policy*, 138, 111300. Recuperado el 23 de Junio de 2023, de Energy Policy: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520300586?via%3Dihub>
- AEH. (2020). *Aplicaciones y usos del hidrógeno*. Asociación Española del Hidrógeno. Madrid: Club Español de la Energía.
- AEH2, A. E. (2022). *ESTUDIO SOBRE EL TRATAMIENTO REGULATORIO DE LOS PROYECTOS QUE INCORPORAN TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO*.
- AENOR, 6. (2005). Norma Europea EN 60228 Conductores de cables aislados. España.
- Alcalde, S. (18 de Noviembre de 2022). *Estos son los principales proyectos para producir hidrógeno verde en España*. Obtenido de https://www.nationalgeographic.com.es/economia-circular/estos-son-principales-proyectos-para-producir-hidrogeno-verde-espana_18710
- Badía, C. F.-B. (2005). *ENERGÉTICA DEL HIDRÓGENO: CONTEXTO, ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVA DE FUTURO*. Obtenido de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/3823/fichero/4.2+Normativa.pdf>
- Carmo, M., Fritz, D. L., Merge, J., & Stolten, D. (14 de Marzo de 2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 38, 38, 4901-4934.
- CIC. (17 de Mayo de 2022). *MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y SUS COLORES*. (C. energiGUNE, Editor, & C. d. térmica, Productor) Obtenido de [https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores#:~:text=En%20la%20actualidad%2C%20la%20producci%C3%B3n,\(CO2\)%20como%20subproducto](https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores#:~:text=En%20la%20actualidad%2C%20la%20producci%C3%B3n,(CO2)%20como%20subproducto).
- CNMC. (07 de Mayo de 2023). *Factor de emisión de la energía eléctrica: el mix eléctrico*. Obtenido de https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/index.html#:~:text=El%20mix%20de%20la%20red%20el%C3%A9ctrica%20espa%C3%B1ola%20publicado%20por%20la,g%20CO2eq%2FkWh.
- Comercio, E. (20 de Febrero de 2022). *La fiebre del hidrógeno verde se contagia*. Obtenido de <https://www.elcomercio.es/economia/fiebre-hidrogeno-verde-20220220000721-ntvo.html>
- Comisión Europea. (2019). *Unión Europea*. Obtenido de https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_es
- Council, H. (2020). Obtenido de Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective.: [h2knowledgecentre.com](https://www.h2knowledgecentre.com)

- Emusa. (2023). Obtenido de https://www.emuasa.es/documents/771023/15714113/tarifas_para_viviendas_%2B4miembros.pdf/47304ddc-0ccf-683a-4641-8a70d461c816
- Enapter. (2023). *Owner's Manual Electrolyser 4.0*.
- Enapter. (2023). *Owner's Manual Electrolyser 4.0*. Via Lavoria, 56G, 56040 Crespina Lorenzana PI, Italia, Italia: Enapter Srl.
- Europea, C. (12 de 06 de 2023). *Preguntas y respuestas acerca de los actos delegados de la UE sobre el hidrógeno renovable*. Obtenido de https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_23_595
- IBERDROLA. (2020). *El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>
- IBERDROLA. (19 de 04 de 2022). *Hidrógeno verde en España: mapa de los grandes proyectos*. Obtenido de <https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad/grandes-proyectos-espana-hidrogeno-verde>
- IBERDROLA. (11 de Febrero de 2023). *Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado*. (IBERDROLA, Editor) Obtenido de <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente>
- Iberdrola. (2023). *Tarifas fijas*. Obtenido de <https://www.iberdrola.es/luz/plan-estable>
- IEA. (12 de Diciembre de 2022). *International Energy Agency*. Recuperado el 17 de Mayo de 2023, de <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>
- IEA. (7 de 4 de 2023). Obtenido de *Hydrogen production costs using natural gas in selected regions, 2018*: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/hydrogen-production-costs-using-natural-gas-in-selected-regions-2018-2>
- IEA, I. E. (17 de Octubre de 2022). *Carbon capture, utilisation and storage*. Obtenido de *International Energy Agency*: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>
- INE, I. N. (13 de Junio de 2023). *Índice de Precios de Consumo (IPC)*. Obtenido de https://www.ine.es/prensa/ipc_tabla.htm
- IRENA. (21 de Mayo de 2021). *Green hydrogen supply: A guide to policy making*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2021/May/IRENA-Policy-Talk-2---Green-Hydrogen-Supply-Policies-and-Practical-Insights---FINAL_ANIMATIONS.pdf?la=en&hash=5632CB9F93054A859ADF9CB921423522CD4B570C
- IRENA. (2022). *La economía del hidrógeno apunta a una nueva dinámica de poder mundial*. Abu Dabi.

- IRENA, I. R. (2022). *Hydrogen Economy Hints at New Global Power Dynamics*. Obtenido de <https://www.irena.org/News/pressreleases/2022/Jan/Hydrogen-Economy-Hints-at-New-Global-Power-Dynamics>
- Magazine, P. (16 de Julio de 2020). *El hidrógeno verde alcanzará la paridad de precios con el hidrógeno gris en 2030*. Obtenido de <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/gas/el-hidrogeno-verde-alcanzara-la-paridad-de-precios-con-el-hidrogeno-gris-en-2030>
- MIDSA2030. (8 de Febrero de 2023). *Conoce la Agenda*. (M. d. 2030, Productor) Obtenido de Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030: https://www.mdsocialesa2030.gob.es/agenda2030/conoce_la_agenda.htm
- Mincotur, G. (2022). Obtenido de https://www.mincotur.gob.es/es-es/IndicadoresyEstadisticas/BoletinEstadistico/Energ%C3%ADa%20y%20emisiones/4_12.pdf
- Minnuo, G. (2023). *Minnuo Group*. Obtenido de https://cn1522042916apqx.en.alibaba.com/productgroupdetail-920669099/Hydrogen_cylinder.html?spm=a2700.shop_index.88.35.151b5772zBk5RH
- MITERD. (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Madrid: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Obtenido de https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf
- Nagashima, M. (Septiembre de 2020). *Japan' Hydrogen Society Ambition: 2020 Status and Perspectives*. Obtenido de https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2020.pdf
- NUZHUO, G.-5. (2023). Obtenido de <https://spanish.alibaba.com/p-detail/NUZHUO-1600787210762.html?s=p>
- ONU. (23 de Junio de 2023). «Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna». (ONU, Editor) Obtenido de Objetivos de Desarrollo Sostenible: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- PYME, S. G. (18 de Septiembre de 2002). ITC-BT-19. *Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias*. España.
- RETEMA. (17 de 01 de 2022). *Revista Técnica de Meio Ambiente*. Obtenido de La economía del hidrógeno apunta a una nueva dinámica de poder mundial: <https://www.retema.es/actualidad/economia-del-hidrogeno-apunta-una-nueva-dinamica-poder-mundial>
- Roca, J. A. (03 de 02 de 2022). *El periodico de la energia*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/el-proyecto-de-hidrogeno-verde-mas-grande-del-mundo-con-electrolizador-de-150mw-entra-en-funcionamiento-en-china/>

- Rodrigues, L., Soares, T., Rezende, I., & Fontoura, J. P. (2023). Economic Analysis of a Hydrogen Power Plant in the Portuguese Electricity Market. *Energies MPDI*.
- Sadik-Zada, E. R. (2021). *Frontiers and Best Practices in Bio, Circular, and Green Growth and Eco-Innovation*. Obtenido de <https://doi.org/10.3390/su132313464>
- Salari, A., Hakkaki-Fard, A., & Jalalidil, A. (2022). Hydrogen production performance of a photovoltaic. *International journal of hydrogen energy* 47, 1-2.
- Sánchez Molina, P. (6 de Junio de 2022). España, puesto 11 entre los países que generarán el hidrógeno verde más barato del mundo a largo plazo, según Irena. *pv-magazine*, págs. <https://www.pv-magazine.es/2022/06/06/espana-puesto-11-entre-los-paises-que-generaran-el-hidrogeno-verde-mas-barato-del-mundo-a-largo-plazo-segun-irena/>.
- Schmidt, G. A. (2017). Future cost and performance of water electrolysis : an expert. *Int J Hydrogen Energy*, 70-92.
- Trasatti, S. (1999). Water electrolysis: who first? *Journal of*, 476(1):90e1.
- UCL, U. C. (2019). State-of-the art CAPEX data for water electrolysers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *International journal of hydrogen energy* 44, 1-5.
- Velasco, M. M. (Junio de 2021). *EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN EDIFICACIÓN, INDUSTRIA Y TRANSPORTE*. Obtenido de https://oa.upm.es/67894/1/TFM_Mario_Morales_Velasco.pdf

10. ANEXOS