



Máster Energías Renovables y Eficiencia Energética

UNIVERSIDAD A DISTANCIA DE MADRID

Escuela de Ciencias Técnicas e Ingeniería

TRABAJO FIN DE MASTER

**INTEGRACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE
GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN LA
REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS.
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y AMBIENTAL.**

Autor: Alejandro Párraga Mora

Directora: Isabel Cristina Gil García

MADRID, OCTUBRE de 2021

RESUMEN

La creciente preocupación por el cambio climático está guiando la transformación de la sociedad hacia conductas medioambientalmente más responsables, que tienen por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Con el objetivo de limitar el incremento de temperatura en 1,5 °C respecto a niveles preindustriales, el Panel Intergubernamental del Cambio Climático advierte en el informe “Calentamiento Global de 1,5 °C”, de la necesidad de reducir a cero las emisiones de CO₂ en 2050.

El hidrógeno verde se revela como uno de los pilares fundamentales para la total descarbonización del sistema energético por su amplio rango de uso, que va desde el almacenamiento energético, hasta su uso como combustible, ya sea para transporte, para generar electricidad o para diferentes procesos químicos o metalúrgicos sin emisiones de CO₂ asociadas.

En este trabajo de fin de Máster se realiza un análisis de la viabilidad técnica y económica de incluir, en la repotenciación del parque eólico de La Plata y su ampliación La Plata Ampliación, situado en la provincia de Toledo, un sistema de generación de hidrógeno verde mediante la electrólisis del agua, con el objetivo, en primer lugar, de estudiar y evaluar el comportamiento de la sinergia de estas dos tecnologías, que, por separado, presentan un gran potencial; y, en segundo lugar, la rentabilidad de su inversión.

Los resultados obtenidos son un reflejo de que, aunque la combinación de estas dos tecnologías es prometedora, la falta de madurez actual de los sistemas híbridos energía eólica-hidrógeno verde hace que estos sean difícilmente viables económicamente. Por otro lado, no hay inconvenientes desde el punto de vista técnico, por lo que se acotan los retos que deben vencerse de cara al futuro para poder aprovechar las ventajas y explotar las oportunidades que estos sistemas pueden ofrecer.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Objetivos	3
1.2	Metodología.....	3
2	CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO ...	6
2.1	Energía eólica	6
2.1.1	Evolución de la energía eólica mundial acumulada en tierra durante la última década (2008-2018).	6
2.1.2	Estadística mundial de energía eólica marina acumulada, por países y por área geográfica	6
2.1.3	Evolución de la energía eólica en España acumulada en tierra durante los últimos 10 años. (2008-2018).....	7
2.1.4	Principales fabricantes de aerogeneradores (en tierra y marina) y clasificación de los fabricantes según potencia acumulada.....	7
2.2	Hidrógeno verde.....	7
2.3	Sistemas híbridos energía eólica-hidrógeno verde	9
3	FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS ENERGÍA EÓLICA-HIDRÓGENO VERDE	10
3.1	Funcionamiento de electrolizadores y tipos	10
3.1.1	Electrolizadores Alcalinos.....	10
3.1.2	Electrolizadores PEM (Polymer Electrolyte Membrane)	10
3.1.3	Electrolizadores de Óxidos sólidos	11
3.2	Sistemas <i>Power-to-Gas</i>	11
3.3	Sistemas <i>Power-to-Gas-to-Power</i>	12
3.4	Técnicas de almacenamiento.....	12
4	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO	14

4.1	Objetivo	14
4.2	Configuración	14
4.3	Descripción técnica	14
4.3.1	Parque eólico.....	14
4.3.1.1	Interpretación del recurso eólico	16
4.3.1.2	Emplazamiento	16
4.3.1.3	Ubicación y tecnología de los aerogeneradores	17
4.3.2	Hidrógeno verde	17
4.3.2.1	Electrolizador	17
4.3.2.2	Almacenamiento	18
4.4	Descripción económica	18
4.4.1	Parque eólico.....	19
4.4.1.1	CAPEX.....	19
4.4.1.2	Costes de construcción.....	20
4.4.1.3	OPEX y gastos financieros.....	20
4.4.2	Hidrógeno verde	21
4.4.2.1	CAPEX.....	21
4.4.2.2	OPEX.....	22
4.4.3	Financiación.....	22
5	SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MEDIANTE WASP	23
5.1	Producción de energía eólica.....	23
5.2	Escenario de pérdidas eléctricas.....	26
5.3	Energía vertida a red.....	26
6	SIMULACIÓN DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE.....	27
7	ANÁLISIS ECONÓMICO Y VIABILIDAD DEL SISTEMA HÍBRIDO	30

7.1	Proyectos viables. Valor Actual Neto (VAN):.....	34
8	ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL	37
9	CONCLUSIÓN Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS	39
10	BIBLIOGRAFÍA	41
11	ANEXOS.....	64
A.	ANEXO A: CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO: Energía eólica	64
B.	ANEXO B: CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO: Hidrógeno verde.....	77
C.	ANEXO C: CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO: Sistemas híbridos energía eólica-hidrógeno verde	84
D.	ANEXO D: FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS ENERGÍA EÓLICA-HIDRÓGENO VERDE	85
E.	ANEXO E: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO.....	102
F.	ANEXO F: SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MEDIANTE WAsP ..	134
G.	ANEXO G. SIMULACIÓN GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	143
H.	ANEXO H: ANÁLISIS ECONÓMICO Y VIABILIDAD DEL SISTEMA HÍBRIDO	154

LISTA DE TABLAS

Tabla 4-1: Resumen costes de inversión y operativos de los sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno	22
Tabla 5-1: Información del parque en conjunto para los sectores 2, 3 y 4.	24
Tabla 5-2: Información del parque en conjunto para todos los sectores.	24
Tabla 7-1: Resumen de los costes totales del sistema híbrido.....	30
Tabla 7-2: Porcentaje de resultados positivos según los costes del sistema y el precio de venta del hidrógeno (€/kgH ₂)	33
Tabla 7-3: Porcentaje de resultados positivos según el cuadrante de costes del sistema	34
Tabla 7-4: Porcentaje de escenarios viables según el cuadrante de costes del sistema	36
Tabla 8-1: Factor de emisión ponderado por cobertura de la demanda entre 2016-2020	37
Tabla 8-2: Estimación de toneladas equivalentes de CO ₂ ahorradas anualmente y durante la vida útil del sistema híbrido.....	38
Tabla B-1: Propiedades y aspectos en materia de seguridad del hidrógeno, metano y gasolina	79
Tabla B-2: Comparación del coste de capital y de producción de hidrógeno por tecnología.....	81
Tabla B-3: Inversión en hidrógeno verde por países	82
Tabla C-1: Proyectos de sistemas híbridos energía eólica-hidrógeno verde....	84
Tabla D-1: Parámetros de almacenamiento de hidrógeno con varias presiones	99
Tabla E-1: Velocidades características de las turbinas Gamesa G128.....	103
Tabla E-2: Distribución de Weibull. Frecuencia por rango de velocidades según Windographer.....	104
Tabla E-3: Información referente a las rosas de vientos	107
Tabla E-4: Velocidad del viento máxima por sector a 100 m según Windographer	108
Tabla E-5: Tipo de turbulencia eólica según IEC 61400-1	112

Tabla E-6: Información sobre la ubicación de los aerogeneradores.....	118
Tabla E-7: Información técnica sobre el modelo de turbina Gamesa G128 de 4,5 MW.....	123
Tabla E-8: Comparativa de propiedades en la actualidad y expectativa de futuro de las tecnologías alcalina y PEM.....	125
Tabla E-9: Ventajas y desventajas de las tecnologías alcalina y PEM.....	126
Tabla E-10: Resumen de costes de desarrollo.....	128
Tabla E-11: Resumen de costes de construcción	128
Tabla E-12: Resumen de costes de inversión de un parque eólico para 2020 y 2030	129
Tabla E-13: Resumen anual de los costes de operación del parque eólico en 2030	131
Tabla E-14: Resumen condiciones de financiación.....	132
Tabla E-15: Cuotas, amortización y capital pendiente anual con una financiación externa del 75%	132
Tabla F-1: Información de la turbina 1 para los sectores 2, 3 y 4.....	135
Tabla F-2: Información de la turbina 2 para los sectores 2, 3 y 4.....	136
Tabla F-3: Información de la turbina 3 para los sectores 2, 3 y 4.....	137
Tabla F-4: Información de la turbina 4 para los sectores 2, 3 y 4.....	138
Tabla F-5: Información de la turbina 5 para los sectores 2, 3 y 4.....	139
Tabla F-6: Información de la turbina 6 para los sectores 2, 3 y 4.....	140
Tabla F-7: Información de la turbina 7 para los sectores 2, 3 y 4.....	141
Tabla G-1: Precios mensuales promedio y evolución entre 2014 y 2020.....	143
Tabla G-2: Precio horario medio por mes de los años 2014 a 2020	144
Tabla G-3: Generación eólica mensual y reparto porcentual anual de 2011 a 2020	145
Tabla G-4: Generación promedio horaria por meses	147
Tabla G-5: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 30 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador	149

Tabla G-6: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 35 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador	150
Tabla G-7: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 40 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador	151
Tabla G-8: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 45 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador	152
Tabla G-9: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 45 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador	153
Tabla H-1: Combinación de los posibles escenarios de ingresos	155
Tabla H-2: Resultados positivos de los escenarios para un -5 % de coste del sistema de hidrógeno	157
Tabla H-3: Resultados positivos de los escenarios para el coste neutro del sistema de hidrógeno	159
Tabla H-4: Resultados positivos de los escenarios para un +5 % de coste del sistema de hidrógeno	161
Tabla H-5: Resultados positivos según el umbral de precio de venta a mercado eléctrico	161
Tabla H-6: Resultados positivos según la evolución del precio de venta de energía eléctrica	161
Tabla H-7: Resultados positivos según el precio de venta del kgH ₂	162
Tabla H-8: Resultados positivos según la eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno	162
Tabla H-9: Flujo de caja, VAN y TIR de un escenario con diferencia entre beneficios y costes positivo	163
Tabla H-10: Nube de puntos simulados para la obtención de la ecuación de grado 3	165

Tabla H-11: Escenarios viables según el umbral de precio de venta a mercado eléctrico	165
Tabla H-12: Escenarios viables según la evolución del precio de venta de energía eléctrica	166
Tabla H-13: Escenarios viables según el precio de venta del kgH ₂	166
Tabla H-14: Escenarios viables según la eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno	166

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2-1: Esquema de la generación de hidrógeno según su fuente	8
Gráfico 3-1: Diagrama del funcionamiento de los sistemas Power-to-Gas-to-Power y alternativas de uso del hidrógeno.....	12
Gráfico 5-1: Energía neta y reparto porcentual de cada turbina y pérdidas por efecto estela.....	25
Gráfico A-1: Potencia instalada acumulada a nivel mundial de energía eólica	64
Gráfico A-2: Potencia eólica terrestre acumulada por países.....	65
Gráfico A-3: Potencia offshore acumulada porcentual por países.....	68
Gráfico A-4: Comparación nueva potencia instalada en tierra y en mar	69
Gráfico A-5: Porcentaje de los costes de una instalación en tierra y marina	71
Gráfico A-6: Potencia acumulada instalada en España por año	72
Gráfico A-7: Evolución de la cobertura de la demanda con energía eólica y los incentivos	73
Gráfico A-8: Generación eólica anual y tasa de variación en España.....	74
Gráfico A-9: Potencia total instalada hasta 2019 y cuota en el mercado.....	75
Gráfico A-10: Porcentaje de potencia instalada por fabricante en 2019.....	76
Gráfico B-1: Evolución del consumo de energía primaria en el mundo e incremento respecto al año anterior	77
Gráfico D-1: Voltaje reversible y termoneutro para la electrólisis del agua en función de la temperatura a 1bar.....	87
Gráfico D-2: Relación entre el voltaje necesario en la celda con la densidad de corriente y contribución de pérdidas.....	89
Gráfico D-3: Energía necesaria para la electrólisis del agua en función de la temperatura.....	94
Gráfico E-1: Distribución de Weibull medida a 100 m	102
Gráfico E-2: Rosa de viento de energía a 100 m según Windographer	105
Gráfico E-3: Rosa de viento de frecuencia a 100 m según Windographer	106
Gráfico E-4: Rosa de viento de velocidad media a 100 m según Windographer	106

Gráfico E-5: Rosa de viento de velocidad máxima a 100 m según Windographer	108
Gráfico E-6: Distribución direccional de frecuencia y velocidad	109
Gráfico E-7: Variación de la velocidad media a 100 m según la hora del día.	110
Gráfico E-8: Variación horaria del viento a lo largo de los meses medida a 100 m según Windographer	110
Gráfico E-9: Variación de la velocidad media medida a 100m según el mes del año según Windographer	111
Gráfico E-10: Intensidad de turbulencia con la altura según Windographer... ..	112
Gráfico E-11: Variación de la velocidad en función de la altura según la ley logarítmica y la ley potencial	113
Gráfico E-12: Desarrollo de la capacidad acumulada de los electrolizadores para fines energéticos	127
Gráfico F-1: Información detallada de la producción de la turbina 1	135
Gráfico F-2: Información detallada de la producción de la turbina 2	136
Gráfico F-3: Información detallada de la producción de la turbina 3	137
Gráfico F-4: Información detallada de la producción de la turbina 4	138
Gráfico F-5: Información detallada de la producción de la turbina 5	139
Gráfico F-6: Información detallada de la producción de la turbina 6	140
Gráfico F-7: Información detallada de la producción de la turbina 7	141
Gráfico G-1: Resumen de la generación eólica por meses	146
Gráfico G-2: Resumen de la generación eólica por horas.....	148
Gráfico G-3: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 30 €/MWh	149
Gráfico G-4: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 35 €/MWh	150
Gráfico G-5: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 40 €/MWh	151

Gráfico G-6: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 45 €/MWh	152
Gráfico G-7: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 50 €/MWh	153
Gráfico H-1: VAN según la diferencia entre ingresos y costes	164

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración A-1: Evolución de dimensiones y potencia de los aerogeneradores	67
Ilustración D-1: Esquema del funcionamiento de la electrólisis alcalina.....	91
Ilustración D-2: Esquema del funcionamiento de la electrólisis PEM	92
Ilustración D-3: Esquema del funcionamiento de la electrólisis de óxidos sólidos	95
Ilustración E-1: Ubicación de la subestación dentro del parque con tres aerogeneradores en las inmediaciones.....	115
Ilustración E-2: Recorte del Mapa del sistema eléctrico ibérico 2018	115
Ilustración E-3: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 1	118
Ilustración E-4: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 2	119
Ilustración E-5: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 3	119
Ilustración E-6: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 4	120
Ilustración E-7: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 5	120
Ilustración E-8: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 6	121
Ilustración E-9: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 7	121
Ilustración E-10: Imagen aérea del parque eólico La Plata y La Plata Ampliación junto a la población de Villarubia de Santiago.....	122
Ilustración F-1: Curvas de nivel y altitud del terreno en el que se encuentra el parque eólico.....	134
Ilustración F-2: Curvas de nivel del terreno en el que se encuentra el parque eólico.....	134

1 INTRODUCCIÓN

Desde que comienza la revolución industrial, hace más de 250 años, los seres humanos utilizan diferentes tecnologías impulsadas por combustibles fósiles con el objetivo de mejorar su calidad de vida [84]. Durante este período, según el Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C [78], las actividades humanas son responsables de 1,0 °C del calentamiento global por encima de los niveles preindustriales.

La gran demanda de los combustibles fósiles durante las últimas décadas, junto con la emisión de gases de efecto invernadero que conlleva la combustión de estos, han obligado a la sociedad a su transformación.

La concienciación actual sobre el cambio climático es tal, que, por primera vez, todos los países se unen mediante un tratado internacional jurídicamente vinculante, el Acuerdo de París. El Acuerdo de París tiene como objetivo “Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales” [102]. Otro ejemplo de la creciente concienciación social es la creación de El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, IPCC, en 1988, que es una organización internacional en la que miles de científicos, de manera voluntaria, escriben y analizan otras publicaciones sobre los efectos y riesgos del cambio climático [29], o la Agencia Internacional de la Energía, AIE, otra organización internacional cuyo principal objetivo es el de trabajar y coordinarse con los gobiernos de los países para asegurar una energía sostenible y segura en el futuro [73].

Para cumplir los objetivos del Acuerdo de París y el objetivo de la Comisión Europea de contar con una neutralidad climática en 2050, las energías renovables desempeñarán un papel clave [52].

La energía eólica cuenta con 733.276 MW de potencia instalada alrededor del mundo [80] y es, tras la energía hidroeléctrica, la energía renovable con mayor capacidad instalada en el mundo [153]. Según la AIE, la suma de la potencia instalada de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica se colocará a la cabeza

en este aspecto en 2024, superando al carbón y el gas natural por primera vez en la historia [75].

Por otro lado, el hidrógeno verde surge como uno de los principales pilares para descarbonizar el sistema energético por su gran versatilidad, pues permite su uso en una gran variedad de aplicaciones y, sobre todo, como medio de almacenamiento energético [159]. Es por eso por lo que, en los próximos 10 años, se van a destinar más de 250.000 millones de euros en proyectos relacionados con el hidrógeno verde alrededor del mundo [20]. Según el informe de *Hydrogen Council* el 45 % de dicha inversión será en el continente europeo y son, en la actualidad, 228 los proyectos confirmados que se centrarán en la producción, transporte, uso industrial o construcción de infraestructura para impulsar el hidrógeno verde.

La relativa novedad y la escasa experiencia que se tiene acerca de los sistemas híbridos que combinan la energía eólica y el hidrógeno verde, motiva la elaboración del presente trabajo, el cual estudia la viabilidad económica de la hibridación de un parque eólico junto a su repotenciación. El trabajo aporta una valoración desinteresada de la viabilidad económica, utilizando parámetros económicos como el CAPEX (*capital expenditure*) o el OPEX (*operational expenditure*), y el impacto ambiental que tiene la introducción de un sistema de generación de hidrógeno verde en un parque eólico en tierra que precisa de una repotenciación. Además, se cumplimenta el estudio con la contextualización de la situación actual de la tecnología eólica, la tecnología del hidrógeno verde y cuál se espera que sea en el futuro, es decir, dónde se está y adonde se pretende llegar. También se explica el funcionamiento de un sistema híbrido y los equipos y procesos que están implicados.

Para el estudio del recurso eólico y la simulación del comportamiento del parque eólico repotenciado se usa el *software* *WAsP*, que permite la estimación de las pérdidas energéticas en función de las características de los aerogeneradores y su colocación; y los programas *Windographer* y *Global Mapper*, que sirven para la caracterización del recurso eólico.

Un factor diferencial de este trabajo sobre otros estudios relacionados con los sistemas híbridos es que en este estudio se evalúa la viabilidad de una repotenciación, a diferencia de la mayoría de los artículos utilizados como referencia, que estudian la construcción de cero de un parque eólico.

1.1 Objetivos

El objetivo principal del presente trabajo es el estudio de la viabilidad técnica y económica de, junto con la repotenciación de un parque eólico en tierra, instalar el equipamiento para generar hidrógeno verde por medio de la electrólisis del agua, empleando para este proceso parte de la energía eléctrica que produce el parque. Además, como parte del desarrollo del estudio, se pretende crear una metodología para estimar la generación anual de electricidad para un parque eólico en tierra utilizando el software *WASP*. También se incluye la incorporación de parámetros financieros a un proyecto de contenido principalmente técnico. Se finalizará con una evaluación del impacto ambiental que supondría emplear este sistema híbrido de energía eólica e hidrógeno verde con el objetivo de estimar la importancia y el efecto del proyecto sobre el medioambiente del proyecto.

1.2 Metodología

Para el cumplimiento de los objetivos desarrollados en el epígrafe anterior, el primer paso es (consiste en) una revisión de la literatura existente sobre la materia. Primero con una contextualización, utilizando como referencia informes como el Anuario Eólico de la Asociación Empresarial Eólica [7], el Anuario estadístico energético de Repsol [121], el Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5°C [78], el *World Energy Outlook* de la AIE [75], el *Global Wind Report* del *Global Wind Energy Council* (GWEC) [61], el *Renewables Global Status Report* de REN21 [119] o *Hydrogen Insights* del *Hydrogen Council* [69], de los que se pueden extraer, principalmente, datos estadísticos sobre la evolución y la situación actual de las energías renovables en su conjunto y, del hidrógeno verde y energía eólica más concretamente; artículos científicos relacionados [21], [67], [108], [157], que tratan sobre las posibilidades y el papel que puede desempeñar el hidrógeno como combustible,

de los desafíos que se deben vencer, de la flexibilidad operacional de los sistemas híbridos en el futuro y su impacto sobre la economía, de la posibilidad de sistemas energéticos 100 % renovables en el futuro o simplemente de las características de la energía eólica y el hidrógeno verde; y libros [96], [138] que contrasten, complementen y puedan aportar un visión y perspectiva diferente sobre la información de los artículos.

Después, el desarrollo del trabajo se basará en los antecedentes y en la bibliografía existente y, pese a que en la práctica son pocos los sistemas híbridos eólica-hidrógeno verde que están construidos y en funcionamiento, como el proyecto piloto de Siemens-Gamesa en Brande, Dinamarca [129], sí existen numerosos estudios teóricos de estos sistemas [33], [88], [90], [122] que ensayan y evalúan sistemas híbridos en distintas regiones del mundo, con características climáticas diferentes, como, por ejemplo Ucrania y Afganistán, sistemas de generación diferentes, distintas configuraciones, etc; algunas publicaciones que comparan los electrolizadores [13], [20], [109] que servirán de referencia para elegir qué tecnología se utiliza para el presente trabajo, si se lleva a cabo una electrólisis alcalina, de membrana polimérica, de estado sólido...; artículos que servirán de referencia para estudiar las pilas de combustible y comprender mejor los sistemas *Power to Gas to Power* y poder discernir así, si el sistema objeto del trabajo debe ser de ese tipo o si en cambio es más recomendable que sea *Power to Gas* [57]; y otros artículos y publicaciones, que mostrarán la diferencia de implementar sistemas híbridos en parques eólicos en tierra, marinos y fotovoltaicos [85], [95], [124], [128], [154], estos últimos también aportan, al ser estudios completos, estimaciones de precios de algunos sistemas, las posibilidades de conexión y parámetros económicos que deberán servir para el cálculo de la rentabilidad.

Una vez conocido el problema existente que motiva la elaboración del trabajo y, una vez comprendida la situación actual, las vías y alternativas existentes para la subsanación del problema, con sus puntos fuertes y sus puntos débiles, se procede a la descripción de los sistemas empleados. Disponiendo de las referencias anteriormente descritas, entre otras, se decidirá el emplazamiento

del parque, el modelo de aerogeneradores, el electrolizador, la técnica de almacenamiento, etc. Se complementarán las características técnicas con una descripción económica de los equipos con unos costes estimados que servirán para evaluar, finalmente, la viabilidad económica del proyecto.

Después, con la información suficiente para simular el comportamiento del sistema híbrido, se procederá al cálculo de la estimación de energía eléctrica generada, las pérdidas del parque, la generación de hidrógeno... Esta simulación será clave para el cumplimiento del objetivo de analizar el impacto medioambiental del sistema híbrido, utilizando la energía limpia generada para el cálculo de la cantidad de gases contaminantes que dejan de emitirse.

Se tratará de dar respuesta al objetivo principal del trabajo estudiando la rentabilidad económica del sistema, comparando los costes de inversión, operación y financiación con los beneficios estimados de la venta de la energía eléctrica y el hidrógeno verde generado.

2 CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO

2.1 Energía eólica

La energía eólica es, probablemente, la tecnología renovable de mayor importancia en el sector energético en la actualidad. En los siguientes puntos se analizará la evolución en la última década a nivel nacional y mundial, así como los principales fabricantes de aerogeneradores.

2.1.1 Evolución de la energía eólica mundial acumulada en tierra durante la última década (2008-2018).

Para describir la evolución se tienen en cuenta factores de gran importancia para valorar una tecnología energética como, por ejemplo, la potencia instalada o la cobertura de demanda eléctrica entre otros. En el [ANEXO A](#), se muestra detallada y gráficamente la evolución de la potencia instalada de energía eólica desde el 2008 en todo el mundo; el reparto actual de la potencia eólica terrestre a lo largo de los países con mayor capacidad de esta tecnología, donde destaca China; y la cobertura que ofrece la energía eólica de demanda en los distintos países; así como los distintos factores que están impulsando esta tecnología durante las últimas décadas.

2.1.2 Estadística mundial de energía eólica marina acumulada, por países y por área geográfica

La facilidad para desarrollarse que está presentando la energía eólica *offshore* la posiciona como una buena respuesta ante la creciente demanda eléctrica actual y futura. El mayor aprovechamiento del recurso eólico, junto con la mayor disponibilidad para instalar parques comparada con la eólica en tierra, son los factores que hacen atractiva esta tecnología y promueve la inversión en *offshore* sea cada vez mayor comparada con la *onshore* en busca de la maduración y optimización de ésta. Estos hechos son fácilmente demostrables, y es que, según Siemens-Gamesa, uno de los fabricantes de aerogeneradores más importantes a nivel mundial, el incremento de la producción de energía eólica marina supera en un 40 % el incremento de la energía onshore [\[130\]](#).

En el [ANEXO A](#), se explica con detalle las ventajas que presenta la tecnología eólica marina frente a la terrestre, así como los retos a los que debe enfrentarse para contar con la importancia que tiene la eólica *onshore* en el *mix* energético mundial. También se muestra un desglose de los costes de una y otra tecnología, donde puede verse la gran diferencia entre lo que supone el coste de las turbinas en los parques eólicos en tierra (70%) frente a los parques eólicos marinos (40%). Pueden verse los países con mayor potencia instalada a lo largo del mundo, y se muestra para Alemania, Bélgica, Dinamarca y Reino Unido, países que cuentan con el 69% del total de la potencia instalada *offshore* a nivel mundial, la nueva potencia instalada de tecnología eólica marina y en tierra.

2.1.3 Evolución de la energía eólica en España acumulada en tierra durante los últimos 10 años. (2008-2018)

En España, la tendencia es pareja a la global: cada vez mayor potencia instalada que da lugar a una mayor cobertura de la demanda eléctrica mediante aerogeneradores más eficientes y potentes. En el [ANEXO A](#), se estudia la evolución anual de potencia instalada acumulada que aumenta en un 54% entre 2008 y 2019, así como la nueva potencia que se instala cada año; la generación anual proveniente de esta tecnología y la demanda que ésta cubre anualmente.

2.1.4 Principales fabricantes de aerogeneradores (en tierra y marina) y clasificación de los fabricantes según potencia acumulada

Los cinco fabricantes de aerogeneradores más importantes del mundo en cuanto presencia son en la actualidad: Siemens-Gamesa, Vestas, GE, Nordex Acciona y Enercon. En el [ANEXO A](#), se estudia la potencia instalada por fabricante y el porcentaje de cuota de mercado de cada uno de ellos; y la potencia que instala cada fabricante el último año.

2.2 Hidrógeno verde

La necesidad de usar hidrógeno como combustible va de la mano con el aumento de la demanda energética mundial. En 2019 se consumieron en el mundo 13.946

millones de toneladas equivalentes de petróleo en el mundo (tep), por 11.512 millones tep que se consumieron en 2009 [19], es decir, la demanda se incrementó un 21,14 % en una década, como puede verse en el [Gráfico B-1 del ANEXO B](#). Y se espera que esa cifra alcance los 18.300 mtep en 2035 [111].

Este aumento de la demanda lleva implícito un aumento de la generación y para que este aumento sea sostenible con el medioambiente, se deberá aumentar la capacidad de generación de energía libre de carbono en, al menos, 10 TW hasta 2050 [101].

En el [ANEXO B](#), se evalúan las propiedades que hacen ser al hidrógeno uno de los combustibles más prometedores del futuro. Además, se estudia la seguridad de este gas para su uso en distintas aplicaciones, en las que destacan su uso para almacenamiento de energía, la movilidad, el transporte pesado, la generación de electricidad y su uso como materia prima para la industria química y en procesos metalúrgicos sin emisiones de CO₂ asociadas [56]. La versatilidad y las características del hidrógeno como combustible anteriormente comentadas, junto con la posibilidad de producirlo de manera limpia, sin emisiones de CO₂, hacen que esta fuente de energía sea una de las alternativas más atractivas actualmente. Sin embargo, pese a que puede ser generado con energías renovables, a día de hoy, el 96 % del hidrógeno es producido por combustibles fósiles. Al reformado de gas natural le corresponde el 48 %, mientras que el reformado de nafta representa el 30 % y la gasificación del carbón un 18 % [157]. En el siguiente esquema, se muestran las vías de producción de hidrógeno.

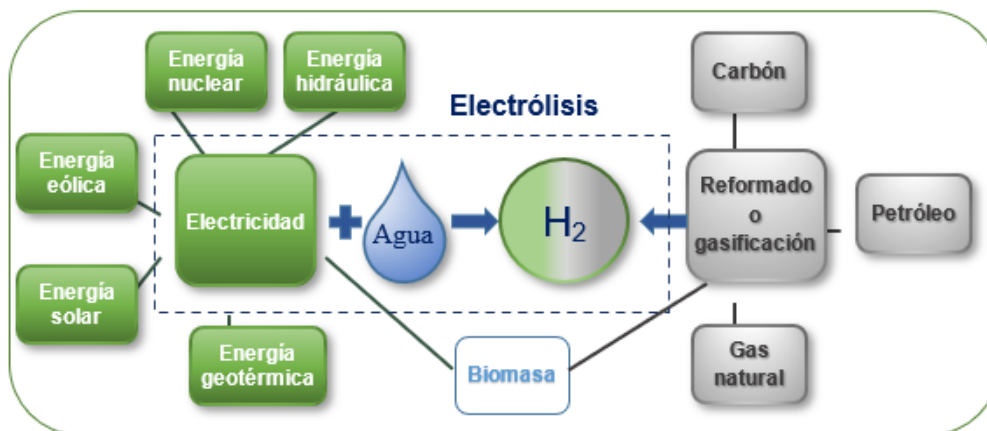


Gráfico 2-1: Esquema de la generación de hidrógeno según su fuente
Elaboración propia

En el [ANEXO B](#), se comparan las distintas vías de producción, así como los costes asociados a su generación.

Es de manera precisa el coste, seguramente, el mayor freno para producir más hidrógeno verde. Sin embargo, las necesidades climáticas han impulsado las inversiones que mejoren las tecnologías actuales con el objetivo, entre otros, de abaratar la producción de hidrógeno verde, como puede verse en el [ANEXO B](#), donde también se muestra la hoja de ruta de la Comisión Europea para lograr la transición hacia un uso expandido del hidrógeno verde y las expectativas de los costes de este combustible en el futuro.

2.3 Sistemas híbridos energía eólica-hidrógeno verde

Una vez conocida la situación sobre la energía eólica y el hidrógeno verde, el siguiente paso consiste en contextualizar la situación de los sistemas que comprenden ambas tecnologías. Existen numerosos prototipos de estos sistemas, pero son pocos los que se han llevado a la práctica hasta ahora. El objetivo se centra en aprovechar parcial o totalmente la energía eléctrica generada por las turbinas para el proceso de electrólisis. Esta energía eléctrica es necesitada por los electrolizadores para separar moléculas de hidrógeno y oxígeno del agua. Con estos sistemas híbridos se consigue reducir el consumo de energía eléctrica, reduciendo así el coste total de producción de hidrógeno verde.

En el [ANEXO C](#), se muestran algunos de los proyectos en marcha que servirán como referentes para futuros proyectos de este tipo.

3 FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS ENERGÍA EÓLICA-HIDRÓGENO VERDE

En este apartado del trabajo, se explicará el funcionamiento de los sistemas híbridos que generan hidrógeno verde por medio del proceso de electrólisis. Se definirán los equipos necesarios y las alternativas existentes de generación y almacenamiento, así como la operativa de los sistemas *power to gas* y *power to gas to power*.

3.1 Funcionamiento de electrolizadores y tipos

La electrólisis del agua es una solución clave para el uso de las energías renovables en la producción de hidrógeno. La electrólisis consiste en la separación de elementos de un compuesto usando la electricidad. En el [ANEXO D](#), se describe con mayor detalle el funcionamiento de los electrolizadores, así como las ecuaciones y leyes que rigen el comportamiento de la electrólisis y que explican los procesos de conversión de energía eléctrica a hidrógeno y viceversa. También se explican las pérdidas que deben considerarse a lo largo de los procesos.

3.1.1 Electrolizadores Alcalinos

La tecnología de los electrolizadores alcalinos es bien conocida ya que lleva siendo usada varias décadas para fines comerciales y, actualmente, es la que mayor capacidad instalada para aplicaciones comerciales tiene en el mundo [\[91\]](#). En el [ANEXO D](#), se explica detalladamente la situación actual de estos equipos, junto con sus características técnicas, su coste y las reacciones que tienen lugar en el ánodo y cátodo. Además, se muestra un esquema que describe su funcionamiento. (Ver [Ilustración D-1](#))

3.1.2 Electrolizadores PEM (Polymer Electrolyte Membrane)

Los sistemas PEM (Polymer Electrolyte Membrane), a veces también denominados SPE (Solid Polymer Electrolyte), basan su funcionamiento en un electrolito polimérico sólido para la electrólisis del agua. Fue introducido por primera vez en la década de 1960 por General Electric [\[158\]](#), dando respuesta a

los principales inconvenientes que presentaba la tecnología alcalina, descrita en el epígrafe anterior. En el [ANEXO D](#), se describen las principales ventajas que presenta esta tecnología frente a la tecnología alcalina, así como los retos a los que debe enfrentarse para lograr tener una mayor presencia en el mercado. También se explican sus características técnicas y las reacciones que tienen lugar en el ánodo y cátodo, así como un esquema de su funcionamiento. (Ver [Ilustración D-2](#))

3.1.3 Electrolizadores de Óxidos sólidos

La tecnología de óxidos sólidos es de las que se han visto o revisado hasta ahora la menos desarrollada, introducida en la década de 1970 por General Electric [133]. Aún se encuentra en una fase de demostración en laboratorios, pero está cerca de pasar a una fase comercial [153]. En el [ANEXO D](#), se explica la principal diferencia de esta tecnología frente a la tecnología alcalina y PEM y lo que esto supone, además de sus principales características, las ecuaciones que se dan en el ánodo y en el cátodo y un esquema de su funcionamiento. (Ver [Ilustración D-3](#))

3.2 Sistemas *Power-to-Gas*

Los llamados sistemas *power to gas* (PtG) utilizados para la generación de hidrogeno son los que utilizan energía eléctrica para llevar a cabo el proceso de electrólisis del agua, el cual requiere necesariamente de un aporte energético para funcionar. En el [ANEXO D](#), se describe con mayor precisión el funcionamiento, las ventajas y las desventajas que presentan estos sistemas, así como las diferentes aplicaciones que ofrecen, las cuales se muestran en el Gráfico 3-1.

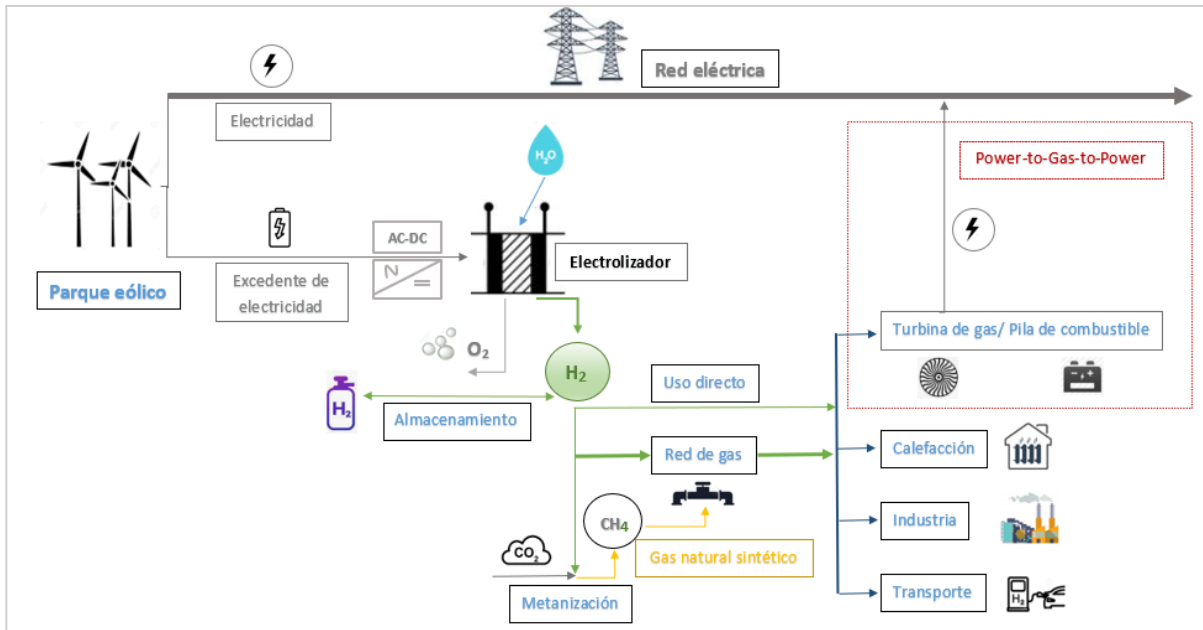


Gráfico 3-1: Diagrama del funcionamiento de los sistemas Power-to-Gas-to-Power y alternativas de uso del hidrógeno
Elaboración propia

3.3 Sistemas Power-to-Gas-to-Power

La principal diferencia de estos sistemas con los anteriores es el uso final de una pila de combustible (o una turbina de gas en el caso del gas natural sintético) que reconvierte el gas producido en el electrolizador en energía eléctrica de nuevo. Esto convierte al hidrógeno en un vector energético, almacenándose, por ejemplo, cuando la demanda se vea superada por la energía generada, y reconvirtiéndose en energía eléctrica una vez que la demanda supera a la generación, o cuando el precio de venta de energía es interesante. En el [ANEXO D](#), se explica con mayor detalle las características técnicas como la eficiencia y la influencia que tienen sobre ella el rendimiento de los electrolizadores y las pilas de combustible.

3.4 Técnicas de almacenamiento

El almacenamiento de hidrógeno es una de las principales barreras que frenan la economía del hidrógeno. Son las características físicas y químicas las que dificultan y encarecen su almacenamiento. En el [ANEXO D](#), se detallan qué características dificultan el proceso de almacenamiento, así como los tipos de almacenamiento que existen (gaseoso, comprimido, líquido y mediante hidruros

metálicos) y los factores que afectan a la hora de decidir qué tipo de almacenamiento elegir según la aplicación. Se estudian, para cada técnica de almacenamiento, cuáles son sus parámetros más importantes y cuáles son las barreras que dificultan su aplicación a gran escala, así como las expectativas que existen sobre su evolución en el futuro.

4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO

4.1 Objetivo

El objetivo del sistema híbrido es el máximo aprovechamiento del recurso eólico, utilizando la energía eléctrica generada tanto para el vertido a red como para la producción de hidrógeno verde con los excedentes de energía que no puedan ser vertidos a la red eléctrica. Además de un mayor uso y aprovechamiento, se consigue una mayor estabilidad en la red, ya que flexibiliza el momento y el lugar de un posible revertido de energía eléctrica a la red, transformando de nuevo el hidrógeno verde en energía eléctrica.

Por otro lado, como se ha comentado anteriormente el objetivo principal del trabajo es comprobar si este sistema es viable técnica y económicamente, es decir, si el coste que supone la producción de hidrógeno verde, teniendo en cuenta los procesos y los equipos, es compensado con la venta o con el uso que puede dársele al hidrógeno generado.

4.2 Configuración

La configuración del sistema consiste en la adición de los equipos necesarios para la producción de hidrógeno a un parque eólico ya construido que precisa de una repotenciación. En los posteriores puntos se detallarán por separado ambas tecnologías, analizando por un lado el recurso eólico, las características del emplazamiento y la tecnología de los nuevos aerogeneradores, así como su nueva configuración; y por otro, los equipos utilizados para la electrolización del agua y el almacenamiento de hidrógeno.

4.3 Descripción técnica

4.3.1 Parque eólico

La repotenciación de un parque eólico consiste en la modificación de un parque ya construido para incrementar y optimizar su producción. Esto puede suponer la sustitución total o parcial de los aerogeneradores o del resto de sus elementos. En el caso de este trabajo se sustituirán todos los aerogeneradores por otros de tecnología más moderna y mayor potencia, pero manteniendo prácticamente la

misma potencia total del parque, es decir, serán necesarios menos aerogeneradores. Al reducir el número de aerogeneradores, podrán espaciarse más entre ellos, reduciendo así el efecto estela.

La repotenciación es interesante resulta apropiada en aquellos parques ya amortizados o con aerogeneradores de tecnología obsoleta. Por ser parques construidos hace muchos años, estos se encuentran en las zonas con mayor recurso eólico, permitiendo aumentar considerablemente la generación anual mediante la instalación de aerogeneradores más eficientes y de mayor potencia [8].

Los datos de los que se disponen, si bien no son de al menos 10 años, como para una campaña de medición real, son suficientes para el trabajo en cuestión. Se cuenta con la velocidad y la desviación típica medida a 60, 80 y 100 m y la dirección medida a 60 m y 80 m. Los datos son diezminutales y se tienen los registros de 35 meses consecutivos de una estación de medición situada en la provincia de Cuenca, en Castilla la Mancha. Estos datos servirán para analizar el recurso eólico del parque eólico La Plata y su ampliación La Plata Ampliación, situados a menos de 50 km de la estación en la provincia de Toledo, Castilla la Mancha.

Este parque eólico cuenta con dos fases, la principal, construida en 2004 [33], cuenta con 25 aerogeneradores Gamesa G58/850, de 850 kW de potencia y un diámetro de rotor de 58 m; y una ampliación de 8 aerogeneradores de igual tecnología que fue construida en 2007. Entre las dos fases el parque cuenta con 33 aerogeneradores y un total de 28,05 MW de potencia. Actualmente, existen fabricantes que comercian aerogeneradores de hasta 6 MW [46], por lo que 5 aerogeneradores de este modelo serían suficientes para superar la potencia del parque eólico La Plata y su ampliación. Además, como se muestra en el punto 2, la tecnología eólica ha experimentado una importante evolución durante las últimas décadas, por lo que la eficiencia de los modelos actuales supera ampliamente la que tienen los modelos de hace 20 años, como es el caso de este parque.

Para la repotenciación, se ha elegido el modelo Gamesa G128 de 4,5 MW de potencia, 128 m de diámetro de 120 m de altura de buje. En el punto 4.3.1.3. se detallan las características de este modelo de turbina.

4.3.1.1 Interpretación del recurso eólico

Para hacer un tratamiento estadístico de los datos de viento se usará el programa *Windographer*, el cual, además de caracterizar el recurso eólico mediante los datos de viento de una forma gráfica y que ofrece la distribución de probabilidad de velocidad y dirección o el nivel de turbulencia, también encuentra anomalías que puedan distorsionar los resultados y perjudicar así el diseño del parque. En el [ANEXO E](#), se caracteriza el recurso eólico a través de la función de distribución de probabilidad de Weibull, de la rosa de vientos y la distribución direccional de frecuencia y velocidad, de las velocidades máximas de viento, de la variación horaria y mensual de la velocidad del viento, del análisis de turbulencia y de la variación de la velocidad en función de la altura. La conclusión a la que se llega tras la evaluación de estos factores es que la colocación idónea de los aerogeneradores deberá ser con orientación Este-Noreste, siendo esta dirección la que mayor aprovechamiento energético tiene, sin contar con vientos de velocidad demasiado alta que pongan en riesgo el seguro y correcto funcionamiento de las turbinas.

4.3.1.2 Emplazamiento

El proceso de diseño y construcción de un parque eólico es complicado y dura varios años. El primer paso es el conocimiento del potencial energético del que se va a disponer. Este proceso es común a cualquier instalación de generación energética, pero en el caso de la energía eólica, por su volatilidad, es todavía más importante. El primer paso, pues, es elegir el emplazamiento del parque eólico a construir tratando de que el potencial energético sea el máximo posible. A veces, por circunstancias que pueden ser dependientes o no del parque, no se puede construir los aerogeneradores en la zona de mayor potencial, por factores como la dificultad de acceso de las máquinas constructoras, por invadir una reserva natural o por cercanía a una población. Los factores que deben ser

tenidos en cuenta son: comprobar la existencia de un parque en el emplazamiento, contar con datos de viento suficientemente significativos, realizar un estudio sobre el terreno donde se quiere construir el parque, considerar la interconexión eléctrica, valorar la accesibilidad y preservar el medioambiente. Una valoración más detallada de todos estos factores se encuentra en el [ANEXO E](#).

4.3.1.3 Ubicación y tecnología de los aerogeneradores

La repotenciación del parque va a consistir en la sustitución de los 33 aerogeneradores Gamesa G58/850 por siete aerogeneradores Gamesa G128, de 4,5 MW de potencia. La potencia inicial del parque es de 28.05 MW y pasará a ser de 31.5 MW tras la instalación de los nuevos aerogeneradores.

El parque se diseñará con dos filas de tres y cuatro aerogeneradores. La fila de tres será la primera que reciba el viento para minimizar el efecto estela acusado por la fila trasera. Además, ambas filas se colocarán perpendicularmente a la dirección predominante de la rosa de vientos de energía, que como se describió en el epígrafe 4.3.1.1 es el Este-Noreste.

En el [ANEXO E](#), se puede ver la información técnica y detallada del modelo Gamesa G128 y se muestra gráficamente la ubicación de cada uno de los siete aerogeneradores, así como la distancia que los separa entre ellos y la altitud y la pendiente del terreno donde se construirán. Además, se explican los distintos factores a valorar a la hora de ubicar las turbinas de un parque eólico.

4.3.2 Hidrógeno verde

Para la producción de hidrógeno verde el equipo más importante es el electrolizador. Para la venta del hidrógeno generado, es necesario almacenarlo y transportarlo. En este estudio tan solo se considerará la forma y el coste de almacenamiento.

4.3.2.1 Electrolizador

En base a los diferentes estudios comentados en el [ANEXO E](#) y analizando la perspectiva a futuro de las tecnologías alcalina, PEM y de óxidos sólidos, se

decide que el sistema que se utilizará para la simulación del sistema híbrido será de tecnología PEM. Su mayor capacidad de aprendizaje (del 13 % frente al 9 % de la tecnología alcalina) [69] y, sobre todo su mejor operativa dinámica son las dos principales razones para la elección de estos sistemas, unido a la potencial reducción del coste de capital que también puede verse en el [ANEXO E](#), donde también puede verse una comparativa de propiedades, parámetros, ventajas y desventajas entre los electrolizadores alcalinos y PEM a día de hoy, en 2030 y en 2050; así como una valoración del coste de estos equipos.

4.3.2.2 Almacenamiento

Como se explicó en el epígrafe 3.4, el almacenamiento por hidruros metálicos es una tecnología prometedora por el gran número de combinaciones posibles de materiales que puedan mejorar mucho el rendimiento y el diferente comportamiento de ciertos enlaces según el tamaño de los elementos. Son los compuestos intermetálicos los óptimos para aplicaciones donde se requiere de alta capacidad de almacenamiento volumétrico, como es el caso de un sistema híbrido [40]. Sin embargo, es largo el recorrido en la búsqueda de familias de hidruros que puedan destinarse incluso para aplicaciones concretas como el almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno en centrales de energía. Es, pues, difícil determinar qué elemento se podría usar en la próxima década para estos fines. Por tanto, se decide que el almacenamiento del sistema híbrido para el hidrógeno generado sea en bombonas de almacenamiento gaseoso.

Se espera que los tanques de almacenamiento de tipo IV, actualmente limitado a proyectos de demostración [115], estén en fase de comercialización en los próximos años, permitiendo el almacenamiento a 700 bares o incluso más de manera segura y eficiente. A su vez, se espera que el coste se reduzca de manera considerable y pueda competir con el resto de los tipos que son más asequibles, aunque con peores prestaciones.

4.4 Descripción económica

Durante este apartado se presentan los costes que tendría el sistema híbrido separando, en dos grandes bloques, el parque eólico y el sistema de generación

de hidrógeno verde. La tecnología eólica es una tecnología relativamente madura, en la que los costes pueden ser más estables durante la próxima década, aunque es previsible que los costes se reduzcan gracias a avances tecnológicos, economías de escala o nuevos materiales, la reducción se considerará moderada. Por otro lado, la tecnología de los electrolizadores PEM y el resto de los equipos necesarios para la producción de hidrógeno verde es muy poco madura, con gran margen de mejora en el rendimiento y en los costes

4.4.1 Parque eólico

Algunos estudios apuntan a una reducción de entre un 10 % y 47 % en el total de costes incurridos en la instalación de un parque eólico de 2018 a 2030 [82]. Otros estiman que para 2035 la reducción no será menor del 27 % [104], pudiendo llegar al 45 %. Para este trabajo, se considerará una reducción del 30 % sobre los costes estimados para el día de hoy. Sobre esa estimación, se realizará más adelante un estudio de sensibilidad con diferentes porcentajes de reducción.

4.4.1.1 CAPEX

Los costes de inversión se subdividen en dos grandes grupos: por un lado, los costes de desarrollo, y por otro, los costes asociados a la construcción y montaje del parque.

4.4.1.1.1. Costes de desarrollo

De los costes asociados al desarrollo de la instalación, que pueden encontrarse en la [Tabla E-10](#) del ANEXO E, el proyecto técnico, con la memoria y los diferentes estudios, suponen la porción de los costes más grande, junto con la evaluación del recurso eólico [138]. Al tratarse de una repotencia, se reducen los costes, ya que se cuenta con información sobre el recurso eólico, así como con los aerogeneradores con mayor generación durante la vida útil.

El coste estimado derivado del desarrollo del proyecto es de 800 mil euros. Generalmente, estos costes representan un pequeño porcentaje del presupuesto total del parque.

4.4.1.2 Costes de construcción

El principal coste relacionado con la construcción es el suministro, transporte y montaje de los aerogeneradores, los cuales pueden suponer hasta el 80 % del gasto asociado a la construcción [138]. Además del desembolso por los aerogeneradores, es necesario contar con la inversión necesaria para llevar a cabo la obra civil y la obra eléctrica. Un esquema de los costes de construcción puede encontrarse en la [Tabla E-11](#) del ANEXO E.

En la [Tabla E-12](#) del ANEXO E, se muestra un resumen con los costes de desarrollo, de construcción, y en conjunto el gasto asociado a la inversión de la instalación para 2020 y el esperado en 2030.

El gasto referido a los aerogeneradores es el mayor. La obra civil y la obra eléctrica suponen porciones similares. Estos costes tienen en cuenta el gran impacto que posee que se trate de una repotenciación y no un parque de nueva construcción. Se aprovecharán caminos, viales, aquellas líneas de evacuación que se encuentren en buen estado y con garantías de dar un uso correcto continuado durante la vida útil del parque y se aprovechará la ocasión para realizar las mejoras necesarias tanto en la subestación como en el edificio de control del parque.

4.4.1.3 OPEX y gastos financieros

En este apartado, se discuten los gastos correspondientes a la utilización del parque ya construido. Por un lado, se tienen los costes que supone la operación y el mantenimiento de la instalación. A los costes que provienen del uso del parque, y que se detallan a continuación, hay que sumarle las cuotas que hay que pagar del préstamo al banco consecuencia de la financiación.

El OPEX considera los costes operativos del parque. Se muestran, en el [ANEXO E](#), los costes estimados para hoy en día, a los que se les aplicará una reducción del 30 % a la hora del estudio económico por las perspectivas que existen de reducción de precios en el futuro. Además, en la [Tabla E-13](#) del ANEXO E, se muestra una simulación del coste anual y total de los costes operativos de explotación del proyecto.

4.4.2 Hidrógeno verde

Los costes del sistema de hidrógeno son algo más complejos de calcular, ya que existen diferentes estudios con perspectivas en la reducción del coste muy diferentes. Todos coinciden en un importante decremento, consecuencia de los avances tecnológicos, la madurez y las economías de escala. Sin embargo, el abanico de costes de inversión es muy amplio.

4.4.2.1 CAPEX

En los costes de inversión, se incluye el coste del propio electrolizador, del rectificador, del inversor, del compresor, así como del sistema de almacenamiento. Son múltiples los estudios que aportan su visión con el coste de todos estos sistemas en 2030. Para el tamaño del electrolizador, se tendrá en cuenta la producción media anual para el caso de estudio con el precio límite de venta a mercado eléctrico más alto. La producción de hidrógeno sería de aproximadamente 1.800 kgH₂/día. Esa es la cantidad más alta de producción de hidrógeno de este estudio, por lo que será esa la que se utilizará para elegir el tamaño del electrolizador. Teniendo en cuenta que, para hoy en día, para electrolizadores PEM, se necesita una capacidad de 1 MW para generar 385 kgH₂/día, se considerarán suficientes dos electrolizadores de 2 MW, contando con un mayor rendimiento en la próxima década que satisfaga la necesidad de producción del gas.

Distintas fuentes apuntan a un coste capital de los sistemas híbridos con electrolizadores PEM de entre 650-1.500 \$/kWe [2], [76], [95], [136], [146] siendo valores en torno a 750 €/kW los más frecuentes. Será este, por tanto, el valor utilizado para el coste de inversión del sistema de electrólisis en este estudio. Se espera que la vida útil de estos equipos sea de más de 80.000 horas, por lo que se considera que con el mantenimiento necesario y al no funcionar todas las horas del año, sino solo en las que la energía generada no se vierta a red, solo será necesaria la inversión una vez [127].

En cuanto al almacenamiento, se utilizará un valor de 1.100 €/kg [137]. La capacidad que se espera que tenga el tanque de alta presión es igual a la

máxima cantidad producida en tres días de generación promedio para el caso de mayor generación, que es aproximadamente 5.500 kgH₂.

Por tanto, el CAPEX del electrolizador y el sistema de almacenamiento será de 3.000.000 € y 6.050.000 € respectivamente.

4.4.2.2 OPEX

Para la estimación del OPEX, se considerará, tanto para el almacenamiento como para los sistemas de producción, un porcentaje anual del CAPEX, de la misma manera que se presenta en los estudios consultados [2], [26], [136], [137].

Para los costes de operación del sistema de producción se considerará un coste anual del 3 % del coste de inversión, mientras que para el almacenamiento se considerará del 1,5 %. A los costes operativos se les aplicará un incremento del 1 % anual. En la Tabla 4-1 se recogen los costes del sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno.

	Producción de hidrógeno		Almacenamiento de hidrógeno		Total
	Coste €/kW	Coste €	Coste €/kW	Coste €	Coste €
CAPEX	750	3.000.000	1.100	6.050.000	9.050.000
OPEX	% CAPEX	Coste €/año	% CAPEX	Coste €/año	Coste €/año
	3	90.000	1,5	90.750	180.750

Tabla 4-1: Costes de inversión y operativos de los sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno
Elaboración propia

4.4.3 Financiación

Debido a que la inversión es muy grande, los gastos asociados a ésta son de gran importancia. La financiación ajena oscila, generalmente, entre el 75 % y el 85 % de la inversión inicial, ya que habitualmente no se dispone del total del dinero necesario para afrontarlo sin capital externo. El período de devolución del préstamo se considerará de 15 años, siendo la tasa de interés, vital de cara a la viabilidad del proyecto, del 5 %. En el [ANEXO E](#), se muestran las condiciones de financiación del proyecto, incluyendo el parque eólico y el sistema de hidrógeno verde; las fórmulas del método de amortización francés; y una simulación anual de las cuotas, la amortización y el capital pendiente con una financiación externa del 75%. ([Tabla E-15](#))

5 SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MEDIANTE WASP

Con ayuda de los programas *WASP*, *Global Mapper* y *Google Earth*, se hará la simulación de la producción energética en base a las curvas de nivel del terreno, a la ubicación de los aerogeneradores, al modelo de estos y a la información que se tiene del recurso eólico, tratada previamente en *Windographer*. Se calcula la energía bruta y neta de cada parque, así como las pérdidas producidas por el decremento de velocidad provocado por la cercanía de los aerogeneradores, a lo que se le denomina efecto estela. Además del análisis global de todo el parque, también se dispone del de cada aerogenerador por separado.

5.1 Producción de energía eólica

El *software WASP* hace una simulación de la producción de energía eléctrica de un parque eólico. Es necesario registrar la curva de potencia del modelo de aerogeneradores, la ubicación exacta de los mismos y la altura de buje. Además, para la simulación es necesario importar información sobre el terreno. Se usa el programa *Global Mapper* para exportar las curvas de nivel del terreno, tal y como puede verse en las ilustraciones [Ilustración F-1](#) e [Ilustración F-2](#) del ANEXO F. Junto con las características del terreno y del modelo y ubicación de los aerogeneradores, el programa hace una estimación de la energía generada por cada una de las turbinas y del conjunto en base a los registros diezminutales de viento que se tienen de 35 años.

La información más relevante sobre la producción de energía eléctrica se muestra en la Tabla 5-1, donde se pueden observar la producción bruta y neta del conjunto de aerogeneradores, el porcentaje de pérdidas por efecto estela y el parámetro RIX (índice de rugosidad), que muestra el desnivel porcentual que existe en el terreno alrededor de un punto dado, que en este caso es la base del aerogenerador.

Parque completo	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	10,678	28,017	11,105	49,800
	Energía neta GWh/año			
	10,487	27,651	10,935	49,073
	Pérdidas %			
	1,79	1,30	1,53	1,46
	Frecuencia %			
10,0	16,2	9,4	35,6	
RIX %	Velocidad media m/s			
2,81	7,60	10,12	8,04	8,86

Tabla 5-1: Información del parque en conjunto para los sectores 2, 3 y 4.
Elaboración propia

El programa aporta la energía individualizada para cada aerogenerador y para cada uno de los sectores. La turbina será capaz de aprovechar solo ciertas direcciones del viento para generar energía eléctrica. En el caso de este trabajo, se orientan hacia el este-noreste, por lo que los sectores aprovechables son el 2, el 3 y el 4. De la misma manera, sólo las pérdidas provenientes de esos sectores afectarán realmente a la producción. En la Tabla 5-2 se muestra la generación bruta, neta y las pérdidas por efecto estela de todas las direcciones. Se puede comprobar, comparando con la Tabla 5-1, que orientando las turbinas de esta manera, se aprovecha alrededor del 40% de la energía eólica total que reciben los aerogeneradores.

	Producción Bruta GWh/año	Producción Neta GWh/año	Pérdidas %	Velocidad media m/s
Turbina 1	19,604	19,478	0,64	8,92
Turbina 2	19,098	18,794	1,59	8,76
Turbina 3	18,649	18,188	2,47	8,59
Turbina 4	19,132	18,966	0,87	8,76
Turbina 5	18,411	18,03	2,07	8,52
Turbina 6	18,324	17,757	3,09	8,51
Turbina 7	18,155	17,636	2,86	8,43
Total	131,37	128,85	1,94	8,64

Tabla 5-2: Información del parque en conjunto para todos los sectores.
Elaboración propia

Además, las pérdidas por efecto estela del parque en los sectores 2, 3 y 4, que corresponden a los ángulos (30° - 120°), siendo 0° la dirección norte, son menores (1,46 %) que en el conjunto de todas las direcciones (1,94 %). Esto tiene sentido, ya que la separación y ubicación de los aerogeneradores se llevan a cabo pensando en reducir el efecto que tendrá el viento en la dirección predominante.

Por otro lado, la velocidad media de todas las direcciones en el parque es de 8,64 m/s por 8,86 m/s en las direcciones pertenecientes a los sectores 2, 3 y 4. La diferencia es poco relevante, pero el aprovechamiento es de nuevo algo mayor para estos sectores, no solo por la frecuencia sino por la velocidad.

La tolerancia máxima de pérdidas por efecto estela de un aerogenerador será del 4 %, mientras que las pérdidas totales del parque por este efecto serán de un máximo del 2 %. Por otro lado, el RIX máximo tolerable será del 8 % por cada aerogenerador. Si en algún aerogenerador la energía bruta y neta difieren en más de un 4% o el RIX supera el 8 % se procederá a resituar esa turbina.

En el [ANEXO F](#), se muestra, para cada aerogenerador, la producción bruta, neta, las pérdidas, la frecuencia de tiempo que el viento proviene de las direcciones de los sectores 2, 3 y 4, la velocidad media de cada dirección y el índice de rugosidad RIX. Además, se recoge la información completa que ofrece *WASP* para cada turbina.

En el Gráfico 5-1, puede verse la aportación porcentual de cada aerogenerador a la energía total neta que produce el parque.

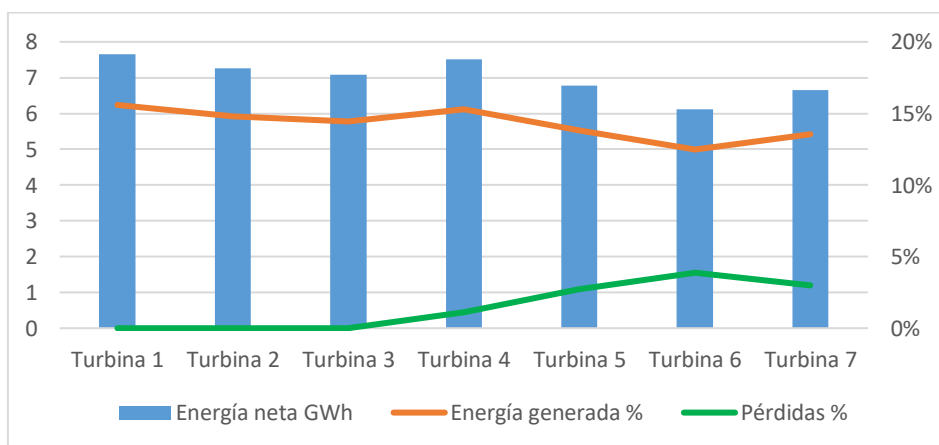


Gráfico 5-1: Energía neta y reparto porcentual de cada turbina y pérdidas por efecto estela. Elaboración propia.

Puede verse como de la segunda fila, solo el aerogenerador 4, situado a más de 2 km de distancia del aerogenerador más próximo en la dirección predominante del viento, es capaz de generar más de 7 GWh anuales. El aerogenerador 6 es el más afectado por el efecto estela dada su proximidad al aerogenerador 3, siendo la única turbina que se acerca al 4 % de pérdidas. Como no supera el límite del 4 % no se resituará. Los aerogeneradores de la primera fila no tienen pérdidas ya que no tienen obstáculos delante. El RIX promedio del terreno en los alrededores de las turbinas es de 2,81 %, siendo el aerogenerador con mayor índice de rugosidad el aerogenerador 4, con un 4,5 %, lejos del límite de 8%.

5.2 Escenario de pérdidas eléctricas

El software únicamente considera las pérdidas por efecto estela, pero no considera las pérdidas eléctricas, posibles paradas por fuertes rachas, indisponibilidades o contaminación de las palas, por lo que la producción contemplada en el epígrafe anterior no será la energía disponible para verter a la red.

Tras aplicar el escenario de pérdidas mostrado en el [ANEXO F](#) a la producción neta, se obtiene que solamente un 88 % de la simulación del software *WAsP* será susceptible de ser vertida a red.

5.3 Energía vertida a red

Para calcular, pues, la energía susceptible de verterse a red, se le restará a la energía neta que calcula el programa *WAsP*, las pérdidas comentadas anteriormente:

$$E \text{ vertible a red} = 49,073 \times 0,88 = 43,185 \text{ GWh}$$

6 SIMULACIÓN DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Para la simulación de la generación de hidrógeno, se establecerán unos precios horarios mínimos en el mercado eléctrico, para a partir de los cuales, sea más interesante emplear la energía eléctrica producida por el parque eólico para generar hidrógeno verde que para la venta y vertido a red.

La evolución de los precios en el mercado es incierta, por lo que se utilizarán el mayor rango de tiempo a pasado disponible [116], que es de 7 años completos, de 2014 a 2020 incluidos. Se buscará alguna tendencia en la evolución de los precios para extrapolar dicha tendencia a los años futuros. El estudio se centrará, en primer lugar, en el precio medio mensual a lo largo de los años, y después, en los precios horarios medios para cada mes. Esto se hace así ya que la venta en el mercado es horaria, y dentro del mismo día podría decidirse vender energía eléctrica al mercado en algunas horas y destinarla a generar hidrógeno verde en otras horas dentro del mismo día, ya que la casación de ofertas del mercado eléctrico se efectúa el día anterior. Esto implica que se sabe con antelación en qué horas es posible emplear la energía para otros fines y en cuáles debes entregar la energía a red.

En la [Tabla G-1](#) del ANEXO G, se muestra el precio mensual medio de los últimos siete años, junto con la diferencia porcentual respecto al año anterior y la diferencia porcentual entre 2014 y 2020. Puede verse como no existe una tendencia clara en la evolución de los precios. Dentro de un mismo año, algunos meses tienen precios superiores respecto a años anteriores y otros meses tienen precios inferiores. Comparando los precios de 2014 con los de 2020, se ve que la media es 8 € menor en 2020 que seis años antes.

Se podría pensar que una mayor inversión en energías renovables abaratará el precio del MWh en el mercado eléctrico. Para este estudio, se evaluarán distintos escenarios de precios por la difícil estimación de precios a varios años vista.

Al igual que el precio varía a lo largo de los años y los meses, varía hora a hora. En la [Tabla G-2](#) del ANEXO G, se recoge el precio medio de cada hora por cada mes de entre los años 2014 a 2020.

La información recogida en esta tabla será de gran importancia a la hora de elaborar la simulación de la generación de hidrógeno verde, ya que, una vez establecido el precio horario mínimo para el cual la energía se vierte a red, se podrá calcular la cantidad de energía que se verterá a red y la cantidad de energía que se destinará a los equipos electrolizadores.

Por otro lado, el software *WAsP* hace una simulación de producción eólica anual, pero no distingue entre meses ni entre horas del día. Por tanto, para desagregar la cantidad de energía eléctrica generada por el parque entre meses y, posteriormente, entre horas, se utilizarán datos de generación eólica a nivel nacional. Esto es, se utilizan los registros desde 2011 para hacer una estimación de cuánta energía anual, calculada por *WAsP*, corresponde a cada mes y, dentro de cada mes, a cada hora del día, según los registros de generación eólica en el país. De esta manera, si el precio medio para una hora determinada en un mes determinado es superior al precio límite, la energía correspondiente a ese mes a esa hora, se verterá a red y, si es inferior, se utilizará para generar hidrógeno verde.

Para estudiar dicho reparto mensual y horario, se hace aborda de manera porcentual año a año, es decir, qué porcentaje de la generación anual corresponde a cada mes, y dentro, a cada hora. Esto se hace así debido a que la potencia instalada ha ido aumentando con el paso de los años.

En la [Tabla G-3](#) del ANEXO G y en el gráfico posterior ([Gráfico G-1](#)), se muestra ese reparto mensual porcentual para cada mes de cada año entre 2011 y 2020. Además, se muestra el valor de la generación.

Puede verse que los meses donde mayor generación hay son los meses de enero a marzo, siendo los que menos los meses de julio a septiembre.

De la misma manera, se elabora un reparto horario dentro de cada mes, siendo el resultado el mostrado en la [Tabla G-4](#) y [Gráfico G-2](#) del ANEXO G.

Tras el reparto mensual y horario, se establecen los límites de precio de venta en el mercado eléctrico en 30 €/MWh, 35 €/MWh, 40 €/MWh, 45 €/MWh y 50 €/MWh, con los resultados de generación mostrados en las tablas: [Tabla G-5](#), [Tabla G-6](#), [Tabla G-7](#), [Tabla G-8](#) y [Tabla G-9](#), y las gráficas: [Gráfico G-3](#), [Gráfico](#)

[G-4](#), [Gráfico G-5](#), [Gráfico G-6](#) y [Gráfico G-7](#), que pueden consultarse en el ANEXO G.

Para la estimación de la cantidad de hidrógeno verde producido, es necesario hacer la estimación de cuánta energía irá destinada al proceso de electrólisis, pero también influirá el rendimiento de la conversión, es decir, cuánta energía es necesaria para la producción de 1 kg de hidrógeno verde. Actualmente, para los electrolizadores PEM, esta energía se encuentra entre 50 y 83 kWh/kg de hidrógeno [81], sin embargo, las previsiones para 2050 estiman que esta cantidad sea inferior a 45 kWh/kgH₂ [81]. Es por eso, que para este estudio se crean 4 escenarios diferentes que van desde 55 a 40 en intervalos de 5 kWh/kgH₂.

Según el precio umbral, se destinará más o menos energía a la producción de hidrógeno verde. Ésta variará entre un 4 % y un 67 % dependiendo de si el precio límite es 30 €/MWh o 50 €/MWh. Además, el rendimiento de la conversión de energía eléctrica a hidrógeno verde a través de los electrolizadores jugará también un papel importante.

Es difícil conocer el rendimiento de estos equipos en 10 años, puesto que se trata de tecnologías poco desarrolladas, con mucho margen de mejora en el rendimiento, en el abaratamiento de costes, etc.

7 ANÁLISIS ECONÓMICO Y VIABILIDAD DEL SISTEMA HÍBRIDO

Para el estudio de la viabilidad del sistema planteado, puesto que los precios de adquisición del sistema, el precio de venta de la electricidad e hidrógeno y el rendimiento del sistema son una incógnita, se llevará a cabo un estudio de sensibilidad en la que se simularán diferentes escenarios transformando estas variables.

Se determinará un escenario neutro, y a partir de ese escenario se modificarán las variables en torno a las condiciones neutras.

Las condiciones neutras del coste del sistema son las mostradas en el epígrafe 4.4, y sobre ellas, se modificará tanto el coste de inversión, (que afectará al coste de financiación), como el de operación. Por su menor madurez, a los costes del sistema de producción y almacenamiento se le aplicará un margen de $\pm 5 \%$, mientras que a los costes del parque eólico se le aplicará un margen de $\pm 3 \%$, siendo el resultado el mostrado en la Tabla 7-1.

M€		H ₂		
		-5 %	0	5 %
PE	-3 %	78,89	80,09	81,42
	0	80,62	81,82	83,02
	3 %	82,22	83,56	84,76

Tabla 7-1: Resumen de los costes totales del sistema híbrido
Elaboración propia

Los precios mostrados en la tabla anterior son los beneficios mínimos que debe tener el sistema para superar los costes de éste. Los ingresos del sistema dependerán del precio de venta de la electricidad, del hidrógeno, del rendimiento del electrolizador, es decir, de cuánta energía eléctrica es necesaria para la generación de 1kg de hidrógeno, y del reparto de energía eléctrica destinada a la venta en el mercado eléctrico y la destinada a la generación de hidrógeno, que dependerá a su vez del precio umbral para el cual se vende o no la energía eléctrica.

Los distintos escenarios de ingresos del sistema son resultado de la combinación de los factores que se muestran en el [ANEXO H](#).

Con todas las combinaciones de estas variables, se crean 225 escenarios diferentes de ingresos, como se muestra en la [Tabla H-1](#) que se muestra en el ANEXO H.

Cada uno de esos valores de ingresos generados, se debe comparar con los nueve escenarios de costes diferentes mostrados en la Tabla 7-1. Se crean, por tanto, 2.025 escenarios diferentes que se analizarán individualmente, en búsqueda de los marcos de acción más favorables y las variables que más afectan a la viabilidad de un sistema híbrido.

Tras realizar dicha comparación, 482 de las 2.025 combinaciones arrojan un valor positivo, es decir, en el 23,8 % de los casos, el sistema híbrido recibe unos ingresos superiores a los costes a lo largo de los 25 años que se le suponen de vida útil.

Los resultados, por el tamaño del cuadro de escenarios, se muestran en tres tablas diferentes ([Tabla H-2](#), [Tabla H-3](#) y [Tabla H-4](#)), que pueden verse en el ANEXO H, siendo el escenario de costes del sistema de hidrógeno la variable móvil, es decir, se presenta una tabla para un coste neutro de este sistema y otras dos para un coste un 5 % mayor y un 5 % menor, manteniendo fijas el resto de las variables. Solo se presentan los valores con resultado positivo.

Se analiza ahora, por variable, cuáles son los resultados:

- Precio horario umbral de venta de la energía en el mercado eléctrico: ([Tabla H-5](#)).

La conclusión a la que se llega es que, a mayor venta de hidrógeno, mayores ingresos para el sistema híbrido. Independientemente del precio del hidrógeno y de la evolución del precio de la electricidad, los casos más favorables se producen con un precio umbral de venta a mercado eléctrico de 50 €/MWh. Esto quiere decir que solo si los precios en el mercado eléctrico son superiores a 50 €/MWh compensa vender la energía al mercado. La diferencia de casos con resultados positivos no varía en exceso entre un umbral de 30-45 €/MWh, con solo 37 escenarios, siendo la diferencia entre el precio límite igual a 45 €/MWh y el de 50 €/MWh de 56 escenarios favorables más. Esto puede deberse a que hay gran cantidad de horas a lo largo del año que tienen su precio en el rango

de entre 45 €/MWh y 50 €/MWh, haciendo que la diferencia de generación en ese rango de precios sea muy alta.

- Evolución de los precios de la energía eléctrica.

La evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado eléctrico juega un papel fundamental en la viabilidad del sistema híbrido, tal y como se muestra en la [Tabla H-6](#). Si la tendencia decreciente observada entre 2014 y 2020 en los precios se mantiene en el futuro, con unos valores de entre el 2 % y el 4 %, el sistema no sería viable salvo en 14-19 escenarios de los 2.025 estudiados, o lo que es lo mismo, entre el 3 % y el 5 % de casos. Todos esos casos tienen algo en común: son hipótesis de trabajo en los que el precio umbral es de 50 €/MWh, es decir, esos supuestos con más venta de hidrógeno y menos de electricidad, y con un precio de venta de 5 €/kgH₂.

En cambio, un aumento del 4 % en el precio de la energía eléctrica haría beneficioso el sistema en el 81 % de los casos.

- Precio de venta del hidrógeno generado.

A mayor precio de venta de hidrógeno generado, mayor probabilidad de éxito del sistema. Así puede verse en la [Tabla H-7](#). La diferencia entre la venta por 3 €/kgH₂ y por 5 €/kgH₂ no es tan elevada como la que hay con la evolución de los precios (un 2% anual tras 25 años supone, al final, una diferencia del 60% respecto al principio), pero sí existe una diferencia que debe considerarse. La diferencia entre la venta por 3 €/kgH₂ y 4 €/kgH₂ y 4 €/kgH₂ y 5 €/kgH₂ es prácticamente simétrica.

- Eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno.

La eficiencia en la conversión del electrolizador también es un factor a tener en cuenta. Los resultados se muestran en la [Tabla H-8](#). Se puede ver que el número de escenarios con beneficios superiores a los costes y la inversión aumenta más cuando la eficiencia pasa de 50 kWh/kgH₂ a 45 kWh/kgH₂ en casi más del doble (50 escenarios) que con el paso de 55 kWh/kgH₂ a 50 kWh/kgH₂ (27 escenarios). A continuación, en la Tabla 7-2, se muestra el porcentaje de supuestos con diferencia positiva entre los beneficios y los costes del sistema híbrido según los

costes de la repotenciación del parque eólico y el sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno y el precio de venta del hidrógeno producido.

No hay ningún escenario favorable si los costes del sistema de hidrógeno suben un 5 % y los del parque eólico suben un 3 % para la venta del hidrógeno a 3 €/kgH₂.

	H2 - 5 %			H2			H2 + 5 %		
	3	4	5	3	4	5	3	4	5
PE -3 %	15 %	25 %	44 %	15 %	25 %	40 %	12 %	25 %	40 %
PE	15 %	25 %	40 %	12 %	28 %	37 %	5 %	21 %	37 %
PE +3 %	12 %	23 %	39 %	4 %	21 %	35 %	0 %	16 %	31 %

Tabla 7-2: Porcentaje de resultados positivos según los costes del sistema y el precio de venta del hidrógeno (€/kgH₂)
Elaboración propia

En cambio, si los costes en el futuro son un 5 % más bajos de los considerados para el sistema de hidrógeno y un 3 % más bajos para la repotenciación, el porcentaje de escenarios favorables se situaría entre el 15 % y el 44 % según el precio de venta del hidrógeno. Puede deducirse de la tabla anterior, que es más importante el precio de venta, que se traduce en ingresos, que en los costes de inversión y operación a la hora de que un escenario resulte favorable. Por ejemplo, para el caso más desfavorable de costes, en el que los costes del sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno suben un 5 % y los de la repotenciación suben un 3 %, si la venta es por 3 €/kgH₂ no hay escenarios favorables, sin embargo, si la venta es por 5 €/kgH₂, el 31 % de casos arrojan beneficios.

Esto puede comprobarse también en la Tabla 7-3, donde se muestra el porcentaje de escenarios con más ingresos que costes, según el cuadrante de costes:

Cuadrante			
Coste H2/PE	-5 %	0	5 %
-3 %	28 %	27 %	26 %
0	27 %	26 %	21 %
3 %	24 %	20 %	16 %

Tabla 7-3: Porcentaje de resultados positivos según el cuadrante de costes del sistema
Elaboración propia

Solo hay un 12 % de diferencia entre el caso más favorable de costes y el más desfavorable y, tan solo un 2 % de diferencia para una reducción del 3 % de los costes de la repotenciación si los costes del sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno aumentan o se reducen en un 5 %.

Se concluye pues, que para que el sistema híbrido tenga mayores ingresos que costes, influye más el precio de venta de la electricidad y el hidrógeno que los costes de inversión destinados para la construcción y operación del propio sistema.

7.1 Proyectos viables. Valor Actual Neto (VAN):

Para determinar qué proyectos serán realmente viables se utilizarán indicadores económicos y financieros como lo son el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de rentabilidad (TIR). Estos están íntimamente relacionados, pues el TIR es el porcentaje de tasa de descuento que hace nulo al VAN. Esto indica que, si el TIR es superior a la tasa de interés, que para este trabajo se supone del 4,5 %, el VAN será positivo, y viceversa. Interesa que el TIR y el VAN sean lo más altos posibles, porque esto traerá consigo una mayor rentabilidad.

Para el estudio de cuáles de los 482 son realmente viables según el VAN, se calculará este parámetro para 15 escenarios. En el [ANEXO H](#), se muestra la ecuación que se usa para el cálculo de cada uno de estos escenarios, así como la simulación ([Tabla H-9](#)) de flujo de caja, VAN y TIR de uno de esos escenarios, en concreto el que mayor VAN presenta.

El objetivo es calcular una ecuación de grado 3, que se aproxime a la red de 15 puntos, para determinar a partir de qué valor de la diferencia de ingresos y costes

se tiene un VAN positivo, para extrapolar al resto de los 482 escenarios con ingresos superiores a los costes.

En el [ANEXO H](#), se muestra dicha ecuación de grado 3, junto a la representación gráfica ([Gráfico H-1](#)) de ésta y la nube de los 15 puntos, cuyas coordenadas se muestran en la [Tabla H-10](#).

Solo aquellos escenarios que tengan un balance positivo de ingresos por venta de hidrógeno y electricidad menos los costes asociados, de más de 25,04 M€, serán viables.

Esto reduce el número de escenarios de 482 a tan solo 12, o lo que es lo mismo, un 0,59 % de los casos estudiados.

Como se hizo anteriormente con los escenarios con más beneficios que costes, se analizan ahora, por variable, cuáles son los escenarios viables:

- Precio horario umbral de venta de la energía en el mercado eléctrico: ([Tabla-H11](#)).

Para que el sistema híbrido sea viable, solo se debería vender la energía eléctrica al mercado si el precio horario es alto. De los 2.025 escenarios estudiados, en ningún caso el sistema es viable si el precio umbral de venta a mercado eléctrico es inferior a 45 €/MWh, siendo el precio umbral de 50 €/MWh para 10/12 escenarios viables.

- Evolución de los precios de la energía eléctrica: ([Tabla-H12](#)).

Solo si el precio de venta de energía eléctrica tiene una evolución ascendente de, al menos, un 4 %, es posible que el sistema híbrido sea viable. Aun así, solo el 3 % de esos son escenarios viables.

- Precio de venta del hidrógeno generado: ([Tabla H-13](#)).

Como ocurre con el precio de venta de la energía eléctrica, el sistema solamente es viable en algunos de los casos con condiciones de venta más favorables, es decir, para la venta a 5 €/kgH₂.

- Eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno: ([Tabla H-14](#)).

Es necesaria una alta eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno para que haya posibilidades de viabilidad de un sistema híbrido.

En la Tabla 7-4 se muestra el porcentaje de escenarios favorables según el cuadrante de costes:

Cuadrante			
Coste H2/PE	-5 %	0	5 %
-3 %	1 %	1 %	0 %
0	0 %	0 %	0 %
3 %	0 %	0 %	0 %

*Tabla 7-4: Porcentaje de escenarios viables según el cuadrante de costes del sistema
Elaboración propia*

Se necesita que los costes de la repotenciación del parque eólico y los del sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno sean más bajos que los estimados para que haya probabilidades de que el sistema sea viable. Aun así, son muy pocos los escenarios económicamente viables.

8 ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL

El sistema híbrido supondría una evidente mejora ambiental. Esto se debe a que se posibilita la obtención de energía eléctrica e hidrógeno de una forma limpia, es decir, sin emisiones de CO₂ [117]. En este apartado se calculará la cantidad de toneladas equivalentes de CO₂ que se evitaría verter al medioambiente con el funcionamiento del sistema.

Por un lado, se considerarán las emisiones evitadas por la energía eléctrica vertida a red procedente de una fuente como la eólica, que tiene un factor de emisión de GEI igual a 0, es decir, se considera que la energía eléctrica generada con esta tecnología no conlleva emisiones de CO₂.

Según los datos públicos que ofrece Red Eléctrica de España, las tecnologías que emiten CO₂ con su generación son el carbón, el ciclo combinado, el fuel y el gas, los motores diésel y los residuos no renovables. La suma de la cobertura anual durante los años 2016-2020 de estas tecnologías es del 39,6 %. Un 92 % corresponde al ciclo combinado, el carbón y la cogeneración.

En la Tabla 8-1, se muestra el factor de emisión ponderado correspondiente a estas tecnologías según su cobertura al sistema eléctrico nacional. Se entiende que la entrada de generación eólica evita la entrada de estas tecnologías al sistema.

Tecnología	Cobertura %	Ponderación	Factor de emisión teqCO ₂ /MWh
Carbón	10,54	0,27	0,95
Fuel + Gas	0	-	0,77
Motores diésel	1,2	0,03	0,68
Turbina de gas	0,28	0,01	0,98
Turbina de vapor	0,86	0,02	0,9
Ciclo combinado	15,08	0,38	0,37
Cogeneración	10,78	0,27	0,38
Residuos no renovables	0,92	0,02	0,24
	39,66		0,55

Tabla 8-1: Factor de emisión ponderado por cobertura de la demanda entre 2016-2020
Fuente: REE.

Por otro lado, el uso de hidrógeno como combustible no conlleva emisiones por la combustión de éste, pero si pueden emitirse gases de efecto invernadero en la producción de hidrógeno. El 95 % del hidrógeno producido a nivel mundial proviene del carbón o del gas natural, por solo un 5 % que se genera como un subproducto de la producción de cloro [76], [83]. Se estima que la producción de hidrógeno supone de media 9,3 kgCO₂ por la producción de 1 kgH₂ [48], [55].

Para realizar la estimación de toneladas de CO₂ evitadas con el sistema, se supondrá la generación que resultaba más favorable económicamente, es decir, la que establece un precio umbral de venta a mercado eléctrico de 50 €/MWh y con una eficiencia en la conversión de 45 kWh/kgH₂, ya que 9 de los 12 escenarios viables cumplían estas condiciones.

En la Tabla 8-2, se resume la generación tanto eléctrica como de hidrógeno verde y una estimación, basada en bibliografía, de la cantidad de gases contaminantes que se evitarían con un sistema híbrido de energía eólica e hidrógeno verde.

	Producción anual	Toneladas equivalentes de CO ₂ ahorradas	Producción 25 años	Toneladas equivalentes de CO ₂ ahorradas
Generación eléctrica	15.981 MWh/año	8.790	399.536 MWh	219.745
Hidrógeno verde	604.523 kgH ₂ /año	5.622	15.113.087 kgH ₂	140.552
Total		14.412		360.297

Tabla 8-2: Estimación de toneladas equivalentes de CO₂ ahorradas anualmente y durante la vida útil del sistema híbrido

Para poner estas cantidades en contexto, en 2020 se emitieron en la generación de electricidad 36.123.194 toneladas equivalentes de CO₂ en el sistema eléctrico español, es decir, el sistema híbrido ahorraría un 1% de estas emisiones o lo que es lo mismo, 3,64 días promedios durante toda su vida útil.

9 CONCLUSIÓN Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Tras el estudio sobre la actualidad y las perspectivas de futuro de las tecnologías eólica y de generación de hidrógeno, así como el almacenamiento de éste y la simulación de la generación y venta de un sistema híbrido, se llega a las siguientes conclusiones:

Es una solución técnicamente posible, como demuestran los prototipos y los sistemas ya construidos. Sin embargo, la dificultad reside en la viabilidad económica.

Es difícilmente rentable económicamente en el corto plazo. El coste de la repotenciación y los sistemas de generación y almacenamiento de hidrógeno hace que la producción de energía eléctrica del parque eólico tenga que ser muy alta y que la venta en el mercado eléctrico de la energía eléctrica se haga también a un precio alto o, al menos, con una evolución ascendente con el paso de los años. También el precio de venta del hidrógeno verde generado ha de ser alto. En este estudio, los 12 escenarios que tienen un VAN positivo, es decir, proyectos viables económicamente, tienen algo en común, y es que la venta de hidrógeno es de 5 €/kgH₂ y con la premisa de que el precio de venta de la energía eléctrica evolucione ascendentemente un 4 % cada año.

De los 2.025 escenarios estudiados, 482 tienen una suma de ingresos superior a los costes, pero solo 12 se consideran viables por su Valor Actual Neto. Es un valor realmente bajo, por lo que un importante descenso de los costes de construcción y operación, acompañado de un incremento de la eficiencia de los equipos, serán necesarios para que sistemas como el de este estudio sean una realidad. La mayor madurez de la tecnología eólica hace que tanto el desarrollo de los sistemas de conversión, como de los electrolizadores, y de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, jueguen un papel fundamental a la hora de facilitar la utilización de los sistemas híbridos.

No obstante, vistos los resultados del estudio de sensibilidad, el precio de venta de electricidad e hidrógeno cobra una mayor importancia que el coste de inversión y operación del sistema. Esto hace pensar que una mayor generación consecuencia de una mayor producción eólica, ya sea por mayor capacidad del

parque o por un mayor aprovechamiento, podría hacer que un mayor número de escenarios fuesen viables.

El factor de capacidad del parque eólico es de 15,65 %. Los parques eólicos modernos tienen un factor de capacidad de en torno al 30 %. Esto puede deberse a que, de la generación estimada resultante de la simulación del software *WAsP*, solo se considera el potencial eólico proveniente de los sectores a los que enfrentan directamente los aerogeneradores, reduciendo en aproximadamente un 60 % la estimación de producción del parque.

Los precios de la electricidad y del gas natural del año 2021 se consideran una anomalía y no una tendencia para el desarrollo del trabajo. Unos precios tan anormalmente altos como los registrados hasta octubre de 2021, modificarían radicalmente los resultados de este trabajo. Principalmente por los ingresos que recibiría el sistema híbrido de la venta de electricidad, haciendo, posiblemente, mucho más rentable la repotenciación del parque eólico sin el sistema de generación de hidrógeno verde, destinando toda la generación a la venta en el mercado eléctrico. Sin embargo, unos costes muy altos del gas natural podrían acelerar el desarrollo de la tecnología y el abaratamiento de costes de la generación de hidrógeno verde.

En lo referente al análisis medioambiental, es evidente que el uso de energías renovables como la energía eólica y la generación limpia de hidrógeno nos acerca a los objetivos medioambientales de descarbonización. Bien es cierto que el estudio considera las emisiones de todo el ciclo de vida de las tecnologías contaminantes, y no de la tecnología eólica e hidrógeno verde. Los materiales y la cimentación representan hasta un 85% de las emisiones de ciclo de vida de la energía eólica, sin embargo, tal y como afirma Siemens Gamesa, fabricante utilizado para la simulación de este trabajo, tan solo son necesarios 7,5 meses de vida del parque para amortizar dichas emisiones.

Por último, en el trabajo hay dos aspectos que, por su extensión y complejidad, no se consideran a la hora de estudiar la viabilidad técnica y económica, que son el coste del transporte del hidrógeno verde para su venta, y los ingresos consecuencia de la venta del oxígeno generado mediante la electrólisis del agua.

10 BIBLIOGRAFÍA

1. Abdin, Z., Tang, Ch., Liu, Y., Catchpole, K. (2021). *Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers*, iScience, vol. 24, Issue 9. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
2. Ali Khan, M.H., Daiyan, R., Han, Z., Hablutzel, M., Haque, N., Amal, R., MacGill, I. (2021). *Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in Australia*, iScience, Vol. 24, Issue 6. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102539>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
3. Antala. (2019). *Conoce las ventajas y desventajas de la energía eólica*. [online].
Disponible en: <https://www.antala.es/ventajas-y-desventajas-energia-eolica/>
[Consultado 16 de abril de 2021].
4. Ares, J.R. (2019). *Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos. Resolverá los problemas de uso del hidrógeno proporcionando almacenamiento seguro y sencillo*. Norvento enerxia. [online].
Disponible en: <https://www.norvento.com/blog/almacenamiento-hidrogeno/>
[Consultado 11 de septiembre de 2021].
5. AEE. Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). *La eólica en España*. [online].
Disponible en: <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>
[Consultado 16 de abril de 2021].
6. AEE. Asociación Empresarial Eólica. (s.f.) *Potencia instalada y generación*. [online].
Disponible en: <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/potencia-instalada-y-generacion>
[Consultado 19 de septiembre de 2021].
7. AEE. Asociación Empresarial Eólica. (2021). *Las cifras de la Eólica en España* [online].
Disponible en : <https://www.aeeolica.org/anuario/2020/#p=25>
[Consultado 16 de abril de 2021].
8. AEE. Asociación Empresarial Eólica. (2019). *Fomento de la repotenciación de los parques eólicos. Incremento de la producción de electricidad en emplazamientos existentes e impulso de la actividad industrial*. [online].
Disponible en: <https://www.aeeolica.org/images/Posicionamientos/2019-AEE-Impulso-Repotenciacion-de-parques-elicos.pdf>

[Consultado 11 de septiembre de 2021].

9. Bachhal, A., Vogstad, K., Kolhe, M., Abhijit, Ch., Beyer, H. G. (2018). *Wake and Turbulence Analysis for Wind Turbine Layouts in an Island*. E3S Web of Conferences, vol. 64. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186406010>
Consultado 11 de septiembre de 2021].
10. Balat, M., Balat, M. (2009). *Political, economic, and environmental impacts of biomass-based hydrogen*. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 34, Issue 9, 3589-3603. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.02.067>
[Consultado 30 de abril de 2021].
11. Balat, M. (2008). *Potential Importance of Hydrogen as a Future Solution to Environmental and Transportation Problems*. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 33, Issue 15, p.p. 4013-4029. [online].
Disponible en: <https://10.1016/j.ijhydene.2008.05.047>
[Consultado 30 de abril de 2021].
12. Ball, M., Wietschel, M. (2009). *The future of hydrogen – opportunities and challenges*. International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 34, Issue 2, 615-627. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.11.014>
[Consultado 30 de abril de 2021].
13. Barbir, F. (2005). *PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources*. Solar Energy, Vol. 78, Issue 5, 661-669. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2004.09.003>
[Consultado 26 de abril de 2021].
14. Barbaro, P., Bianchini, C. (2009). *Catalysis for Sustainable Energy Production*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. [online].
Disponible en:
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9783527625413>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
15. Barreras, F., Lozano, A. (2012). *Hidrógeno. Pilas de combustible de tipo PEM*. Universidad de Zaragoza María de Luna. Zaragoza. [online].
Disponible en:
<http://www.energia2012.es/sites/default/files/Hidr%C3%B3geno.%20Pilas%20de%20combustible%20de%20tipo%20PEM.pdf>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].

16. Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B. and Standen, E. (2014). *Development of Water Electrolysis in the European Union*. Fuel Cells Hydrogen Joint Undertakings, Lausanne. [online].
Disponibile en:
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
17. Biurrun, E., Abril, I. (2021). *Inditex, Santander, BBVA, Iberdrola, Telefónica, Gamesa: así es su bonus sostenible*. *Expansion*. [online].
Disponibile en: <https://www.expansion.com/economia-sostenible/2021/05/11/609a9be5468aeb00118b4667.html>
[Consultado 11 de mayo de 2021].
18. Bogdanović, B., Bohmhammel, K., Christ, B., Reiser, A., Schlichte, K., Vehlen, R., Wolf, U. (1999). *Thermodynamic investigation of the magnesium–hydrogen system*, *Journal of Alloys and Compounds*, vol.282, Issues 1–2, p.p. 84-92. [online].
Disponibile en: [https://doi.org/10.1016/S0925-8388\(98\)00829-9](https://doi.org/10.1016/S0925-8388(98)00829-9)
[Consultado 11 de septiembre de 2021].
19. BP. (2020). *Statistical Review of World Energy*. [online].
Disponibile en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
[Consultado 29 de abril de 2021].
20. Brauns J, Turek T. (2020). *Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review*. Vol 8, 248. [online].
Disponibile en: <https://doi.org/10.3390/pr8020248>
[Consultado 18 de abril de 2021].
21. Brouwer AS., Van den Broek M., Seebregts A., Faaij A. (2015). *Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon Power systems*. *Applied Energy*. Vol. 156, issue C, 107-128 [online].
Disponibile en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.065>
[Consultado 30 de abril de 2021].
22. Buljan, A. (2021). “*Green Hydrogen Systems to Deliver Electrolysers for H2RES Project*”. *OffshoreWIND.biz*. January, 20. [online].
Disponibile en: <https://www.offshorewind.biz/2021/01/20/green-hydrogen-systems-to-deliver-electrolysers-for-h2res-project/>
[Consultado 12 de mayo de 2021].

23. Buttler, A., Spliethoff, H. (2018). *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol 82, part 3, pp. 2440-2454. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
24. Caine, D., Iliffe, M., Kinsella, K., Wahyuni, W., Bond, L. (2019). *Dolphyn Hydrogen*. Department for Business, Energy and Industrial Strategy. [online].
Disponible en:
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866375/Phase_1_-_ERM_-_Dolphyn.pdf
[Consultado 12 de mayo de 2021].
25. Carmo, M., Fritz, D.L., Mergel, J., Stolten, D. (2013). *A comprehensive review on PEM water electrolysis*. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 38, Issue 12, pp. 4901-4934. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
26. Christensen, A. (2020). *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*. [online].
Disponible en:
https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20_hydrogen_production_costs%20v2.pdf
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
27. Chu, W., Zhang, Y. (2020). *The Efficiency and Economic Feasibility Study on Wind-Hydrogen System*, IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), pp. 1198-1203. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1109/iSPEC50848.2020.9350988>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
28. Clemente Jul, M.C., Montes Ponce de León, M., Fúnez Guerra, C. (2010). *El hidrógeno como almacén energético. Aplicación de la pila de combustible reversible polimérica*. Anales de la Real Academia de Doctores de España Volumen 14, pp. 71-91. [online].
Disponible en: <https://www.radoctores.es/doc/1V14N1-clemente-hidrogenoalmacenenergetico.pdf>
[Consultado 29 de agosto de 2021].
29. Comunica cambio climático. (s.f.). *¿Qué es el IPCC?* [online].
Disponible en: <https://comunicacambioclimatico.wordpress.com/que-es-el-ipcc/>
[Consultado 26 de abril de 2021].

30. Contreras, A., Yiğit, S., Özyay, K., Veziroğlu, T.N. (1997). *Hydrogen as aviation fuel: A comparison with hydrocarbon fuels*. International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 22, Issues 10–11, 1053-1060. [online].
Disponible en: [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(97\)00008-6](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(97)00008-6)
[Consultado 30 de abril de 2021].
31. Crystal Brook. (s.f.). *How storage Works*. [online].
Disponible en: <https://crystalbrookenergypark.com.au/about-storage/>
[Consultado 11 de mayo de 2021].
32. Chu, W., Zhang, Y. (2020). *The Efficiency and Economic Feasibility Study on Wind-Hydrogen System*. IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), 1198-1203. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1109/iSPEC50848.2020.9350988>
[Consultado 26 de abril de 2021].
33. Dateas. (s.f.). *P. E. La Plata - Productores de Energía Eléctrica de España*. [online].
Disponible en: <https://www.dateas.com/es/explore/productores-energia-electrica-espana/p-e-la-plata-26>
[Consultado 11 de septiembre de 2021].
34. Deme. (s.f.). *HYPORTR®: green hydrogen plant in Ostend*. [online].
Disponible en: <https://www.deme-group.com/news/hyportr-green-hydrogen-plant-ostend>
[Consultado 12 de mayo de 2021].
35. Demirbaş A. (2005). *Hydrogen and Boron as Recent Alternative Motor Fuels*, Energy Sources, 27:8, 741-748 [online].
Disponible en:
<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00908310490450836>
[Consultado 30 de abril de 2021].
36. Di Profio, P., Arca, S., Rossi, F., Filipponi, M. (2009). *Comparison of hydrogen hydrates with existing hydrogen storage technologies: Energetic and economic evaluations*, International Journal of Hydrogen Energy, vol. 34, Issue 22, p.p. 9173-9180. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.09.056>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
37. DNV. (2019). *Wind market storming ahead in Vietnam, but possible obstacles remain*. [online].
Disponible en: <https://www.dnv.com/article/wind-market-storming-ahead-in-vietnam-but-possible-obstacles-remain-179391>

38. Don Quichote. (s.f.). *Wind Energy, Hydrogen, Forklifts and Smart Grid at a Large Logistic Centre of Colruyt Group (in Halle, near Brussels)*. [online]. Disponible en: <https://www.don-quichote.eu/> [Consultado 12 de mayo de 2021].
39. EADIC., (2020). *Ingeniería Offshore: ¿Pros y contras de los aerogeneradores eólicos marinos en las plataformas flotantes?* [online]. Disponible en: <https://www.eadic.com/ingenieria-offshore-pros-y-contras-de-los-aerogeneradores-eolicos-marinos-en-las-plataformas-flotantes/> [Consultado 16 de abril de 2021].
40. Eberle, U., Felderhoff, M., Schüth, F. (2009). *Chemical and physical solutions for hydrogen storage*. Chem, A. Int Ed Engl. P.p. 6608-30. [online]. Disponible en: <https://doi.org/10.1002/anie.200806293> [Consultado 11 de septiembre de 2021].
41. Economie. (2019). *HYOFFWIND – Power to Gas*. [online]. Disponible en: <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/HYOFFWIND-Power-to-Gas-End-Report.pdf> [Consultado 12 de mayo de 2021].
42. El mundo|Acciona. (2019). *La innovación tecnológica alarga la vida de los parques eólicos*. [online]. Disponible en: <https://planetainteligente.elmundo.es/2019/eco/la-innovacion-tecnologica-alarga-la-vida-de-los-parques-eolicos.html> [Consultado 16 de abril de 2021].
43. El periódico de la energía. (2018). *El coste promedio por MW de las turbinas eólicas ha caído un 28% desde 2010 y la eficiencia ha mejorado un 50%* [online]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-promedio-por-mw-de-las-turbinas-eolicas-ha-caido-un-28-desde-2010-y-la-eficiencia-ha-mejorado-un-50/> [Consultado 16 de abril de 2021].
44. El periódico de la energía. (2020). *La industria eólica mundial resiste a la crisis del coronavirus e instalará 71,3 GW en 2020* [online]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-industria-eolica-mundial-resiste-a-la-crisis-del-coronavirus-e-instalara-713-gw-en-2020/> [Consultado 26 de abril de 2021].

45. ENEA Consulting. (2016). *The potential of Power-To-Gas. Technology review and economic potential assessment*. [online].
Disponible en: <https://www.enea-consulting.com/static/3663dbb115f833de23e4c94c8fa399ec/enea-the-potential-of-power-to-gas.pdf>
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
46. ENERCON. Energy for the World. (s.f.). *E-126*. [online].
Disponible en: <https://www.enercon.de/en/products/ep-8/e-126/>
[Consultado 11 de septiembre de 2021].
47. Energy Storage & P2G. (2018). “*Haeolus W2H project in Norway will utilise Hydrogenics 2.5 MW energy storage solution*.” *Fuel Cells Bulletin*. Vol. 2018, Issue 10, 11. [online].
Disponible en: [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(18\)30378-X](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(18)30378-X)
[Consultado 12 de mayo de 2021].
48. Energy Systems. (2019), *Updates of Hydrogen Production from SMR Process in GREET 2019*. [online].
Disponible en: https://greet.es.anl.gov/publication-smr_h2_2019
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
49. European Commission. (2020). *Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions*. [online].
Disponible en:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
[Consultado 11 de mayo de 2021].
50. European Commission. 2018. *Our Vision for A Clean Planet for All* [online].
Disponible en:
https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/docs/pages/vision_1_emissions_en.pdf
[Consultado 16 de abril de 2021].
51. European Commission. (s.f.). *Paris Agreement* [online].
Disponible en:
https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en
[Consultado 16 de abril de 2021].
52. European Commission. (2018). *The Commission calls for a climate neutral Europe by 2050** [online].
Disponible en:
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_18_6543
[Consultado 26 de abril de 2021].

53. Flores Guerrero, E. (2020). *Estado del arte de electrolizadores de óxido sólido*. Trabajo Fin de Grado Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales. Universidad de Sevilla. [online].
Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/92844/fichero/TFG-2844+FLORES+GUERRERO%2C+ELOISA.pdf>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
54. Fonsan, (2019). *Ventajas de la construcción y desarrollo de parques eólicos Offshore* [online].
Disponible en: <https://www.fonsan.com/es/desarrollo-parques-eolicos-offshore>
[Consultado 16 de abril de 2021].
55. Forbes. (2020). *Estimating The Carbon Footprint Of Hydrogen Production*. [online].
Disponible en: <https://www.forbes.com/sites/rpapier/2020/06/06/estimating-the-carbon-footprint-of-hydrogen-production/?sh=7236b2fd24bd>
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
56. Franco, BA., Baptista, P., Neto, RC., Ganilha, S. (2021). *Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis*. Applied Energy. Vol. 286, 116553. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116553>
[Consultado 6 de mayo de 2021].
57. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. (2018). *Green industrial hydrogen via reversible high-temperature electrolysis*. [online].
Disponible en: <https://www.fch.europa.eu/project/green-industrial-hydrogen-reversible-high-temperature-electrolysis>
[Consultado 26 de abril de 2021].
58. Fuel Cells. Science & Technology. (2016). *El Hidrógeno como principal combustible del futuro*. [online].
Disponible en: http://www.fuelcell.no/hydrogen_mainpage_es.htm
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
59. Futurism. (s.f.). *Denmark Just Ran Their Entire Country on 100% Wind Energy* [online].
Disponible en: <https://futurism.com/denmark-just-ran-their-entire-country-on-100-wind-energy>
[Consultado 16 de abril de 2021].

60. Gamesa. (2013). *Gamesa Innovating for Reliability 4.5 MW*. [online].
Disponible en:
<https://web.archive.org/web/20130502230533/http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-g10x-45mw-eng.pdf>
[Consultado 19 de septiembre de 2021].
61. Global Wind Energy Council. (2019). *Gwec | Global Wind Report 2019* [online].
Disponible en: https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/08/Annual-Wind-Report_2019_digital_final_2r.pdf
[Consultado 7 de abril de 2021].
62. Government of South Australia. (s.f.). *Neoen Australia Hydrogen Superhub*. [online].
Disponible en:
<http://www.renewablenessa.sa.gov.au/topic/hydrogen/hydrogen-projects-south-australia/neoen-australia-hydrogen-super-hub>
[Consultado 11 de mayo de 2021].
63. Grimes, C.A., Varghese, O.K., Ranjan, S. (2008). *Light, Water, Hydrogen: The Solar Generation of Hydrogen by Water Photoelectrolysis*. Springer Science+ Business Media, New York. [online].
Disponible en:
<https://www.springer.com/gp/book/9780387331980#aboutBook>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
64. Guo, Y., Li, G., Zhou, J., Liu, Y. (2019). *Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis*. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Vol. 371, Issue 4. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/371/4/042022>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
65. H. Centro Nacional del Hidrógeno. (s.f.). *¿Qué es el hidrógeno?* [online].
Disponible en: <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>
[Consultado 26 de abril de 2021].
66. Haeolus. (2018). *Hydrogen-Aeolic Energy with Optimised eLectrolysers Upstream of Substation*. [online].
Disponible en: https://www.haeolus.eu/?page_id=553
[Consultado 12 de mayo de 2021].

67. Hanley, E.S., Deane, J.P., Gallachoir, B.P. (2018). *The role of hydrogen in low carbon energy futures- A review of existing perspectives*, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 82 Part 3, 3027-3045 [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.034>
[Consultado 30 de abril de 2021].
68. Huang, M-T., Zhai, P-M. (2021). *Achieving Paris agreement temperature goals requires carbon neutrality by middle century with far-reaching transitions in the whole society*. Advances in Climate Change Research, Vol. 12, Issue 2, p.p. 281-286. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.accre.2021.03.004>
[Consultado 28 de abril de 2021].
69. Hydrogen Council. (2021). *Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective*. [online].
Disponible en: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf
[Consultado 29 de abril de 2021].
70. Iberdrola. (s.f.). *¿Sabes cómo funcionan los parques eólicos marinos?* [online].
Disponible en: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/como-funciona-la-energia-eolica-marina>
[Consultado 16 de abril de 2021].
71. Iberdrola Renovables. (2011). *Generación eólica Offshore. Retos y Perspectivas de desarrollo*. [online].
Disponible en:
http://www.somorrostro.com/pdf/generacion_eolica_offshore.pdf
[Consultado 16 de abril de 2021].
72. Ideas medioambientales. (2015). *Distancias entre aerogeneradores*. [online].
Disponible en: <https://ideasmedioambientales.com/distancias-entre-aerogeneradores/>
[Consultado 19 de septiembre de 2021].
73. IEA. (2020). *The IEA works with governments and industry to shape a secure and sustainable energy future for all*. [online].
Disponible en: <https://www.iea.org/about/missio>
[Consultado 28 de abril de 2021].
74. IEA. (2020). *Total installed power capacity by fuel and technology 2019-2025, main case*. [online].
Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-installed-power-capacity-by-fuel-and-technology-2019-2025-main-case>

[Consultado 28 de abril de 2021].

75. IEA. (2020). *World Energy Outlook 2020*. [online].
Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
[Consultado 20 de abril de 2021].
76. IEA. (2019). *The future of Hydrogen. Seizing today's opportunities*. [online].
Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
[Consultado 11 de mayo de 2021].
77. Instrumentación y control. (s.f.). *Mejoras operativas en aerogeneradores con el uso de sensores donde vale la pena invertir*. [online].
Disponible en: <https://instrumentacionycontrol.es/mejoras-operativas-en-aerogeneradores-con-el-uso-de-sensores/>
[Consultado 16 de abril de 2021].
78. IPCC. (2019). *Global warming of 1.5°C*. [online].
Disponible en:
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_es.pdf
[Consultado 16 de abril de 2021].
79. ITM Power. (2017). *Scaling PEM electrolysis to 100 MW*. [online].
Disponible en: <https://cam1.h2fc-fair.com/hm17/images/forum/tf/2017-04-25-1100.pdf>
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
80. Irena. (s.f.). *Wind Energy*. [online].
Disponible en: <https://www.irena.org/wind>
[Consultado 26 de abril de 2021].
81. Irena. (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C Climate goal*. [online].
Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
82. Irena. (2019). *Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. [online].
Disponible en: https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf
[Consultado 30 de septiembre de 2021].

83. Irena. (2019). *Hydrogen: a renewable energy perspective. Report prepared for the 2nd hydrogen energy ministerial meeting in Tokyo, Japan.* [online].
Disponible en: https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/sep/irena_hydrogen_2019.pdf
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
84. Ishihara, A. y Ota, K. (2020). *Current Trends and Future Developments on (Bio-) Membranes.* 16 – Role of green hydrogen for our sustainable growth, p.p. 369–386. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817384-8.00016-9>
[Consultado 26 de abril de 2021].
85. Khouya, A. (2020). *Levelized costs of energy and hydrogen of wind farms and concentrated photovoltaic thermal systems. A case study in Morocco.* International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 45, Issue 56, p.p. 31632-31650. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.240>
[Consultado 28 de agosto de 2021].
86. Khzouz, M., Gkanas, E. (2020). *Hydrogen Technologies for Mobility and Stationary Applications: Hydrogen Production, Storage and Infrastructure Development.* [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.5772/intechopen.91676>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
87. Kilner, A., Skinner, S.J., Irvine, J.C., Edwards, P. (2012). *Functional materials for sustainable energy applications.* Woodhead Publishing Series in Energy. [online].
Disponible en: <https://www.elsevier.com/books/functional-materials-for-sustainable-energy-applications/kilner/978-0-85709-059-1>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
88. Kotowicz, J., Jurczyk, M., Węcel, D. (2021). *The possibilities of cooperation between a hydrogen generator and a wind farm.* International Journal of Hydrogen Energy. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.246>
[Consultado 29 de agosto de 2021].
89. Kotowicz, J., Jurczyk, M., Węcel, D., Ogulewicz W. (2016). *Analysis of hydrogen production in alkaline electrolyzers.* Journal of Power Technologies, v. 96, n. 3, pp. 149-156. [online].
Disponible en: <https://papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view/888>
[Consultado 31 de agosto de 2021].

90. Kudria, S., Ivanchenko, I., Tuchynskiy, B., Petrenko, K., Karmazin, O., Riepin, O. (2021). *Resource potential for wind-hydrogen power in Ukraine*. International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, Issue 1, pp.157-168. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.211>
[Consultado 26 de abril de 2021].
91. Kumar, S.S., Himabindu, V. (2019). *Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review*. Materials Science for Energy Technologies, Vol. 2, Issue 3, pp 442-454. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
92. Laguna-Bercero, M.A. (2012). *Recent advances in high temperature electrolysis using solid oxide fuel cells: A review*, Journal of Power Sources, vol. 203, pp. 4-16. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.12.019>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
93. Lasn, K., Echtermeyer, AT. (2014). *Safety approach for composite pressure vessels for road transport of hydrogen*. Part 1: Acceptable probability of failure and hydrogen mass. International Journal of Hydrogen Energy. Vol. 39, Issue 26, pp.14132-14141. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.06.116>
[Consultado 4 de mayo de 2021].
94. Lehner, M., Tichler, R., Steinmuller, H., Kopper, M. (2014). *Power-to-Gas: technology and business models*. Springer Briefs in Energy. [online].
Disponible en; https://www.researchgate.net/publication/272428114_Power-to-Gas_Technology_and_Business_Models
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
95. McDonagh, S., Ahmed, S., Desmond, C., Murphy, J. (2020). *Hydrogen from offshore wind: Investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment*. Applied Energy. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114732>
[Consultado 26 de abril de 2021].
96. Manwell, J.F., McGowan, J. G., Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, seconded*. JohnWiley & Sons Ltd
[Consultado 26 de abril de 2021].

97. Marrero Santana, M. (2011). *Parámetros de rugosidad representativos de terrenos naturales*. Departamento de Física Aplicada. Universidad de Granada. [online].
Disponible en: <https://www.ugr.es/~andyk/Theses/TesinaMaria.pdf>
Consultado 11 de septiembre de 2021].
98. Mauron, Ph., Buchter, F., Orgschulte, A., Friedrichs, O., Remhof, A., Biemann, M., Zwicky, CH., Züttel, A. (2008). *Stability and Reversibility of LiBH₄*. *J. Phys. Chem. B*, 112, 3, p.p. 906–910. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1021/jp077572r>
[Consultado 11 de septiembre de 2021].
99. Millet, P. Grigoriev, S. (2013). *Renewable hydrogen technologies. Production, purification, storage, applications and safety*. Chapter 2, pp. 19-41. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-7>
[Consultado 31 de agosto de 2021].
100. Mori, M., Mržljak, T., Drobnič, B., Sekavčnik, M. (2013). Integral Characteristics of Hydrogen Production in Alkaline Electrolysers. *Strojniski Vestnik*. 59. Pp. 585-594. [online].
Disponible en: https://www.svjme.eu/?ns_articles_pdf=/ns_articles/files/ojs/858/public/858-6610-1-PB.pdf&id=3045
[Consultado 29 de agosto de 2021].
101. Muradov, NZ., Veziroğlu, TN. (2008). "Green" path from fossil-based to hydrogen economy: An overview of carbon-neutral technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*. Vol. 33, Issue 23, pp. 6804-6839. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.08.054>
[Consultado 30 de abril de 2021].
102. Naciones Unidas. (s.f.). *El acuerdo de París*. [online].
Disponibile en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>
[Consultado 26 de abril de 2021].
103. Natixis. (2021). *Green & Sustainable Financing green hydrogen's development: clearing the hurdles*. [online].
Disponibile en:
https://gsh.cib.natixis.com/api_website_feature/files/download/11830/H2_financing_-_UK_def_2.pdf
[Consultado 6 de mayo de 2021]

104. Nature energy (2021). *Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050*. [online].
Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s41560-021-00810-z.pdf>
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
105. NPROXX. (2019). *Different Types of Pressure Vessel*. [online].
Disponible en: <https://www.nproxx.com/different-types-of-pressure-vessel/>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
106. NREL. (2014) *Novel Electrolyzer Applications: Providing More than Just Hydrogen*. National Renewable Energy Laboratory. [online].
Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61758.pdf>
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
107. Ogden, J. M. (1999). *Prospects for Building A Hydrogen Energy Infrastructure*. Annual Review of Energy and the Environment, vol. 24 p.p. 1227-279. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1146/annurev.energy.24.1.227>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
108. Papaefthymiou G., Dragoon K. (2016). *Towards 100% renewable energy systems: uncapping power system flexibility*. Energy Policy. Vol. 92, issue C, pp. 69-82. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.025>
[Consultado 26 de abril de 2021].
109. Pascuzzi, S.; Anifantis, A.S.; Blanco, I.; Scarascia Mugnozza, G. (2016). *Electrolyzer Performance Analysis of an Integrated Hydrogen Power System for Greenhouse Heating. A Case Study*. Vol 8, pp. 629. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su8070629>
[Consultado 26 de abril de 2021].
110. Patiño, M.A. (2021). *Iberdrola, Naturgy, Repsol y Endesa, a por 250.000 millones en hidrógeno*. Expansión. [online].
Disponible en: <https://www.expansion.com/economia-sostenible/2021/04/28/60886e33e5fdeab0088b456e.html>
[Consultado 11 de mayo de 2021].
111. Ping, L., Shiqiao, G., Huatong, C. (2013). *Modeling and analysis of hybrid piezoelectric and electromagnetic energy harvesting from random vibrations*. Microsystem Technologies. [online].
Disponible en:
https://www.researchgate.net/publication/259634017_Modeling_and_analysis_of_hybrid_piezoelectric_and_electromagnetic_energy_harvesting_from_random_vibrations
[Consultado 30 de abril de 2021].

112. Port Oostende. (s.f.). *HYPORTR®: green hydrogen plant in Ostend*. [online].
Disponible en: <https://www.portofoostende.be/en/news/hypotr-green-hydrogen-plant-in-ostend>
[Consultado 12 de mayo de 2021].
113. Power Technology. (2019). *Realising the hydrogen economy*. [online].
Disponible en: <https://www.power-technology.com/comment/standing-at-the-precipice-of-the-hydrogen-economy/>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
114. Pozo Baquero, R. (2019). *Almacenamiento de hidrógeno*. Ariema. [online].
Disponible en: <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
115. Proton OnSite. (2016). *High capacity hydrogen systems M series PEM electrolyzers: MW scale energy storage solutions*. [online].
Disponible en: https://www.protononsite.com/sites/default/files/2016-10/pd-0600-0115_rev_a%20%281%29.pdf
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
116. REE. (2021). *Componentes del precio final y Energía del cierre (€/MWh | MWh) | Sistema Eléctrico: Peninsular*. [online].
Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
117. REE. (2021). *Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España*. [online].
Disponible en: <https://api.esios.ree.es/documents/580/download?locale=es>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
118. REE. (2018). *Mapa del sistema eléctrico ibérico 2018*. [online].
Disponible en:
https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
119. REN21. (2020). *Renewables 2020 Global status report*. [online].
Disponible en: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf
[Consultado 16 de abril de 2021].
120. Renovagas. (2014). *Proceso para la generación de gas natural renovable*. [online].
Disponible en: <https://www.cnh2.es/cnh2/renovagas/>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].

121. REPSOL. (2020). *Anuario Estadístico-Energético 2020*. [online].
Disponible en: https://www.repsol.com/imagenes/global/es/anuario-estadistico-energetico-2020_tcm13-168076.pdf
[Consultado 16 de abril de 2021].

122. Rezaei, M., Naghdi-Khozani, N., Jafari, N. (2020). *Wind energy utilization for hydrogen production in an underdeveloped country: An economic investigation*. *Renewable Energy*, Vol.147, Part 1, pp. 1044-1057 [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.079>
[Consultado 29 de abril de 2021].

123. Rönnebro, E., Majzoub, E.H. (2007). *Calcium Borohydride for Hydrogen Storage: Catalysis and Reversibility*, *J. Phys. Chem. B*, p.p. 12045–12047. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1021/jp0764541>
[Consultado 11 de septiembre de 2021].

124. Samy, M., Barakat, S., Ramadan, H.S. (2019). *Techno-economic analysis for rustic electrification in Egypt using multi-source renewable energy based on PV/ wind/ FC*. *International Journal of Hydrogen Energy*. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.038>
[Consultado 30 de abril de 2021].

125. Sanchan Mallapragada, D., Gençer, E., Insinger, P., Keith, D.W., O’Sullivan, F.M. (2020). *Can Industrial-Scale Solar Hydrogen Supplied from Commodity Technologies Be Cost Competitive by 2030?* *Cell Reports Physical Science*, Vol. 1, Issue 9. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100174>
[Consultado 30 de septiembre de 2021].

126. Santiago, O. (2018). “¿Es el hidrógeno peligroso?” *Apilados*. 12 agosto. [online].
Disponible en: <http://apilados.com/blog/es-el-hidrogeno-peligroso/>
[Consultado 11 de mayo de 2021].

127. Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., Few, S. (2017). *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study*, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, Issue 52, p. p. 30470-30492. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].

128. Schnuelle, C., Wassermann, T., Fuhrlaender, D., Zondervan, E. (2020). *Dynamic hydrogen production from PV & wind direct electricity supply – Modeling and techno-economic assessment*. International Journal of Hydrogen Energy. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.044>
[Consultado 16 de abril de 2021].
129. Siemens Gamesa. (2021). *Green Hidrogen*. [online].
Disponible en: <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/hybrid-and-storage/green-hydrogen>
[Consultado 26 de abril de 2021].
130. Siemens Gamesa. (s.f.). *Pioneros offshore. Alta rentabilidad*. [online].
Disponible en: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore>
[Consultado 16 de abril de 2021].
131. Singh, S., Jain, S., Venkateswaran, PS., Tiwari, AK., Nouni, MR., Pandey, JK., Goel, S. (2015). *Hydrogen: A sustainable fuel for future of the transport sector*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 51, pp. 623-633 [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.04>
[Consultado 30 de abril de 2021].
132. Smolinka, T., Rau, S., Hebling, C. (2010). *Polymer Electrolyte Membrane (PEM) Water Electrolysis*. Hydrogen and Fuel Cells. [online].
Disponible en:
https://www.researchgate.net/publication/48693357_Polymer_Electrolyte_Membrane_PEM_Water_Electrolysis
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
133. Smolinka, T., Günther, M., Garche, J. (2011). *Stand und entwicklungspotenzial der wasser elektrolyse zur herstellung von wasserstoff aus regenerativen energien: kurzfassung des abschlussberichts*. [online].
Disponible en: <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
134. Statista. (2020). *Cobertura de la demanda eléctrica correspondiente a la energía eólica en España en 2019, por comunidad autónoma*. [online].
Disponible en: <https://es.statista.com/estadisticas/1049563/cobertura-de-la-demanda-electrica-por-eolica-por-region-en-espana/>
[Consultado 19 de septiembre de 2021].

135. Steinmüller, H., Reiter, G., Tichler, R., Friedl, C., Furtlehner M, Lindorfer J, et al (2014). *Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und -analyse Endbericht*. Johannes Kepler Universität Linz/Montanuniversität Leoben/TU Wien. [online].
Disponibile en: https://www.researchgate.net/publication/272476549_Power_to_Gas_-_eine_Systemanalyse_Markt-_und_Technologiescouting_und_-analyse
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
136. Store&GO. (2018). *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization. Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU*. [online].
Disponibile en: https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D8.3-RUG-Report_on_the_costs_involved_with_PtG_technologies_and_their_potentials_across_the_EU.pdf
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
137. Store&GO. (2018). *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization. Report on the optimal time profile and operation of the conversion technology during a representative year, in the perspective of the available storage capacities*. [online].
Disponibile en: https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D8.6-RUG-HSR-Report_on_the_optimal_time_profile_and_operation_of_the_conversion_technology_during_a_representative_year__in_the_perspective_of_the_available_storage_capacities.pdf
[Consultado 1 de septiembre de 2021].
138. Talayero Navales A.P., Telmo Martínez, E. (2011). *Energía eólica. 2ª edición*. Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza
[Consultado 16 de abril de 2021].
139. TechXplore. (2019). *Growth of wind energy points to future challenges, promise*. [online].
Disponibile en: <https://techxplore.com/news/2019-08-growth-energy-future.html>
[Consultado 7 de abril de 2021].
140. Tremel A. (2018). *Electricity-based fuels*. Springer International Publishing. [online].
Disponibile en: <https://www.springer.com/de/book/9783319724584>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].

141. Troya Calatayud, J.J., Carral Couce, L., Álvarez Feal, C., Rodríguez Guerreiro, M.J. (2011). *Estudio comparativo del uso de hidrógeno frente a combustibles fósiles en motores de combustión interna en buques. Universidad de La Coruña.* [online].
Disponible en:
https://www.udc.es/export/sites/udc/gem/_galeria_down/congresos/Copinav_al_2011_103_-_USO_DE_HIDRxGENO_de_Troya_Calatayud_y_otros_.pdf_2063069294.pdf
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
142. Universidad Autónoma de Madrid (UCCUAM). (2010). *Hidruro de Magnesio: más cerca de un acumulador ligero de hidrógeno.* SINC. [online].
Disponible en: <https://www.agenciasinc.es/Noticias/Hidruro-de-Magnesio-mas-cerca-de-un-acumulador-ligero-de-hidrogeno>
[Consultado 11 de septiembre de 2021].
143. Universidad de Cantabria. (2019). *Estudio de implantación de un parque eólico Offshore flotante en la costa de Cantabria.* [online].
Disponible en:
<https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/13336/IPG.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
[Consultado 16 de abril de 2021].
144. Universidad Politécnica de Catalunya. (s.f.) *Desarrollo de un modelo de costes para parques eólicos offshore.* [online].
Disponible en:
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/23268/Memoria%20-%20Desarrollo%20de%20un%20modelo%20de%20costes%20para%20parques%20e%20licos%20offshore.pdf?sequence=1>
[Consultado 16 de abril de 2021].
145. Ursúa, A., Gandía, L. M., Sanchis, P. (2012). *Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends*, in *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 410-426. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].
146. Van Leeuwen, Ch., Mulder, M. (2018). *Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables*, *Applied Energy*, Vol. 232, p.p. 258-272. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.217>
[Consultado 1 de septiembre de 2021].

147. Vázquez Burguillo, R. (2016). *Coste de capital (Ke)*. [online].
Disponible en: <https://economipedia.com/definiciones/coste-de-capital-ke.html>
[Consultado 6 de mayo de 2021].
148. Veziroğlu, T.N., Şahi'n, S. (2008). *21st Century's energy: Hydrogen energy system*. *Energy Conversion and Management*, Vol. 49, Issue 7, pp. 1820-1831. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.08.015>
[Consultado 30 de abril de 2021].
149. Wendt, H., Kreysa, G. (1999). *Electrochemical Engineering: Science and Technology in Chemical and Other Industries*. [online].
Disponible en:
<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=wppjQJAUhrQC&oi=fnd&pg=PA1&dq=Electrochemical+Engineering:+Science+and+Technology+in+Chemical+and+Other+Industries&ots=ySDwARh4LG&sig=XGWm-wRXzJtoPKVDQSINHy1CA9Q#v=onepage&q=Electrochemical%20Engineering%3A%20Science%20and%20Technology%20in%20Chemical%20and%20Other%20Industries&f=false>
[Consultado 30 de agosto de 2021].
150. Wind denmark. (2020). *2020 bød på rekordhøj produktion fra landets vindmøller*. [online].
Disponible en: <https://winddenmark.dk/nyheder/2020-boed-paa-rekordhoej-produktion-fra-landets-vindmoeller>
[Consultado 16 de abril de 2021].
151. Wind Europe. (2017). *Wind energy in Europe: Scenarios for 2030*. [online].
Disponible en: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf>
[Consultado 30 de septiembre de 2021].
152. Wind-turbine-models.com. (s.f.). *Gamesa G128-4.5MW*. [online].
Disponible en: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/156-gamesa-g128-4.5mw>
[Consultado 19 de septiembre de 2021].
153. Wireless energy. (s.f.). *Las tres fuentes de energía renovable más usadas del mundo*. [online].
Disponible en: <http://wireless-energy.cl/las-tres-fuentes-de-energia-renovable-mas-usadas-del-mundo/>
[Consultado 26 de abril de 2021].

154. Woznicki, M., Le Sollicec, G., Loisel, R. (2020). *Far off-shore wind energy-based hydrogen production: Technological assessment and market valuation designs*. Journal of Physics: Conference Series 1669. [online].
 Disponible en: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1669/1/012004/pdf>
 [Consultado 1 de septiembre de 2021].
155. Xu, W., Scott, K. (2010). *The effects of ionomer content on PEM water electrolyser membrane electrode assembly performance*, International Journal of Hydrogen Energy, vol 35, Issue 21, pp. 12029-12037. [online].
 Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.08.055>
 [Consultado 6 de septiembre de 2021].
156. Zeng, K., Zhang, D. (2010). *Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications*. Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 36, Issue 3, pp. 307-326. [online].
 Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.peccs.2009.11.002>
 [Consultado 1 de septiembre de 2021].
157. Zhang, B., Zhang, SX., Yao, R., Wu, YH., Qiu, JS. (2021). *Progress and prospects of hydrogen production: Opportunities and challenges*. Journal of Electronic Science and Technology. [online].
 Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jnlest.2021.100080>
 [Consultado 26 de abril de 2021].
158. Zhang, X., Chan, S.H., Ho, H.K., Tan, S-C., Li, M., Li, G., Li, J., Feng, Z. (2015). *Towards a smart energy network: The roles of fuel/electrolysis cells and technological perspectives*, International Journal of Hydrogen Energy, vol. 40, Issue 21, pp. 6866-6919. [online].
 Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.133>
 [Consultado 6 de septiembre de 2021].
159. Zhong, H., Wang, H., Liu, J.W., Sun, D.L., Fang, F., Zhang, Q.A., Ouyang, L.Z., Zhu, M. (2016). *Enhanced hydrolysis properties and energy efficiency of MgH₂-basehydrides*. J. Alloy, pp. 419-426
 [Consultado 24 de abril de 2021]. SACADO DEL 3 ARTICULO DE PROTONSKY (3)
160. Zorica, S., Vuksic, M., Zulim, I. (2014). *Evaluation of DC-DC Resonant Converters for Solar Hydrogen Production Based on Load Current Characteristics*. [online].
 Disponible en:
https://www.researchgate.net/publication/263470190_Evaluation_of_DC-DC_Resonant_Converters_for_Solar_Hydrogen_Production_Based_on_Load_Current_Characteristics
 [Consultado 30 de septiembre de 2021].

161. Züttel, A. (2004). *Hydrogen storage methods*. Naturwissenschaften, p.p.157–172. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1007/s00114-004-0516-x>
[Consultado 6 de septiembre de 2021].

162. Züttel, A., Remhof, A., Borgschulte, A., Friedrichs, O. (2010). *Hydrogen: the future energy carrier*. Philosophical Transactions of the Royal Society A Math Phys Eng Sci. p.p. 3329-42. [online].
Disponible en: <https://doi.org/10.1098/rsta.2010.0113>
[Consultado 11 de septiembre de 2021].

11 ANEXOS

A. ANEXO A: CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO: Energía eólica

Evolución de la energía eólica mundial acumulada en tierra durante la última década (2008-2018).

La potencia instalada es, probablemente, el factor más a tener en cuenta a la hora de evaluar la evolución de una fuente energética. Como puede verse en el Gráfico A-1, en el caso de la energía eólica, la potencia instalada acumulada aumenta de forma considerable durante la última década. En 2008 se contaba, a nivel mundial, con 157 GW de potencia instalada acumulada perteneciente a la eólica en tierra, por los 621 GW en el año 2019 [61]. Esto significa un incremento del 396 % en los últimos 10 años.

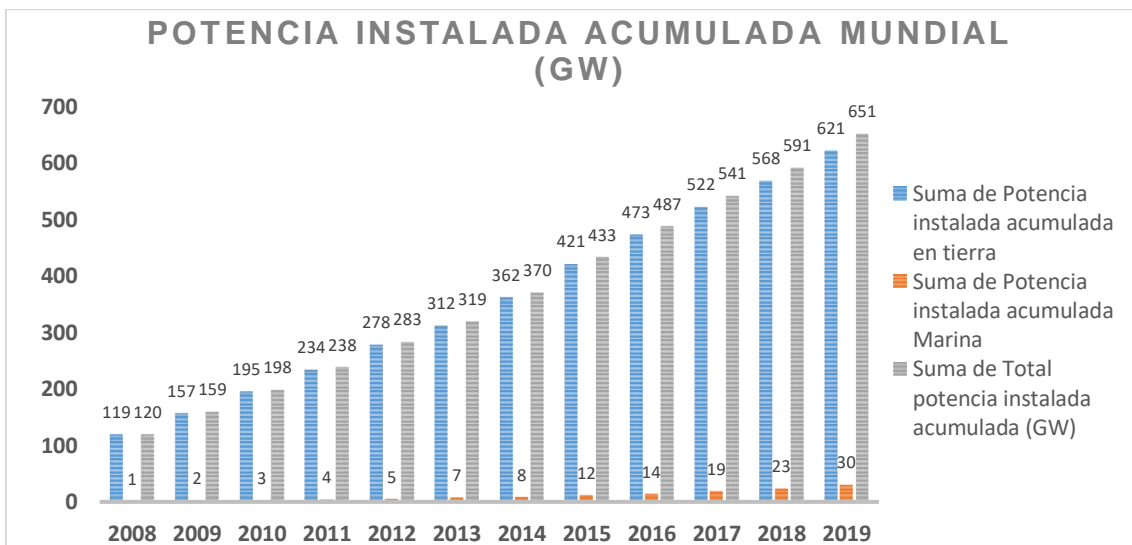


Gráfico A-1: Potencia instalada acumulada a nivel mundial de energía eólica
Fuente: GWEC; Elaboración propia

En Europa, aunque también existe un aumento, la pendiente de crecimiento no es tan inclinada y esto se debe, en gran medida, a que China ha realizado una gran inversión en instalaciones eólicas, tanto en tierra como marina, aumentando su capacidad respecto a 2018 en un 26,8 % [119]. De hecho, según los datos ofrecidos por GWEC, solo en el gran país asiático hay, en 2019, 229,5 GW de potencia instalada frente a los 182,6 GW instalados en toda Europa y

duplicando con creces la que hay en EE. UU. (105,4 GW) [61]. Además, países como Vietnam, Tailandia y Pakistán aparecen como mercados prometedores [7], [37]. En el caso de Vietnam, la potencia instalada ha aumentado en un 70 % hasta 388 MW [119].

En el Gráfico A-2, se muestra el porcentaje de la potencia instalada de los países con mayor representación de esta tecnología sobre el total de 621 GW.

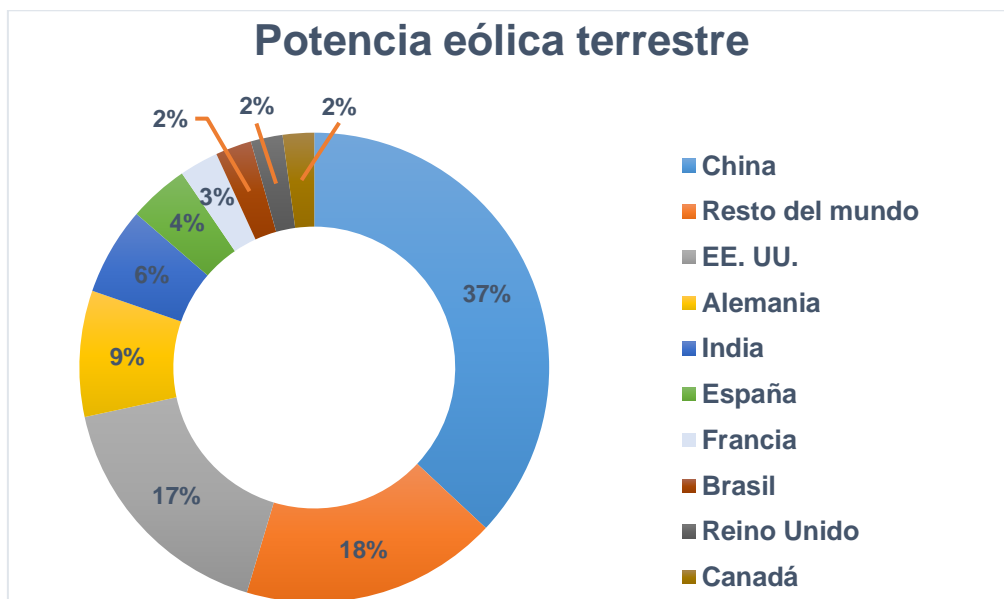


Gráfico A-2: Potencia eólica terrestre acumulada por países
Fuente: GWEC; Elaboración propia

La potencia instalada no es el único factor que debe considerarse para estudiar la evolución de la energía eólica. Además de ésta, ha de valorarse la cobertura de la demanda eléctrica.

La energía eólica proporciona una parte sustancial de la electricidad en un número creciente de países. Repsol aportó en el anuario energético información sobre la generación eléctrica desglosada, tanto por tecnología energética, como por países, continentes...

En 2019, la energía eólica satisfizo el 5,3 % de la demanda eléctrica mundial [121]. Esto supone un porcentaje muy mejorable considerando que la fuente con mayor aporte ese mismo año es el carbón, con un 36,3 % [121]. Se debe tener

en cuenta que países con un desarrollo menor en el que el aporte eólico a la generación eléctrica es nulo.

En contraste, la energía eólica cubre el 12,1 % de la demanda eléctrica en Europa. Destaca Dinamarca, que satisfizo el 46,1 % de su demanda interna de electricidad en 2020 [150]. En 2021, se espera que el país nórdico pueda cubrir en algunos días el 100 % de la demanda eléctrica mediante energía eólica como ya hizo en febrero de 2017 [59]. Países como Irlanda, Suecia y Alemania también cubren en ocasiones más del 50 % de su demanda eléctrica con energía proveniente del viento.

Otros países de Europa con cuotas de generación eólica muy superiores a la media mundial en 2019 son Portugal (25,9 %), Alemania (20,8 %), España (20,1 %), Reino Unido (20 %), y países como Uruguay, Nicaragua y Costa Rica también estuvieron por encima del valor medio europeo del 12,1 % [121].

La importancia del recurso eólico va acompañada de dos factores importantes que impulsan su crecimiento: por un lado, la cada vez más creciente concienciación individual y colectiva sobre el cambio climático y las emisiones de gases de efecto invernadero cuyo origen es el uso de combustibles fósiles, que obliga a los gobiernos a presentar políticas que incentivan el uso de energías renovables. Ejemplo de esto es el pacto de París, que establece un marco global para evitar un cambio climático peligroso manteniendo el calentamiento global por debajo de los 2 °C y prosiguiendo los esfuerzos para limitarlo a 1,5 °C, así como reforzar la capacidad de los países para hacer frente a los efectos del cambio climático y a apoyarlos en sus esfuerzos [51]; por otro lado, y en parte motivado por el contexto sociopolítico comentado, está el avance en la tecnología de los aerogeneradores y los parques eólicos. Si se comparan la potencia y el tamaño de los aerogeneradores actuales con los de hace diez años, se puede comprobar que la tendencia es inclinarse por hacer aerogeneradores más grandes que aporten mayor potencia. En la ilustración A-1, puede observarse este interés en aerogeneradores más potentes y de mayor diámetro alcanzando, para el 2018, una turbina de 8 MW, superando, de este modo, a sus antecesoras.

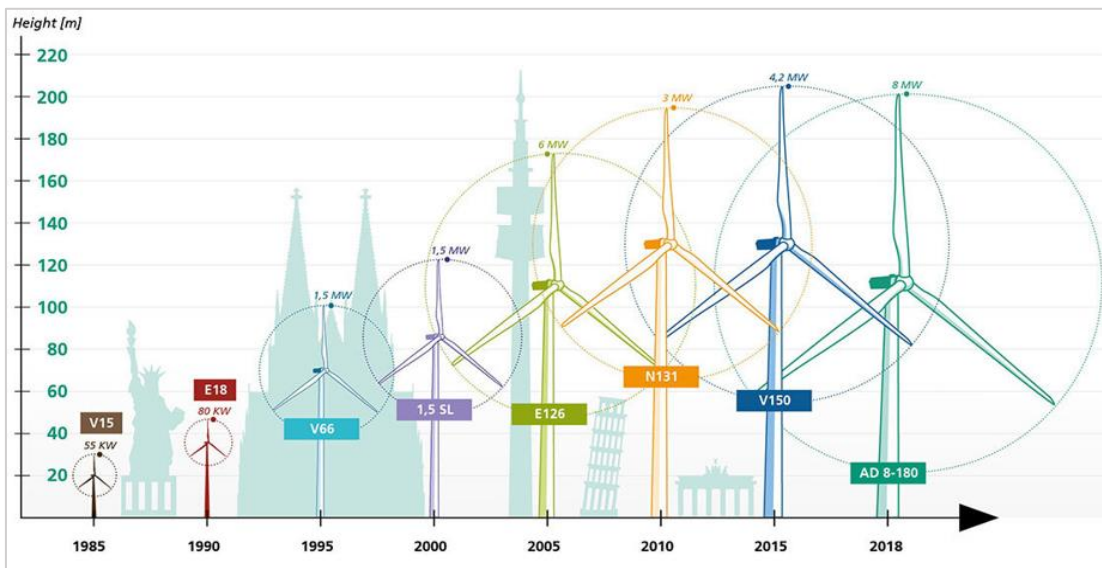


Ilustración A-1: Evolución de dimensiones y potencia de los aerogeneradores
Fuente: American Institute of Physics

Pero el avance tecnológico no solo hace posible la instalación de turbinas más potentes, también hace que sean más duraderas y es que, según el equipo directivo de innovación de Acciona Energía, la vida útil ha pasado de ser de 20-25 años a poder ser de 40-50 años en función de las características de cada turbina, de cada emplazamiento eólico y en totales condiciones de seguridad [42]; más eficientes y además cada vez más baratas en relación coste-potencia. Según el informe de investigación de *Wood Mackenzie Power & Renewables*, el precio del MW por turbina ha disminuido en un 28 % en el periodo de 2010-2018 y, sin embargo, la producción anual de energía por MW ha aumentado en más del 50 % durante el mismo período [43].

Además, gracias a los progresos en instrumentación y control, se espera aumentar la disponibilidad técnica acumulada de las turbinas de un 80 % que había hace 10 años hasta un 98 % gracias a la detección de fallos en tiempo real [77].

Estadística mundial de energía eólica marina acumulada, por países y por área geográfica.

En la Unión Europea, el número de emplazamientos de energía eólica *offshore* presente en 11 países europeos es de 92, incluidos los que se encuentran en proceso de construcción. En el resto del mundo también es un fenómeno en expansión. A finales de 2017 China contaba con un total de 2.788 MW de energía eólica *offshore* y su desarrollo se está acelerando. Estados Unidos anunció en 2016 la construcción de un parque eólico marino en Rhode Island de 30 MW [130]. Sin embargo, el país norteamericano no está, al menos aún, en el ranking con más potencia *offshore* instalada acumulada. En el Gráfico A-3 se muestra esta clasificación para el año 2019, donde puede verse que 5 de los 6 países son europeos y que Reino Unido está a la cabeza con un tercio de toda la potencia mundial.

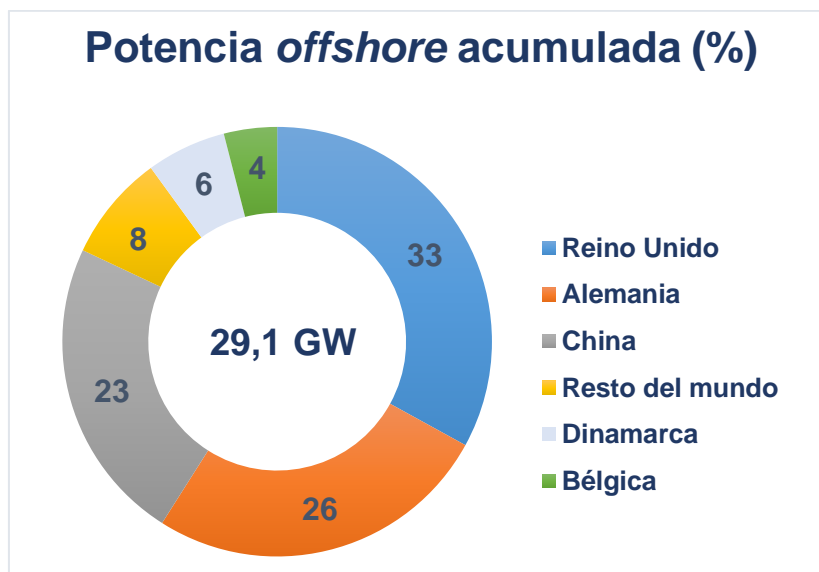


Gráfico A-3: Potencia *offshore* acumulada porcentual por países
Fuente: GWEC; Elaboración propia

Para los cuatro países europeos presentes en el ranking, se compara la nueva potencia instalada en tierra frente a la marina en el Gráfico A-4:

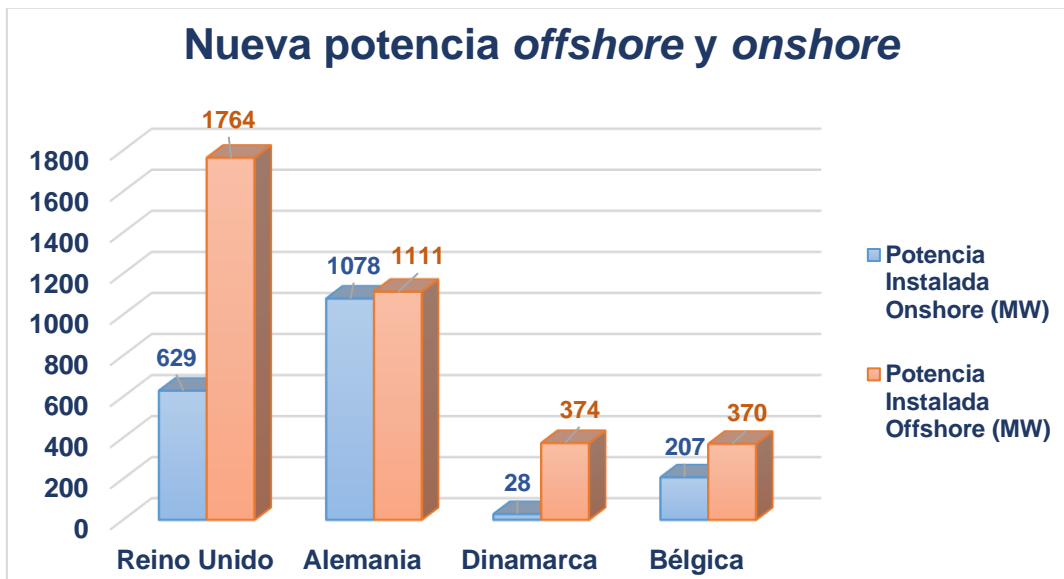


Gráfico A-4: Comparación nueva potencia instalada en tierra y en mar
Fuente: WindEurope; Elaboración propia

Como puede verse, estos países se centran en la instalación de nueva potencia en el mar antes que en tierra, siendo la nueva potencia *offshore* del Reino Unido casi el triple que la *onshore*. Esta es una tendencia que puede verse en un futuro también en otros países debido a las ventajas de la tecnología marina, que motivan la investigación e inversión en búsqueda de un mayor desarrollo. Entre las ventajas destacan:

- Un mayor recurso eólico de hasta el 50 %. [70]
- Mayor contenido energético por la mayor densidad del aire. [70]
- Gran disponibilidad de espacio que permite la construcción de parques más grandes y, además, provocar menor impacto visual y sonoro, lo que se traduce en una limitación de velocidad de pala menos estricta. [41], [138]
- Un perfil más constante del viento, ya que la velocidad del viento no crece con la altura en el mar. Esto se debe a la baja rugosidad que generan las olas y las mareas. [138]
- El viento alcanza una velocidad aproximada de 1m/s superior a zonas de ciudad, ya que no encuentra ningún obstáculo que lo frene. [54]

Sin embargo, aunque las condiciones energéticas sean muy favorables para la apuesta por la eólica marina, las condiciones económicas son el mayor freno. Algunos de los retos a los que se enfrenta la tecnología *offshore* son:

- La evaluación del recurso eólico del emplazamiento es muy compleja y requiere de una inversión de alto coste para construir una torre de medición. [138], [144]
- El acceso para trabajar en la construcción, así como en la operación y el mantenimiento, es mucho más complejo. Se depende de condiciones marítimas favorables para ir en barco, de plataformas de nivelado dinámico o, incluso, (puede ser preciso el uso del helicóptero) [3], [138]. Necesidad de inversión para conectar las áreas de generación con los centros de consumo. Se requiere cableado submarino y, en ocasiones, dependiendo de la distancia a la costa, se precisa de subestaciones de transformación marinas [39], [144].
- Tanto el coste como la dificultad de los proyectos aumentan a medida que las profundidades marinas son mayores. [143]
- Necesidad de mayor espaciado entre turbinas, ya que, como se ha comentado anteriormente, la rugosidad del mar es baja, y esto provoca que las turbinas se propaguen a más velocidad, y esto, que el efecto estela sea más importante. Este mayor espaciado se traduce en mayor coste de la inversión. [138]

En resumen, los principales obstáculos que tiene la energía eólica marina son: dificultad para conocer con certeza el potencial de producción; y el alto coste de la inversión, tanto a la hora del estudio previo, como en la construcción, mantenimiento... En el Gráfico A-5, puede verse la distribución de costes en un parque en tierra y en un parque marino.

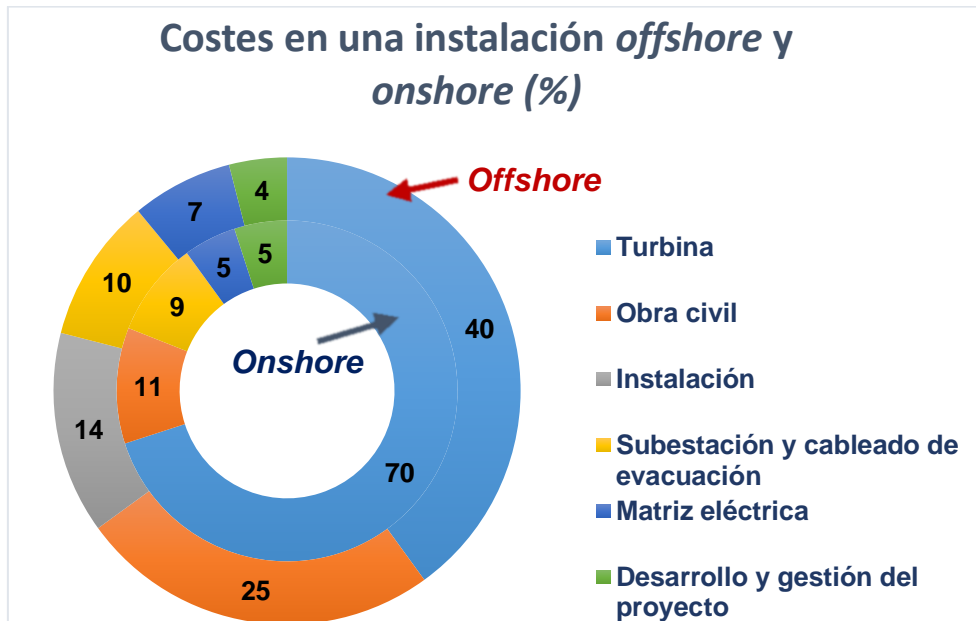


Gráfico A-5: Porcentaje de los costes de una instalación en tierra y marina
Fuente: Iberdrola; Elaboración propia

Las turbinas suponen en 70 % del coste en un proyecto de energía eólica en tierra, mientras que, en un proyecto de energía *offshore*, tan solo representa el 40 % del total. Esto se debe, como se ha comentado, a que los parques de tecnología marina tienen una mayor diversidad de orígenes de costes. La instalación, en un parque eólico *offshore* representa un 14 % del total del coste, mientras que en un parque en tierra no representa un coste importante. Es la obra civil la que, junto a la construcción de la subestación y la instalación del cableado de evacuación, constituyen, por sí mismas, casi el resto del coste que no procede de los aerogeneradores.

Evolución de la energía eólica en España acumulada en tierra durante los últimos 10 años. (2008-2018)

En el Gráfico A-6, se muestra la evolución de la potencia instalada acumulada, así como la nueva potencia instalada cada año.



Gráfico A-6: Potencia acumulada instalada en España por año
Fuente: AEE; Elaboración propia

Se puede comprobar cómo aumenta la potencia en la última década, teniendo periodos como del 2014 al 2017 donde apenas se instaló nueva potencia, coincidiendo con la bajada de incentivos que puede verse en el Gráfico A-7, y periodos como de 2008 a 2012, donde se incrementa en más de un tercio la potencia instalada acumulada.

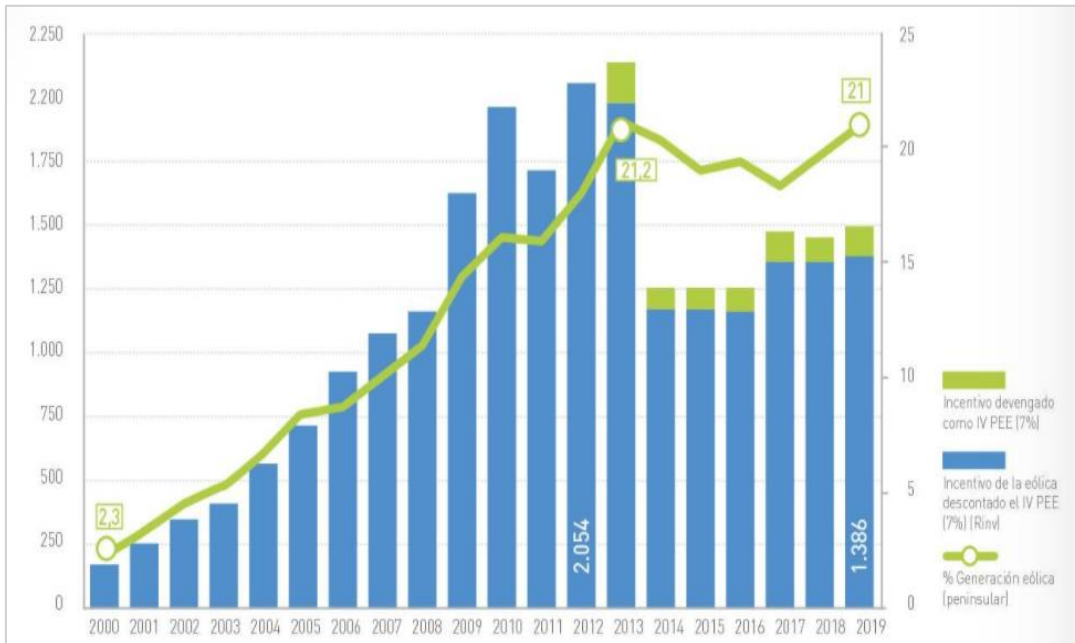


Gráfico A-7: Evolución de la cobertura de la demanda con energía eólica y los incentivos
Fuente: CNMC y AEE

Ha aumentado la potencia y con ello la generación. Puede verse en el Gráfico A-8, esta evolución desde 2004 hasta 2019, arrojando un aumento del 350 %. Además de la mejora tecnológica a lo largo de estos años, hay que destacar también el aumento de parques construidos en el país. De los 737 construidos en 2009 se pasa a los 1.267 repartidos en 800 municipios en el momento de ejecución de este trabajo en 2021 [5].

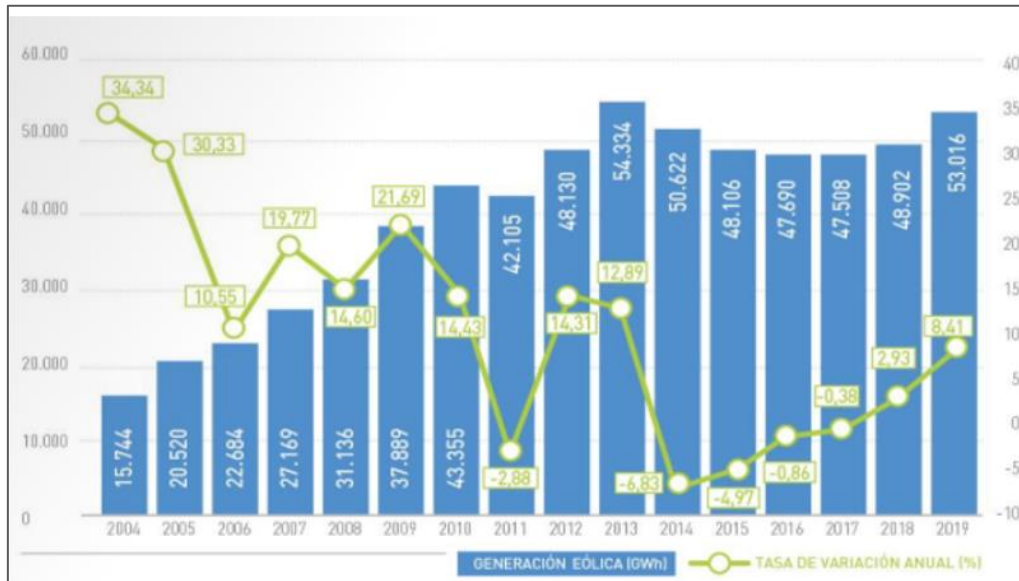


Gráfico A-8: Generación eólica anual y tasa de variación en España
Fuente: AEE

Además, aunque no siempre, puede verse que la fluctuación en el valor de la generación que se aprecia en el Gráfico A-8 va de la mano de la evolución del porcentaje de demanda de electricidad cubierta con los años (que se muestra en verde en el Gráfico A-7) y, que supuso, para el año 2013, récord hasta el momento con el 21,2 %. La cobertura alcanza un máximo en 2013 con un 21,2 % acompañada de una inversión para incentivar el uso de esta energía. Después, con una bajada drástica de estos incentivos, la cobertura vuelve a bajar hasta valores del 18 % en 2017 y de nuevo vuelve a subir de la mano de una pequeña subida de los incentivos hasta en 2019 cubrir más del 20 %.

Principales fabricantes de aerogeneradores (en tierra y marina) y clasificación de los fabricantes según potencia acumulada

En el Gráfico A-9, se muestra la potencia instalada por fabricante hasta el final del 2019, así como el porcentaje de cuota de mercado de cada uno de ellos. Es Siemens-Gamesa el más importante con más del 50 % de la potencia eólica instalada en el mundo (14,03 GW). Estos cinco fabricantes se reparten el 98% de la potencia instalada en todo el mundo hoy en día.

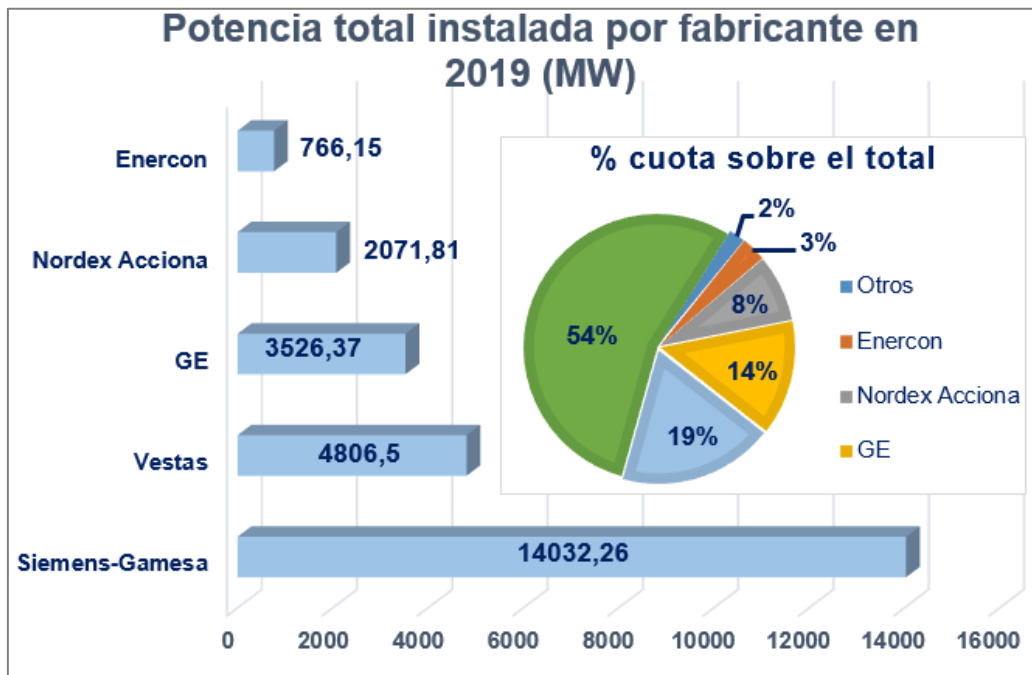


Gráfico A-9: Potencia total instalada hasta 2019 y cuota en el mercado
Fuente: AEE; Elaboración propia

Sin embargo, en el año 2019 no fue Siemens-Gamesa la compañía que más potencia instaló. Es Vestas, la que, con un 18 % del total de la potencia instalada en el mundo, repitió como líder por segundo año consecutivo. Le sigue Siemens-Gamesa, con el 15,7 %, superando a Goldwin (la cual, pese a no aparecer en el Gráfico A-9 como fabricante con mayor potencia instalada acumulada, instaló en 2019 el 13,2 % de la potencia). Este adelantamiento, se debe en gran parte a la contribución de Siemens-Gamesa en la eólica marina, instalando casi el 40 % de la potencia offshore. En el Gráfico A-10 se muestran los porcentajes del resto de importantes fabricantes:

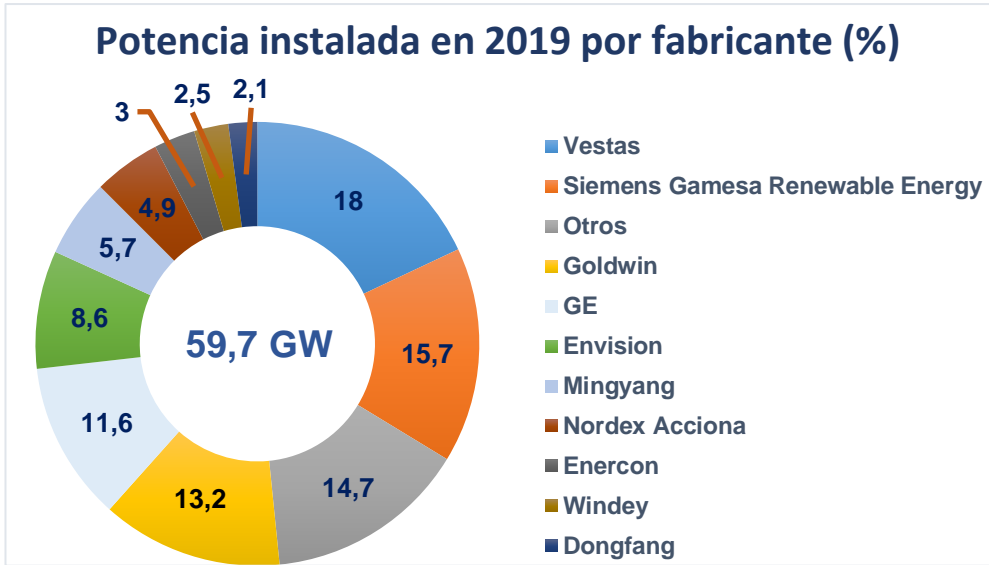


Gráfico A-10: Porcentaje de potencia instalada por fabricante en 2019
Fuente: GWEC; Elaboración propia

B. ANEXO B: CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO: Hidrógeno verde

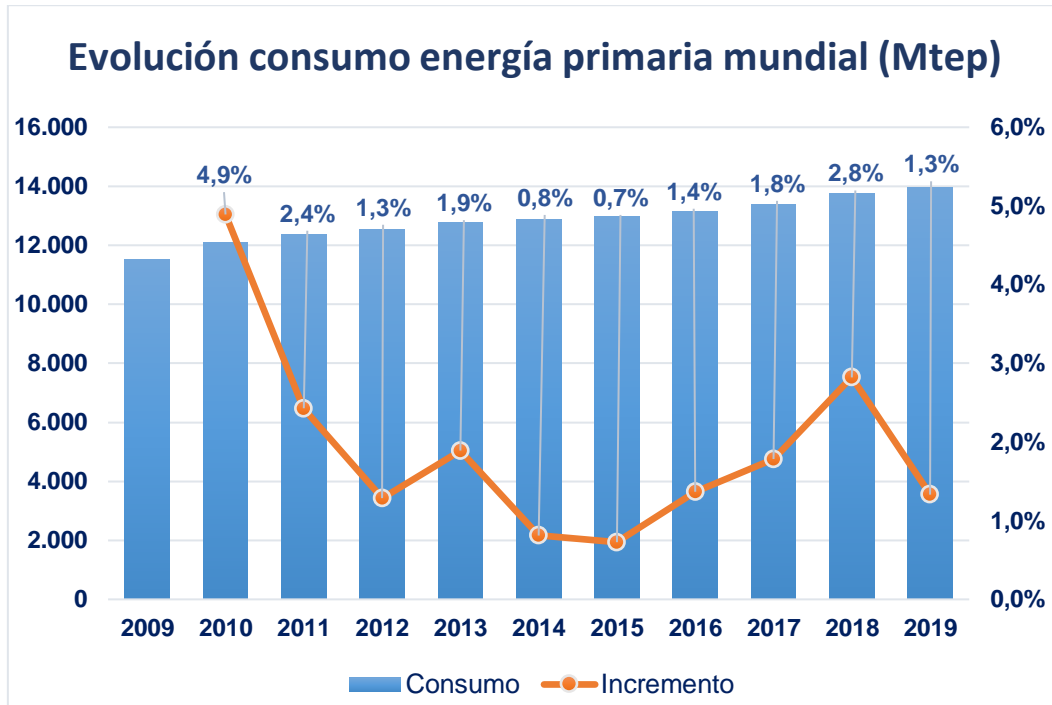


Gráfico B-1: Evolución del consumo de energía primaria en el mundo e incremento respecto al año anterior

Fuente: BP; Elaboración propia

Propiedades

El hidrógeno es el elemento más abundante del Universo, constituyendo el 75 % de la materia que hay en éste. También es muy abundante en la tierra, pero no se halla en su forma elemental, sino que se encuentra combinado con otros elementos, como el agua (formando el agua), o el carbono (formando compuestos orgánicos) [120]. Es por eso, por lo que antes de usarse como combustible, hay que producirlo como tal, en su forma elemental. ¿Cuáles son pues, las propiedades del hidrógeno que, aun teniendo que consumir energía para producirlo, es tan comúnmente empleado como energía primaria?

El hidrógeno es un gas no tóxico, incoloro, inodoro y, además, el más ligero [30], [35]. Su energía específica es más alta que la de todos los combustibles convencionales, siendo de 120 MJ/kg por los 50 MJ/kg del gas natural o los 44.6 MJ/kg del petróleo [10]. Esto supone que el hidrógeno posea alrededor de 2,7 veces más de energía por unidad de masa que el petróleo, convirtiéndose en un

combustible muy atractivo por su capacidad calorífica. Sin embargo, la densidad del hidrógeno es muy baja, siendo de $0,084 \text{ kg/m}^3$ a temperatura y presión normales [148], por lo que, aun teniendo mucha más energía por unidad de masa que, por ejemplo, la gasolina, se necesita 4 veces más de volumen para almacenar la misma cantidad de energía [131].

Es precisamente el almacenamiento una de las mayores barreras para la mayor extensión del hidrógeno como combustible. Para almacenar 1 kg de hidrógeno a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y una presión de 1 bar, se necesita un volumen de 11 m^3 . Existen tres grandes maneras de almacenar el hidrógeno y vienen determinadas por su estado físico: gaseoso, líquido o sólido. Puede verse con mayor detalle en el epígrafe 3.4.

Seguridad

A continuación, en la Tabla B-1 se detallan y se comparan algunas propiedades fisicoquímicas del hidrógeno y aspectos en materia de seguridad, ya que, por algunas de sus propiedades, el hidrógeno es potencialmente peligroso en algunos casos. Para cada propiedad se asigna un valor del 1 al 3, siendo el 1 el más seguro y el 3 el menos. Al final, en función de los valores, se asignará un factor de seguridad a cada combustible, considerando 1 el valor del más seguro.

Propiedad	Unidad	Hidrógeno	Metano	Gasolina			
Peso molecular [148]	g/mol	2,016 [11]	16,04	110			
Punto de ebullición [148]	K	20,2 [11]	1	111,6	2	310-478	3
Densidad a presión y temperatura normal [148]	kg/m ³	0,084	1	0,65	2	4,4	3
Coefficiente de difusión en el aire [148]	cm ² /s	0,610	1	0,16	2	005	3
Calor específico a presión constante [148]	J/gK	14,89	1	2,22	2	1,2	3
Límite de ignición en el aire [148]	% volumen	4-75	3	5,3-15	2	1-7,6	1
Energía mínima de ignición en el aire [148]	mJ	0,02	3	0,29	1	0,24	2
Temperatura de ignición [148]	°C	585	1	540	2	228-471	3
Energía de explosión [148]	g TNT/kJ	0,17	1	0,19	2	0,25	3
Emisividad de la llama [148]	%	17-25	1	25-33	2	34-43	3
Toxicidad del combustible [11] [148]		No tóxico	1	No tóxico	2	Tóxico a partir de 50 ppm	3
Límite de detonabilidad [148]	% volumen	18,3-59 [11]	3	6,3-13,5	2	1,1-3,3	1
Velocidad de difusión en el aire [148]	m/s	2 [11]	1	0,51	2	0,17	3
TOTAL [12]			18		23		31
Factor de peligrosidad [148]		1,0		0,78		0,58	

Tabla B-1: Propiedades y aspectos en materia de seguridad del hidrógeno, metano y gasolina
Elaboración propia

De la tabla anterior, se extrae que, por muchos factores, el hidrógeno es un combustible seguro, incluso más seguro, tal y como puede verse reflejado en los factores de seguridad elaborados anteriormente, que el metano o la gasolina, combustible altamente empleado sobre todo en transporte. La menor densidad

y el mayor coeficiente de difusión en el aire provocan que en caso de fuga o accidente, el combustible se disipe en la atmósfera antes de que pueda comenzar a inflamarse. Además, como no es tóxico, su emisión no conlleva ningún problema medioambiental. Por otro lado, el hidrógeno sí es potencialmente peligroso en sitios cerrados, donde el gas no consiga mezclarse con el resto de los gases de la atmósfera, pudiendo provocar una explosión de mezclarse con el aire [131]. No obstante, algunos estudios sugieren que los vehículos de hidrógeno tendrían menos riesgo de sufrir una explosión que los coches impulsados por gasolina en espacios confinados, ya que estos últimos crearían una mayor nube de gases inflamables [93].

Un alto calor específico frena el incremento de temperatura que se crearía en un hipotético contacto con una fuente de calor, por lo que, a mayor calor específico, mayor seguridad. De la misma manera, cuanto mayor sea la temperatura de ignición, menores posibilidades de alcanzarse dicha temperatura y que se cree la ignición.

Si bien es cierto que la energía mínima necesaria para la ignición del hidrógeno es considerablemente más baja que las de los otros dos combustibles, también lo es la emisividad de la llama, es decir, la irradiación en el infrarrojo es baja. Esta propiedad hace referencia a la probabilidad de que, en caso de que haya fuego, se propague con facilidad a otros objetos cercanos causado por la transferencia de calor radiado [126].

Vías de producción

En la Tabla B-2, se comparan las diferentes vías de producción de hidrógeno que, a su vez, se muestran en el esquema anterior, mostrándose el coste de capital, es decir, el coste que debe asumir una empresa para financiar sus proyectos de inversión a través de los recursos financieros propios [147], y el coste de cada kilogramo de hidrógeno producido

Proceso	Coste capital (M\$)	Coste de hidrógeno (\$/kgH ₂)
Electrólisis nuclear	-	4,15-7
Electrólisis eólica	499,6-504,8	5,89-6,03
Electrólisis solar térmica	22,1-421	5,1-10,49
Electrólisis solar fotovoltaica	12-54,5	5,78-23,27
Gasificación de biomasa	6,4-149,3	1,77-2,05
Gasificación de carbón	435,9-545,6	1,34-1,63
Reformado de metano	180,7-226,4	2,08-2,27
Reformado autotérmico de metano	183,8	1,48

*Tabla B-2: Comparación del coste de capital y de producción de hidrógeno por tecnología
Fuente: [157]; Elaboración propia*

De la Tabla B-2 puede deducirse que el hecho de que haya un 98 % de la producción de hidrógeno a través de combustibles fósiles se debe, en gran medida, a la diferencia del coste que supone producir un kilo de hidrógeno. Por los 1,48 \$ que conlleva producirlos mediante el reformado autotérmico del metano, proceso más barato, se tienen costes de aproximadamente 6 \$ si se quiere producir con energía eólica y hasta 23 \$ que puede suponer producirlo con energía solar fotovoltaica.

[Inversiones y hoja de ruta de la Comisión Europea](#)

El gran interés generado últimamente alrededor del hidrógeno verde se traduce en multimillonarias inversiones y multitud de proyectos.

Según un informe de Natixis que aborda el desarrollo de la financiación del hidrógeno verde, de aquí a 2030 se van a invertir 300.000 millones de dólares en todo tipo de proyectos relacionados con el hidrógeno, de los cuales el 23 % provendrán de entidades públicas [103]. El objetivo es desplegar toda la cadena de valor y alcanzar economías de escala que permitan reducir costes tanto en la fase de producción como en los usos finales, ya sea en el sector industrial, en la movilidad o en el sector energético.

En un informe publicado por *Hydrogen Council* se confirma que se ha producido una intensificación en los esfuerzos para desarrollar tanto la producción de hidrógeno como su uso final, con la publicación de hojas de ruta del hidrógeno por parte de más de treinta países; y con el anuncio de 228 proyectos a gran escala en toda la cadena de valor, de los cuales el 85 % son en Europa, Asia y Australia [69].

Dentro de Europa, España es uno de los países que mayor inversión realizará en los próximos años, tal y como puede observarse en la Tabla B-3, lo que le servirá para posicionarse como un líder tecnológico y un referente a nivel internacional en el sector. Además, *Hydrogen Council* señala a España como uno de los países que verán reducir el precio de los costes de producción de hidrógeno verde con mayor velocidad [69].

	Fondos recuperación (M€)	Ayudas al hidrógeno (M€)	Megavatios
Italia	209.000	10.000	5.000
España	140.000	9.000	4.000
Alemania	130.000	9.000	5.000
Francia	100.000	7.200	6.500
Total UE	750.000	60.000	40.000

Tabla B-3: Inversión en hidrógeno verde por países
Fuente [103]; Elaboración propia

En España, cuatro grandes empresas han hecho una apuesta fuerte por el hidrógeno verde: Iberdrola va a invertir 1.800 millones de euros en la construcción de 800 MW de hidrógeno verde en Puertollano, Ciudad Real; Repsol prevé invertir más de 2.200 millones de euros en los próximos cinco años en distintos proyectos; Enagás ha acordado con otras grandes empresas como Acciona y Naturgy desarrollar proyectos en Mallorca y en León; por su parte, Endesa contempla más de 20 proyectos relacionados con el hidrógeno renovable por un valor de alrededor de 3.000 millones de euros [17], [110].

El continente europeo está llamado a ser uno de los líderes en la transición gradual al hidrógeno verde. La Comisión Europea, en su comunicado *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, define la estrategia para lograr esta transición, la cual consta de tres fases que van desde la actualidad hasta 2050 [49]:

- Fase 1 (2020-24): el objetivo es descarbonizar la producción de hidrógeno existente para los usos actuales, como el sector químico, y promoverla para nuevas aplicaciones. Esta fase se basa en la instalación de, al menos, 6 GW de electrolizadores de hidrógeno verde en la UE para 2024 y en la producción de hasta un millón de toneladas de hidrógeno renovable.
- Fase 2 (2024-30): el hidrógeno debe convertirse en una parte intrínseca de un sistema energético integrado. Se pretende instalar al menos 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable para 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno verde en la UE. El uso del hidrógeno se extenderá gradualmente a nuevos sectores, como la siderurgia, los camiones, el ferrocarril y algunas aplicaciones de transporte marítimo.
- Fase 3 (2030-2050): las tecnologías de hidrógeno verde deberán alcanzar la madurez y desplegarse a gran escala para llegar a todos los sectores difíciles de descarbonizar en los que otras alternativas podrían no ser viables o tener costes más elevados.

El interés mundial que existe en desarrollar las tecnologías que afectan al uso del hidrógeno influirá sobre el precio de éste en el futuro. Distintos informes de la Agencia Internacional de la Energía, la Agencia Internacional de las Energías Renovables y BloombergNEF, el precio del hidrógeno renovable en 2030 será de entre 1,1 y 2,4 €/kg [49], por los 2,5-6,25 €/kg que cuesta actualmente [76]. Esto supondría reducir, en 10 años, más de la mitad el coste de producción.

C. ANEXO C: CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL Y EXPECTATIVAS DE FUTURO: Sistemas híbridos energía eólica-hidrógeno verde

Proyecto	Ubicación	Agente	Plan del proyecto
Crystal Brook Energy Park [31], [62]	Australia Meridional	Neoen Australia	Proyecto de 500 M\$ con 12 5MW de energía eólica, 110 MW de energía solar y 50 MW de hidrógeno. Se espera que esté operativo en 2023.
Dolphyn [24]	Mar del Norte, Reino Unido	ERM	En la primera fase (2023) se probará una turbina de 2 MW y se espera que para 2037 haya 4 GW de energía eólica, produciendo 360.000 toneladas de H ₂ al año.
Don Quichote [38]	Halle, Bélgica	UBFC, US, SINTEF, Tecnalia, KES, Hydrogenics y Varanger Kraft	Ya construido, se comparó la producción con electrolizadores PEM y alcalinos. Se produjeron más de 5 toneladas entre febrero de 2014 y noviembre de 2017.
HAEOLUS [47], [66]	Finmark, Noruega	WaterstofNet, Thinkstep, Hydrogenics, Comisión Europea, FAST, FCH, FP7, Colruyt Group, TÜV Rheinland y Iceland New Energy	Con un presupuesto de 7 M€, se pretende comprobar la viabilidad de un sistema conformado por un parque eólico de 45 MW y un electrolizador PEM de 2,5 MW controlado remotamente.
H2RES [22]	Avedøre, Dinamarca	Ørsted, Everfuel Europe, NEL Hydrogen, Green Hydrogen Systems, DSV Panalpina, Hydrogen Denmark, y Energinet Elsystemansvar.	Con una planta de electrólisis de 2 MW alimentada por dos turbinas de energía eólica marina de 3,6 MW, se pretende empezar a producir una tonelada de hidrógeno verde a finales de 2021.
Hyoffwind [41]	Zeebrugge, Bélgica	Parkwind, Fluxys y Eoly	El objetivo es construir entre 25 y 33 MW de potencia en electrolizadores para 2022-2023 para la generación de hidrógeno con energía eólica marina.
HYPOR [34], [112]	Ostende, Bélgica	DEME, Oostende Port y PMV	Se espera que para 2025 se ahorre, mediante este sistema híbrido, entre 500.000 y 1.000.000 de toneladas de CO ₂ .

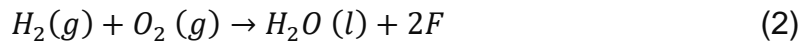
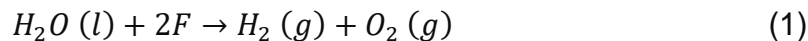
Tabla C-1: Proyectos de sistemas híbridos energía eólica-hidrógeno verde
Elaboración propia

D. ANEXO D: FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS ENERGÍA EÓLICA-HIDRÓGENO VERDE

Funcionamiento

En el caso del agua, el proceso de electrólisis es el definido en la Ecuación 1. Algo muy interesante de este proceso es que también es posible el proceso inverso, mostrado en la Ecuación 2, en la cual se basan los sistemas *power-to-gas-to-power*, que se explicarán en el epígrafe 3.2, donde se obtiene agua y energía eléctrica por medio de hidrógeno y oxígeno.

Es, por tanto, la posibilidad de llevar a cabo ambos procesos, lo que le da al hidrógeno la capacidad de almacenar energía eléctrica. Es necesaria energía eléctrica para generar hidrógeno, pero después es posible recuperar parte de esa energía eléctrica efectuando el proceso inverso. Lógicamente, los procesos llevan consigo unas pérdidas, por lo que no se puede recuperar toda la energía consumida en el primer proceso.



De las anteriores ecuaciones, se puede deducir que solo se obtiene hidrógeno y oxígeno o agua y electricidad, sin emisiones de gases contaminantes, por lo que ambos se consideran procesos limpios.

El proceso de electrólisis está regido por las leyes de Faraday [27], [89]. En la Ecuación 3, se muestra la primera ley de Faraday, la cual muestra que la masa m de la sustancia generada por medio de la electrólisis (kg) es igual al equivalente electroquímico k_e (kg/C) multiplicado por la carga eléctrica q que atraviesa el electrodo (C), que a su vez es el producto de la corriente I (A) y el tiempo t (s).

$$m = q \times k_e = I \times t \times k_e \quad (3)$$

De la segunda ley de Faraday, mostrada en la Ecuación 4, se asume que la carga eléctrica q es igual a la constante de Faraday F (96, 485 C/mol) [88]

multiplicada por la masa m y el número de iones z que intervienen en la reacción (dos para el hidrógeno y cuatro para el oxígeno) [100], y todo ello dividido por la masa molar M de la sustancia (kg/mol) (32 g/mol para el oxígeno y 2,02 g/mol para el hidrógeno) [149].

$$q = \frac{F \times m \times z}{M} \quad (4)$$

De las dos anteriores ecuaciones, se puede obtener que el flujo másico del producto es directamente proporcional a la corriente que atraviesa la célula electrolizadora, tal y como se muestra en la Ecuación 5.

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \frac{M}{z \times F} \times I \quad (5)$$

También es necesario saber qué cantidad de energía eléctrica se necesita para llevar a cabo el proceso. La relación entre la electricidad y el calor necesario para mantener la reacción viene determinada por la Ecuación de Gibbs, que relaciona la energía libre de Gibbs (kJ/mol), que representa el trabajo reversible mínimo para separar la molécula con la entalpía (kJ/mol), que será mayor que el trabajo reversible, por las irreversibilidades del proceso [85], [88], y el término entrópico (kJ/mol), que representa esas irreversibilidades. Es la energía no aprovechable del proceso y que, en los procesos reversibles como la electrólisis, es igual al calor generado o consumido [100].

$$\Delta G_0 = \Delta H_0 - T \times \Delta S_0 \quad (6)$$

Relacionando los términos de la energía libre de Gibbs y la entalpía con alguno de los términos de las ecuaciones de Faraday, mostradas en las Ecuaciones 3 y 4, se pueden conocer las expresiones con las que se pueden calcular el voltaje reversible y el voltaje termoneutro. Dichas expresiones se muestran en las Ecuaciones 7 y 8.

$$\Delta G_0 = q \times V_{rev} = z \times F \times V_{rev} \quad (7)$$

$$\Delta H_0 = q \times V_{tn} = z \times F \times V_{tn} \quad (8)$$

Los valores de la energía libre de Gibbs y de la entalpía varían con la temperatura, tal y como puede verse en el Gráfico D-1 y con la presión.

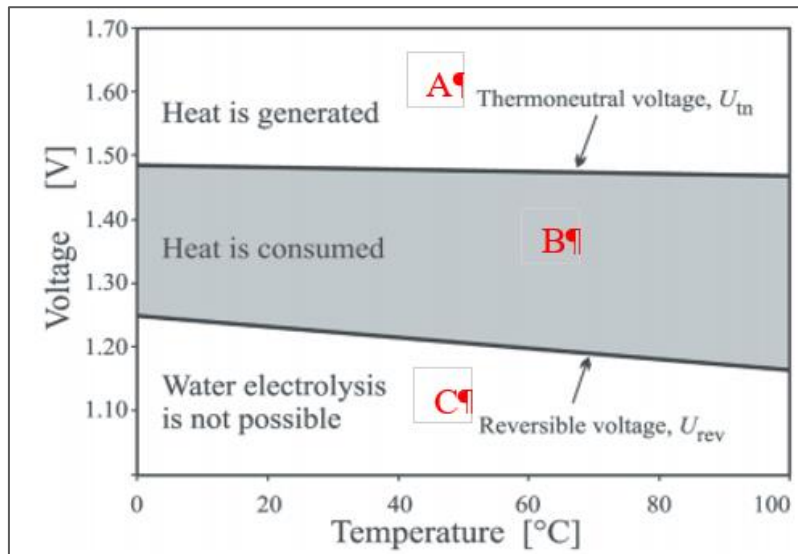


Gráfico D-1: Voltaje reversible y termoneutro para la electrólisis del agua en función de la temperatura a 1bar

Fuente: Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Liubliana, Eslovenia

En el gráfico anterior, se muestran tres zonas en las que se puede encontrar el proceso. Se está en la zona A cuando se aplica un voltaje superior al voltaje termoneutro para una temperatura dada que, como se puede ver, no afecta en exceso al voltaje termoneutro. En esta zona, se genera, además, un calor producto de la reacción que es igual a la diferencia entre el voltaje aplicado y el voltaje termoneutro. Es necesario evacuar esa energía térmica generada para que no afecte al electrolizador. En la zona B también se produce electrólisis, pero solo si se aporta una energía térmica que sea igual a la diferencia entre el voltaje termoneutro y el voltaje aplicado multiplicada por la intensidad que recorre el electrolizador. Por último, en la zona C, no es posible el proceso de electrólisis, ya que el voltaje aplicado es inferior al voltaje reversible.

Se puede conocer estos valores de tensión si se sabe la temperatura y la presión de trabajo. Para condiciones estándar de operación, es decir, a una temperatura de 25 °C y una presión de 1bar, se pueden calcular los valores de la energía libre de Gibbs (237.22 kJ/mol) y la entalpía (285,84 kJ/mol) [88]. El hecho de que la energía libre de Gibbs sea mayor que 0 implica que la electrólisis del agua se trata de una reacción no espontánea, y es por eso por lo que se debe aportar electricidad para llevarla a cabo. Despejando, pues, de las Ecuaciones 7 y 8:

$$V_{rev} = \frac{\Delta G_0}{z \times F} = 1,23V \quad (9)$$

$$V_{tn} = \frac{\Delta H_0}{z \times F} = 1,48V \quad (10)$$

Pérdidas

Se explicarán los tipos de pérdidas que son comunes a todos los tipos. Estas pérdidas energéticas, debidas tanto a los electrolitos como a las pérdidas asociadas con el transporte de la electricidad y a la propia reacción, provocan que los electrolizadores trabajen siempre con un voltaje superior al termoneutro. Por tanto, el potencial que se debe aplicar viene dado por:

$$V_{op} = V_{rev} + \Delta V_a + \Delta V_c + \Delta V_{\Omega} + \Delta V_{con} \quad (11)$$

Los términos ΔV_a y ΔV_c hacen referencia al sobrepotencial del ánodo y el cátodo respectivamente. Se deben a varios efectos de polarización que afectan al rendimiento del ánodo y el cátodo. Entre esos efectos está el proceso de la activación, en el que, debido a la baja actividad de los electrodos, es preciso que parte de la energía se destine a su activación [28]. El valor del sobrepotencial aumenta logarítmicamente con la densidad de corriente, y ésta depende principalmente de los materiales de los electrodos empleados [100]. Estas pérdidas son determinantes para el rendimiento del electrolizador, por lo que la selección de los electrodos también será muy influyente en el rendimiento global del sistema. Además, las pérdidas por el sobrepotencial del ánodo son más

importantes que las del cátodo, tal y como puede observarse en el siguiente gráfico, donde también se puede comprobar la relación logarítmica entre el voltaje y la densidad de corriente.

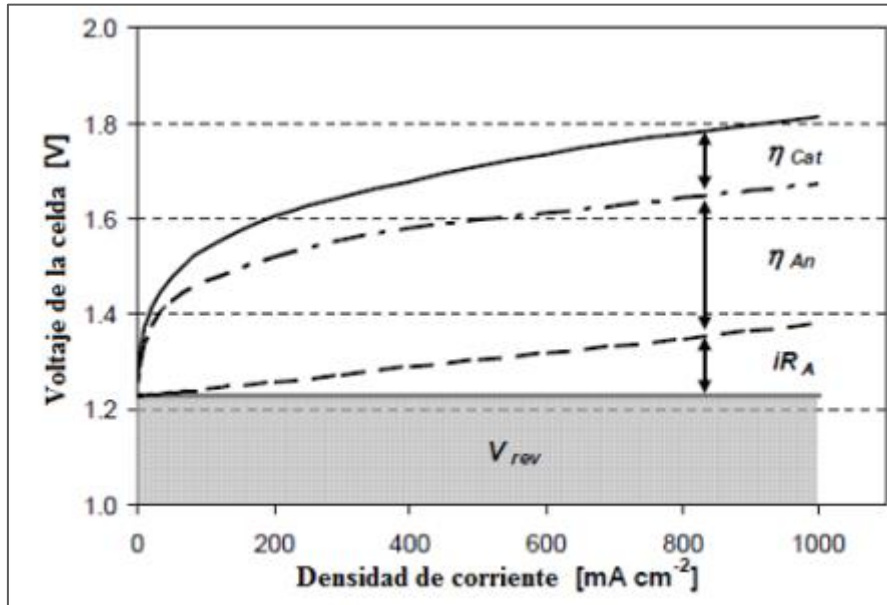


Gráfico D-2: Relación entre el voltaje necesario en la celda con la densidad de corriente y contribución de pérdidas
Fuente: [132]

El sobrepotencial óhmico representa la disipación de energía relativa a la resistencia iónica del electrolito, a las resistencias electrónicas de los electrodos y a las resistencias de contacto tanto entre los electrodos como entre los interconectores. Tal y como se muestra en la Ecuación 12, estas pérdidas son producto del valor de las resistencias por la intensidad de corriente [53].

Para reducir el sobrevoltaje óhmico es necesario optimizar el diseño de la célula, por ejemplo, reduciendo la distancia entre los electrodos. Aumentando la temperatura operativa se consigue reducir la resistencia electrolítica, que a su vez reduce las polarizaciones óhmicas [14], [63].

$$\Delta V_{\Omega} = (\Omega_{electrolitos} + \Omega_{contacto} + \sum \Omega_{electrodos}) \times I \quad (12)$$

Por último, el sobrepotencial de concentración está causado por la resistencia al transporte de especies reactivas que se acercan al sitio de reacción y al transporte de especies producto que salen del sitio de reacción [53].

Electrolizadores

Electrolizadores Alcalinos

Además, es el estándar actual en la producción de hidrógeno a gran escala, con sistemas de hasta 130 MW [140]. Estos sistemas son de fácil adquisición, son duraderos (hasta 90.000 h de uso) [16] y el coste de capital es relativamente bajo, en parte debido a que no demandan el uso de metales nobles y por la madurez de los componentes de la pila [25], [155]. Por otro lado, la presión de funcionamiento (inferior a 30 bar) y la baja densidad de corriente (0,25-0,45 A/cm^2) [153] provocan que la producción de hidrógeno se encarezca y que el tamaño de los equipos aumente. Además, el funcionamiento dinámico, como arranques frecuentes, la variación de la potencia de entrada o el uso directo de fuentes de energía volátiles, afecta negativamente a la eficiencia del sistema y a la pureza del gas [94]. Distintos estudios sugieren que la futura reducción de costes estará vinculada a las economías de escala [16], [94], [135].

El proceso de una pila de combustible de tipo alcalina, que tiene lugar a una temperatura de entre 60 °C y 90 °C [153], se muestra en la Ilustración D-1. Los electrodos son sumergidos en un electrolito líquido separado por un diafragma. El electrolito suele ser una solución acuosa de KOH al 25-30 % con una matriz de asbestos [15].

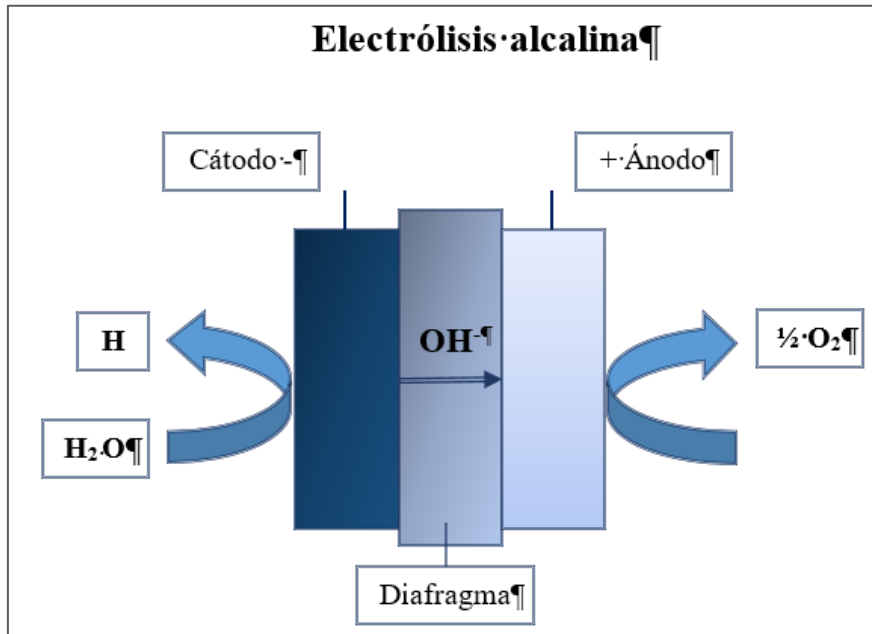
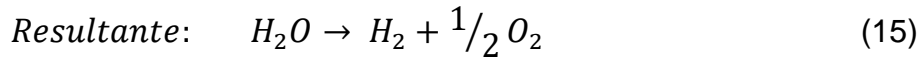
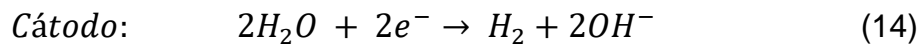
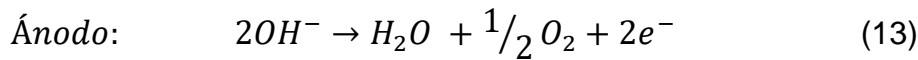


Ilustración D-1: Esquema del funcionamiento de la electrólisis alcalina
Elaboración propia



Las reacciones que tienen lugar se muestran en las ecuaciones 13, 14 y 15.

El hidrógeno gas resultante tiene una calidad de, al menos, 99,5 % tras el secado. El oxígeno, por otra parte, tiene un rango de entre 99 % y 99,8 %, que puede aumentarse hasta el 99,999 % mediante la purificación catalítica del gas [23].

Electrolizadores PEM (Polymer Electrolyte Membrane)

Las principales ventajas respecto a la tecnología alcalina son una mayor densidad de potencia (por encima de 2 A/cm^2) [91], una mayor flexibilidad en el funcionamiento dinámico con respuestas más rápidas, por ejemplo, una mayor compacidad o la capacidad de trabajar a mayores presiones (generalmente inferiores a 200 bares [94] a bajas temperaturas (50 °C a 80 °C) [25]. Además, permite el suministro de hidrógeno comprimido y muy puro, debido

principalmente a que la membrana de electrolito polimérico presenta una permeabilidad cruzada muy baja. Como consecuencia de esto la pureza del H_2 tras el secado es superior al 99,99 % [115], [145].

Por otro lado, es una tecnología menos madura y su uso actualmente se reduce a aplicaciones de pequeña escala [94] aunque las continuas investigaciones y desarrollos, principalmente dirigidos a reducir la complejidad del sistema y reducir los costes de producción mediante materiales menos costosos y procesos de fabricación de pilas más sofisticados, han acercado esta tecnología a mercados comerciales de mayor calibre [154]. Es, precisamente, el uso de materiales costosos, una de las mayores desventajas de esta tecnología junto con una vida útil algo más reducida que la de los electrolizadores alcalinos (20.000 h a 60.000 h) [16] y a los requisitos de pureza del agua.

El régimen ácido corrosivo que proporciona la membrana de intercambio de protones hace que el uso de catalizadores de metales nobles como el platino (Pt/Pd) para la reacción de evolución de hidrógeno (HER) en el cátodo e iridio (IrO_2/RuO_2) para la reacción de evolución de oxígeno (OER) para el ánodo resulten imprescindibles [91].

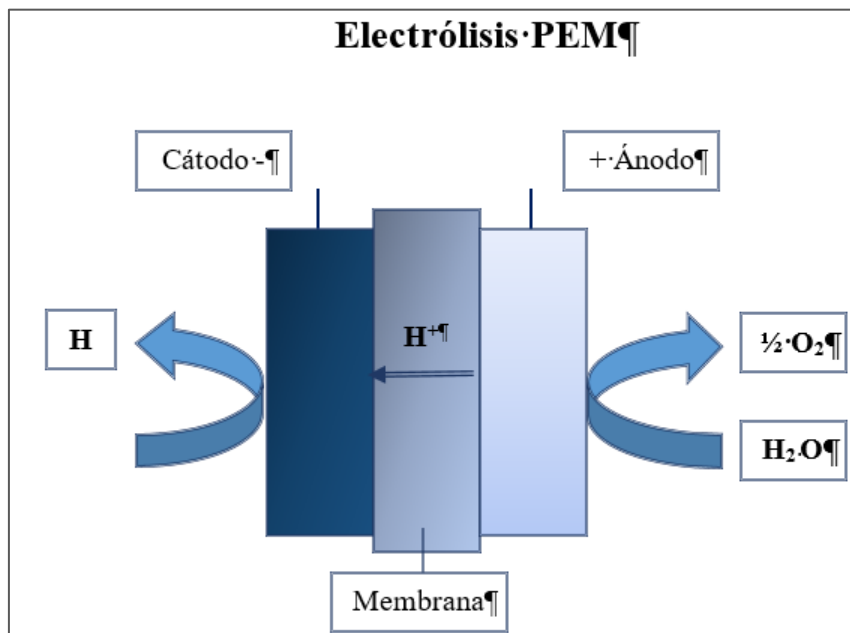
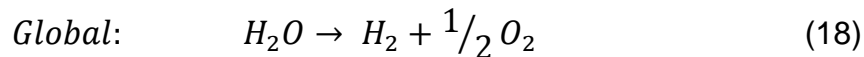
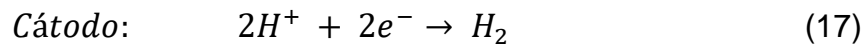
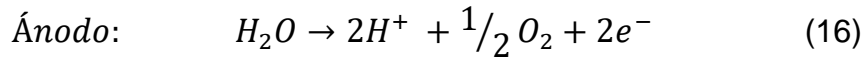


Ilustración D-2: Esquema del funcionamiento de la electrólisis PEM
Elaboración propia

Tal y como se muestra en la Ilustración D-2, el agua es suministrada en el ánodo obteniéndose hidrógeno en el cátodo. Las reacciones que se dan en el ánodo y en el cátodo se muestran a continuación:



Electrolizadores de Óxidos sólidos

La principal diferencia con las otras tecnologías comentadas anteriormente es la temperatura de funcionamiento. Los SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell) utilizan cerámicas sólidas no porosas conductoras de iones como electrolito, lo que permite su funcionamiento a temperaturas significativamente más altas (650 °C a 1000 °C [87], [92]). Esto tiene una serie de implicaciones que afectan positiva y negativamente a esta tecnología. Trabajar con una temperatura más alta aumenta la eficiencia del proceso, gracias a que se mejora la cinética del proceso; se requiere menos energía eléctrica para llevar a cabo el proceso, aunque, de la misma manera, se requiere de mayor energía térmica, como se observa en el Gráfico D-3 donde se compara las necesidades energéticas para la electrólisis en función de la temperatura del proceso; además implica una alta degradación de los materiales como consecuencia de estas altas temperaturas.

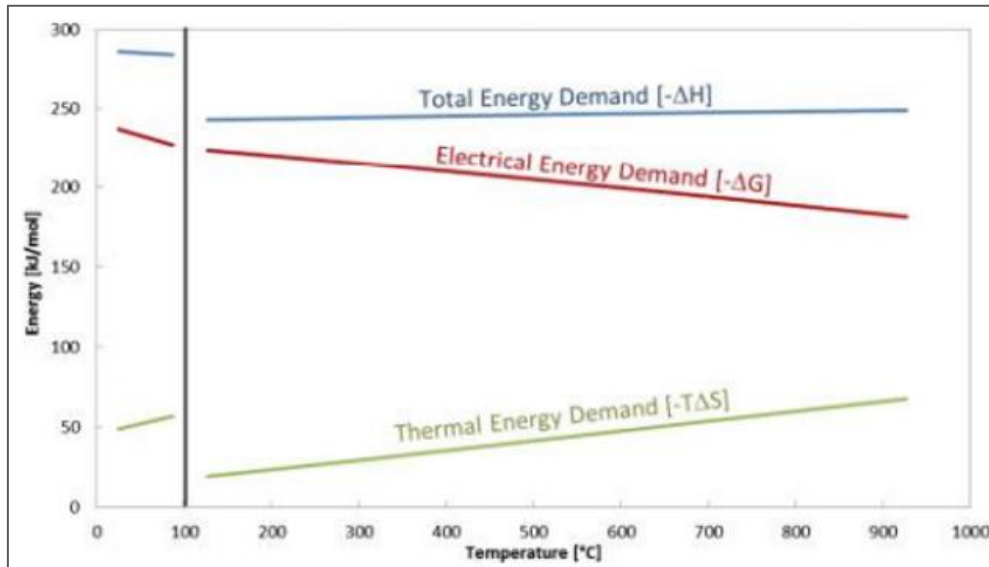
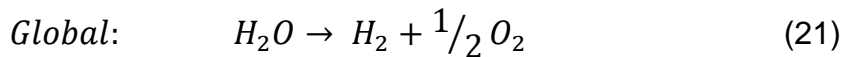
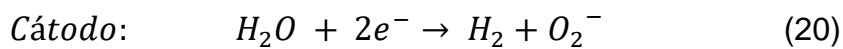
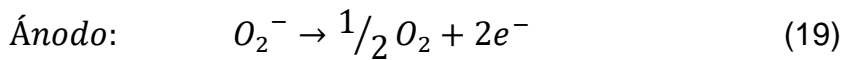
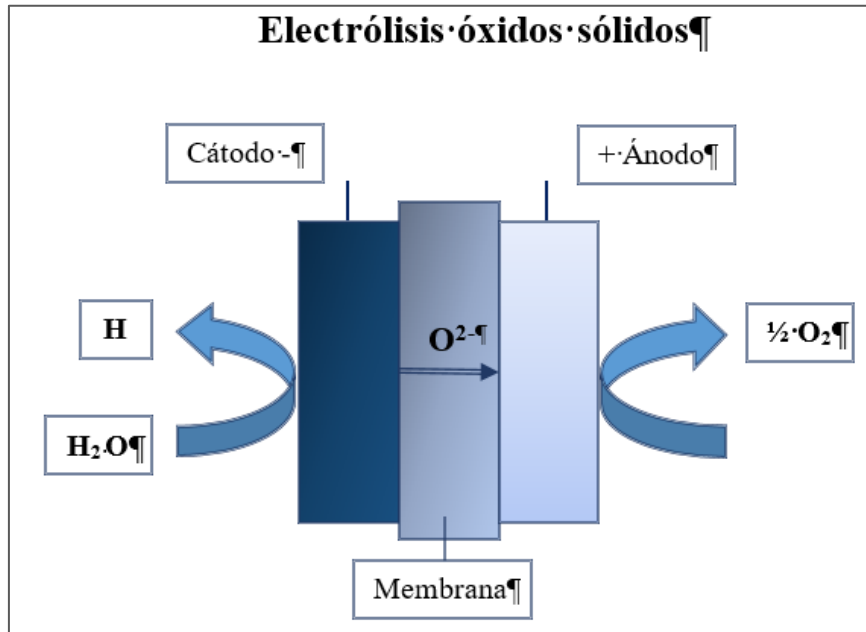


Gráfico D-3: Energía necesaria para la electrólisis del agua en función de la temperatura
Fuente: [53]

Es precisamente en la degradación y en la falta de estabilidad, consecuencia de la alta temperatura, en lo que se centran las investigaciones, junto con el desarrollo de nuevos materiales, para lograr la comercialización de esta tecnología [92], [94].

Las presiones de trabajo suelen ser inferiores a 25 bares [94], lo que implica que hay que proporcionar vapor de agua a altas temperaturas, lo que explica la necesidad de mayor energía térmica.

Esta tecnología es interesante cuando se integra junto con elementos adicionales u otros ciclos donde el vapor puede adquirirse directamente a altas temperaturas y donde solo precisa de un sobrecalentamiento antes de introducirse en la celda [53]. El esquema de la pila puede verse en la Ilustración D-3, donde se comprueba que el vapor de agua mencionado es introducido en el cátodo, del que, a su vez, se obtiene el hidrógeno resultante, como puede apreciarse en las reacciones de este tipo de tecnología que se muestran a continuación:



Sistemas Power-to-Gas

Estas instalaciones están llamadas a jugar un papel fundamental en la transición energética, ya que pueden proporcionar flexibilidad espacial y temporal al sistema eléctrico, trasladando una posible presión de la red eléctrica a la infraestructura de gas. Una de las principales desventajas de las energías renovables, necesarias para la reducción de las emisiones de CO₂, es su temporalidad, pudiendo haber momentos de demasiada poca generación y momentos en los que la generación supere la demanda. Mediante la introducción de los sistemas PtG, se puede emplear esos excedentes de energía eléctrica para la obtención de gases que, en el caso de este trabajo, serán el hidrógeno y el oxígeno, pero que puede emplearse también para la producción de gas natural sintético, en una segunda fase, mediante CO₂ y el H₂ generado en la electrólisis

[120]. De esta manera, se aporta flexibilidad al sistema eléctrico y al mismo tiempo se contribuye a una mayor utilización efectiva de las fuentes de energía renovable.

Una vez el hidrógeno es generado tras el proceso de electrólisis, éste puede ser directamente usado, por ejemplo, para procesos industriales químicos o metalúrgicos, para calefacción o como combustible para vehículos ligeros o pesados. Además, se puede llevar a cabo el proceso de metanización si se combina con dióxido de carbono procedente, por ejemplo, de algún proceso industrial. Este proceso tiene una eficiencia de entre el 70-80 %, pero teniendo en cuenta que, hasta ahora, para la electrólisis, la eficiencia es de entre 65-80 %, todo el proceso puede tener una eficiencia que puede oscilar entre el 45 % y el 64 % [32]. Evitar el proceso de metanización y usar directamente el hidrógeno producido en la electrólisis es más eficiente y su uso en el futuro dependerá en gran medida de la eficiencia de los electrolizadores.

Sistemas Power-to-Gas-to-Power

El proceso de estos sistemas es idéntico al mostrado en el [Gráfico 3-1](#) para los sistemas *Power-to-Gas*, con la diferencia de que, en este caso, el hidrógeno o el gas natural sintético es utilizado en una segunda fase para la generación y vertido de energía eléctrica a la red mediante una pila de combustible o mediante turbinas de gas.

Hoy en día, la eficiencia de la generación eléctrica a través de una pila de combustible es de hasta el 60 % [113], lo que supone una mayor eficiencia que otros motores térmicos convencionales. Sin embargo, teóricamente, la generación de energía eléctrica mediante pilas de combustible se hace mediante la conversión de energía libre de Gibbs en electricidad, sin la restricción por el ciclo de Carnot. Por lo tanto, la eficiencia puede alcanzar más del 90 % [32].

A pesar de esto, considerando los procesos de electrólisis, almacenamiento y transporte del hidrógeno generado y la conversión de nuevo a energía eléctrica con pilas de combustible, la eficiencia del proceso global es de entre el 25 y el 40 % [32].

Al igual que la evolución del rendimiento de los electrolizadores será clave para el desarrollo de los sistemas *Power-to-Gas*, para los sistemas *Power-to-Gas-to-Power* será crucial el rendimiento no solo de los electrolizadores, sino también de las pilas de combustible empleadas.

Técnicas de almacenamiento

Algunas de estas características son su punto de ebullición ($-252,9\text{ }^{\circ}\text{C}$) o una densidad muy baja tanto en forma gaseosa ($0,09\text{ g/L}$) como líquida ($70,99\text{ g/L}$) [11]. Consecuencia de la baja densidad, 1 kg de hidrógeno ocupa un volumen de aproximadamente 11 m^3 [161], por lo que es necesario reducir ese volumen antes de almacenarlo aumentando la densidad, ya sea comprimiéndolo, rebajando la temperatura por debajo de la temperatura de ebullición o reduciendo la repulsión en la interacción del hidrógeno con otros materiales. Estas tres soluciones dan pie a las tres principales tecnologías de almacenamiento empleadas en la actualidad: bombonas de gas comprimido a alta presión, almacenamiento criogénico (líquido) y almacenamiento sólido.

La elección del sistema de almacenamiento empleado en cada ocasión depende principalmente del uso que se le vaya a dar. En centrales de generación de energía eléctrica o térmica o en procesos industriales, se utilizan sistemas estacionarios de almacenamiento. Estos sistemas se ven menos condicionados por aspectos de tamaño, peso o volumen que los sistemas empleados por ejemplo en automoción, donde el espacio ocupado por las bombonas o el peso de estas tienen importantes restricciones.

Almacenamiento gaseoso comprimido

Esta técnica es la más adoptada y es la que está respaldada por una mayor experiencia y madurez. Existen dos grandes tipos de depósitos: los de superficie, ya sean móviles o estacionarios, y los subterráneos [114]. Los sistemas de almacenamiento estacionario de hidrógeno se construyen principalmente para el almacenamiento in situ ya sea en el lugar de producción o en el lugar de uso final y para la generación de energía. En la actualidad, el almacenamiento estacionario de hidrógeno se limita principalmente al almacenamiento de

hidrógeno comprimido en tanques presurizados (a pequeña escala) o subterráneos (a gran escala) [1].

En cuanto a los tipos de recipientes, existen cuatro grandes tipos [86], [141]:

- Tipo I: Funciona a bajas presiones y son los recipientes más pesados. El hecho de que solo sean de un material (acero) los hace ser más baratos que el resto, pero su peso hace inviable su uso.
- Tipo II: Se trata de un tanque grueso de acero o aluminio al que se le añade una capa adicional de refuerzo de fibra de vidrio o carbono alrededor de la parte alargada para compartir la carga con el metal. Esto le da mayor resistencia y reduce el peso, pero lo hace más caro que el tipo I.
- Tipo III: Consiste en un tanque interior de acero o aluminio dentro de un recipiente de fibra de carbono. En este caso, es el tanque de fibra de carbono el que soporta la carga. El precio es superior al tipo 2 porque se aumenta la cantidad de fibra de carbono necesaria, pero permite soportar mayores presiones.
- Tipo IV: Se fundamenta en un recipiente fabricado íntegramente con fibra de carbono, con un revestimiento interior de poliamida o plástico de polietileno. Esto hace que su peso sea mucho menor y que tenga alta resistencia a las presiones internas (hasta 700 bares). Sin embargo, el *liner* (tanque interior) permite un mayor escape de las moléculas de hidrógeno. Es considerablemente más caro que el resto y duplica en coste a los tanques del tipo 1.

Los tanques de tipo IV, si bien están bien ensayados y certificados para cumplir todos los requisitos exigidos en cuanto a seguridad, su uso está aún limitado a proyectos de demostración [114].

Alcanzar presiones más altas interiores es el objetivo, ya que supone un aumento en la cantidad de energía que se puede almacenar, como se muestra en la Tabla D-1. Los cilindros de tipo I y tipo II pueden soportar presiones de hasta 300 bares, mientras que los tipos III y IV tienen presiones de diseño de hasta 700 bares en aplicaciones móviles y de hasta 800 bares para aplicaciones estacionarias [141].

	200 bares	350 bares	700 bares
Almacenamiento de energía (kJ/kg)	10.300	12.264	14.883
Contenido energético (MJ/m³)	714	2.492	3.599

Tabla D-1: Parámetros de almacenamiento de hidrógeno con varias presiones
Fuente: [36]

Según los datos mostrados anteriormente, con el mismo volumen de hidrógeno gaseoso, se almacena 5 veces más de energía a 700 bares que a 200 bares, aunque doblar la presión de 350 bares a 700 bares tan solo permite almacenar un 44 % más.

Almacenamiento de hidrógeno líquido

La principal ventaja que ofrece este tipo de almacenamiento frente al resto de tecnologías de almacenamiento es la densidad de energía a baja presión que tiene el hidrógeno en estado líquido, que es de 8.64 MJ/l frente a 2,52 MJ/l del hidrógeno gaseoso almacenado a 300 bares [58]. Por otro lado, el hidrógeno líquido solo puede almacenarse por debajo de su punto de ebullición, a -253 °C, o cerca de la presión ambiental en un tanque súper-aislante de doble pared, llamado tanque Dewar [141].

No solo alcanzar esas temperaturas, sino mantenerlas son los grandes retos de esta tecnología, y es que el proceso de licuefacción requiere de hasta el 40 % del contenido energético del hidrógeno licuado [141], además de las dificultades técnicas y los equipos necesarios para el proceso. Además, en los sistemas actuales existen pérdidas por ebullición del 1-2 % al día dependiendo del tamaño, de la forma y del aislamiento del tanque [36] y es que todos los tanques permiten que se transfiera cierta cantidad de calor desde el exterior al tanque, haciendo que parte del hidrógeno del interior se evapore y que la presión del tanque aumente. Generalmente, los tanques tienen forma cilíndrica, por la facilidad de

fabricación, aunque también los hay esféricos, por la menor relación entre el área superficial y el volumen encerrado.

Lo anteriormente comentado hace que este tipo de almacenamiento no sea económicamente competitivo a bajas tasas de producción, principalmente por el precio de capital, y sea difícilmente competitivo con el almacenamiento gaseoso a altas tasas de producción, y es que el proceso de licuefacción y el almacenamiento añade entre 4-8 €/GJ al coste del hidrógeno líquido, dependiendo del tamaño de los equipos. Solo esto equivale al coste de la producción del hidrógeno gaseoso [107].

Almacenamiento con hidruros metálicos

Este tipo de almacenamiento de hidrógeno sólido se basa en el uso de ciertos metales y aleaciones que, a determinadas condiciones de temperatura y presión, absorben y liberan el hidrógeno. Generalmente se busca que el compuesto sea capaz de llevar a cabo la absorción y la desorción del hidrógeno a temperaturas de entre 0 y 100 °C y presiones de entre 1 y 10 bares [4]. Además de esta condición, los hidruros metálicos deben de cumplir ciertos requisitos como contar con una buena cinética, es decir, que las reacciones químicas de absorción y desorción sean rápidas para que las condiciones de carga y descarga del sistema sean viables; que permita unas condiciones de operación óptimas durante el mayor número de cargas y descargas posible o tener cierta tolerancia a las impurezas que pueda traer consigo el hidrógeno como el monóxido de carbono o el oxígeno, y que reducen la vida útil del sistema [114].

Los hidruros metálicos se pueden dividir en tres grandes grupos. Los compuestos intermetálicos son los que mejor cumplen las condiciones anteriormente comentadas. Estos compuestos tienen una fórmula química AB_5 , AB_2 o AB siendo A y B elementos con alta y baja afinidad al hidrógeno respectivamente y que presentan un enlace metálico débil con este elemento [4]. Ejemplo de estos compuestos son los metales de transición y las tierras raras como, el escandio, el itrio, los lantánidos, los actínidos y los miembros de los grupos del titanio y el vanadio [162]. Este tipo de hidruros son óptimos para

aplicaciones donde se requiere de alta capacidad de almacenamiento volumétrico, pero no de un sistema ligero, por lo que aplicaciones como almacenamiento en centrales de energía o transporte marino o submarino son prometedoras [40].

Para las aplicaciones móviles es preferible usar hidruros metálicos basados en elementos ligeros como elementos alcalinos o alcalinotérreos, por su mayor capacidad gravimétrica. Los más frecuentes están basados en el magnesio porque es un elemento abundante y fácilmente extraíble, tiene gran capacidad de acumulación, baja reactividad y toxicidad y es barato [4], [142]. Estos sistemas cuentan con dos principales inconvenientes: por un lado, que presentan una gran estabilidad en los enlaces que hace que la temperatura de trabajo sea muy alta (más de 350 °C en menos de 10 horas) [18] para deshacer esos enlaces; y, por otro, que la velocidad de las reacciones de formación y descomposición no es elevada [142].

Por último, existen hidruros basados en otros elementos ligeros, formando hidruros complejos, principalmente alanos, como NaAlH_4 , Na_3AlH_6 , KAlH_4 y borohidruros como LiBH_4 , NaBH_4 , $\text{Ca}(\text{BH}_4)_2$. [162] Aunque los borohidruros cuentan con una mayor capacidad gravimétrica de acumulación (en torno al 17,5 % en peso) [98], [123], solo presentan reversibilidad a altas temperaturas y presiones. Por otro lado, otros hidruros complejos que permiten la desorción a temperaturas de unos 100 °C como el $\text{Zn}(\text{BH}_4)_2$ y el $\text{Al}(\text{BH}_4)_3$, emiten boranos durante la descomposición.

La gran cantidad de materiales disponibles para la investigación y el diferente comportamiento de ciertos enlaces según el tamaño de los elementos hacen a esta técnica muy prometedora, incluso pudiendo destinarse familias de hidruros para aplicaciones concretas ofreciendo ciertas ventajas en seguridad, eficiencia y calidad frente a los métodos convencionales [4].

E. ANEXO E: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO

Parque eólico

Interpretación del recurso eólico

Para la caracterización del recurso eólico se estudiarán los resultados de las mediciones a 100 m. Después, se extrapolarán a la altura de 120 m, ya que ésta es la altura del buje de las nuevas turbinas.

Dicha caracterización se hará considerando diferentes factores que se expondrán a lo largo de este punto:

Función distribución de probabilidad (*Weibull*) para 100 metros

En el Gráfico E-1, puede verse la distribución de *Weibull* para la medición a 100 metros. Es interesante conocer esta distribución por la condición aleatoria del viento. Se caracteriza la probabilidad de que el viento tenga una u otra velocidad. Las conclusiones que se obtienen observando la Gráfica E-1, son que los vientos moderados son mucho más frecuentes que las rachas fuertes haciendo que la distribución no sea simétrica.

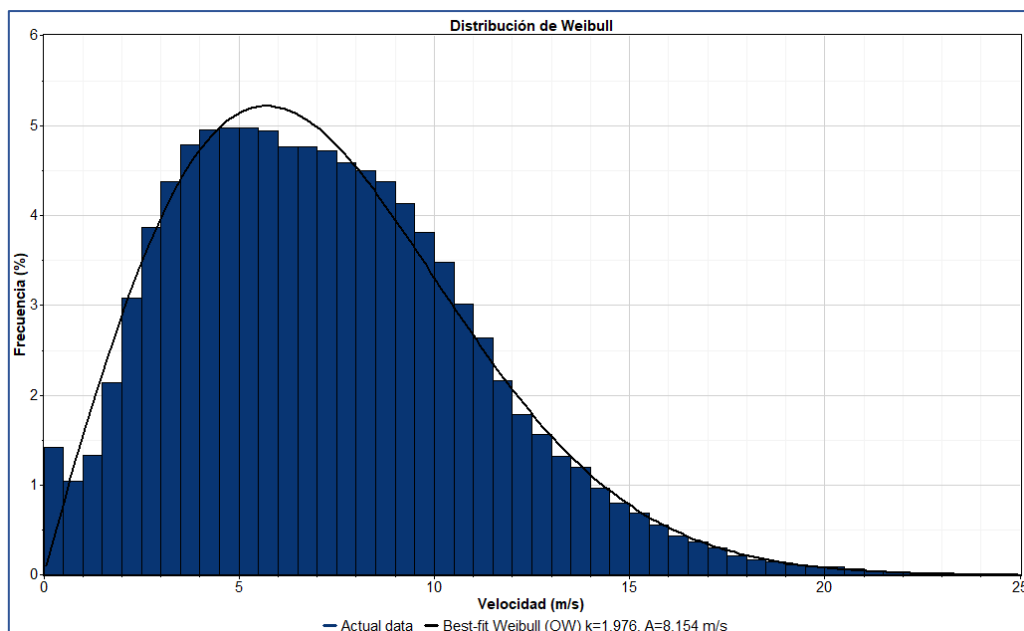


Gráfico E-1: Distribución de Weibull medida a 100 m

Prácticamente el 40% del tiempo la velocidad del viento se encuentra en un rango de entre 3,5 m/s y 7,5 m/s (12,6-27 km/h), siendo este el rango más frecuente. Los valores modales del viento son 4 m/s, 5 m/s y 5,5 m/s siendo las velocidades que más se repiten con un 5 % cada una.

Aunque las características del modelo Gamesa G128 se detallan posteriormente de manera más profunda, se muestran en la Tabla E-1 las velocidades del viento más importantes para esta turbina.

(m/s)	Velocidad mínima	Velocidad nominal	Velocidad de parada
Gamesa G128	2	12,5	27

Tabla E-1: Velocidades características de las turbinas Gamesa G128
Fuente: Gamesa; Elaboración propia

En cuanto a la velocidad mínima, para los aerogeneradores Gamesa no supone un gran problema, ya que solo el 5,8 % del tiempo el viento es inferior a 2 m/s. Por debajo de la velocidad de viento mínima, el aerogenerador está parado porque el desgaste sufrido por roces no es compensado por la poca energía generada, de la cual parte se irá en pérdidas. Por otro lado, la velocidad máxima no debería representar un problema de indisponibilidad ya que no hay registros por encima de 25 m/s a 100 metros.

Las turbinas estarán en torno al 1,6 % del tiempo a velocidad nominal, para la cual los aerogeneradores alcanzan su potencia nominal.

Intervalo de velocidad (m/s)		Mediciones	Frecuencia (%)	Intervalo de velocidad (m/s)		Mediciones	Frecuencia (%)
Inferior	Superior			Inferior	Superior		
0,0	0,5	2.194	1,423	12,5	13	2.407	1,561
0,5	1	1.611	1,045	13,0	13,5	2.042	1,324
1,0	1,5	2.053	1,332	13,5	14	1.849	1,199
1,5	2	3.297	2,138	14,0	14,5	1.491	0,97
2,0	2,5	4.755	3,084	14,5	15	1.231	0,80
2,5	3	5.958	3,864	15,0	15,5	1.065	0,69
3,0	3,5	6.754	4,380	15,5	16	860	0,56
3,5	4	7.382	4,788	16,0	16,5	680	0,44
4,0	4,5	7.642	4,956	16,5	17	580	0,38
4,5	5	7.668	4,973	17,0	17,5	468	0,30
5,0	5,5	7.67	4,974	17,5	18	340	0,22
5,5	6	7.619	4,941	18,0	18,5	263	0,17
6,0	6,5	7.354	4,770	18,5	19	233	0,15
6,5	7	7.354	4,770	19,0	19,5	178	0,12
7,0	7,5	7.287	4,726	19,5	20	148	0,10
7,5	8	7.067	4,583	20,0	20,5	147	0,10
8,0	8,5	6.931	4,495	20,5	21	110	0,07
8,5	9	6.743	4,373	21,0	21,5	78	0,05
9,0	9,5	6.381	4,138	21,5	22	67	0,04
9,5	10	5.883	3,815	22,0	22,5	38	0,03
10,0	10,5	5.365	3,480	22,5	23	37	0,02
10,5	11	4.647	3,014	23,0	23,5	29	0,02
11,0	11,5	4.076	2,644	23,5	24	28	0,02
11,5	12	3.344	2,169	24,0	24,5	12	0,01
12,0	12,5	2.762	1,791	24,5	25	9	0,01

Tabla E-2: Distribución de Weibull. Frecuencia por rango de velocidades según Windographer
Elaboración propia

Rosa de vientos y distribución direccional de frecuencia y velocidad

Se estudiarán las rosas de vientos de frecuencia, de velocidades y de energía: la primera, determina el porcentaje del tiempo que el viento proviene de un determinado sector; la segunda, es útil para conocer el valor promedio de la velocidad en cada uno de los sectores; la última combina las anteriores. En función del tiempo y la velocidad con la que provenga en cada sector, se determinará qué energía será potencialmente obtenida según la dirección.

Los datos de velocidad son medidos por el anemómetro a 100 m y la dirección tenida en cuenta es la medida a 80 m.

La gráfica dividirá los 360 grados en 16 sectores, siendo las direcciones de referencia el norte, noreste, este, sudeste, sur, sudoeste, oeste y noroeste.

De los gráficos: Gráfico E-2, Gráfico E-3 y Gráfico E-4 se pueden obtener las siguientes conclusiones: en primer lugar, que la dirección predominante del viento corresponde a $67,5^\circ$ respecto al Norte con una frecuencia relativa de alrededor del 16 % del total; que, como es lógico, son sectores donde la frecuencia es alta y las velocidades medias también lo son, aglutinan buena proporción de la energía total, como es el caso de los sectores 4 ($56,25^\circ - 78,25^\circ$), 13 ($258,75^\circ - 281,25^\circ$) y 14 ($281,25^\circ - 303,75^\circ$). Estas direcciones, Este-Noreste, Oeste y Oeste-Noroeste respectivamente, son pues, por medio de las que se obtendría una mayor energía eólica; y, por último, que las direcciones con velocidades medias más altas son los sectores 4 y 14. Estos sectores también son los que mayor potencial energético tienen.

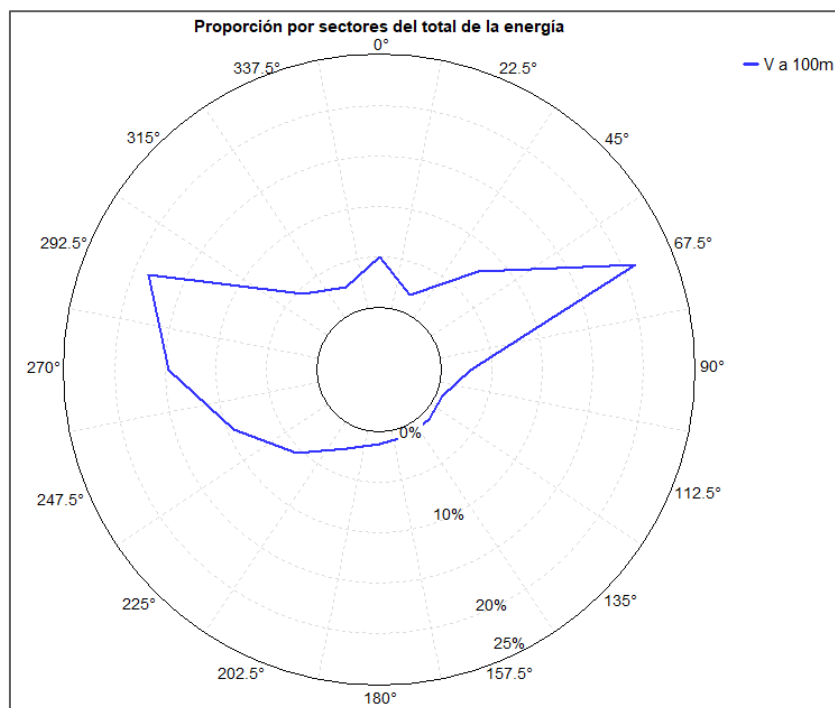


Gráfico E-2: Rosa de viento de energía a 100 m según Windographer

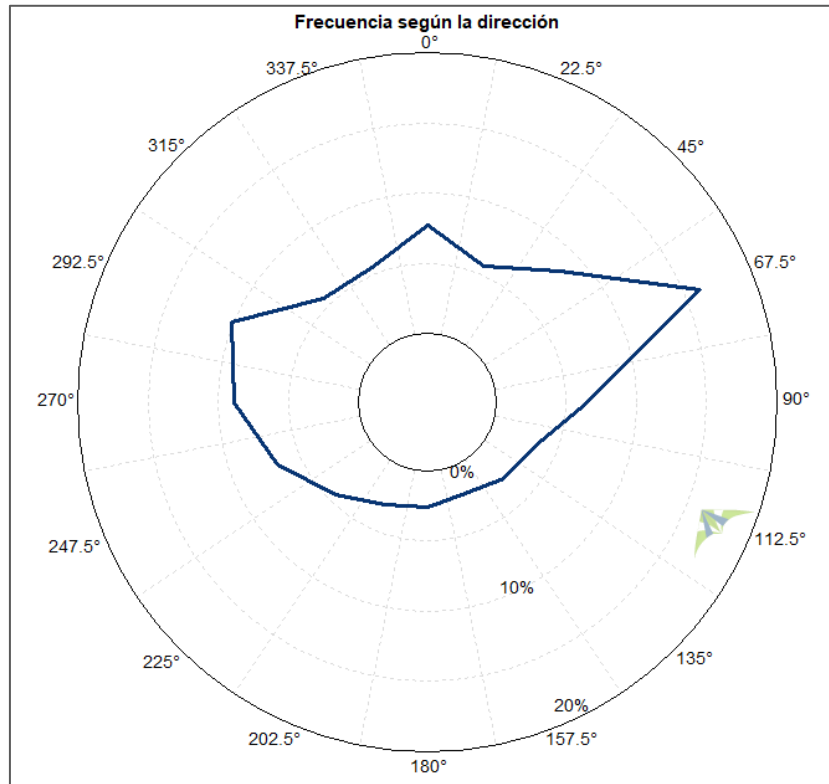


Gráfico E-3: Rosa de viento de frecuencia a 100 m según Windographer

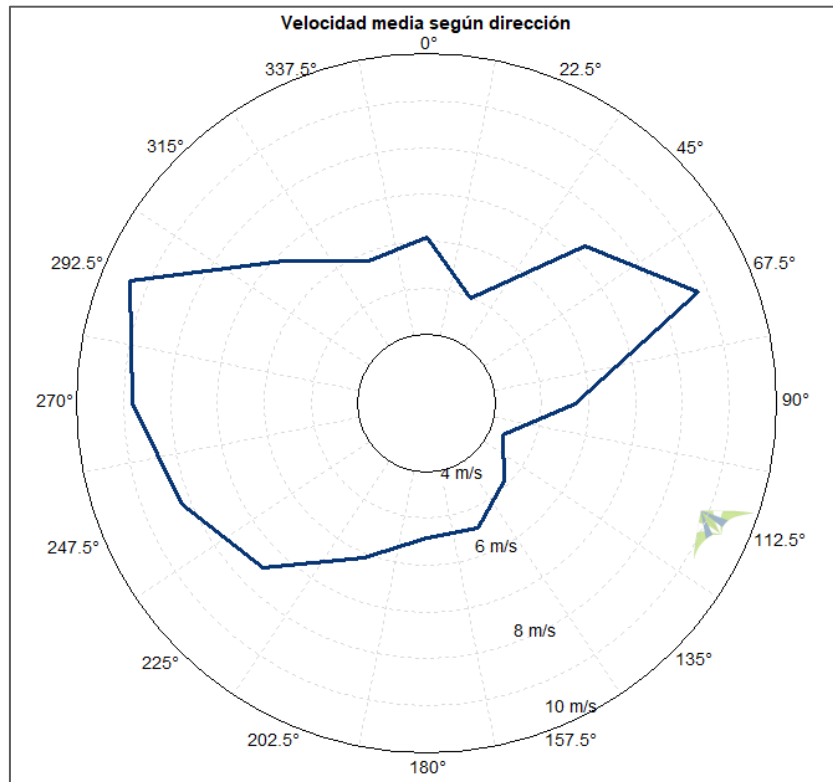


Gráfico E-4: Rosa de viento de velocidad media a 100 m según Windographer

En la Tabla E-3 aparecen, de forma resumida, todos los datos derivados de dichas gráficas.

Sector	Punto medio sector	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Proporción energía eólica (%)
1	0°	7,72	6,08	5,02
2	22.5°	5,74	4,98	1,89
3	45°	8,41	7,31	7,65
4	67.5°	16,11	8,83	21,14
5	90°	6,41	5,69	2,80
6	112.5°	3,38	4,30	0,63
7	135°	2,82	4,86	0,87
8	157.5°	2,16	5,43	0,89
9	180°	2,54	5,38	1,16
10	202.5°	3,01	6,11	2,26
11	225°	4,50	7,52	5,64
12	247.5°	6,75	8,20	9,48
13	270°	8,86	8,81	14,60
14	292.5°	10,32	9,42	18,58
15	315°	5,74	6,89	4,55
16	337.5°	5,54	5,84	2,83
Velocidad media total			7,24	

Tabla E-3: Información referente a las rosas de vientos
Elaboración propia

Pueden surgir dudas sobre si orientar los aerogeneradores hacia el Oeste u Oeste-Noroeste ya que para el área que barren estos sectores superaría al Este-Noreste en potencial eólico. Sin embargo, estudiando las velocidades máximas que han tenido lugar para esas direcciones se considera que la dirección óptima será la de Este-Noreste ya que las direcciones Oeste y Oeste-Noroeste cuentan con velocidades máximas de hasta 115 km/h, tal y como se muestra en la Tabla E-4 y el Gráfico E-5, superando la velocidad de parada de los aerogeneradores. Además de que las rachas demasiado fuertes pueden provocar paradas en el parque, pueden acelerar el deterioro de los materiales o incluso la rotura de los materiales debido a los esfuerzos.

VIENTOS MÁXIMOS POR SECTOR		
Sector	Punto medio	VAnemo100
1	0 °	23,83
2	22,5 °	18,61
3	45 °	21,94
4	67,5 °	21,91
5	90 °	16,16
6	112,5 °	13,38
7	135 °	14,08
8	157,5 °	19,88
9	180 °	19,36
10	202,5 °	27,84
11	225 °	30,34
12	247,5 °	33,78
13	270 °	34,05
14	292,5 °	32,20
15	315 °	23,93
16	337,5 °	19,12

Tabla E-4: Velocidad del viento máxima por sector a 100 m según Windographer
Elaboración propia

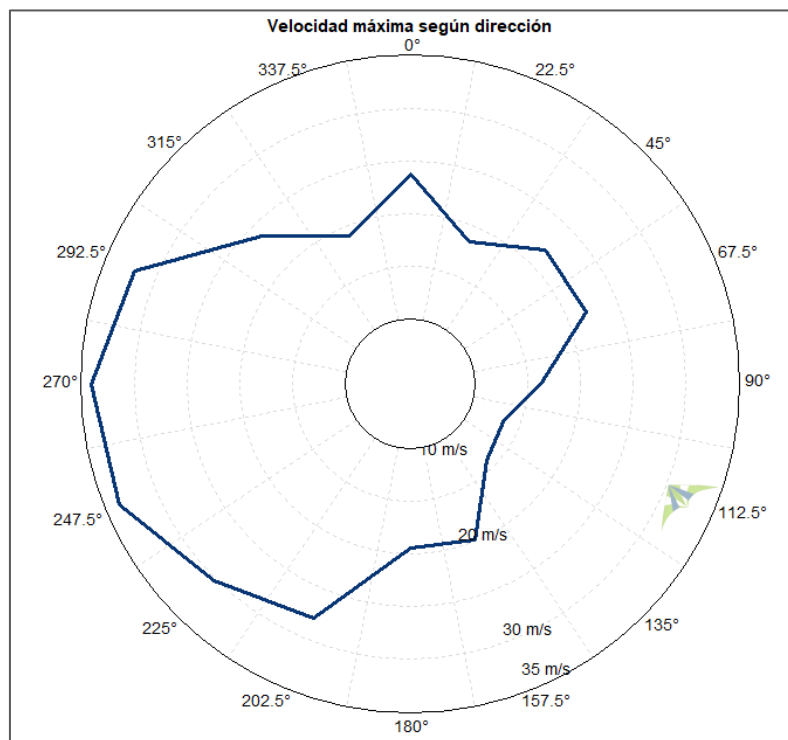


Gráfico E-5: Rosa de viento de velocidad máxima a 100 m según Windographer

A continuación, en el Gráfico E-6 se muestra el porcentaje del tiempo que el viento proviene de una dirección y, de ese porcentaje, a qué rango de velocidades lo hace. En la dirección predominante, en el sector 4, la velocidad tiene una velocidad durante un total del 64 % del tiempo de entre 6 y 12 m/s y tan solo el 4,1 % tendrá una velocidad inferior a la velocidad de arranque. En cuanto a los sectores 13 y 14, el viento tendrá una velocidad superior a 24 m/s el 0,24 % del tiempo. Cabe destacar que esta interpretación de datos es a 100 metros y podría cambiar a 120 metros, altura de buje de los aerogeneradores.

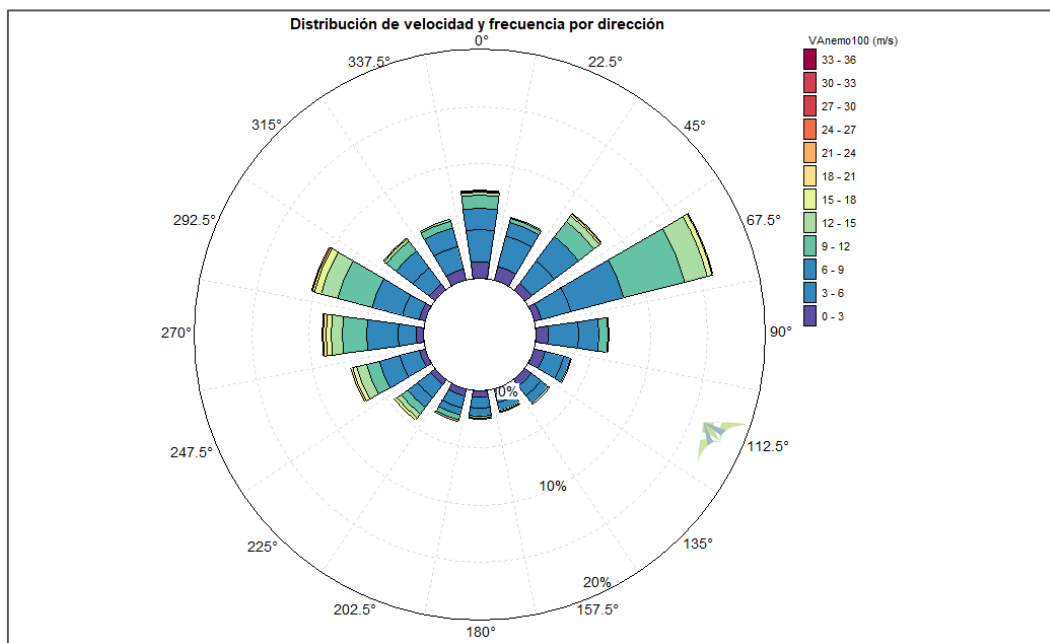


Gráfico E-6: Distribución direccional de frecuencia y velocidad

Variación horaria de la velocidad del viento

En este punto se analiza la variación de la velocidad media a lo largo del día tomando todos los datos disponibles, es decir, tomando 35 meses consecutivos. En el Gráfico E-7 se puede comprobar cómo hay un valle donde la velocidad es más baja de 06:00 a 14:00 y un pequeño pico durante las últimas horas del día. El valle es debido, en gran medida, a los meses de mayo a septiembre, meses donde durante esas horas la velocidad media del viento llega a caer a valores de 5 m/s, como puede verse en el Gráfico E-8. Estos meses son, además, donde mayor variación de velocidad media hay, mientras que el resto de los meses la

velocidad está en el rango de entre 7 y 9 m/s con una curva con una forma más plana.

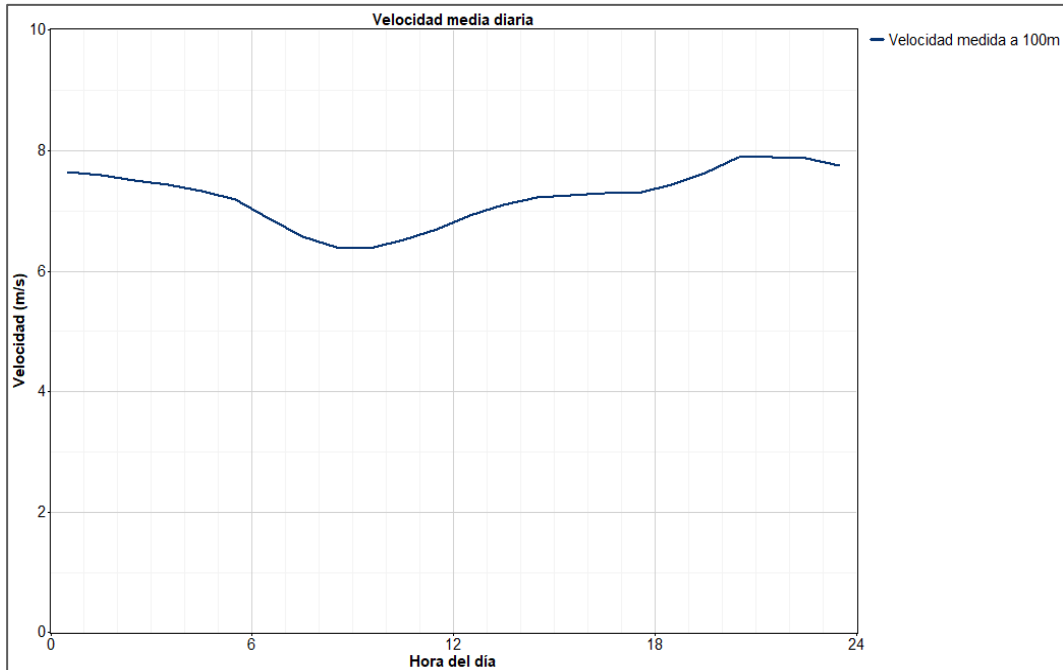


Gráfico E-7: Variación de la velocidad media a 100 m según la hora del día

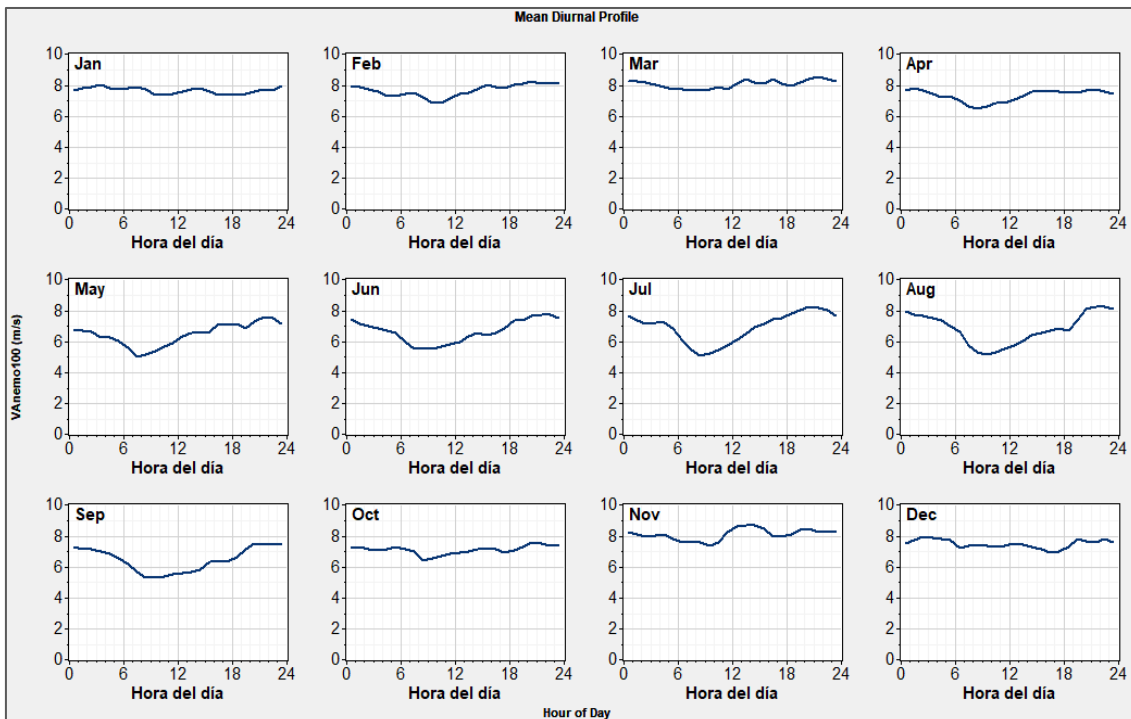


Gráfico E-8: Variación horaria del viento a lo largo de los meses medida a 100 m según Windographer

Variación mensual de la velocidad del viento

La velocidad media medida a 100 metros por cada mes se muestra en el Gráfico E-9. Los meses con la velocidad media más baja son los meses comprendidos entre mayo y septiembre, siendo, precisamente, estos dos meses, con 6,5 m/s, los dos meses del año con velocidad media más baja. Por otro lado, los meses con mayor velocidad media son marzo y noviembre con 8,1 m/s.

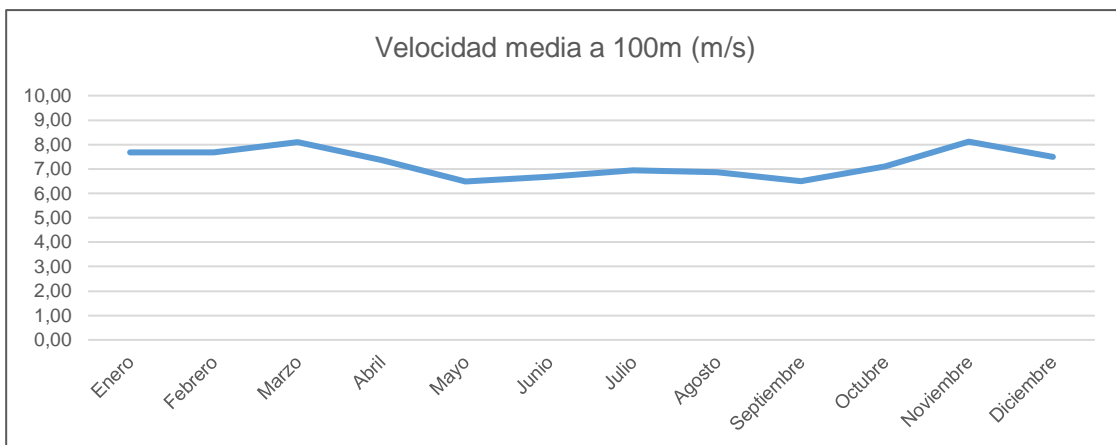


Gráfico E-9: Variación de la velocidad media medida a 100m según el mes del año según Windographer
Elaboración propia

Análisis de turbulencia

Para evaluar un sitio potencial de un parque eólico, no solo es necesario calcular el rendimiento energético. También es necesario tener en cuenta otros parámetros para un diseño completo, uno de estos es el estudio de la turbulencia efectiva. Esto se debe a que existe una relación directa entre las turbulencias eólicas y las cargas de fatiga que actúan sobre [139] los parques eólicos deben construirse con turbinas capaces de resistir la turbulencia, que es una combinación de turbulencias de ambiente y turbulencia de estela. Las turbinas tienen, en este caso, una clase IEC IIA. La clase de viento para la cual están preparadas las turbinas viene determinada por dos factores: por un lado, la velocidad máxima en 10 minutos con período de retorno de 50 años y la velocidad promedio anual a la altura del centro del rotor; y por otro, el valor característico de la intensidad de turbulencia a 15 m/s [9].

A 100 metros la intensidad de turbulencia es de 0,123. Esto correspondería a una clase C, por lo que el modelo está preparado para niveles más altos de turbulencias. La clasificación y el gráfico de la intensidad de turbulencia con la altura se muestran a continuación:

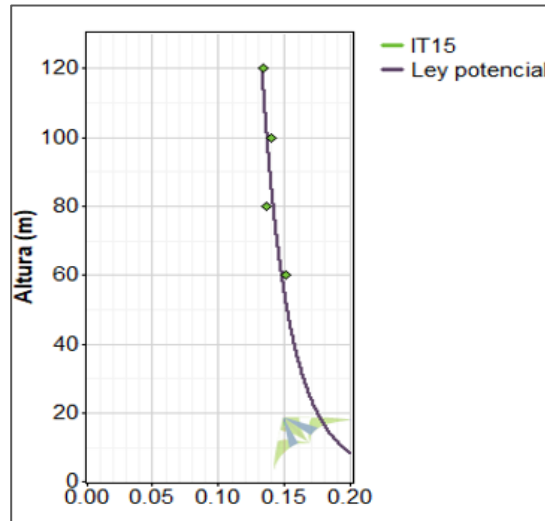


Gráfico E-10: Intensidad de turbulencia con la altura según Windographer

Wind Turbine Class	I	II	III
V_{ref} [m/s]	50.0	42.5	37.5
A I_{ref} [-]	0.16		
B I_{ref} [-]	0.14		
C I_{ref} [-]	0.12		

Tabla E-5: Tipo de turbulencia eólica según IEC 61400-1
Fuente: Faculty of Engineering and Science, University of Agder

Variación de la velocidad del viento con la altura

La velocidad del viento se incrementa con la altura vertical con forma similar a una función logarítmica. Este incremento depende, entre otros factores, de la estabilidad atmosférica (cambios de temperatura, turbulencias...) y de la rugosidad del terreno adyacente [97], [139]. Un valor que se considera para evaluar dicha evolución es la longitud de rugosidad de la superficie, cuyo valor está tabulado y se utiliza $z_0 = 1,71$ m.

Sin embargo, con el fin de facilitar los cálculos, puede usarse la ley potencial, la cual considera que la atmósfera es neutra y que depende del coeficiente α . Cuanto mayor sea este coeficiente, mayor rugosidad tendrá el terreno, y a mayor altura se obtendrá la velocidad máxima de viento. Se busca que la rugosidad sea baja, para que a la altura del buje se obtengan velocidades óptimas del viento. Si hay mucha rugosidad, dado que la evolución es exponencial, se requerirá de turbinas de gran altura para aprovechar velocidades altas de viento. En el caso de este estudio, el coeficiente tiene valor de $\alpha=0,257$. Esto es un valor bajo, lo que implica que se encontrará el gradiente de altura entre 200 y 300 metros de altura.

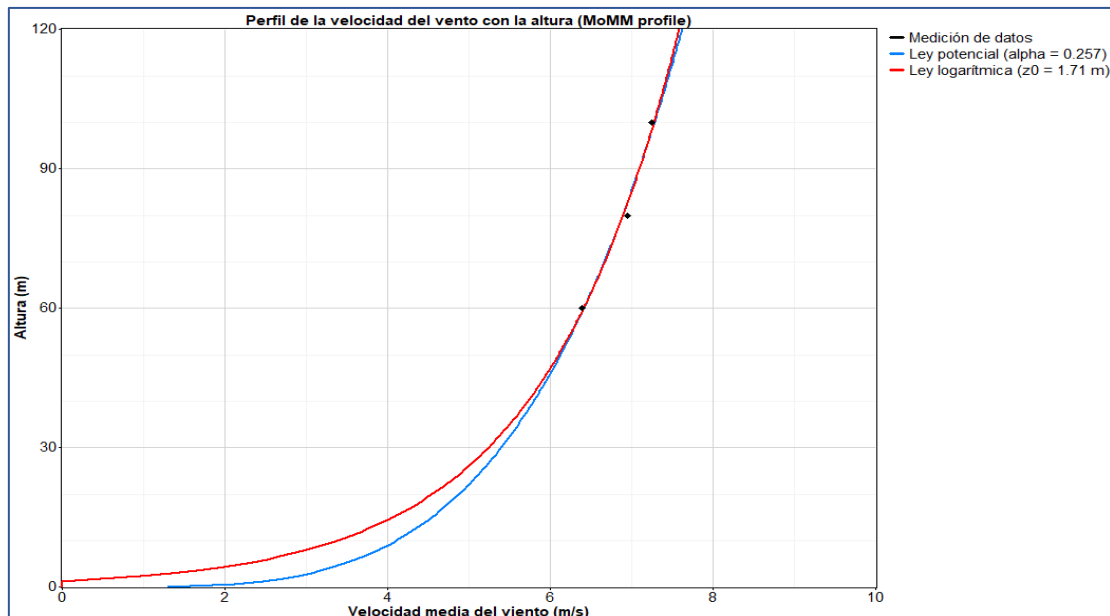


Gráfico E-11: Variación de la velocidad en función de la altura según la ley logarítmica y la ley potencial

Emplazamiento

Comprobar la existencia de un parque en el emplazamiento

Castilla-La Mancha es, con datos de 2019, la segunda comunidad autónoma de España con mayor potencia eólica instalada con 3.817 MW [6] y la segunda en cobertura eléctrica proveniente de dicha energía renovable en 2018 con el 67,6 % del total [134]. Son esos, entre otros, los motivos por los cuales se decide repotenciar un parque eólico construido en la provincia de Toledo. Una vez elegida la localización, se comprueba que no haya un parque o que no haya en

marcha un proyecto para construir uno en ese mismo lugar. Al tratarse de una repotenciación, se evitan muchos trámites que sí son necesarios en la construcción de una planta desde cero.

Búsqueda de datos de viento

Es imprescindible conocer el potencial energético, y para ello es preciso conocer los datos de viento: velocidad a varias alturas y dirección, principalmente. Los datos registrados utilizados para este proyecto son del período entre el 18 de febrero de 2008 y el 25 de enero de 2011, pero al ser una repotenciación, se supone que ya se ha efectuado un estudio del recurso eólico anterior a la primera construcción. No obstante, hacer una simulación es interesante, por la variación que haya podido haber entre los dos estudios. Además, deben utilizarse los datos medidos durante la explotación del parque.

Estudio de terreno

La orografía, la altura, la pendiente, la vegetación, el tipo de terreno (rocoso, blando, arenoso...) son también relevantes a la hora del diseño de un parque; no se puede, o es mucho más complicado, construir en la cima de una montaña (pese a que es probable que el recurso eólico sea alto). Es por eso por lo que generalmente se escogen valles a elevada altura. En el caso del parque objetivo de este trabajo, el polígono que malla la red de aerogeneradores está a una altitud de entre 660 y 760 metros de altitud. Para la repotenciación se usarán algunos de los puntos donde se encuentran actualmente los aerogeneradores, para evitar parte de la obra civil, como puede ser allanar el terreno y evitar grandes desniveles que dificulten la cimentación; o la construcción de caminos y viales cercanos que permitan el acceso a camiones y operarios. Además, también servirán las zanjas construidas para la distribución de la red de cableado de media tensión entre aerogeneradores y la subestación eléctrica.

Interconexión eléctrica

Es un punto importante y que debe considerarse, que cuanto mayor línea eléctrica se tenga que construir, mayor será el coste de la instalación. Se

recomienda que la distancia entre la subestación y la interconexión eléctrica sea menor de 35 km. La Plata cuenta con una subestación en el propio parque de su propio nombre, como puede verse en el mapa que ofrece Red Eléctrica de España del que se muestra una pequeña parte en la Ilustración E-2, y en la Ilustración E-1. Los círculos negros hacen referencia a las subestaciones, mientras que el símbolo próximo a Villarubia de Santiago hace referencia a los parques eólicos.



Ilustración E-1: Ubicación de la subestación dentro del parque con tres aerogeneradores en las inmediaciones
Fuente: Google Earth

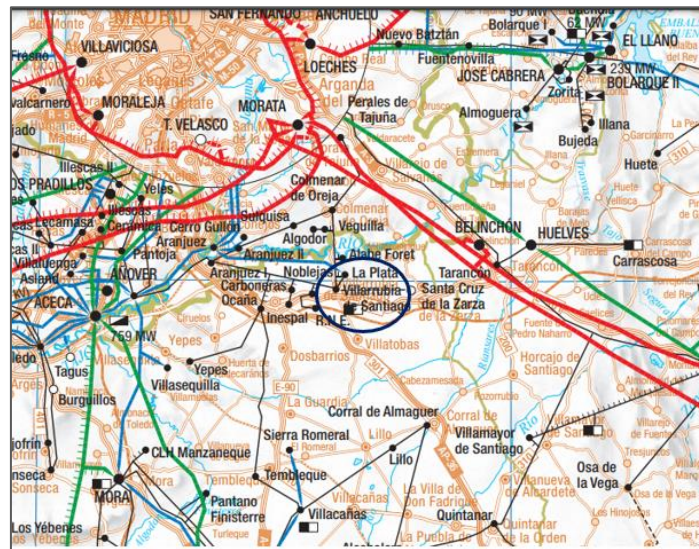


Ilustración E-2: Recorte del Mapa del sistema eléctrico ibérico 2018
Fuente: REE

Accesibilidad

Construir un parque en una zona en la que no hay carreteras, caminos o en un punto de difícil acceso aumentará el coste de la construcción de los aerogeneradores y la obra civil en general. Cerca del emplazamiento seleccionado discurre la autovía A-40, la cual conecta con Madrid. Esto supone un punto a favor, ya que una ciudad grande como es el caso de la capital puede suministrar materiales u operarios. Por otro lado, la carretera comarcal CM332 discurre pegada a parte del parque. Dicho tramo, si bien es cercano al polígono, no se encuentra dentro de éste. No obstante, a la hora de afrontar la construcción se debería tener en cuenta para el transporte de sustancias o componentes susceptiblemente problemáticos en la construcción. Además, el parque se encuentra a una distancia aproximada de 1km del pueblo Villarubia de Santiago, lo que facilitaría posibles conexiones con otras partes de España, facilitando el aprovisionamiento de materiales y mano de obra al proyecto.

Medio ambiente

No pueden construirse parques eólicos en las inmediaciones de parques o reservas naturales, por ello, se ha tenido en cuenta previamente la ausencia de áreas protegidas en las inmediaciones del parque. Al tratarse de una repotenciación, las licencias necesarias para la construcción ya deben de poseerse, por tanto, este factor no supone un problema para el desarrollo del proyecto.

Ubicación y tecnología de los aerogeneradores

Observando a través de la aplicación de *Google Earth* la colocación actual de los aerogeneradores, se puede ver cómo están claramente orientados hacia el este-noreste, tal y como arrojaba el estudio del recurso eólico descrito en el punto 4.3.1.1. que era lo óptimo. Como se ha comentado anteriormente, y reforzado el estudio del recurso eólico con la orientación que tienen los aerogeneradores en la actualidad, se va a aprovechar la ya construida infraestructura como caminos y zanjas para la instalación de las nuevas turbinas.

A la hora de situar los aerogeneradores, no solo debe pensarse en el máximo potencial de estos, sino que factores constructivos y ambientales juegan un importante papel. Visto que el terreno, evitando la zona de pendientes, no presenta a priori problemas en la construcción y que no hay zonas ambientalmente, la limitación a la hora de construir los aerogeneradores reside en las buenas prácticas de diseño de la industria eólica en relación con la distancia entre estos. Algunos fenómenos que pueden perjudicar el rendimiento son el efecto sombra y las interferencias aerodinámicas.

Se recomienda que la distancia entre dos aerogeneradores de una misma fila no sea nunca inferior a dos diámetros de rotor, y entre los aerogeneradores de una fila y la otra siempre haya una distancia superior a ocho diámetros para minimizar el efecto sombra entre los aerogeneradores [72].

Debido a que el terreno puede ser en ciertas zonas algo irregular, es preferible que los aerogeneradores no estén situados entre ellos exactamente a la misma distancia (siempre que se cumpla la distancia mínima), y sí evitar zonas con mucha pendiente, en este caso aprovechando también la infraestructura del parque.

Las máquinas G128 de Gamesa tienen un diámetro de rotor de 128 m, con un área de barrido de 12.868 m² [151]. La separación mínima entre turbinas de una misma fila será de 512 m, por una distancia de 1.024 m entre las dos filas.

En la Tabla E-6, se recogen los datos de altitud y pendiente de cada uno de los aerogeneradores (a nivel de suelo) y de la distancia exacta en línea recta entre ellos. Además, se muestra la disposición de los aerogeneradores del parque antes y después de la repotenciación. Los marcadores amarillos son los aerogeneradores que se retirarán y los marcadores verdes los que se sustituirán por modelos más modernos y potentes. Como puede apreciarse, la máxima pendiente que tiene la base de una turbina es de un 1 %, y que las distancias mínimas de separación entre ellas aumentan respecto a la anterior disposición y cumplen con los mínimos requeridos.

	GM128 1	GM128 2	GM128 3	GM128 7	GM128 6	GM128 5	GM128 4	
Altura (m)	741	760	751	755	758	745	741	
Pendiente (%)	0.0	1	0.0	0.2	0.0	0.5	0.0	
Distancia (m)	↔ 940		↔ 690		↔ 760		↔ 888	
			↕ 1.070			↔ 831		

Tabla E-6: Información sobre la ubicación de los aerogeneradores
Elaboración propia

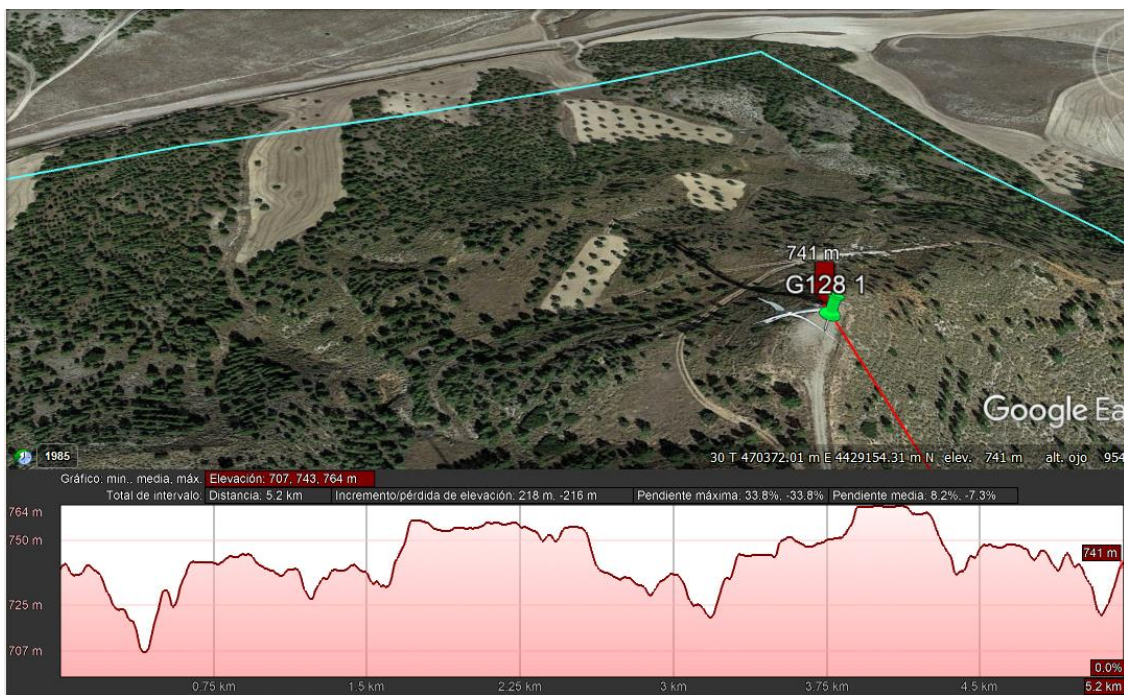


Ilustración E-3: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 1
Fuente: Google Earth

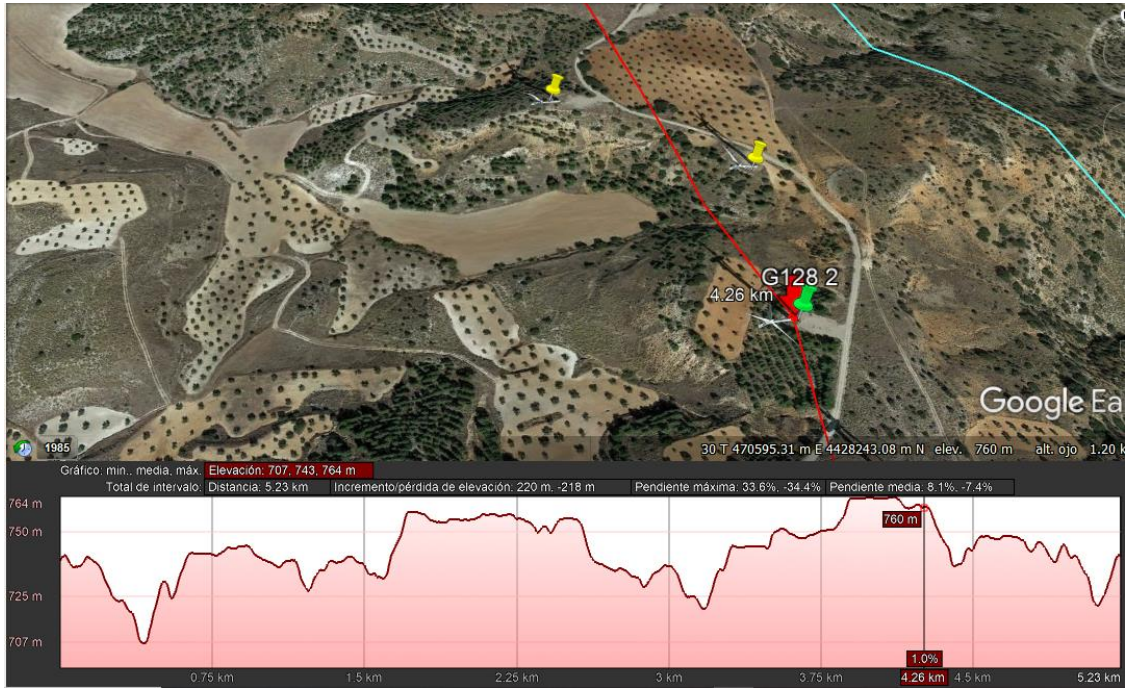


Ilustración E-4: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 2
 Fuente: Google Earth

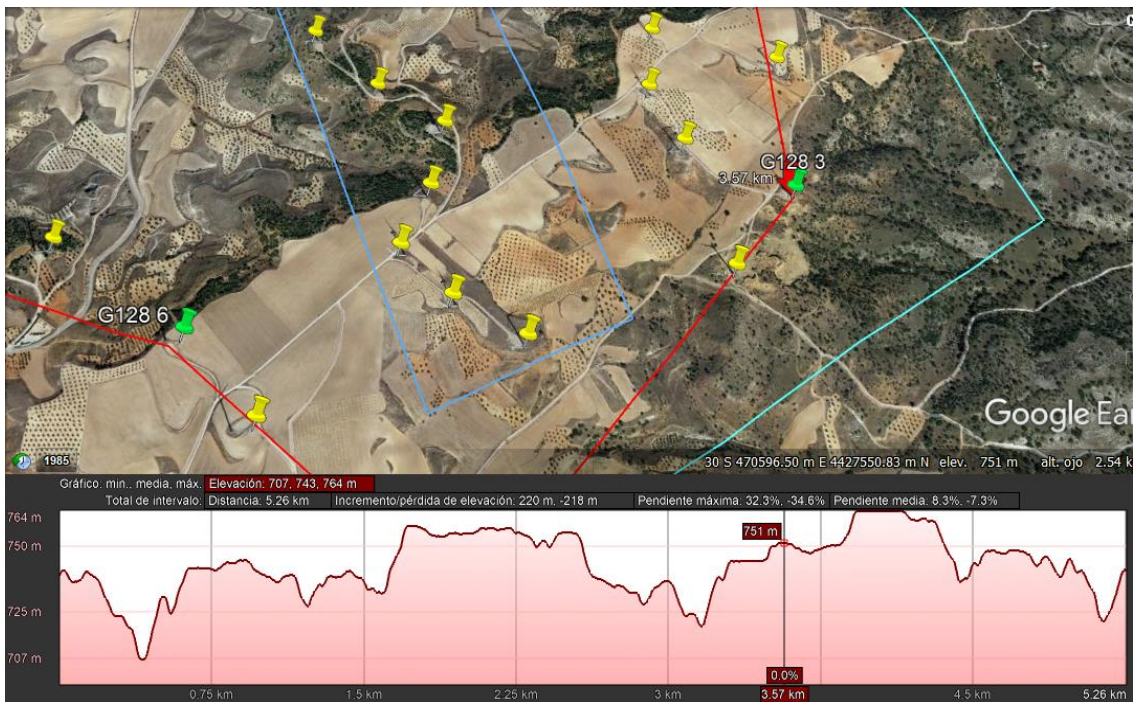


Ilustración E-5: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 3
 Fuente: Google Earth



Ilustración E-6: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 4
 Fuente: Google Earth



Ilustración E-7: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 5
 Fuente: Google Earth



Ilustración E-8: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 6
 Fuente: Google Earth

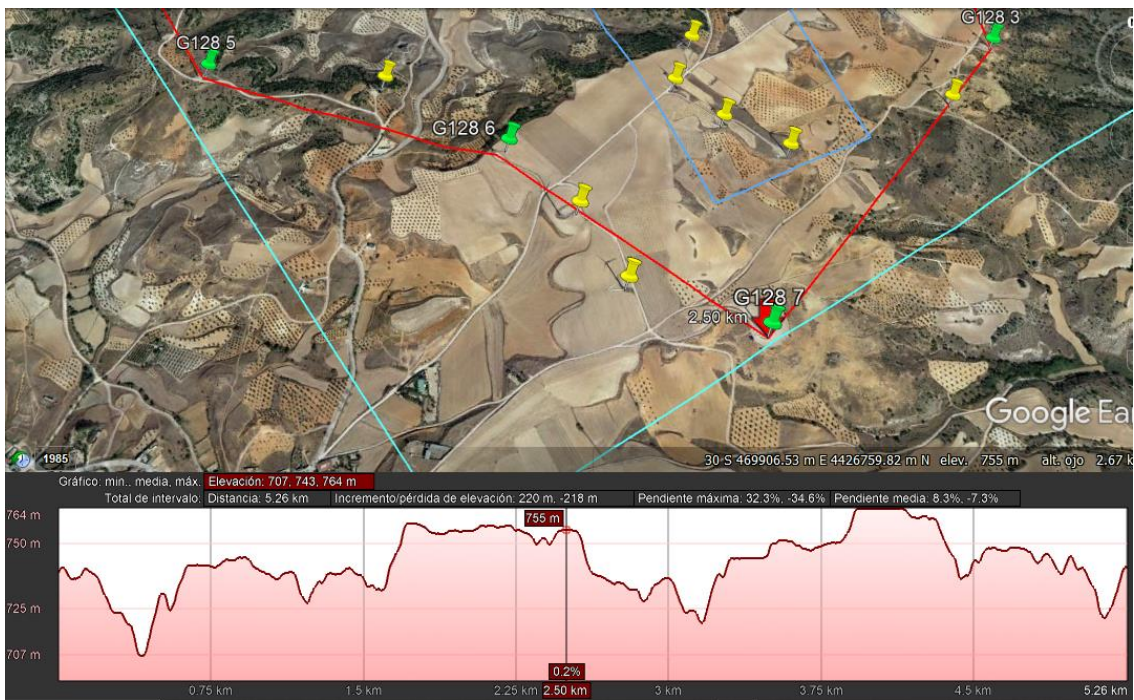


Ilustración E-9: Ubicación, elevación y pendiente del aerogenerador 7
 Fuente: Google Earth

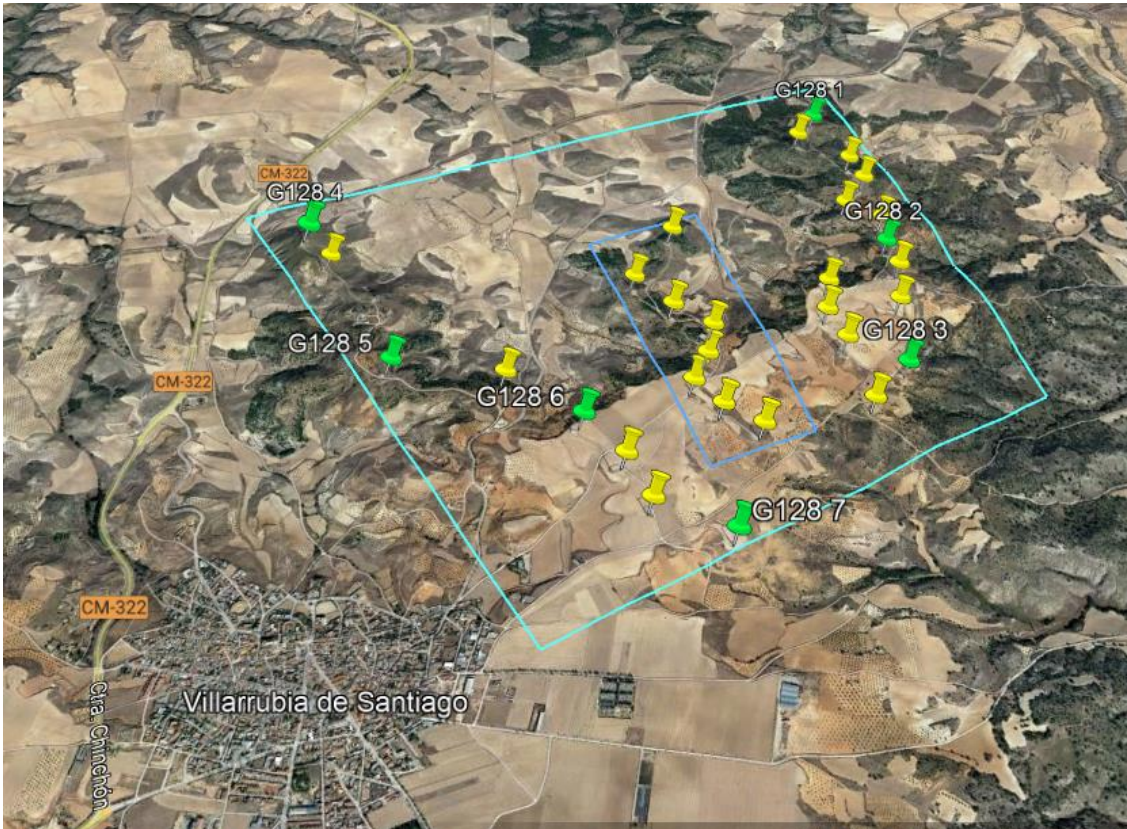


Ilustración E-10: Imagen aérea del parque eólico La Plata y La Plata Ampliación junto a la población de Villarubia de Santiago
Fuente: Google Earth

En la Ilustración E-10 se pueden distinguir la primera fase del parque eólico La Plata y su ampliación, simbolizado con un recuadro más oscuro, así como el pueblo de Villarubia de Santiago. Se puede apreciar la cercanía del pueblo con los parques. Los aerogeneradores más modernos son más silenciosos y con la reducción en número también se ganará en confort para los ciudadanos de la población. La disposición de los aerogeneradores se hace en dos filas, procurando que la fila de detrás, según la dirección del viento, se vea lo menos afectada posible por la primera, por eso se busca que estén lo más separados posible, como es el caso del primer y el cuarto aerogenerador, o el segundo y el quinto, o, si no puede haber tanta distancia, estén en forma de zigzag, como es el caso de los aerogeneradores 3, 6 y 7.

Sobre el modelo de las turbinas, puede encontrarse la información más relevante en la Tabla E-7.

INFORMACIÓN GENERAL	
Empresa	GAMESA
Modelo	G128
Potencia (MW)	4,5
Potencia total instalada (MW)	31,5
Intensidad de turbulencia	10 %
Tipo de viento	IEC IIA
ROTOR	
Diámetro rotor (m)	128
Área barrida (m²)	12.868
PALAS	
Número de palas	3
Longitud (m)	62,5
Material	Matriz orgánica compuesto reforzado con fibra de vidrio o fibra de carbono
TORRE	
Altura de buje (m)	120
Material	Hormigón tubular cónico y acero
CAJA DE ENGRANAJES	
Tipo	Planetaria de 2 etapas
Relación	1:37.88
GENERADOR	
Tipo	Síncrono de imanes permanentes con módulos independientes en paralelo
Voltaje	690 V AC
Clase de protección	IP 54
Velocidad de rotación	448 rpm

*Tabla E-7: Información técnica sobre el modelo de turbina Gamesa G128 de 4,5 MW
Fuente: Gamesa; Elaboración propia*

Hidrógeno verde

Electrolizador

Los electrolizadores de óxidos de sales, que pueden verse con mayor detalle en el apartado 3.1.3. se descartan para esta simulación ya que, pese a que su tecnología está próxima a la fase comercial, aún se encuentra en fase de demostración [154]. Si bien la capacidad de estos equipos de trabajar a altas temperaturas hace que su futuro sea prometedor, para este proyecto se decidirá entre la tecnología alcalina y PEM. Estos dos tipos de electrolizadores se explican más detalladamente en los puntos 3.1.1. y 3.1.2., mientras que ahora se compararán y se aportarán razones para la elección final.

Los parámetros más importantes para la elección de la temperatura son, con certeza: la eficiencia, la temperatura y la presión de operación, las propiedades dinámicas, la vida útil y los costes de inversión y operación. La madurez de la producción de hidrógeno verde es aún escasa, y tanto esos parámetros como otros, serán muy diferentes de aquí a diez años. Para esta simulación, se va a considerar que la repotenciación y construcción del sistema híbrido, se llevará a cabo en 2030, por lo que, a la hora de elegir, se utilizarán estudios que hagan una prospección de estas dos tecnologías.

En la siguiente tabla se exponen algunas de las propiedades más importantes que caracterizan a estos equipos, donde se pueden apreciar las diferencias entre las tecnologías alcalina y PEM. Además, se incluyen la perspectiva que se tiene de alguno de esos parámetros de cara a 2030 y 2050.

Como puede verse en la Tabla E-8, la mayor madurez de la tecnología alcalina se traduce en costes más bajos de inversión y operación y mantenimiento, mayor vida útil y un rendimiento algo mayor, que se traduce en menor necesidad de energía para producir la misma cantidad de hidrógeno.

	Electrolizadores alcalinos			Electrolizadores PEM			Fuente
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	
Presión de la célula (bar)	<30		>70	<70		>70	[81]
kWh/kgH₂	50-78		<45	50-83		<45	[81]
Vida útil (1.000 h)	60-90	90-100	>100	50-80	60-90	100-150	[81], [76]
Coste capital (USD/kWeI)	500-1400	400-850	<200	1100-1800	650-1500	<200	[81], [76]
Temperatura de operación (°C)	70-90		>90	50-80		80	[81]
Densidad de corriente nominal (A/cm²)	0,2-0,8		>2	1-2		4-6	[81]
Límites de voltaje (V)	1,4-3		<1.7	1.4-2.5		<1.7	[81]
Rango de carga (%)	15-100		5-300	5-120		5-300	[81]
Tamaño unitario (MW)	6		10	2		10	[81], [23]
Área del electrodo (cm²)	<30.000		30.000	<1.300		>10.000	[81], [23]
Volumen y peso	Grande y pesado			1/ 3 alcalino			[64]
Corrosión	Corrosión alcalina			No			[64]
Coste de mantenimiento (% del coste anual)	2-3			3-5			[23]
Respuesta del sistema	Segundos			Milisegundos			[127]
Eficiencia eléctrica LHV (%)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	[76]

Tabla E-8: Comparativa de propiedades en la actualidad y expectativa de futuro de las tecnologías alcalina y PEM
Elaboración propia

Por el contrario, la tecnología PEM tiene una serie de ventajas, que se muestran en la Tabla E-9, que hacen que sea considerada por la mayoría de los expertos como la tecnología que se usará en 2030 [127]. La principal ventaja, sobre todo para la hibridación en sistemas con energías renovables, reside en la rápida dinámica del proceso de electrólisis. Este es un aspecto clave por la intermitencia de las energías renovables, como es el caso de este trabajo, donde se podría ordenar que se aumente la producción al máximo en momentos donde hubiera un excedente de energía renovable para minimizar el recorte de electricidad. La rampa de subida y bajada para cambiar el consumo de electricidad puede realizarse en menos de 1 segundo [106]. El apagado puede realizarse en segundos, y la vuelta a la actividad en pocos minutos [46], [106]. Además, los niveles de carga parcial con respecto a la capacidad nominal pueden mantenerse durante largos periodos de tiempo [106]. También, el hecho de tener una densidad de potencia más alta, que se traduce en un diseño más compacto, juega a favor de la tecnología PEM.

	Electrolisis alcalina	Electrolisis PEM
Ventajas	Tecnología madura	Operación dinámica
	Estabilidad a largo plazo	Alta densidad de corriente
	Costes más bajos	Alta capacidad de carga parcial
	Rango de potencia de MW	Diseño compacto
	Catalizadores no nobles	Pureza muy alta
		Rápida respuesta
Desventajas	Baja densidad de corriente	Coste de los componentes
	Presión de operación baja	Posible corta duración
	Baja capacidad de carga parcial	Rango de potencia por debajo de MW
	Operación dinámica	Comercialización
	Cruce de gases que reduce la pureza del gas	

Tabla E-9: Ventajas y desventajas de las tecnologías alcalina y PEM

Fuente: [160]; Elaboración propia

Aunque hoy en día los sistemas PEM ya se encuentran a nivel comercial, reducir sus considerables costes de capital constituyen el principal objetivo de la

industria de cara al futuro para el desarrollo de la producción de esta tecnología [79], [127]. Aunque la diferencia en el coste de capital ya se ha reducido significativamente en 2020, sólo en 2030, con una mayor experiencia de fabricación y operativa, los costes de la tecnología PEM, junto con su mayor flexibilidad operativa, se traducirían en una ventaja comercial frente a la tecnología alcalina [127].

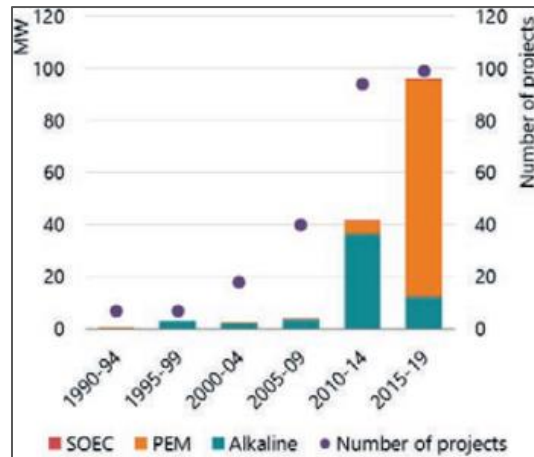


Gráfico E-12: Desarrollo de la capacidad acumulada de los electrolizadores para fines energéticos
Fuente: [76]

La última tendencia de utilización de los sistemas PEM sobre los alcalinos puede verse reflejada en el Gráfico E-12, donde se muestra la capacidad acumulada de los electrolizadores para fines energéticos a lo largo de los años. Durante el período entre 2015 y 2019, con alrededor de 100 proyectos construidos, en torno al 80% de la capacidad instalada es de tecnología PEM. También es relevante que son pocos los proyectos construidos en ese período, pero con menos de una decena de ellos, la capacidad instalada total de todas las tecnologías se duplica. En cuanto al coste de capital, diversos estudios aseguran una importante reducción de cara al futuro [2], [23], [69], [81], [125], [127], bien sea por la producción en escala, por el avance tecnológico y uso de nuevos materiales o por una mayor inversión económica en la investigación. Esta reducción podría ser de hasta más de la mitad del coste actual.

Descripción económica

Parque eólico:

CAPEX. Costes de desarrollo

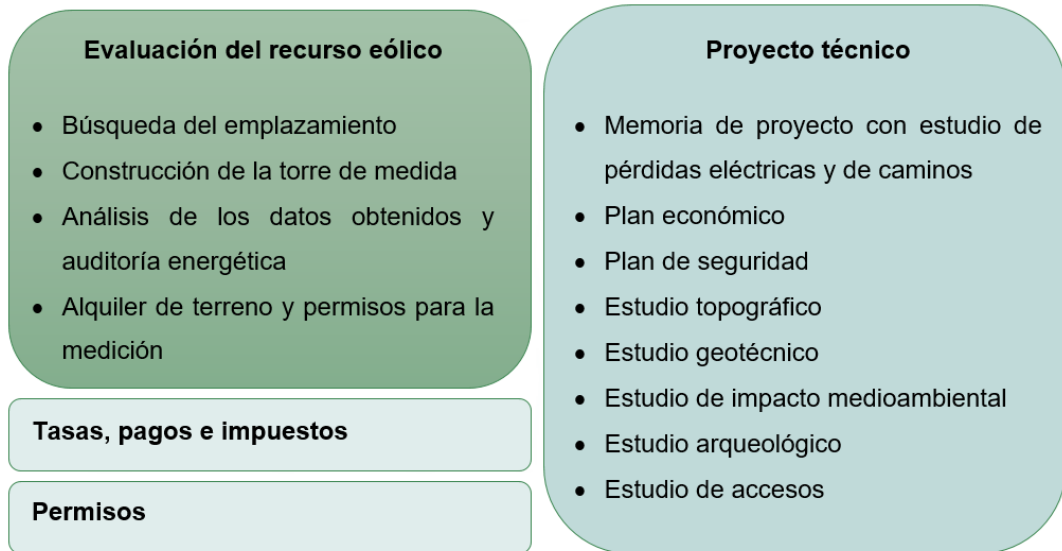


Tabla E-10: Resumen de costes de desarrollo
Elaboración propia

Costes de construcción



Tabla E-11: Resumen de costes de construcción
Elaboración propia

			2020	2030
COSTES DE CONSTRUCCIÓN	Aerogeneradores	Suministro, transporte, montaje	19.800.000 €	13.860.000 €
	Obra civil	Obra civil del parque	3.000.000 €	2.100.000 €
		Obra civil edificio de control	500.000 €	350.000 €
	Obra eléctrica	Suministros eléctricos para el montaje	3.000.000 €	2.100.000 €
		Montaje eléctrico del parque	550.000 €	385.000 €
COSTES DE DESARROLLO	Gastos de desarrollo durante la construcción		800.000 €	560.000 €

Tabla E-12: Resumen de costes de inversión de un parque eólico para 2020 y 2030
Elaboración propia

OPEX y gastos financieros

- Alquiler del terreno:
El coste del alquiler del terreno es de 1.200 € al año por MW instalado
- Gastos de operación y mantenimiento del parque:
El coste es de 150.000 € al año con un incremento anual de éste del 1 %
- Gastos de operación y mantenimiento de los aerogeneradores:
El coste es de 16.000 € al año por MW instalado con un incremento anual del 1 %
- Gastos de personal:
El coste es de 45.000 € al año con un incremento anual del 1 %
- Gastos de seguros e impuestos:
El coste es de 135.000 € al año con un incremento anual de 1.000 €
- Otros gastos: estos pueden ser administrativos, como gestiones con los proveedores, clientes, administraciones, informes de seguimiento o contabilidad.
El coste es de 15.000 € al año con un incremento anual de 1 %

En la Tabla E-13 se muestra el desglose del coste anual de explotación para el proyecto ya con la reducción del 30 % esperado para este tipo de instalaciones en 2030.

Si bien actualmente la vida útil de los parques es de alrededor de 20 años, se considerará la vida útil del parque de 25 años [151] siguiendo a los expertos que estiman que la vida útil será, para 2030, al menos un 10 % mayor [104].

Costes operativos (€) (70 % por abaratamiento)							
Año	Alquiler del terreno	Operación y mantenimiento del parque	Operación y mantenimiento de aerogeneradores	Personal	Seguros e impuestos	Otros	Total
1	26.460,0	105.000,0	352.800,0	31.500,0	94.500,0	10.500,0	620.760,0
2	26.724,6	106.050,0	356.328,0	31.815,0	95.500,0	10.605,0	627.022,6
3	26.991,8	107.110,5	359.891,3	32.133,2	96.500,0	10.711,1	633.337,8
4	27.261,8	108.181,6	363.490,2	32.454,5	97.500,0	10.818,2	639.706,2
5	27.534,4	109.263,4	367.125,1	32.779,0	98.500,0	10.926,3	646.128,3
6	27.809,7	110.356,1	370.796,3	33.106,8	99.500,0	11.035,6	652.604,5
7	28.087,8	111.459,6	374.504,3	33.437,9	100.500,0	11.146,0	659.135,6
8	28.368,7	112.574,2	378.249,4	33.772,3	101.500,0	11.257,4	665.722,0
9	28.652,4	113.700,0	382.031,8	34.110,0	102.500,0	11.370,0	672.364,2
10	28.938,9	114.837,0	385.852,2	34.451,1	103.500,0	11.483,7	679.062,8
11	29.228,3	115.985,3	389.710,7	34.795,6	104.500,0	11.598,5	685.818,4
12	29.520,6	117.145,2	393.607,8	35.143,6	105.500,0	11.714,5	692.631,6
13	29.815,8	118.316,6	397.543,9	35.495,0	106.500,0	11.831,7	699.502,9
14	30.113,9	119.499,8	401.519,3	35.849,9	107.500,0	11.950,0	706.433,0
15	30.415,1	120.694,8	405.534,5	36.208,4	108.500,0	12.069,5	713.422,3
16	30.719,2	121.901,7	409.589,8	36.570,5	109.500,0	12.190,2	720.471,5
17	31.026,4	123.120,8	413.685,7	36.936,2	110.500,0	12.312,1	727.581,2
18	31.336,7	124.352,0	417.822,6	37.305,6	111.500,0	12.435,2	734.752,1
19	31.650,1	125.595,5	422.000,8	37.678,6	112.500,0	12.559,5	741.984,6
20	31.966,6	126.851,4	426.220,8	38.055,4	113.500,0	12.685,1	749.279,4
21	32.286,2	128.120,0	430.483,0	38.436,0	114.500,0	12.812,0	756.637,2
22	32.609,1	129.401,2	434.787,9	38.820,3	115.500,0	12.940,1	764.058,6
23	32.935,2	130.695,2	439.135,8	39.208,5	116.500,0	13.069,5	771.544,2
24	33.264,5	132.002,1	443.527,1	39.600,6	117.500,0	13.200,2	779.094,6
25	33.597,2	133.322,1	447.962,4	39.996,6	118.500,0	13.332,2	786.710,6
Total	747.315,1	2.965.535,9	9.964.200,8	889.660,8	2.662.500,0	296.553,6	17.525.766,2

Tabla E-13: Resumen anual de los costes de operación del parque eólico en 2030
Elaboración propia

Financiación:

Precio inversión	28.405.000 €
Porcentaje prestado	75 %
Capital prestado	21.303.750 €
Tasa de interés	5 %
Suma a devolver	30.786.780,14 €
Período de devolución	15 años
Cuota anual	2.052.452,01 €

Tabla E-14: Resumen condiciones de financiación
Elaboración propia

Costes de financiación (€)				
Año	Cuota	Interés pagado	Amortización	Capital pendiente
0				21.303.750
1	2.052.452,01	1.065.187,50	987.264,51	20.316.485
2	2.052.452,01	1.015.824,27	1.036.627,74	19.279.858
3	2.052.452,01	963.992,89	1.088.459,12	18.191.399
4	2.052.452,01	909.569,93	1.142.882,08	17.048.517
5	2.052.452,01	852.425,83	1.200.026,18	15.848.490
6	2.052.452,01	792.424,52	1.260.027,49	14.588.463
7	2.052.452,01	729.423,14	1.323.028,87	13.265.434
8	2.052.452,01	663.271,70	1.389.180,31	11.876.254
9	2.052.452,01	593.812,69	1.458.639,32	10.417.614
10	2.052.452,01	520.880,72	1.531.571,29	8.886.043
11	2.052.452,01	444.302,15	1.608.149,85	7.277.893
12	2.052.452,01	363.894,66	1.688.557,35	5.589.336
13	2.052.452,01	279.466,79	1.772.985,22	3.816.351
14	2.052.452,01	190.817,53	1.861.634,48	1.954.716
15	2.052.452,01	97.735,81	1.954.716,20	0
	30.786.780,14			

Tabla E-15: Cuotas, amortización y capital pendiente anual con una financiación externa del 75%
Elaboración propia

$$\text{Término amortizativo } (Ta) = \frac{C \times i}{1 - (1+i)^{-n}} \quad (22)$$

C=Capital; i=interés; n=años de amortización

$$\text{Interés pagado por cuota } (Ci) = Cv \times i \quad (23)$$

Cv= Capital vivo

$$\text{Cuota de amortización } (Ca) = Ta - Ci \quad (24)$$

$$\text{Total amortizado } (Tam) = \sum Ca \quad (25)$$

$$\text{Capital vivo } (Cv) = C - Tam \quad (26)$$

F. ANEXO F: SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MEDIANTE WASP

Producción de energía eólica

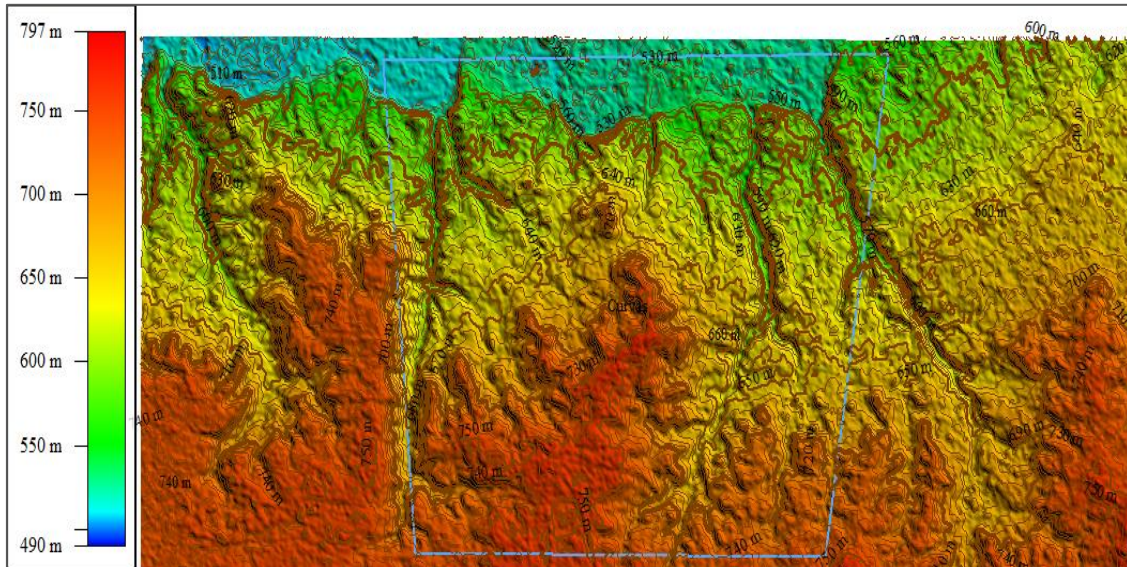


Ilustración F-1: Curvas de nivel y altitud del terreno en el que se encuentra el parque eólico
Fuente: Global Mapper

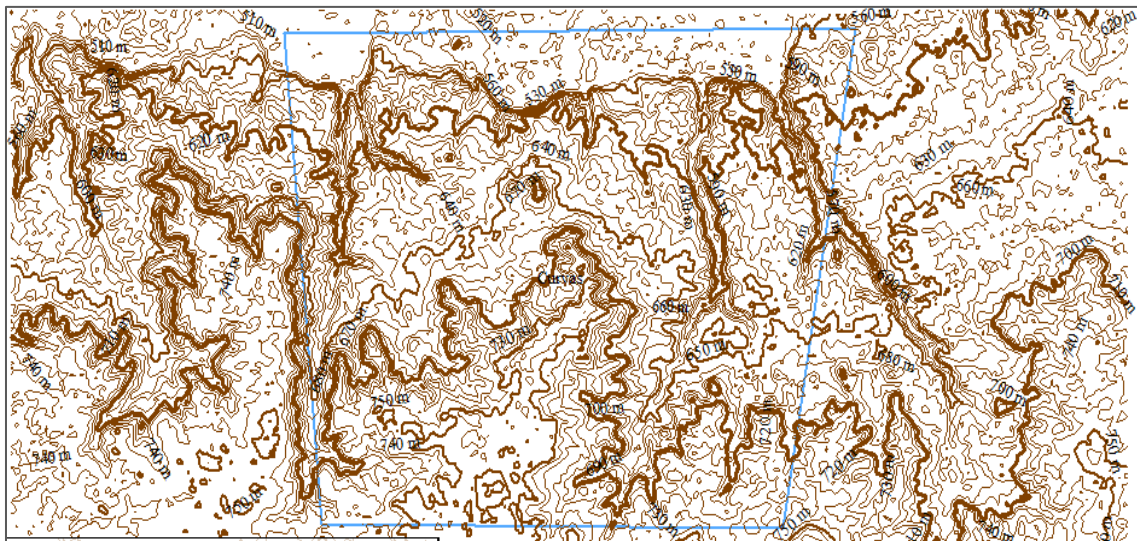


Ilustración F-2: Curvas de nivel del terreno en el que se encuentra el parque eólico
Fuente: Global Mapper

Turbina 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	1,333	4,448	1,871	7,652
	Energía neta GWh/año			
	1,333	4,448	1,871	7,652
	Pérdidas %			
	0	0	0	0
	Frecuencia %			
9,3	17	10	36,3	
RIX %	Velocidad media m/s			
3,1	7,4	10,62	8,55	9,22

Tabla F-1: Información de la turbina 1 para los sectores 2, 3 y 4
Elaboración propia

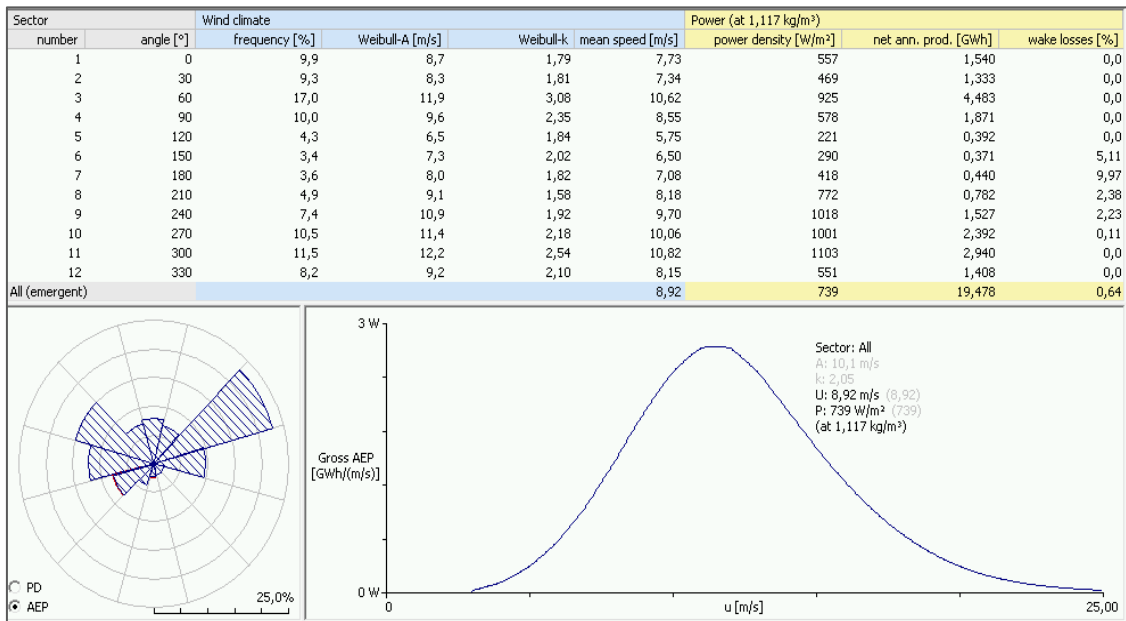


Gráfico F-1: Información detallada de la producción de la turbina 1
Fuente: WASP

Turbina 2	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	1,185	4,109	1,97	7,264
	Energía neta GWh/año			
	1,185	4,109	1,97	7,264
	Pérdidas %			
	0	0	0	0
	Frecuencia %			
8,9	16,4	10,4	35,7	
RIX %	Velocidad media m/s			
1,5	7,03	10,22	8,59	8,95

Tabla F-2: Información de la turbina 2 para los sectores 2, 3 y 4
Elaboración propia

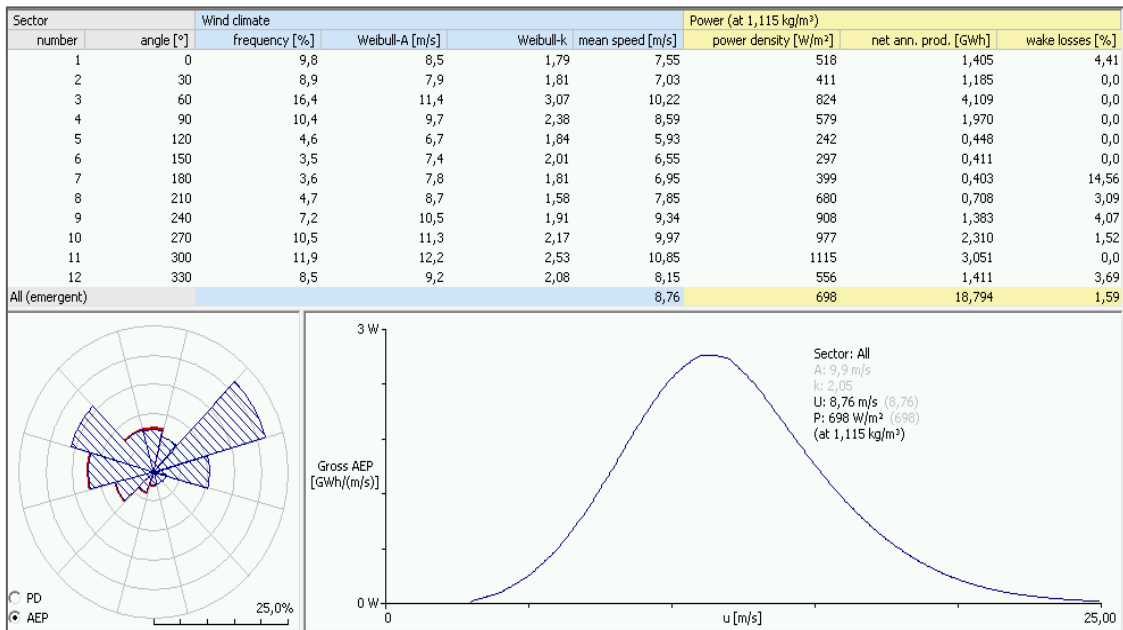


Gráfico F-2: Información detallada de la producción de la turbina 2
Fuente: WAsP

Turbina 3	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	1,405	4,067	1,618	7,09
	Energía neta GWh/año			
	1,405	4,067	1,618	7,09
	Pérdidas %			
	0	0	0	0
	Frecuencia %			
9,7	16,4	9,5	35,6	
RIX %	Velocidad media m/s			
2	7,38	10,09	8,04	8,80

Tabla F-3: Información de la turbina 3 para los sectores 2, 3 y 4
Elaboración propia

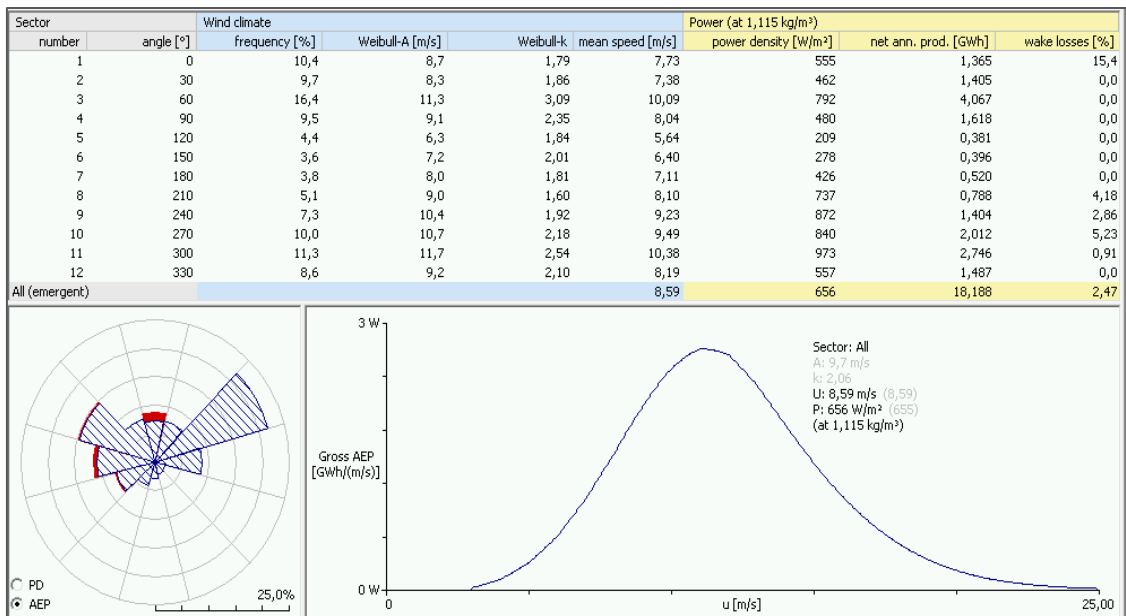


Gráfico F-3: Información detallada de la producción de la turbina 3
Fuente: WASP

Turbina 4	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	1,63	4,354	1,606	7,589
	Energía neta GWh/año			
	1,63	4,304	1,57	7,504
	Pérdidas %			
	0	1,14	2,22	1,12
	Frecuencia %			
10,3	16,8	9,3	36,4	
RIX %	Velocidad media m/s			
4,5	7,77	10,47	8,11	9,10

Tabla F-4: Información de la turbina 4 para los sectores 2, 3 y 4
Elaboración propia

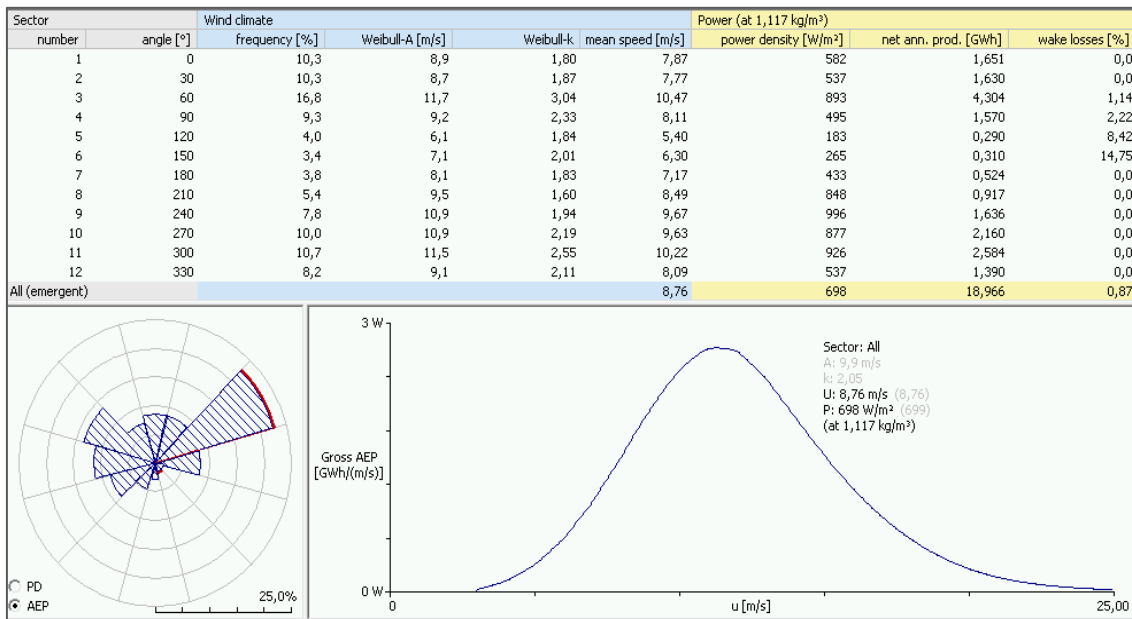


Gráfico F-4: Información detallada de la producción de la turbina 4
Fuente: WASP

Turbina 5	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	1,848	3,793	1,331	6,972
	Energía neta GWh/año			
	1,839	3,692	1,252	6,783
	Pérdidas %			
	0,48	2,66	5,93	2,71
	Frecuencia %			
11,1	15,7	8,7	35,5	
RIX %	Velocidad media m/s			
3,6	8,03	9,93	7,57	8,76

Tabla F-5: Información de la turbina 5 para los sectores 2, 3 y 4
Elaboración propia

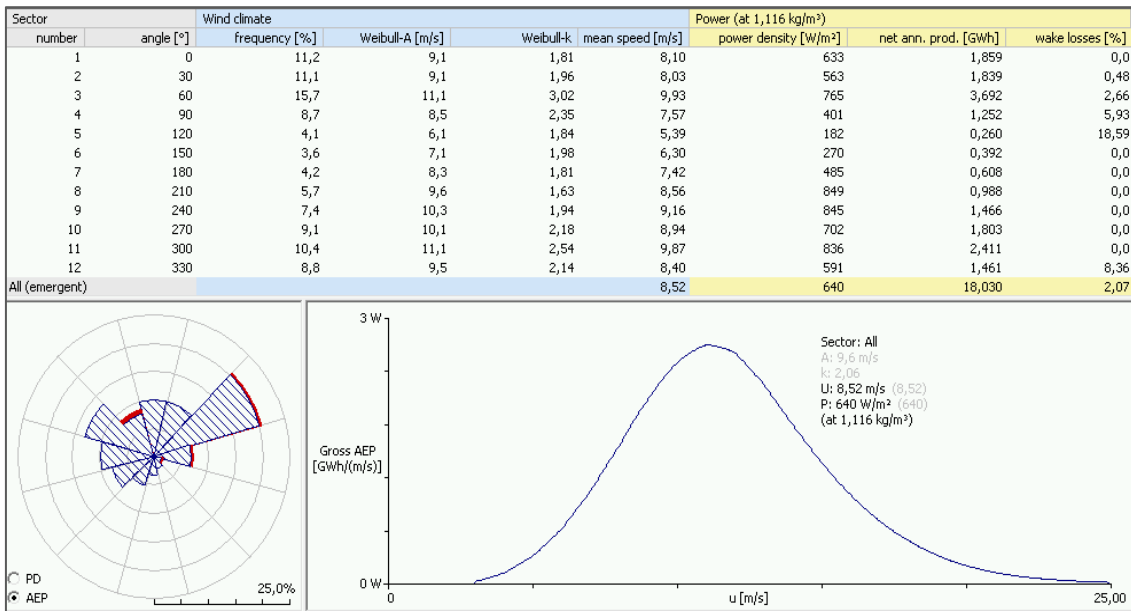


Gráfico F-5: Información detallada de la producción de la turbina 5
Fuente: WASP

Turbina 6	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	1,716	3,390	1,266	6,372
	Energía neta GWh/año			
	1,678	3,237	1,21	6,125
	Pérdidas %			
	2,2	4,52	4,41	3,87
	Frecuencia %			
10,6	14,8	8,5	33,9	
RIX %	Velocidad media m/s			
2,2	7,88	9,54	7,49	8,51

Tabla F-6: Información de la turbina 6 para los sectores 2, 3 y 4
Elaboración propia

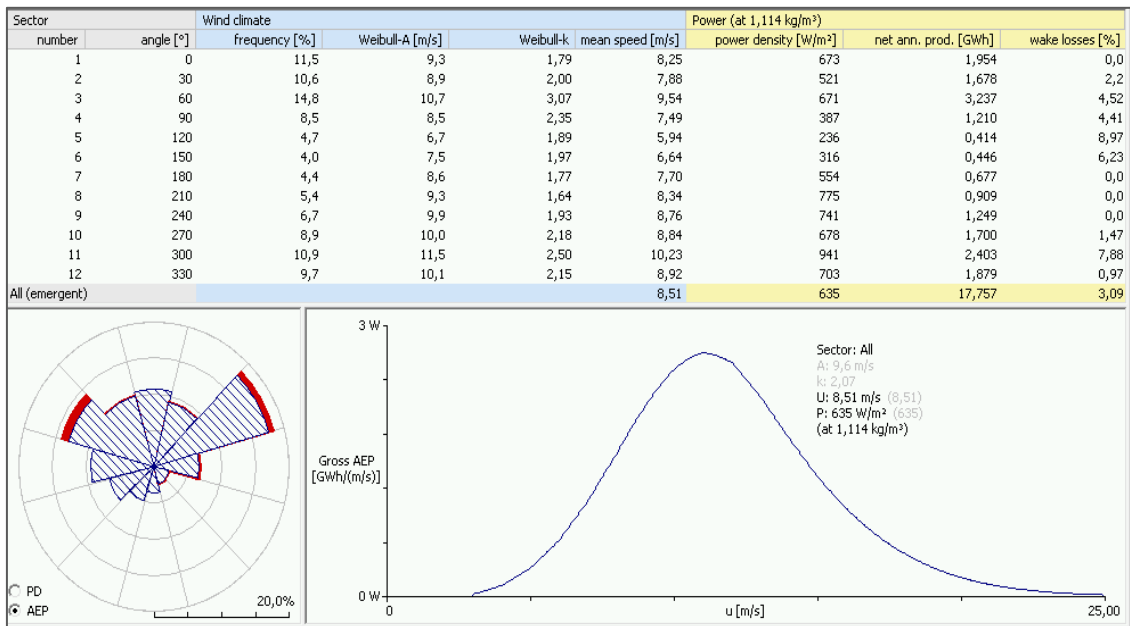


Gráfico F-6: Información detallada de la producción de la turbina 6
Fuente: WASP

Turbina 7	Sector 2	Sector 3	Sector 4	TOTAL
	Energía bruta GWh/año			
	1,561	3,856	1,444	6,861
	Energía neta GWh/año			
	1,417	3,794	1,444	6,655
	Pérdidas %			
	9,23	1,6	0	3,00
	Frecuencia %			
10,3	16,1	9,1	35,5	
RIX %	Velocidad media m/s			
2,8	7,57	9,86	7,72	8,65

Tabla F-7: Información de la turbina 7 para los sectores 2, 3 y 4
Elaboración propia

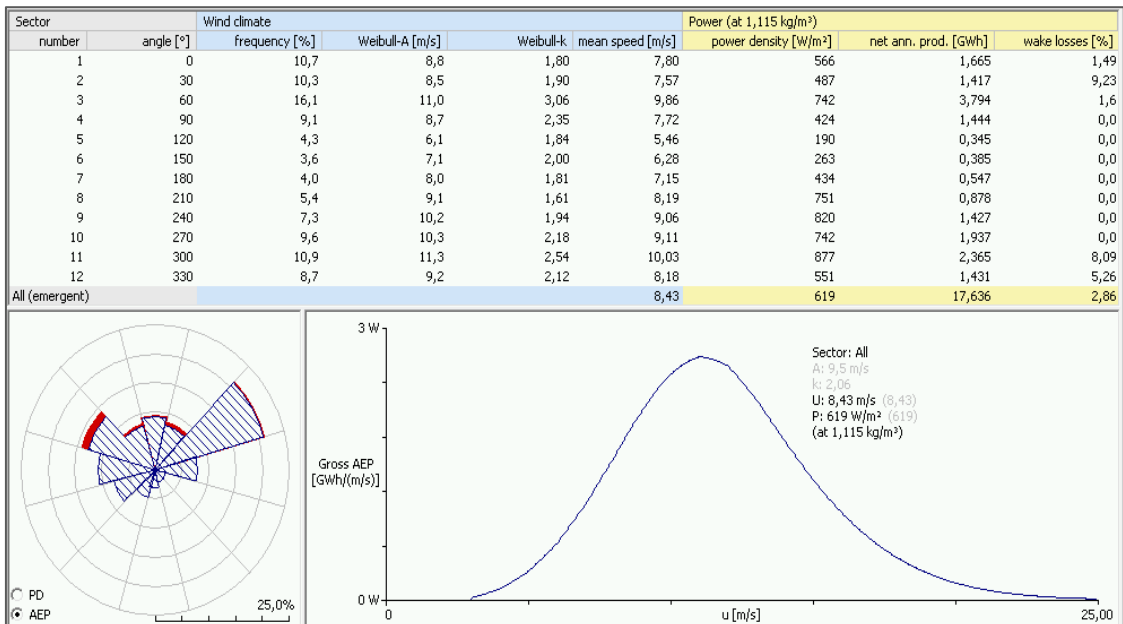


Gráfico F-7: Información detallada de la producción de la turbina 7
Fuente: WASP

Escenario de pérdidas eléctricas

- Pérdidas eléctricas: Durante la transmisión de la energía eléctrica desde el aerogenerador hasta ser vertida, pasa por el propio generador, por el cableado y por el transformador, todos estos equipos tienen un rendimiento y por tanto unas pérdidas que se estimarán de un 3 %.
- Disponibilidad: Paradas por revisiones o por mantenimiento, ya sea de las turbinas o de la red eléctrica, provocarán unas pérdidas que se supondrán del 3 %.
- Altas velocidades de viento: Cuando el viento es superior al límite de los aerogeneradores, estos se paran y no producen. Como se vio, la velocidad en el emplazamiento nunca superaba este límite por lo que se considerarán despreciables.
- Incertidumbre de cálculo: No se puede determinar, con total exactitud, si los cálculos son correctos, por lo que se considerará que se producen unas pérdidas de un 1 %
- Contaminación ambiental: Al estar a la intemperie, los aerogeneradores pueden perder parte de sus propiedades aerodinámicas, generando un 1 % menos de lo esperado.
- Garantía de la curva de potencia: Esto realmente no es una pérdida energética ya que, en este caso, se compensa el de los fabricantes al dar la curva de potencia. Estas pérdidas son siempre tenidas en cuenta y se considerarán del 4 %.

G. ANEXO G. SIMULACIÓN GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2014	33,62	17,12	26,67	26,44	42,41	50,95	48,21	49,91	58,89	55,11	46,80	47,47
2015	51,60	42,57	43,13	45,34	45,12	54,73	59,55	55,59	51,88	49,90	51,20	52,61
2016	36,53	27,50	27,80	24,11	25,77	38,90	40,53	41,16	43,59	52,83	56,13	60,49
2017	71,49	51,74	43,19	43,69	47,11	50,22	48,63	47,46	49,15	56,77	59,19	57,94
2018	49,98	54,88	40,18	42,67	54,92	58,46	61,88	64,33	71,27	65,08	61,97	61,81
2019	61,99	54,01	48,82	50,41	48,39	47,19	51,46	44,96	42,11	47,17	42,19	33,80
2020	41,10	35,87	27,74	17,65	21,25	30,62	34,64	36,20	41,96	36,56	41,94	41,97
	Ev Ene	Ev Feb	Ev Mar	Ev Abr	Ev May	Ev Jun	Ev Jul	Ev Ago	Ev Sep	Ev Oct	Ev Nov	Ev Dic
2015-2014	53,48%	148,70%	61,73%	71,45%	6,40%	7,42%	23,51%	11,37%	-11,91%	-9,47%	9,40%	10,82%
2016-2015	-29,20%	-35,40%	-35,53%	-46,82%	-42,90%	-28,93%	-31,94%	-25,96%	-15,98%	5,88%	9,64%	14,97%
2017-2016	95,71%	88,15%	55,35%	81,21%	82,85%	29,11%	20,00%	15,31%	12,77%	7,47%	5,45%	-4,21%
2018-2017	-30,09%	6,07%	-6,98%	-2,33%	16,57%	16,41%	27,24%	35,55%	45,01%	14,63%	4,70%	6,67%
2019-2018	24,02%	-1,59%	21,50%	18,13%	-11,89%	-19,27%	-16,84%	-30,11%	-40,91%	-27,52%	-31,92%	-45,31%
2020-2019	-33,69%	-33,59%	-43,18%	-64,98%	-56,07%	-35,12%	-32,70%	-19,49%	-0,37%	-22,49%	-0,61%	24,14%
2020-2014	22,26%	109,56%	4,02%	-33,24%	-49,88%	-39,91%	-28,16%	-27,47%	-28,75%	-33,66%	-10,39%	-11,60%

Tabla G-1: Precios mensuales promedio y evolución entre 2014 y 2020
Fuente: REE; Elaboración propia

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Ene	46,02	40,40	36,95	35,20	34,24	35,83	40,17	48,53	52,15	54,91	56,09	55,09	53,94	52,93	50,72	48,93	49,20	52,85	58,26	60,80	60,33	58,68	55,08	50,01
Feb	38,38	33,94	30,87	29,31	28,68	29,92	33,95	40,94	43,04	45,76	45,73	44,06	42,87	41,71	39,47	37,72	37,81	40,24	45,36	51,40	52,27	50,26	45,66	41,15
Mar	35,86	32,29	29,69	28,73	28,30	29,67	33,49	37,51	39,66	40,83	40,19	39,07	38,41	37,72	36,09	33,99	33,20	34,68	37,94	44,03	46,72	45,12	41,50	38,06
Abr	36,56	32,80	30,18	29,27	28,67	29,82	33,74	36,77	38,78	40,31	39,87	38,84	38,16	37,49	35,42	33,27	31,89	32,23	33,40	35,85	40,19	44,72	41,62	38,38
May	41,14	38,22	36,08	35,34	35,08	36,10	38,91	41,03	42,93	43,64	43,35	43,07	43,10	42,77	41,38	39,42	38,47	38,69	39,11	40,48	43,09	47,02	45,88	42,74
Jun	47,92	45,25	43,14	42,47	42,14	42,93	44,93	46,92	49,18	49,71	49,92	50,00	50,40	50,21	48,59	46,48	45,67	45,96	46,25	47,05	48,62	51,33	51,71	48,31
Jul	50,07	45,87	43,45	42,85	42,44	43,10	45,25	47,33	49,94	51,55	52,04	52,47	53,15	53,43	52,18	50,55	49,86	49,83	49,61	49,85	50,93	52,92	53,53	50,33
Ago	48,59	45,28	43,09	42,36	41,83	42,33	44,77	46,68	48,70	50,71	50,61	50,93	51,60	51,89	50,92	49,30	48,63	48,83	49,04	49,62	51,23	54,43	53,38	49,55
Sep	50,10	47,31	45,21	44,45	43,81	44,53	48,43	51,98	53,08	54,58	54,16	53,67	53,88	53,91	52,40	50,85	50,37	51,03	51,98	54,07	57,22	58,16	54,27	50,91
Oct	49,28	45,41	42,43	41,28	40,65	41,97	47,00	53,80	55,79	57,22	56,93	55,58	54,90	54,23	51,99	50,20	50,26	52,62	55,55	59,71	62,64	60,18	55,53	51,15
Nov	48,24	44,06	41,04	39,24	38,45	40,17	45,33	51,47	53,61	55,17	55,16	54,44	54,05	53,58	52,17	51,20	52,00	55,92	60,85	61,92	60,81	57,94	54,68	50,80
Dic	48,01	43,08	39,52	37,39	36,52	37,96	42,29	49,52	52,48	54,99	56,19	55,30	54,32	53,99	52,61	51,39	52,24	56,06	60,30	60,99	60,17	58,25	55,68	51,61
Prom	45,01	41,16	38,47	37,32	36,73	37,86	41,52	46,04	48,28	49,95	50,02	49,38	49,06	48,65	46,99	45,27	44,97	46,58	48,97	51,32	52,85	53,25	50,71	46,92

Tabla G-2: Precio horario medio por mes de los años 2014 a 2020
Fuente: REE; Elaboración propia

GWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2011	4.021,66	4.028,62	4.692,97	3.399,89	3.166,01	2.937,49	3.254,70	2.730,85	2.322,96	3.152,20	3.819,86	4.588,58
	9,55 %	9,57 %	11,14 %	8,07 %	7,52 %	6,97 %	7,73 %	6,48 %	5,52 %	7,48 %	9,07 %	10,90 %
2012	3.648,79	5.018,86	3.811,35	5.306,39	3.707,88	3.429,20	2981,91	3126,88	3940,34	3129,82	4604,84	5449,98
	7,58 %	10,42 %	7,91 %	11,02 %	7,70 %	7,12 %	6,19 %	6,49 %	8,18 %	6,50 %	9,56 %	11,32 %
2013	6291,57	5341,00	5749,10	4396,78	3932,35	3827,05	2844,21	3411,02	3214,27	3963,88	6429,81	4943,44
	11,58 %	9,83 %	10,58 %	8,09 %	7,24 %	7,04 %	5,23 %	6,28 %	5,91 %	7,29 %	11,83 %	9,10 %
2014	6540,92	5884,29	5050,01	3950,22	4134,84	3275,60	3591,60	2857,51	2132,61	3382,77	5071,98	4764,32
	12,92 %	11,62 %	9,97 %	7,80 %	8,17 %	6,47 %	7,09 %	5,64 %	4,21 %	6,68 %	10,02 %	9,41 %
2015	4912,46	5948,17	4865,12	3904,52	4800,45	2873,29	3053,37	3237,37	3002,69	3889,98	3699,88	3528,56
	10,30 %	12,47 %	10,20 %	8,18 %	10,06 %	6,02 %	6,40 %	6,78 %	6,29 %	8,15 %	7,75 %	7,39 %
2016	5604,84	6068,14	5409,60	4414,65	3902,19	3226,86	3464,68	3603,86	2666,89	2376,01	3888,75	2671,69
	11,85 %	12,83 %	11,44 %	9,33 %	8,25 %	6,82 %	7,33 %	7,62 %	5,64 %	5,02 %	8,22 %	5,65 %
2017	4796,96	4905,54	4687,84	4177,34	3440,35	3152,08	3336,79	3296,36	2817,34	3186,72	3957,53	5753,25
	10,10 %	10,33 %	9,87 %	8,79 %	7,24 %	6,63 %	7,02 %	6,94 %	5,93 %	6,71 %	8,33 %	12,11 %
2018	5291,42	4633,94	7675,51	4415,63	3264,15	2576,11	2480,89	3067,41	2406,61	4299,00	4526,01	4319,03
	10,81 %	9,47 %	15,68 %	9,02 %	6,67 %	5,26 %	5,07 %	6,27 %	4,92 %	8,78 %	9,25 %	8,82 %
2019	5970,68	3646,80	4823,65	4595,95	4580,99	3212,81	3282,45	2731,92	3794,44	3719,93	7333,00	5408,23
	11,24 %	6,87 %	9,08 %	8,66 %	8,63 %	6,05 %	6,18 %	5,14 %	7,15 %	7,01 %	13,81 %	10,18 %
2020	4566,30	4177,81	5503,50	3639,80	3894,58	3240,16	4099,93	3508,45	3962,24	5669,71	4154,08	7378,73
	8,49 %	7,77 %	10,23 %	6,77 %	7,24 %	6,02 %	7,62 %	6,52 %	7,37 %	10,54 %	7,72 %	13,72 %
Anual	5.164,56	4.965,32	5.226,87	4.220,12	3.882,38	3.175,07	3.239,06	3.157,17	3.026,04	3.677,00	4.748,57	4.880,58
	10,46 %	10,06 %	10,59 %	8,55 %	7,87 %	6,43 %	6,56 %	6,40 %	6,13 %	7,45 %	9,62 %	9,89 %

Tabla G-3: Generación eólica mensual y reparto porcentual anual de 2011 a 2020
Fuente: REE; Elaboración propia

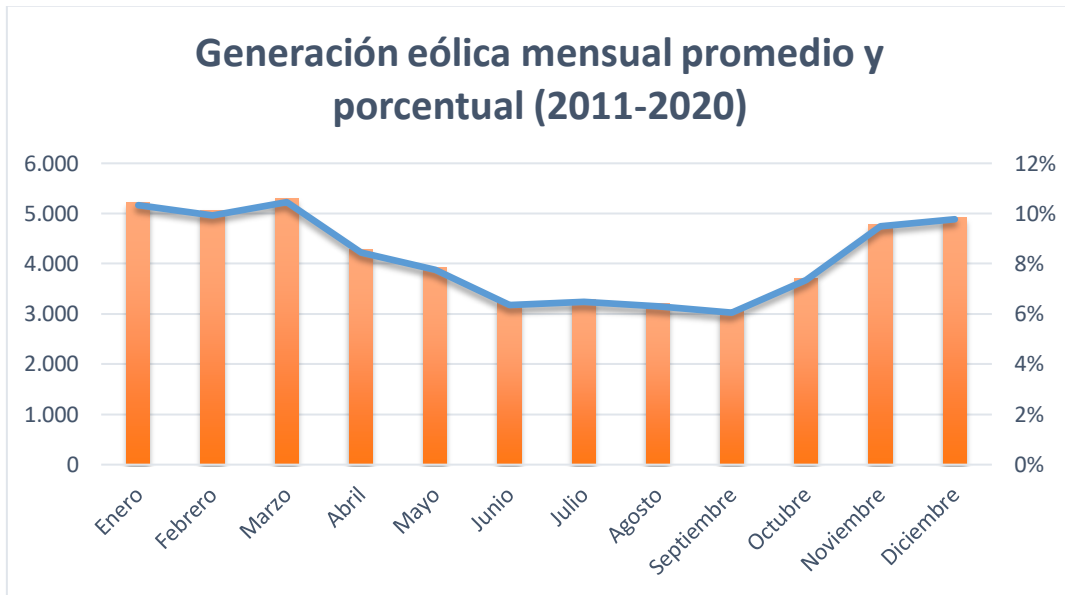


Gráfico G-1: Resumen de la generación eólica por meses
Fuente: REE. Elaboración propia

MWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
1	7.376,15	7.466,93	7.497,81	5.927,33	5.887,97	4.911,37	5.467,36	5.159,16	4.658,98	5.332,34	6.586,82	6.712,27	6.082,04
2	7.338,37	7.360,98	7.383,98	5.827,28	5.719,79	4.695,47	5.234,47	4.944,49	4.549,49	5.304,66	6.594,72	6.679,51	5.969,43
3	7.228,37	7.231,33	7.261,62	5.712,37	5.539,34	4.466,09	4.972,18	4.691,42	4.389,26	5.247,72	6.580,41	6.598,76	5.826,57
4	7.095,49	7.145,75	7.158,19	5.604,33	5.362,44	4.239,58	4.722,62	4.440,03	4.230,25	5.196,12	6.555,35	6.493,54	5.686,97
5	7.046,27	7.099,44	7.065,89	5.474,25	5.197,23	4.024,32	4.491,99	4.209,96	4.064,69	5.139,62	6.544,88	6.433,52	5.566,00
6	7.066,17	7.097,46	7.018,33	5.409,36	5.051,84	3.867,46	4.277,35	4.022,28	3.946,05	5.102,09	6.518,88	6.415,64	5.482,74
7	7.143,77	7.177,43	7.014,10	5.369,15	4.961,43	3.754,06	4.113,70	3.870,82	3.841,72	5.075,66	6.492,80	6.418,43	5.436,09
8	7.163,66	7.270,81	6.976,48	5.318,16	4.846,78	3.565,27	3.898,49	3.739,51	3.754,07	5.040,61	6.444,61	6.429,04	5.370,62
9	7.153,98	7.258,37	6.785,04	5.152,53	4.535,45	3.164,88	3.462,90	3.418,16	3.593,75	4.978,12	6.363,51	6.434,77	5.191,79
10	7.029,62	7.080,95	6.596,77	4.937,48	4.350,54	2.961,70	3.103,04	3.036,73	3.291,00	4.759,33	6.161,41	6.355,22	4.971,98
11	6.826,82	7.033,57	6.720,72	5.004,94	4.417,85	3.000,94	2.970,45	2.902,93	3.190,20	4.569,28	6.103,51	6.168,23	4.909,12
12	6.838,82	7.189,22	6.945,30	5.231,77	4.555,95	3.147,63	2.967,22	2.899,70	3.242,14	4.624,95	6.216,46	6.118,14	4.998,11
13	7.023,58	7.387,14	7.148,29	5.456,61	4.738,38	3.359,30	3.120,36	3.040,41	3.341,75	4.749,91	6.380,15	6.256,48	5.166,86
14	7.236,21	7.578,04	7.378,77	5.676,10	4.948,69	3.654,58	3.387,17	3.290,34	3.518,56	4.877,14	6.522,75	6.408,54	5.373,07
15	7.390,24	7.698,35	7.569,85	5.909,80	5.198,26	4.009,28	3.768,22	3.626,55	3.766,38	5.004,02	6.599,19	6.528,12	5.589,02
16	7.388,49	7.783,46	7.744,79	6.137,24	5.475,46	4.395,13	4.193,47	4.001,45	4.040,30	5.125,05	6.572,49	6.513,97	5.780,94
17	7.310,76	7.777,70	7.821,51	6.346,35	5.750,16	4.756,09	4.614,93	4.403,78	4.321,56	5.206,94	6.436,24	6.389,18	5.927,93
18	7.198,17	7.642,52	7.820,55	6.512,84	6.025,09	5.093,81	5.020,93	4.803,88	4.581,97	5.222,16	6.267,43	6.342,60	6.044,33
19	7.278,84	7.469,18	7.645,95	6.602,15	6.211,34	5.354,31	5.381,20	5.173,28	4.769,71	5.164,96	6.351,30	6.515,10	6.159,78
20	7.443,24	7.577,47	7.529,68	6.487,07	6.251,12	5.478,72	5.610,48	5.428,07	4.770,60	5.091,24	6.511,03	6.666,78	6.237,13
21	7.516,20	7.712,69	7.590,37	6.213,87	6.104,27	5.368,93	5.667,53	5.453,32	4.715,90	5.217,08	6.604,16	6.737,57	6.241,82
22	7.529,74	7.754,69	7.629,81	6.144,04	5.998,27	5.161,14	5.620,68	5.448,72	4.798,13	5.319,77	6.639,68	6.780,74	6.235,45
23	7.525,83	7.709,04	7.594,08	6.095,56	6.023,55	5.145,02	5.700,67	5.443,89	4.828,42	5.356,90	6.656,44	6.760,83	6.236,69
24	7.508,33	7.601,94	7.521,74	6.011,78	5.961,93	5.076,88	5.650,65	5.329,40	4.761,00	5.356,07	6.682,62	6.713,14	6.181,29

Tabla G-4: Generación promedio horaria por meses
Fuente: REE; Elaboración propia

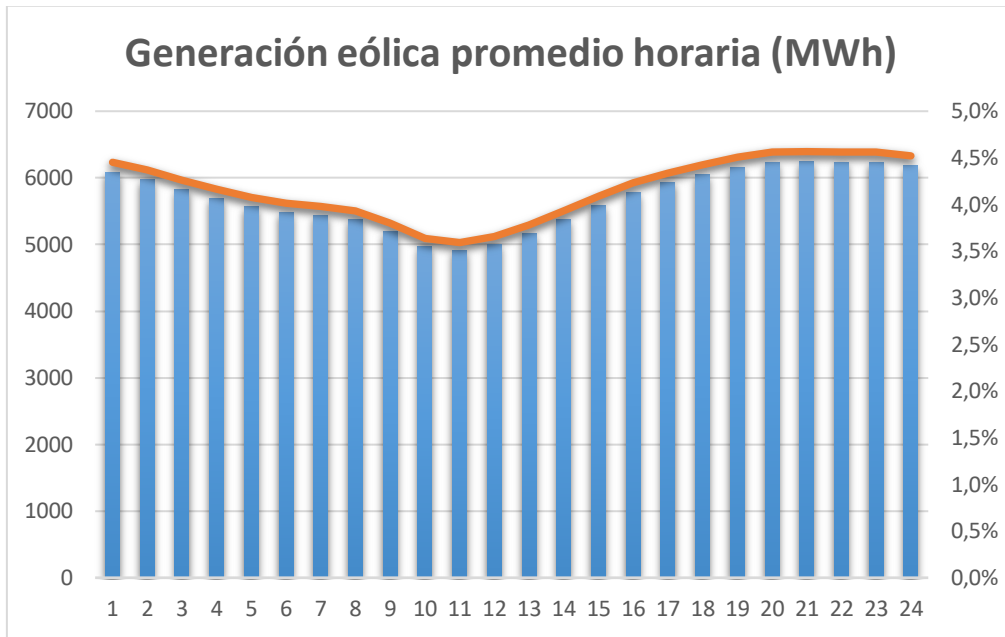


Gráfico G-2: Resumen de la generación eólica por horas
Fuente: REE. Elaboración propia

Precio límite: 30 €/MWh			
	Electricidad (MWh)	Hidrógeno (MWh)	Hidrógeno verde (kgH ₂)
Enero	4.518,22	0,00	55 kWh/kgH ₂
Febrero	3.823,37	520,54	30.962
Marzo	3.829,70	743,02	50 kWh/kgH ₂
Abril	3.252,65	439,32	34.058
Mayo	3.396,50	0,00	45 kWh/kgH ₂
Junio	2.777,71	0,00	37.842
Julio	2.833,69	0,00	40 kWh/kgH ₂
Agosto	2.762,05	0,00	42.572
Septiembre	2.647,33	0,00	
Octubre	3.216,83	0,00	
Noviembre	4.154,29	0,00	
Diciembre	4.269,78	0,00	
Año	41.482,12	1.702,88	

Tabla G-5: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 30 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador
Elaboración propia

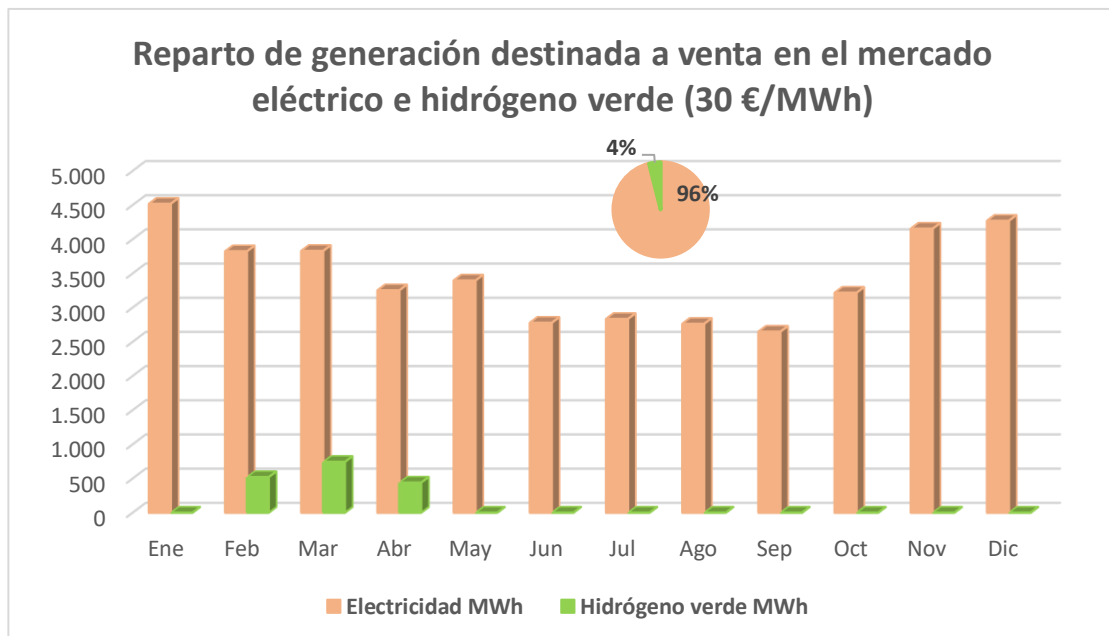


Gráfico G-3: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 30 €/MWh
Elaboración propia

Precio límite: 35 €/MWh			
	Electricidad (MWh)	Hidrógeno (MWh)	Hidrógeno verde (kgH ₂)
Enero	4.334,89	183,33	55 kWh/kgH ₂
Febrero	3.292,41	1.051,50	82.450
Marzo	2.844,75	1.727,98	50 kWh/kgH ₂
Abril	2.120,05	1.571,92	90.695
Mayo	3.396,50	0,00	45 kWh/kgH ₂
Junio	2.777,71	0,00	100.772
Julio	2.833,69	0,00	40 kWh/kgH ₂
Agosto	2.762,05	0,00	113.368
Septiembre	2.647,33	0,00	
Octubre	3.216,83	0,00	
Noviembre	4.154,29	0,00	
Diciembre	4.269,78	0,00	
Año	38.650,27	4.534,73	

Tabla G-6: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 35 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador
Elaboración propia

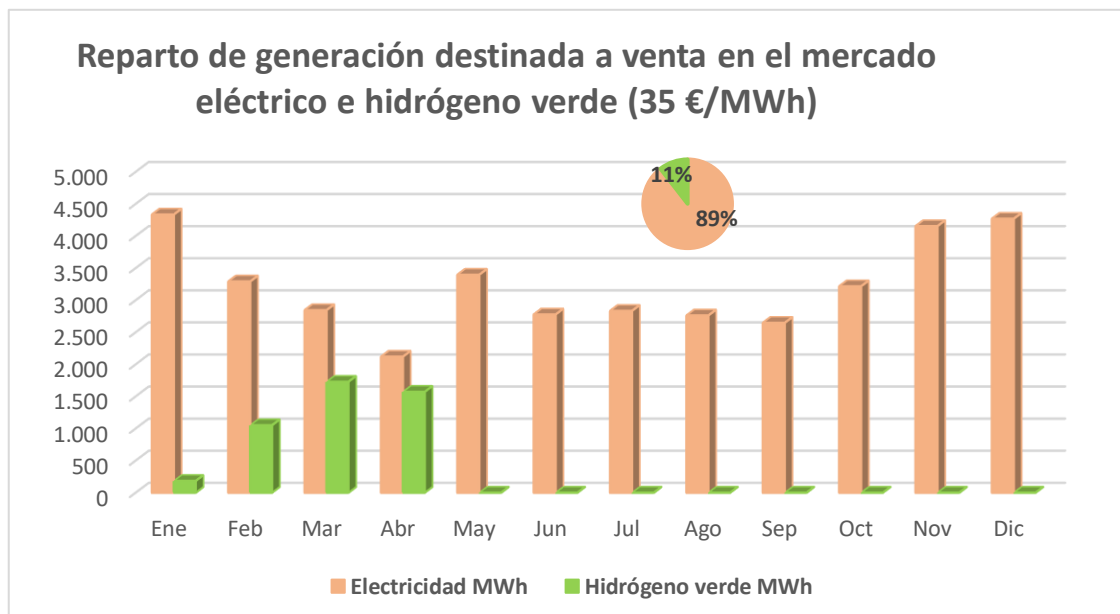


Gráfico G-4: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 35 €/MWh
Elaboración propia

Precio límite: 40 €/MWh			
	Electricidad (MWh)	Hidrógeno (MWh)	Hidrógeno verde (kgH ₂)
Enero	3.778,36	739,86	55 kWh/kgH ₂
Febrero	2.543,00	1.800,90	210.173
Marzo	1.138,14	3.434,59	50 kWh/kgH ₂
Abril	623,25	3.068,72	231.190
Mayo	1.941,91	1.454,59	45 kWh/kgH ₂
Junio	2.777,71	0,00	256.878
Julio	2.833,69	0,00	40 kWh/kgH ₂
Agosto	2.762,05	0,00	988288.
Septiembre	2.647,33	0,00	
Octubre	3.216,83	0,00	
Noviembre	3.804,06	350,24	
Diciembre	3.559,16	710,62	
Año	31.625,48	11.559,52	

Tabla G-7: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 40 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador
Elaboración propia

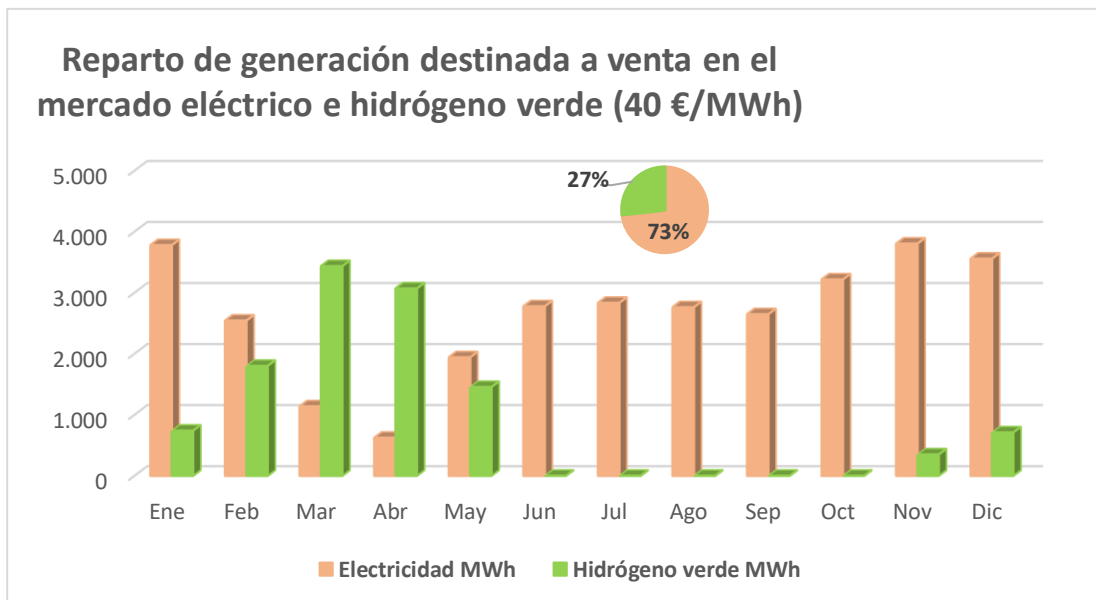


Gráfico G-5: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 40 €/MWh
Elaboración propia

Precio límite: 45 €/MWh			
	Electricidad (MWh)	Hidrógeno (MWh)	Hidrógeno verde (kgH ₂)
Enero	3.401,57	1.116,65	55 kWh/kgH ₂
Febrero	1.276,50	3.067,41	355.627
Marzo	396,75	4.175,98	50 kWh/kgH ₂
Abril	0,00	3.691,97	391.189
Mayo	316,25	3.080,25	45 kWh/kgH ₂
Junio	2.227,01	550,70	434.655
Julio	2.346,60	487,08	40 kWh/kgH ₂
Agosto	2.191,39	570,65	488.987
Septiembre	2.319,89	327,45	
Octubre	2.671,68	545,15	
Noviembre	3.277,53	876,76	
Diciembre	3.200,37	1.069,41	
Año	23.625,53	19.559,47	

Tabla G-8: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 45 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador
Elaboración propia

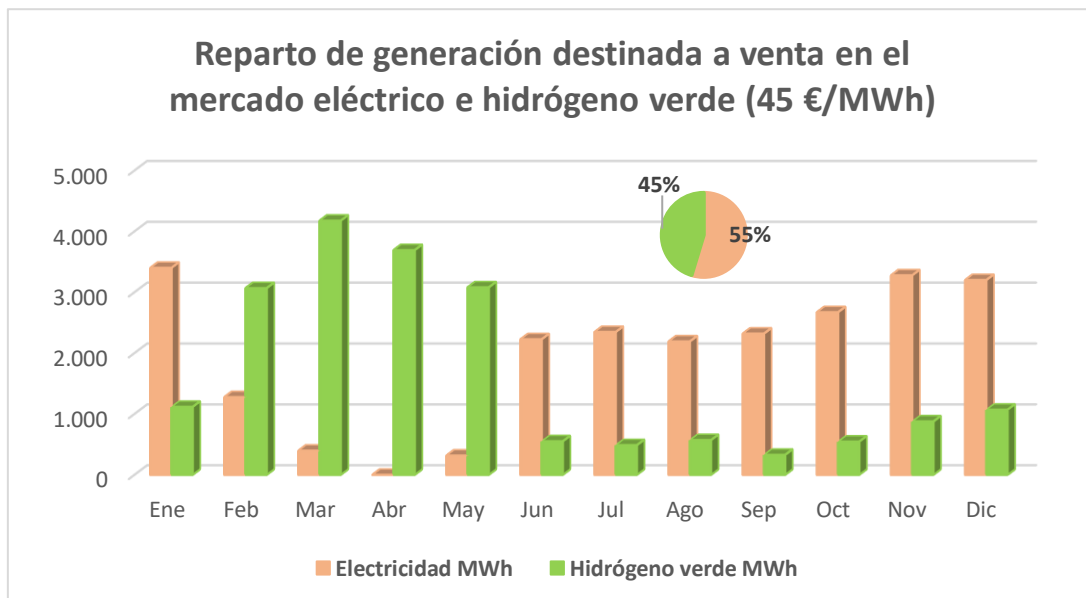


Gráfico G-6: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 45 €/MWh
Elaboración propia

Precio límite: 50 €/MWh			
	Electricidad (MWh)	Hidrógeno (MWh)	Hidrógeno verde (kgH ₂)
Enero	2.640,82	1.877,40	55 kWh/kgH ₂
Febrero	562,06	3.781,85	494.610
Marzo	0,00	4.572,73	50 kWh/kgH ₂
Abril	0,00	3.691,97	544.071
Mayo	0,00	3.396,50	45 kWh/kgH ₂
Junio	468,67	2.309,04	604.523
Julio	1.361,65	1.472,04	40 kWh/kgH ₂
Agosto	944,42	1.817,63	680.089
Septiembre	1.978,01	669,32	
Octubre	2.257,59	959,24	
Noviembre	2.927,85	1.226,45	
Diciembre	2.840,38	1.429,40	
Año	15.981,44	27.203,56	

Tabla G-9: Generación eólica destinada a venta de electricidad y generación de hidrógeno verde con un precio límite de 45 €/MWh para diferentes escenarios de eficiencia del electrolizador
Elaboración propia

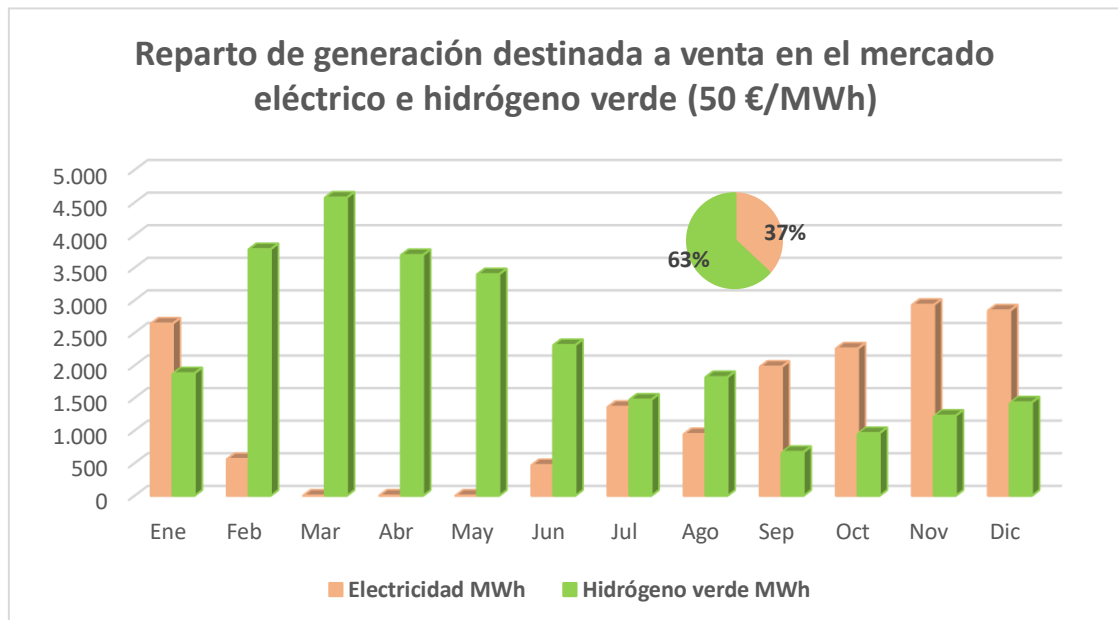


Gráfico G-7: Generación eólica mensual destinada a su venta en el mercado eléctrico y a la generación de hidrógeno verde con un precio límite de 50 €/MWh
Elaboración propia

H. ANEXO H: ANÁLISIS ECONÓMICO Y VIABILIDAD DEL SISTEMA HÍBRIDO

Factores cuya combinación resultan los distintos escenarios de ingresos del sistema híbrido:

- Precio horario umbral de venta de la energía en el mercado eléctrico:
 - 30 €/MWh
 - 35 €/MWh
 - 40 €/MWh
 - 45 €/MWh
 - 50 €/MWh
- Evolución de los precios de la energía eléctrica:
 - + 4 %
 - + 2 %
 - Estable (escenario neutro)
 - - 2 %
 - - 4 %
- Precio de venta del hidrógeno generado:
 - 3 €/kgH₂
 - 4 €/kgH₂ (escenario neutro)
 - 5 €/kgH₂
- Eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno:
 - 45 kWh/kgH₂
 - 50 kWh/kgH₂
 - 55 kWh/kgH₂

		Precio de venta del hidrógeno (€/kgH ₂)																	
		3					4					5							
		Precio umbral venta mercado (€/MWh)																	
		30	35	40	45	50	30	35	40	45	50	30	35	40	45	50			
Eficiencia en la conversión (kWh/kgH ₂)	45	Evolución precio energía eléctrica	-4 %																
			-2 %																
			0 %																
			+2 %																
			%																
	+4 %																		
	%																		
	50		-4 %																
			-2 %																
			0 %																
			+2 %																
			%																
	+4 %																		
	%																		
	55		-4 %																
-2 %																			
0 %																			
+2 %																			
%																			
+4 %																			
%																			

Tabla H-1: Combinación de los posibles escenarios de ingresos
Elaboración propia

Millones de €



		Coste del sistema de hidrógeno -5 %															
		Precio de venta del hidrógeno (€/kgH ₂)															
		3					4					5					
		Precio umbral venta mercado (€/MWh)															
		30	35	40	45	50	30	35	40	45	50	30	35	40	45	50	
Coste del parque eólico -3 %	45	-4 %														10,53	
		-2 %														13,85	
		0 %									3,22				6,19	18,34	
		+2 %								3,97	9,31				3,43	14,83	24,43
		+4 %	4,15	4,97	5,65	4,92	2,53	5,09	7,49	12,08	15,79	17,64	6,04	10,01	18,50	26,66	32,76
	50	-4 %														2,97	
		-2 %														6,30	
		0 %													0,75	10,78	
		+2 %									3,27				0,22	9,40	16,87
		+4 %	3,86	4,21	3,73			4,71	6,48	9,51	11,44	11,60	5,56	8,75	15,29	21,22	25,20
	55	-4 %														0,11	
		-2 %														4,60	
0 %														4,95	10,69		
+2 %															16,78	19,02	
+4 %		3,63	3,59	2,15			4,40	5,65	7,41	7,89	6,65	5,18	7,72	12,66	16,78	19,02	
45	-4 %														8,80		
	-2 %														12,12		
	0 %									1,49				4,45	16,60		
	+2 %								2,23	7,58			1,69	13,10	22,69		
	+4 %	2,41	3,23	3,92	3,19	0,80	3,36	5,75	10,34	14,06	15,91	4,30	8,27	16,76	24,92	31,02	
50	-4 %														1,24		
	-2 %														4,56		
	0 %														9,04		
	+2 %									1,53				7,66	15,13		
	+4 %	2,13	2,48	1,99			2,98	4,74	7,77	9,71	9,86	3,83	7,01	13,55	19,49	23,46	
55	-4 %														2,86		
	-2 %														8,95		
	0 %													3,22	17,28		
	+2 %														15,04	17,28	
	+4 %	1,89	1,86	0,42			2,67	3,92	5,67	6,15	4,92	3,44	5,98	10,92	15,04	17,28	
45	-4 %														7,20		
	-2 %														10,52		
	0 %													2,85	15,00		
	+2 %								0,63	5,98			0,09	11,50	21,09		

	50	+4 %	0,81	1,63	2,32	1,59		1,76	4,15	8,74	12,46	14,31	2,71	6,67	15,17	23,33	29,42	
		-4 %																
		-2 %																2,96
		0 %																7,45
		+2 %														6,07		13,54
	+4 %	0,53	0,88	0,40				1,38	3,15	6,18	8,11	8,27	2,23	5,41	11,96	17,89	21,87	
	55	-4 %																
		-2 %																1,26
		0 %																
		+2 %														1,62		7,35
+4 %		0,30	0,26					1,07	2,32	4,07	4,56	3,32	1,85	4,38	9,33	13,45	15,69	

Tabla H-2: Resultados positivos de los escenarios para un -5 % de coste del sistema de hidrógeno
Elaboración propia

	50	+4 %	0,30	0,99	0,26	0,42	2,82	7,41	11,12	12,97	1,37	5,34	13,83	21,99	28,09	
		-4 %														
		-2 %								1,63						
		0 %														6,11
		+2 %												4,73		12,20
	+4 %				0,04	1,81	4,84	6,78	6,93	0,89	4,08	10,62	16,55	20,53		
	55	-4 %														
		-2 %														
		0 %														
		+2 %												0,28		6,02
+4 %					0,98	2,74	3,22	1,98	0,51	3,05	7,99	12,11	14,35			

Tabla H-3: Resultados positivos de los escenarios para el coste neutro del sistema de hidrógeno
Elaboración propia

Millones de €



		Coste del sistema de hidrógeno +5 %														
		Precio de venta del hidrógeno (€/kgH ₂)														
		3					4					5				
		Precio umbral venta mercado (€/MWh)														
		30	35	40	45	50	30	35	40	45	50	30	35	40	45	50
Coste del parque eólico -3 %	45	-4 %														8,00
		-2 %														11,32
		0 %									0,69				3,65	15,80
		+2 %								1,43	6,78			0,89	12,30	21,89
		+4 %	1,61	2,43	3,12	2,39		2,56	4,95	9,54	13,26	15,11	3,50	7,47	15,96	24,12
	50	-4 %														0,44
		-2 %														3,76
		0 %														8,24
		+2 %									0,73				6,86	14,33
		+4 %	1,33	1,68	1,19			2,18	3,94	6,97	8,91	9,06	3,03	6,21	12,75	18,69
	55	-4 %														2,06
		-2 %													2,42	8,15
0 %															16,48	
+2 %														10,13	14,24	
+4 %		1,09	1,06				1,87	3,12	4,87	5,35	4,12	2,64	5,18	10,13	14,24	16,48
Coste del parque eólico neutro	45	-4 %													6,40	
		-2 %													9,72	
		0 %													2,06	14,20
		+2 %									5,18				10,70	20,29
		+4 %	0,01	0,83	1,52	0,79		0,96	3,35	7,94	11,66	13,51	1,91	5,87	14,37	22,53
	50	-4 %														2,17
		-2 %														6,65
		0 %														12,74
		+2 %													5,27	12,74
		+4 %						0,58	2,35	5,38	7,31	7,47	1,43	4,61	11,16	17,09
	55	-4 %														0,46
		-2 %														6,56
0 %														0,82	6,56	
+2 %														8,53	12,65	
+4 %							0,27	1,52	3,27	3,76	2,52	1,05	3,58	8,53	12,65	14,89
Coste del	45	-4 %													4,66	
		-2 %													7,99	
		0 %													0,32	12,47
		+2 %									3,45				8,96	18,56

50	+4 %	1,62	6,21	9,92	11,78	0,17	4,14	12,63	20,79	26,89
	-4 %									
	-2 %									0,43
	0 %									
	+2 %								3,53	11,00
	+4 %	0,61	3,64	5,58	5,73	2,88	9,42	15,36	19,33	
	-4 %									
	-2 %									
	0 %									
	+2 %									4,82
55	+4 %	1,54	2,02	0,78		1,85	6,79	10,91	13,15	

Tabla H-4: Resultados positivos de los escenarios para un +5 % de coste del sistema de hidrógeno
Elaboración propia

Umbral precio €/MWh				
30	35	40	45	50
67	73	78	104	160
17 %	18 %	19 %	26 %	40 %

Tabla H-5: Resultados positivos según el umbral de precio de venta a mercado eléctrico
Elaboración propia

Evolución precio		
-4 %	14	3 %
-2 %	19	5 %
0 %	39	10 %
2 %	80	20 %
4 %	330	81 %

Tabla H-6: Resultados positivos según la evolución del precio de venta de energía eléctrica
Elaboración propia

Precio venta €/kgH ₂		
3	4	5
67	158	257
10 %	23 %	38 %

Tabla H-7: Resultados positivos según el precio de venta del kgH₂
Elaboración propia

Conversión (kWh/kgH ₂)		
45	203	30 %
50	153	23 %
55	126	19 %

Tabla H-8: Resultados positivos según la eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno
Elaboración propia

Proyectos viables. Valor Actual Neto (VAN):

La ecuación que se utiliza para calcular el VAN será la mostrada en la ecuación 27, siendo A la inversión inicial, Qn el estado de la caja en el *cashflow* cada año, k_{TIR} igual al 4,5 % y n los 25 años de vida útil del parque.

$$VAN = -A + \frac{Q1}{(1 + k_{TIR})} + \frac{Q2}{(1 + k_{TIR})^2} + \dots + \frac{Qn}{(1 + k_{TIR})^n} = 0 \quad (27)$$

Escenario: Coste PE: -3 %; Coste H₂: -5 %; Conversión: 50 kWh/kg; Evolución precio electricidad: +4 %; Precio umbral: 50 €/kWh; Precio de venta H₂: 5 €/kgH₂

AÑO	Costes explotación €		Costes financiación €	Ingresos €		Flujo de caja €	Recuperación €
	P. eólico	Hidrógeno		P. eólico	Hidrógeno		
0	0,0	0,0	0,0			0,0	-27.371.850,0
1	-602.137,2	-171.712,5	-1.977.800,0	866.357,80	2.720.355,7	1.411.916,3	-25.959.933,7
2	-608.211,9	-173.429,6	-1.977.800,0	901.012,11	2.720.355,7	1.404.124,5	-24.555.809,3
3	-614.337,7	-175.163,9	-1.977.800,0	937.052,60	2.720.355,7	1.396.264,4	-23.159.544,9
4	-620.515,0	-176.915,6	-1.977.800,0	974.534,70	2.720.355,7	1.388.335,4	-21.771.209,4
5	-626.744,4	-178.684,7	-1.977.800,0	1.013.516,09	2.720.355,7	1.380.336,9	-20.390.872,6
6	-633.026,4	-180.471,6	-1.977.800,0	1.054.056,74	2.720.355,7	1.372.268,0	-19.018.604,6
7	-639.361,5	-182.276,3	-1.977.800,0	1.096.219,00	2.720.355,7	1.364.128,2	-17.654.476,4
8	-645.750,3	-184.099,0	-1.977.800,0	1.140.067,76	2.720.355,7	1.355.916,7	-16.298.559,7
9	-652.193,2	-185.940,0	-1.977.800,0	1.185.670,48	2.720.355,7	1.347.632,7	-14.950.927,0
10	-658.690,9	-187.799,4	-1.977.800,0	1.233.097,29	2.720.355,7	1.339.275,6	-13.611.651,4
11	-665.243,9	-189.677,4	-1.977.800,0	1.282.421,19	2.720.355,7	1.330.844,7	-12.280.806,7
12	-671.852,7	-191.574,2	-1.977.800,0	1.333.718,03	2.720.355,7	1.322.339,1	-10.958.467,5
13	-678.517,9	-193.489,9	-1.977.800,0	1.387.066,75	2.720.355,7	1.313.758,2	-9.644.709,3
14	-685.240,0	-195.424,8	-1.977.800,0	1.442.549,42	2.720.355,7	1.305.101,2	-8.339.608,2
15	-692.019,6	-197.379,1	-1.977.800,0	1.500.251,40	2.720.355,7	1.296.367,3	-7.043.240,9
16	-698.857,4	-199.352,9		1.560.261,46	2.720.355,7	3.265.355,7	-3.777.885,2
17	-705.753,8	-201.346,4		1.622.671,92	2.720.355,7	3.256.465,8	-521.419,4
18	-712.709,5	-203.359,9		1.687.578,79	2.720.355,7	3.247.496,6	2.726.077,2
19	-719.725,0	-205.393,5		1.755.081,94	2.720.355,7	3.238.447,5	5.964.524,7
20	-726.801,0	-207.447,4		1.825.285,22	2.720.355,7	3.229.317,5	9.193.842,2
21	-733.938,1	-209.521,9		1.898.296,63	2.720.355,7	3.220.106,0	12.413.948,2
22	-741.136,8	-211.617,1		1.974.228,50	2.720.355,7	3.210.812,1	15.624.760,3
23	-748.397,8	-213.733,3		2.053.197,64	2.720.355,7	3.201.434,9	18.826.195,2
24	-755.721,8	-215.870,6		2.135.325,54	2.720.355,7	3.191.973,6	22.018.168,8
25	-763.109,2	-218.029,3		2.220.738,56	2.720.355,7	3.182.427,4	25.200.596,2
Total	16.999.993,2	4.849.710,4	-29.666.999,8	36.080.257,6	68.008.891,9	52.572.446,2	VAN: 452.049,5 €
							TIR: 4,63 %

Tabla H-9: Flujo de caja, VAN y TIR de un escenario con diferencia entre beneficios y costes positivo
Elaboración propia

La ecuación que se obtiene de simular esos 15 escenarios es la siguiente:

$$y = 3,1162 \times 10^{-17}x^3 + 3,9746 \times 10^{-10}x^2 + 0,5295x - 1,4 \times 10^7 \quad (28)$$

Los escenarios que tengan un VAN positivo se considerarán viables. Para saber cuáles son estos, se calcula el corte de la curva con el eje X, que deberá estar entre los valores 25.200.596,19 y 24.921.899,03, mostrados en la Tabla H-10. La ecuación 28 corta con el eje X en con un valor de 25.044.711,59.



Gráfico H-1: VAN según la diferencia entre ingresos y costes
Elaboración propia

Ingresos-costes	VAN €
32.757.139,74	4.934.049,72
31.021.378,83	3.597.832,69
29.424.513,38	2.361.060,61
28.624.998,08	1.694.482,55
26.657.659,94	1.316.275,28
25.200.596,19	452.049,45
24.921.899,03	-19.941,75
24.122.383,72	-645.745,64
23.723.708,65	-802.692,65
22.266.644,90	-1.835.842,65
21.987.947,74	-2.307.833,85
20.789.757,37	-3.259.508,92
19.017.969,65	-3.215.041,68
17.644.052,64	-4.029.950,82
17.092.332,69	-5.145.868,34

Tabla H-10: Nube de puntos simulados para la obtención de la ecuación de grado 3
Elaboración propia

Umbral precio €/MWh				
30	35	40	45	50
0	0	0	2	10
0 %	0 %	0 %	0 %	2 %

Tabla H-11: Escenarios viables según el umbral de precio de venta a mercado eléctrico
Elaboración propia

Evolución precio		
-4 %	0	0 %
-2 %	0	0 %
0 %	0	0 %
2 %	0	0 %
4 %	12	3 %

Tabla H-12: Escenarios viables según la evolución del precio de venta de energía eléctrica
Elaboración propia

Precio venta €/kgH ₂		
3	4	5
0	0	12
0 %	0 %	2 %

Tabla H-13: Escenarios viables según el precio de venta del kgH₂
Elaboración propia

Conversión (kWh/kgH ₂)		
45	11	2 %
50	1	0 %
55	0	0 %

Tabla H-14: Escenarios viables según la eficiencia en la conversión de energía eléctrica a hidrógeno
Elaboración propia