

TRABAJO FIN DE GRADO

POTENCIAL DE PRODUCCION DE HIDROGENO VERDE EN PAISES DE LA UNION EUROPEA

TRABAJO FIN DE GRADO PARA
LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

JULIO 2024

Miguel Barbero Carabias

TUTORA DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO:

María Jesús Sánchez Naranjo

TUTOR EXTERNO DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO:

Yu Hu

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES



TRABAJO FIN DE GRADO

**POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO
VERDE EN PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA**

Miguel Barbero Carabias

Tutores:

María Jesús Sánchez Naranjo

Yu Hu

Madrid, junio 2025

AGRADECIMIENTOS

A Mariaje, mi tutora, por contagiarme su energía y amor por todo lo que hace. Ha sido una inspiración para afrontar y valorar como se merece este trabajo, y es una suerte haber contado con su ayuda, su perfeccionismo y su dedicación incansable.

A Yu, mi tutor externo, por haber aportado tanto conocimiento, y por haber podido sacar tiempo para este trabajo en un año tan especial para él.

A mi familia, por haber estado presente en los momentos duros, y haber disfrutado casi más que yo de los momentos buenos.

A mis amigos y a Celia, por haberme dado tantas razones para disfrutar y reír a lo largo de estos años.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo estudia el potencial del hidrógeno verde como sistema de almacenamiento energético y mecanismo de flexibilidad para los mercados eléctricos europeos, en el marco de la transición hacia un modelo energético plenamente descarbonizado. El hidrógeno verde se obtiene mediante electrólisis del agua utilizando exclusivamente electricidad de origen renovable. Este proceso no genera emisiones de CO₂, y su versatilidad lo convierte en una solución estratégica para descarbonizar sectores industriales, de transporte pesado, generación térmica de respaldo y almacenamiento estacional.

El análisis se centra en la viabilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde en ocho países europeos (España, Alemania, Francia, Italia, Portugal, Países Bajos, Dinamarca y Noruega), a lo largo de los años 2022, 2023 y 2024. Para cada país se evalúa:

- La rentabilidad horaria del electrolizador.
- La producción potencial anual de hidrógeno verde (en MWh y toneladas).
- La distribución de horas económicamente viables.
- Las diferencias de comportamiento por tecnología renovable (solar vs. eólica) y por año.

El modelo empleado asume una eficiencia de electrólisis del 70 % y un precio de venta objetivo de 150 €/MWh (equivalente a unos 5.000 €/t), aplicando un enfoque tipo opción financiera (“put option”) para estimar los beneficios horarios. Esta metodología considera únicamente las horas en las que el precio de la electricidad permite cubrir los costes de producción con beneficio neto, lo que permite calcular de forma precisa el “payoff” económico del sistema.

Además, el estudio incorpora los requisitos regulatorios definidos por la normativa europea para los RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), que incluyen:

- Adicionalidad: uso de electricidad renovable generada por nuevas instalaciones.
- Correlación horaria: producción simultánea de hidrógeno y generación renovable.
- Correlación geográfica: coincidencia en la misma zona de mercado eléctrico.

Este enfoque regulatorio garantiza que el hidrógeno verde contribuya efectivamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Los escenarios modelizados cumplen con el objetivo mínimo del 70 % de reducción de emisiones respecto al gas natural, y en condiciones óptimas pueden alcanzar hasta el 100 %.

Los resultados obtenidos muestran que:

- Alemania y España presentan las mejores condiciones combinadas de volumen renovable y rentabilidad económica.
- Dinamarca, Noruega y Países Bajos destacan por su eficiencia vinculada a la generación eólica.
- Italia y Portugal ofrecen oportunidades destacadas en fotovoltaica, con altos beneficios en verano.

En todos los países analizados, la rentabilidad horaria mejora progresivamente del año 2022 al año 2024, en línea con el despliegue renovable y la estabilización de los precios del mercado eléctrico.

Además, se responde a cuestiones clave que afectan al desarrollo de esta tecnología:

- El precio horario del mercado eléctrico condiciona la rentabilidad del electrolizador y determina las horas viables de operación.
- Las renovables intermitentes (por ejemplo, la energía solar fotovoltaica y la eólica actúan como habilitadoras técnicas del hidrógeno verde, bajo los requisitos RFNBO.
- El coste nivelado de producción (LCOH) se sitúa entre 3.000 y 6.000 €/t, dependiendo del país, el tipo de renovable dominante, y la distribución horaria de precios bajos.
- El hidrógeno verde, frente a alternativas como el gris o azul, permite un cumplimiento más estricto de los objetivos climáticos europeos.

Desde el punto de vista económico, el análisis revela una rentabilidad creciente del electrolizador entre el año 2022 y el año 2024. En los países mejor posicionados, como Alemania y España, el beneficio medio horario alcanza valores superiores a 48–50 €/MWh en 2024, con más de 4.000 horas anuales de operación rentable. Esto se traduce en una producción potencial de hasta 3.000 MWh de hidrógeno al año por MW de capacidad instalada, lo que supone beneficios anuales acumulados del orden de 150.000 a 200.000 euros por MW, antes de costes fijos de inversión.

En paralelo, el coste nivelado de producción (LCOH) del hidrógeno verde se sitúa entre 3.000 y 6.000 €/t, en función del país, la tecnología renovable dominante, el número de horas rentables y la eficiencia del sistema. Este rango sigue siendo alto frente al hidrógeno gris o azul, pero ya permite alcanzar márgenes positivos en mercados con electricidad abundante y precios bajos durante un número significativo de horas. La combinación de buena planificación operativa y cumplimiento normativo (RFNBO) puede hacer viable la inversión en plantas de electrólisis con retornos atractivos en determinados contextos europeos.

La tabla que se presenta a continuación sintetiza los resultados clave obtenidos para cada país y año, incluyendo el beneficio medio horario, el número de horas rentables y la producción estimada de hidrógeno verde. Este resumen cuantitativo permite comparar de forma directa la viabilidad económica entre países.

País	Rentabilidad Electrolizador	Flexibilidad Sistema	Rentabilidad/ MW Inst.	Idoneidad General
España	Muy alta	Alta	Muy alta (solar)	Excelente
Francia	Alta	Alta	Alta	Muy buena
Alemania	Irregular pero alta	Media	Muy alta (eólica)	Muy buena
Holanda	Media	Baja	Alta	Buena
Portugal	Media	Media	Media-alta	Aceptable
Dinamarca	Media (eólica)	Baja-media	Baja	Limitada
Noruega	Baja	Muy alta	Muy baja	Poco viable
Italia	Baja-media	Media	Media (solar)	Aceptable

Tabla de comparativa anual de rentabilidad y producción potencial de hidrógeno verde (2022–2024). Incluida en el texto de este Trabajo Fin de Grado.

Fuente: elaboración propia a partir de datos horarios del mercado eléctrico y producción renovable con eficiencia del 70 %.

Desde el punto de vista de las fuentes renovables, el análisis evidencia patrones diferenciados por tecnología y región.

- La energía solar presenta un alto potencial en países del sur como España, Italia y Francia, con un mayor número de horas favorables durante los meses de verano, aunque su operación queda limitada a franjas diurnas específicas.
- La energía eólica ofrece mejores resultados en países del norte (Alemania, Dinamarca y Países Bajos), gracias a una mayor frecuencia de precios competitivos, si bien con una distribución horaria más irregular.
- En el caso de la hidroelectricidad, aunque no se emplea directamente para la producción de hidrógeno, su presencia en el mix energético contribuye a estabilizar el sistema eléctrico y suavizar las oscilaciones extremas de precios. Este efecto, si bien beneficioso desde el punto de vista de la seguridad de suministro, puede reducir las ventanas de oportunidad económica para el electrolizador.

Esta combinación de factores refuerza la conveniencia de implantar electrolizadores híbridos, capaces de operar con distintas fuentes renovables y apoyados por sistemas de almacenamiento. Esta estrategia permitiría aumentar el número de horas rentables y facilitar el cumplimiento de los criterios RFNBO en función de las particularidades tecnológicas y geográficas de cada país.

Metodológicamente, el trabajo emplea un análisis homogéneo por país y año, basado en datos horarios reales. Esto permite vincular el desarrollo del hidrógeno verde con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS):

- ODS 7: energía asequible y no contaminante.
- ODS 9: infraestructura e innovación industrial sostenible.
- ODS 13: acción climática efectiva, a través de la sustitución del gas natural.

Como conclusión, el hidrógeno verde se posiciona como una tecnología estratégica pero aún incipiente, cuya implementación a gran escala dependerá de una reducción progresiva de costes, una regulación coherente y el despliegue masivo de energías renovables. Este trabajo ofrece una herramienta de análisis útil para orientar políticas públicas, decisiones de inversión y estrategias nacionales de integración del hidrógeno en el sistema energético europeo.

PALABRAS CLAVE

Transición energética

Hidrógeno verde

Mercados eléctricos

Almacenamiento energético

Energías renovables

Electrólisis

Teoría de opciones al mercado eléctrico

CÓDIGOS UNESCO

3306.09 Ingeniería y tecnologías eléctricas. Transmisión y distribución

3322.01 Tecnología energética. Distribución de energía

3322.04 Tecnología energética. Transmisión de energía

5306.02 Economía del cambio tecnológico. Innovación tecnológica

5312.05 Economía sectorial. Energía

Índice

Agradecimientos	iii
Resumen ejecutivo	iv
Palabras clave	viii
Códigos UNESCO	viii
Índice.....	ix
1 Introducción.....	11
1.1 Antecedentes	11
1.2 Retos del sector de cara al futuro	11
1.3 El hidrógeno verde como solución	12
1.3.1 Concepto y Regulación de los Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBO)	15
2 Objetivo	18
3 Metodología.....	20
3.1 Análisis del coste nivelado de la electricidad (LCOE) en europa	20
3.2 Evaluación técnica y económica de la producción de hidrógeno verde	22
3.2.1 Producción de hidrógeno y eficiencia del sistema	23
3.2.2 Dimensiones del sistema y estimación del CAPEX	23
3.2.3 Vida útil y coste de utilización.....	23
3.2.4 Costes variables y OPEX.....	24
3.2.5 Enfoque energético y servicios de ajuste	24
3.2.6 Condiciones logísticas y operativas	24
3.3 Generación renovable anual por país y tecnología (2022–2024).....	25
3.4 Estudio de los mercados europeos	27
3.4.1 Funcionamiento general del mercado eléctrico europeo	27
3.4.2 España.....	28
3.4.3 Francia.....	34
3.4.4 Alemania.....	37
3.4.5 Países Bajos	40
3.4.6 Portugal.....	43
3.4.7 Dinamarca.....	46
3.4.8 Noruega.....	49
3.4.9 Italia	51
3.5 Criterios de la Unión Europea para la clasificación del hidrógeno verde.....	54

4	Datos y análisis.....	55
4.1	Procedimiento de análisis y tratamiento de datos	55
4.2	Análisis del mercado diario y rentabilidad horaria	57
4.3	Análisis del payoff horario del electrolizador.....	58
4.4	Análisis del payoff rfnbo bajo mezcla renovable nacional.....	59
4.4.1	España.....	60
4.4.2	Francia.....	63
4.4.3	Alemania.....	65
4.4.4	Países Bajos	68
4.4.5	Portugal.....	70
4.4.6	Dinamarca.....	73
4.4.7	Noruega.....	75
4.4.8	Italia	78
4.5	Análisis comparativo entre países.....	81
5	Conclusiones.....	83
5.1	Rentabilidad del electrolizador bajo condiciones RFNBO	83
5.2	Diferencias entre países y tecnologías	84
5.3	Rentabilidad estructural por MW instalado	85
5.4	Flexibilidad del sistema eléctrico.....	86
5.5	Síntesis final y conclusiones estratégicas	87
6	Contribución del TFG a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	89
7	Planificación y presupuesto	90
7.1	Planificación temporal	90
7.1.1	Estructura de descomposición del proyecto (EDP)	92
7.1.2	Diagrama de Gantt	92
7.2	Presupuesto	93
7.2.1	Recursos materiales	93
7.2.2	Recursos humanos	94
7.2.3	Coste total del proyecto	94
8	Bibliografía.....	95
9	Índice de figuras	98
10	Índice de tablas	99
11	Glosario.....	100

1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

La evolución del sector eléctrico en Europa en términos de mercados eléctricos comienza a finales del siglo XX, concretamente en la década de 1990, evolucionando hacia modelos liberalizados. El primer país en aplicar la liberalización fue Reino Unido en 1990 y, gracias a la Unión Europea, por medio de la Directiva 96/92/CE (1996), todos los estados miembros fueron adaptando la normativa hacia un modelo de libre mercado.

La liberalización por parte de los países produjo una mayor libertad de regulación de los precios, estableciéndose dos mercados. Por un lado, las grandes compañías generadoras y las grandes consumidoras comenzaron a comerciar en el mercado mayorista; y los pequeños consumidores hicieron lo propio en el mercado minorista, donde compran la electricidad a las comercializadoras. Aun así, en la mayoría de los países la distribución sigue corriendo a cargo de empresas o bien públicas o monopolios naturales.

1.2 RETOS DEL SECTOR DE CARA AL FUTURO

En los últimos años se está produciendo en todo el mundo una concienciación generalizada en torno al calentamiento global, lo que está causando que los gobiernos de todos los países estén endureciendo las normativas medioambientales con el fin de reducir las emisiones en la mayor medida posible. El sector eléctrico no es ajeno a esta tendencia, sino que más bien es uno de los principales afectados por las diferentes medidas que están entrando en vigor en los últimos años. De este modo, se divisan dos grandes retos en el medio y largo plazo para el sector eléctrico.

En primer lugar, la apuesta por las energías renovables, evitando las emisiones de carbono en la producción de electricidad, lo que supone un gran avance en el cumplimiento de los objetivos de la Agenda 2030. Esta tendencia se viene observando en los últimos años, en los que se aprecia en todos los países europeos una evolución hacia la generación renovable, en detrimento de otras tecnologías convencionales, especialmente las centrales de carbón por ser las de mayor emisión de CO₂, aunque también supondrá el fin de la energía nuclear en gran parte de los países de nuestro entorno. Esta fuerte apuesta por las renovables conlleva también sus riesgos, y es que, pese a ser energías más limpias que las actuales, su producción es intermitente y está sujeta a fenómenos meteorológicos. En la práctica se debe solucionar este problema ya que podría suponer la inseguridad en cuanto al suministro eléctrico, lo que produciría efectos nocivos en la población.

Por otra parte, el sector eléctrico se enfrenta a una previsible demanda creciente en los próximos años. La razón fundamental reside en que, si se quiere reducir la dependencia energética del petróleo, el carbón o el gas en la industria se debe tener una alternativa, que será la electricidad. Por ello en muchos otros sectores, como por ejemplo el del transporte, el uso de productos derivados del petróleo se irá reduciendo progresivamente dando paso a la electricidad como solución definitiva, ya que esta es la única que se puede producir de forma limpia y libre de emisiones.

Surge por lo tanto la necesidad de encontrar formas de aumentar la capacidad de fuentes de electricidad libres de emisiones, así como dotar al parque eléctrico de soluciones en cuanto a la estabilidad para cuando desaparezca el uso del petróleo, el gas y el carbón.

1.3 EL HIDRÓGENO VERDE COMO SOLUCIÓN

Dentro del abanico de soluciones para la descarbonización de las industrias energéticas y de transporte, el hidrógeno renovable, o verde, resulta especialmente atractivo. Este tipo de hidrógeno se obtiene mediante electrólisis, separando el hidrógeno y el oxígeno del agua. La particularidad es que se utiliza electricidad procedente íntegramente de fuentes renovables. Esta solución elimina el uso de hidrógeno de origen fósil en múltiples aplicaciones, provocando directamente una disminución en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Más allá de su papel como alternativa al citado hidrógeno fósil, el hidrógeno renovable puede tener otras aplicaciones que merece la pena comentar:

- Producción de materiales sostenibles:
Se pueden obtener fertilizantes ecológicos y acero verde, reduciendo la huella de carbono en industrias que hasta ahora tenían un impacto negativo en el medio ambiente.
- Como método de almacenamiento energético:
El hidrógeno renovable representa una solución eficaz para almacenar energía a gran escala durante periodos prolongados, algo esencial para compensar la intermitencia característica de tecnologías renovables como la eólica y la solar. Gracias a esta capacidad de almacenamiento, se puede absorber el excedente de producción en momentos de alta generación y utilizarlo cuando la demanda lo requiera. Además, su uso contribuye de forma decisiva a la estabilidad del sistema eléctrico, ya que favorece una mejor integración de las fuentes renovables y refuerza la seguridad y eficiencia del suministro energético.
- Contribución al sistema energético europeo:
La incorporación del hidrógeno renovable permite aumentar la capacidad del sistema energético para adaptarse a las fluctuaciones en la oferta y la demanda de electricidad. Esto facilita una penetración más elevada de energías renovables en el mix energético europeo. Además, al reducir la necesidad de recurrir a fuentes fósiles, el sistema gana en resiliencia frente a crisis energéticas y se avanza hacia un modelo más sostenible y alineado con los objetivos de descarbonización establecidos por la Unión Europea.

- Cumplimiento de los objetivos climáticos de la UE:
Dentro del marco legislativo de la Unión Europea, la Directiva de Energías Renovables establece metas específicas para promover el uso de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO), categoría en la que se incluye el hidrógeno verde. Con vistas a 2030, se establece que al menos el 1 % de la energía utilizada en el transporte deberá proceder de este tipo de combustibles. En el sector industrial, el objetivo es que el 42 % del hidrógeno empleado sea renovable, una proporción que deberá incrementarse hasta el 60 % en 2035. Estas medidas persiguen acelerar la descarbonización de actividades intensivas en emisiones mediante la sustitución progresiva de fuentes fósiles por vectores energéticos sostenibles.

La visión del hidrógeno como vector energético global que puede transformar las dinámicas de poder y la estructura energética mundial fue pioneramente desarrollada por Rifkin (2002), quien anticipó el papel central que el hidrógeno desempeñaría en la transición hacia una economía sostenible.

Para asegurar que el hidrógeno clasificado como renovable contribuya de forma efectiva a la reducción de emisiones, la Comisión Europea aprobó en junio de 2023 dos actos delegados que fijan las condiciones que deben cumplir los productores. Estas normativas, de aplicación tanto dentro como fuera del territorio comunitario, exigen que el hidrógeno verde alcance una reducción mínima del 70 % de gases de efecto invernadero a lo largo de todo su ciclo de vida, desde la generación eléctrica hasta el consumo final.

Las políticas europeas que impulsan el desarrollo del hidrógeno renovable lo sitúan como un elemento central en la estrategia de transición energética del continente. Esta tecnología no solo permite reducir las emisiones en sectores difíciles de electrificar, sino que también ofrece soluciones de almacenamiento y flexibilidad para un sistema eléctrico cada vez más dependiente de fuentes intermitentes. No obstante, su despliegue masivo todavía presenta barreras significativas, especialmente en lo relativo a los elevados costes de producción y a la necesidad de escalar infraestructuras a nivel industrial.

Estos desafíos son cruciales, ya que determinarán si el hidrógeno puede competir económicamente con otras alternativas y ser integrado de manera eficiente en los mercados energéticos globales. Superarlos requerirá una combinación de innovación tecnológica, apoyo público sostenido, economías de escala y señales de mercado claras que favorezcan su adopción en el largo plazo.

En el Gráfico 1.1, observamos la demanda potencial de hidrógeno, en diferentes sectores, para el año 2050.

Los Gráficos 1.2 y 1.3 muestran unas comparativas de base instalada entre distintos tipos de energías renovables.

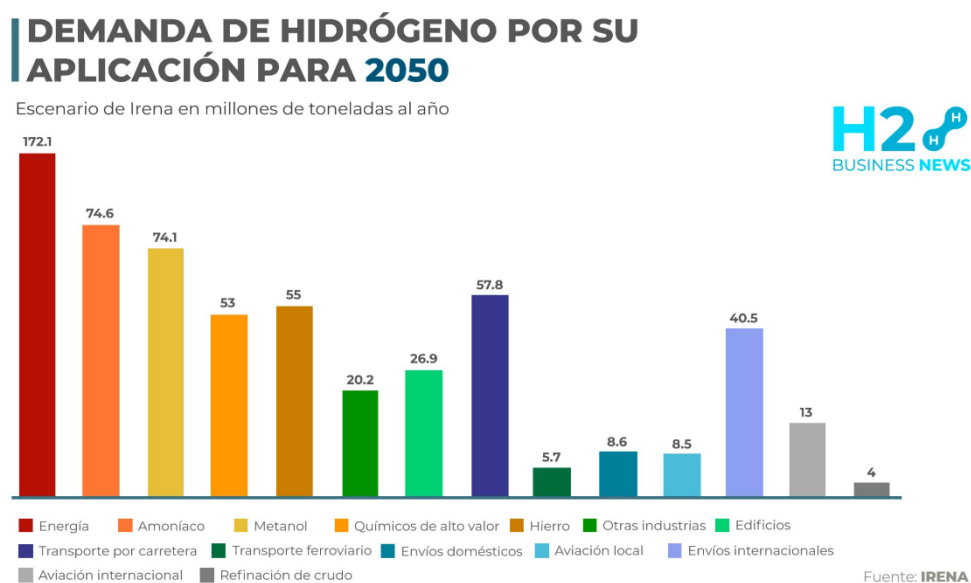


Figura 1.1 Demanda de hidrógeno por su aplicación para 2050. Fuente: IRENA

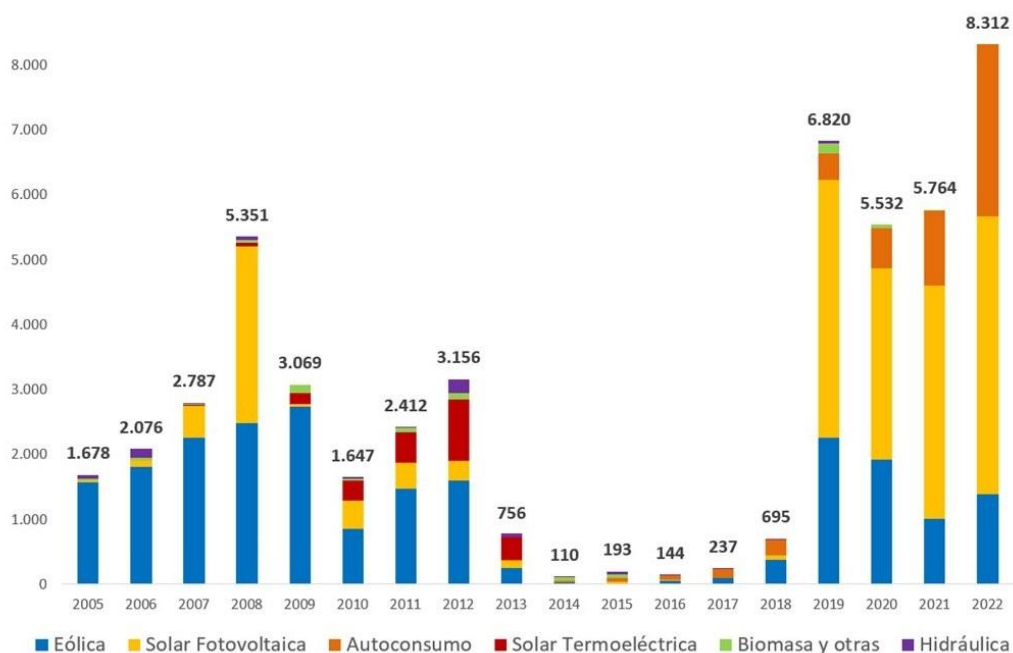


Figura 1.2 Evolución de la potencia renovable anual instalada. Fuente: REE y APPA Renovables

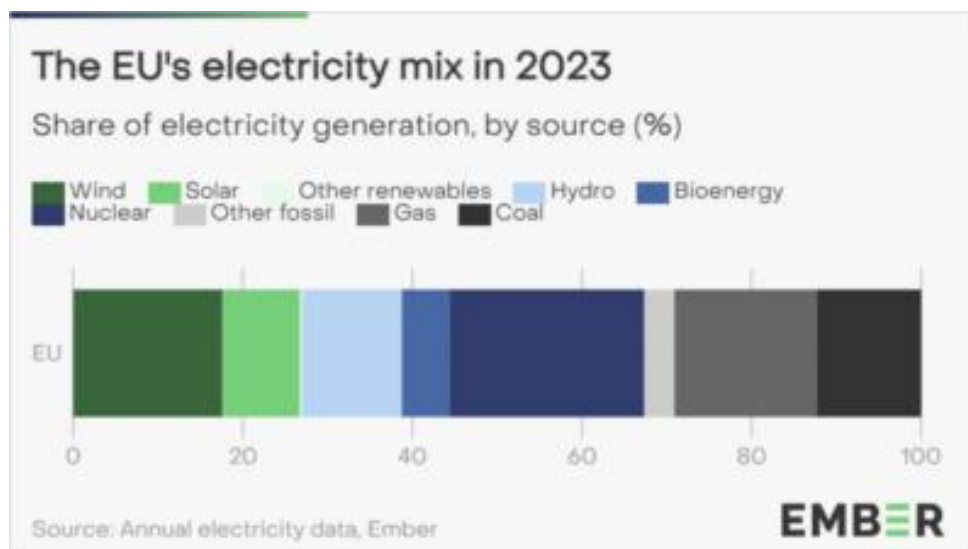


Figura 1.3 El mix eléctrico en la Unión Europea, año 2023. Fuente: EMBER

1.3.1 CONCEPTO Y REGULACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES RENOVABLES DE ORIGEN NO BIOLÓGICO (RFNBO)

Definiciones y contexto europeo

Los RFNBO (por sus siglas en inglés: Renewable Fuels of Non-Biological Origin) son una categoría específica de combustibles renovables definidos por la legislación europea. Esta categoría incluye principalmente al hidrógeno verde y a sus derivados sintéticos, como el metanol, el amoníaco y combustibles líquidos como el queroseno sintético o el e-metanol. A diferencia de los biocombustibles convencionales, los RFNBO no provienen de materia orgánica o biomasa, sino que se generan utilizando electricidad renovable para llevar a cabo procesos químicos como la electrólisis del agua o la captura y síntesis de carbono.

En el contexto de la Unión Europea, los RFNBO son una pieza clave en la estrategia de descarbonización de sectores difíciles de electrificar directamente, como la industria pesada, el transporte marítimo o aéreo y parte del transporte por carretera. La Directiva (UE) 2018/2001, conocida como RED II, junto con sus desarrollos posteriores (en particular los actos delegados de 2023), define las condiciones bajo las cuales un combustible puede ser clasificado como RFNBO.

Esta regulación es fundamental para garantizar la adicionalidad, trazabilidad y sostenibilidad ambiental del hidrógeno renovable y sus aplicaciones, de modo que su uso no solo reduzca emisiones, sino que no perjudique el equilibrio del sistema eléctrico ni compita con el consumo eléctrico convencional.

Requisitos regulatorios para ser considerado RFNBO

Los actos delegados de 2023 (Reglamentos 2023/1184 y 2023/1185) especifican los requisitos técnicos y administrativos que debe cumplir un combustible para ser clasificado como RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin). Los criterios principales son los siguientes:

1. **Adicionalidad:** La electricidad renovable utilizada debe proceder de instalaciones construidas recientemente, no financiadas por regímenes de apoyo estatales anteriores, y destinadas específicamente a alimentar el proceso de electrólisis. Este requisito asegura que la producción de hidrógeno no interfiera con el suministro renovable para el consumo general.
2. **Correlación temporal:** A partir de 2030 (con fases transitorias hasta entonces), se exigirá que la producción de hidrógeno se alinee horariamente con la generación de electricidad renovable. Sólo se considerará como RFNBO el hidrógeno producido en las horas en que haya disponibilidad real de energía renovable.
3. **Correlación geográfica:** La electricidad utilizada debe generarse en la misma zona de mercado eléctrico que la planta de producción de hidrógeno, o en una región directamente interconectada. Esto garantiza una coherencia física entre generación y consumo.
4. **Trazabilidad mediante mecanismos de mercado:** Será obligatorio acreditar el origen renovable de la electricidad empleada a través de Garantías de Origen (GO) y contratos de compraventa de electricidad (PPAs), los cuales deben ser verificables y auditables.
5. **Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI):** El combustible debe lograr una reducción mínima del 70 % en emisiones respecto a su homólogo fósil. Este cálculo debe realizarse considerando el ciclo de vida completo, incluyendo las emisiones asociadas a la generación, transporte, almacenamiento y uso de la electricidad.

Aplicación práctica de los RFNBO al hidrógeno verde

El concepto de RFNBO aplica especialmente al hidrógeno verde producido por electrólisis. En la práctica, para que este hidrógeno pueda ser certificado como RFNBO:

- Debe estar vinculado a un suministro eléctrico renovable específico (por ejemplo, mediante un contrato PPA con una planta solar o eólica nueva).
- Su producción debe gestionarse para ajustarse a las condiciones horarias de generación, lo que implica sistemas avanzados de gestión y control.
- Debe implantarse en ubicaciones compatibles con las zonas de mercado de generación renovable.

Solo el hidrógeno certificado como RFNBO puede ser utilizado para cumplir con los objetivos vinculantes de renovables en sectores como el transporte (obligaciones de mezcla), la industria (sustitución del hidrógeno gris), o ser elegible para subvenciones públicas europeas, licitaciones y proyectos internacionales.

Implicaciones para los operadores y el diseño de proyectos

Desde el punto de vista técnico y económico, la regulación RFNBO obliga a que los proyectos de hidrógeno verde estén diseñados con:

- Gestión horaria de operación, que priorice la producción en horas con menor coste marginal de electricidad.
- Ubicación estratégica cercana a recursos renovables, evitando congestiones de red y mejorando la trazabilidad.
- Modelos de negocio basados en contratos a largo plazo (PPAs), que permitan la viabilidad económica cumpliendo simultáneamente con los criterios regulatorios.

La implementación de estos criterios supone un reto tecnológico y operativo, pero también una oportunidad para integrar de forma más eficiente la producción de hidrógeno con el sistema energético europeo.

Conclusión

La figura de los RFNBO establece un marco normativo riguroso para garantizar la sostenibilidad del hidrógeno renovable. Esta regulación busca evitar efectos indirectos no deseados sobre el sistema eléctrico (como el desplazamiento de renovables en otros usos) y maximizar la adicionalidad y el impacto ambiental positivo de estos nuevos vectores energéticos.

En consecuencia, cualquier análisis técnico-económico de la producción de hidrógeno verde en Europa debe tener en cuenta el cumplimiento de estos requisitos para que el recurso sea considerado legalmente como RFNBO. Este marco es, por tanto, indispensable tanto para el diseño de plantas como para la evaluación de su viabilidad comercial y su impacto climático.

Referencias

Comisión Europea. (2023, 13 de febrero). *Hydrogen and renewable fuels: Commission adopts rules to define renewable hydrogen in the EU*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_722

European Commission. (s.f.). *Energy*. <https://energy.ec.europa.eu>

Hydrogen Europe. (2023). *RFNBO Certification: Understanding EU regulations for renewable hydrogen and its derivatives*. <https://hydrogeneurope.eu>

Parlamento Europeo. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED II)*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

Parlamento Europeo. (2021, 12 de mayo). *Hidrógeno renovable: ¿qué ventajas tiene para Europa?* <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20210512STO04004>

Renewable Hydrogen Coalition. (s.f.). *Home*. <https://www.renewableh2.eu>

2 OBJETIVO

El objetivo de este proyecto es analizar el potencial del hidrógeno verde como vector energético en varios países europeos, evaluando su papel en la descarbonización de la industria y el transporte. Este análisis permitirá comprender las oportunidades y desafíos para la expansión de su producción y uso, así como las políticas necesarias para su implementación en el marco de la transición energética de la Unión Europea.

Para alcanzar este objetivo, será fundamental examinar las estrategias nacionales de hidrógeno, la infraestructura existente y proyectada, y los incentivos económicos que pueden acelerar su adopción.

Según BloombergNEF (2021), el hidrógeno verde podría cubrir hasta el 24 % de la demanda energética mundial en 2050, siempre que se logren importantes reducciones en los costes de electrólisis y generación renovable.

- **Ámbitos de aplicación**

Existen dos sectores clave donde el hidrógeno verde puede desempeñar un papel crucial:

1. La industria pesada

La industria pesada es responsable de una parte significativa de las emisiones de CO₂ en Europa. El hidrógeno verde puede sustituir a los combustibles fósiles en procesos industriales difíciles de electrificar, como la producción de acero, cemento y productos químicos. Sin embargo, existen ciertos condicionantes:

- La viabilidad económica del hidrógeno verde en comparación con alternativas fósiles.
- La infraestructura necesaria para su distribución y almacenamiento.
- Proyectos piloto y planes de inversión en diferentes países europeos.

2. El sector del transporte

El hidrógeno verde puede desempeñar un papel esencial en la descarbonización del transporte pesado, incluyendo camiones de larga distancia, trenes no electrificados y transporte marino. Al igual que en el caso de la industria pesada, la utilidad del hidrógeno verde en el sector del transporte va estrechamente ligada a los siguientes hitos:

- La evolución de la tecnología de celdas de combustible y su competitividad frente a baterías eléctricas.
- El desarrollo de estaciones de repostaje de hidrógeno en la Unión Europea.
- Iniciativas y regulaciones que fomentan el uso del hidrógeno en el transporte.

• Factores clave para su desarrollo

Para que el hidrógeno verde se convierta en una alternativa viable y escalable, es necesario superar una serie de barreras tecnológicas y económicas. Como señalan estudios recientes (IRENA, 2022), los principales factores a considerar incluyen:

1. Coste de producción: Actualmente, el hidrógeno verde presenta un coste superior al del hidrógeno gris debido al precio elevado tanto de la tecnología de electrólisis como de la electricidad renovable. En términos generales, se estima que el coste del hidrógeno verde oscila entre 3 y 7 €/kg, dependiendo de la localización y del tipo de electrolizador utilizado, frente a un coste de 1 a 2 €/kg para el hidrógeno gris.
2. Infraestructura de transporte y almacenamiento: A diferencia del gas natural, el hidrógeno requiere adaptaciones significativas en las redes de distribución y sistemas de almacenamiento, ya sea en forma de gas comprimido, hidrógeno líquido o portadores químicos como el amoníaco.
3. Marco regulador y apoyo gubernamental: La expansión del hidrógeno verde depende en gran medida del diseño de políticas públicas efectivas, incentivos económicos y marcos normativos claros. Se evaluará el papel de iniciativas como el programa Fit for 55 y la Alianza Europea del Hidrógeno Limpio en la aceleración del despliegue a nivel continental.

Este trabajo, por tanto, permitirá identificar las oportunidades y desafíos del hidrógeno verde en Europa, analizando su potencial como vector clave en la transición energética. Además, se considerará la evolución esperada de los costes y del desarrollo de infraestructuras para valorar su viabilidad a corto y largo plazo.

3 METODOLOGÍA

Debido a la heterogeneidad existente entre los distintos países europeos, en primer lugar se realizará un análisis individual de cada uno de ellos con el objetivo de identificar las principales variables que influyen en la generación renovable, el desarrollo del hidrógeno verde y la regulación de sus respectivos mercados energéticos.

En concreto, los países objeto de estudio serán España, Alemania, Francia, Portugal, Dinamarca, Noruega, los Países Bajos e Italia, seleccionados por su relevancia estratégica, su diversidad en cuanto al mix eléctrico, y la disponibilidad de datos horarios relacionados con precios de la electricidad, producción renovable y políticas nacionales de hidrógeno.

Una vez contextualizadas estas variables, se procederá al tratamiento de los datos específicos de cada país mediante herramientas de programación en Python, con el fin de obtener resultados comparables que permitan extraer conclusiones cualitativas y cuantitativas sobre el potencial y la viabilidad del hidrógeno verde en cada caso.

3.1 ANÁLISIS DEL COSTE NIVELADO DE LA ELECTRICIDAD (LCOE) EN EUROPA

El **Levelized Cost of Electricity (LCOE)** es un indicador económico que representa el coste medio por unidad de electricidad generada (€/MWh) a lo largo de la vida útil de una instalación de generación. Incluye todos los costes asociados a la inversión, operación, mantenimiento y financiación, divididos por la cantidad total de electricidad generada.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{It + Ot + Mt + Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.1)$$

Donde:

- It: Inversión inicial en el año t
- Ot: Costes de operación
- Mt: Costes de mantenimiento
- Ft: Costes del combustible (casi nulos en renovables)
- Et: Energía generada en el año t
- r: Tasa de descuento
- N: Vida útil del proyecto (20–30 años típicamente)

Este indicador es clave para comparar tecnologías y países bajo condiciones económicas equivalentes. En el contexto de este Trabajo de Fin de Grado (TFG), permite estimar el coste base de producción de hidrógeno verde dependiendo de la fuente renovable empleada.

A continuación, se presenta una recopilación del coste nivelado de la electricidad (LCOE) estimado para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica terrestre en los países objeto de estudio. Esta información se ha extraído de fuentes institucionales actualizadas y servirá como base para el análisis posterior de la viabilidad del hidrógeno renovable.

En la Tabla 3.1 se presenta el coste nivelado estimado por país y tecnología y en la Figura 3.1 se ofrece una representación gráfica de los valores medios de los costes, con el objetivo de facilitar su comparación visual entre países y tecnologías.

País	Solar Fotovoltaica	Eólica Terrestre	Fuente
España	43,85	31,30	APPA Renovables (2025)
Alemania	50–55	50–65	Fraunhofer ISE (2023)
Francia	40–50	45–60	ADEME (2023)
Holanda	35–50	40–55	TNO/ECN (2023)
Noruega	50–70	35–45	NVE (2023)
Italia	40–55	45–60	GSE (2023)
Portugal	30–45	35–50	DGEG (2023)
Dinamarca	40–50	35–45	Energinet.dk (2023)

Tabla 3.1 LCOE estimado por país y tecnología (€/MWh)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de APPA Renovables (2025), Fraunhofer ISE (2023), ADEME (2023), TNO/ECN (2023), NVE (2023), GSE (2023), DGEG (2023) y Energinet.dk (2023).

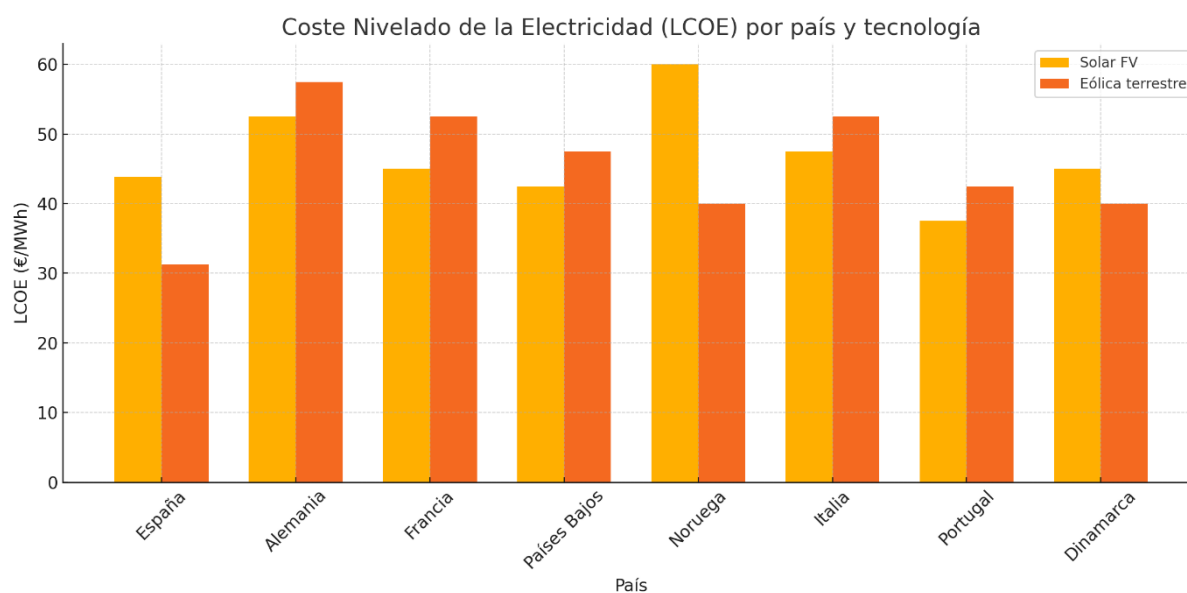


Figura 3.1 Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE) por país y tecnología

Aplicación en este TFG

Este análisis permite:

1. **Comparar** la competitividad económica de generar electricidad renovable en distintos países europeos.
2. **Estimar el coste mínimo de producción de hidrógeno verde**, a partir de electricidad renovable y la eficiencia de los electrolizadores (por ejemplo, entre 50 y 60 MWh por tonelada de H₂).
3. **Evaluar escenarios de rentabilidad**, considerando precios objetivos del hidrógeno verde (por ejemplo, 6000 €/t) frente a los costes de producción eléctrica por país.

3.2 EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

La producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables se perfila como una solución estratégica para afrontar los retos de descarbonización del sistema energético europeo. Su viabilidad técnica y económica depende de diversos factores, como la eficiencia del proceso de electrólisis, los costes de inversión y operación, la durabilidad del sistema, y la capacidad de integración en los mercados eléctricos y de servicios de ajuste.

Este apartado presenta un análisis simplificado orientado a estimar el coste nivelado del hidrógeno (LCOH) y a determinar las condiciones necesarias para su utilización rentable en los distintos contextos nacionales.

3.2.1 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y EFICIENCIA DEL SISTEMA

El hidrógeno verde se obtiene mediante electrólisis del agua utilizando electricidad procedente de fuentes renovables, como la solar o la eólica. Para este análisis se toma como base una producción diaria equivalente a 1 MWh de energía útil, lo que permite dimensionar de forma coherente el sistema requerido.

Teniendo en cuenta que cada kilogramo de hidrógeno almacena aproximadamente 33,33 kWh, se necesitan alrededor de 30 kg de hidrógeno por ciclo para alcanzar el objetivo energético diario. Este valor permite establecer la relación entre consumo eléctrico, coste por kg de H₂ y eficiencia del sistema global.

3.2.2 DIMENSIONES DEL SISTEMA Y ESTIMACIÓN DEL CAPEX

Para alcanzar la producción diaria deseada, se propone el siguiente dimensionamiento de los componentes principales:

- Electrolizador: 100 kW de potencia nominal, con un coste de 500 €/kW, lo que supone una inversión de 50.000 €.
- Tanque de almacenamiento de hidrógeno: capacidad para 30 kg, con un coste unitario de 1.000 €/kg, equivalente a 30.000 €.
- Pila de combustible: también dimensionada para 100 kW, con un coste de 1.000 €/kW, es decir, 100.000 €.

La inversión total del sistema (CAPEX) asciende así a 180.000 €, incluyendo los tres elementos fundamentales: producción, almacenamiento y conversión final del hidrógeno.

3.2.3 VIDA ÚTIL Y COSTE DE UTILIZACIÓN

Se asume una vida útil del sistema de 20 años, con un ciclo operativo diario, lo que supone un total de 10.000 ciclos. Bajo esta hipótesis, la energía total suministrada durante su vida útil será:

$$\text{Energía total} = 1 \frac{\text{MWh}}{\text{ciclo}} * 10.000 \text{ ciclos} = 10.000 \text{ MWh}$$

El coste de utilización (LCOH fijo) se calcula como el cociente entre el CAPEX y la energía suministrada:

$$\text{LCOH fijo} = \frac{180.000 \text{ €}}{10.000 \text{ MWh}} = 18 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

3.2.4 COSTES VARIABLES Y OPEX

Además de la inversión inicial, se incorpora el coste variable asociado a la producción de hidrógeno. Se considera un precio estimado de 4 €/kg de hidrógeno producido, lo que implica un coste de:

$$30 \frac{kg}{ciclo} * 4 \frac{€}{kg} = 120 \frac{€}{MWh}$$

Este valor incluye gastos de electricidad renovable, agua desmineralizada y consumo de reactivos, y se interpreta como el OPEX directo por ciclo.

Por tanto, el coste total aproximado del hidrógeno (LCOH) es la suma del coste fijo y variable:

$$LCOH \text{ total} \approx 18 \frac{€}{MWh} + 120 \frac{€}{MWh} = 138 \frac{€}{MWh}$$

Este resultado constituye la referencia para el análisis comparativo posterior por países, donde se evalúa la rentabilidad del sistema bajo distintas condiciones de precios eléctricos horarios.

3.2.5 ENFOQUE ENERGÉTICO Y SERVICIOS DE AJUSTE

A diferencia de tecnologías de almacenamiento como las baterías, que suelen ofrecer servicios auxiliares de red, este trabajo considera el hidrógeno como una fuente energética a gran escala, comparable a una planta de generación convencional. Esta aproximación permite tratar su integración desde una perspectiva más estratégica, enfocada en maximizar la producción en función del mercado diario, sin limitarse a su papel en los mercados de ajuste.

Aun así, se contemplan sus posibilidades de participación en los principales servicios de balance (FCR, aFRR y mFRR), aunque las diferencias regulatorias entre países condicionan su viabilidad.

3.2.6 CONDICIONES LOGÍSTICAS Y OPERATIVAS

El almacenamiento de hidrógeno puede realizarse mediante tanques de alta presión, almacenamiento líquido criogénico o cavernas subterráneas. Cada opción presenta ventajas y limitaciones en función del entorno técnico y geológico.

En el ámbito de la movilidad y el transporte pesado, el hidrógeno verde destaca por su mayor autonomía respecto a soluciones eléctricas convencionales, especialmente en trayectos de largo recorrido. A nivel industrial, su utilización también puede integrarse en procesos térmicos o como materia prima en sustitución de combustibles fósiles.

3.3 GENERACIÓN RENOVABLE ANUAL POR PAÍS Y TECNOLOGÍA (2022–2024)

Antes de comenzar con el análisis individualizado de cada país, se presenta a continuación una tabla resumen con la producción bruta anual de electricidad procedente de fuentes renovables, solar, eólica e hidráulica, en el periodo 2022–2024. Esta recopilación permite comparar la magnitud de recursos disponibles en cada sistema eléctrico y sirve como referencia para interpretar los resultados de rentabilidad de la producción de hidrógeno verde.

País	Año	Solar (GWh)	Eólica (GWh)	Hidráulica (GWh)
España	2022	27.864	61.069	17.863
	2023	37.472	62.594	25.780
	2024	37.551	60.921	34.912
Italia	2022	25.000	20.000	40.000
	2023	30.000	23.000	45.000
	2024	30.600	23.400	43.000
Alemania	2022	59.000	126.000	20.000
	2023	72.000	136.000	21.000
	2024	72.200	136.400	21.700
Francia	2022	15.000	40.000	50.000
	2023	23.000	45.000	55.000
	2024	22.960	46.500	52.000
Portugal	2022	4.000	10.000	5.000
	2023	5.000	12.000	6.000
	2024	4.899	12.200	6.300
Países Bajos	2022	15.000	30.000	1.000
	2023	20.000	35.000	1.200
	2024	21.500	37.500	1.300
Noruega	2022	500	10.000	120.000
	2023	600	12.000	125.000
	2024	650	12.500	127.000
Dinamarca	2022	1.000	18.000	500
	2023	1.500	19.500	550
	2024	2.000	20.500	600

Tabla 3.2 Generación anual de electricidad renovable por país, tecnología y año (GWh)

Fuente: Elaboración propia a partir de REE, ENTSO-E, IRENA, Eurostat

La comparativa de los datos de generación renovable entre países europeos pone de manifiesto diferencias significativas tanto en el volumen como en la estructura de la producción. Dos casos especialmente representativos son Alemania y Noruega, que ilustran modelos energéticos distintos pero complementarios en el contexto de la transición hacia el hidrógeno verde.

Alemania se posiciona como el mayor productor de energía renovable del conjunto analizado, con cifras que superan los 200 TWh anuales entre energía eólica y solar. Esta posición de liderazgo se ha mantenido de forma constante entre 2022 y 2024, gracias a una combinación ambiciosa de tecnologías solares y eólicas. Sin embargo, es importante matizar que tener instalaciones renovables no implica que toda esa capacidad se utilice eficazmente. La diferencia entre potencia instalada y potencia efectivamente utilizada es un aspecto crítico, ya que factores como la intermitencia de las fuentes, los cuellos de botella en la red eléctrica o la saturación en horas pico pueden provocar que parte de esa energía no se aproveche.

Aun así, los resultados de rentabilidad horaria muestran que Alemania no solo lidera en volumen, sino que también obtiene beneficios medios elevados en la operación de electrolizadores, alcanzando los 48,07 €/MWh en 2024 y posicionándose entre los países más rentables en términos de producción de hidrógeno verde. Esto indica que, pese a los desafíos de integración, el país ha logrado utilizar su potencia renovable con eficacia en las horas más favorables para el hidrógeno.

Por su parte, Noruega representa un modelo completamente distinto. Su fortaleza no reside en el volumen total solar o eólico, mucho más modestos, sino en su extraordinaria capacidad hidroeléctrica, que supera los 120 TWh anuales. Esta producción estable, gestionable y con baja estacionalidad convierte a Noruega en un referente en energía renovable continua y firme, lo que es especialmente ventajoso para la operación eficiente y sostenida de electrolizadores.

Este liderazgo en energía hidráulica no es casual, sino fruto de décadas de inversión e infraestructura que permiten a Noruega operar con una alta penetración renovable sin las limitaciones asociadas a la intermitencia. Además, su perfil energético le permite cumplir con los requisitos RFNBO de sincronización temporal y geográfica para el hidrógeno verde de forma más sencilla.

En cuanto a la rentabilidad del hidrógeno, Noruega muestra una producción estimada elevada y constante a lo largo del trienio, con más de 2600 MWh de hidrógeno en 2024 y una rentabilidad media por encima de 35 €/MWh, a pesar de tener una curva de generación menos flexible que otras tecnologías como la solar.

Por último, cabe destacar que países como Dinamarca, con menor tamaño, también logran una eficiencia muy alta en términos relativos, especialmente en energía eólica. Esto refuerza la idea de que el éxito en la transición energética no depende exclusivamente del volumen, sino de la combinación adecuada de tecnologías y del grado de aprovechamiento real de los recursos.

Conclusión

Alemania y Noruega ejemplifican dos estrategias complementarias para la producción de hidrógeno verde en Europa: una basada en el despliegue masivo de renovables intermitentes (solar y eólica) con altos volúmenes y creciente integración en el sistema; y otra apoyada en una fuente renovable firme y gestionable como la hidráulica, fruto de una planificación a largo plazo.

Ambos enfoques presentan fortalezas distintas: Alemania destaca por su potencial de escala y volumen, mientras que Noruega lo hace por su estabilidad operativa y su elevada capacidad instalada de hidráulica. Una estrategia energética europea equilibrada debería aprovechar ambos modelos para garantizar una producción de hidrógeno verde competitiva, sostenible y alineada con los objetivos climáticos.

3.4 ESTUDIO DE LOS MERCADOS EUROPEOS

El sistema eléctrico europeo se organiza en torno a un modelo de mercado liberalizado, en el que los precios de la electricidad se determinan a través de mecanismos de oferta y demanda en distintos horizontes temporales: mercado diario, intradiario y de servicios de ajuste. Aunque este marco es común a todos los países de la Unión Europea gracias al acoplamiento progresivo de mercados, persisten diferencias significativas en cuanto a estructura del sistema eléctrico, regulación nacional, mix energético, nivel de interconexión y grado de madurez del mercado.

Comprender estas diferencias es clave para analizar el potencial del hidrógeno verde en cada país, ya que el coste de producción de hidrógeno a partir de electrólisis depende en gran medida de los precios horarios de la electricidad, de la estabilidad del sistema y de la capacidad de integración renovable.

Por ello, este apartado presenta un análisis detallado de los principales elementos que caracterizan el funcionamiento del sistema eléctrico en los ocho países seleccionados: **Alemania, Dinamarca, España, Francia, Italia, Países Bajos, Noruega y Portugal**. En cada caso se abordará el funcionamiento del mercado diario e intradiario, los servicios de ajuste, el marco regulador del sector eléctrico y las medidas de gestión activa de la demanda que afectan directa o indirectamente al desarrollo del hidrógeno renovable.

3.4.1 FUNCIONAMIENTO GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO

El sistema eléctrico europeo opera, en su mayoría, bajo un modelo de mercado liberalizado, en el que los precios de la electricidad se determinan mediante mecanismos competitivos basados en la oferta y la demanda. El mercado diario es el principal referente para la formación de precios, estableciendo los valores horarios de la electricidad para el día siguiente mediante subastas marginalistas.

En este tipo de subastas, los agentes vendedores presentan sus ofertas de energía con un precio y volumen asociado, mientras que los compradores hacen lo propio con sus demandas. A través de algoritmos de casación, se determina el punto de equilibrio que maximiza las transacciones, asignando a todas las unidades de energía el precio de la última oferta aceptada (precio marginal).

Este modelo se aplica, con ligeras variaciones, en la mayoría de los países de la Unión Europea. Algunos de los principales operadores del mercado diario son OMIE (España y Portugal), EPEX Spot (Francia, Alemania, Países Bajos, entre otros) y Nord Pool (Dinamarca, Noruega, países nórdicos). Estas plataformas están integradas en el sistema de acoplamiento de mercados europeos, que permite una casación coordinada y eficiente entre países, favoreciendo la convergencia de precios y la optimización del uso de las interconexiones transfronterizas.

Junto al mercado diario, existen otros mercados a corto plazo, como los intradiarios y los de servicios de ajuste, que se activan para corregir desviaciones entre la producción y la demanda real. La gestión de estos mercados corresponde habitualmente a los Operadores del Sistema (OS), como Red Eléctrica de España (REE), RTE en Francia o Statnett en Noruega.

3.4.2 ESPAÑA

España inició la liberalización de su sector eléctrico en el año 1998, siguiendo la directiva europea que promovía la creación de un mercado interior de la electricidad basado en la competencia. Este proceso implicó la transición de un sistema fuertemente regulado, en el que el precio del MWh era fijado por las autoridades, a un modelo de mercado en el que productores y consumidores participan activamente mediante ofertas horarias.

Actualmente, el mercado eléctrico español opera dentro del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), compartido con Portugal. Dentro de este marco existen dos operadores principales:

- OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español), que gestiona el mercado diario y seis subastas intradiarias.
- OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués), que administra el mercado de futuros y productos derivados de electricidad.

El diseño del mercado diario en España sigue un modelo marginalista, común al resto del sistema europeo, aunque presenta algunas particularidades normativas, como los límites de precio regulados, actualmente fijados en un máximo de 180,3 €/MWh y un mínimo de 0 €/MWh. No obstante, la Comisión Europea ha propuesto eliminar esta restricción inferior para permitir precios negativos en contextos de alta producción renovable y baja demanda, algo que ya se observa en otros mercados del continente.

Además, la operación técnica del sistema corresponde a Red Eléctrica de España (REE), que actúa como Operador del Sistema (OS) y se encarga de garantizar en tiempo real el equilibrio entre generación y consumo, así como de gestionar los mercados de ajuste y la capacidad de interconexión con países vecinos.

España se caracteriza por una alta penetración de tecnologías renovables, especialmente la solar fotovoltaica y la eólica, lo que introduce una mayor volatilidad en los precios del mercado eléctrico. Esta situación convierte al país en un entorno especialmente interesante para evaluar la viabilidad del hidrógeno verde como vector de almacenamiento energético y herramienta de gestión de la flexibilidad del sistema.

3.4.2.1 Mercado diario

El mercado diario español está gestionado por OMIE y participa en el sistema europeo de acoplamiento de mercados mediante el algoritmo EUPHEMIA. A través de este mecanismo, se realiza una subasta marginalista que determina los precios horarios de la electricidad para el día siguiente, casando ofertas de compra y venta de todos los agentes participantes.

El operador nacional aplica una subasta única para todo el territorio peninsular, y los precios resultantes se ven fuertemente influenciados por la elevada penetración renovable, la disponibilidad nuclear y la capacidad de interconexión con Francia y Portugal. Los límites regulatorios fijan un precio máximo de 180,3 €/MWh y un mínimo de 0 €/MWh, aunque se prevé su revisión conforme avancen las reformas del mercado eléctrico europeo.

En este contexto, el hidrógeno verde representa una alternativa viable para absorber los excedentes de generación en horas de baja demanda o precios bajos, contribuyendo al equilibrio del sistema y aportando valor en un entorno caracterizado por la variabilidad renovable. Su operación dependerá en gran medida de la cantidad de horas en que el precio horario sea inferior al coste marginal de producción de hidrógeno, estimado entre 100 y 150 €/MWh según tecnología y eficiencia.

3.4.2.2 Mercado intradiario

Los mercados intradiarios constituyen una herramienta fundamental para que los agentes del sistema eléctrico ajusten su programación de generación y consumo conforme se aproxima la entrega física de electricidad. Estos mercados permiten modificar los compromisos horarios establecidos en el mercado diario con apenas unas horas de antelación, aumentando así la flexibilidad operativa del sistema.

En el caso de España, el operador OMIE gestiona seis subastas intradiarias distribuidas a lo largo del día. El mecanismo de funcionamiento es similar al del mercado diario: los agentes presentan ofertas de compra y venta, y se realiza un proceso de casación que determina el volumen y precio de las transacciones. Sin embargo, en el ámbito intradiario se pueden introducir condiciones adicionales, como la limitación en el gradiente de carga o la obligación de mantener determinadas ofertas durante un número mínimo de horas consecutivas.

Finalizada cada sesión, se comunica al operador del sistema el Programa Horario Final (PHF) correspondiente, que servirá de base para el siguiente nivel de ajuste en el mercado intradiario continuo.

Este mercado está fuertemente influido por la interconexión entre zonas geográficas, lo que ha motivado el desarrollo del proyecto European Cross-Border Intraday (XBID), en el que participa activamente OMIE. Su objetivo es facilitar el comercio intradiario transfronterizo en tiempo casi real, permitiendo una casación continua de ofertas entre países europeos.

El funcionamiento de XBID, no obstante, depende de la disponibilidad efectiva de capacidad de interconexión entre los sistemas eléctricos implicados.

En las Figuras 3.2 y 3.3 se representa el mapa de participación de los países europeos integrados en el proyecto XBID, destacando su relevancia como pilar para la integración del mercado eléctrico europeo a corto plazo.

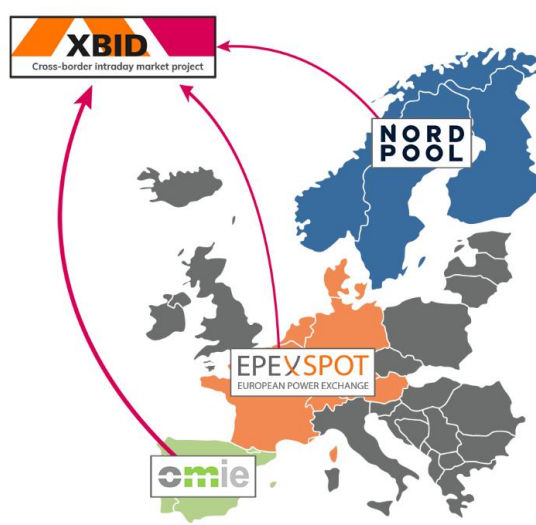


Figura 3.2 Esquema de integración del mercado intradiario europeo (XBID)

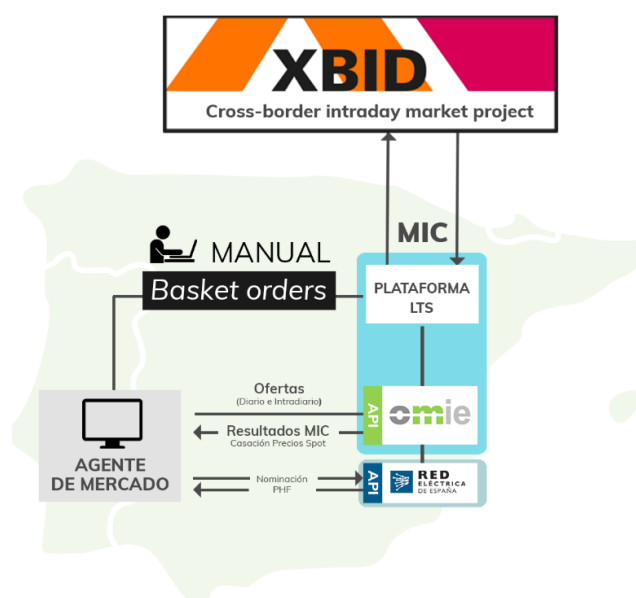


Figura 3.3 Implementación operativa en España

Fuente: imágenes adaptadas de materiales institucionales de OMIE, EPEX Spot, Nord Pool y XBID.

3.4.2.3 Servicios de ajustes

Los servicios de ajuste, también conocidos como servicios auxiliares, son fundamentales para mantener la estabilidad del sistema eléctrico y asegurar la continuidad del suministro ante desviaciones imprevistas entre la generación y el consumo. En el caso de España, estos servicios son gestionados por Red Eléctrica de España (REE), quien coordina su activación y compensación económica.

El servicio complementario de regulación primaria es fundamental para mantener la frecuencia del sistema eléctrico dentro de límites aceptables, garantizando la estabilidad ante perturbaciones repentinas. Este servicio está regulado y definido por el procedimiento operativo P.O.-7.1 de Red Eléctrica de España (1998), que establece los criterios y responsabilidades para su correcta prestación.

Según Carbajo (2007), director general de REE, los servicios auxiliares pueden clasificarse en dos grandes grupos:

1. Gestión de servicios complementarios:

- Regulación primaria: actúa de forma automática para mantener la frecuencia del sistema en torno a los 50 Hz. Se activa en menos de 30 segundos y no se remunera económicamente.
- Regulación secundaria (aFRR): se activa automáticamente ante desviaciones entre generación y demanda, con una duración mínima de 15 minutos. Su remuneración se basa en un mecanismo de oferta, y la activación se realiza siguiendo un criterio de pro rata, es decir, distribuyendo proporcionalmente la carga entre los participantes.
- Regulación terciaria (mFRR): se emplea para liberar la capacidad utilizada en la regulación secundaria. Debe activarse en menos de 15 minutos y mantenerse durante al menos 2 horas. Su asignación se realiza según un criterio de mérito económico, priorizando las ofertas más eficientes.

2. Gestión de desvíos:

Cuando se detectan desequilibrios superiores a 300 MW, REE activa el mercado de desvíos. Los generadores pueden presentar ofertas para corregir la situación aumentando o reduciendo su producción, aunque en casos críticos el operador puede ordenar acciones obligatorias. Los costes derivados se imputan al agente responsable del desajuste.

En cuanto a la participación específica del hidrógeno verde en estos mecanismos, esta se ve condicionada por las normativas vigentes y las restricciones técnicas actuales. En primer lugar, España no participa en el mercado europeo de reserva de contención primaria (FCR). Este servicio se presta a nivel nacional de forma obligatoria por parte de generadores conectados a la red de transporte, sin exigencia de una capacidad mínima, pero restringido a instalaciones convencionales. Además, no existe una remuneración por la energía provista en este servicio.

Respecto a la reserva secundaria (aFRR), España sí forma parte del proyecto europeo PICASSO, que busca armonizar este servicio en toda Europa. Su contratación es libre, pero se exige una capacidad mínima de 10 MW, lo que limita la participación de sistemas de menor escala como la mayoría de las instalaciones de electrólisis. Actualmente, solo los generadores convencionales pueden participar. La activación de este servicio se realiza bajo el criterio pro rata, distribuyendo la respuesta entre los recursos disponibles en función de su capacidad contratada.

En el caso de la reserva terciaria (mFRR), también gestionada por REE, se permite la participación de generadores, sistemas de bombeo y generación distribuida, manteniéndose el umbral mínimo de 10 MW. La contratación es libre y la activación se lleva a cabo mediante un criterio de mérito, en función del precio ofertado por los distintos agentes. Aunque esto abre una vía de entrada para instalaciones de hidrógeno de gran escala, la ausencia de remuneración por la energía suministrada y los requisitos técnicos de activación limitan su integración práctica en la actualidad.

3.4.2.4 El sector eléctrico en España

El mix eléctrico español ha experimentado una transformación significativa en los últimos años, marcada por una progresiva reducción del uso de combustibles fósiles y una creciente participación de fuentes renovables.

España dispone de unas condiciones geográficas especialmente favorables para la generación renovable, especialmente en energía solar fotovoltaica, gracias a sus altos niveles de irradiación. Esto ha permitido una expansión acelerada de esta tecnología, impulsada por la eliminación del impuesto al sol y por las subastas renovables.

La energía eólica también ha alcanzado una fuerte implantación, y la hidráulica continúa desempeñando un papel estable, aunque dependiente de condiciones hidrológicas variables. La energía nuclear mantiene todavía una cuota significativa, aunque su progresiva retirada obligará a reforzar el parque renovable.

En conjunto, las renovables ya suponen alrededor del 45 % de la generación eléctrica, y se espera que alcancen el 74 % para 2030 según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Este contexto de alta penetración renovable y volatilidad de precios posiciona a España como un entorno favorable para el desarrollo del hidrógeno verde a gran escala.

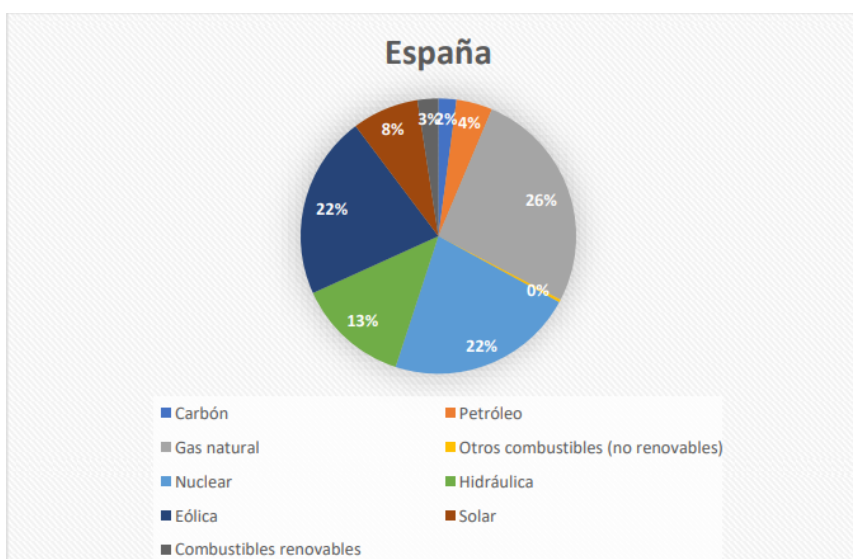


Figura 3.4 Mix de generación eléctrica en España (2020)

Fuente: gráfico adaptado de fuentes institucionales, incluyendo Red Eléctrica de España (REE) y el Ministerio para la Transición Ecológica.

3.4.2.5 Gestión activa de la demanda

La gestión activa de la demanda busca incorporar a los consumidores como actores dinámicos del sistema eléctrico. A través de señales de precio e incentivos, los usuarios pueden ajustar su consumo para ayudar a equilibrar la oferta y demanda de energía.

En España, esta estrategia se encuentra en desarrollo. Aunque la figura del agregador independiente está reconocida normativamente, su implementación práctica es aún limitada. Actualmente, los consumidores domésticos no pueden participar directamente en el mercado a través de reducciones de demanda ofrecidas como producto.

Sin embargo, existen mecanismos indirectos como el autoconsumo con excedentes, que permite inyectar energía a la red, y las comunidades energéticas, que permiten compartir producción entre varios consumidores. En el contexto del hidrógeno verde, estas estrategias podrían integrarse en el futuro como parte de soluciones distribuidas para mejorar la resiliencia del sistema y maximizar el aprovechamiento de excedentes renovables.

3.4.3 FRANCIA

Francia cuenta con un sistema eléctrico altamente desarrollado, centralizado y fuertemente interconectado con el resto de Europa. Su participación en los mercados regionales y su apuesta histórica por la energía nuclear la posicionan como un actor clave en la transición energética europea. El operador del sistema es RTE (Réseau de Transport d'Électricité), encargado de coordinar el equilibrio entre generación y consumo, garantizar la estabilidad de la red y gestionar las capacidades de interconexión. Su integración técnica y regulatoria en los proyectos europeos convierte al país en un entorno avanzado para el desarrollo de soluciones basadas en el hidrógeno verde.

3.4.3.1 Mercado diario

El mercado diario francés forma parte del sistema europeo acoplado de formación de precios de la electricidad. En Francia, este mercado es gestionado por la plataforma EPEX Spot, que opera también en otros países como Alemania, Suiza, Países Bajos, Bélgica y Austria. El proceso de casación de ofertas se realiza conjuntamente con los demás países participantes a través del mecanismo de acoplamiento de mercados (market coupling), lo que permite una formación coordinada de precios a nivel europeo.

Al igual que en otros países de la Unión Europea, Francia emplea un sistema de subasta marginalista en el que los agentes del mercado (productores y compradores) presentan sus ofertas para cada hora del día siguiente. El precio horario se determina en función del punto de equilibrio entre oferta y demanda, y es común a todos los agentes cuya oferta ha sido aceptada, independientemente del precio ofertado.

El mercado diario en Francia presenta una alta sensibilidad a las condiciones meteorológicas y a la disponibilidad del parque nuclear, que históricamente ha tenido un peso dominante en la generación eléctrica del país. Las fluctuaciones en la capacidad nuclear disponible, especialmente durante las revisiones de seguridad o episodios de baja producción hidráulica, pueden generar una alta variabilidad de precios.

Desde el punto de vista normativo, Francia sigue las directrices del Reglamento (UE) 2019/943 sobre el mercado interior de la electricidad, pero mantiene ciertos elementos específicos como mecanismos de capacidad nacional y subastas de capacidad para garantizar la seguridad del suministro.

Para el desarrollo del hidrógeno verde, la elevada capacidad renovable infrautilizada en ciertas horas del día representa una oportunidad para su producción eficiente. En escenarios con precios por debajo del coste marginal de electrólisis (entre 100 y 150 €/MWh), se abre una ventana económica para el aprovechamiento de excedentes mediante almacenamiento químico.

3.4.3.2 Mercado intradiario

El mercado intradiario francés, al igual que el resto de los países que estudiamos, permite realizar ajustes a la programación de la generación y el consumo eléctrico tras el cierre del mercado diario, facilitando la gestión de desviaciones y la integración de fuentes renovables variables como la eólica o la solar. Este mercado es especialmente relevante en contextos de alta incertidumbre meteorológica o cambios inesperados en la disponibilidad de la generación.

En Francia, el mercado intradiario está operado por EPEX Spot, en el marco del sistema europeo de acoplamiento intradiario continuo conocido como XBID (Cross-Border Intraday). Este sistema permite la casación continua de ofertas de compra y venta entre países, lo que mejora la eficiencia del mercado y el aprovechamiento de las interconexiones eléctricas.

Los participantes pueden presentar sus ofertas en tiempo real, y una vez casadas, las transacciones se convierten en compromisos vinculantes. Las operaciones se actualizan de forma continua, permitiendo ajustes incluso con pocas horas, o minutos, de antelación respecto al momento de entrega.

La participación de Francia en XBID garantiza una fuerte integración con los países vecinos, especialmente Alemania, Bélgica, España, Italia y Suiza. La gestión de las capacidades transfronterizas se realiza de forma coordinada a través de los TSO (Transmission System Operators) y de las plataformas de asignación europea.

Este mecanismo intradiario continuo sustituye progresivamente a las subastas nacionales previas y permite una mayor flexibilidad del sistema, facilitando tanto la integración de renovables como la respuesta rápida ante desviaciones inesperadas de la demanda o la oferta. El desarrollo de sistemas de electrolización con gestión automatizada de la operación permitiría en el futuro aprovechar esta ventana para optimizar la producción de hidrógeno en tiempo casi real.

3.4.3.3 Servicios de ajustes

En el sistema eléctrico francés, los servicios de ajuste tienen como función principal mantener el equilibrio entre generación y consumo en tiempo real, así como garantizar la estabilidad de la red ante imprevistos. Estos servicios son gestionados por el operador del sistema RTE y se estructuran de forma alineada con el marco europeo de reservas.

RTE participa activamente en los programas de cooperación regional definidos por ENTSO-E, integrándose en plataformas como PICASSO (para la regulación secundaria, aFRR) y MARI (para la regulación terciaria, mFRR). Además, colabora en la plataforma TERRE para la reserva de sustitución (RR), lo que permite una coordinación efectiva con operadores de países vecinos.

Francia participa de forma plena en el mercado europeo de reserva primaria (FCR). La participación es libre, con una capacidad mínima de 1 MW, y se admite cualquier tipo de tecnología siempre que cumpla los requisitos técnicos. Sin embargo, este servicio no remunera la energía activada, sino solo la disponibilidad ofrecida.

En el caso de la reserva secundaria automática (aFRR), Francia también se encuentra plenamente integrada en el proyecto PICASSO. La contratación es obligatoria para los responsables de balance, aunque otros agentes pueden participar de forma voluntaria. El mínimo técnico es también de 1 MW, y se permite la participación de todas las tecnologías, incluidos electrolizadores. La activación se realiza siguiendo el criterio pro rata, distribuyendo la señal entre todos los recursos contratados.

Para la reserva terciaria manual (mFRR), Francia opera bajo el proyecto MARI. El acceso está abierto a todas las tecnologías mediante contratación libre, y se requiere una potencia mínima de 1 MW. En este caso, la activación se lleva a cabo según un criterio de mérito económico, priorizando las ofertas más económicas. A diferencia de muchos países, Francia sí remunera la energía efectivamente activada en este servicio, lo que lo convierte en un entorno favorable para tecnologías flexibles como el hidrógeno verde.

Francia es uno de los países con mayor apertura a la innovación tecnológica en este ámbito, permitiendo que el hidrógeno verde pueda integrarse progresivamente como recurso de balance, sujeto al cumplimiento de requisitos técnicos, fiabilidad y capacidad de respuesta.

3.4.3.4 El sector eléctrico en Francia

El sistema eléctrico francés se ha caracterizado históricamente por su fuerte dependencia de la energía nuclear, que representa actualmente entre el 60 % y el 70 % de la generación total. Este modelo ha proporcionado al país una elevada autosuficiencia energética y unas emisiones de CO₂ relativamente bajas en comparación con otros países europeos.

El operador nacional EDF (Électricité de France) gestiona la mayoría de las centrales nucleares del país, aunque en los últimos años se han evidenciado desafíos asociados al envejecimiento del parque, los costes de mantenimiento y la necesidad de modernización.

La energía hidráulica constituye la segunda fuente más relevante, especialmente en regiones montañosas como los Alpes. Juega un papel esencial como tecnología de respaldo, permitiendo almacenar energía mediante sistemas como los embalses o el bombeo hidráulico. Por su parte, el crecimiento de la energía eólica y solar fotovoltaica ha sido más lento que en países como España o Alemania, debido a barreras administrativas, oposición local y al bajo coste marginal de la electricidad nuclear existente.

No obstante, la estrategia energética francesa se ha reorientado progresivamente hacia una mayor diversificación. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) establece los objetivos de reducción del peso de la nuclear al 50 % para 2035 y la expansión de las energías renovables. Esta planificación incluye el impulso de la eólica marina (offshore), el almacenamiento energético y tecnologías emergentes como el hidrógeno verde.

Además, Francia es uno de los países con mayor capacidad de interconexión eléctrica de Europa, actuando como eje entre la península ibérica, Europa central y el Reino Unido. Esta posición estratégica refuerza su papel como nodo clave en la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico europeo, y le otorga un potencial competitivo para el despliegue de proyectos industriales de hidrógeno renovable.

3.4.3.5 Gestión activa de la demanda

Francia ha sido uno de los países pioneros en el desarrollo de mecanismos de gestión activa de la demanda (demand response), integrando progresivamente la participación de los consumidores en el equilibrio del sistema eléctrico. Esta estrategia se considera clave para mejorar la flexibilidad del sistema, facilitar la integración de energías renovables y reducir la dependencia de generación fósil en momentos de alta demanda.

El operador del sistema, RTE, permite desde hace años la participación directa de consumidores industriales en los mercados de ajuste, habilitando ofertas de reducción de demanda que compiten en igualdad de condiciones con las ofertas de generación. Este modelo se ha extendido mediante la introducción de la figura del agregador, que permite a un conjunto de consumidores —incluidos domésticos y pymes— participar colectivamente en los mercados, optimizando su consumo según los precios y señales del sistema.

Además, Francia ha implementado programas específicos como:

- NEBEF (Notification d'Échanges de Blocs d'Effacement): permite a los agregadores comercializar reducciones de consumo en el mercado diario, sin necesidad de ser proveedor de energía.
- Contrats d'effacement: contratos gestionados por RTE que remuneran a los consumidores por su disponibilidad a reducir consumo bajo ciertas condiciones.

Estas medidas han permitido a Francia establecer una base sólida para el desarrollo de un mercado de demanda flexible y competitivo, alineado con los objetivos europeos de eficiencia energética. La experiencia acumulada en este ámbito también refuerza su capacidad para integrar nuevas tecnologías como el hidrógeno verde o el almacenamiento distribuido en la operación del sistema.

3.4.4 ALEMANIA

Alemania es uno de los principales actores del sistema eléctrico europeo, tanto por volumen de generación y consumo como por su papel central en el comercio transfronterizo de electricidad. El país ha liderado en las últimas décadas un proceso ambicioso de transición energética conocido como Energiewende, orientado a abandonar progresivamente la energía nuclear y reducir el uso de combustibles fósiles, impulsando al mismo tiempo el desarrollo masivo de energías renovables. Esta transformación estructural, unida a su posición geográfica estratégica, convierte a Alemania en un referente europeo en integración renovable, gestión de flexibilidad y desarrollo de tecnologías como el hidrógeno verde.

3.4.4.1 Mercado diario

El mercado diario alemán forma parte del sistema acoplado europeo y está gestionado por EPEX Spot, al igual que en Francia, Bélgica, Austria o Países Bajos. Alemania participa plenamente en la subasta paneuropea gestionada por el algoritmo EUPHEMIA, en la que se casan las ofertas horarias de generación y consumo para el día siguiente.

El sistema alemán sigue un modelo marginalista, donde el precio final lo marca la última unidad aceptada necesaria para cubrir la demanda. Dado su tamaño, Alemania suele actuar como formador de precios para varios países vecinos, lo que refuerza su influencia en los precios eléctricos regionales.

A diferencia de otros mercados europeos, Alemania no establece límites regulados fijos al precio mayorista, permitiendo la aparición de precios negativos. Esta característica, cada vez más frecuente en horas con elevada producción renovable y baja demanda, incentiva el almacenamiento, la demanda flexible y la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis. Los electrolizadores, al poder operar en horas de precios muy bajos o negativos, se posicionan como una solución clave para absorber excedentes renovables y estabilizar el sistema eléctrico.

3.4.4.2 Mercado intradiario

El mercado intradiario alemán también está integrado en el sistema europeo XBID, que permite la casación continua de ofertas entre países en tiempo casi real. Los agentes pueden ajustar su programación con solo unas horas o incluso minutos de antelación, respondiendo a la volatilidad de las renovables o a eventos no previstos.

Alemania fue uno de los países fundadores del sistema XBID, y su participación es clave por su elevada interconexión con los mercados de Europa central, nórdica y occidental. El mercado intradiario se caracteriza por una gran liquidez, con numerosos operadores ofreciendo ajustes flexibles y una fuerte participación de tecnologías renovables, almacenamiento y consumidores industriales.

La elevada variabilidad horaria de precios en este mercado ofrece oportunidades de arbitraje y optimización, tanto para productores como para tecnologías como los electrolizadores vinculados a la producción de hidrógeno verde, especialmente si se integran con algoritmos de operación automática y previsión renovable.

3.4.4.3 Servicios de ajustes

Los servicios de ajuste en Alemania están coordinados por los cuatro operadores de red de transporte (50Hertz, Amprion, TenneT y TransnetBW), que actúan conjuntamente a través de la plataforma Regelleistung.de para contratar y activar los productos de balance. El sistema sigue las reservas armonizadas definidas por ENTSO-E y se estructura en:

- FCR (Regulación primaria): activación automática en menos de 30 segundos. Alemania forma parte del mercado europeo de FCR, con contratación libre, una capacidad mínima de 1 MW y participación abierta a todas las tecnologías. La activación se basa en una señal automática y no se remunera la energía activada, solo la disponibilidad.
- aFRR (Regulación secundaria automática): ajusta continuamente la generación ante desviaciones sostenidas. Alemania está plenamente integrada en el proyecto PICASSO. La contratación es libre, el umbral técnico es de 1 MW y pueden participar todo tipo de tecnologías, incluyendo baterías, agregadores, generación distribuida y electrolizadores. La activación se realiza por orden de mérito económico, priorizando las ofertas más eficientes.
- mFRR (Regulación terciaria manual): reserva activada manualmente en menos de 15 minutos para liberar capacidad o responder a contingencias. Alemania participa en MARI, con contratación libre, capacidad mínima de 1 MW y remuneración por energía activada. La activación también se basa en el mérito económico.
- RR (Reserva de sustitución): se utiliza para restituir reservas agotadas. Alemania participa en la plataforma TERRE, compartiendo estos recursos con otros países europeos.

Este modelo avanzado ha permitido una elevada integración de tecnologías no convencionales. Alemania ha impulsado activamente la participación de almacenamiento, agregadores de demanda y generación distribuida en los mercados de ajuste, estableciendo un entorno favorable para el hidrógeno verde como tecnología flexible y económicamente competitiva.

3.4.4.4 El sector eléctrico en Alemania

Alemania presenta un mix eléctrico en profunda transformación. Tras décadas de predominio del carbón, la energía nuclear y las centrales térmicas, el país ha experimentado una rápida expansión de las fuentes renovables, especialmente la eólica terrestre y la solar fotovoltaica.

La generación eólica es particularmente relevante en el norte del país, mientras que la solar domina en regiones del sur. Sin embargo, la distribución territorial de la generación y la demanda ha generado cuellos de botella y ha requerido importantes inversiones en redes de transporte. Estas limitaciones han puesto de manifiesto la necesidad de herramientas de gestión de la flexibilidad como el almacenamiento y el hidrógeno verde.

El abandono progresivo de la energía nuclear se oficializó con el cierre de los últimos reactores en 2023. Esto ha acentuado la necesidad de acelerar la instalación de renovables y desarrollar tecnologías de respaldo. En 2022, las fuentes renovables ya representaban más del 45 % de la generación eléctrica, y el objetivo del gobierno es alcanzar al menos un 80 % en 2030, conforme al plan climático nacional y a los compromisos europeos.

Alemania impulsa activamente el desarrollo del hidrógeno mediante su Estrategia Nacional del Hidrógeno, publicada en 2020 y actualizada en 2023. Esta estrategia se centra tanto en la producción doméstica, apoyada por subastas e incentivos, como en la importación desde países asociados mediante corredores de hidrógeno verde. Se prevé que el hidrógeno juegue un papel fundamental en sectores industriales, transporte pesado y almacenamiento energético estacional.

3.4.4.5 Gestión activa de la demanda

Alemania cuenta con un marco avanzado para la participación activa de la demanda en el sistema eléctrico. Desde hace más de una década, los consumidores industriales pueden ofrecer servicios de ajuste mediante contratos de reducción de carga (load shedding), y la legislación fomenta la figura del agregador independiente, que permite agrupar cargas flexibles para participar en los mercados.

Además, el país ha promovido activamente el desarrollo de la medición inteligente (smart meters) y los sistemas de control automatizado para pequeños consumidores, facilitando la integración de la demanda flexible en la operación del sistema. Estos mecanismos permiten la reacción dinámica ante señales de precio o requerimientos del operador, incluso con carácter automático.

Los mercados de servicios de balance permiten actualmente la participación de consumidores, productores descentralizados, baterías y, más recientemente, electrolizadores vinculados a la producción de hidrógeno verde. Esta capacidad de ajuste se considera clave para integrar con éxito una proporción creciente de generación renovable variable.

Programas piloto y marcos regulatorios específicos han permitido que el demand response en Alemania no solo actúe como herramienta de emergencia, sino también como un recurso competitivo más en los mercados de electricidad y flexibilidad. En este contexto, el hidrógeno verde puede aprovechar su doble rol como consumidor flexible y proveedor de energía almacenada, reforzando su viabilidad técnica y económica.

3.4.5 PAÍSES BAJOS

Los Países Bajos han consolidado en los últimos años un sistema eléctrico altamente interconectado, liberalizado y dinámico, con una clara orientación hacia la transición energética. Su posición geográfica estratégica, junto con una red eléctrica robusta y una regulación favorable al mercado, ha convertido al país en uno de los nodos clave del comercio eléctrico del noroeste europeo. Además, se ha posicionado como uno de los países más ambiciosos en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable, tanto en producción como en transporte e integración sectorial.

3.4.5.1 Mercado diario

El mercado diario neerlandés está plenamente integrado en el mercado acoplado europeo y es gestionado por EPEX Spot, que opera la subasta horaria en coordinación con los sistemas de países vecinos como Alemania, Bélgica y Francia. Los Países Bajos utilizan el algoritmo EUPHEMIA, como el resto del mercado interior europeo, para determinar los precios horarios del día siguiente en función del cruce entre ofertas de compra y venta.

La estructura marginalista permite la aparición de precios negativos, especialmente en momentos de alta producción eólica —tanto terrestre como offshore— y baja demanda. Esta volatilidad horaria genera señales de precio muy claras, que están siendo aprovechadas por nuevas tecnologías como el almacenamiento o los sistemas de electrólisis.

En 2023, el mercado neerlandés alcanzó niveles récord de participación renovable, y el diseño del mercado diario se ha mostrado clave para facilitar la integración de estos recursos variables. La caída de precios en horas de excedente renovable crea oportunidades de arbitraje para electrolizadores, que pueden producir hidrógeno verde de forma rentable cuando el coste de la electricidad se sitúa por debajo del umbral LCOH.

3.4.5.2 Mercado intradiario

En el ámbito intradiario, los Países Bajos participan activamente en la plataforma europea XBID, que permite la casación continua de electricidad entre países con solo minutos de antelación respecto a la entrega física. El operador TenneT, que también gestiona parte de la red alemana, garantiza la coordinación entre los flujos internos y transfronterizos, así como la integración de señales de precio y disponibilidad técnica.

Este mercado resulta esencial para integrar la producción eólica marina, que en los Países Bajos tiene un peso creciente y cuya variabilidad exige mecanismos de ajuste rápidos y eficaces. El mercado intradiario holandés se caracteriza por una alta liquidez, con participación de comercializadoras, agregadores y operadores de activos de almacenamiento, incluidos los sistemas de hidrógeno.

Además, se están desarrollando plataformas de previsión y ajuste específicas para parques eólicos offshore, integradas con el mercado intradiario, lo que refuerza la posición del país como referente europeo en integración renovable. Estas herramientas facilitan el funcionamiento óptimo de electrolizadores adaptados a perfiles renovables variables.

3.4.5.3 Servicios de ajustes

Los servicios de ajuste en los Países Bajos son gestionados por el Transmission System Operator (TSO) TenneT, que opera tanto en el territorio neerlandés como en parte de Alemania. Este operador participa de forma activa en todas las plataformas europeas de reservas y ajuste:

- FCR (Frequency Containment Reserve): participación en el mercado europeo común. La contratación es libre, con una capacidad mínima de 1 MW, y se permite la participación de todas las tecnologías, incluido el almacenamiento y la electrólisis. No se remunera la energía activada, solo la disponibilidad ofertada.
- aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve): gestionada en el marco del proyecto PICASSO, con contratación libre, capacidad mínima de 1 MW y activación por mérito económico. Todas las tecnologías pueden participar, lo que incluye agregadores de demanda y electrolizadores inteligentes.

- mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve): integrada en el proyecto MARI, con características similares al aFRR. Se activa manualmente para restaurar reservas o responder a contingencias. El sistema premia las ofertas más económicas y sí remunera la energía activada.
- RR (Replacement Reserve): utilizada en horizontes temporales mayores, a través de la plataforma TERRE, compartida con otros TSO europeos.

Una de las particularidades del sistema neerlandés es su elevado grado de apertura y transparencia, lo que ha facilitado la entrada de tecnologías emergentes en los mercados de ajuste. Electrolizadores, baterías y sistemas híbridos están empezando a participar en licitaciones de servicios de balance, especialmente mediante esquemas de agregación.

3.4.5.4 El sector eléctrico en Países Bajos

El mix eléctrico de los Países Bajos ha sufrido transformaciones importantes en la última década. Tradicionalmente basado en gas natural y carbón, el sistema está evolucionando hacia una mayor presencia de renovables, especialmente mediante el desarrollo de energía eólica marina y, en menor medida, solar fotovoltaica.

El país ha cerrado progresivamente centrales de carbón y ha apostado por la expansión acelerada de parques eólicos offshore en el mar del Norte. Esta tecnología representa ya una proporción significativa de la generación total y seguirá creciendo conforme avancen los objetivos del Climate Agreement neerlandés. En paralelo, se están desarrollando nodos híbridos en puertos energéticos como Róterdam, donde se integran generación eólica, plantas de electrólisis y sistemas de distribución de hidrógeno.

Además, los Países Bajos cuentan con una de las redes más densas de interconexión en Europa, conectando directamente con Bélgica, Alemania, Noruega (NordLink) y Reino Unido (BritNed). Esta capacidad permite compensar la variabilidad renovable con importaciones o exportaciones rápidas, lo que refuerza la estabilidad del sistema y crea oportunidades de mercado para electrolizadores ubicados en puntos estratégicos.

El desarrollo de la infraestructura de hidrógeno, tanto para producción como transporte (mediante reconversión de gasoductos existentes), está contemplado como parte integral de la estrategia energética nacional. El país aspira a convertirse en hub europeo del hidrógeno, aprovechando su posición logística, sus puertos industriales y su experiencia en infraestructura de gas natural.

3.4.5.5 Gestión activa de la demanda

Los Países Bajos disponen de uno de los marcos más avanzados para la gestión activa de la demanda en Europa. Los consumidores industriales pueden participar desde hace años en los mercados de balance, y la figura del agregador independiente está plenamente regulada, lo que ha favorecido el desarrollo de una oferta competitiva de servicios de flexibilidad.

Además, el gobierno ha impulsado programas de digitalización energética, con un elevado grado de penetración de contadores inteligentes (smart meters), facilitando la integración de pequeños consumidores en esquemas de respuesta a precios dinámicos y programas de reducción de consumo.

El operador TenneT y la Autoridad Neerlandesa de Energía han promovido diversas iniciativas piloto con comunidades energéticas, operadores de puntos de recarga y gestores de flotas de vehículos eléctricos. Estos actores participan activamente en el ajuste de la demanda según los precios de mercado o las condiciones de red, reforzando el carácter distribuido y descentralizado del sistema.

El marco regulatorio permite también que electrolizadores, bombas de calor y sistemas de almacenamiento térmico participen como consumidores flexibles, aportando valor añadido en horas de precios bajos o excedente renovable. Esta integración de la demanda como un recurso activo se considera fundamental en el contexto del desarrollo del hidrógeno renovable, y posiciona a los Países Bajos como un entorno favorable para la inversión en tecnologías de flexibilidad.

3.4.6 PORTUGAL

Portugal ha desarrollado en los últimos años una estrategia energética fuertemente orientada hacia la sostenibilidad, con una elevada penetración de energías renovables y una clara voluntad política de avanzar hacia la descarbonización del sistema eléctrico. La integración con España en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) ha permitido mejorar la eficiencia del mercado y favorecer la cooperación transfronteriza. Asimismo, el país ha apostado por posicionarse como polo productor de hidrógeno renovable aprovechando sus recursos naturales y su interconexión con el resto de Europa.

3.4.6.1 Mercado diario

Portugal participa, junto con España, en el mercado diario ibérico, gestionado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) en su polo español. Este mercado funciona mediante subasta marginalista acoplada al sistema europeo, y determina los precios horarios de electricidad para el día siguiente en función de la casación de ofertas de compra y venta.

La participación de Portugal en el MIBEL implica que el precio horario de la electricidad suele ser común al de España peninsular, salvo en momentos puntuales en los que la congestión de interconexión lo impide. En la práctica, ambos países operan como una única zona de precios la mayoría del tiempo.

La regulación portuguesa, a través de la ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), establece normas específicas para los agentes del sistema nacional, pero el diseño del mercado diario está plenamente coordinado con España y el resto del mercado europeo a través del algoritmo EUPHEMIA. Esta estructura permite a Portugal beneficiarse de señales de precio comunes que favorecen el uso de tecnologías de gestión de flexibilidad, como la electrólisis, en aquellas horas donde los precios se acercan a los umbrales de rentabilidad para producir hidrógeno verde.

3.4.6.2 Mercado intradiario

El mercado intradiario portugués también forma parte del mercado ibérico y está gestionado por OMIE, con seis subastas intradiarias a lo largo del día, de funcionamiento análogo al modelo español. Además, Portugal participa activamente en el sistema europeo XBID, lo que le permite realizar transacciones intradiarias continuas con otros países europeos.

El grado de congestión entre España y Portugal es generalmente bajo, por lo que el mercado intradiario opera de forma integrada con gran estabilidad. Esta coordinación permite una mayor eficiencia en la gestión de los desvíos y facilita la integración de fuentes renovables variables, como la energía eólica y solar, mejorando la previsibilidad y utilidad de estas fuentes para alimentar sistemas de electrólisis con cargas flexibles.

El operador de la red portuguesa, REN (Redes Energéticas Nacionais), colabora estrechamente con Red Eléctrica de España y otros TSO europeos para garantizar la correcta gestión de flujos y la seguridad del sistema. Esta integración regional abre la puerta a una mayor flexibilidad operativa, clave para nuevas aplicaciones energéticas como el hidrógeno.

3.4.6.3 Servicios de ajustes

Los servicios de ajuste en Portugal son responsabilidad de REN, que actúa como Operador del Sistema. El país adopta las mismas categorías de servicios de balance que el resto de Europa, en línea con las directrices de ENTSO-E, y participa activamente en las principales plataformas regionales:

- FCR (Regulación primaria): servicio obligatorio que se activa automáticamente en menos de 30 segundos. Portugal no forma parte del mercado europeo común de FCR, y este servicio se presta de forma obligatoria por parte de generadores conectados a la red de transporte, sin remuneración económica por la energía ni requisitos mínimos de capacidad.
- aFRR (Regulación secundaria automática): Portugal es miembro del proyecto PICASSO, y este servicio se contrata de forma libre. La capacidad mínima requerida es de 10 MW, y pueden participar generadores y sistemas de bombeo. La activación se realiza según el criterio pro rata, distribuyendo la respuesta proporcionalmente entre los recursos contratados.

- mFRR (Regulación terciaria manual): también con contratación libre y una capacidad mínima de 1 MW, se permite la participación de generadores y bombeos. Portugal participa en la plataforma MARI y aplica el criterio de activación por mérito económico, priorizando las ofertas más competitivas.
- RR (Reserva de sustitución): Portugal también forma parte de la plataforma TERRE, compartiendo recursos de reserva con otros países para eventos prolongados.

La normativa portuguesa, aunque aún limitada en la participación de tecnologías no convencionales, se encuentra en fase de modernización para permitir el acceso de electrolizadores, almacenamiento y agregadores de demanda a estos mercados. Dada la alta penetración renovable del sistema, la necesidad de recursos de flexibilidad se vuelve crítica, abriendo una ventana de oportunidad al hidrógeno verde como tecnología de ajuste.

3.4.6.4 El sector eléctrico en Portugal

Portugal presenta uno de los sistemas eléctricos más limpios de Europa en términos relativos. Gracias a una combinación de políticas públicas, inversiones en renovables y cooperación regional, el país ha logrado que más del 60 % de su generación eléctrica provenga de fuentes renovables en años recientes.

La energía hidroeléctrica ha sido históricamente la base del mix portugués, con gran capacidad de almacenamiento y regulación. En las últimas décadas, el país ha incrementado significativamente la presencia de energía eólica terrestre y más recientemente, solar fotovoltaica, aunque esta última aún representa una porción menor.

Portugal no dispone de centrales nucleares ni de producción significativa a partir de carbón, lo que ha facilitado su proceso de descarbonización. La Estrategia Nacional del Hidrógeno contempla el desarrollo de electrolizadores a gran escala, apoyados por recursos solares y eólicos, y planea aprovechar los excedentes renovables para generar hidrógeno verde competitivo en costes.

Además, se están desarrollando planes para reforzar la infraestructura eléctrica, incluyendo interconexiones con España y proyectos de red de hidrógeno para transporte y almacenamiento. La conversión de infraestructuras de gas existentes al uso de hidrógeno (retrofitting) forma parte del plan nacional, con apoyo europeo.

3.4.6.5 Gestión activa de la demanda

Portugal ha avanzado en la regulación e implementación de mecanismos de gestión activa de la demanda, aunque su desarrollo aún es incipiente en comparación con otros países europeos. La figura del agregador independiente está reconocida legalmente, pero su participación efectiva en los mercados sigue siendo limitada.

REN ha puesto en marcha programas piloto para incorporar consumidores industriales y comerciales en los servicios de ajuste, así como esquemas de flexibilidad en redes locales. Además, existen incentivos regulatorios para la adopción de contadores inteligentes, lo que en el futuro permitirá implementar tarifas dinámicas y señales de precio horario que fomenten el uso eficiente de la electricidad.

Los sistemas de autoconsumo con excedentes y las comunidades energéticas también están en fase de expansión, permitiendo una mayor implicación del consumidor en la gestión del sistema eléctrico. Este enfoque resulta esencial en un escenario con alta penetración de renovables, donde el hidrógeno verde podría actuar como vector de almacenamiento y como consumidor flexible, adaptando su operación a las señales de precio del mercado.

3.4.7 DINAMARCA

Dinamarca es uno de los países más avanzados de Europa en la transición hacia un sistema eléctrico completamente renovable. Su estrategia energética se ha centrado en la progresiva sustitución de combustibles fósiles por energías limpias, con un protagonismo destacado de la energía eólica, tanto terrestre como marina. Además, su fuerte interconexión con los países nórdicos y Alemania le permite beneficiarse de una gran estabilidad de precios y acceso a recursos compartidos. Este entorno, caracterizado por la abundancia de excedentes renovables y la madurez de su mercado, sitúa a Dinamarca como un entorno particularmente favorable para el despliegue del hidrógeno verde.

3.4.7.1 Mercado diario

Dinamarca participa en el mercado acoplado europeo a través de la bolsa Nord Pool, una de las plataformas de electricidad más antiguas y desarrolladas del continente. El mercado diario danés opera mediante el algoritmo EUPHEMIA, en coordinación con el resto del mercado interior europeo, y determina los precios horarios del día siguiente en función de la casación de ofertas.

El país se divide en dos zonas de precios: DK1 (Jutlandia y Fionia) y DK2 (Zelandia y Bornholm), lo que permite una mayor granularidad en la señal de precios, adaptada a las limitaciones físicas del sistema y a la distribución desigual de generación renovable. Esta segmentación permite que los electrolizadores o sistemas de almacenamiento se ubiquen estratégicamente en zonas con mayor recurrencia de precios bajos.

Debido a la alta penetración de energía eólica, Dinamarca experimenta con frecuencia precios muy bajos o incluso negativos, especialmente durante las horas nocturnas o de alta producción renovable. Este entorno resulta especialmente favorable para tecnologías como el almacenamiento o la producción de hidrógeno verde, que pueden aprovechar dichos excedentes para operar con alta eficiencia económica.

3.4.7.2 Mercado intradiario

El mercado intradiario danés está integrado en el sistema europeo XBID, permitiendo la casación continua de ofertas con sus vecinos. Esta herramienta resulta clave para gestionar la variabilidad de la generación eólica, que representa más del 50 % del mix eléctrico danés.

La elevada interconexión con Noruega, Suecia y Alemania permite a Dinamarca exportar o importar electricidad de forma muy ágil. En particular, el acoplamiento con los sistemas hidráulicos escandinavos actúa como un “almacenamiento virtual” para los excedentes daneses, mientras que el cable Kriegers Flak permite una conexión directa con parques eólicos marinos y con Alemania.

La liquidez del mercado intradiario permite ajustes casi en tiempo real, lo que favorece la integración de recursos flexibles como baterías, electrolizadores y autoconsumo colectivo, así como la entrada de agregadores y gestores de carga dinámicos. Esta adaptabilidad del sistema permite maximizar la producción de hidrógeno renovable en las horas óptimas de precio y disponibilidad de recurso.

3.4.7.3 Servicios de ajustes

Los servicios de ajuste en Dinamarca son responsabilidad del TSO nacional Energinet, que colabora estrechamente con los demás operadores nórdicos y europeos a través de mecanismos regionales como el Nordic Balancing Model, con el objetivo de armonizar los procedimientos de balance y reserva entre Suecia, Finlandia, Noruega y Dinamarca.

En cuanto a los servicios específicos:

- FCR (Regulación primaria): compartida entre países del área sincrónica nórdica para estabilización inmediata de la frecuencia. Dinamarca participa de forma obligatoria en este mecanismo, con capacidad mínima de 1 MW y acceso permitido a todas las tecnologías, incluidos electrolizadores.
- aFRR (Regulación secundaria automática): Dinamarca es miembro del proyecto PICASSO, con contratación libre, mínimo de 1 MW y activación por mérito. Participan tanto generadores como tecnologías distribuidas.
- mFRR (Regulación terciaria manual): regulada mediante subastas regionales dentro del modelo nórdico. El criterio de activación es por mérito económico, y se remunera tanto la disponibilidad como la energía activada.
- RR (Reserva de sustitución): Dinamarca colabora en la plataforma europea TERRE, coordinando recursos de reemplazo con otros TSO para eventos de larga duración.

Una particularidad del modelo danés es su elevada apertura tecnológica y territorial, permitiendo la participación de electrolizadores, baterías, agregadores, flotas de vehículos eléctricos y cargas industriales flexibles en todos los niveles del mercado de ajuste. Esta diversidad de recursos refuerza la resiliencia del sistema y amplía el abanico de usos potenciales del hidrógeno renovable.

3.4.7.4 El sector eléctrico en Dinamarca

El sistema eléctrico danés destaca por su muy alta proporción de energías renovables, que ha superado el 70 % del total de generación en varios momentos recientes. La energía eólica, tanto terrestre como marina, constituye la columna vertebral del mix, mientras que la solar fotovoltaica está creciendo rápidamente en capacidad instalada.

A diferencia de otros países europeos, Dinamarca no cuenta con energía nuclear, y su uso de carbón y gas ha disminuido drásticamente. La transición energética se ha apoyado en políticas públicas ambiciosas, subastas de renovables, y una fuerte inversión en redes inteligentes y digitalización.

El país ha desarrollado un plan nacional para el hidrógeno renovable, que incluye la instalación de grandes electrolizadores junto a puertos eólicos marinos, la reconversión de infraestructuras de gas natural para su transporte, y la creación de corredores logísticos de exportación hacia Alemania y Países Bajos.

Además, Energinet ha liderado la planificación de una de las primeras islas energéticas del mundo, que actuará como nodo de interconexión y producción eólica marina en el mar del Norte. Este proyecto incorpora infraestructuras específicas para la producción y exportación de hidrógeno verde.

3.4.7.5 Gestión activa de la demanda

Dinamarca ha sido un referente en la integración de la demanda como recurso activo dentro del sistema eléctrico. Desde hace años, los grandes consumidores industriales pueden participar en los mercados de ajuste, y la legislación nacional promueve la figura del agregador independiente para coordinar pequeñas cargas distribuidas.

La penetración de contadores inteligentes es cercana al 100 %, lo que permite implementar tarifas dinámicas y mecanismos de respuesta a precios en tiempo real. Este entorno digital facilita la participación de consumidores residenciales y comerciales en esquemas de flexibilidad.

Los programas de flexibilidad residencial, combinados con almacenamiento doméstico, bombas de calor y vehículos eléctricos, están permitiendo una transición hacia un sistema altamente distribuido y adaptable, donde las cargas pueden desplazarse en el tiempo según la señal de precio.

Además, los consumidores con autoconsumo pueden inyectar excedentes a la red y recibir compensación económica. Nuevos modelos como las comunidades energéticas o los contratos de flexibilidad por bloque están en expansión, permitiendo una participación más activa y directa del consumidor en la estabilidad del sistema. Esta dinámica se alinea perfectamente con el desarrollo del hidrógeno verde, que puede operar como consumidor flexible y activo, adaptándose a las condiciones del sistema.

3.4.8 NORUEGA

Noruega cuenta con uno de los sistemas eléctricos más sostenibles del mundo, basado casi en su totalidad en energía hidroeléctrica. Su modelo se caracteriza por una gran flexibilidad, muy baja huella de carbono y una fuerte integración con los mercados eléctricos del norte y centro de Europa. Gracias a su capacidad de almacenamiento en embalses, Noruega actúa como un “banco de energía” para sus vecinos, modulando flujos y ofreciendo servicios de balance transfronterizos. Estas condiciones convierten al país en un entorno altamente favorable para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis alimentada por excedentes hidráulicos.

3.4.8.1 Mercado diario

Noruega participa en el mercado nórdico de electricidad, operado por Nord Pool, que agrupa también a Suecia, Finlandia, Dinamarca y parte de los países bálticos. El mercado diario funciona bajo un sistema marginalista, con subasta horaria para el día siguiente, y está acoplado al resto del mercado europeo a través del algoritmo EUPHEMIA.

El país se divide en cinco zonas de precios (NO1 a NO5), lo que refleja las limitaciones de red internas y la distribución geográfica de la generación hidráulica. Este modelo zonal permite una señal de precios más precisa y adaptable a las condiciones locales, generando oportunidades localizadas para instalaciones de electrólisis que busquen operar en condiciones de bajo coste energético.

La disponibilidad de agua embalsada permite adaptar la oferta eléctrica con gran flexibilidad, lo que se traduce en precios estables en comparación con otros países europeos. No obstante, en años secos o con alta demanda de exportación, pueden producirse episodios de precios elevados que afectan la rentabilidad de usos alternativos como la producción de hidrógeno.

3.4.8.2 Mercado intradiario

Noruega participa plenamente en el sistema intradiario europeo a través de XBID, lo que le permite realizar transacciones continuas con países vecinos. La gestión de este mercado corre a cargo de Statnett, el operador del sistema noruego, en coordinación con Nord Pool y los TSO regionales.

Aunque la generación hidroeléctrica no presenta la misma volatilidad que la solar o la eólica, el mercado intradiario sigue siendo relevante para ajustar previsiones, responder a cambios de demanda o gestionar la operación flexible de turbinas hidráulicas. El sistema permite así una optimización horaria de recursos que puede ser aprovechada por electrolizadores conectados a redes locales con disponibilidad excedente.

La conexión con otros países —especialmente a través de cables submarinos como NordLink (con Alemania) y North Sea Link (con Reino Unido)— permite a Noruega exportar o importar electricidad casi en tiempo real, aumentando la eficiencia regional y facilitando la participación del país en mercados acoplados en distintos husos horarios.

3.4.8.3 Servicios de ajustes

El sistema eléctrico noruego dispone de amplias reservas operativas, gracias a la capacidad regulable de su parque hidroeléctrico. Los servicios de ajuste están organizados en colaboración con los operadores nórdicos a través del Nordic Balancing Model, y se alinean con las categorías europeas definidas por ENTSO-E:

- FCR (Regulación primaria): activada automáticamente en menos de 30 segundos para estabilizar la frecuencia. Noruega no forma parte del mercado europeo común de FCR, operando este servicio a nivel nacional bajo un régimen híbrido, con participación tanto obligatoria como liberalizada. La capacidad mínima para participar es de 1 MW, y el servicio se remunera también por la energía provista, lo que abre la puerta a tecnologías no convencionales.
- aFRR (Regulación secundaria automática): Noruega es miembro del proyecto PICASSO. La contratación es libre, con una capacidad mínima de 1 MW, permitiéndose la participación de todas las tecnologías. La activación se realiza según criterios de pro rata, repartiendo la carga proporcionalmente entre los recursos disponibles.
- mFRR (Regulación terciaria manual): servicio activado por mérito económico, con acceso libre, y una capacidad mínima de 1 MW. Noruega admite la participación de generadores, agregadores de demanda y generación distribuida, lo que resulta ventajoso para nuevas tecnologías como los electrolizadores.
- RR (Reserva de sustitución): Noruega participa plenamente en la plataforma europea TERRE, contratando esta reserva de forma regional con activación manual para restituir los recursos de balance.

En conjunto, la combinación de alta capacidad hidroeléctrica regulable y una regulación abierta permite a Noruega desempeñar un papel clave en la estabilidad del sistema eléctrico europeo, al tiempo que facilita la integración de nuevas formas de consumo flexible como el hidrógeno verde.

3.4.8.4 El sector eléctrico en Noruega

Más del 90 % de la electricidad generada en Noruega proviene de centrales hidroeléctricas, muchas de ellas con regulación estacional. Esto confiere al país una gran independencia energética y estabilidad de suministro. El resto del mix incluye una modesta participación de eólica terrestre y centrales de gas utilizadas como respaldo, aunque en proporciones menores.

El país no dispone de energía nuclear y ha desincentivado el uso de carbón y petróleo en su sistema eléctrico. En cambio, ha reforzado su red de interconexiones eléctricas con países como Suecia, Dinamarca, Alemania, Reino Unido y Países Bajos, utilizando estos vínculos para exportar energía renovable de bajo coste y estabilizar sistemas eléctricos menos flexibles.

Noruega ha lanzado planes de desarrollo de energía eólica marina flotante y está impulsando proyectos piloto de hidrógeno verde mediante electrolizadores alimentados por excedentes hidroeléctricos. Además, su experiencia en gestión hidráulica es clave para equilibrar redes regionales en Europa, y se considera un actor central en la construcción de una infraestructura de hidrógeno transfronteriza.

3.4.8.5 Gestión activa de la demanda

La gestión activa de la demanda en Noruega está en fase de expansión, impulsada por el alto grado de digitalización del sistema eléctrico. El operador Statnett ha introducido programas para que consumidores industriales participen en servicios de balance y reducción de carga, fomentando una mayor implicación del lado de la demanda en la operación del sistema.

Casi todos los consumidores cuentan con contadores inteligentes, lo que permite implementar tarifas horarias dinámicas y estrategias de consumo optimizado. Además, se están desplegando agregadores de demanda y modelos de flexibilidad distribuida vinculados al autoconsumo, la calefacción y el uso de vehículos eléctricos.

El marco regulatorio noruego permite también que nuevos agentes como electrolizadores participen activamente en los mercados de energía y servicios de ajuste, reforzando así la resiliencia del sistema frente a la creciente electrificación de sectores como el transporte y la industria. En este contexto, el hidrógeno verde se plantea como un complemento natural al sistema hidráulico, actuando como almacenamiento estacional o vector de exportación energética.

3.4.9 ITALIA

Italia ha llevado a cabo en las últimas dos décadas una profunda transformación de su sistema eléctrico, apostando por la liberalización del mercado y la incorporación progresiva de energías renovables. Su situación geográfica, con una elevada irradiación solar y buen potencial eólico en algunas regiones, la convierte en un país clave para la transición energética en el sur de Europa. El impulso al hidrógeno verde se enmarca en esta estrategia, en la que Italia ha comenzado a posicionarse como productor competitivo en determinadas zonas con abundancia de generación solar o eólica.

3.4.9.1 Mercado diario

El mercado diario italiano está gestionado por el Gestore dei Mercati Energetici (GME), y opera bajo un sistema marginalista con casación horaria para el día siguiente, en línea con los principios del mercado interior europeo. El proceso se lleva a cabo a través del Mercato del Giorno Prima (MGP), donde los agentes presentan sus ofertas de compra y venta.

Italia se divide en seis zonas de precios (Norte, Centro-Norte, Centro-Sur, Sur, Sicilia y Cerdeña), lo que permite reflejar restricciones de red y diferenciales regionales de oferta y demanda. En situaciones de congestión, los precios pueden divergir entre zonas, enviando señales claras de inversión y producción local, lo que resulta clave a la hora de identificar ubicaciones óptimas para electrolizadores.

Desde 2015, Italia está acoplada al mercado eléctrico europeo a través del algoritmo EUPHEMIA, lo que permite la integración con países vecinos como Francia, Suiza, Eslovenia y Austria. Este acoplamiento favorece una mayor estabilidad de precios y la participación eficiente de tecnologías flexibles como el almacenamiento o la producción de hidrógeno.

3.4.9.2 Mercado intradiario

El mercado intradiario italiano (Mercato Infragiornaliero, MI) también está gestionado por GME y permite la modificación de compromisos adquiridos en el mercado diario mediante subastas sucesivas. Desde 2019, Italia participa en el sistema XBID, habilitando la casación continua de ofertas intradiarias transfronterizas con otros países europeos.

El operador del sistema, Terna, gestiona la coordinación con XBID y garantiza la disponibilidad de capacidad de interconexión. Esto permite ajustes en tiempo real, especialmente útiles para gestionar la variabilidad de la producción renovable, como la solar en el sur o la eólica en Cerdeña.

Italia presenta una alta dependencia de importación eléctrica en determinadas regiones, por lo que el mercado intradiario también actúa como herramienta para maximizar la eficiencia de los intercambios internacionales y la operación segura del sistema, ofreciendo oportunidades de optimización para plantas de electrólisis con gestión horaria activa.

3.4.9.3 Servicios de ajustes

Los servicios de ajuste en Italia están estructurados en torno a varios mercados principales:

- El MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento), gestionado por Terna, cubre la contratación de reservas para garantizar el equilibrio del sistema.
- aFRR (Regulación secundaria automática): Italia es miembro de PICASSO y aplica un sistema de contratación libre con capacidad mínima de 1 MW. Todas las tecnologías pueden participar, y la activación sigue criterios de pro rata.

- mFRR (Regulación terciaria manual): Italia también es miembro del proyecto MARI. La contratación es obligatoria para ciertas tecnologías, con un mínimo de 1 MW. El país permite la participación de todas las tecnologías en este servicio, con activación por mérito.
- RR (Reserva de sustitución): coordinada a nivel europeo mediante la plataforma TERRE.

Italia no participa en el mercado europeo de FCR, operando este servicio a nivel nacional. El servicio de FCR es obligatorio en ciertas condiciones, sin establecer capacidad mínima, y está reservado principalmente a generadores convencionales, lo que limita por ahora la participación de nuevas tecnologías como electrolizadores o baterías.

La red italiana, con una configuración alargada y fragmentada, presenta necesidades de balance regionales específicas. Por ello, Terna ha fomentado la participación de almacenamiento, agregadores de demanda y tecnologías distribuidas, especialmente en el sur del país y en las islas, donde la estabilidad de red es más delicada y el potencial para producción renovable, y por tanto para hidrógeno, es significativo.

3.4.9.4 El sector eléctrico en Italia

Italia presenta un mix eléctrico diverso, con una participación creciente de energías renovables, especialmente la solar fotovoltaica, que ha experimentado un fuerte crecimiento en la última década. También destaca la generación hidroeléctrica en el norte del país y la eólica en el sur y en Cerdeña.

El país no cuenta con energía nuclear desde el cierre de sus reactores tras referéndums en los años 80, por lo que ha dependido en parte de importaciones eléctricas y de ciclos combinados de gas como respaldo. Esta configuración ha hecho que los precios mayoristas italianos se sitúen históricamente por encima de la media europea, lo que, paradójicamente, puede favorecer la viabilidad económica del hidrógeno verde en momentos de baja demanda y precios renovables competitivos.

La estrategia energética italiana prevé aumentar la penetración de renovables hasta un 65–70 % para 2030, impulsar el desarrollo de hidrógeno verde mediante CAPEX público y subastas competitivas, fomentar la eficiencia energética y reforzar las interconexiones eléctricas con países vecinos y entre zonas internas.

3.4.9.5 Gestión activa de la demanda

Italia ha avanzado en la integración de la demanda como recurso activo del sistema eléctrico. Los consumidores industriales pueden participar desde hace años en los servicios de balance mediante ofertas de reducción de carga, y el operador Terna ha promovido la figura del agregador para facilitar la entrada de cargas flexibles en los mercados.

La expansión de contadores inteligentes ha permitido ofrecer tarifas dinámicas y nuevos productos de flexibilidad para consumidores domésticos. Además, se han desarrollado programas piloto de respuesta a la demanda residencial, comunidades energéticas y autoconsumo colectivo, con el objetivo de facilitar la gestión local del sistema.

El PNIEC italiano y los planes de Terna incluyen objetivos específicos para incrementar la participación de la demanda como herramienta para mejorar la eficiencia del sistema, integrar renovables y reducir la dependencia de generación fósil en momentos de punta. El despliegue del hidrógeno verde está siendo contemplado como vector flexible para absorber excedentes y equilibrar zonas con alta producción renovable en horas valle.

3.5 CRITERIOS DE LA UNIÓN EUROPEA PARA LA CLASIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE

La Unión Europea ha definido, mediante los Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185, así como la Directiva (UE) 2018/2001 modificada por el paquete legislativo Fit for 55, un marco regulador estricto que establece los criterios para que el hidrógeno sea clasificado como renovable (también denominado hidrógeno verde). Estos requisitos son esenciales para acceder a mecanismos de apoyo, cumplir con los objetivos climáticos y garantizar que la producción de hidrógeno contribuya efectivamente a la descarbonización del sistema energético europeo. Los cinco principales criterios normativos son los siguientes:

a) Principio de adicionalidad

La electricidad utilizada para la producción de hidrógeno debe provenir de instalaciones de energía renovable nuevas, construidas como máximo 36 meses antes del inicio del suministro al electrolizador (a partir de 2028). Esta condición busca evitar el desplazamiento de la generación renovable existente, que podría ser sustituida por producción fósil si no se cumple esta regla **[1]** .

b) Correlación temporal

Hasta 2030, se exige una correlación mensual entre la generación de electricidad renovable y la producción de hidrógeno. A partir de esa fecha, se requerirá una correlación horaria (hourly matching), lo que implica una coincidencia casi perfecta entre los momentos de generación renovable y el funcionamiento del electrolizador **[2]** .

c) Correlación geográfica

La electricidad empleada debe proceder de la misma zona de mercado eléctrico que el electrolizador.

Alternativamente, puede provenir de zonas directamente interconectadas, siempre que se respeten el resto de las condiciones normativas **[1]** .

d) Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

El hidrógeno producido debe implicar una reducción de al menos el 70 % de las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el uso de gas natural fósil. Esta evaluación debe realizarse mediante un Life Cycle Assessment (LCA) completo, que contemple todas las etapas del proceso: generación eléctrica, electrólisis, compresión, almacenamiento y transporte del hidrógeno [3] .

e) Marco objetivo REPowerEU

En el marco del plan REPowerEU, la Unión Europea ha establecido como objetivo alcanzar una producción interna de 10 millones de toneladas anuales de hidrógeno renovable para el año 2030, junto con la importación de otros 10 millones desde países terceros. Este plan se apoya en instrumentos normativos, financiación pública y coordinación internacional para impulsar el desarrollo del hidrógeno verde a gran escala [4] .

Referencias:

Comisión Europea. (2023). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión*. Diario Oficial de la Unión Europea. [1]

Comisión Europea. (2023). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 de la Comisión*. Diario Oficial de la Unión Europea. [2]

Parlamento Europeo y Consejo. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED II), modificada por el paquete legislativo Fit for 55*. [3]

European Commission. (2023). *Hydrogen Strategy and Delegated Acts*. [4]

4 DATOS Y ANÁLISIS

4.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE DATOS

Este capítulo tiene por objeto aplicar la metodología descrita previamente para evaluar la viabilidad económica del hidrógeno verde en distintos países europeos. El enfoque se basa en el uso de datos reales de precios horarios del mercado eléctrico durante los años 2022, 2023 y 2024, así como en parámetros técnicos asociados a la electrólisis. La combinación de análisis cuantitativo, escenarios de sensibilidad y evaluación comparativa permite identificar en qué contextos nacionales la producción de hidrógeno renovable resulta más rentable.

1. Recopilación de datos eléctricos horarios

Se han recopilado los precios horarios del mercado diario de electricidad para ocho países europeos: España, Francia, Alemania, Italia, Portugal, Países Bajos, Dinamarca y Noruega. Estos datos proceden de la plataforma oficial ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), que proporciona información transparente y estandarizada sobre los mercados eléctricos europeos. El tratamiento y análisis se ha realizado mediante herramientas de programación en Python y hojas de cálculo en Excel.

2. Parámetros técnicos del electrolizador

El modelo de análisis considera un electrolizador de referencia con eficiencia constante, expresada como energía eléctrica necesaria por tonelada de hidrógeno producido. Se ha adoptado una eficiencia de 55 MWh/t H₂, valor intermedio dentro del rango técnico habitual para tecnologías alcalinas y PEM (Proton Exchange Membrane). Este valor se mantiene constante para todos los países y años, lo que permite una comparación homogénea de resultados.

3. Cálculo de la rentabilidad teórica horaria

Para cada hora del año, se calcula la ganancia potencial que obtendría el electrolizador si operase en ese momento, según la siguiente fórmula:

$$\text{Ganancia horaria} = \text{Precio } H_2 - (\eta * \text{Precio electricidad}) \quad (4.1)$$

El electrolizador se considera en funcionamiento únicamente si la ganancia horaria es positiva, es decir, cuando el precio del hidrógeno supera el coste eléctrico de producción.

4. Evaluación de distintos escenarios de precio del hidrógeno

Para analizar la sensibilidad del sistema ante las variaciones del mercado del hidrógeno, se simulan distintos escenarios con precios comprendidos entre 3000 y 7000 €/t. Para cada país y año, se obtiene:

- El número de horas en que la operación del electrolizador sería viable,
- La ganancia total anual acumulada bajo cada escenario.

Esto permite identificar el umbral de rentabilidad y la ventana operativa óptima según el entorno de precios eléctricos.

5. Comparación interanual e internacional

Los resultados se comparan entre países y años para estudiar el impacto de la evolución del mercado eléctrico y las características estructurales de cada sistema energético. Este análisis permite determinar qué entornos ofrecen mayores oportunidades para una operación rentable del electrolizador, contribuyendo así a orientar futuras decisiones de inversión y despliegue.

4.2 ANÁLISIS DEL MERCADO DIARIO Y RENTABILIDAD HORARIA

El primer paso para evaluar la rentabilidad de la producción de hidrógeno verde es estudiar la evolución de los precios horarios del mercado diario de electricidad. Esta información permite identificar en qué momentos resulta rentable operar un electrolizador, así como comparar la volatilidad y estructura de precios entre los distintos países europeos considerados.

Los datos horarios han sido obtenidos a través de la plataforma ENTSO-E, y se han tratado mediante código en Excel y Python. A partir de esta base, se ha calculado la ganancia horaria del electrolizador en cada instante del año, aplicando la fórmula de rentabilidad teórica definida en el apartado anterior.

Se considera que el electrolizador solo opera en aquellas horas en las que la ganancia es positiva, es decir, cuando el precio del hidrógeno supera el coste eléctrico de producción. Este enfoque permite simular un comportamiento racional orientado a la maximización del beneficio.

Desde diciembre de 2024, MIBGAS publica el índice IBHYX, el primer índice ibérico de precio de hidrógeno renovable, con un valor inicial de 5,85 €/kg (≈ 148 €/MWh) y actualizaciones semanales. Este índice se calcula a partir del coste nivelado de producción de una planta tipo de 50 MW, utilizando electricidad renovable, y actúa como señal mínima de venta basada en transparencia de mercado [MIBGAS Green, 2024].

Para valorar el precio de venta del hidrógeno verde, se ha tomado como referencia el índice HYDRIX, publicado por la European Energy Exchange (EEX), que proporciona un valor de mercado basado en transacciones y estimaciones de agentes del sector [EEX, 2023].

Para cada país y año, se representan los siguientes indicadores clave:

- Número de horas anuales en que la operación resulta rentable para cada precio objetivo del hidrógeno (de 3000 a 7000 €/t)
- Ganancia total anual bajo cada escenario
- Distribución horaria de precios que permite contextualizar las oportunidades de operación

Este análisis sirve como base para evaluar la competitividad del hidrógeno verde frente a otras formas de almacenamiento energético, y para comparar el atractivo relativo de cada país europeo según su perfil de precios.

4.3 ANÁLISIS DEL PAYOFF HORARIO DEL ELECTROLIZADOR

Con el objetivo de estimar la rentabilidad horaria del electrolizador en distintos contextos, se aplica un modelo inspirado en la teoría de opciones financieras. En este enfoque, la operación del electrolizador se interpreta como una opción tipo put, ya que resulta económicamente viable únicamente cuando el precio horario de la electricidad cae por debajo de un umbral crítico determinado por el precio de venta del hidrógeno dividido entre la eficiencia del sistema.

Desde el punto de vista financiero, una opción put concede al titular el derecho, pero no la obligación, de vender un activo subyacente a un precio prefijado (strike). Su valor se activa cuando el precio de mercado del activo cae por debajo de ese nivel, generando un beneficio equivalente a la diferencia entre ambos. Aplicado al contexto energético, se asume que el electrolizador puede activarse únicamente en las horas en las que el precio de la electricidad sea lo bastante bajo como para permitir una operación rentable.

En este modelo, el precio de venta del hidrógeno ajustado por eficiencia actúa como precio de ejercicio, mientras que el precio horario de la electricidad representa el activo subyacente. Así, el electrolizador obtiene un payoff positivo cuando el coste eléctrico es inferior al valor energético del hidrógeno producido; en caso contrario, no opera. Esta analogía con las opciones financieras se alinea con enfoques académicos utilizados en la literatura reciente sobre valoración de activos energéticos flexibles [Galli et al., 2021].

La fórmula del payoff por hora sin restricciones renovables es la siguiente:

$$Payoff_{electrolizador}(h) = P_{el} * \max\left(\frac{P_{H_2}}{\eta} - P_e(h), 0\right) \quad (4.2)$$

Donde:

- P_{el} : potencia nominal del electrolizador (MW)
- P_{H_2} : precio de venta del hidrógeno (€ / t)
- η : eficiencia eléctrica del electrolizador (MWh / t)
- $P_e(h)$: precio de la electricidad en la hora h (€ / MWh)

La operación del electrolizador se activa únicamente en las horas en las que el precio de la electricidad es suficientemente bajo para generar un beneficio positivo. La suma de los payoffs horarios a lo largo del año proporciona la ganancia potencial anual del sistema bajo cada escenario de precio del hidrógeno.

Este modelo se aplica para cada país y año considerado (2022, 2023 y 2024), utilizando datos reales horarios de precios eléctricos obtenidos a través de la plataforma ENTSO-E. La eficiencia del electrolizador se mantiene constante en todos los casos, con valores representativos del rango medio de tecnologías comerciales (por ejemplo, 55 MWh/t).

Para visualizar los resultados, se generarán figuras que muestren el payoff acumulado anual del electrolizador en cada país, considerando un rango de precios del hidrógeno entre 3000 y 7000 €/t. Estas gráficas permiten identificar en qué condiciones y contextos geográficos la producción de hidrógeno verde puede resultar económicamente viable sin necesidad de incentivos adicionales ni restricciones operativas.

4.4 ANÁLISIS DEL PAYOFF RFNBO BAJO MEZCLA RENOVABLE NACIONAL

Este apartado evalúa la viabilidad económica del electrolizador bajo el marco regulatorio RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), que exige que la producción de hidrógeno verde se limite exclusivamente a horas en las que existe generación renovable adicional suficiente. Esta condición introduce una restricción técnica que condiciona tanto la cantidad de hidrógeno que puede producirse como su rentabilidad horaria.

A diferencia del modelo libre sin restricciones, en este caso se simula la operación de un electrolizador que solo puede funcionar:

- cuando la generación renovable real disponible en la hora es suficiente para cubrir su potencia nominal;
- y cuando el precio de la electricidad es lo bastante bajo como para que, ajustado por eficiencia, permita obtener un beneficio.

Para ello, se aplica una fórmula basada en la teoría de opciones financieras tipo put, que representa el payoff horario de un electrolizador sujeto a disponibilidad renovable:

$$Payoff_{electrolizadorRFNBO}(h) = \min(P_{el}, R(h)) * \max\left(\frac{P_{H_2}}{\eta} - P_e(h), 0\right) \quad (4.3)$$

Donde:

- P_{el} es la potencia del electrolizador (MW)
- $R(h)$ es la generación renovable disponible en la hora h (MW)
- P_{H_2} es el precio de venta del hidrógeno (€/t)
- η es la eficiencia eléctrica del proceso (MWh / t H_2)
- $P_e(h)$ es el precio horario de electricidad (€/MWh)

La generación renovable $R(h)$ se calcula como la suma ponderada de la producción solar y eólica en cada hora, en proporción a la potencia instalada de cada fuente en cada país. Se simula así un electrolizador asociado a una planta mixta de autoconsumo, sin distinción tecnológica, que opera únicamente cuando dispone de recursos renovables certificados y suficientes.

Los datos horarios empleados en este análisis corresponden a los años 2022, 2023 y 2024, obtenidos directamente de la plataforma ENTSO-E. La simulación se ha implementado en Python para los ocho países seleccionados, generando más de 26.000 observaciones horarias por año y país.

Métrica principal: payoff total anual

La métrica cuantitativa principal es el payoff total anual, calculado como la suma de los beneficios horarios en los que el electrolizador puede operar cumpliendo los criterios RFNBO. Este valor representa el beneficio teórico acumulado de una instalación de 1 MW que opera estrictamente con electricidad renovable habilitante.

Además, se ha calculado para cada país:

- el número total de horas rentables RFNBO por año,
- el payoff medio mensual (€/MWh),
- y un indicador de rentabilidad por unidad de energía renovable utilizada (€/MWh renovable), que permite comparar eficiencia económica relativa.

Estos indicadores permiten valorar no solo la cantidad total de beneficio anual, sino también la calidad de las ventanas horarias de operación en cada país. En los subapartados siguientes se representan los resultados gráficos para cada año, en función de distintos precios del hidrógeno verde (de 3000 a 7000 €/t), junto con un análisis comparativo entre países y una discusión técnica de sus causas.

Este enfoque permite identificar:

- qué países ofrecen más oportunidades de arbitraje horario con energía renovable,
- hasta qué punto las restricciones del marco RFNBO limitan la rentabilidad frente al modelo libre,
- y cómo influyen el mix renovable, la volatilidad horaria de precios y la eficiencia del sistema en la viabilidad del hidrógeno verde a escala industrial.

4.4.1 ESPAÑA

España se posiciona como uno de los entornos más favorables de Europa para la producción de hidrógeno verde conforme a los requisitos RFNBO. En el año 2024, la generación solar alcanzó los 37,5 TWh y la eólica los 60,9 TWh, consolidando una base renovable robusta y complementaria. La elevada irradiación solar del sur peninsular y el buen aprovechamiento del recurso eólico en la mitad norte permiten una cobertura horaria diversificada a lo largo del año. Además, el diseño del mercado eléctrico ibérico (MIBEL) favorece la formación de precios horarios sensibles a la disponibilidad renovable, lo que amplía las ventanas de rentabilidad para electrolizadores operando en tiempo real.

Las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 muestran el payoff mensual agregado del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente, considerando la restricción de que solo puede operar en las horas con producción renovable suficiente (combinación solar-eólica) y cuando el precio de la electricidad permite una operación rentable.

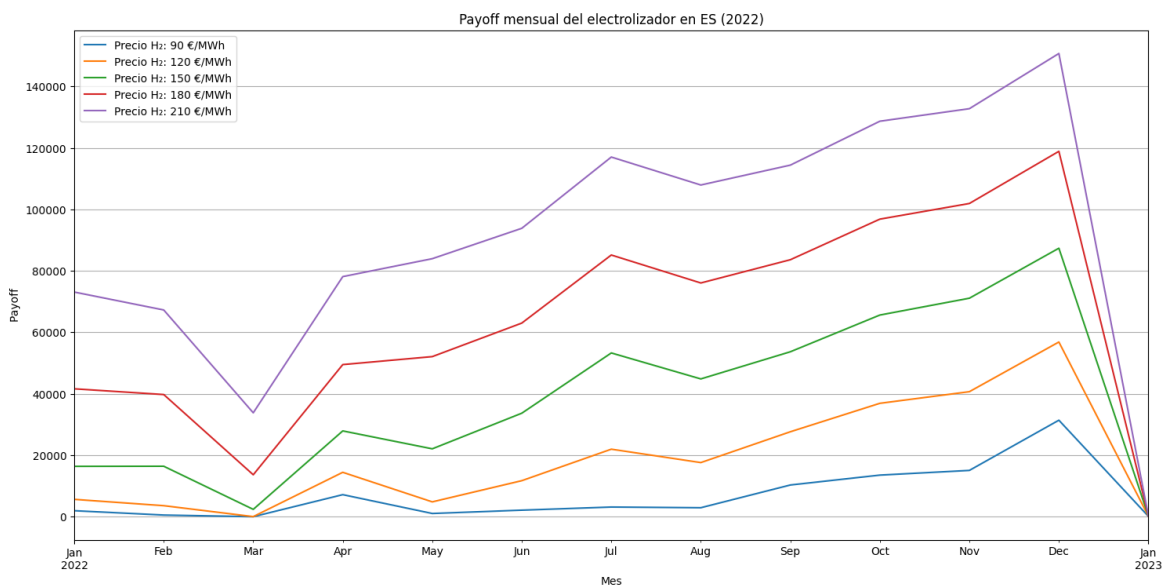


Figura 4.1 Payoff mensual del electrolizador en España (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

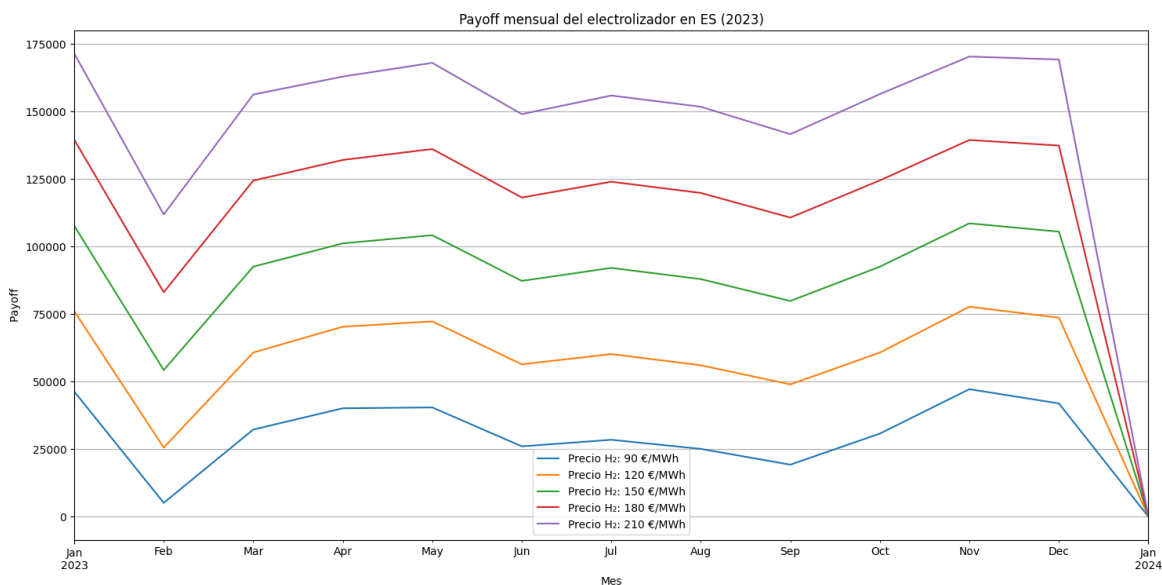


Figura 4.2 Payoff mensual del electrolizador en España (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

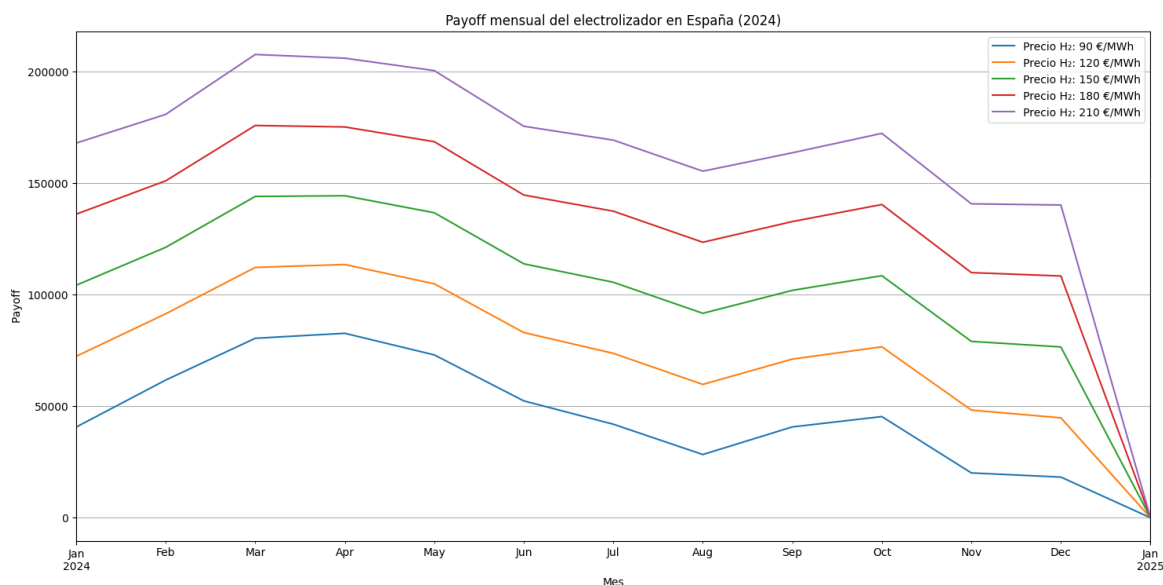


Figura 4.3 Payoff mensual del electrolizador en España (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

Los resultados muestran una evolución positiva en la rentabilidad del electrolizador entre los años 2022 y 2024. En el año 2022, destacan los meses de verano y otoño, donde se concentran las oportunidades de arbitraje gracias a una alta disponibilidad solar y precios eléctricos moderadamente bajos. En el año 2023, se incrementan tanto el número de meses con payoff positivo como la magnitud de los ingresos, especialmente en primavera y verano, reflejando una mayor penetración renovable y una mayor dispersión horaria en los precios. En el año 2024, se alcanza el nivel de rentabilidad más elevado del trienio, acompañado de una notable estabilidad mensual. La mayoría de los meses del año presentan beneficios significativos, reflejando una mayor madurez del sistema eléctrico y una complementariedad renovable más eficaz.

España destaca por su elevada complementariedad solar-eólica, lo que permite cubrir franjas horarias amplias a lo largo del año y aprovechar al máximo la capacidad instalada del electrolizador dentro de los límites impuestos por el marco regulatorio. Esta combinación de abundancia renovable, precios dinámicos y marco normativo estable refuerza el papel de España como líder en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde a escala industrial en Europa.

4.4.2 FRANCIA

Francia cuenta con un sistema eléctrico caracterizado por una elevada proporción de energía nuclear, pero con una participación creciente de fuentes renovables, especialmente eólica e hidroeléctrica. En el año 2024, la generación eólica alcanzó los 45 TWh, mientras que la solar superó los 22 TWh. La producción hidroeléctrica, por su parte, se situó en torno a los 55 TWh. Este mix renovable diversificado, junto con la presencia de interconexiones con los principales mercados europeos, proporciona estabilidad al sistema, aunque reduce en parte la variabilidad de precios horarios necesaria para maximizar el arbitraje de un electrolizador.

La generación hidroeléctrica, aunque significativa, no se ha incluido como input directo en el modelo RFNBO por no cumplir con los supuestos de generación variable inmediata requeridos para este análisis.

Las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 muestran el payoff mensual agregado del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente, considerando la restricción de que solo puede operar en las horas con producción renovable suficiente (combinación solar-eólica) y cuando el precio de la electricidad permite una operación rentable.

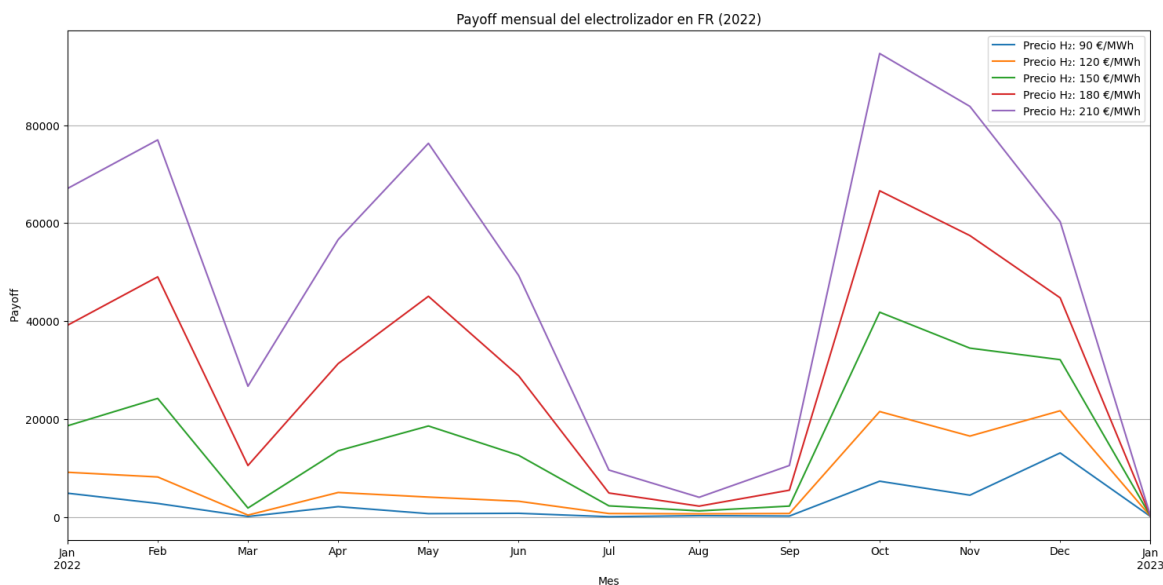


Figura 4.4 Payoff mensual del electrolizador en Francia (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

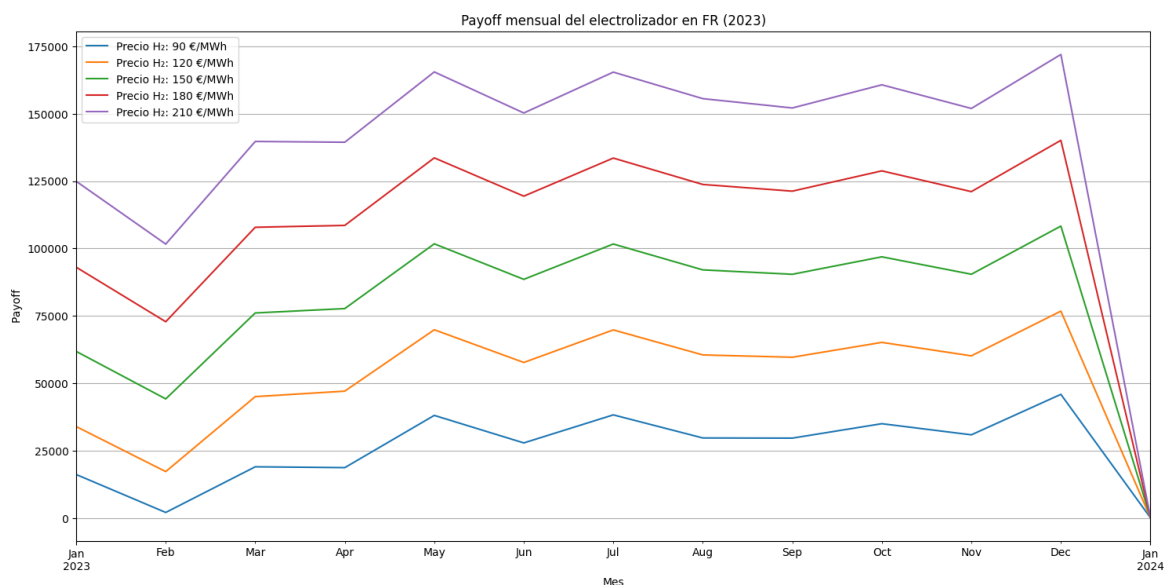


Figura 4.5 Payoff mensual del electrolizador en Francia (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

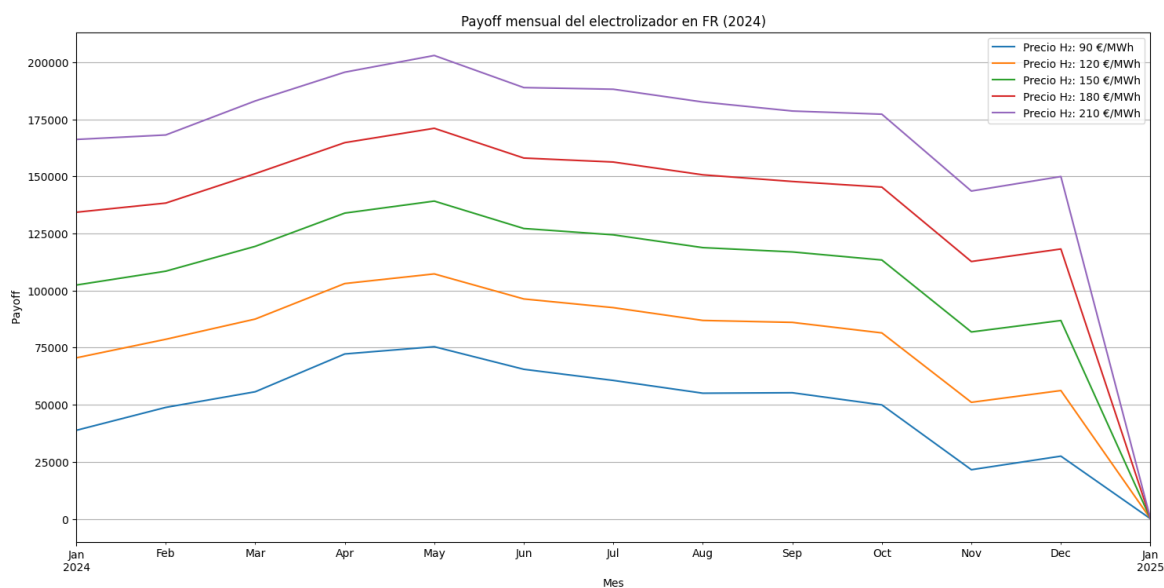


Figura 4.6 Payoff mensual del electrolizador en Francia (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

En el año 2022, el electrolizador presenta un desempeño positivo, destacando la primavera y el otoño como los periodos más favorables. Esta situación refleja la aportación constante de generación eólica y la menor demanda en dichos meses, lo que genera precios eléctricos bajos. En el año 2023, la rentabilidad disminuye ligeramente, aunque se mantiene en niveles razonables gracias a una mayor integración renovable y a cierta dispersión horaria de precios. En el año 2024, se observa una recuperación moderada, con una mejora en la regularidad mensual y con picos destacados en abril y octubre, fruto de condiciones meteorológicas favorables y un mejor acoplamiento entre producción renovable y consumo.

Francia ofrece un entorno técnicamente adecuado para la instalación de electrolizadores, especialmente en regiones con alta disponibilidad eólica o hidroeléctrica. No obstante, la elevada participación nuclear en la base del sistema eléctrico limita la frecuencia de precios extremos y, con ello, las oportunidades de arbitraje. En este sentido, los proyectos de hidrógeno verde deben evaluar cuidadosamente la localización, priorizando zonas con mayor presencia de renovables variables o con acceso directo a acuerdos de suministro con plantas fotovoltaicas o eólicas.

En conjunto, Francia se configura como un entorno viable para el despliegue de hidrógeno verde bajo condiciones RFNBO, aunque con menor potencial de rentabilidad horaria que países con mayor variabilidad de precios como España, Alemania o Dinamarca.

4.4.3 ALEMANIA

Alemania constituye uno de los sistemas eléctricos más relevantes de Europa, tanto por su dimensión como por el alto grado de penetración renovable. La generación eólica, tanto terrestre como marina, representa una proporción destacada del mix energético, superando los 130 TWh anuales. La energía solar fotovoltaica, a pesar de la menor irradiancia respecto a países del sur de Europa, también alcanza valores significativos, superando los 70 TWh en el año 2024. Esta combinación permite un aprovechamiento diversificado de recursos renovables, con perfiles horarios complementarios.

Las figuras 4.7, 4.8 y 4.9 muestran el payoff mensual agregado del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente, considerando la restricción de que solo puede operar en las horas con producción renovable suficiente (combinación solar-eólica) y cuando el precio de la electricidad permite una operación rentable.

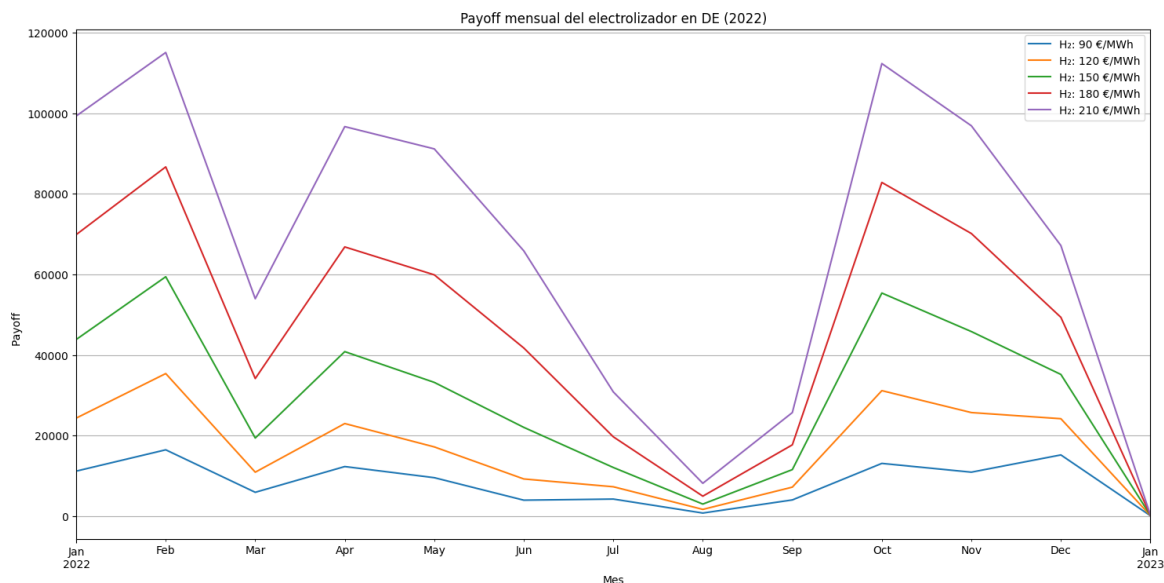


Figura 4.7 Payoff mensual del electrolizador en Alemania (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

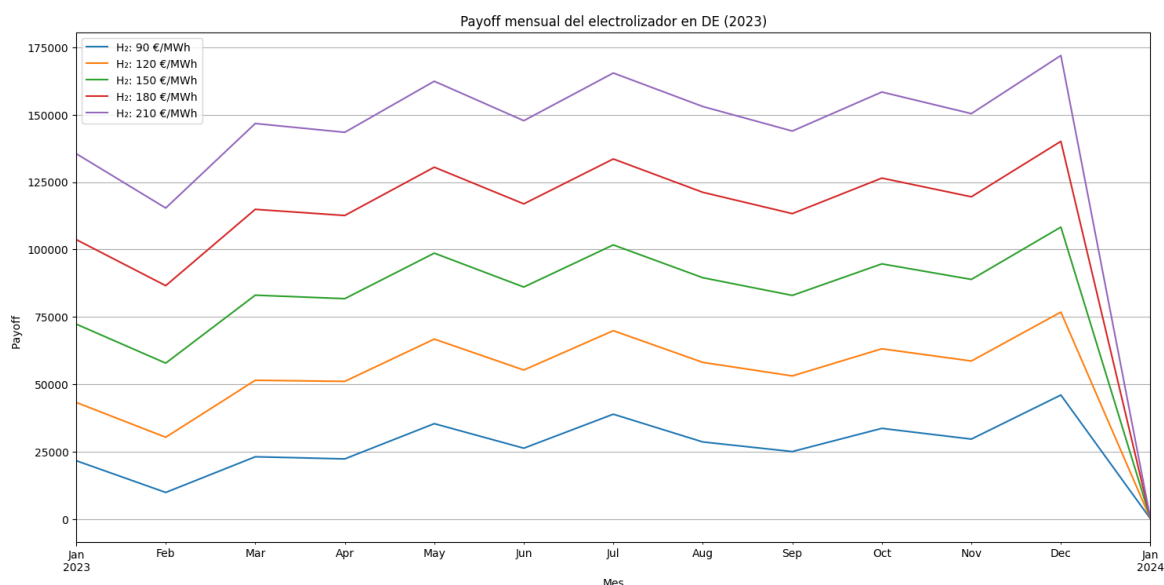


Figura 4.8 Payoff mensual del electrolizador en Alemania (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

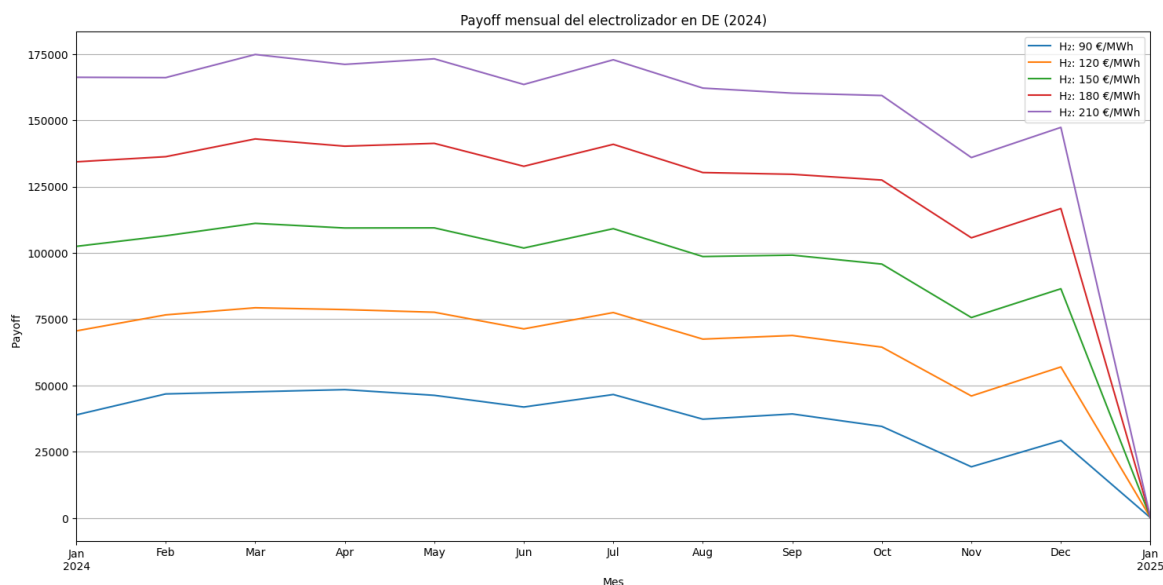


Figura 4.9 Payoff mensual del electrolizador en Alemania (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

El análisis de rentabilidad del electrolizador en Alemania, basado en datos horarios reales del mercado eléctrico, revela un comportamiento especialmente favorable en el año 2022, con elevados niveles de payoff en los meses de verano y otoño. Esta rentabilidad coincide con episodios de alta generación eólica y situaciones de precios eléctricos bajos provocados por excesos de oferta renovable. En el año 2023 se produce una reducción general de la rentabilidad, en parte asociada a una menor amplitud en los diferenciales horarios de precios. El año 2024 muestra un perfil más estable, sin picos extremos, pero con un número constante de horas rentables que permiten un aprovechamiento sostenido del electrolizador.

Estas diferencias reflejan tanto factores coyunturales —como la volatilidad extrema observada en el año 2022 por el contexto geopolítico— como tendencias estructurales de estabilización del mercado. En conjunto, Alemania ofrece un entorno con alta variabilidad horaria y disponibilidad renovable constante, lo que permite numerosas oportunidades para el arbitraje económico mediante electrolizadores acoplados al mercado. La rentabilidad, no obstante, está fuertemente condicionada por el precio objetivo del hidrógeno y por el diseño del mix renovable nacional.

4.4.4 PAÍSES BAJOS

Países Bajos presenta un sistema eléctrico altamente interconectado, caracterizado por una elevada participación en los mercados europeos y una creciente penetración de energías renovables, especialmente eólica —tanto terrestre como marina—, que supera los 35 TWh anuales en el año 2023. Además, el país ha avanzado notablemente en la integración del mercado intradiario y en el desarrollo de tecnologías de flexibilidad, como la gestión de la demanda y el almacenamiento, lo que refuerza su capacidad para absorber producción renovable variable y gestionar desequilibrios horarios.

Las figuras 4.10, 4.11 y 4.12 muestran el payoff mensual agregado del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente, considerando la restricción de que solo puede operar en las horas con producción renovable suficiente (combinación solar-eólica) y cuando el precio de la electricidad permite una operación rentable.

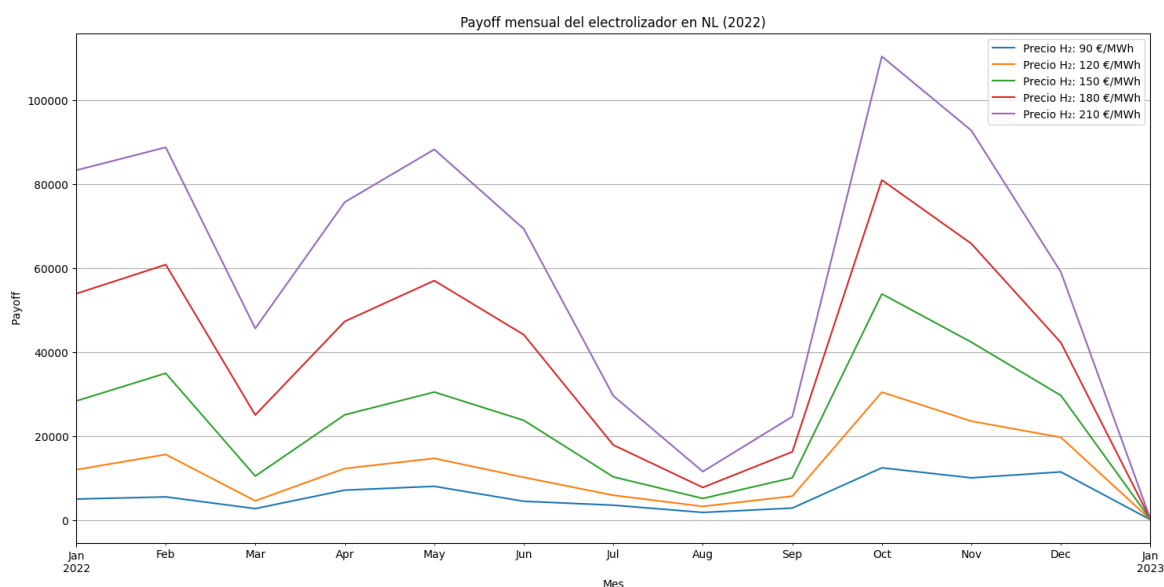


Figura 4.10 Payoff mensual del electrolizador en Países Bajos (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

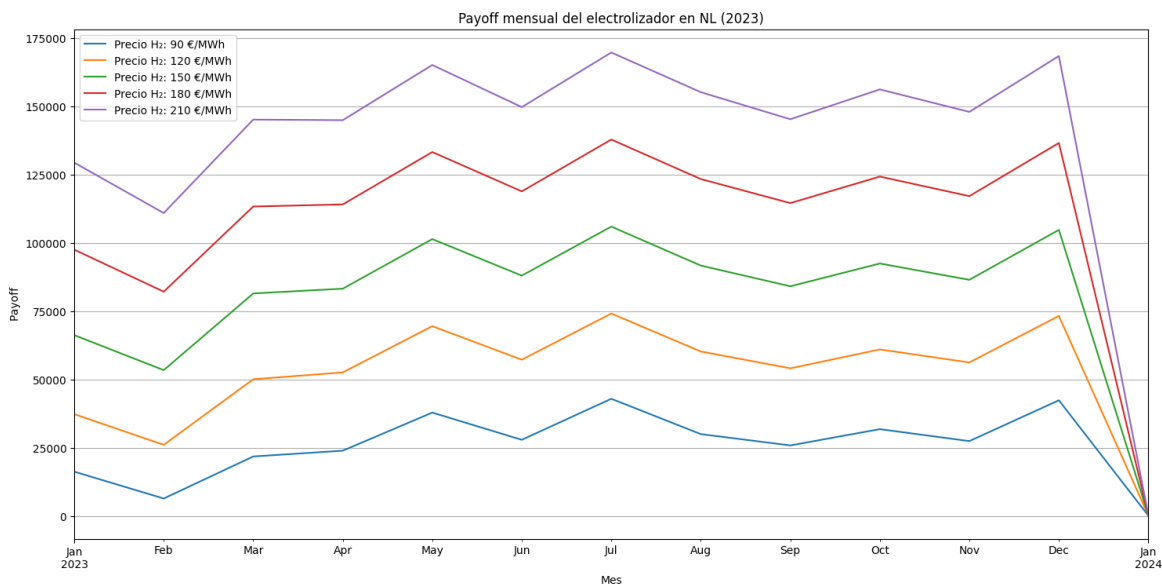


Figura 4.11 Payoff mensual del electrolizador en Países Bajos (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

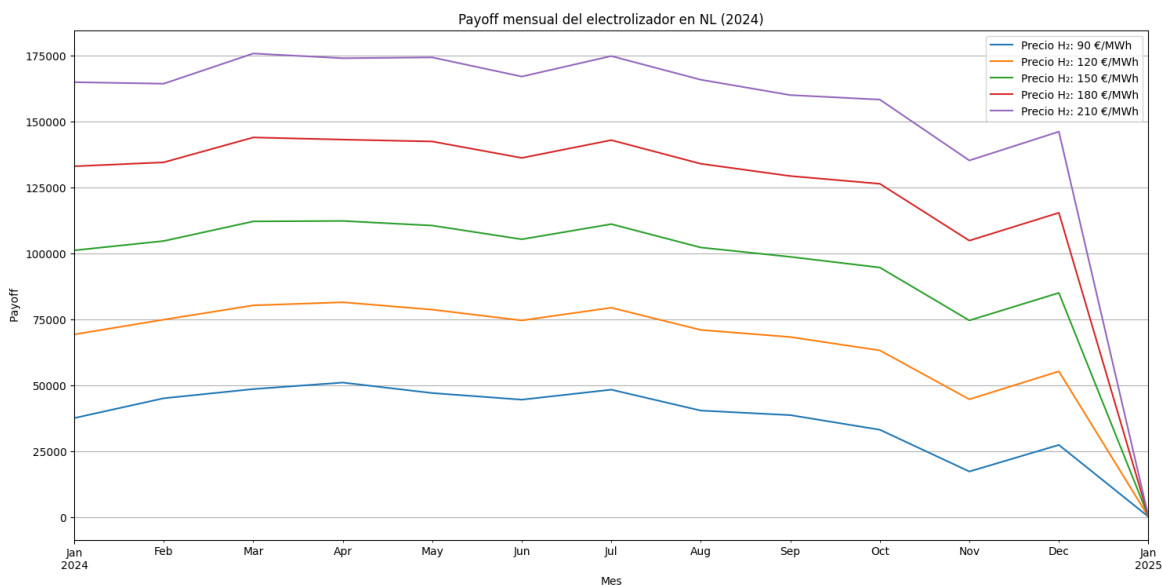


Figura 4.12 Payoff mensual del electrolizador en Países Bajos (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

Durante el año 2022, las oportunidades de rentabilidad se concentran en los meses de invierno y primavera, coincidiendo con picos de generación eólica y precios eléctricos especialmente bajos. El modelo de opción tipo put aplicado al electrolizador revela un payoff elevado en dichos periodos, lo que indica una buena alineación entre producción renovable y precios favorables. En el año 2023, el perfil cambia: se observa una mayor dispersión en las horas rentables, con una reducción en los picos mensuales de beneficio, aunque todavía se mantienen algunos intervalos positivos. El año 2024 muestra un patrón más homogéneo, sin máximos destacados, pero con una rentabilidad media sostenida a lo largo del año.

Este comportamiento evidencia la fuerte estacionalidad y la sensibilidad del sistema neerlandés a los precios horarios, en parte como consecuencia de su alta dependencia eólica y de su exposición a las dinámicas regionales del mercado europeo. Si bien los electrolizadores encuentran buenas oportunidades de arbitraje en escenarios de precios bajos, su rentabilidad está estrechamente vinculada a la evolución del mix renovable y a la estabilidad de precios en el mercado spot.

En conjunto, Países Bajos ofrece un entorno técnicamente favorable para el hidrógeno verde, especialmente cuando se aprovechan ventanas de precio bajo en periodos de elevada generación renovable. No obstante, la volatilidad interanual sugiere que la rentabilidad debe evaluarse cuidadosamente en función del escenario de precios del hidrógeno y del tipo de integración renovable.

4.4.5 PORTUGAL

Portugal comparte con España el marco regulatorio del mercado eléctrico ibérico (MIBEL), lo que implica una estructura de precios similar y una alta interconexión física y operativa. El sistema portugués se caracteriza por una elevada proporción de generación renovable, con especial protagonismo de la energía eólica —por encima de los 23 TWh— y un crecimiento sostenido de la capacidad solar fotovoltaica en los últimos años. Aunque la generación hidroeléctrica también representa una parte relevante del mix (superando los 30 TWh en 2024), no se ha incluido en este análisis como fuente habilitante para la producción de hidrógeno verde, dado que el modelo RFNBO aplicado considera únicamente las tecnologías solar y eólica.

No obstante, su presencia influye indirectamente en el sistema eléctrico al reducir la dependencia de fuentes fósiles, estabilizar el precio medio horario y mejorar la cobertura de la demanda, lo que puede facilitar un entorno favorable para precios eléctricos bajos en ciertos momentos del año.

Las figuras 4.13, 4.14 y 4.15 muestran el payoff mensual agregado del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente, considerando la restricción de que solo puede operar en las horas con producción renovable suficiente (combinación solar-eólica) y cuando el precio de la electricidad permite una operación rentable.

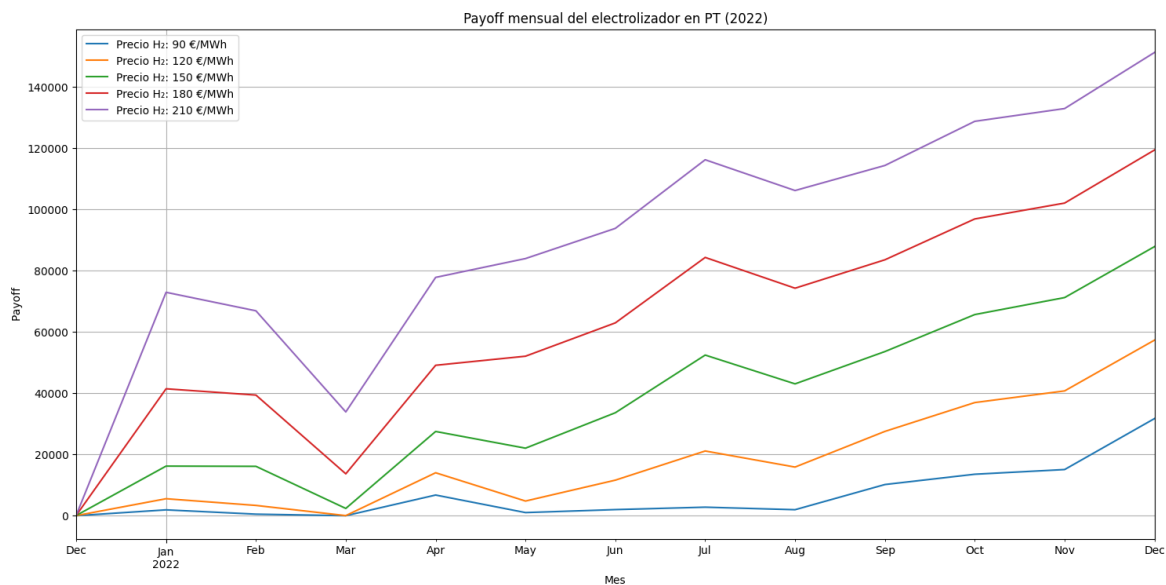


Figura 4.13 Payoff mensual del electrolizador en Portugal (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

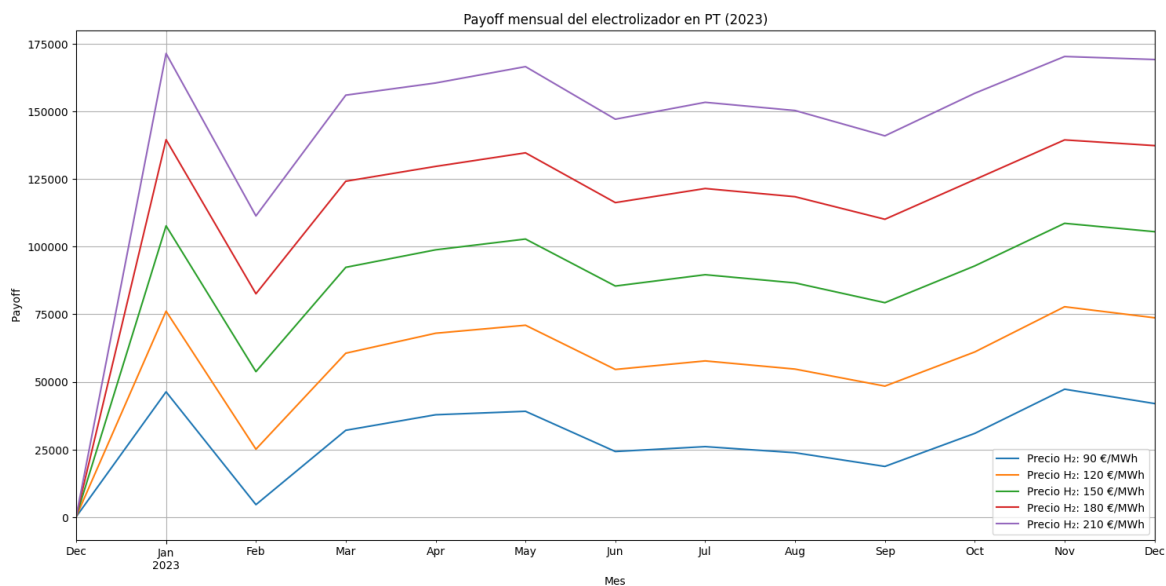


Figura 4.14 Payoff mensual del electrolizador en Portugal (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

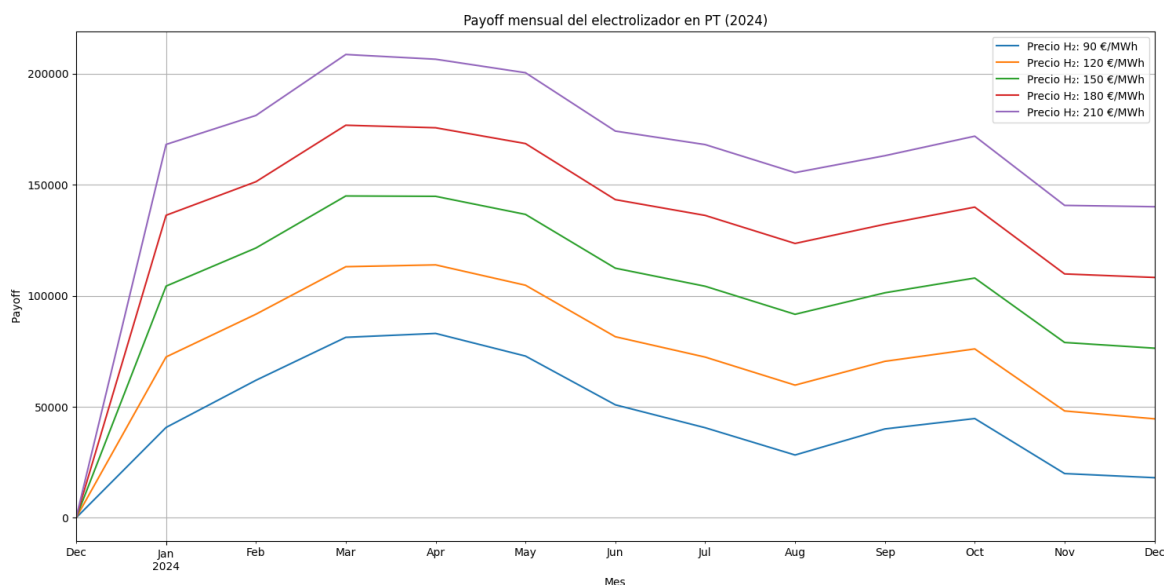


Figura 4.15 Payoff mensual del electrolizador en Portugal (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

Durante el año 2022, se identifican valores de payoff positivos concentrados en los meses de primavera y otoño, coincidiendo con periodos de elevada disponibilidad hidroeléctrica y eólica y precios eléctricos moderados. En el año 2023, el perfil mejora significativamente: aumentan los meses con rentabilidad destacada, especialmente en la segunda mitad del año, impulsados por una mayor penetración solar que amplía la ventana diaria de horas económicas. El año 2024 presenta una estabilización en niveles intermedios de rentabilidad, pero con una distribución mensual más regular, lo que sugiere una mayor integración estructural de la generación renovable en el sistema eléctrico portugués.

Este comportamiento confirma el potencial competitivo de Portugal como ubicación para proyectos de hidrógeno verde. La elevada producción renovable, la complementariedad entre tecnologías, la estabilidad del marco normativo y la integración con el mercado ibérico ofrecen un entorno favorable para el despliegue de electrolizadores. Además, la presencia simultánea de recursos solares y eólicos permite una operación más continua, lo que maximiza la utilización del equipo y mejora el retorno económico bajo criterios RFNBO.

4.4.6 DINAMARCA

Dinamarca se distingue por tener una de las mayores penetraciones de energías renovables de Europa, con una producción eólica que supera los 40 TWh anuales y que representa más del 50 % de su generación eléctrica total. Esta capacidad está repartida entre parques terrestres y marinos, lo que proporciona una producción sostenida y diversificada a lo largo del año. Además, el país ha liderado históricamente el desarrollo de interconexiones eléctricas con Noruega, Suecia, Alemania y Países Bajos, facilitando el intercambio de excedentes y la compensación de desequilibrios horarios. Esta configuración genera un sistema eléctrico altamente dinámico y con elevada variabilidad de precios horarios.

Aunque la energía solar no es dominante en el mix danés (con alrededor de 3,5 TWh en 2024), su aporte complementa los patrones horarios de la eólica, especialmente en verano. Esta complementariedad tecnológica permite ampliar las horas de disponibilidad renovable habilitante para la producción de hidrógeno conforme al modelo RFNBO.

Las figuras 4.16, 4.17 y 4.18 muestran el payoff mensual del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024, considerando exclusivamente las horas en las que existe generación solar o eólica suficiente, y en las que el precio de la electricidad permite una operación rentable bajo condiciones RFNBO.

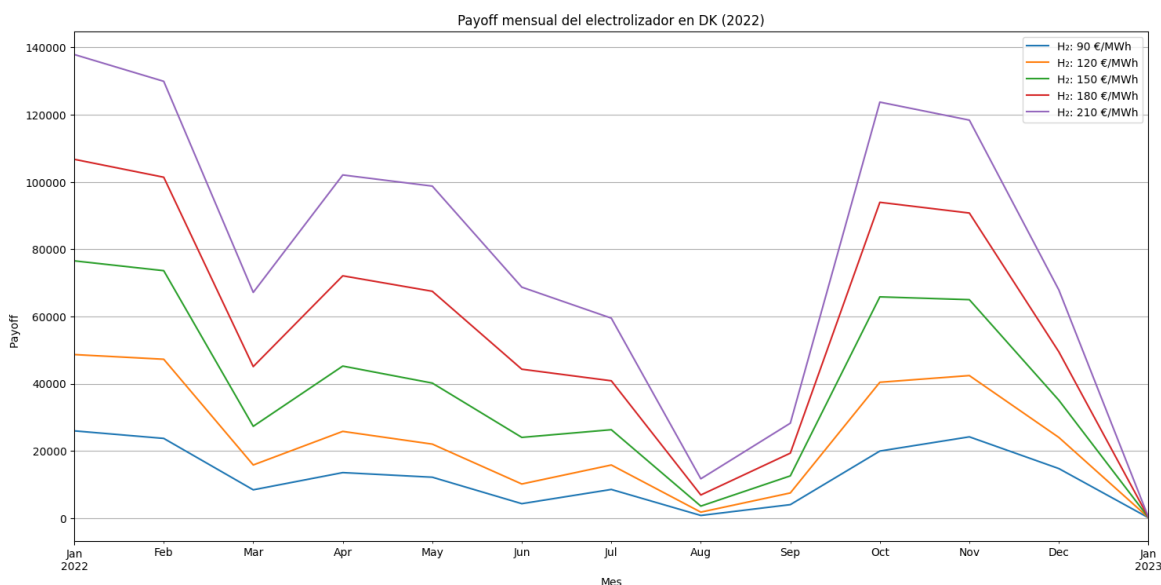


Figura 4.16 Payoff mensual del electrolizador en Dinamarca (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

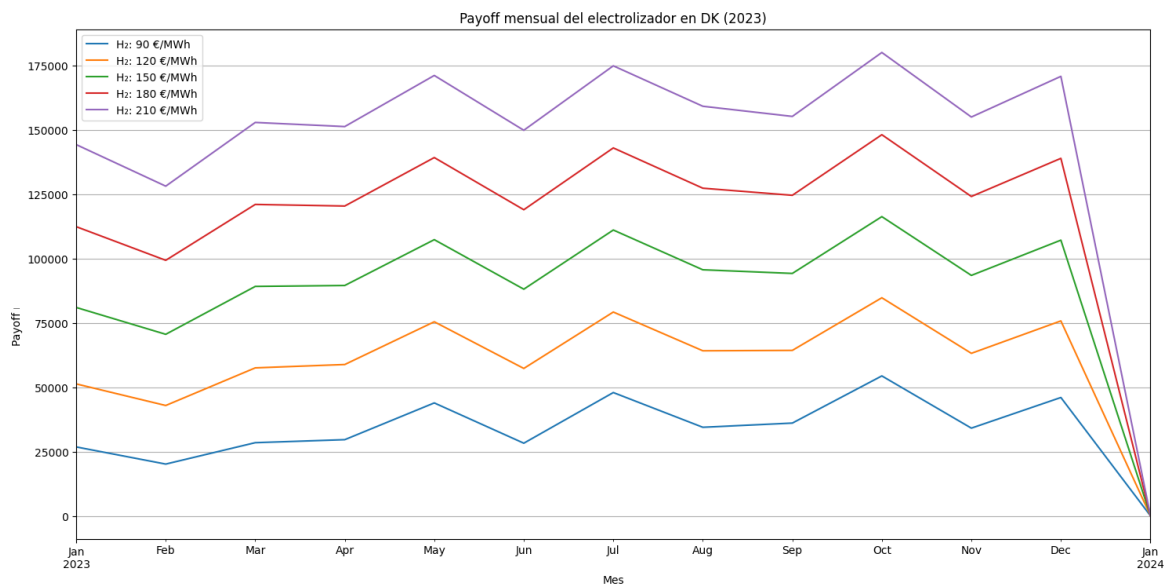


Figura 4.17 Payoff mensual del electrolizador en Dinamarca (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

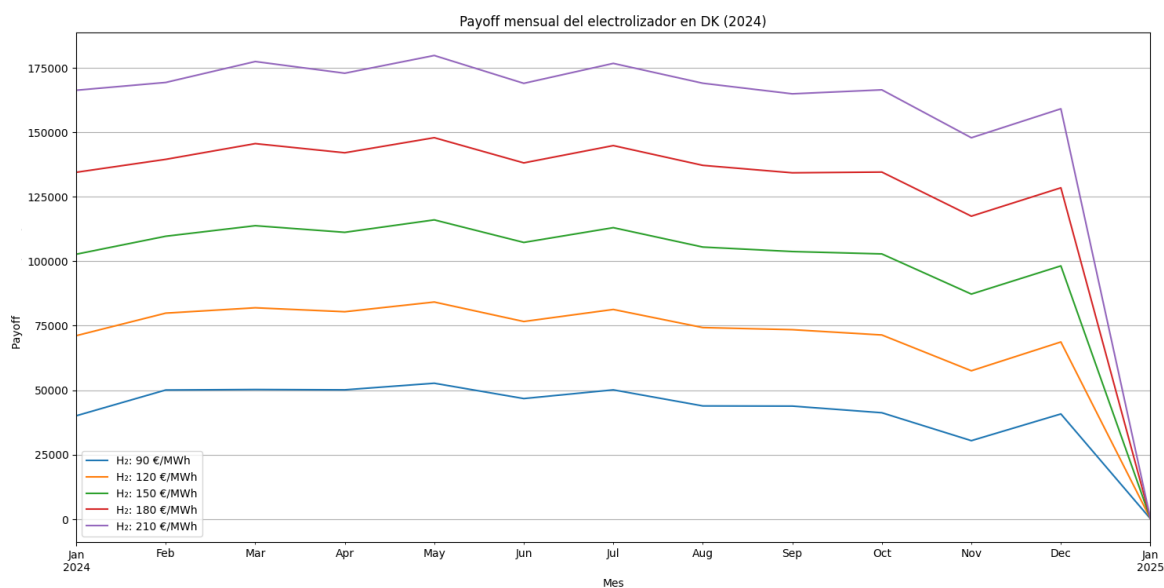


Figura 4.18 Payoff mensual del electrolizador en Dinamarca (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

En el año 2022, los resultados del electrolizador presentan una rentabilidad irregular, con picos muy destacados durante los meses de invierno, especialmente en enero y diciembre. Estos valores se explican por la elevada generación eólica combinada con precios horarios excepcionalmente bajos, e incluso negativos, lo que maximiza el payoff del sistema. En el año 2023 se mantiene esta tendencia, aunque los valores mensuales presentan una mayor dispersión: se alternan periodos muy rentables con otros prácticamente nulos, lo que evidencia la fuerte dependencia de las condiciones meteorológicas. El año 2024 muestra una leve mejora en la estabilidad mensual, con varios meses por encima de los 40.000 €, destacando febrero y marzo como los más favorables.

La estructura del mercado eléctrico danés, con precios frecuentemente cercanos a cero y una penetración renovable muy elevada, genera un entorno propicio para el arbitraje horario mediante electrolizadores. Sin embargo, la rentabilidad está sujeta a una fuerte estacionalidad y requiere una operación flexible. El aprovechamiento óptimo de estas condiciones exige estrategias de operación basadas en la predicción meteorológica y la disponibilidad horaria, lo que condiciona tanto el diseño como la integración de las plantas de hidrógeno verde.

4.4.7 NORUEGA

Noruega dispone de un sistema eléctrico único en Europa por su altísima penetración de energía hidroeléctrica, que representa más del 90 % de su generación total, superando los 120 TWh anuales. Aunque el modelo RFNBO se basa exclusivamente en generación solar y eólica para cumplir con los criterios de adicionalidad, la relevancia estructural de la hidroeléctrica condiciona de forma indirecta la viabilidad de los electrolizadores, al contribuir a una alta estabilidad del sistema, desplazar otras tecnologías más costosas y suavizar la curva de precios horarios.

En este análisis, sin embargo, se considera únicamente la generación solar y eólica proporcional a su potencia instalada, en línea con los requisitos europeos de trazabilidad, adicionalidad y temporalidad renovable. Por tanto, aunque la hidroeléctrica no se utiliza como fuente habilitante en el modelo de payoff RFNBO, su influencia indirecta sobre los precios horarios y la estructura del sistema eléctrico noruego se tiene en cuenta a nivel interpretativo.

A nivel renovable, la energía eólica en Noruega alcanzó los 12 TWh en el año 2023, con un crecimiento moderado respecto a años anteriores. La producción solar, en cambio, se mantiene en niveles bajos, alrededor de 600 GWh, debido a la menor irradiación disponible. Este perfil tecnológico limita el número de horas disponibles para operar bajo criterios RFNBO estrictos, aunque la regularidad de precios bajos, facilitada por la capacidad hidroeléctrica regulable, abre ciertas ventanas de rentabilidad estacional.

Las figuras 4.19, 4.20 y 4.21 presentan el payoff mensual del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente, considerando únicamente las horas con disponibilidad renovable solar-eólica y precios eléctricos compatibles con una operación rentable.

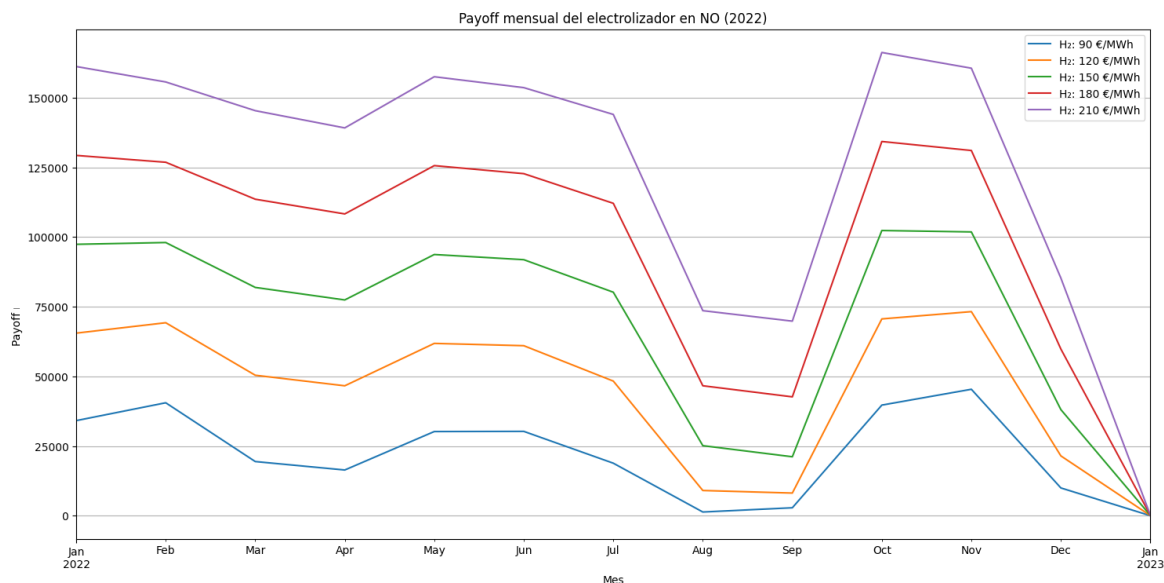


Figura 4.19 Payoff mensual del electrolizador en Noruega (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

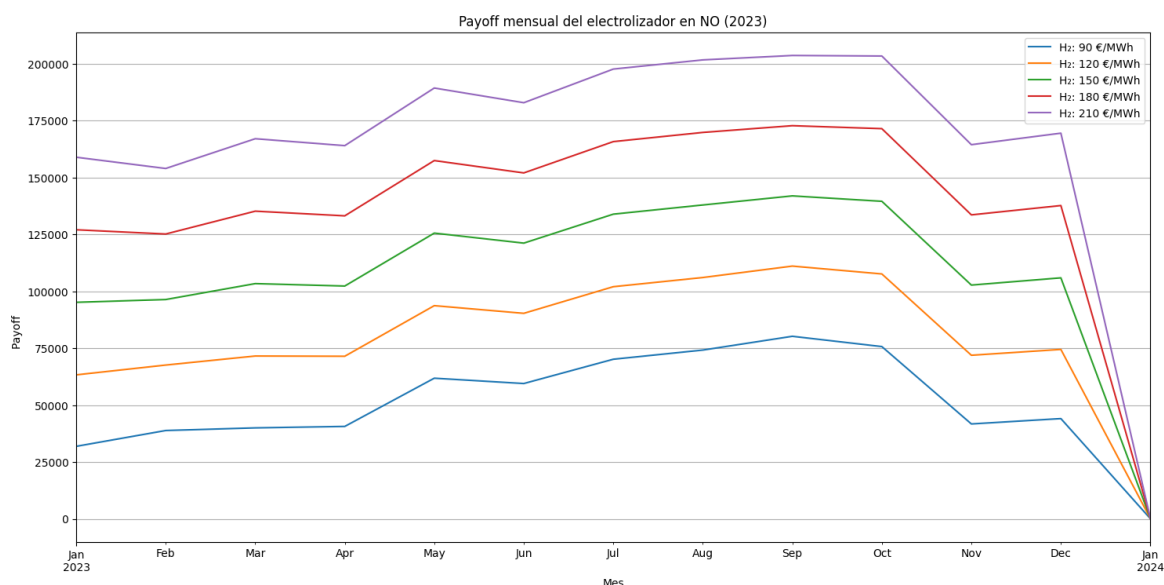


Figura 4.20 Payoff mensual del electrolizador en Noruega (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

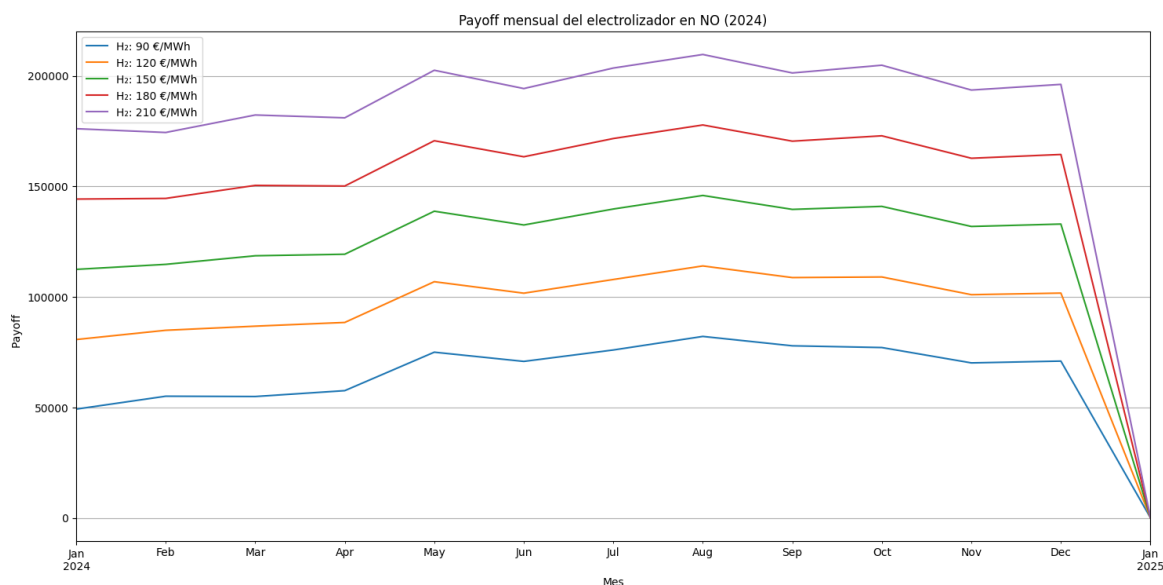


Figura 4.21 Payoff mensual del electrolizador en Noruega (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

Durante el año 2022, el payoff mensual del electrolizador en Noruega se mantiene en niveles modestos, sin superar los 25.000 € en ningún mes, lo que refleja una escasa disponibilidad de horas con diferencial económico suficiente para justificar la operación. En el año 2023 se detecta una ligera mejora, particularmente en los meses de primavera y verano, asociada a ciertas oscilaciones horarias más pronunciadas en el precio eléctrico. No obstante, el patrón sigue siendo limitado en términos de rentabilidad. En el año 2024, el perfil mensual se estabiliza aún más, con valores más homogéneos, pero de magnitud moderada, lo que indica una reducción en la variabilidad de precios útiles para el electrolizador.

A pesar de contar con una infraestructura eléctrica robusta, un sistema extremadamente renovable y una elevada seguridad de suministro, Noruega no presenta condiciones especialmente favorables para el modelo de operación de un electrolizador dependiente del mercado diario. La baja frecuencia de precios extremos —positivos o negativos— limita las oportunidades de capturar ingresos mediante un aprovechamiento horario oportunista. En este contexto, la integración de electrolizadores podría requerir esquemas de contratación a largo plazo, acceso a precios regulados o una combinación con otros servicios de flexibilidad para alcanzar rentabilidades adecuadas.

4.4.8 ITALIA

Italia presenta un sistema eléctrico con una combinación diversa de tecnologías, incluyendo gas natural, energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica y eólica. En el año 2024, la producción solar superó los 30 TWh, mientras que la eólica alcanzó aproximadamente 23 TWh. Por su parte, la generación hidroeléctrica aportó más de 45 TWh, consolidando un mix renovable amplio, aunque con una fuerte variabilidad regional. No obstante, en este análisis solo se ha considerado la generación solar y eólica proporcional a su potencia instalada como fuentes habilitantes para el electrolizador, en cumplimiento con los criterios RFNBO de adicionalidad, trazabilidad y temporalidad. La energía hidroeléctrica, aunque relevante a nivel sistémico, no ha sido incorporada directamente en el cálculo del payoff.

La distribución geográfica del recurso renovable es especialmente desigual en Italia, con una mayor disponibilidad solar en el sur y una mayor presencia eólica en zonas montañosas y costeras del centro y norte. Esta variabilidad introduce una dependencia espacial significativa en la viabilidad del hidrógeno verde, que se ha aproximado aquí mediante una combinación media de generación solar-eólica representativa a nivel nacional.

Las figuras 4.22, 4.23 y 4.24 muestran el payoff mensual del electrolizador para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente, considerando exclusivamente las horas en las que se dispone de generación renovable habilitante y un precio eléctrico compatible con una operación rentable bajo criterios RFNBO.

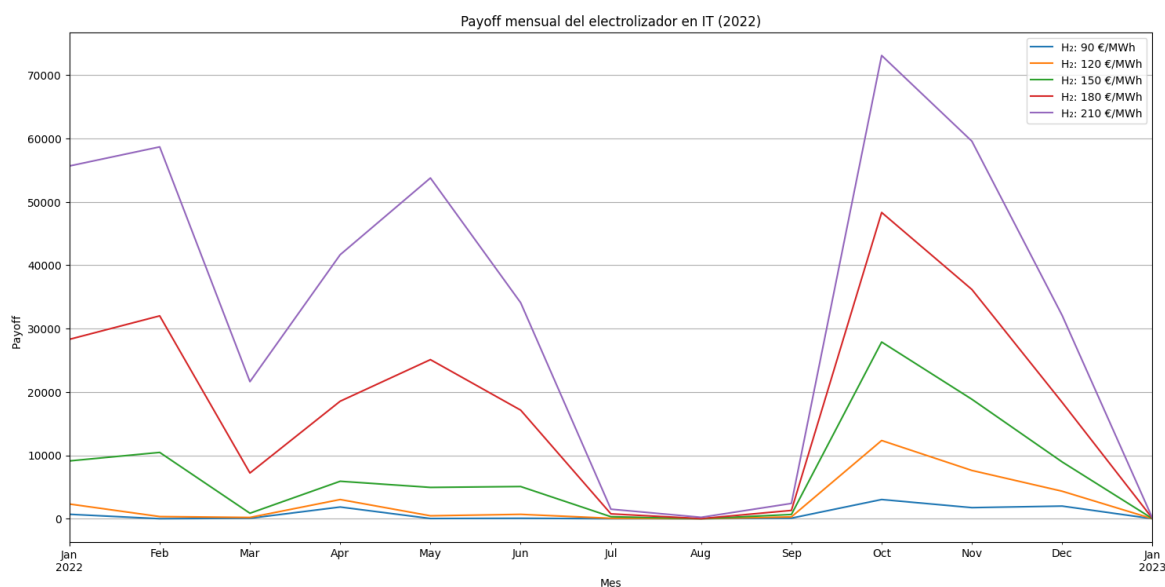


Figura 4.22 Payoff mensual del electrolizador en Italia (2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2022).

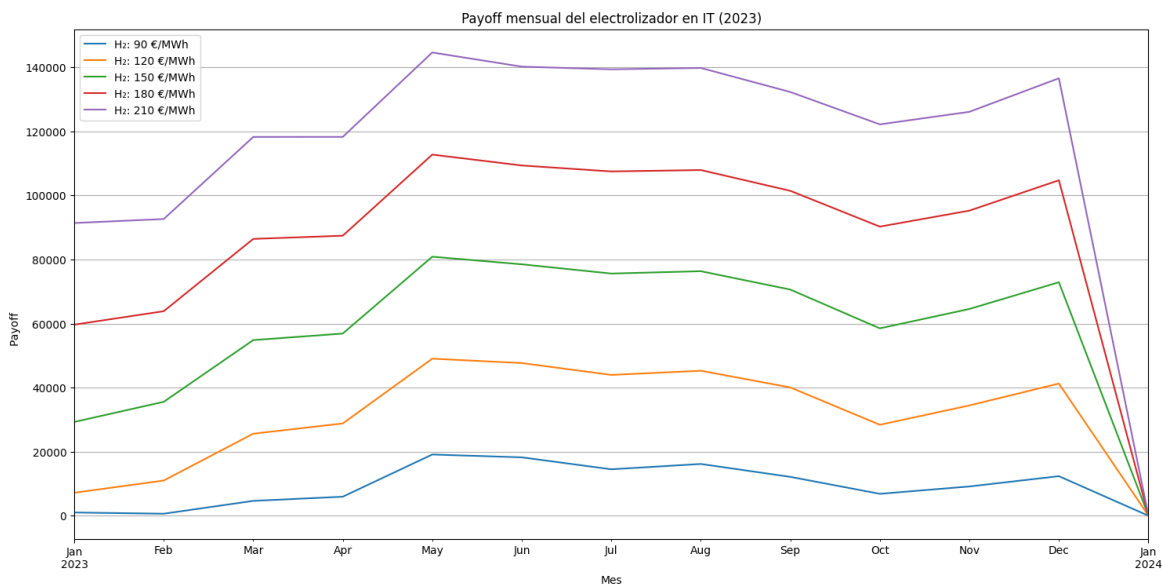


Figura 4.23 Payoff mensual del electrolizador en Italia (2023)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2023).

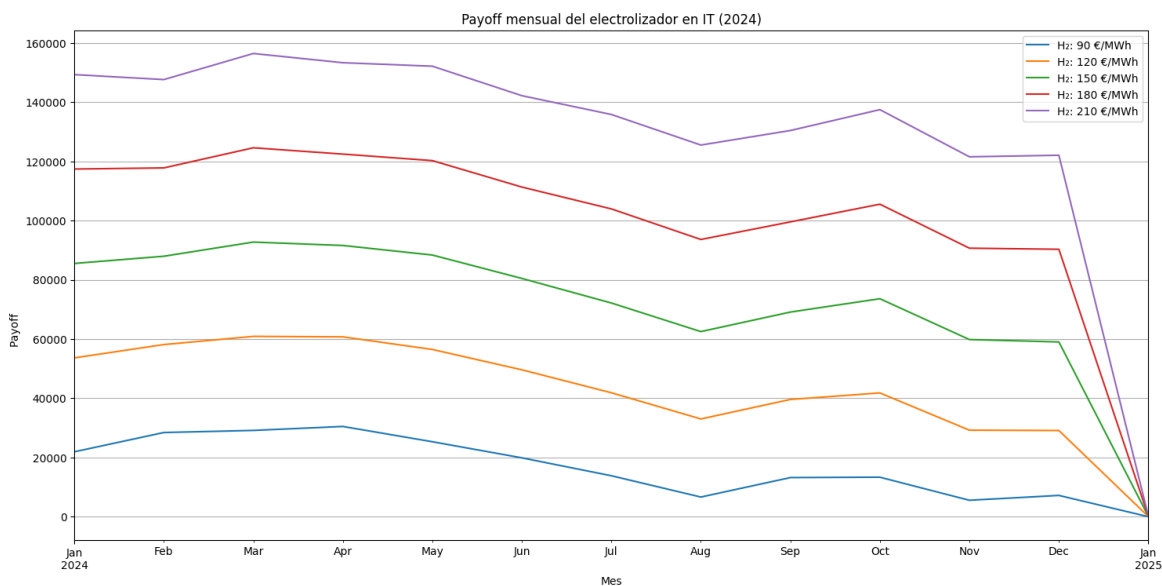


Figura 4.24 Payoff mensual del electrolizador en Italia (2024)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos horarios reales de mercado eléctrico y generación renovable (ENTSO-E, 2024).

Análisis

Durante el año 2022, el perfil mensual de payoff muestra una marcada estacionalidad, con valores más altos en los meses de verano, coincidiendo con el pico de generación solar y precios eléctricos relativamente bajos. Esta combinación permite una operación rentable del electrolizador en intervalos bien definidos. En el año 2023, la rentabilidad mejora de forma notable, con incrementos especialmente relevantes en los meses de primavera y otoño, cuando se acentúa la variabilidad horaria de precios. Esta mayor dispersión amplía las oportunidades de arbitraje económico. En el año 2024, el perfil se estabiliza con valores intermedios, destacando los meses de abril y julio como los más favorables, aunque con menor amplitud en los picos respecto al año 2022.

A pesar de disponer de una base renovable sólida y en crecimiento, Italia presenta ciertas limitaciones estructurales para la operación continua de electrolizadores acoplados al mercado spot. La menor producción eólica en comparación con otros países del norte y la fuerte dispersión regional de recursos renovables condicionan el número de horas rentables disponibles. No obstante, en zonas del sur con alta irradiación y buenas condiciones solares, el desarrollo de electrolizadores puede resultar competitivo, especialmente si se acompaña de esquemas de autoconsumo o contratos bilaterales con plantas fotovoltaicas.

En conjunto, Italia constituye un entorno con potencial relevante para el hidrógeno verde bajo criterios RFNBO, aunque su rentabilidad está altamente condicionada por la ubicación, la tecnología renovable utilizada y la dinámica horaria de precios.

4.5 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE PAÍSES

El análisis de payoffs mensuales para los años 2022, 2023 y 2024 ha permitido evaluar la rentabilidad operativa de un electrolizador conectado al mercado eléctrico en ocho países europeos, aplicando un modelo de opción financiera tipo put y considerando los condicionantes establecidos en el marco RFNBO. Esta aproximación, que incorpora criterios de adicionalidad, correlación temporal y geográfica, proporciona una visión realista del potencial económico del hidrógeno verde bajo la regulación europea vigente.

Los resultados muestran notables diferencias entre países y años:

- España y Francia presentan una rentabilidad elevada y estable, especialmente a partir de 2023, gracias a una mayor penetración de renovables y a una mayor variabilidad horaria de precios.
- Alemania destaca por su perfil de payoff más irregular, condicionado por una alta capacidad renovable y una importante participación de energía eólica, que introduce picos de rentabilidad en meses concretos.
- Países Bajos y Portugal presentan un perfil intermedio, con oportunidades significativas, pero más limitadas, y una menor estabilidad interanual.
- Dinamarca y Noruega muestran perfiles muy distintos: Dinamarca tiene un comportamiento más favorable al electrolizador gracias a su producción eólica, mientras que Noruega, con un sistema dominado por la hidroeléctrica regulable, presenta menores fluctuaciones horarias y una rentabilidad más baja.
- Italia, por su parte, ofrece buenas oportunidades en ciertos meses, especialmente gracias al recurso solar, pero su rentabilidad anual resulta algo inferior a la de los países líderes.

En términos generales, los países con mayor variabilidad horaria de precios, derivada de la penetración renovable no gestionable, tienden a ofrecer mayores oportunidades de operación rentable del electrolizador. Asimismo, la evolución interanual sugiere una mejora progresiva en la rentabilidad potencial del hidrógeno verde, vinculada a la transformación estructural de los mercados eléctricos europeos.

El modelo aplicado ha demostrado ser eficaz para identificar horas rentables de operación, y la incorporación de las restricciones RFNBO ha permitido ajustar el análisis a un marco más exigente, alineado con los objetivos de descarbonización. Este enfoque representa un paso clave para estimar de forma precisa la viabilidad del hidrógeno renovable, y permite identificar los entornos más atractivos para desplegar instalaciones de electrólisis a gran escala.

Flexibilidad del sistema eléctrico y su impacto en la rentabilidad del hidrógeno

La flexibilidad del sistema eléctrico nacional, definida por la capacidad de adaptar la generación a las condiciones del mercado y la demanda, se revela como un factor determinante en la rentabilidad del hidrógeno verde. En este sentido, pueden identificarse tres perfiles principales:

- Países con alta flexibilidad, como Noruega y Portugal, donde el peso de la generación hidráulica regulable permite una mayor adaptación a los picos y valles de la demanda, aunque con menor variabilidad de precios.
- Países con flexibilidad limitada, como Alemania o Italia, donde la alta penetración de renovables no gestionables (especialmente solar y eólica) introduce una gran volatilidad horaria, lo que puede beneficiar a los electrolizadores si se dimensionan adecuadamente.
- Países con deficiencias estructurales de flexibilidad, como los Países Bajos, donde la dependencia de fósiles y la limitada capacidad de almacenamiento reducen el rango de precios atractivos, aunque las interconexiones compensan parcialmente este efecto.

Esta clasificación permite contextualizar mejor las diferencias observadas en los resultados de payoff, identificando no solo los precios horarios, sino también la estructura técnica del sistema eléctrico como variable clave para la rentabilidad.

IRENA (2023). *Renewable Capacity Statistics 2023*. International Renewable Energy Agency. Disponible en: <https://www.irena.org/Statistics>

ENTSO-E Transparency Platform. *Installed Generation Capacity Aggregation*. Disponible en: <https://transparency.entsoe.eu>

IEA (2023). *Renewables 2023. Analysis and Forecast to 2028*. International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>

WindEurope (2024). *Wind energy in Europe: 2023 statistics and the outlook for 2024–2030*. Disponible en: <https://windeurope.org/intelligence-platform>

Eurostat. *Energy Statistics – Installed capacity by type*. Disponible en: <https://ec.europa.eu/eurostat>

5 CONCLUSIONES

5.1 RENTABILIDAD DEL ELECTROLIZADOR BAJO CONDICIONES RFNBO

El análisis mensual de payoffs para los años 2022, 2023 y 2024 ha permitido estimar la rentabilidad operativa de un electrolizador acoplado al mercado eléctrico en condiciones reales, aplicando un modelo de opción financiera tipo put y considerando los criterios de adicionalidad, correlación temporal y geográfica exigidos por el marco RFNBO. Esta metodología, implementada sobre datos horarios reales, proporciona una aproximación robusta al potencial económico del hidrógeno verde bajo el actual marco regulatorio europeo.

Los resultados cuantitativos muestran que España y Francia destacan como los países con mayor rentabilidad media para el electrolizador. En 2023, por ejemplo, España alcanza un payoff medio mensual de 18,6 €/MWh, y Francia de 17,9 €/MWh, ambos valores por encima del umbral mínimo considerado viable (15 €/MWh), especialmente cuando se aplican precios de hidrógeno entre 120–150 €/MWh. Esta mejora respecto a 2022 está asociada a la creciente penetración de renovables no gestionables, que ha intensificado las fluctuaciones horarias de precios.

Alemania, por su parte, presenta un perfil más irregular. En 2022, registró varios meses con picos de rentabilidad superiores a 20 €/MWh debido a excedentes eólicos, pero también meses con rentabilidad nula. Este patrón se mantiene en 2023 y 2024, reflejando la alta dependencia de la producción eólica terrestre y su concentración geográfica.

Portugal y Países Bajos se sitúan en una zona intermedia. En 2023, sus payoffs medios mensuales se situaron en torno a los 12–14 €/MWh, con comportamiento más estable en Portugal debido a su menor exposición a la eólica offshore. En cambio, Países Bajos muestra mayor sensibilidad a los picos de producción marina y al grado de congestión de interconexión con Alemania.

Dinamarca ofrece un perfil favorable en meses con alto viento, alcanzando puntualmente los 16–18 €/MWh, pero su rentabilidad anual se ve afectada por la saturación del sistema en horas nocturnas. Noruega, en cambio, registra valores muy bajos (inferiores a 10 €/MWh de media), debido a la estabilidad de precios derivada de su modelo hidroeléctrico regulable. La falta de picos horarios limita el margen de arbitraje para un electrolizador.

Italia presenta una evolución positiva gracias al desarrollo fotovoltaico. En 2024, alcanza un payoff medio mensual de 13,8 €/MWh, frente a los 11,6 €/MWh en 2022, mostrando una mejora sostenida impulsada por una mayor exposición solar y variabilidad horaria.

Estos resultados permiten concluir que, bajo las condiciones RFNBO, los países con mayor penetración renovable no gestionable y mayor volatilidad horaria tienden a ofrecer mayores oportunidades para la operación rentable del electrolizador. Asimismo, la tendencia 2022–2024 indica un entorno progresivamente más favorable para el despliegue de hidrógeno verde, especialmente en España, Francia y Alemania.

5.2 DIFERENCIAS ENTRE PAÍSES Y TECNOLOGÍAS

El análisis por países revela diferencias sustanciales en la rentabilidad del hidrógeno verde, derivadas no solo del diseño de los mercados eléctricos, sino también del mix energético, la disponibilidad de recursos renovables y la estructura de precios horarios.

España combina una alta penetración de renovables, especialmente solar, con una creciente flexibilidad operativa. Esto permite alcanzar una rentabilidad muy elevada en horas de exceso fotovoltaico, que además se ha incrementado entre 2022 y 2024 debido al fuerte crecimiento de la capacidad instalada solar (de 18.380 MW a 26.400 MW). El electrolizador puede operar de forma rentable más del 30 % del tiempo anual bajo precios de hidrógeno de 150 €/MWh.

Francia, a pesar de su elevada participación nuclear, presenta un comportamiento favorable gracias al efecto combinado de su parque hidráulico y a una mayor interconexión. La expansión eólica y solar ha mejorado su perfil de precios horarios, aumentando las ventanas de operación rentable del electrolizador en los últimos años.

Alemania presenta el sistema renovable más robusto en términos de capacidad instalada, con más de 74.000 MW solares y 67.200 MW eólicos en 2023. Sin embargo, la distribución geográfica de su generación eólica, concentrada en el norte, y los cuellos de botella en la red limitan la regularidad del payoff. Aun así, ofrece picos muy rentables en meses concretos, lo que refuerza su potencial como país líder en producción de hidrógeno verde, especialmente si se mejoran las condiciones de red y almacenamiento.

Portugal y Países Bajos muestran oportunidades moderadas. Portugal, con una mayor presencia hidráulica y solar, tiene un perfil más estable, mientras que Países Bajos depende fuertemente de la eólica offshore, lo que introduce una gran variabilidad diaria. La clave para ambos países está en reforzar la flexibilidad operativa y mejorar el acoplamiento con tecnologías de almacenamiento.

Dinamarca presenta un caso paradigmático: su elevada producción eólica —tanto terrestre como marina— genera precios negativos frecuentes, lo que representa una oportunidad clara para el hidrógeno verde. Sin embargo, esta situación también refleja una saturación de la red en ciertas horas, que podría limitar la capacidad real de operación del electrolizador sin inversiones en almacenamiento o interconexión.

Noruega, con un sistema basado casi exclusivamente en hidroeléctrica regulable, tiene precios muy estables y pocas ventanas de arbitraje. El hidrógeno verde no parece competitivo como mecanismo de almacenamiento aquí, salvo que se plantee como vector de exportación o se vincule a industrias específicas descarbonizables.

Italia presenta una mejora progresiva gracias al impulso de la solar fotovoltaica. El electrolizador encuentra oportunidades de operación rentables en las horas centrales del día, aunque la rentabilidad media sigue siendo inferior a la de España o Francia debido a una menor amplitud de precios.

En cuanto a las tecnologías renovables, el análisis por separado muestra que:

- La solar ofrece mayores oportunidades en países como España, Italia y Francia, especialmente en meses de verano, pero su ventana de operación es limitada a ciertas horas del día.
- La eólica resulta más rentable en países del norte (Alemania, Dinamarca, Países Bajos), pero introduce mayor irregularidad, con picos rentables puntuales.
- La hidroeléctrica, aunque aporta flexibilidad al sistema, reduce la variabilidad de precios y, con ello, las oportunidades de arbitraje para el hidrógeno.

Esta diversidad tecnológica y geográfica refuerza la necesidad de estrategias de electrolizadores híbridos, acoplados a más de una fuente renovable y con almacenamiento complementario, adaptados a la realidad de cada país.

5.3 RENTABILIDAD ESTRUCTURAL POR MW INSTALADO

Además del análisis operativo por precios horarios, se ha calculado un indicador estructural de eficiencia económica para las tecnologías renovables en cada país: la rentabilidad anual por unidad de potencia instalada (€/MW·año). Esta métrica permite evaluar qué países obtienen un mayor retorno económico de su parque solar y eólico, independientemente del uso específico del hidrógeno verde, y resulta especialmente útil para dimensionar instalaciones de electrólisis con criterios de eficiencia.

La fórmula empleada fue:

$$\text{Rentabilidad por MW instalado} = \frac{\sum (\text{Generación horaria} * \text{Precio horario})}{\text{Potencia instalada}}$$

Donde:

- La generación horaria proviene de fuentes solares o eólicas (MWh).
- El precio horario corresponde al mercado eléctrico mayorista (€/MWh).
- La potencia instalada se refiere a la capacidad total en MW de cada tecnología por país.

Este análisis se aplicó a los años 2022, 2023 y 2024, utilizando los datos oficiales de ENTSO-E e IRENA. A continuación, se destacan algunos resultados representativos:

- España lidera en rentabilidad solar por MW instalado, alcanzando valores próximos a 90.000 €/MW·año en 2023 y 2024, gracias a su elevado recurso solar, al crecimiento sostenido de capacidad fotovoltaica (de 18.380 MW en 2022 a 26.400 MW en 2024), y a una estructura de precios favorable durante el mediodía.
- Alemania presenta los mejores resultados en rentabilidad eólica, con valores de hasta 110.000 €/MW·año en ciertas regiones, impulsados por la elevada producción eólica terrestre, especialmente en los estados del norte.
- Francia muestra un rendimiento intermedio, con resultados notables en ambas tecnologías, reforzados por su capacidad hidráulica y por precios eléctricos más estables que en los países nórdicos.

- Dinamarca y Países Bajos, gracias a su apuesta por la eólica marina, alcanzan rentabilidades elevadas en esta tecnología, aunque con una mayor variabilidad mensual.
- Portugal y Italia destacan en solar en determinados periodos, pero con rentabilidades más discretas en comparación con España o Alemania.
- Noruega, al contar con poca capacidad instalada solar y eólica, registra valores estructurales muy bajos, aunque su generación hidroeléctrica garantiza estabilidad del sistema.

Esta comparación cuantitativa refuerza la idea de que los países con alta productividad renovable por unidad de capacidad instalada ofrecen condiciones más favorables para implementar electrolizadores con menores costes específicos de inversión y operación. La combinación de este indicador con los resultados horarios de payoff permite identificar los entornos más competitivos tanto desde el punto de vista del mercado como de la infraestructura.

5.4 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Uno de los factores clave que condiciona la viabilidad del hidrógeno verde es la flexibilidad del sistema eléctrico nacional, entendida como la capacidad para absorber desviaciones entre generación y demanda sin provocar alteraciones sustanciales en el precio. Esta flexibilidad se traduce en una mayor estabilidad del mercado y, al mismo tiempo, mayores oportunidades de arbitraje para tecnologías que actúan como carga flexible, como los electrolizadores.

Los servicios de respuesta firme a la frecuencia (FFR) son un mecanismo clave para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, especialmente en escenarios con alta penetración renovable. Estos servicios permiten responder rápidamente a desviaciones en la frecuencia mediante ajustes automáticos, contribuyendo a la seguridad y confiabilidad del sistema, tal como detalla la guía interactiva publicada por National Grid ESO (2017).

En este trabajo se ha identificado una tipología de países en función de su grado de flexibilidad operativa:

- Alta flexibilidad: España, Noruega y Francia. En estos países, la presencia de tecnologías regulables como la hidráulica, la nuclear (en el caso francés) o la gestión activa de la demanda contribuye a una mejor adaptación a los picos y valles de generación renovable. En el caso de Noruega, por ejemplo, la flexibilidad se manifiesta en precios muy estables, aunque esto reduce las oportunidades de arbitraje para el hidrógeno.
- Flexibilidad moderada: Alemania, Portugal e Italia. La presencia de renovables no gestionables, como la eólica y solar, está creciendo rápidamente en estos países, pero la respuesta del sistema todavía depende de tecnologías fósiles o importaciones/exportaciones. En Alemania, por ejemplo, la capacidad de la red para redistribuir el exceso eólico del norte hacia el sur sigue siendo un reto.

- Flexibilidad baja o limitada: Países Bajos y Dinamarca. En estos países, el peso de la eólica marina, junto con ciertas limitaciones de red o de almacenamiento, genera precios muy volátiles, con frecuentes precios negativos en horas de sobreproducción. Esta situación, aunque potencialmente favorable para los electrolizadores, requiere de soluciones de integración muy bien diseñadas, especialmente cuando el recurso renovable se concentra en franjas temporales reducidas.

El grado de flexibilidad también se refleja en la disponibilidad y participación en servicios de ajuste (FCR, aFRR, mFRR). Por ejemplo:

- Alemania, Francia y Países Bajos cuentan con mercados de ajuste liberalizados y permiten la participación de tecnologías no convencionales, como almacenamiento o demanda agregada.
- España, Italia y Portugal mantienen un modelo mixto, con servicios obligatorios y restricciones tecnológicas aún vigentes.
- Noruega y Dinamarca destacan por su integración regional en plataformas nórdicas, lo que refuerza la eficiencia del ajuste, pero depende de la coordinación transfronteriza.

Este análisis pone de manifiesto que la flexibilidad no siempre implica mayor rentabilidad horaria, pero sí condiciona la estabilidad del sistema, la gestión eficiente de los excedentes renovables, y la viabilidad técnica del hidrógeno como vector de ajuste o almacenamiento.

5.5 SÍNTESIS FINAL Y CONCLUSIONES ESTRATÉGICAS

Teniendo en cuenta el objetivo de este TFG, el análisis desarrollado permite extraer una serie de conclusiones cuantitativas y cualitativas que sintetizan el potencial del hidrógeno verde como vector energético en Europa, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

1. Viabilidad económica del electrolizador

La rentabilidad operativa del electrolizador, modelizada mediante una opción financiera tipo put, muestra diferencias notables entre países y años.

A precios de venta de hidrógeno de 150 €/MWh (5.000 €/t), países como España, Francia y Alemania presentan más de 3.000 horas anuales rentables, especialmente a partir de 2023, mientras que Noruega o Italia raramente superan las 1.000 horas/año sin restricciones RFNBO.

La incorporación de los requisitos RFNBO (adicionalidad, correlación temporal y geográfica) reduce sustancialmente las horas de operación rentables, pero permite identificar escenarios realistas de implantación.

2. Rentabilidad estructural por MW instalado

La rentabilidad renovable por MW instalado alcanza valores superiores a 100.000 €/MW·año en Alemania (eólica) y España (solar), frente a menos de 40.000 €/MW·año en Noruega o Dinamarca para ciertas tecnologías.

Este indicador refleja la productividad renovable estructural del país y permite dimensionar adecuadamente nuevas instalaciones de electrólisis.

3. Flexibilidad del sistema y su papel clave

La variabilidad horaria de precios es un determinante crítico para el electrolizador: países con alta penetración renovable no gestionable (como Alemania o Dinamarca) ofrecen más oportunidades, aunque también más volatilidad.

Sistemas altamente flexibles (España, Noruega, Francia) ofrecen mayor estabilidad operativa, y permiten una integración técnica más robusta del hidrógeno como vector de equilibrio.

4. Comparativa agregada entre países

A modo de resumen, puede establecerse la siguiente clasificación general:

País	Rentabilidad Electrolizador	Flexibilidad Sistema	Rentabilidad/MW Inst.	Idoneidad General
España	Muy alta	Alta	Muy alta (solar)	Excelente
Francia	Alta	Alta	Alta	Muy buena
Alemania	Irregular pero alta	Media	Muy alta (eólica)	Muy buena
Holanda	Media	Baja	Alta	Buena
Portugal	Media	Media	Media-alta	Aceptable
Dinamarca	Media (eólica)	Baja-media	Baja	Limitada
Noruega	Baja	Muy alta	Muy baja	Poco viable
Italia	Baja-media	Media	Media (solar)	Aceptable

Tabla 5.1 Comparativa idoneidad países

Fuente: Elaboración propia

5. Perspectiva futura

La progresiva descarbonización del mix eléctrico europeo y el despliegue de renovables continuarán ampliando el espacio de oportunidad para el hidrógeno verde. Además, la mejora de las eficiencias tecnológicas, la reducción del CAPEX de los electrolizadores y una mayor participación en mercados de ajuste consolidarán su papel como alternativa de almacenamiento y flexibilidad.

Este trabajo ofrece una base cuantitativa y replicable para apoyar la toma de decisiones sobre la localización y diseño de proyectos de electrólisis en Europa. La combinación entre análisis horario real, modelado financiero y criterios regulatorios permite avanzar hacia una planificación estratégica más precisa, coherente con los objetivos del Pacto Verde Europeo y la transición energética.

6 CONTRIBUCIÓN DEL TFG A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Este Trabajo de Fin de Grado contribuye de manera directa a tres Objetivos de Desarrollo Sostenible definidos por Naciones Unidas dentro de la Agenda 2030, al centrarse en el análisis técnico-económico de la producción de hidrógeno verde en distintos países de la Unión Europea, en base a datos reales de generación renovable, precios horarios del mercado eléctrico y condiciones regulatorias. Las contribuciones más relevantes se detallan a continuación:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante

El ODS 7 busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Este trabajo se alinea con este objetivo al analizar la rentabilidad horaria de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, únicamente en horas donde el precio de la electricidad y la eficiencia del sistema permiten obtener beneficios. Para ello, se ha considerado una eficiencia del 70 % y escenarios de precio del hidrógeno de hasta 150 €/MWh (aproximadamente 5.000 €/t), lo que permite evaluar en qué condiciones es viable económica y energéticamente este vector energético.

Además, el análisis se basa en electricidad procedente exclusivamente de fuentes renovables (solar y eólica), lo que está en consonancia con el principio de adicionalidad exigido por la normativa europea para que el hidrógeno sea clasificado como verde. De este modo, el TFG contribuye a identificar los marcos técnicos y regulatorios necesarios para aumentar la penetración de energías limpias en la matriz energética europea, en línea con las metas 7.2 (aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas) y 7.3 (duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética).

ODS 13: Acción por el clima

La producción de hidrógeno verde se considera una herramienta estratégica en la lucha contra el cambio climático. En este trabajo se evalúan escenarios de producción bajo el marco RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), que exige una reducción mínima del 70 % de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al uso de combustibles fósiles. Este enfoque asegura que los resultados del análisis estén alineados con las políticas climáticas europeas y con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática antes de 2050, tal como se establece en el Pacto Verde Europeo y el plan REPowerEU.

Adicionalmente, se incorporan modelos avanzados de valoración (como el enfoque de opción financiera tipo “put”) para simular el comportamiento económico del electrolizador bajo diferentes condiciones horarias de mercado. Esta metodología permite analizar con rigor cuándo el hidrógeno verde puede competir de forma efectiva con alternativas basadas en gas natural, apoyando el desarrollo de una economía baja en carbono. Por tanto, el TFG contribuye a la meta 13.2, relativa a integrar medidas de mitigación del cambio climático en políticas, estrategias y planes nacionales.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

El hidrógeno verde representa una alternativa innovadora para transformar sectores industriales difíciles de descarbonizar, como la siderurgia, el transporte pesado y la producción de fertilizantes. En este trabajo se exploran las condiciones técnicas necesarias para viabilizar esta transformación, mediante el análisis del perfil horario de producción renovable, la evolución interanual del potencial solar y eólico, y la eficiencia del electrolizador en distintos países europeos. Esta aproximación permite identificar oportunidades de inversión en infraestructuras energéticas avanzadas, como sistemas híbridos de generación renovable, almacenamiento y electrólisis, que son clave para impulsar una industria más resiliente y sostenible.

Asimismo, el enfoque metodológico del TFG incluye consideraciones sobre la localización óptima de la producción (correlación geográfica), la sincronización horaria entre producción renovable y operación del electrolizador (correlación temporal), y el cumplimiento de requisitos normativos que fomentan la innovación tecnológica. Todo ello aporta herramientas para planificar infraestructuras más eficientes y adaptadas al contexto de transición energética, en línea con la meta 9.4 del ODS, centrada en modernizar la industria mediante tecnologías más limpias y respetuosas con el medio ambiente.

7 PLANIFICACIÓN Y PRESUPUESTO

A continuación, se describe la planificación temporal llevada a cabo en la elaboración de este Trabajo de Fin de Grado, así como una estimación de los costes asociados a su desarrollo, tanto en recursos materiales como humanos.

7.1 PLANIFICACIÓN TEMPORAL

Este epígrafe recoge la cronología seguida durante la elaboración del TFG, desde su inicio hasta su entrega final.

La idea del trabajo surgió a finales de 2024, cuando los dos tutores marcaron las primeras líneas de investigación, y finalizó con su entrega en el mes de junio de 2025, lo que supone una duración aproximada de seis meses.

Durante este tiempo, el esfuerzo invertido no fue homogéneo. En las etapas de mayor exigencia académica, como los exámenes, la dedicación disminuyó; en cambio, en épocas festivas y en los periodos con menor carga docente, el ritmo de trabajo se intensificó.

A continuación, se detallan las fases principales del desarrollo del TFG:

- En primer lugar, se celebró una reunión inicial con la tutora, en la que se definieron los objetivos del trabajo, centrados en el análisis de la viabilidad técnica y económica del hidrógeno verde en Europa. En esta fase se acordaron los países a estudiar y se proporcionaron documentos normativos y técnicos clave, incluyendo las directrices europeas RED II y los actos delegados sobre RFNBO.
- Una vez delimitado el enfoque, se procedió a una fase de investigación y recopilación de información sobre los mercados eléctricos de los ocho países seleccionados. Este análisis preliminar incluyó el estudio de sus perfiles renovables (solar y eólico), su regulación energética, y la disponibilidad de datos horarios necesarios para el análisis posterior.
- Finalizada esta etapa introductoria, se inició el desarrollo analítico del trabajo. En una primera fase se centró el estudio en el mercado diario, utilizando datos reales horarios de precios eléctricos y generación renovable descargados automáticamente mediante scripts en Python. Este enfoque permitió modelar el funcionamiento horario de un electrolizador bajo distintos escenarios de precios del hidrógeno, eficiencia y tecnología renovable asociada.
- Posteriormente, y tras realizar las primeras simulaciones con el modelo de opción financiera tipo put, se incorporó al análisis una versión con restricciones RFNBO, alineada con la normativa europea. Esta versión más exigente requería evaluar la coincidencia horaria entre producción renovable y consumo del electrolizador, lo cual supuso un aumento considerable en la complejidad del tratamiento de datos.
- En paralelo, se exploraron las características del mercado de servicios de ajuste, aunque la escasa transparencia y disponibilidad de datos llevó a priorizar el análisis del mercado diario en todos los países, y a restringir el estudio de estos servicios a aquellos casos con información fiable.
- Completado el análisis técnico y económico por país, se generaron gráficas y tablas comparativas, incluyendo escenarios con y sin restricciones RFNBO, así como curvas de rentabilidad mensual por tecnología. Esta información permitió extraer conclusiones específicas para cada país y desarrollar un análisis comparativo global.
- A continuación, se redactaron las conclusiones del trabajo, integrando todos los resultados obtenidos, y se dio paso a la redacción definitiva del documento.
- Finalmente, tras realizar una revisión completa del texto y de las figuras incluidas, se llevó a cabo la entrega oficial del Trabajo de Fin de Grado.

7.1.1 ESTRUCTURA DE DESCOMPOSICIÓN DEL PROYECTO (EDP)

A continuación, se muestra en la Figura 6.1 la EDP correspondiente al presente trabajo. Este esquema tiene como objetivo representar de forma visual y sencilla las principales actividades desarrolladas durante el proyecto.

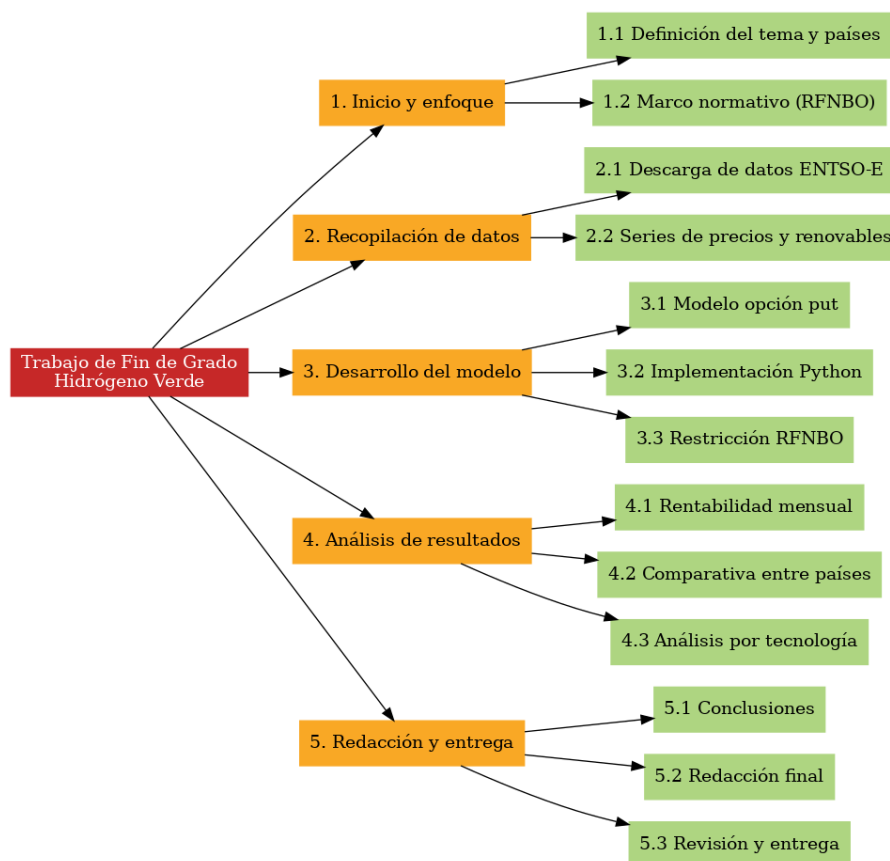


Figura 7.1 Estructura de Descomposición del Proyecto (EDP) del TFG

7.1.2 DIAGRAMA DE GANTT

Aunque la Estructura de Descomposición del Proyecto (EDP) permite identificar con claridad las tareas llevadas a cabo durante la elaboración del TFG, no proporciona información sobre su duración ni sobre la secuencia en que fueron realizadas. Por ello, se incluye a continuación un diagrama de Gantt (Figura 6.2), que permite visualizar de forma precisa la distribución temporal de cada una de las actividades.

Tal y como se observa en el gráfico, el trabajo se ha desarrollado de forma continua entre los meses de diciembre de 2024 y junio de 2025. A lo largo de este periodo, se distinguen distintas fases encadenadas y en algunos casos solapadas, que reflejan tanto la evolución lógica del proyecto como las decisiones estratégicas de planificación tomadas en función del calendario académico.

El diagrama recoge no solo las fechas de inicio y fin de cada tarea principal, sino también la intensidad relativa de trabajo en cada momento. Las etapas más largas coinciden con las fases de análisis y programación, mientras que los tramos finales —correspondientes a la redacción y revisión— reflejan una progresiva concentración del esfuerzo en la síntesis y preparación del documento final.

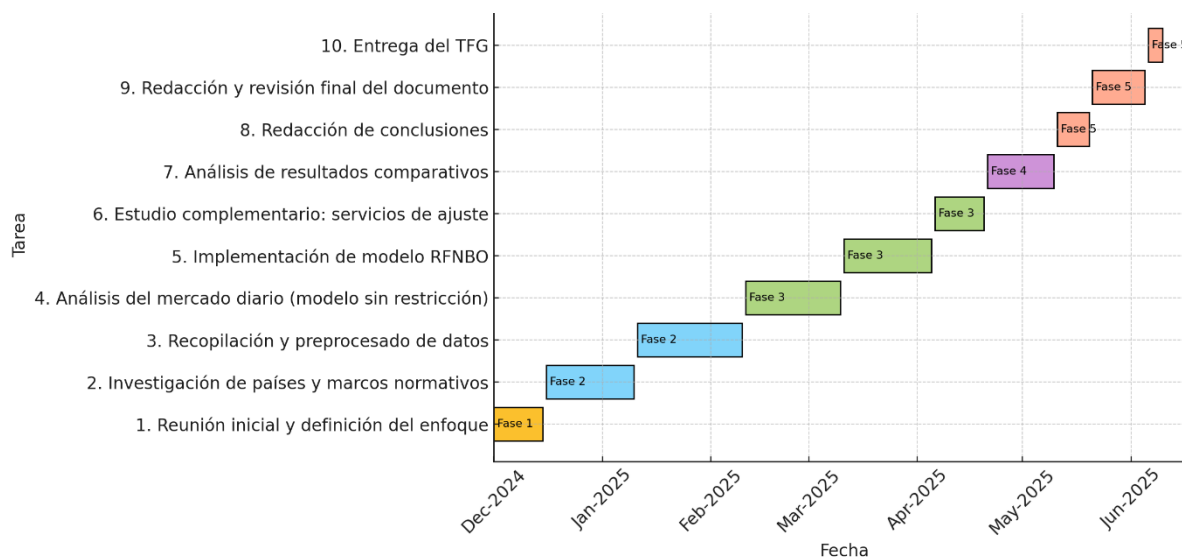


Figura 7.2 Diagrama de Gantt detallado del Trabajo de Fin de Grado

7.2 PRESUPUESTO

En este apartado se presenta una estimación de los recursos empleados para la elaboración del Trabajo de Fin de Grado. Con el fin de reflejar de manera clara los costes asociados al proyecto, estos se han clasificado en dos grandes categorías: recursos materiales y recursos humanos.

7.2.1 RECURSOS MATERIALES

Dentro de esta categoría se engloban los gastos vinculados a equipamiento y material auxiliar empleado durante el desarrollo del trabajo.

Para el cálculo del coste del equipo informático, se ha considerado una inversión inicial de 1300 € en un portátil con una vida útil estimada de cinco años. Teniendo en cuenta que el proyecto se ha desarrollado durante un periodo de aproximadamente 190 días, el coste proporcional imputado al TFG asciende a 135 €.

Asimismo, se ha incluido un conjunto de materiales de papelería utilizados durante la redacción, por valor de 30 €.

7.2.2 RECURSOS HUMANOS

Este bloque contempla el valor económico del tiempo invertido por los agentes implicados en la realización del trabajo: tutora académica, colaborador externo y alumno.

- Se estima que la tutora de la ETSII ha dedicado un total de 40 horas a reuniones de seguimiento, corrección de borradores y orientación metodológica, valoradas a 40 €/hora.
- El tutor externo ha participado con una dedicación de 30 horas, a un coste estimado de 25 €/hora.
- Por su parte, el autor del trabajo ha invertido aproximadamente 360 horas en la elaboración del TFG, considerando todas las fases del proyecto. Este tiempo se valora a razón de 15 €/hora, reflejando el coste oportunidad del trabajo realizado.

Todo esto da un total de 425 horas, a un coste medio de 18 €/hora.

7.2.3 COSTE TOTAL DEL PROYECTO

Una vez definidos los recursos materiales y humanos empleados en el desarrollo del Trabajo de Fin de Grado, se procede a calcular el coste total estimado del proyecto.

El conjunto de recursos materiales asciende a un total de 165 €, que incluye tanto el uso proporcional del equipo informático como los materiales auxiliares empleados durante la redacción.

En cuanto a los recursos humanos, se ha valorado una dedicación global de 420 horas, repartidas entre la tutora académica, el tutor externo y el propio alumno. A un coste medio ponderado de 18 €/hora, el total correspondiente a este apartado asciende a 7.560 €.

Por tanto, el coste total antes de impuestos se estima en 7.725 €. Si se aplicara un IVA del 21 %, el importe final del proyecto alcanzaría los 9.349 €.

Este presupuesto tiene un carácter estimativo, y su objetivo es dimensionar el valor económico asociado al trabajo, el esfuerzo y los recursos necesarios para la elaboración del presente TFG.

8 BIBLIOGRAFÍA

ADEME. (2023). *Coûts des énergies renouvelables en France*. Agence de la Transition Écologique. <https://www.ademe.fr>

APPA Renovables. (2025). *Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España 2024*. Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA). <https://appa.es/publicaciones>

Bloomberg New Energy Finance. (2021). *Hydrogen economy outlook*. BloombergNEF. <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

Carbajo, A. (2007). *Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema*. Red Eléctrica de España, 55-62.

Comisión Europea. (1996). *Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*. Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 27, 30/01/1997, pp. 20–29.

Comisión Europea. (2019). *Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado interior de la electricidad*. Diario Oficial de la Unión Europea, L 158, 14.6.2019, pp. 54–124. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

Comisión Europea. (2023, 13 de febrero). *Hydrogen and renewable fuels: Commission adopts rules to define renewable hydrogen in the EU*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_722

Comisión Europea. (2023). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se complementa la Directiva (UE) 2018/2001 en lo que respecta a la definición de las condiciones y metodologías para la producción de combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico (RFNBO)*. Diario Oficial de la Unión Europea, L 158, 21.6.2023, pp. 1–16. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>

Comisión Europea. (2023). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se establece un método de contabilidad para determinar la proporción de electricidad renovable utilizada por los productores de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO)*. Diario Oficial de la Unión Europea, L 158, 21.6.2023, pp. 17–23. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1185>

DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia. (2023). *Relatório estatístico anual 2022*. Ministério do Ambiente e da Ação Climática, Portugal. <https://www.dgeg.gov.pt>

EEX – European Energy Exchange. (2023). *HYDRIX: Green Hydrogen Index*. https://www.eex.com/en/newsroom/detail?tx_news_pi1%5Bnews%5D=7158

Energinet. (2023). *Technology data for renewable fuels*. Energinet.dk. <https://en.energinet.dk>

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity. (s.f.). *Installed generation capacity aggregation* [Datos históricos para los años 2022, 2023 y 2024]. Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu>

European Commission. (s.f.). *Energy*. <https://energy.ec.europa.eu>

European Commission. (2023, February 13). *Renewable hydrogen and fuels: Rules to define EU-wide green hydrogen*. European Commission – Energy. https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-and-fuels-rules-define-eu-wide-green-hydrogen-2023-02-13_en

Eurostat. (s.f.). *Energy Statistics – Installed Capacity by Type*. <https://ec.europa.eu/eurostat>

Fraunhofer ISE. (2023). *Levelized cost of electricity – renewable energy technologies*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de>

Galli, A., Armstrong, M., Liu, Y., & Wang, Z. (2021). *Valuation of spark spread options with mean reversion and stochastic volatility*. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2112.09816>

GSE – Gestore dei Servizi Energetici. (2023). *Rapporto statistico fonti rinnovabili 2022*. GSE S.p.A. <https://www.gse.it>

Hydrogen Europe. (2023). *RFNBO Certification: Understanding EU Regulations for Renewable Hydrogen and Its Derivatives*. <https://hydrogeneurope.eu>

International Energy Agency (IEA). (2023). *Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028*. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade potential*. Abu Dhabi: IRENA. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Part-I>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Renewable Capacity Statistics 2023*. <https://www.irena.org/Statistics>

MIBGAS Green. (2024). *Green Hydrogen Index*. <https://greenenergy.mibgas.es/en>

National Grid ESO. (2017). *Firm Frequency Response (FFR) Interactive Guidance*. <https://www.nationalgrideso.com>

NVE. (2023). *Kostnader for produksjon av kraft i Norge 2023*. Norges vassdrags- og energidirektorat. <https://www.nve.no>

Parlamento Europeo y Consejo. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida), modificada por la Directiva (UE) 2023/2413 (Fit for 55)*. Diario Oficial de la Unión Europea, L 328, 21.12.2018, pp. 82–209. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>

Parlamento Europeo. (2021, 12 de mayo). *Hidrógeno renovable: ¿qué ventajas tiene para Europa?* <https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20210512STO04004>

Red Eléctrica de España. (1998). *Procedimiento de Operación P.O.-7.1 Servicio Complementario de Regulación Primaria*.

https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_30jul1998_b.pdf

Renewable Hydrogen Coalition. (s.f.). *Home*. <https://www.renewableh2.eu>

Rifkin, J. (2002). *The Hydrogen Economy: The Creation of the Worldwide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth*. TarcherPerigee.

TNO/ECN. (2023). *Energy system outlook 2023*. Netherlands Organisation for Applied Scientific Research. <https://www.tno.nl>

WindEurope. (2024). *Wind Energy in Europe: 2023 Statistics and the Outlook for 2024–2030*. <https://windeurope.org/intelligence-platform>

9 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Demanda de hidrógeno por su aplicación para 2050. Fuente: IRENA	14
Figura 1.2 Evolución de la potencia renovable anual instalada. Fuente: REE y APPA Renovables.....	14
Figura 1.3 El mix eléctrico en la Unión Europea, año 2023. Fuente: EMBER.....	15
Figura 3.1 Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE) por país y tecnología.....	22
Figura 3.2 Esquema de integración del mercado intradiario europeo (XBID).....	30
Figura 3.3 Implementación operativa en España.....	30
Figura 3.4 Mix de generación eléctrica en España (2020).....	33
Figura 4.1 Payoff mensual del electrolizador en España (2022)	61
Figura 4.2 Payoff mensual del electrolizador en España (2023)	61
Figura 4.3 Payoff mensual del electrolizador en España (2024)	62
Figura 4.4 Payoff mensual del electrolizador en Francia (2022).....	63
Figura 4.5 Payoff mensual del electrolizador en Francia (2023).....	64
Figura 4.6 Payoff mensual del electrolizador en Francia (2024).....	64
Figura 4.7 Payoff mensual del electrolizador en Alemania (2022)	66
Figura 4.8 Payoff mensual del electrolizador en Alemania (2023)	66
Figura 4.9 Payoff mensual del electrolizador en Alemania (2024)	67
Figura 4.10 Payoff mensual del electrolizador en Países Bajos (2022).....	68
Figura 4.11 Payoff mensual del electrolizador en Países Bajos (2023).....	69
Figura 4.12 Payoff mensual del electrolizador en Países Bajos (2024).....	69
Figura 4.13 Payoff mensual del electrolizador en Portugal (2022)	71
Figura 4.14 Payoff mensual del electrolizador en Portugal (2023)	71
Figura 4.15 Payoff mensual del electrolizador en Portugal (2024)	72
Figura 4.16 Payoff mensual del electrolizador en Dinamarca (2022)	73
Figura 4.17 Payoff mensual del electrolizador en Dinamarca (2023)	74
Figura 4.18 Payoff mensual del electrolizador en Dinamarca (2024)	74
Figura 4.19 Payoff mensual del electrolizador en Noruega (2022).....	76
Figura 4.20 Payoff mensual del electrolizador en Noruega (2023).....	76
Figura 4.21 Payoff mensual del electrolizador en Noruega (2024).....	77
Figura 4.22 Payoff mensual del electrolizador en Italia (2022).....	78
Figura 4.23 Payoff mensual del electrolizador en Italia (2023).....	79
Figura 4.24 Payoff mensual del electrolizador en Italia (2024).....	79
Figura 7.1 Estructura de Descomposición del Proyecto (EDP) del TFG	92
Figura 7.2 Diagrama de Gantt detallado del Trabajo de Fin de Grado.....	93

10 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 LCOE estimado por país y tecnología (€/MWh).....	21
Tabla 3.2 Generación anual de electricidad renovable por país, tecnología y año (GWh).....	25
Tabla 5.1 Comparativa idoneidad países	88

11 GLOSARIO

aFRR: *Automatic Frequency Restoration Reserve*. Reserva de restauración automática de la frecuencia. Se activa automáticamente para corregir desviaciones entre generación y demanda. También conocida como reserva secundaria.

CAPEX: *Capital Expenditure*. Gasto de capital inicial necesario para la construcción de infraestructuras como electrolizadores, almacenamiento o interconexiones.

Curva mensual de payoff: Representación gráfica del beneficio teórico mensual del electrolizador, según precios eléctricos, eficiencia y disponibilidad renovable.

€/MWh: Euros por megavatio-hora. Unidad utilizada para precios de electricidad o de hidrógeno verde.

€/tH₂: Euros por tonelada de hidrógeno. Unidad empleada para expresar el precio objetivo o coste nivelado del hidrógeno.

FCR: *Frequency Containment Reserve*. Reserva de contención de la frecuencia. Se activa automáticamente para estabilizar la frecuencia del sistema eléctrico. También conocida como reserva primaria.

HYDRIX: Índice europeo de referencia para el precio del hidrógeno verde, publicado por la European Energy Exchange (EEX). Representa una señal de mercado para inversiones en hidrógeno renovable.

Horas rentables: Intervalos horarios en los que la operación del electrolizador resulta viable económicamente, con o sin restricciones RFNBO.

IEA: *International Energy Agency*. Agencia Internacional de la Energía. Publica análisis y previsiones sobre políticas energéticas globales.

INEA: *Innovation and Networks Executive Agency*. Agencia de la UE que financia proyectos de redes e infraestructuras innovadoras, incluyendo hidrógeno verde.

IRENA: *International Renewable Energy Agency*. Agencia Internacional de Energías Renovables. Fuente clave de estadísticas y tendencias sobre energía limpia.

IT: Italia.

LCOE: *Levelized Cost of Electricity*. Coste nivelado de la electricidad. Representa el coste medio por MWh generado durante la vida útil de una instalación renovable.

LCOH: *Levelized Cost of Hydrogen*. Coste nivelado de producción de hidrógeno. Representa el coste medio por unidad de energía producida, incluyendo CAPEX, OPEX y eficiencia.

MARI: *Manually Activated Reserves Initiative*. Plataforma europea para la integración del mercado de mFRR (reserva terciaria o de restauración manual de frecuencia).

MIBEL: *Mercado Ibérico de la Electricidad*. Mercado eléctrico conjunto de España y Portugal.

MIBGAS Green: Plataforma española que publica el índice nacional de precios del hidrógeno verde, operativo desde 2024.

mFRR: *Manual Frequency Restoration Reserve*. Reserva de restauración manual de la frecuencia. Activada por el operador del sistema ante desviaciones persistentes. También llamada reserva terciaria.

NPV: *Net Present Value*. Valor actual neto de una inversión. Calcula el valor presente de los beneficios esperados menos el coste inicial. Se utiliza para evaluar la viabilidad económica de proyectos a largo plazo.

OMIE: *Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español*. Gestiona el mercado diario e intradiario de electricidad en España.

OMIP: *Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués*. Encargado del mercado de futuros eléctricos en España y Portugal.

OPEX: *Operational Expenditure*. Costes operativos asociados a la operación diaria de una instalación. Incluye mantenimiento, agua, personal, seguros y consumo eléctrico.

P_H2: Precio del hidrógeno verde, expresado en €/MWh o €/tH₂.

P_elect: Precio horario de la electricidad en el mercado diario, en €/MWh.

Payoff_RF: Beneficio horario del electrolizador bajo restricciones RFNBO. Solo se computa si coincide con producción renovable en ese instante.

Payback: Tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto. Se calcula como la razón entre el CAPEX y el flujo de caja neto anual.

PICASSO: *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*. Plataforma europea para la coordinación del servicio aFRR (reserva secundaria).

Producción renovable unitaria: Energía renovable generada por cada MW de potencia instalada. Indicador clave para evaluar la productividad de la inversión.

REE: *Red Eléctrica de España*. Operador del sistema eléctrico español (TSO).

RFNBO: *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*. Combustibles renovables de origen no biológico (como el hidrógeno verde), sujetos a criterios de adicionalidad, trazabilidad y reducción de emisiones.

Statnett: Operador del sistema eléctrico noruego.

TSO: *Transmission System Operator*. Operador del sistema de transporte eléctrico. Responsable del mantenimiento del equilibrio y la estabilidad de la red.

XBID: *Cross-Border Intraday Market*. Proyecto europeo para la integración del mercado intradiario continuo entre países.

η (eta): Eficiencia del electrolizador. Porcentaje de electricidad que se convierte en hidrógeno útil.