



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

Diseño de una planta fotovoltaica para la obtención de hidrógeno por electrolisis

Autor:

Martínez Medina, Andrés

Tutor:

**Martínez Rodrigo, Fernando
Tecnología Electrónica**

Valladolid, septiembre 2025

Resumen

En este TFG se expone la necesidad mundial de cambiar el modelo energético basado en combustibles fósiles a uno basado en fuentes de energía renovable. Para ello se propone el hidrógeno como vector energético para integración de las renovables y paliar los inconvenientes de estas. El llamado hidrógeno verde es el obtenido a partir de la electrolisis del agua y energía renovable. En este caso se estudia usar una planta fotovoltaica para alimentar un electrolizador de producción a gran escala, el hidrógeno producido se empleará en descarbonizar diferentes sector industriales.

Asimismo, la memoria incluye una revisión de la tecnología actual, de la historia del hidrógeno y un análisis de sus implicaciones en los ámbitos social, político, económico y ambiental.

Palabras clave

Hidrógeno, energía fotovoltaica, electrolizador, pila de combustible y vector energético.

Abstract

This Final Degree Project presents the global need to shift from the current energy model based on fossil fuels to one founded on renewable energy sources. To this end, hydrogen is proposed as an energy vector to support the integration of renewables and to mitigate their limitations. So-called green hydrogen is obtained through the electrolysis of water powered by renewable energy. In this study, the use of a photovoltaic plant to supply a large-scale electrolyzer is analyzed, with the hydrogen produced being employed to contribute to the decarbonization of different industrial sectors.

Furthermore, the thesis includes a review of current technology, the historical development of hydrogen, and an analysis of its implications in the social, political, economic, and environmental spheres.

Keywords

Green hydrogen; photovoltaic energy; electrolyzer; fuel cell; energy vector.

Índice

Índice de ilustraciones	9
Índice de tablas	11
Introducción	13
Motivación.....	15
1. Que es el hidrógeno	17
1.1. Un poco de historia.....	17
a. Hidrogeno en el transporte Primeros usos históricos.....	19
2. Métodos obtención hidrógeno	20
2.1. Colores del hidrógeno	20
2.2 Combustibles fósiles como fuente de energía primaria	22
a. Reformado por vapor de agua.....	23
b. Oxidación parcial y reformado oxidativo	24
c. Reformado autotérmico	24
d. Emisiones de CO ₂ y reformado con CO ₂	25
2.3 Electrólisis del agua	25
a. Historia de la electrólisis.....	25
b. Principios de la electrolisis	27
c. Termodinámica del proceso	28
d. Voltaje de la celda	29
Voltaje ideal	29
Voltaje real (termoneutral).....	30
Zonas de operación del proceso	30
Sobrepotenciales y perdidas de eficiencia	31
3. Almacenamiento y transporte	33
3.1. Introducción	33
3.2 Hidrógeno como vector energético	34
a. Almacenamiento en estado gaseoso. Hidrogeno comprimido.....	36
b. Almacenamiento en estado líquido.....	37
c. Almacenamiento sólido.....	38
d. Almacenamiento subterráneo	39
e. Transporte por tubería. Estado gaseoso.....	41
4. Hidrógeno verde presente y futuro.	43

4.1	Ventajas económicas	46
4.2	Ventajas sociales.....	49
4.3	Perspectiva ambiental.....	50
4.4	Perspectiva política	51
4.5	Ventajas técnicas	52
4.6	Potencial del hidrógeno verde en España	53
5.	El hidrógeno devolviendo la energía	56
5.1	Usos/aplicaciones de la molécula de hidrógeno:	56
5.2	Pilas de combustible	58
a.	Celda unidad.....	58
b.	Apilamiento	60
	Apilamiento plano en bipolar	60
	Apilamiento en celdas tubulares.....	62
	Sistemas de celdas de combustibles.....	62
c.	Tipos de pilas de combustible	63
	Pila de Membrana de intercambio protónico (PEM)	64
	Pila alcalina (AFC)	65
	Pila de ácido fosfórico (PAFC).....	65
	Pila de carbonato fundido (MCFC).....	66
	Pila de óxido sólido (SOFC)	67
d.	Termodinámica del proceso	68
	Eficiencia real	72
5.3	Sistema de almacenamiento a gran escala	74
6.	Planta fotovoltaica asociada a una planta de electrolisis.....	82
6.1	Energía solar fotovoltaica	83
a.	Aspectos generales	83
b.	Conversión a energía eléctrica. (efecto fotoeléctrico)	83
c.	Dopado	86
6.2	Electrolizador	86
a.	Electrolizador alcalino (AEL).....	87
b.	Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)	89
c.	Electrolizador de membrana de intercambio aniónico (AEMEL).....	92
d.	Sistemas de balance de planta (BoP)	94
e.	Producción teórico de hidrógeno. Ley de Faraday de la electrólisis.....	96

f.	Influencia temperatura y pH en el voltaje de la celda	96
6.3	Dimensionamiento	99
a.	Necesidad energética del electrolizador:	100
b.	Consumo de agua del electrolizador.....	101
c.	Datos radiación solar en Valladolid (fuente Meteonorm 8.2)	102
d.	Energía producida por los paneles fotovoltaicos	104
e.	Superficie y módulos totales del proyecto	106
f.	Transformador 24/220 kV.....	107
g.	Resumen del proyecto	108
	Paneles fotovoltaicos	108
	Inversor/transformador.....	108
	Electrolizador	109
	Producción de hidrógeno	109
6.4	Ejemplos de proyectos construidos en España y el mundo	110
a.	Planta hidrógeno verde de Puertollano	110
b.	Hydeal ambition.....	111
	HyDeal España.....	112
7.	Conclusiones	115
8.	Bibliografía.....	117
9.	Anexos.....	123
	Comparación entre las principales tecnologías de electrolisis de agua.....	123
	Tabla de fabricantes y revisión de electrolizadores comerciales.....	124
	Ficha técnica paneles fotovoltaicos	125
	Ficha técnica inversor/transformador.....	127
	Ficha técnica electrolizador	129
	Informe de PVsyst del proyecto fotovoltaico	130

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Única imagen que existe de Henry Cavendish	18
Ilustración 2. Principales fuentes de energía para obtener H ₂	22
Ilustración 3. Diagrama del método reformado por vapor de agua.....	23
Ilustración 4. Funcionamiento básico de la electrolisis.....	28
Ilustración 5. Variación termodinámica con la temperatura.....	29
Ilustración 6. Variación tensión ideal y real con la temperatura.....	31
Ilustración 7. Curva de polarización de una celda de electrolisis. influencia de los sobrepotenciales según la densidad de corriente.	32
Ilustración 8. Relación de formas de energía mediante convertidores energéticos.	34
Ilustración 9. evolución potencial instalada generación solar y eólica	35
Ilustración 10. Ciclo de la energía	36
Ilustración 11. Energía necesaria para comprimir hidrógeno, helio y metano.	36
Ilustración 12. Esquema de los 4 tipos de recipientes.	37
Ilustración 13. Recipiente de almacenamiento líquido y camión remolque.....	38
Ilustración 14. Capacidad de adsorción de H ₂ de varios hidruros intermetálicos...39	
Ilustración 15. Información de ejemplos de almacenamiento subterráneo	41
Ilustración 16. Esquema de producción de H ₂ , inyección a la red de gas natural y distribución final.	41
Ilustración 17. Mapa general de gasoductos que unen Rusia con la UE.	43
Ilustración 18. Países con mayores reservas de petróleo (miles de millones de barriles, 2020).....	44
Ilustración 19. Ranking países productores de petróleo en 2023.	45
Ilustración 21. Precio producción hidrógeno verde €/kg.	48
Ilustración 20. Precio producción hidrógeno verde €/MWh.	48
Ilustración 22. Evolución empleo generado en Chile en 4 escenarios considerados en el estudio de la GIZ.....	50
Ilustración 23. Ciclo del Hidrógeno.	56
Ilustración 24. Esquema celda unidad.	60
Ilustración 25. Esquema de un celda con diseño de apilamiento bipolar.	61
Ilustración 26. Celda de combustible configuración tubular	62
Ilustración 27. Sistema genérico de una pila de combustible.....	63
Ilustración 28. Esquema funcionamiento pila tipo PEM.	64
Ilustración 29. Esquema funcionamiento pila tipo AFC.....	65
Ilustración 30. Esquema funcionamiento pila tipo PAFC.	66
Ilustración 31. Esquema funcionamiento pila tipo MCFC.	67
Ilustración 32. Esquema funcionamiento pila tipo SOFC.....	67
Ilustración 33. Potencial ideal según la temperatura de operación de cada celda de combustible.	69
Ilustración 34. Potencial ideal de una pila de hidrógeno en función de la temperatura.	69

Ilustración 35. Curvas ideal y real de la una célula de combustible voltaje/corriente.	74
Ilustración 36. Ejemplo curva demanda energética eléctrica día 18/03/2025.	76
Ilustración 37. Evolución potencia instalada total renovable.	77
Ilustración 38. Evolución potencia instalada total no renovable.	77
Ilustración 39. Potencia de almacenamiento energético instalada en España en 2025.	79
Ilustración 40. Potencia correspondiente a cada método de almacenamiento.	80
Ilustración 41. Vertidos de energía renovable en MWh. (Por Rodrigo de García Optimize Enegy).	80
Ilustración 42. Los 20 mayores proyectos de hidrógeno verde del mundo.	82
Ilustración 43. Esquema de bandas.	84
Ilustración 44. Energía de gap de materiales usados en células fotovoltaicas. ³⁷ ...	85
Ilustración 45. Diseño básico y principio funcionamiento de un electrolizador alcalino.	87
Ilustración 46. Configuración pila alcalina. Monopolar (A). Bipolar (B).	88
Ilustración 47. Diseño básico de un electrolizador tipo PEM.	89
Ilustración 48. Esquema celda con membrana de intercambio alcalino.	90
Ilustración 49. (A) Principales tipos diseño placas bipolares. (B) Distribución flujo y fracción H ₂ en canales rectos paralelos. esquema celda con membrana de intercambio alcalino.	91
Ilustración 50. Configuración pila tipo bipolar.	91
Ilustración 51. Diseño básico y principio de funcionamiento de un electrolizador tipo AEM.	92
Ilustración 52. Esquema celda con membrana de intercambio alcalino.	93
Ilustración 53. Diagrama flujo de un proceso con un balance de planta simplificado.	95
Ilustración 54. Variación de la energía demandada y del voltaje del proceso con la temperatura.	96
Ilustración 55. Variación del potencial según el ph de cada semirreacción.	98
Ilustración 56. Circuito eléctrico y de distribución.	99
Ilustración 57. Electrolizador conectado a un sistema PV y a la red.	99
Ilustración 58. Datos de la producción de gas hidrógeno.	100
Ilustración 59. Datos de los requisitos eléctricos del electrolizador.	100
Ilustración 60. Datos de irradiación y energía producida por la planta fotovoltaica.	103
Ilustración 61. Diagrama de pérdidas de energía.	105
Ilustración 62. Esquema básico de funcionamiento de la planta.	111
Ilustración 63. Estructuración de HyDeal.	112
Ilustración 64. Plan esquemático de Hydeal España.	113

Índice de tablas

Tabla 1. Tipos de hidrógeno según su método de obtención.	21
Tabla 2 Reacciones que muestran la 1ª ley de la electrolisis.....	26
Tabla 3. Datos de la evolución de producir hidrógeno.	47
Tabla 4. Poder calorífico de distintas fuentes de energía.	52
Tabla 5. Ventajas y desventajas de las 3 principales tecnologías de electrolizadores.	86

Introducción

La idea del agua como una “fuente de energía” ya la expresó Julio Berne en su libro *La Isla Misteriosa*, refiriéndose al agua como el carbón del futuro. Esto es posible gracias a la obtención de hidrógeno a partir del agua al aplicar una corriente eléctrica o haciéndola reaccionar con reactivos como el metano o monóxido de carbono. La unidad mínima de agua o molécula H_2O se divide en moléculas diatómicas H_2 y O_2 . Muchas moléculas de H_2 , que en presencia de O_2 y energía, se reconvierten en muchas otras de H_2O hasta obtener de nuevo esa agua inicial. La idea de que un elemento como el agua este formado por unidades finitas y de cierto tamaño llamada molécula, y las cuales si volvemos a dividir perdemos dicho elemento para obtener los átomos de los elementos que lo forman hoy nos parece intuitiva. Pero, no fue hasta el 1905 que un joven Albert Einstein, a través de uno de los tres artículos que envía a la revista *Annalen der Physik* (otro fue la relatividad especial, pero esa es otra historia) calcula la dimensión de estos átomos y con ello demuestra la existencia de algo que hasta entonces era una mera suposición y una herramienta que usan los químicos en sus cálculos.

Los químicos de la época suponían las sustancias químicas como combinaciones de ciertos elementos según una proporción en peso de números enteros, concibiéndolas como un conjunto de moléculas formadas por una combinación fija de átomos. Pero más que algo aceptado eran indicios. Incluso a principios del siglo XX aún había científicos y filósofos que consideraban la teoría atómica una tontería. Uno fue Ernest Mach, físico y filósofo de tal convicción sobre la falsedad del átomo que una conferencia de Boltzmann en la Academia Imperial de la Ciencia de Viena, Mach se atreve a declarar públicamente que no cree que los átomos existan. Curiosamente luego Einstein tomaría el trabajo de Mach sobre el espacio para idear su Teoría de la Relatividad.

Quedó así demostrada la existencia de un átomo que ya predijeron Demócrito y Leucipo en Abdera 23 siglos atrás, un conocimiento que quedó en el olvido. Esto fue así pues el pensamiento occidental se construyó sobre la filosofía Aristotélica, una que rechazaba las explicaciones de Demócrito para entender los elementos de la naturaleza y da prioridad a un mundo finalista donde todo ocurre según una finalidad de bien o mal. Imagino a Aristóteles y Platón conversando sobre qué bien le haría a la materia o la humanidad estar compuesta por átomos. Pues mucho ciertamente. Carlo Rovelli, físico teórico y autor del libro donde he obtenido esta información, opina que si hubieran sido las ideas de Demócrito las que hubiesen perdurado, la historia intelectual de nuestra civilización habría sido mejor o al menos diferente [1]. Para que quede constancia opino igual.

“Nada se crea, nada se pierde” o “la energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma”. Enunciados de una física nos trajo la física moderna que conocemos hoy en día. Pero fue el ilustre Aristóteles, quien acuñó el término *energeia*, un

concepto que se podría traducir como “actividad” o “actualización”, quizás interpretado como algo que está realizando una acción para la que tiene una *dynamis*, una potencialidad, según el fin para el que existe. Para Aristóteles, *energeia* representaba la realización de una capacidad o potencialidad. Una semilla que tiene el potencial de convertirse en árbol desarrolla esta capacidad y crece como árbol dando frutos. Una fuente de energía con una potencialidad, poder calorífico (*dynamis*), que se desarrolla o actualiza durante su combustión (*energeia*) produciendo luz y calor.

Aunque es fácil que se den la mano, hoy en día tenemos una idea diferente de la energía que la que tenían los filósofos clásicos griegos. Viéndola como la capacidad que tiene un sistema para realizar un trabajo a través del movimiento (energía cinética), de la posición (energía potencial) o de otras formas de energía como la química, térmica o eléctrica. Esta capacidad es la que tenemos que moldear según el trabajo que queramos realizar. En capacidad térmica para calentar los hogares, capacidad eléctrica para alimentar la instalación eléctrica de una vivienda, mecánica para mover un coche...

A lo largo de los siglos la humanidad ha obtenido la energía de diferentes fuentes que pueden ser fósiles, por la descomposición de materia orgánica, o renovables, derivadas de la energía del sol. Ante la necesidad de ir sustituyendo paulatinamente el uso de combustible fósiles, se busca la manera de transicionar a un modelo energético que aproveche la capacidad de realizar trabajo de la naturaleza, de aprovechar su potencialidad.

Pero este potencial energético natural se nos escape de las manos, pues no siempre que el viento se mueve a gran velocidad o que el sol brilla con fuerza hay alguien que demande esta energía para realizar un trabajo. He aquí para mí la gran desventaja de las energías renovables, la necesidad de saber aprovecharlas y hacer coincidir con las horas punta de la demanda energética. Pues en todo momento se debe cumplir la regla de oro de la generación, $\text{demanda} = \text{generación}$. Y aquí es donde entra en juego el hidrógeno como un vector energético para transportar o almacenar la energía cuando o donde sea realmente necesaria.

Motivación y objetivos

Se ha vivido una época de excesos en el último siglo con un aumento en el nivel de vida de la población, el cual trajo de la mano una gran demanda energética cubierta por fuentes de energía fósiles. Un uso excesivo de los combustibles fósiles ha provocado un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero. En la actualidad se está experimentando un crecimiento de la población a nivel mundial que conlleva un aumento de la demanda energética en países con economías emergentes que, a su vez, conlleva un mayor uso de estas fuentes de energía no renovables aumentando aún más las emisiones contaminantes. Actualmente, en el año 2025, la población mundial es de 8.2 mil millones de personas aproximadamente según datos de las Naciones Unidas. Y se espera llegar a los 10 mil millones para 2060.

Nuestro modelo energético no es sostenible. Los recursos se agotan, la demanda es creciente y daña el medio ambiente de nuestro único planeta. Se han establecido acuerdos para dar solución a este problema como el Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de París (2015) o la Agenda 2030. Pero, parecería que no están dando los frutos que se esperaban y vamos tarde a cumplir con los objetivos que se propusieron. El hidrógeno obtenido de fuentes de energía renovables, como la fotovoltaica, se postula como una solución con altas probabilidades para estabilizar el suministro energético y dirigirnos a una sociedad más sostenible.

Desde Red Eléctrica, uno de los jefes de turno del CECORE (Centro de Control de Energía Renovables), ante la pregunta de si ve futuro al hidrógeno verde en el sistema eléctrico, respondió que se ve como un agente importante para la integración de renovables en el sistema eléctrico. Pregunta que tuve la oportunidad de realizar yo mismo en una visita al CECORE.

Como parte de la generación que está viviendo y va a vivir las consecuencias que está etapa de excesos de nuestra historia ha dejado, tengo cierta inquietud sobre el tema. Por ello realizo la memoria de mi TFG para exponer, aprender lo esencial y plantear una de las muchas vías a tomar como solución desde el punto de vista ingenieril.

1. Que es el hidrógeno

Del griego ὕδωρ *hýdōr*, agua, y γένος *génos*, generador. Generador de agua. Nombrado así por Antoine Lavoisier en 1783 [2] al reproducir el experimento de Cavendish junto a Laplace. Es el primer elemento de la tabla periódica como consecuencia de tener un protón en su núcleo y un electrón alrededor. De masa atómica 1.00784 u y una densidad de 0.0899 kg/m³, en condiciones normales, tratándose del elemento más ligero.

El hidrógeno supone el 88% de los átomos del universo. Fue uno de los tres elementos junto con el helio y el litio que se produjeron en el inicio del universo. A pesar de esta gran abundancia, debido a su gran ligereza es capaz de llegar a las capas más altas de la atmósfera para luego escapar y desvanecerse en el espacio. Solo Júpiter con su enorme gravedad es capaz de confinar el hidrógeno.

En 1995 se vio que el planeta estaba formado por un 99.8% de hidrógeno y helio. Tal es la presión en el centro de Júpiter que se cree que el hidrógeno pasa a ser una forma metálica del elemento. En 1996 una muestra de hidrógeno líquido se sometió a una presión de 2 millones de atmósferas siendo capaz de conducir la electricidad (propiedad de elementos metálicos), lo que se toma como evidencia de que paso a ser un elemento metálico [2].

Su forma más común en la Tierra es la molecular y en un estado gaseoso H₂, también conocido como dihidrógeno, por ser la más estable. Y es usado como referencia al hablar del hidrógeno por su presencia como producto de distintos procesos de obtención del elemento. Por ejemplo, reformado del metano por vapor o la electrólisis de gran interés en este texto.

El hidrógeno atómico (H) o protio (¹H), muy reactivo y se encuentra principalmente en condiciones de alta energía, plasma, por ejemplo, en el núcleo del sol. No tiene las mismas propiedades energéticas que el diatómico (H₂), pues es el enlace entre hidrógenos el que es de gran interés, pues al romperse libera una gran energía. Por estos motivos al hablar del hidrógeno en este texto nos referiremos al hidrógeno molecular, salvo que se indique lo contrario.

1.1. Un poco de historia

Al igual que ocurre con el descubrimiento de lo que hoy conocemos como América, que América ya estaba ahí. El hidrógeno como elemento llevaba existiendo mucho, pero muchísimo, tiempo antes del primer encontronazo de directo de una persona con este elemento en un estado más elemental. Y al igual que en todo hallazgo o descubrimiento importante, en este tampoco hubo consciencia de que se trataba en un primera instancia.

Empezamos en el siglo XVI, cuando fue observado por primera vez por Theophrastus Bombast von Hohenheim, conocido como Paracelso (1493 – 1541) (*Paracelsus*, en latín «igual o semejante a Celso», médico romano del siglo I). Paracelso lo obtuvo mezclando metales con ácidos fuertes[3]. En 1671 Robert Boyle lo redescubrió en la reacción de limaduras de hierro y ácidos diluidos que produce H_2 gaseoso [2][3].

No fue hasta 1766, cuando Henry Cavendish (ilustración 1), considerado como su descubridor, identifica el dihidrógeno gas producido al mezclar un metal con un ácido y como este gas produce agua al combustionar, pero esto no fue hasta 1781 [4].

Esto puso fin a la teoría de Aristóteles de los cuatro elementos que forman la naturaleza. Uno de ellos el agua, al ver que esta se obtiene a partir de dos reactivos se llega a la conclusión de que se puede descomponer.



Ilustración 1. Única imagen que existe de Henry Cavendish¹

Como dato curioso Cavendish también descubrió la ley ohm antes que Georg Simon Ohm, pero no se le atribuye el descubrimiento pues nunca lo publicó y no esto no se

¹BBC Mundo, «Henry Cavendish, el extraño científico al que la timidez le impidió compartir gran parte de sus geniales hallazgos». Accedido: 3 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-50096551>

supo hasta 100 años cuando Maxwell publica sus hallazgos científicos. También se le atribuye la ley de coulomb y el cálculo la masa de la tierra.

Hoy en día esta falta de interés en compartir publicaciones y al contacto social se atribuye a que padecía síndrome de Asperger [4].

a. Hidrogeno en el transporte Primeros usos históricos

Francia, siglo XVIII. Los hermanos Montgolfier ya habían probado que hacer ascender un globo con aire caliente era posible, e incluso con personas a bordo. El 21 de noviembre de 1783 se realizó en primer vuelo tripulado de 25 minutos de duración por encima de los mil metros [5].

Mientras ocurrían estos hechos que pasarían a la historia, Jacques Charles, catedrático en física francés, realizaba experimentos con los que también pasaría a la historia. Jacques obtenía el hidrógeno a partir de la reacción del ácido sulfúrico con limaduras de hierro, como ya hizo Robert Boyle previamente. El 27 de agosto de 1783, empleando 226 libras de ácido sulfúrico y 454 kg de hierro logró elevar su globo unos 900 metros durante 45 minutos recorriendo una distancia de 24 km sin ningún pasajero a bordo, por suerte, porque al tocar tierra el invento la multitud de alrededor lo destruyó presas del pánico pensando que era un monstruo del cielo. Una vez que la población entró en razón, se empezó a emplear el hidrógeno en los globos para vuelos turísticos durante el siglo XIX [6].

Gracias a su éxito, el rey Luis XVI le facilitó lo necesario para sus investigaciones, incluso el Louvre como ubicación de su laboratorio, con las que realizó los estudios que le llevarían a enunciar la ley que lleva su nombre, la Ley de Charles de los gases.

El siguiente avance clave llegó en 1807 de la mano de François Isaac de Rivaz, quien construyó el primer motor de combustión interna que funcionaba con hidrógeno. De ignición eléctrica manual, alimentado con una mezcla de hidrógeno y oxígeno. Un año después construyó un prototipo de automóvil sin éxito comercial [7].

Donde sí tuvo éxito comercial el hidrógeno fue en dirigibles gracias a su baja densidad. Su uso fue promovido por Ferdinand von Zeppelin, de ahí el nombre con el que se conocen popularmente, Zeppelines. Aunque el inventor del dirigible fue Henri Giffard que realizó el primer vuelo controlado el 24 de septiembre de 1852 recorriendo 27 kilómetros entre las ciudades de París y Trappes a 9 km/h con un pequeño motor de vapor de 3 CV de potencia. A partir del 1910 comenzaron los primeros vuelos regulares. Durante la primera guerra mundial fueron empleados como plataformas de observación y bombarderos.

Sin embargo, el uso de hidrógeno como gas combustible en dirigibles tuvo un importante punto de inflexión en mayo de 1937, con el accidente del Hindenburg al

aterrizar en New Jersey que acabo con 35 muertes. Aunque según las investigaciones posteriores, el accidente fue propiciado por una chispa debido a la electricidad estática al acercarse a la torre que provocó la ignición del revestimiento de tejido de tela de algodón, barnizada con óxido de hierro con polvo de aluminio, mezcla conocida como, muy inflamable. Paradójicamente, el dirigible incluía una sala para fumadores como reflejo de la seguridad de los ingenieros alemanes en su trabajo. Otras hipótesis apuntaban a un sabotaje, el FBI señaló al ingeniero alemán Eric Spehl, e incluso a un suicidio de un pasajero pues se encontró una pistola Luger a la que le faltaba una bala en el lugar del accidente [8].

En un principio, la idea era usar helio como gas elevador, en vez de hidrogeno. Pero debido a la escasez de yacimientos fuera de Estados Unidos, donde se encontraba un importante yacimiento, y a que su gobierno no aceptó la venta de helio al verlo como un recurso estratégico, se optó por hidrógeno.

Paralelamente, a finales siglo XIX Konstantin Eduardovich Tsiolkovsky, científico ruso pionero en aeronáutica diseñó cohetes que usaban hidrógeno como combustible. En 1919 en Alemania, Franz Lawaczeck diseñó un coche que funcionaba con un motor de combustión de hidrógeno. Más adelante, el ingeniero Rudolf Erren adaptó motores de diversos vehículos, coches, tractores, autobuses y submarinos en Alemania, Austria y Reino Unido para que funcionaran con hidrógeno, con gran uso durante la Segunda Guerra Mundial por a una posible escasez de gasolina [9].

En España tenemos el caso de Arturo Estévez (1914-1988), quien desarrolló un motor alimentado con hidrógeno con el que modifíco coches y motocicletas para hacerlos funcionar con dicho motor de explosión. Para dar a ver su trabajo, realizó una demostración el 1 Julio de 1970, circulando en una motocicleta de hidrógeno durante 2 horas por la plaza España de Sevilla [9].

2. Métodos obtención hidrógeno

2.1. Colores del hidrógeno

Tener tantas fuentes primarias, procesos de obtención e incluso postprocesos hace que catalogar el hidrogeno producido según el proceso que se ha seguido sea un poco caótico. Por eso poco a poco a medida que se avanzaba en estudio de nuevos métodos se empezó a usar la clasificación por colores. De la clasificación de limpio o contaminantes a la gama cromática de gris, azul, verde, amarillo, rosa, rojo, dorado, purpura/violeta, turquesa, negro/marrón, blanco.

Aunque en este TFG nos centraremos en el clasificado como verde y los más usados son el gris, azul y verde, merece dedicar la tabla 1 con la forma de producción e impacto ambiental (lo básico).

Color	Fuente de Producción	Impacto Ambiental
Gris	Reformado de gas natural (SMR)	Alto CO ₂
Azul	SMR con captura de CO ₂	Menos CO ₂
Verde	Electrólisis con renovables	Cero emisiones
Turquesa	Pirólisis de metano	CO ₂ sólido en vez de gas
Negro/Marrón	Gasificación de carbón	Muy contaminante
Blanco	Hidrógeno natural (yacimientos)	Aún en exploración
Amarillo	Electrólisis con energía de la red eléctrica	Impacto ambiental variable según la fuente de electricidad
Rosa	Electrólisis con energía nuclear	Cero emisiones de CO ₂ , pero depende de la aceptación de la energía nuclear
Rojo	Electrólisis con reactores de alta temperatura	Más eficiente que el rosa, pero en desarrollo experimental
Dorado	Electrólisis con energía geotérmica	Cero emisiones, pero disponibilidad geográfica limitada
Púrpura/Violeta	Electrólisis con combinación nuclear y renovable	Menos común, pero con potencial en redes mixtas

Tabla 1. Tipos de hidrógeno según su método de obtención.

Una de las características muy mencionada al hablar sobre el hidrógeno en el ámbito industrial y energético es la ausencia del H₂ libre en la naturaleza, en nuestro planeta, pues en el universo sí se encuentra como molécula diatómica y es el elemento más abundante.

En la tierra se encuentra formando parte de elementos de la naturaleza como materiales orgánicos, hidrocarburos (petróleo, gas natural, carbón...), ácidos y bases o mismamente en el agua. Es por eso por lo que hay que obtenerlo a partir de estos portadores de hidrógeno mediante uno de los varios métodos de obtención. Estos métodos se escogerán según la materia prima empleada para el proceso y en especial de los residuos generados en el proceso, algo muy importante hoy en día pues lo que se busca es un modelo energético libre de emisiones de CO₂.

Todas estas vías posibles de obtener hidrógeno le confieren la característica de ser un vector energético muy versátil y con gran adaptabilidad (ilustración 2). Versátil por

las diversas fuentes de energía primaria para su obtención y, adaptación, porque son las fuentes de energía las que se adaptan al proceso que se quiere seguir.

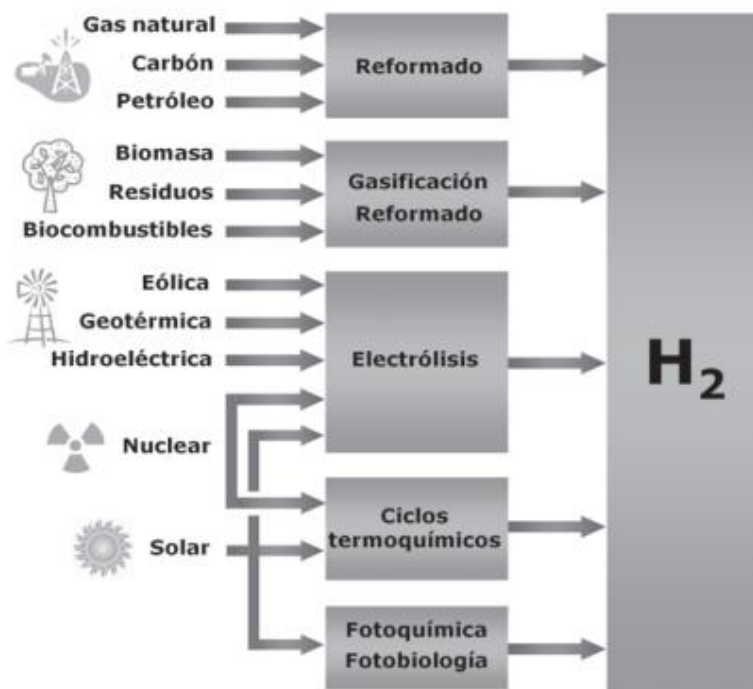
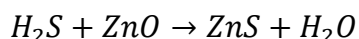


Ilustración 2. Principales fuentes de energía para obtener H₂ ³

En 2021 la producción de hidrogeno con combustibles fósiles fue un 47% con gas natural, 27% carbón y 22% petróleo. Siendo predominante el uso de gas natural en el método de reformado por vapor de agua. Y tan solo 4% por electrolisis y se estima que tan solo un 1% fue con una energía procedente de fuentes renovables [10].

2.2 Combustibles fósiles como fuente de energía primaria

Aunque el objetivo de este texto es hablar de una obtención de hidrógeno verde, me gustaría hablar de los métodos de producción más usados aún hoy en día. Estos métodos involucran el gas natural como fuente de energía primaria. El gas natural normalmente tiene una composición de 90% CH₄, y el resto mezcla de N₂, CO₂, H₂S y otros compuestos de azufre e hidrocarburos. Primeramente, el gas natural se limpia de los compuestos con azufre convirtiéndolos en sulfuro de hidrógeno para ser eliminados con óxido de zinc.



Con el gas ya sin azufres hay varias opciones según el reactivo a usar.

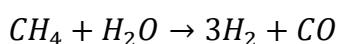
³ J. Llorca, El hidrógeno y nuestro futuro energético, Ediciones UPC. Universidad politécnica de Cataluña, 2010. [En línea]. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.3/36579>

a. Reformado por vapor de agua

Método a partir del metano refinado que se hace reaccionar con vapor de agua (ilustración 3). Es el método más empleado con un rendimiento del 65%. La reacción entre el metano y el agua es una reacción endotérmica, se requiere un aporte de energía mantenido en el tiempo de 210 kJ/mol de metano. Esto es debido a que el enlace C-H, es un enlace muy fuerte de 435 kJ/mol.

El metano se hace reaccionar con el agua a presiones moderadas de 25 bar y temperaturas de 800 a 900°C.

Se realizan dos reacciones. La ecuación estequiométrica de la primera reacción es la siguiente, correspondiente al reformado del vapor con metano.



Como catalizador para la primera reacción se emplea níquel. Las partículas de níquel se colocan en un soporte poroso logrando una gran superficie efectiva.

La segunda reacción con el nombre de reacción de desplazamiento de gas de agua o WGS (*water gas shift*), consiste en aprovechar el monóxido de carbono producto de la primera reacción y hacerlo reaccionar nuevamente con el agua. Así se produce más hidrógeno todavía y colateralmente CO_2 .

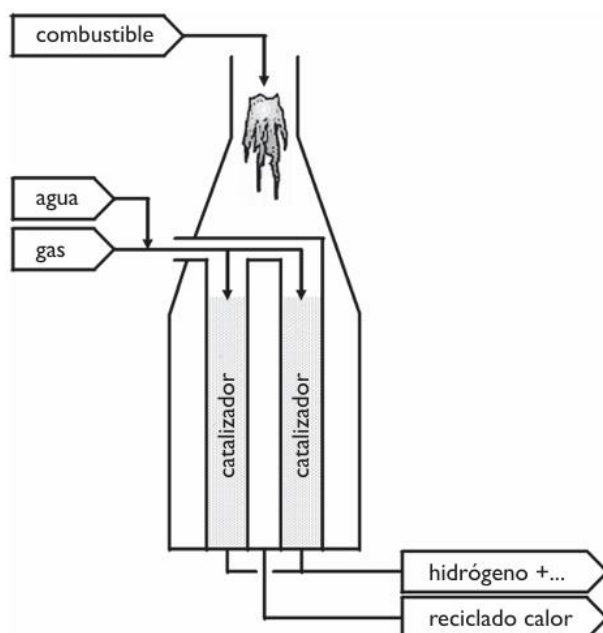
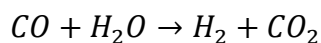


Ilustración 3. Diagrama del método reformado por vapor de agua.⁴

⁴ J. Llorca, El hidrógeno y nuestro futuro energético, Ediciones UPC. Universidad politécnica de Cataluña, 2010. [En línea]. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.3/36579>

Como catalizadores en esta reacción se emplean partículas de cobre y zinc sobre alúmina o una mezcla de óxidos de hierro y cromo. Según el catalizador empleado la temperatura para maximizar la producción de hidrógeno va desde los 190°C hasta los 450°C

Reacción global del reformado: $CH_4 + 2H_2O \rightarrow 4H_2 + CO_2$

b. Oxidación parcial y reformado oxidativo

Tal y como el nombre invita a pensar, el método se basa en una combustión incompleta por defecto de oxígeno. Como resultado de la reacción se obtiene una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. Este monóxido de carbono, al igual que en el reformado por vapor de agua, se puede usar para producir más hidrógeno con la reacción de desplazamiento de gas de agua.

El proceso de este método, termodinámicamente, es un proceso exotérmico. Se libera energía durante la reacción, concretamente 71 kJ/mol de CH_4 .

Primera reacción: $CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow 2H_2 + CO$

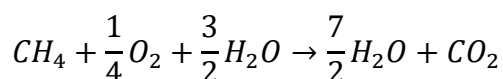
Segunda reacción (desplazamiento de gas de agua): $CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2$

c. Reformado autotérmico

Aunque desde el punto de vista energético la oxidación parcial es mejor que el reformado por vapor de agua, no lo es en producción de hidrógeno.

Oxidación parcial produce hasta 3 moles de hidrógeno por cada mol de metano liberando 71 kJ/mol de metano. Mientras que el reformado produce 4 de hidrógeno por cada metano con la contra de requerir un aporte de 210 kJ/mol de metano.

Por ello el reformado autotérmico propone reaccionar al metano con el agua y el oxígeno a la vez, consiguiendo un balance energético donde la energía que produce en la oxidación se emplea para el reformado y optimizar la producción de hidrógeno al máximo.



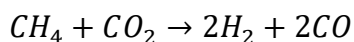
En el proceso real ocurre que el metano reacciona antes con el oxígeno (oxidación parcial) lo que hace que suba la temperatura del reactor debido a ser un proceso exotérmico, para luego bajar al reaccionar con el agua (reformado por vapor de

agua). En consecuencia, los catalizadores acortan su vida útil por los cambios de temperatura.

d. Emisiones de CO₂ y reformado con CO₂

A partir de las ecuaciones estequiométricas de los métodos descritos se observa que por cada mol de CH₄ se obtienen, según el método empleado, entre 3 y 4 moles de H₂, eso es bueno. Pero también salta a la vista que por cada mol de CH₄ se obtiene un de CO₂, eso es malo. Si en vez de emplear CH₄ se emplean otros hidrocarburos más pesados, como mayor cantidad de átomos C/átomos H por molécula, la cantidad de CO₂ producida aumenta.

Para amortiguar esta producción de CO₂ se recurren a técnicas como la de «secuestro de CO» confinando el 85% - 95% del gas para que no llegue a la atmósfera. Posteriormente es almacenado bajo tierra. También se puede aprovechar para producir hidrógeno, también a partir del metano, nada mal.



Con el pero de que la reacción es altamente endotérmica llegando a requerir temperaturas por encima de los 800°C.

2.3 Electrólisis del agua

a. Historia de la electrólisis

En el año 1800, unas décadas después de que Cavendish observara que al combustionar el hidrógeno en presencia de O₂ se producía agua y de la invención de la pila voltaica por Alessandro Volta. Los británicos William Nicholson y Anthony Carlisle, haciendo pasar una corriente eléctrica a través del agua consiguieron el proceso inverso [11]. Ahora era el agua la que se descomponía en hidrógeno y oxígeno.

En 1834, Michael Faraday desarrolla las leyes de la electrólisis mientras servía como ayudante de Humphry Davy, quién estudió el proceso de la electrolisis.

- “1ª Ley: La masa de una carga eléctrica depositada en un electrodo durante la electrólisis es directamente proporcional a la cantidad de electricidad transferida a este electrodo. La cantidad de electricidad se refiere a la cantidad de carga eléctrica, que en general se mide en coulombs.”

La tabal 2 muestra esta ley con 3 reacciones diferentes en las que por cada mol de masa es necesario un mol de electrones.

Proceso	Cantidad depositada	Cantidad e ⁻ necesarios	Carga eléctrica
$\text{Na}^+(\text{aq}) + 1\text{e}^- \rightarrow \text{Na}(\text{s})$	1 mol Na	1 mol e ⁻	$96500\text{ C} \approx F$
$\text{Mg}^{2+}(\text{aq}) + 2\text{e}^- \rightarrow \text{Mg}(\text{s})$	1 mol Mg	2 mol e ⁻	$2 \cdot 96500\text{ C} \equiv 2F$
$\text{Al}^{3+}(\text{aq}) + 3\text{e}^- \rightarrow \text{Al}(\text{s})$	1 mol Al	3 mol e ⁻	$3 \cdot 96500\text{ C} \equiv 3F$

Tabla 2 Reacciones que muestran la 1ª ley de la electrolisis.

- “2ª Ley: Para una determinada cantidad de electricidad (carga eléctrica), la masa depositada de una especie química en un electrodo es directamente proporcional al peso equivalente del elemento. El peso equivalente de una sustancia es su masa molar dividido por un entero que depende de la reacción que tiene lugar en el material, este número representa la cantidad de moles de electrones puestos en juego en la reacción de oxidación-reducción.”

Gracias a la electrolisis fueron varios los elementos que se consiguieron descubrir aislándolos a partir de muestras de compuestos.

- 1817 Johan August Arfwedson determinó la existencia del litio, pero sin éxito en aislarlo completamente. Algo de lo que si fue capaz William Thomas Brande 4 años después usando la electrolisis.⁵
- Noviembre de 1875, Paul Émile Lecoq de Boisbaudran consiguió aislar el galio por medio de la electrólisis del hidróxido de galio.
- En 1886 Ferdinand Frederick Henri Moissan, usando la electrolisis consiguió aislar el flúor. Un gas tan tóxico que fueron muchos químicos los que fallecieron intentando la misma labor. Por su éxito Frederick recibiría el premio Nobel de Química en 1906.
- También en 1886 el ingeniero estadounidense Charles Martin Hall y el ingeniero Paul Héroult idearon paralelamente un método para producir aluminio a partir de la electrólisis conocido como Proceso Hall-Héroult. Hoy en día es el único proceso que se usa en la industria para producir aluminio.

⁵ T. Helmenstine, «Johan August Arfwedson and Lithium», <https://sciencenotes.org/today-in-science-history-january-12-johan-august-arfwedson/>. [En línea]. Disponible en: <https://sciencenotes.org/today-in-science-history-january-12-johan-august-arfwedson/>

b. Principios de la electrolisis

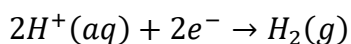
Este proceso se basa en la descomposición del agua H_2O en oxígeno O_2 y hidrógeno H_2 mediante la aplicación de una corriente continua (ilustración 4). Se busca superar la energía libre de Gibbs del agua de 237.23 kJ/mol en condiciones normales (1 atm, 25 °C) para poder dividir la molécula [12].

El hidrógeno obtenido es de gran pureza y sin emisiones de CO_2 durante el proceso, en comparación con los métodos anteriores. El oxígeno generado en el proceso se puede usar para otros fines como el tratamiento de aguas.

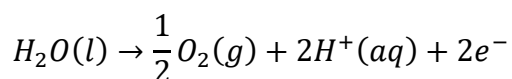
El agua empleada en el proceso no es pura por no ser un buen conductor de iones. Se busca variar el pH del agua añadiendo un ácido, para aumentar concentración de protones, o con una base, para la concentración de grupos hidroxilos. Con esto se quiere disminuir la resistencia eléctrica y no contribuir a posibles sobrepotenciales. El medio alcalino es el más empleado pues el medio ácido contribuye a la aparición de corrosiones importantes. Normalmente se consigue a través de NaOH o KOH.

Conectando una fuente de corriente continua o una batería a los dos electrodos separados por una membrana sumergidos en una disolución de agua y el electrolito

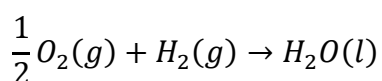
Electrodo negativo o cátodo, donde tiene lugar la semirreacción de reducción.

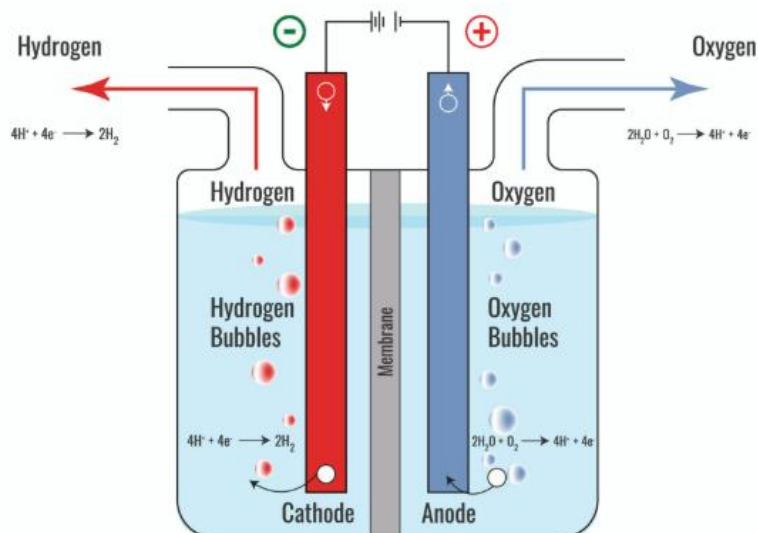


Electrodo positivo o ánodo, donde tiene lugar la semirreacción de oxidación.



Reacción global:





Electrolysis of water

Ilustración 4. Funcionamiento básico de la electrolisis.

c. Termodinámica del proceso

Se trata de un proceso endotérmico, requiere de un aporte de energía para que se produzca ($\Delta G > 0$). Si suponemos que la reacción es un proceso reversible, la energía necesaria para la separación del agua se obtiene de las leyes de la termodinámica [12].

$$\Delta H = \Delta G + T \cdot \Delta S$$

ΔH es la energía total necesaria para dividir la molécula.

$T \cdot \Delta S$ representa la parte térmica demanda y las irreversibilidades.

ΔG es la energía libre de Gibbs que representa la parte eléctrica demanda.

Estos términos en condiciones estándares (25°C y 1 atm) tienen los valores

$$\bullet \quad \Delta G^o = 237.23 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}, \quad \bullet \quad T \cdot \Delta S^o = 48.65 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}.$$

Por lo tanto, la energía total necesaria es $\Delta H^o = 285.88 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$.

Este resultado este dado para unas condiciones de presión y temperatura específicas. La variación de la presión no tiene repercusión relevante. Pero sí la temperatura, que al aumentar hace que la demanda total de energía disminuya, más aún si el agua se encuentra en estado gaseoso y no líquido. Esto se ve más visualmente en la ilustración 5.

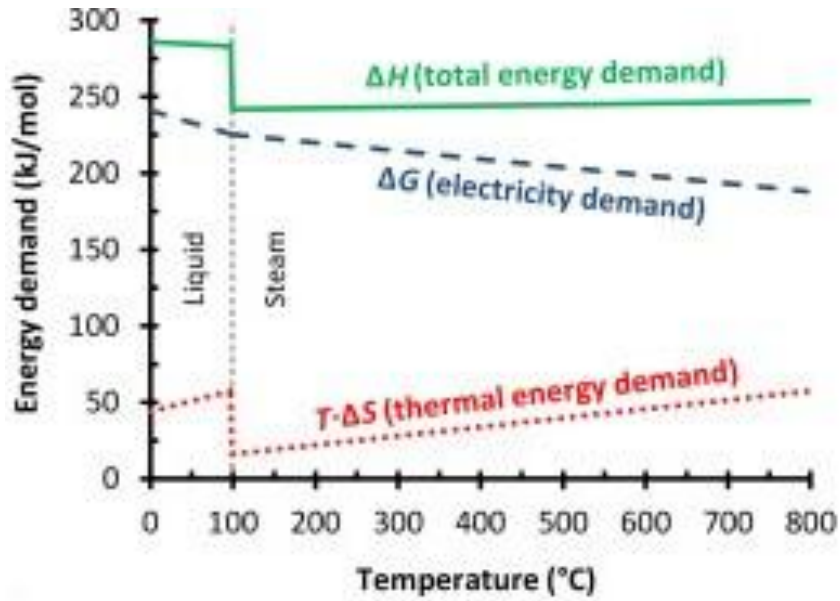


Ilustración 5. Variación termodinámica con la temperatura.⁶

d. Voltaje de la celda

Voltaje ideal

Se trata del voltaje mínimo que se tiene que aplicar entre ánodo y cátodo para que la electrolisis se lleve a cabo en condiciones adiabáticas, sin intercambio de calor con el entorno. Se define con la siguiente ecuación [12].

$$V_{ideal} = \frac{\Delta G}{nF}$$

ΔG es la variación de la energía libre de Gibbs. Mide el trabajo eléctrico necesario para que la electrolisis se lleve a cabo. $n=2$ es el n° de e- intercambiados durante la electrolisis. F es la constade Faraday que representa la cantidad de carga eléctrica en un mol de electrones y de valor $F=96485.33212$ C/mol.

En condiciones estándares de 25°C y 1 atm $\Delta G^o = 237.23 \frac{kJ}{mol}$.

Por lo tanto, la tensión mínima necesaria entre ánodo y cátodo es $V_{ideal}^o = 1.229$ V. En condiciones diferentes a las estándares se emplea la ecuación de Nernst para su cálculo.

$$V_{ideal} = V_{ideal}^o + \frac{RT}{nF} \ln \left(\frac{p_{O_2}^{1/2} \times p_{H_2}}{a_{H_2O}} \right)$$

⁶ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

$p_{O_2}^{1/2}$ y p_{H_2} son las presiones parciales del O₂ y H₂ respectivamente. a_{H_2O} es la actividad del agua. R es la constante absoluta de los gases con valor de 8.314 J/(K·mol).

Voltaje real (termoneutral)

Si el proceso no ocurre en condiciones adiabáticas, habiendo intercambio de calor con el entorno, la energía necesaria para llevar a cabo la reacción en condiciones estándares será $\Delta H^o = 285.88 \frac{kJ}{mol}$.

Sustituyendo este valor en la ecuación $V_{real}^o = \frac{\Delta H^o}{nF}$ se obtiene un valor de tensión mínimo de 1.48 V. La diferencia de 0.25 V respecto al ideal se debe a sobretensiones necesarias para iniciar el proceso [12].

Zonas de operación del proceso

En la ilustración 6 se ven diferenciadas 3 zonas según el voltaje empleado en la electrolisis a una temperatura dada se trabajará en una zona u otra.

- Zona 1. El voltaje de trabajo es mayor que el voltaje termoneutral. Se produce la electrolisis con un exceso de energía en forma de calor \dot{Q}_1 que se elimina con un intercambiador de calor.

$$\dot{Q}_1 = (V_{trabajo} - V_{real}) \times I$$

- Zona 2. El voltaje de trabajo se encuentra entre el voltaje termoneutral y el ideal para la temperatura dada. Para que se produzca la electrolisis en esta zona es necesario aportar una energía en forma de calor \dot{Q}_2 .

$$\dot{Q}_2 = (V_{real} - V_{trabajo}) \times I$$

- Zona 3. El voltaje de trabajo es menor que el mínimo teórico para producir la electrolisis para una cierta temperatura. En consecuencia, no se puede dar inicio al proceso.

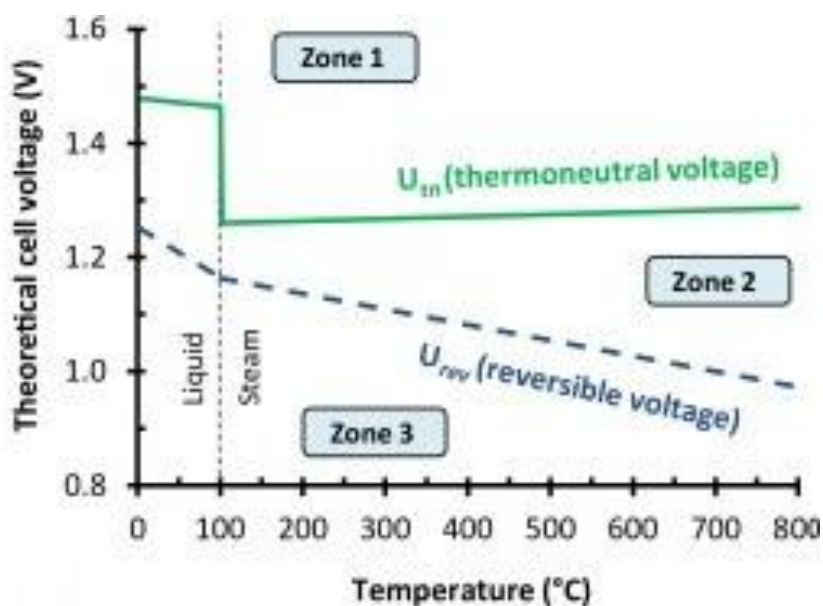


Ilustración 6. Variación tensión ideal y real con la temperatura⁷

Sobrepotenciales y pérdidas de eficiencia

En la práctica lo más habitual es operar en la zona 1 con una tensión mayor a la termoneutral. Pues es necesario superar ciertos sobrepotenciales debido a irreversibilidades durante el proceso [12].

- Sobrepotencial de activación (η_{act}^V). Debido a la energía necesaria para que las reacciones electroquímicas en los electrodos se inicien. Es una consecuencia de la limitada velocidad de transferencia de carga en los electrodos. Un adecuado catalizador o un aumento de la temperatura puede mejorar esta velocidad y, por tanto, reducir este potencial.
- Sobrepotencial óhmico (η_{ohm}^V). Debido a la resistencia iónica del electrolito, a la eléctrica de los materiales de la celda y la de contacto entre el electrolito y partes internas de la celda. Dependen de los materiales empleados, temperatura, diseño y densidad de corriente.
- Sobrepotencial de difusión (η_{dif}^V). Debido a la concentración de los productos de la reacción (H_2 y O_2) en los lugares donde tiene lugar la reacción lo que provoca que la cinética de la reacción disminuya. Para evadir esta situación hay que evacuar productos con la misma rapidez con la que se producen. Estas pérdidas están muy presentes sobre todo altas densidades de corriente, a bajas corrientes se pueden despreciar.

⁷ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

Teniendo en cuenta estos posibles sobrepotenciales y el potencial mínimo ideal, el voltaje de trabajo es el siguiente.

$$V = V_{ideal} + (\eta_{ohm}^V + \eta_{act}^V + \eta_{dif}^V)$$

La influencia de cada sobrepotencial depende de la densidad de corriente como se ve en la ilustración 7 donde se representa la evolución de la curva de polarización.

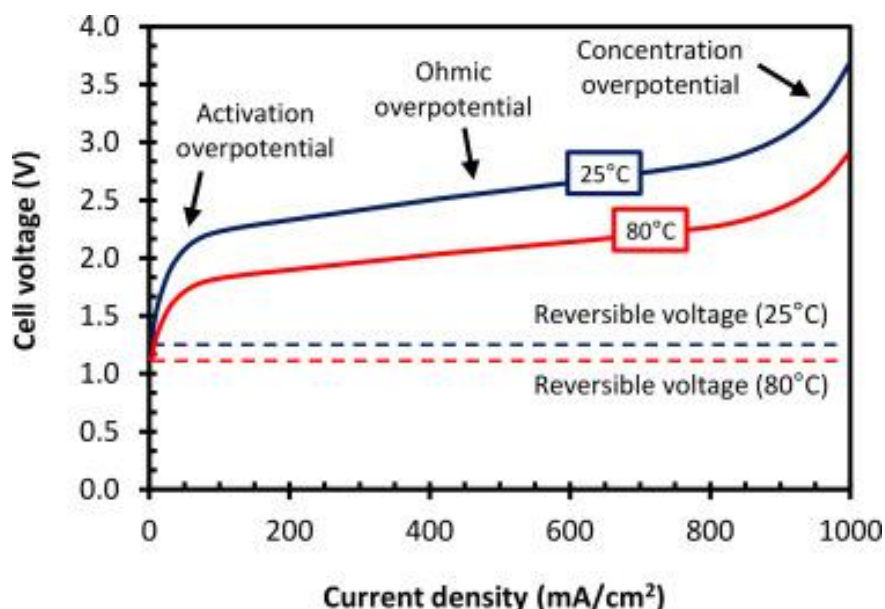


Ilustración 7. Curva de polarización de una celda de electrolisis. influencia de los sobrepotenciales según la densidad de corriente.⁸

Es la densidad de corriente la que nos marca que tipo de sobrepotencial tiene mayor influencia. Para densidades por debajo de los 100 mA/cm² el predominio del sobrepotencial es debido a los sobrepotenciales de activación. Por encima de los 900 mA/cm² el voltaje aumenta en gran medida por sobrepotenciales de concentración, lo que disminuye la eficiencia. Entre ambos valores la curva tiene una zona lineal donde son las pérdidas óhmicas las que están más presentes.

⁸ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

3. Almacenamiento y transporte

3.1. Introducción

Primeramente, me gustaría hacer una breve definición de unos conceptos básicos como son vector energético, fuente de energía y conversor energético.

- Fuente de energía: se trata de un fenómeno físico o químico del que se aprovecha su energía al variar su entalpía (H), esta variación se define con la siguiente ecuación:

$$\Delta H = \Delta U + P\Delta V \quad \left\{ \begin{array}{l} H \text{ es la entalpía (J)} \\ U \text{ variación de energía interna (J)} \\ P \text{ presión (Pa)} \\ V \text{ volumen (m}^3\text{)} \end{array} \right.$$

Se clasifican en:

- Primarias, si provienen de un fenómeno natural.
 - Renovables, si su capacidad energética es virtualmente inagotable por la inmensa energía que poseen o por regenerarse por medios naturales.
 - No renovables, fuentes con una cantidad limitada y que al acabarse no se regeneran en un tiempo razonable.
- Secundarias, si son resultado de una transformación energética a partir de una fuente primaria. Por ejemplo, de la energía cinética del viento obtener energía eléctrica.
- Vector energético: elemento capaz de almacenar y transportar una cierta forma de energía para luego recuperarse en la misma forma u otra diferente. Ejemplos: baterías, pilas, aire comprimido o líquido, volantes de inercia y el hidrógeno de importancia hoy en día y en este trabajo teórico/práctico.
- Convertidor energético: elemento que transforma una forma de energía en otra para ser utilizada en una aplicación con necesidades concretas. Un ejemplo sería los paneles fotovoltaicos que por efecto fotoeléctrico se transforma la energía radiante del sol en energía eléctrica, o una central hidráulica que convierte la energía potencial del salto del agua en energía eléctrica.

3.2 Hidrógeno como vector energético

En el caso concreto del hidrógeno, este almacena la energía que puede ser obtenida a partir de múltiples fuentes de energía en forma de energía química (ilustración 8). Para luego ser liberada en forma de energía eléctrica, a través de un electrolizador, o térmica, al arder el hidrógeno.

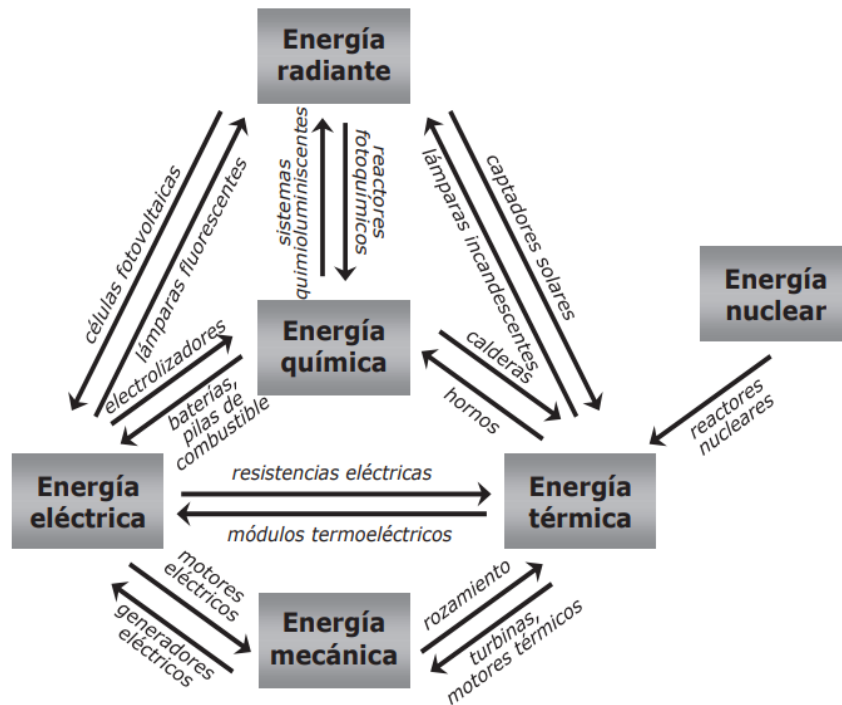


Ilustración 8. Relación de formas de energía mediante convertidores energéticos.

Desde principio de siglo y durante las 2 últimas décadas la potencia instalada en generación eólica y renovable creció exponencialmente como se ve en la ilustración 9. Las energías renovables se caracterizan por ser imprevisibles en su generación, por eso con este crecimiento será necesario un sistema capaz de almacenar los excesos sin poner en peligro la seguridad de la red.

El hidrógeno se postula como método de almacenamiento en caso de excedentes de energías renovables. Esta energía se podrá distribuir en forma de energía química en los enlaces de la molécula de H_2 largas distancias desde zonas con abundancia de recursos renovables a otras donde tengan más demanda (ilustración 10).

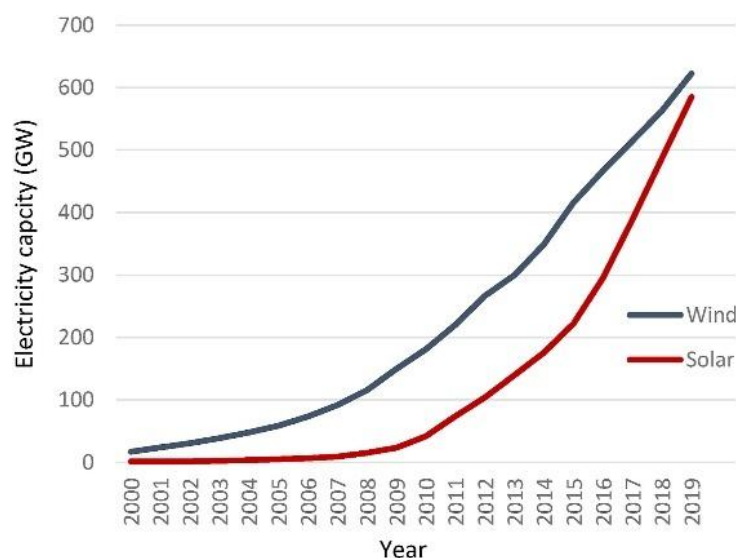


Ilustración 9. Evolución potencial instalada generación solar y eólica ⁹

Sea cual sea el objetivo de su uso en la estrategia energética sí o sí hay que tener un sistema de almacenamiento. Otro de los grandes retos que supone hoy en día el hidrógeno es el sistema de almacenamiento para ser transportado y distribuido, pues muchas veces se trata de cantidades volumétricas pequeñas. Por ejemplo, en el sector del transporte el sistema de almacenamiento a bordo requiere un volumen del combustible óptimo con la cantidad energética, coste y seguridad.

Lo primero de todo es optar por uno de los tres estados de la materia para su almacenamiento. Líquido, sólido o gaseoso cada uno con sus ventajas y desventajas. Por ejemplo, almacenarlo en estado líquido requiere un 64 % más de energía que hacerlo en estado gaseoso comprimido a alta presión.¹⁰

Se trata de un elemento con características físicas y químicas particulares a tener en cuenta a la hora de escoger el método óptimo para su almacenamiento y transporte según la utilidad que se le vaya a dar, la velocidad de descarga, el tiempo que vaya a estar almacenado o la proximidad a los puntos de consumo.

⁹ <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>

¹⁰ A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio, y M. Larimi, «Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems», 26 de abril de 2021, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.080. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921005838#bib18>

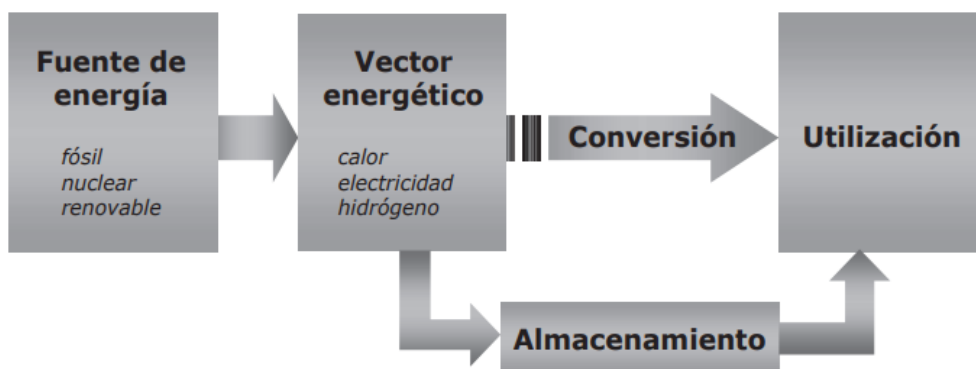


Ilustración 10. Ciclo de la energía

a. Almacenamiento en estado gaseoso. Hidrogeno comprimido

Se trata del método más sencillo de almacenamiento, el más extendido y el que cuenta con la tecnología más desarrollada y asentada, a pesar de que en estado gaseoso el hidrógeno cuenta con baja densidad energética a menos que se comprima a muy altas presiones [13][14].

En condiciones normales el hidrogeno (H_2) es un gas con baja densidad de 0.0899 kg/m³ lo que le confiere una densidad energética baja a pesar de su gran poder calorífico de 120 MJ/kg [2].

A consecuencia de esto, el almacenamiento se realiza a altas presiones desde 200 atm a 700 atm (presión a la que se usa el hidrógeno en el sector del transporte). El almacenamiento en estas condiciones requiere un gran gasto energético para alcanzar la presión necesaria (ilustración 11), además de la necesidad de contenedores especiales que suponen un gran gasto económico.

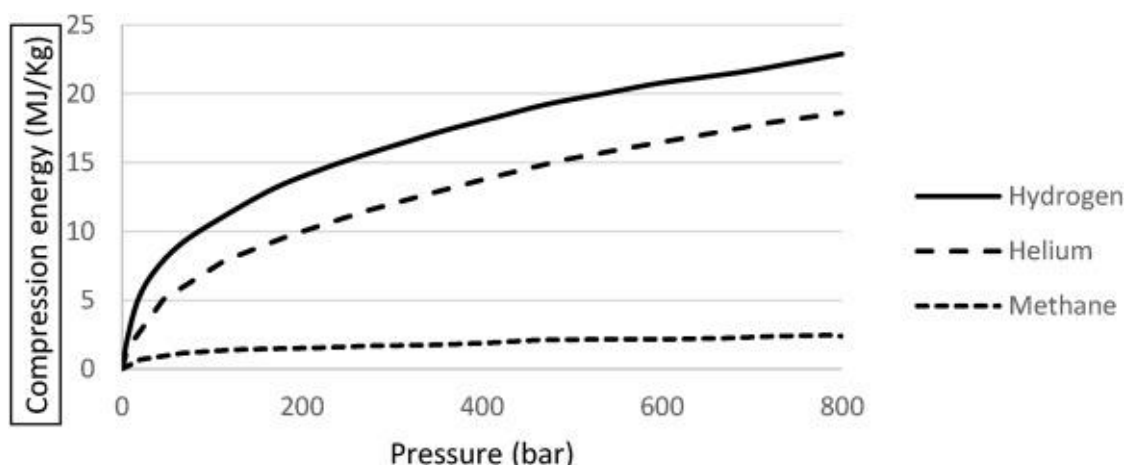


Ilustración 11. Energía necesaria para comprimir hidrógeno, helio y metano.¹¹

¹¹ https://afdc.energy.gov/files/pdfs/hyd_economy_bossel_eliasson.pdf U. Bossel, B. Eliasson
Energy and the hydrogen economy

Por ello se buscan recipientes que sean económicos, ligeros y capaces de resistir la difusión de la molécula de H₂ a través del material. Son recipientes de sección cilíndrica con 2 cupulas esféricas en los extremos. Estos se clasifican en 4 tipos. [15]

- Tipo 1. Fabricados con acero al carbono o acero de baja aleación es la opción más utilizada y económica. Pueden almacenar hidrogeno entre 150 y 300 con un máximo de 500 bar en un volumen de los 2.5 a los 50 m³. Tienen la desventaja de su elevado peso.
- Tipo 2. Con una presión no limitada que puedan soportar. Cuentan con un revestimiento grueso interior de acero o aluminio que soporta la presión del gas y evita que escape, el cual está envuelto con un compuesto de resina que absorbe tensiones de compresión residual.
- Tipo 3. Al igual que el tipo 2, este consiste en un revestimiento metálico, pero delgado y totalmente envuelto en un compuesto de resina de fibra de alta resistencia que absorberá la mayor la parte de la presión. Soportan hasta 450 bar con la mitad de peso que el tipo 1 pero con un alto coste.
- Tipo 4. Pueden almacenar hasta 1000 bar de presión. Cuentan también con un revestimiento, pero en este caso de polímero o en casos raros metálico muy fino envuelto en resina de fibra.

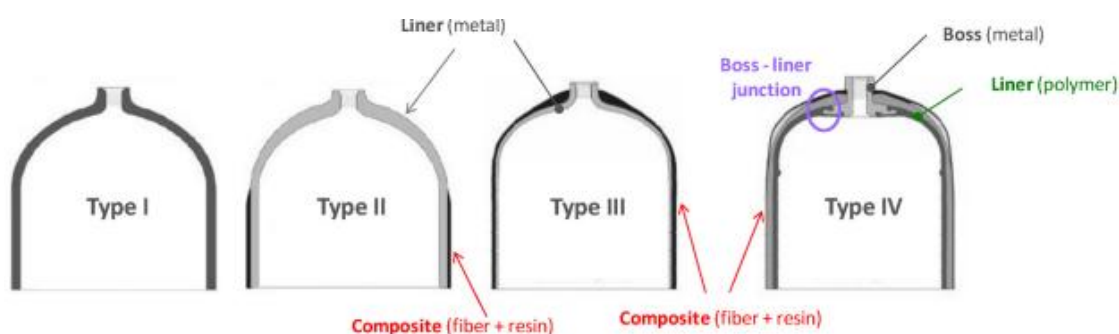


Ilustración 12. Esquema de los 4 tipos de recipientes.¹²

b. Almacenamiento en estado líquido

Para el almacenamiento en estado líquido se debe alcanzar la temperatura de -253°C correspondiente al punto de ebullición [2]. Este proceso consume una gran parte de la energía que se espera obtener del hidrógeno a almacenar. Los recipientes utilizados tienen la ventaja de ser más eficientes en el almacenamiento, pues la

¹² H. Barthelemy, M. Weber, y F. Barbier, «Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives», *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, n.º 11, pp. 7254-7262, mar. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178

densidad en estado líquido es menor. Con alta eficiencia de aislamiento (vacío) su estructura se basa en un recipiente interior y una camisa protectora externa.

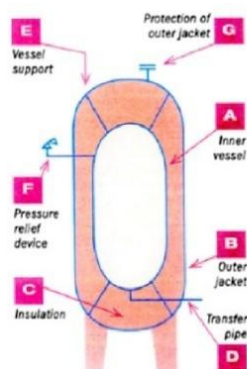


Ilustración 13. Recipiente de almacenamiento líquido y camión remolque.¹³

El recipiente (ilustración 13) se fabrica usando acero inoxidable austenítico. Se tienen en cuenta efectos como el de la fragilización por hidrógeno y cambios mecánicos por las bajas temperaturas.

En el caso de la fragilización se puede despreciar por debajo de los $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$ en los aceros empleados.

c. Almacenamiento sólido.

En estado sólido la estrategia sería hacer reaccionar al hidrógeno con metales específicos y que formen hidruros metálicos (ilustración 14). Este método se basa en la quimisorción disociativa donde una molécula se divide al interaccionar con la superficie de un sólido y los átomos disociados se adhieren a la superficie.

Aquí es la molécula de H_2 la que se disocia y los átomos hidrógeno se enlazan con los átomos del metal. Según sea el enlace entre los átomos H y metal el hidruro puede ser iónico (enlace iónico, covalente (enlace covalente) o intersticial (sólido). La eficiencia de este tipo de almacenamiento se determina según las características de los materiales de capacidad de almacenamiento, la termodinámica y cinética del proceso, su estabilidad y duración [15][16].

El proceso de adsorción del hidrógeno es un proceso exotérmico y el de liberación un proceso endotérmico. Por lo tanto, se requieren sistemas para el calor durante la adsorción y suministrar calor para la liberación del H_2 del hidruro en cuestión.

¹³ H. Barthelemy, M. Weber, y F. Barbier, «Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives», *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, n.º 11, pp. 7254-7262, mar. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178.

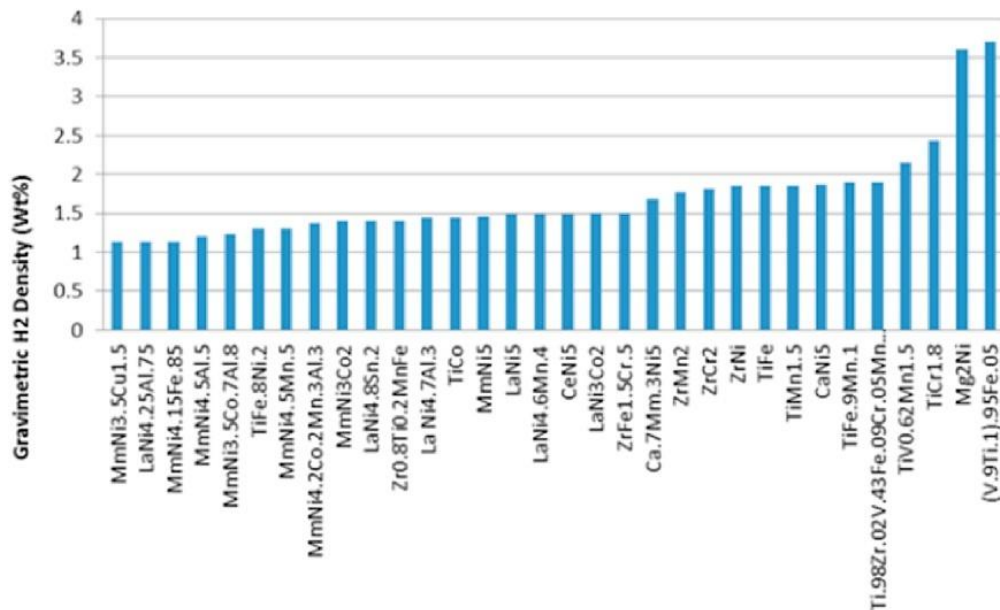


Ilustración 14. Capacidad de adsorción de H₂ de varios hidruros intermetálicos.¹⁴

d. Almacenamiento subterráneo

Similar al método de almacenamiento del gas natural empleado ya en la actualidad. El objetivo es almacenar hidrógeno en cavidades subterráneas lo suficientemente grandes como para abastecer un consumo durante años. Por similitud de las instalaciones en diseño y operación es posible aprovechar las ya existentes para el gas natural, esto da una gran ventaja competitiva frente a otros métodos de almacenamiento [17][13][18][19].

En este método de almacenamiento el H₂ se diferencia en dos tipos de gas.

- Gas colchón. Permanece siempre en la cavidad para mantener una presión constante con el objetivo de la cavidad estable.
- Gas de trabajo. La parte del gas almacenado que se extrae para su explotación.

Los lugares geológicos normalmente usados son las cavernas salinas, minas abandonadas o antiguos yacimientos de gas natural o petróleo, ya que por su capacidad volumétrica y características físicas son opciones ideales.

Es necesario que estas cavidades naturales reúnan ciertos requisitos para que el almacenamiento sea viable y seguro. Como, por ejemplo.

- Presión adecuada y constante para evitar fugas y mantener la estructura en buenas condiciones.

¹⁴ J.-M. Pasini et al., «Metal Hydrides Theodore Motyka Savannah River National Laboratory Metal Hydride System Architect DOE Materials-Based Hydrogen Storage Summit Defining Pathways for Onboard Automotive Applications», 2015. [En línea]. Disponible en: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/02/f19/fcto_h2_storage_summit_motyka.pdf

- Baja permeabilidad.
- Una estructura estable para una buena seguridad y evitar colapsos.
- Aislamiento natural contra cambios de temperatura, filtraciones o escapes.

Los yacimientos agotados de petróleo y gas natural tienen la ventaja de tener un gran tamaño, una estructura ya conocida y las instalaciones que se usaron durante su explotación lo que facilita su transformación en lugar de almacenamiento de hidrógeno. Pero tiene la desventaja de la presencia de gases que quedaron sin extraer. Por lo que cuando se extraiga el hidrógeno almacenado allí, habrá que tratarlo y purificarlo.

Las cavernas salinas la opción más eficiente principalmente por la experiencia y conocimiento de estos lugares al ser los empleados para almacenar gas natural. Son aptas para almacenar altas cantidades de gas a altas presiones. Los costes de operación son bajos pues también se pueden aprovechar las instalaciones para el almacenamiento de gas natural.

La instalación de almacenamiento más grande del mundo para hidrógeno verde se realiza en cavernas de sal y se encuentra en Delta, ciudad del estado de Utah en EE. UU. Es capaz de almacenar más de 300 GWh de energía provenientes de más de 220 MW de generación renovable. Este hidrógeno se empleará para alimentar una planta de ciclo combinado de 840 MW que inicialmente usará un 30% de hidrógeno y 70% de gas natural. Se espera que para 2045 la planta emplee un 100% de hidrógeno renovable.¹⁵

En el informe “El papel del almacenamiento subterráneo de hidrógeno en Europa” hecho por H2eart for Europe, una alianza de operadores de almacenamiento en Europa para la descarbonización mediante el almacenamiento subterráneo de hidrógeno, se necesitan 45 TWh de hidrógeno almacenado para 2030. Ya hay 9.1 TWh proyectos para el 2030, quedando 36 TWh por cubrir los cuales costarían entre 18000 y 36000 millones de euros según el informe mencionado [17].

En Europa hay más de 300 cavernas salinas que se usan para almacenar gas natural, las cuales se pueden reconvertir aprovechando su infraestructura en almacenamiento de hidrógeno. En Francia y Alemania ya hay proyectos planteados para esta reconversión. Un estudio realizado por la International Journal of Hydrogen Energy informada de una capacidad de almacenamiento en Europa de aproximadamente 84.8 petavatios hora (PWh) en forma de hidrógeno [17].

¹⁵ J. C. Giménez, «Almacenamiento subterráneo de hidrógeno de renovable». [En línea]. Disponible en: <https://www.sedigas.es/new/gas-actual/articulo-reportaje/almacenamiento-subterraneo-de-hidrogeno-de-renovable>

La ilustración 15 muestra varios ejemplos de localizaciones geográficas destinadas al almacenamiento subterráneo.

Location	Salt caverns		Aquifers	Depleted Gas Fields	Rock Caverns	Abandoned Mines
	Clemens (USA)	Moss Bluff (USA)	Stenlille (DEN)	Rheden (GER)	Skallen (SWE)	Leyden (USA)
Stored product	Hydrogen	Hydrogen	NG	NG	NG	NG
Seal/lining	Rock salt	Rock salt	Cap rocks	Cap rocks	Steel Lining	Groundwater
Pressure range [bar]	70–135	55–152	150–170	110–280	10–230	6.895-17.2
Cushion gas (Mio. Kg) (Eq.H ₂) ¹⁷	2.98	2.30	35.37	208.6	0.03	2.9
Working gas (Mio. Kg) (Eq.H ₂)	2.56	3.72	19.04	312.8	0.64	4.28
Working gas (GWh) (Eq.H ₂)	100.8	146.7	750.1	12322	25.1	168.7

Ilustración 15. Información de ejemplos de almacenamiento subterráneo ¹⁶

e. Transporte por tubería. Estado gaseoso

Transportar el hidrógeno producido es otra de las barreras a superar a nivel técnico y de costes. Una de las estrategias que se siguen es la de mezclarlo con gas natural empleando sus gasoductos para transportar ambos gases [20]. En la ilustración 16 se muestra de forma esquemática.

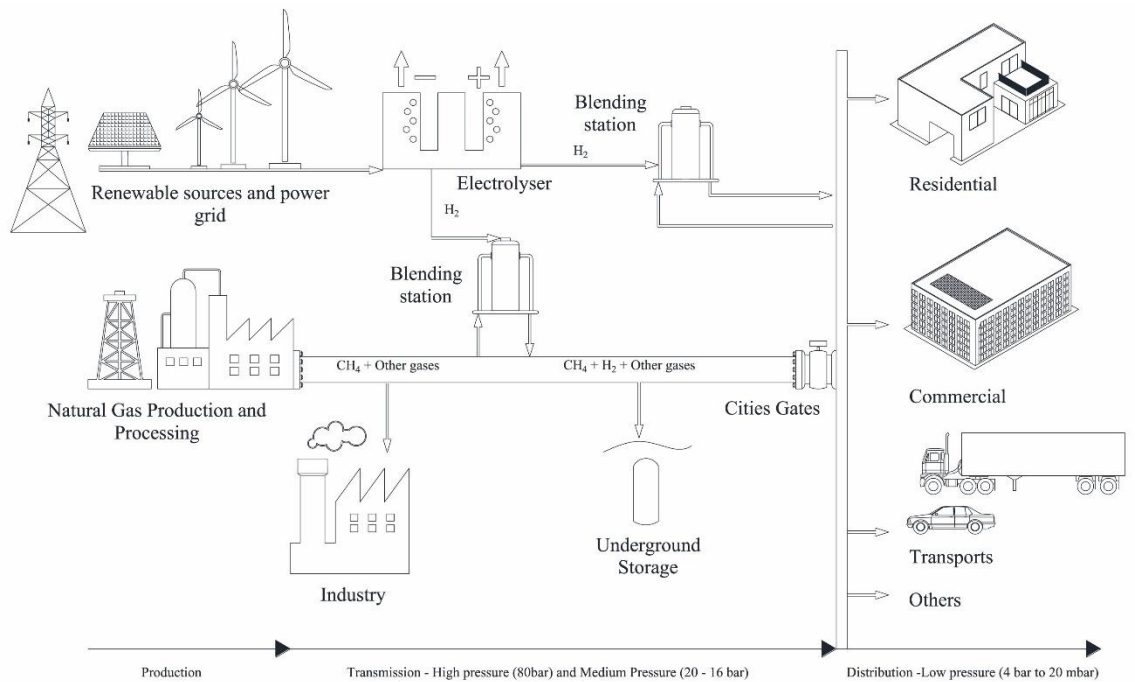


Ilustración 16. Esquema de producción de H², inyección a la red de gas natural y distribución final.¹⁷

¹⁶ Kruck O, Crotogino F, Prelicz R, Rudolph T. Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. 2013 [Online]. Available: http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf

¹⁷N. Rosa, N. Azimi Fereidani, B. J. Cardoso, N. Martinho, A. Gaspar, y M. Gameiro da Silva, «Advances in hydrogen blending and injection in natural gas networks: A review», 4 de marzo de 2025, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.01.314.

El H_2 y el CH_4 no reaccionan entre sí a la temperatura que se transportan, que es la ambiente. Lo que hay que tener en cuenta es el riesgo de que el H_2 se fugue a través del material de la tubería provocando fragilización y agrietamiento por hidrógeno. Esto es debido a que el hidrogeno es un gas 9 veces menos densos que el metano del gas natural y tan pequeño que es capaz de difundirse por los intersticios del acero que forma las tuberías.

En la actualidad hay varios proyectos para adaptar la red de gas natural para emplear la estrategia del blending (mezcla hidrógeno y gas natural para transporte por la misma tubería).

Uno de ellos es el proyecto BENORTH2, que usará una red ya existente que atraviesa 8 municipios de Bizkaia y contará con una longitud total de 15 km [21].

Otros existentes son HyDeploy, H2IGCC, MethQuest, HyDeal Ambition o Green Gas Grids.

4. Hidrógeno verde presente y futuro.

Postulado como un agente clave para la transición energética a modelos más sostenibles. Modelos sin emisiones que contribuyan al efecto invernadero y sin una gran dependencia de combustibles fósiles. El hidrógeno para esta tarea posee una gran versatilidad para su uso en la industria desde aplicaciones de generación eléctrica y de almacenamiento hasta su uso como combustible para sistemas de transporte.

Una de las características que le hace destacar es el hecho de que en su combustión o su uso en pilas de hidrógeno no produce emisiones de dióxido de carbono sino agua como subproducto. Esto da la opción de reducir la huella de carbono en los sectores que escojan el hidrógeno como nueva fuente de energía principal o combustible.



Ilustración 17. Mapa general de gasoductos que unen Rusia con la UE. ¹⁸

¹⁸ Samuel Bailey (sam.bailus@gmail.com) - Trabajo propio 15 November 2009

Pero no lo solo aporta ventajas desde el punto de vista energético frente a los combustibles tradicionales. Sino que podría evitar los impactos económicos, sociales, políticos, ambiental y de dependencia energética que tienen muchos países derivados del uso de fuentes de energía de origen fósil. Por ejemplo, el petróleo fue un factor importante en las causas que originaron la guerra del golfo. La Unión Europea ha tenido históricamente una dependencia del gas natural que proviene de Rusia, pero el conflicto bélico de Rusia y Ucrania ha obligado a la UE a buscar nuevos proveedores. Ucrania es un territorio por el que pasan gaseoductos que llevan el gas desde Rusia a al resto de Europa (ilustración 17). Además del uso del gas por parte de Rusia como arma diplomática.

Un acceso a fuentes de energía baratas y con grandes reservas para el abastecimiento del país y comercio es clave para el desarrollo y crecimiento de la economía e industria de un país.

Han sido y serán muchos los conflictos que originen las fuentes de energía que hoy en día se caracterizan por una gran escasez, por tener sus yacimientos localizados en zonas geográficas muy específicas y por requerir una serie de transformaciones para su correcto aprovechamiento. Esto provoca que solo unos pocos tengan el control de estas fuentes de energía y/o tengan la tecnología necesaria para obtener los subproductos demandados. Derivando en un desequilibrio económico y por tanto social.

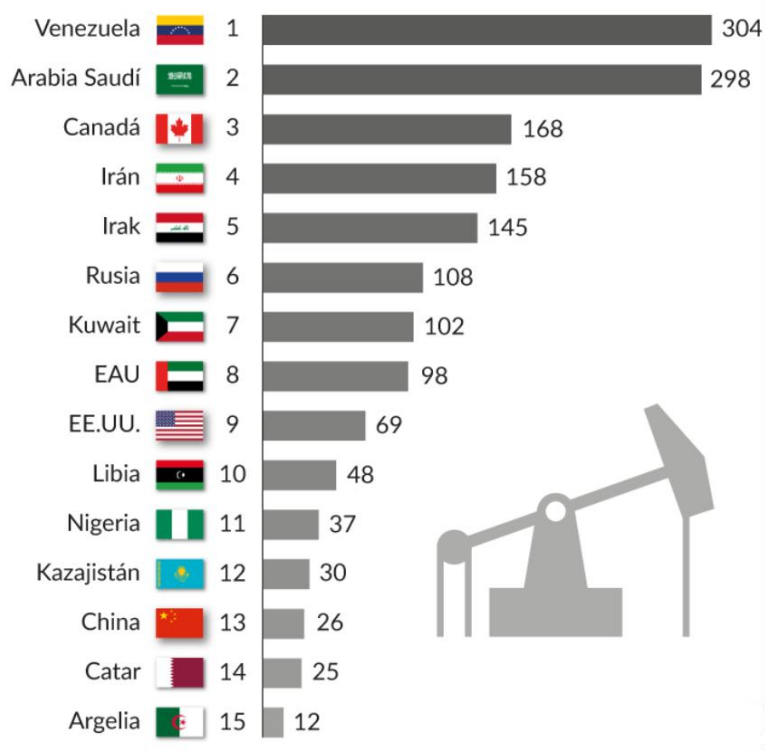


Ilustración 18. Países con mayores reservas de petróleo (miles de millones de barriles, 2020).¹⁹

¹⁹ Autor: Álvaro Merino (2023) Fuente: Banco Mundial (2022)

Un 80.4% de las reservas de petróleo actuales son controladas por poco más de 15 países (ilustración 18) según un informe de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). Dos tercios de estas reservas se encuentran en Oriente Próximo y Venezuela es el país con más reservas de petróleo con un 24.4%. Pero tener altas reservas no es sinónimo de ser beneficiario de las ventajas que aporta. Por ejemplo, el caso de Venezuela [22].

La ilustración 19 muestra la producción bruta de petróleo crudo incluyendo los hidrocarburos líquidos que se refinan.

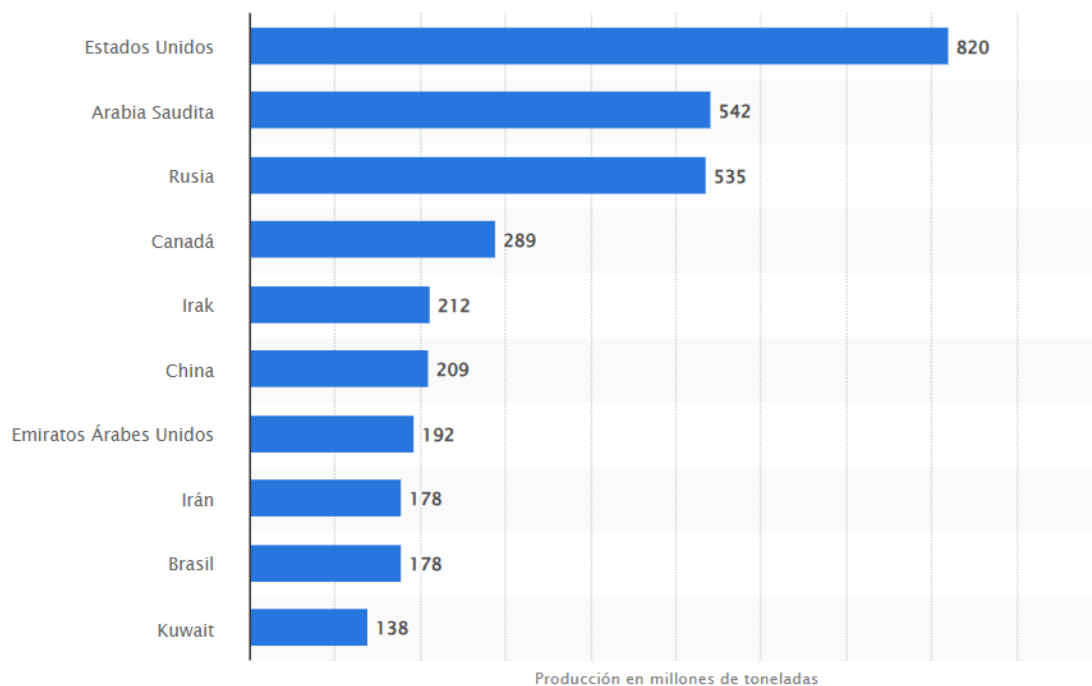


Ilustración 19. Ranking países productores de petróleo en 2023.²⁰

Caso Venezuela

Posee la mayor reserva de petróleo en el mundo, pero se trata de un petróleo con mucho azufre y de tipo pesado, de alta densidad y viscosidad. Esto hace que sea necesaria una infraestructura industrial y petroquímica para poder explotarlo correctamente. La cual Venezuela sí tiene e incluso posee una de las refinerías más grandes del mundo, la del complejo de Paraguaná. Pero se enfrentan a adversidades que hacen que no puedan aprovechar estas instalaciones debido a:

- Falta de insumos para la producción.
- Escaso mantenimiento de las instalaciones, poca inversión y averías no solventadas.

²⁰ R. Fernández, «Ranking mundial de los países productores de petróleo en 2023», jul. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.statista.com/estadisticas/635401/principales-paises-productores-de-petroleo/>

- Un crudo pesado para el cual necesitan productos o tecnología específica.
- Sanciones y restricciones impuestas por EE. UU.

Todo esto hace que se vean obligados a importar su crudo a otros países como China, Irán o Rusia. Para luego importan los subproductos de la refinación. Este modelo económico conlleva consecuencias como:

- Altos costos económicos por exportar barato el crudo.
- Compra la gasolina a un precio elevado más elevado del esperado.
- Ser dependientes de la tecnología, política y acuerdos comerciales de los países donde exportan el petróleo.
- Inestabilidad y malestar social de la población. Debido a la escasez de gasolina, por ejemplo.

Una nación con producción de hidrogeno verde puede verse afectado desde el punto de vista económico, político, social y ambiental.

4.1 Ventajas económicas

Para su obtención se emplean recursos renovables locales aportando seguridad energética al tener menor influencia en precios internacionales. Reduce la dependencia de importaciones de petróleo y gas bajando los costos energéticos en los países sin reservas ni infraestructuras para su tratamiento.

La volatilidad que pueden tener las importaciones en los precios energéticos de un país se ha visto en Europa de primera mano debido al conflicto bélico entre Rusia y Ucrania. Esto ha provocado una crisis energética en Europa que se intenta solventar con la importación gas licuado de Estados Unidos a un alto precio y con mayor impacto ambiental. El hidrógeno verde al producirse con sol y viento dentro del territorio de cada nación mitiga esta gran dependencia [23].

Hoy en día el coste de producción de hidrógeno aún es elevado, poco competitivo y varía según la tecnología empleada y las condiciones meteorológicas de la región. El Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) es el término que representa el costo promedio de producción de hidrógeno durante la vida útil de la planta. Según inversiones iniciales, costes de operación, mantenimiento y de consumo energético [24] [25].

Recientemente el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) ha lanzado el índice MIBGAS IBHYX con el busca dar referencia del precio de producción del hidrógeno verde en la península ibérica en €/kg o €/MWh.

Este índice se actualiza semana tras semana desde el día de su lanzamiento el 16 de diciembre de 2024 con un precio debutante de 5.85 €/kg (148.36 €/MWh). Desde entonces el valor a tenido poca variación. La siguiente tabla muestra el precio que ha tenido cada semana, desde su inicio [25].

Date	Price [EUR/MWh]	Price [EUR/kg]
20/05/2025	150,98	5,95
13/05/2025	150,98	5,95
06/05/2025	150,72	5,94
29/04/2025	150,22	5,92
22/04/2025	150,22	5,92
15/04/2025	149,71	5,90
08/04/2025	149,45	5,89
01/04/2025	149,45	5,89
25/03/2025	149,20	5,88
18/03/2025	149,45	5,89
11/03/2025	149,20	5,88
04/03/2025	148,44	5,85
25/02/2025	148,19	5,84
18/02/2025	148,19	5,84
11/02/2025	147,68	5,82
04/02/2025	147,93	5,83
28/01/2025	148,19	5,84
21/01/2025	148,69	5,86
14/01/2025	149,45	5,89
07/01/2025	149,71	5,90
31/12/2024	149,45	5,89
24/12/2024	149,20	5,88
16/12/2024	148,36	5,85

Tabla 3. Datos de la evolución de producir hidrógeno.

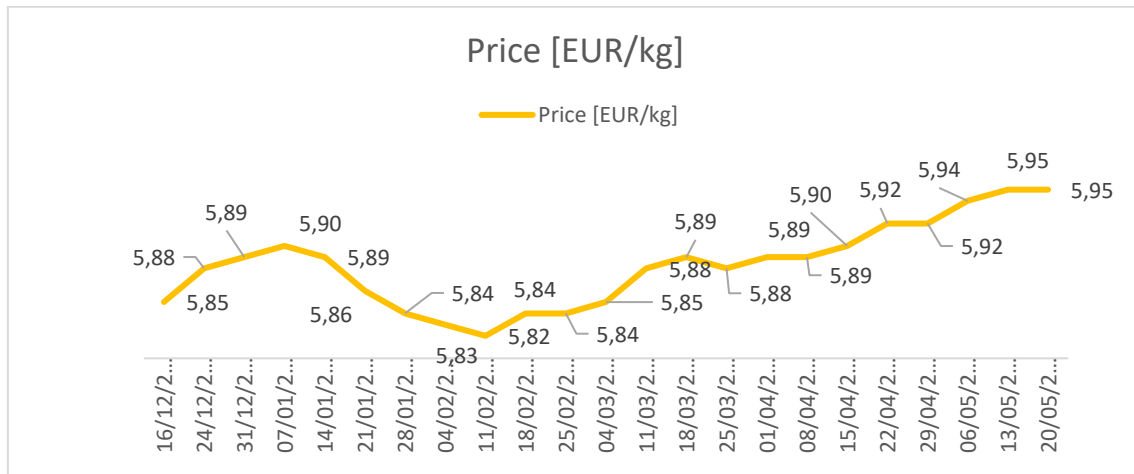


Ilustración 20. Precio producción hidrógeno verde €/kg.²¹

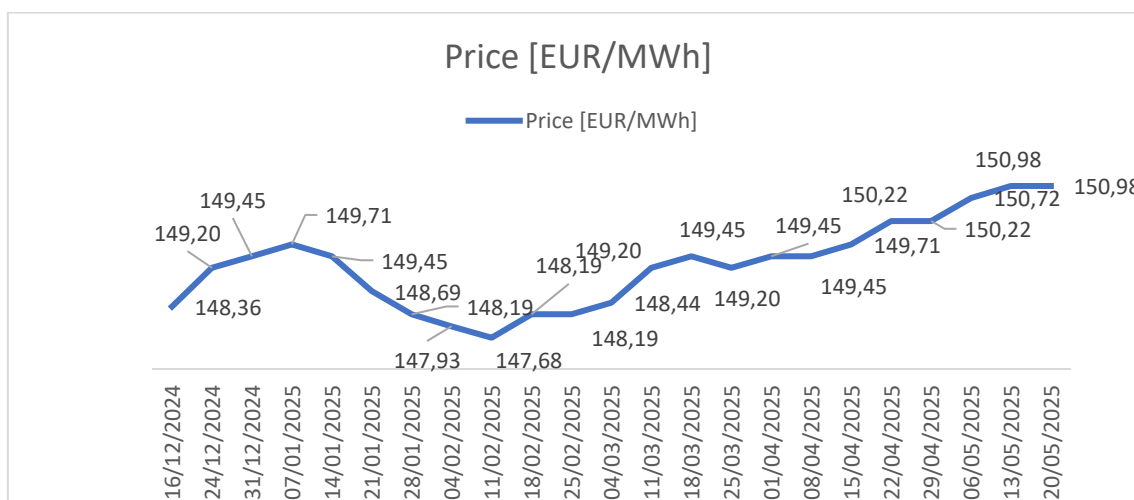


Ilustración 21. Precio producción hidrógeno verde €/MWh.²²

Pero la Agencia Internacional de la Energía estima que en un país con mucha producción de energías renovables (como el caso de España) el kg de hidrogeno podría llegar a costar 1.3 USD para el año 2030, lo que les daría competitividad frente a los combustibles fósiles [26].

²¹ Mibgas Green Energy, «Índice MIBGAS IBHYX», <https://greenenergy.mibgas.es/>. [En línea]. Disponible en: <https://greenenergy.mibgas.es/>

²² Mibgas Green Energy, «Índice MIBGAS IBHYX», <https://greenenergy.mibgas.es/>. [En línea]. Disponible en: <https://greenenergy.mibgas.es/>

4.2 Ventajas sociales

Indirectamente para la población el hidrógeno verde aporta beneficios [27].

- Mejora en la salud de la población al reducir la contaminación del aire con los gases provenientes de la quema de combustibles fósiles. Menos enfermedades respiratorias y cardiovasculares.
- Con una mayor inversión en generación renovable las zonas rurales, hoy en día en decadencia demográfica, se verán favorecidas al aprovechar el sol y viento para generar energía eólica y solar. Esta energía se puede verter directamente a la red de transporte, invertirla en alimentar a las plantas de electrólisis o mix entre ambos usos.

Esto favorecerá a la cohesión del territorio nacional al desarrollar la economía e industria rural e impulsando su crecimiento demográfico.

- Creación de empleo. Una nueva industria que necesitará de ingenieros, técnicos y operarios. En 2021 la GIZ (Sociedad Alemana de Cooperación Internacional) junto con el Ministerio de Energía de Chile, realizaron un estudio sobre la demanda que tendría el país para la producción de hidrógeno en 3 escenarios posibles (ilustración 22) y como afectaría a la generación de empleo en los años 2030, 2040 y 2050 [28].
 - Escenario NDC (Compromiso de carbono neutro): producción de hidrógeno destinada a la reducción de las emisiones de carbono para cumplir los objetivos nacionales. Demanda moderada.
 - Escenario Exportación: producción para la exportación de hidrógeno a mercados internacionales.
 - Escenario Exportación + Recarga de buques: a mayores de la producida para la exportación, se tiene en cuenta la necesaria para abastecer de combustible al sector marítimo.
 - Escenario Nacional: escenario de alta demanda con el hidrógeno como una fuente de inversión para posicionarse como líderes en exportación.

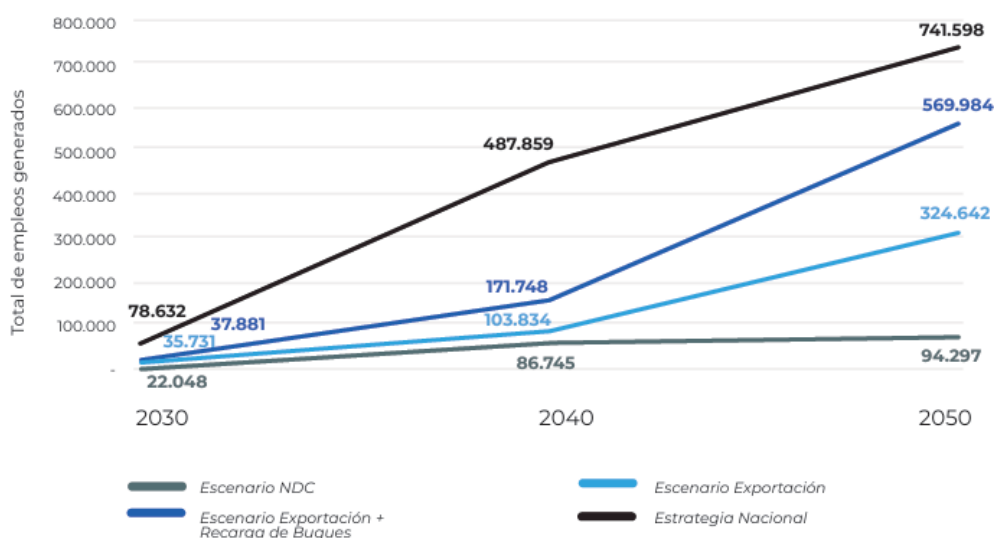


Ilustración 22. Evolución empleo generado en Chile en 4 escenarios considerados en el estudio de la GIZ.²³

4.3 Perspectiva ambiental

El H₂ verde no genera CO₂ como residuos en su producción solamente H₂O, a diferencia de la producción H₂ con otros métodos como el H₂ gris (con gas natural) o el H₂ negro (con carbón) [29].

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) estima que sustituyendo la producción de H₂ con combustibles fósiles por H₂ verde las emisiones de CO₂ disminuirían en 830 millones de toneladas anuales. En 2024 las emisiones de CO₂ mundiales fueron de 37.4 mil millones de toneladas. Lo que supondría que la sustitución de H₂ con fuentes fósiles por renovables solo reduciría alrededor de un 2.2% de emisiones.

La IEA estima que la producción de hidrógeno en 2023 emitió 920 millones de toneladas de CO₂. 2/3 provenían de la producción con gas natural que emite de 10 a 12 kg de CO₂-eq/kg H₂. Un 20% estimado de la producción con carbón que emite entre 22 y 26 kg de CO₂-eq/kg H₂.

En el punto de producción se produjeron entre el 75% y 95% de estas emisiones que pueden ser capturadas para su almacenamiento y posterior uso del carbono (CCUS). Para el caso de la producción por reformado de vapor de agua se estima que para tasas de captura de CO₂ de 55 a 70% el coste serían 60-85 USD/t de CO₂, y para tasas de captura superiores al 90% entre 85-110 USD/t de CO₂ [4]. Sin tener en cuenta las emisiones previas y posteriores a la producción.

²³ M. Kulka, «Estudio H₂ Chile: Capital humano de la industria del hidrógeno renovable: desafíos actuales y futuros». [En línea]. Disponible en: <https://h2chile.cl/wp-content/uploads/2024/02/261123h2-capital-humano-.pdf#:~:text=De%20materializarse%2C%20se%20generar%C3%A1n%20flujos,de%20hasta%20742%20mil%20empleos>

El hidrógeno verde al ser producido por electrolizadores y al emplear energía de generación renovable, no tiene emisiones ni en el punto de producción de hidrógeno ni en el de la electricidad empleada. Pero sí puede haber durante la fabricación y construcción de las plantas de generación renovable, y se estima que las emisiones oscilan entre 0.4 y 2.7 kg CO₂-eq/kg H₂.

Para 2030 la AIE, prevé una reducción de emisiones aún modesta en comparación a otras medidas con mayor impacto como una mayor implementación energías renovables. El estudio por parte Hydrogen Council muestra que se prevé una producción de 75 Mt/año de hidrógeno limpio. Esta producción serviría para reemplazar 25 Mt/año de H₂ gris, 50 mil millones de litros de combustible diésel y 60 Mt de carbón en la industria del acero. Esto abatiría unos 730 MtCO₂ /año en 2030. Aun así, en sectores más difíciles de reducir emisiones si tiene un papel importante como la industria pesada o el transporte a larga distancia.

Para 2050 se espera llegar a un escenario de cero emisiones netas de CO₂ y una temperatura límite global de 1.5 °C. Se espera que el hidrógeno juegue un papel importante para lograr objetivo. Tanto es así que se estima que la demanda global sea de 660 Mt/año en 2050 y ayude a evitar 7 Giga toneladas de CO₂ solo en 2050 (un 20% la reducción de emisión necesaria para ese año). Y desde ahora hasta dicho año una reducción acumulada de emisiones de CO₂ de 80 Giga toneladas [30].

4.4 Perspectiva política

Alguien dijo una vez “no te metas en política”, y eso haré. Simplemente echaré un vistazo a las repercusiones políticas que nos trae la presencia del hidrógeno verde en un modelo energético.

- Independencia energética. Pues el H₂ verde se produce mediante la electrolisis del agua con energía de fuentes renovable, como solar, eólica o hidráulica. Permitiendo un modelo energético descentralizado y con dependencia reducida de recursos naturales importados. Fortaleciendo así su soberanía energética y resiliencia ante crisis energéticas internacionales [31].
- Poder territorial redistribuido. El uso de fuentes renovables permite localizar los proyectos de hidrógeno en zonas del territorio rural del país con tendencia a la despoblación. Se conseguiría atraer una gran inversión de capital y generación de empleo a estas zonas, redistribuyendo el poder político desde las grandes ciudades.
- Problemático por el uso de agua y del territorio: el proceso de electrolisis requiere de agua para la producción, concretamente 9 L H₂O/kg H₂ teóricos. A pequeña escala no sería un problema. Pero estamos hablando de una gran producción del orden de millones de toneladas al año. Lo cual podría suponer

problemas en regiones con un abastecimiento escaso de agua dulce. Además del ya presente dilema del uso del terreno para la instalación de paneles fotovoltaicas, aerogeneradores y presas hidráulicas [31].

- Oposición del sector energético fósil. Para alcanzar los objetivos propuestos de cero emisiones netas para 2050 establecido en el acuerdo de París, se requiere una transición donde se dejaría de lado a los sectores vinculados con el petróleo y gas natural. Como el automovilístico con motores de combustión interna.

4.5 Ventajas técnicas

El H₂ es un vector energético muy versátil. Puede ser producido a partir de varios procesos con diferentes fuentes de energía, y tiene un abanico amplio de usos finales en diversos sectores. En el sector eléctrico como sistema de almacenamiento o como combustible para la generación.

En el sector de transporte sustituyendo a los combustibles refinados a partir del petróleo, con ventajas y desventajas. Y en la industria como reactivo en la industria química, refinerías o en la industria del acero.

Además de las ya mencionadas ventajas ambientales que supone su uso frente a fuentes de origen fósil. También destaca en la comparación de los poderes caloríficos, cantidad de energía liberada por el combustible en su combustión total. (tabla 4)

	Hidrógeno (H ₂)	Gas natural	Gasolina	Diésel	Petróleo crudo
PCS (MJ/kg)	141.9	55.5	47.3	45.5	46
PCI (MJ/kg)	120	50	44	42.5	42
Estado	Gaseoso	Gaseoso	Líquido	Líquido	Líquido

Tabla 4. Poder calorífico de distintas fuentes de energía.

- Poder Calorífico Inferior (MJ/kg). Cantidad de calor que se consigue por unidad de masa sin tener en cuenta el calor latente del vapor de agua que se genera en la combustión. Este se libera al exterior con los gases de escape
- Poder Calorífico Superior (MJ/kg). El calor obtenido es la suma del obtenido en la combustión de una unidad de masa del combustible más el calor del cambio de fase del vapor de agua al condensarse.

EL PCI es el más representativo a la hora de comparar combustibles. Comparando los del hidrógeno con del gas natural, gasolina o diésel es clara la gran ventaja desde el punto de vista energético de usar hidrógeno en procesos de combustión.

Otra vía de aprovechamiento es en una pila de combustible, haciendo el proceso inverso de un electrolizador convirtiendo la energía química en eléctrica. La energía que se obtiene se calcula a partir de la energía libre de Gibbs (ΔG), que representa el máximo trabajo de no expansión que se obtiene de un proceso termodinámico en un sistema cerrado.

4.6 Potencial del hidrógeno verde en España

El 21 de junio de 2020 se aprobó el Plan de Recuperación para Europa: NextGenerationEU. Un programa creado para subsanar las consecuencias sociales y económicas que trajo la crisis sanitaria de 2020 causada por el coronavirus. Con una inversión total de 750 mil millones de euros que destinarán a llevar a Europa a un futuro más ecológico, digital y resiliente ante los cambios y retos por venir.

Los Estados miembros para acogerse a estos fondos deben crear sus propios Planes nacionales de recuperación y resiliencia con el objetivo de favorecer el potencial de crecimiento, creación de empleo, mejorar su resiliencia económica y social y acelerar las transiciones ecológicas [32]. Estos planes deben cumplir con varias condiciones entre las que se encuentra “Deben dedicar al menos el 37% del gasto total a inversiones y reformas que apoyen los objetivos de la acción por el clima.”²⁴

España con un inversión total de hasta 163 mil millones de euros²⁵ estructura su Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia en cuatro ejes: la transformación digital, la igualdad de género, la cohesión social y territorial, y la transición ecológica. Estos 4 ejes a su vez se proyectan en 10 políticas palancas que se dividen en 31 componentes.

La palanca número 3 hace referencia a la Transición energética justa e inclusiva la cual cuenta con la componente 9 titulada Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial. Con una inversión de unos 1555 millones de euros para apostar por el hidrógeno como agente clave para la transición energética y lograr el objetivo de un sistema 100% renovable para el 2050. Se busca apoyar el desarrollo de proyectos pioneros dedicados a la producción, transformación y consumo a gran escala.

²⁴ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «Plan de Recuperación para Europa: NextGenerationEU», [En línea]. Disponible en: <https://planderecuperacion.gob.es/plan-de-recuperacion-para-europa>

²⁵ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia». [En línea]. Disponible en: <https://planderecuperacion.gob.es/plan-espanol-de-recuperacion-transformacion-y-resiliencia>

En el año 2024 el 99% del hidrógeno consumido en España fue obtenido a partir de gas natural o hidrocarburos ligeros.²⁶ Como objetivo de la Hoja de Ruta del Hidrógeno se quiere desarrollar una alta capacidad de electrólisis para 2030 aprovechando el potencial de España en generación renovable ayudando a reducir las emisiones de efecto invernadero e impulsar la economía creando empleo en nuevos sectores.

Usos actuales del hidrógeno en España [27].

- Industria química: empleado en la producción de amoníaco, metanol, productos químicos fundamentales en la fabricación de fertilizantes y plásticos. Tradicionalmente, la industria química ha dependido del hidrógeno gris, pero el hidrógeno verde ofrece una alternativa sin emisiones de carbono.
- Refinerías de petróleo: en refinerías para procesos de desulfuración, para eliminar el azufre del crudo

Energía y calefacción: en sistemas de cogeneración produciendo energía eléctrica y energía térmica aprovechando el calor residual de los procesos.

- Transporte: empleado pilas de combustible alimentadas con hidrógeno en diferentes vehículos como automóviles, autobuses y trenes. Siendo una alternativa a los vehículos con motores de combustión interna.

En todos estos escenarios se espera que el hidrógeno que emplea pase de ser de gris a verde o sustituyan su principal fuente de energía por H₂ verde.

Usos futuros [27].

- Generación de electricidad y almacenamiento: almacenar los excesos de generación renovable para producir hidrógeno mediante la electrolisis del agua. El hidrógeno almacenado puede luego convertirse nuevamente en electricidad cuando la demanda es alta o la generación renovable es baja, proporcionando un medio eficaz para equilibrar las redes eléctricas.
- Transporte pesado: aprovechando la alta capacidad energética del hidrógeno en vehículos como camiones, barcos y aviones. Un uso de hidrogeno renovable en este sector supondría una gran reducción de las emisiones de efecto invernadero.
- Descarbonización industrial: en industrias pesadas como la del acero y cemento. Para el acero, por ejemplo, durante el proceso de reducción directa

²⁶Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «¿Qué es el hidrógeno verde?», sep. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-hidrogeno-verde-beneficios-impacto-espana-prtr>

del hierro emplear hidrógeno en vez de carbón, una fuente de energía con altas emisiones de CO₂ asociadas.

- Producción de combustibles sintéticos: producir combustibles sintéticos a partir de hidrógeno y del CO₂ capturado, durante el reformado del gas natural, por ejemplo. Estos combustibles serían neutros en carbono, ya que el CO₂ emitido durante su combustión sería equivalente al CO₂ capturado para su producción.
- Exportación de energía: crear un mercado de hidrógeno verde donde los países con abundancia en generación renovable abastezcan a los países que carecen de ellos.

5. El hidrógeno devolviendo la energía

Una vez producido y/o almacenado el hidrógeno H_2 , la energía almacenada en sus enlaces se puede recuperar en una pila de combustible o motor de combustión como se ve en la ilustración 23.

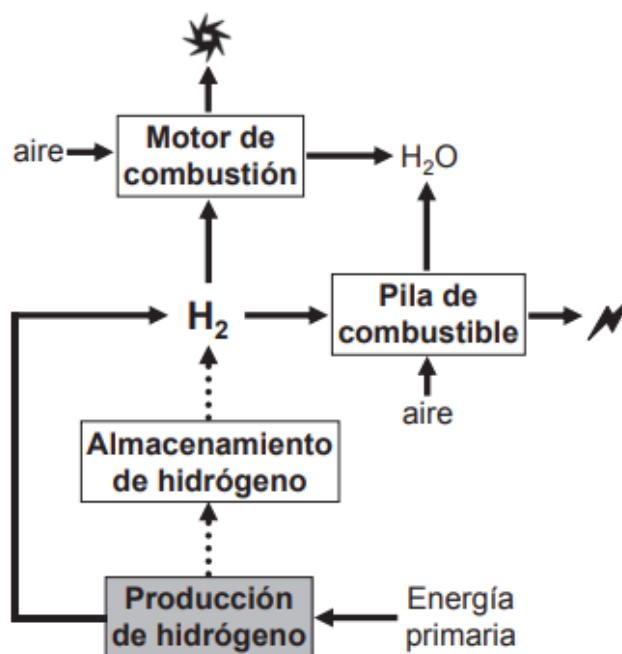


Ilustración 23. Ciclo del Hidrógeno.

5.1 Usos/aplicaciones de la molécula de hidrógeno:

Industria química y petroquímica.

- Aplicación principal, refinado de combustibles fósiles y síntesis de amoníaco.
- Petroquímica, uso en hidrodesalquilación, hidrodesulfurización y hidrocracking.
- Uso agente hidrogenante, incremento de la saturación de grasas y los aceites insaturados.
- Producción de metanol.
- Fabricación de ácido clorhídrico, combustibles para cohetes, agente reductor para minerales metálicos.
- Aplicaciones criogénicas (investigación de la superconductividad).

- Por su ligereza como relleno de globos y zepelines. Abandonó tras accidente de hidenburg por alta inflamabilidad. Uso de helio actualmente por no ser inflamable ni explosivo.

Física e ingeniería.

- En la soldadura de hidrógeno atómico.
- Refrigerante en generadores eléctricos por su alta conductividad térmica.
- En estado líquido para estudios en superconductividad.
- Uso en inflar globos sonda meteorológicos, a pesar de alta inflamabilidad y el accidente de hidenburg.
- Isotopo deuterio (^2H) en física nuclear como moderador en reactores de fisión para frenar neutrones y como reactivo en fusión nuclear.
- Tritio ^3H , producto de los reactores nucleares cuando los neutrones libres bombardean átomos de litio, boro o nitrógeno. Usado en bombas de hidrógeno, radiomarcador en ciencias biológicas y como fuente de radiación en pinturas luminiscentes.

Dihidrógeno como combustible.

- Más exactamente se trata de un vector energético, más que de una fuente de energía primaria como el petróleo, carbón o gas natural, pues el hidrogeno en forma libre es escaso en la naturaleza y se encuentra principalmente combinado con otros elementos en forma de hidruros metálicos o ácidos, por ejemplo.
- 4 formas de aprovechar el hidrogeno como fuente de energía.
 - En reacciones de fusión nuclear, unión dos núcleos dentro un reactor denominado *Tokamak*.
 - En pilas de combustible eléctricamente combinado con el dioxígeno. Proceso inverso a la electrolisis.
 - Químicamente con el dioxígeno del aire en quemadores convencionales y a través de procesos catalíticos.
 - Químicamente con oxígeno en medio acuoso dentro de una caldera no convencional para producir vapor motriz en el ciclo *Chan K'iin*.

5.2 Pilas de combustible

Se trata de un dispositivo electroquímico que convierte energía química en energía eléctrica con gran eficiencia y bajo impacto ambiental.

Será el dispositivo encargado de obtener una corriente eléctrica como consecuencia de una reacción química oxidación-reducción de un combustible (hidrógeno) y un oxidante (oxígeno). La reacción de oxidación del hidrógeno libera electrones que, a través de un circuito externo, además de los productos procedentes de la reacción.

Los reactivos de la reacción se suministran de manera continua e ininterrumpida durante el tiempo que está la pila en explotación. Este suministro se realiza con un flujo exterior [33]. Componentes.

- Celda unida. Donde ocurre la reacción electroquímica.
- Apilamientos. Las celdas unitarias se conectan eléctricamente para obtener la diferencia de potencial de salida deseada.
- Servicios auxiliares para acondicionar el flujo de reactivos de alimentación, controlar la temperatura del sistema y regular la salida de energía producida según la demanda entre otros servicios.

a. Celda unidad

Donde se produce la conversión de energía química a eléctrica. La estructura consiste en un ánodo y un cátodo, donde ocurren las reacciones, separados por un electrolito [33].

Sus componentes son los electrodos y electrolito.

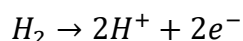
- Electrodos: En su superficie es donde tienen lugar las reacciones electroquímicas. Son 2 ánodo y cátodo. Suelen ser porosos para un mejor contacto entre el electrodo, gas combustible y el electrolito para facilitar las reacciones. A mayores la porosidad permite.
 - Conducir los electrones hacia o desde la interfaz trifásica asegurando su transporte entre el ánodo y cátodo de la celda.
 - Distribuir uniformemente los gases reactivos en las zonas activas de los electrodos para una máxima eficiencia de la celda.
 - Asegurar una evacuación de los productos de reacción, como el agua y el calor.

En celdas de temperaturas bajas los materiales que proporcionan suficiente actividad electrocatalítica son raros y caros (platino, por ejemplo) por ello se emplean pequeñas cantidades de catalizadores para no desperdiciar material. En celdas de altas temperaturas de funcionamiento, como las de óxido sólido (SOFC), el material del electrodo tiene suficiente actividad electrocatalítica, gracias a que altas temperaturas favorecen las reacciones electroquímicas. Esto favorece el uso de materiales más comunes y económicos.

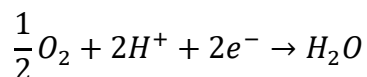
- Electrolito: tiene el papel de conductor iónico, aislante eléctrico y separador del cátodo y ánodo. Puede ser líquido o sólido.
 - Electrolito líquido: los electrodos son de tipo porosos y el electrolito está en contacto con ellos. Los reactivos gaseosos se difunden en una capa delgada de electrolito, el electrolito baña los electrodos y se produce la reacción en la superficie del electrodo. Un exceso de electrolito en los electrodos podría impedir la difusión de los reactivos y las reacciones electroquímicas. Es necesario un balance entre el electrodo, electrolito y las fases gaseosas en la estructura porosa del electrodo.
 - Electrolito sólido: en este tipo los electrodos y el electrolito está conectados a través de un gran número de catalizadores, expuestos a los gases reactivos, que se encuentran en la interfaz del electrolito.

En la celda ocurren dos reacciones, cada una en un electrodo. En el ánodo (-) se oxida el hidrógeno y el cátodo (+) se reduce el oxígeno.

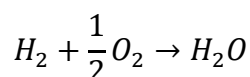
Reacción oxidación:



Reacción reducción:



Reacción global:



El hidrógeno, el combustible en este caso, es suministrado constantemente al ánodo y el oxígeno, agente oxidante, al cátodo. Se producen 2 corrientes en la celda. Una a través del electrolito de iones formados en las reacciones, el cual a su vez hace de aislante eléctrico. La otra corriente y la importante es la de electrones a través de un

circuito externo en el que hay conectado una carga eléctrica y la que suministra un trabajo. (ilustración 24)

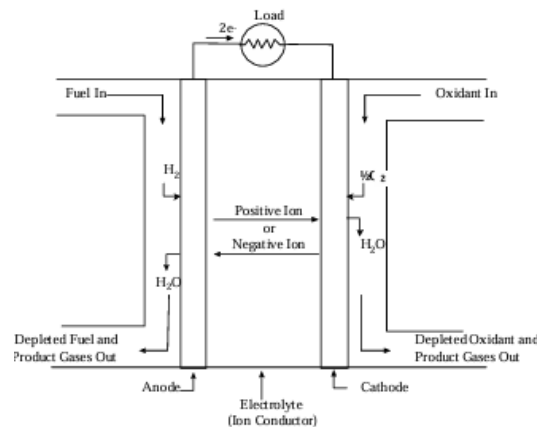


Ilustración 24. Esquema celda unidad. ²⁷

b. Apilamiento

En la práctica las celdas se apilan formando una pila de celdas conectas en serie o paralelo para lograr el potencial y potencia de salida necesario según la aplicación. Lo más común es que se conecten en serie.

Apilamiento plano en bipolar

Es el tipo de apilamiento más común (ilustración 25). Las celdas se conectan eléctricamente a través de los platos separadores con función:

- Proporcionar la conexión eléctrica entre celdas adyacentes
- Actuar como barrera para los gases reactivos de celdas adyacentes y que no se mezclen.
- Permiten el paso del flujo gaseoso de los reactivos a través de la celda.

²⁷ Inc. EG&G Technical Services, «Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)», nov. 2004.

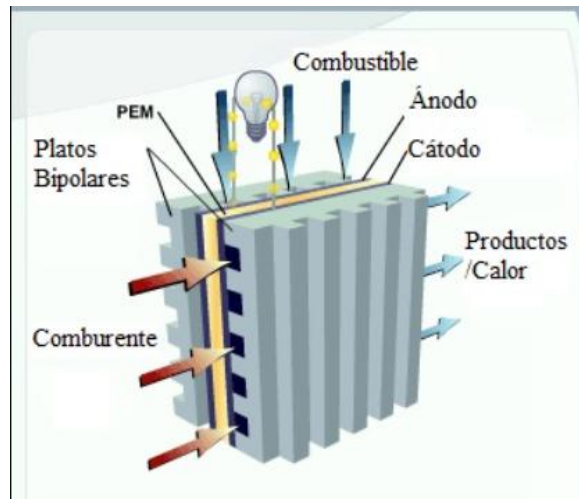


Ilustración 25. Esquema de un celda con diseño de apilamiento bipolar.

Se caracterizan según la distribución de los flujos gaseosos. El uso de cada uno dependerá del tipo de celda, aplicación y otras consideraciones.

- Flujo cruzado. Aire y combustible entran a la celda perpendiculares entre sí.
- Co-flow. Aire y combustible entran paralelos y en el mismo sentido.
- Flujo opuesto. Los gases entran paralelos, pero en sentido opuestos
- Flujo serpentino. Los gases fluyen en zig-zag.
- Flujo espiral. Solo en apilamiento tubulares.

Los distribuidores pueden ser:

- Internos. Los conductos gaseosos atraviesan las celdas unidades. Permite una distribución más compacta y mejora de eficiencia del flujo de reactivos. Pero tiene el problema de la gestión térmica y de agua en el interior de la pila.
- Integrados. Los conductos se encuentran integrados en los platos bipolares. Esto facilita el ensamblaje y mejora la vida útil del sistema al no estar los conductores expuestos a las condiciones extremas dentro de la celda.
- Externo. Los conductores se encuentran fuera de la celda y funcionan de manera similar a un wind-box.

Apilamiento en celdas tubulares

Ideadas para apilar celdas que trabajen a altas temperaturas (como las de óxido sólido).

Usan electrolitos sólidos como el óxido de circonio mezclado con óxido de itrio. En esta distribución el combustible fluye por el interior del tubo y aire por el exterior.

Aunque suponen un desafío en el diseño de pilas con una densidad de potencia alta y se buscan caminos eléctricos cortos para reducir la resistencia eléctrica.

En la ilustración 26 se ve de manera esquemática.

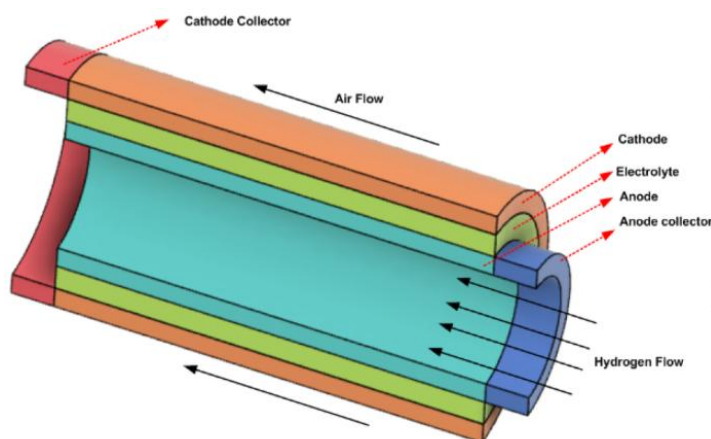


Ilustración 26. Celda de combustible configuración tubular²⁸

Sistemas de celdas de combustibles

Además de la pila de combustible, para llevar a cabo el proceso correctamente son necesarios unos subsistemas o componentes auxiliares. Estos componentes se conocen como balance de planta (BoP) y dependen del tipo de pila, temperatura de operación, combustible escogido y la aplicación. (ilustración 27)

Algunos de los componentes/etapas son los siguientes:

- Preparación combustible y eliminación de impurezas. A no ser que el combustible sea hidrógeno puro, como el obtenido de la electrolisis.
- Suministro de aire. Para proporcionar el oxígeno necesario para el proceso.
- Controlador de temperatura. Para un funcionamiento óptimo de la pila.
- Sistemas de conversión eléctrica. Las pilas de combustible generan corriente continua, aunque su valor puede variar en el tiempo. Por eso es necesario disponer de equipos que la acondicionen para carga que se alimenta.

²⁸ D. Hua, J. Huang, E. Fabbri, M. Rafique, y B. Song, «Development of Anion Exchange Membrane Water Electrolysis and the Associated Challenges: A Review», 2 de enero de 2023, John Wiley and Sons Inc. doi: 10.1002/celec.202200999.[50]

Los subsistemas del balance de energía suponen una parte significativa del peso, volumen y coste de los sistemas de celdas de combustible. En la siguiente ilustración se puede ver un sistema genérico, donde el combustible pueden ser varios tipos.



Ilustración 27. Sistema genérico de una pila de combustible.

c. Tipos de pilas de combustible

Las pilas se clasifican según las siguientes características [33].

- El combustible por usar. (Hidrógeno, metanol, biomasa...)
- Tipo de electrolito usado. (membrana de polímero, ácido fosfórico, solución alcalina...)
- Temperatura de operación que se establece según el electrolito escogido. Para electrolitos acuosos la temperatura es de 200 °C o menos por su alta presión de vapor.
- Según la potencia. De baja potencia unos 5 kW o de alta potencia de 100 kW a 2 MW).
- El catalizador que va a usar. Platino, metales no preciosos o el material de los electrodos.
- El uso. Según sea para aplicaciones estacionarias o de transporte. Incluso militares o espaciales.
- La eficiencia, que puede variar según el tipo de celda y la aplicación.

Se diferencian principalmente por el tipo de electrolito que emplean en las celdas. Las principales son: PEM (Membrana de intercambio protónico), DMFC (Pila de Metanol), AFC (Alcalinas), PAFC (Ácido Fosfórico), MCFC (Carbonato fundido), SOFC (Óxido Sólido).

Pila de Membrana de intercambio protónico (PEM)

Combustible: hidrógeno de alta pureza.

Electrolito: de estado sólido. Membrana de intercambio iónico hecha con polímero de ácido sulfónico fluorado. Es un excelente conductor de protones que se encuentra en estado sólido. Para minimizar la corrosión el único líquido que hay en la celda es el agua.

Electrodos: de carbono con platino como catalizador tanto en ánodo como cátodo

Interconexiones: de carbono o metal.

Temperatura operación: Normal 60-80 °C. Máxima 100 °C.

Eficiencia: 40-60%.

La temperatura de operación está marcada por la necesidad de disponer de agua líquida para hidratar la membrana del electrolito. Hay que evitar que el agua se evapore más rápido de lo que se produce. Por ello no se sobrepasan los 100 °C.

Las bajas temperaturas de operación permiten una rápida puesta en servicio de la pila, lo que la hace idónea para aplicaciones donde se necesite una puesta en funcionamiento rápida. Pero también supone una dificultad mantener estos niveles térmicos, sobre todo a densidades de corrientes altas, y no se presta a la posibilidad de cogeneración térmica.

Tiene un rango amplio de aplicaciones, destacando en vehículos alimentados por pilas de combustible. Esquema de funcionamiento, ilustración 28.

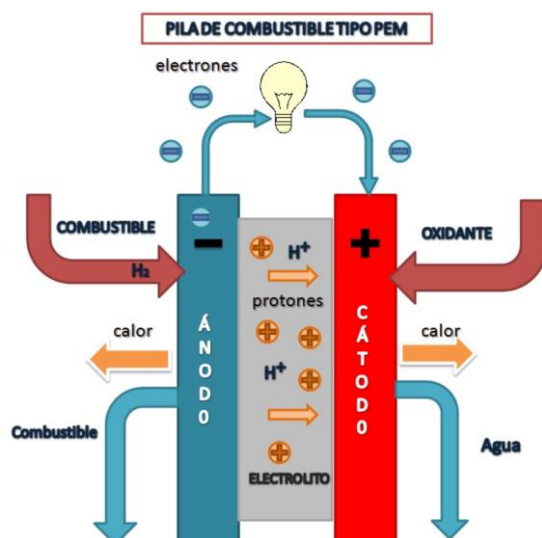


Ilustración 28. Esquema funcionamiento pila tipo PEM.

Pila alcalina (AFC)

Combustible: hidrógeno de alta pureza.

Electrolito: hidróxido potásico diluido en agua. 85% KOH en peso para celda de alta temperatura ($\sim 250^{\circ}\text{C}$) o 35-50% KOH en peso para bajas temperaturas ($\sim 120^{\circ}\text{C}$)

Temperatura operación: $105\text{-}250^{\circ}\text{C}$

Eficiencia: 60-70%

Son pilas de alta eficiencia y con una gran variedad de posibles catalizadores (Ni, Ag, óxidos metálicos, metales nobles...). Sin embargo, son altamente sensibles a la presencia de CO y CO_2 pudiendo envenenar el electrolito. El KOH en presencia solamente del CO_2 del aire usado como comburente forma K_2CO_3 que altera las propiedades del electrolito. Esto las hace ser idóneas para aplicaciones espaciales. De hecho, fueron las usadas en las misiones Apola en la década de los 60 para suministrar electricidad a la nave espacial y agua a la tripulación. En la ilustración 29 se ve el funcionamiento.

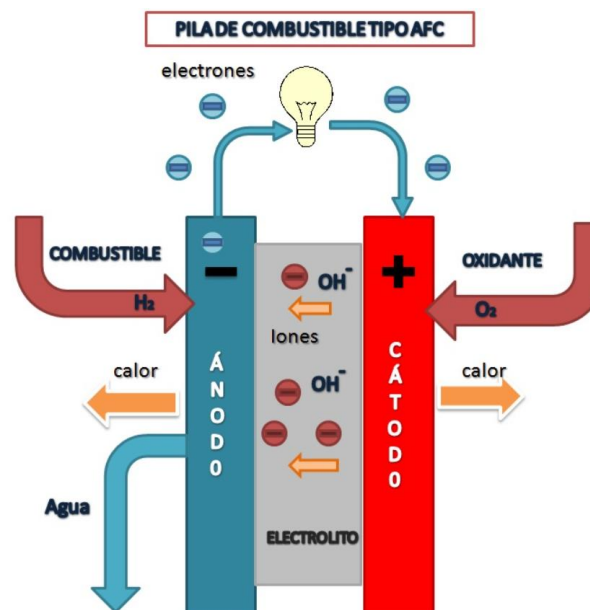


Ilustración 29. Esquema funcionamiento pila tipo AFC.

Pila de ácido fosfórico (PAFC)

Combustible: hidrocarburos o biogases reformados en H_2 .

Electrolito: ácido fosfórico en estado líquido en un 100% de concentración.

Electrodos: similar a los PEMs.

Catalizador: Platino en ánodo y cátodo.

Temperatura operación: $100\text{-}220^{\circ}\text{C}$.

Eficiencia: 37-42%. (gas natural como combustible)

Son pilas de alta temperatura de operación. A bajas temperaturas el electrolito pierde conductividad iónica y aumenta el envenenamiento del catalizador de platino por el CO.

Gracias a la relativa estabilidad del ácido fosfórico concentrado la pila puede operar a la máxima temperatura de su rango térmico (220°C) y la presencia de vapor de agua se minimiza, por lo que su control no supone un problema.

Su uso principal es en aplicaciones estacionarias. Su desarrollo ha disminuido en favor de las pilas tipo PEM. Esquema de funcionamiento en la ilustración 30.

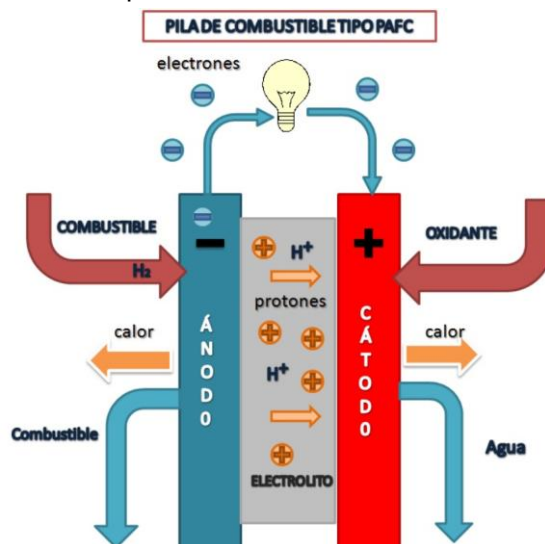


Ilustración 30. Esquema funcionamiento pila tipo PAFC.

Pila de carbonato fundido (MCFC)

Combustible: hidrocarburos comunes reformados a H₂ en el interior.

Electrolito: carbonatos alcalinos en una matriz cerámica de LiAlO₂.

Electrodos: níquel (ánodo) y óxido de níquel (cátodo).

Temperatura operación: 600-700 °C

Eficiencia: 50-60%

Son empleadas en aplicaciones estacionarias y marítimas donde el gran tamaño, peso y lento arranque de este tipo de pila no son un problema.

No son precisos catalizadores de alto coste gracias a las altas temperaturas de operación, ya que el material de los electrodos es suficiente para llevar a cabo las reacciones adecuadamente. El calor residual se puede emplear para la cogeneración aumentando la eficiencia. Pero las altas temperaturas derivan en problemas de materiales, inestabilidad mecánica y acortan la vida útil de la pila.

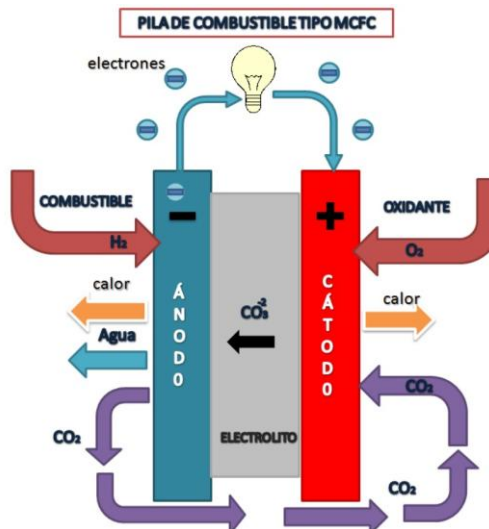


Ilustración 31. Esquema funcionamiento pila tipo MCFC.

Pila de óxido sólido (SOFC)

Combustible: hidrocarburos ligeros.

Electrolito: sólido óxido metálico no poroso. Normalmente Y_2O_3 con ZrO_2

Electrodos: Co- ZrO_2 o Ni- ZrO_2 en el ánodo y cátodo Sr dopado con $LaMnO_3$

Temperatura operación: 600-1000 °C

Eficiencia: 50-60%

El combustible es reformado en su interior. En caso de usar hidrocarburos pesados se requerirá un reformado externo.

El estado sólido del electrolito permite una variedad de formas para la pila. Pero la limitada conductividad del electrolito sólido hace que se requieran altas temperaturas, las cuales con el tiempo e investigación se han ido bajando.

Aplicaciones en generación, transporte, aplicaciones estacionarias, cogeneración.

Esquema de la pila, ilustración 32.

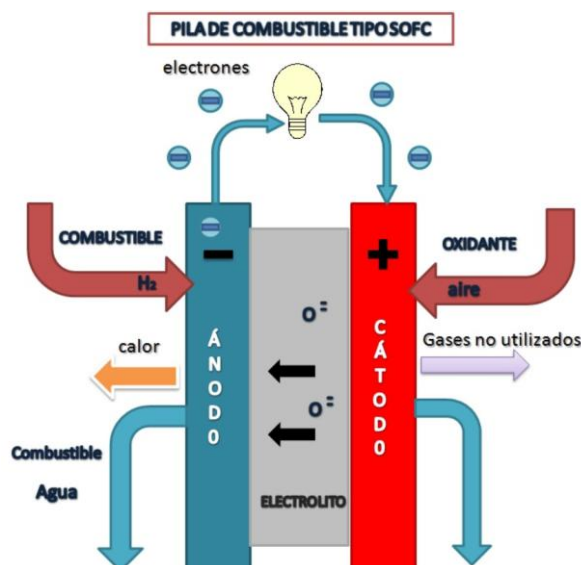


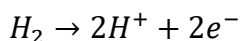
Ilustración 32. Esquema funcionamiento pila tipo SOFC.

d. Termodinámica del proceso

La energía libre de Gibbs, $\Delta G^\circ = \Delta H^\circ - T\Delta S^\circ$ (J), nos da la cantidad de trabajo máximo que se puede obtener de una celda de combustible que opere a una presión y temperatura constante [33].

$$W_{el} = \Delta G = -nFE$$

- Con $n=2$, siendo el número de electrones partícipes en la reacción de oxidación del hidrógeno.



- F es la constante de Faraday, como la cantidad de carga eléctrica en un mol de electrones y de valor $F=96485.33212$ C/mol
- E es el potencial ideal de la celda en circuito abiertos (en ausencia de corriente eléctrica)
- ΔG° con valor de $-237.14 \frac{kJ}{mol}$ en condiciones estándar de temperatura y presión.

$$E^\circ = \frac{237140 \frac{J}{mol}}{2mol e^- \cdot 96485.33212 \frac{C}{mol e^-}} = 1.22889 V \approx 1.229V (298K)$$

Fuera de las condiciones estándar de temperatura y presión el potencial de la celda se calcula con la ecuación de Nernst, formulada por Walther Nernst en 1889.

$$E = E^\circ - \frac{RT}{nF} \ln(Q)$$

Siendo.

- E el potencial corregido. E° el potencial en condiciones estándar. (1.23 V en este caso).
- R la constante de los gases ideales en $\frac{J}{K \cdot mol}$.
- T temperatura absoluta en Kelvin.
- n moles de electrones partícipes en la reacción.
- F constante de Faraday.
- Q cociente de reacción correspondiente.
 - Para una reacción tipo $aA + bB \rightarrow cC + dD$

$$Q = \frac{\prod_j a_j^{n_j}}{\prod_i a_i^{n_i}} = \frac{[C]^c [D]^d}{[A]^a [B]^b}$$

- ❖ [A], [B] son las concentraciones molares o presiones parciales de los reactivos. [C], [D] lo mismo, pero para los productos de la reacción.
- ❖ a, b, c y d son el número de moles de cada sustancia presente en la reacción.

La mayoría de las pilas de combustible trabajan en altas temperaturas. Por lo tanto, el agua que se produce como producto, se obtiene en estado gaseoso en vez de líquido.

En condiciones normales de temperatura y presión el potencial es $E^{\circ}=1.18 \text{ V}$ [6].

La temperatura a la que opera la pila depende del electrolito empleado en la celda y con ella el potencial como nos indica la ecuación de Nernst. Las ilustración 33 y 34 muestran como varía según la celda usada y su temperatura de operación.

Temperature	25°C (298K)	80°C (353K)	100°C (373K)	205°C (478K)	650°C (923K)	800°C (1073K)	1100°C (1373K)
Cell Type		PEFC	AFC	PAFC	MCFC	ITSOFC	TSOFC
Ideal Voltage	1.18	1.17	1.16	1.14	1.03	0.99	0.91

Ilustración 33. Potencial ideal según la temperatura de operación de cada celda de combustible.²⁹

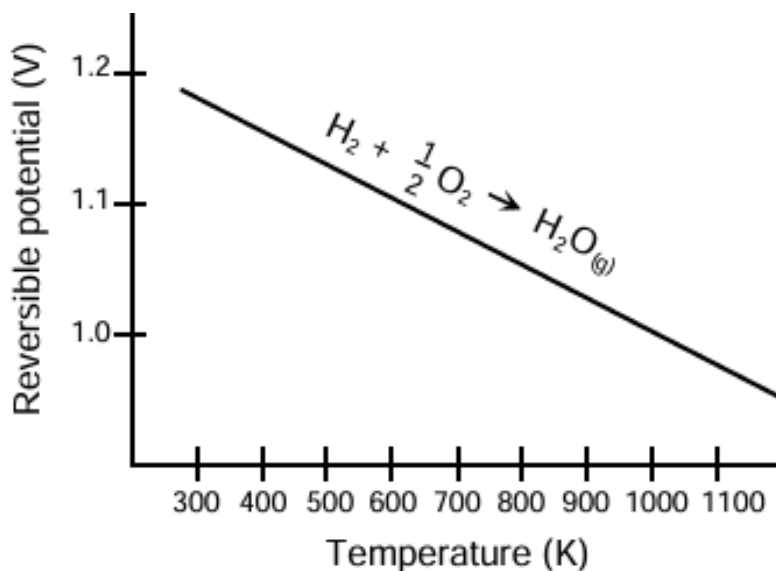


Ilustración 34. Potencial ideal de una pila de hidrógeno en función de la temperatura.³⁰

Es importante tener una buena optimización entre voltaje y temperatura en la celda para conseguir la mejor eficiencia posible. Un voltaje alto permite obtener una mayor

²⁹ Inc. EG&G Technical Services, «Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)», nov. 2004.

³⁰ Inc. EG&G Technical Services, «Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)», nov. 2004.

generación de potencia. Y una temperatura alta permite mejores reacciones electroquímicas entre el combustible y el oxígeno.

Altas temperatura.

- Ventajas:
 - La cinética de las reacciones electroquímicas en los electrodos aumenta.
 - Mejora la conductividad iónica del electrolito.
 - En celdas que usen hidrocarburos como combustibles, la presencia de CO o CO₂ genera menos impurezas.
- Desventajas:
 - Menor potencial de la celda. Para una potencia constante habría que aumentar la corriente, lo que supone pérdidas.
 - Las altas temperaturas degradan los materiales que componen la celda y se acorta su vida útil.
 - La puesta en servicio de la pila es más lenta por la necesidad de alcanzar altas temperaturas.

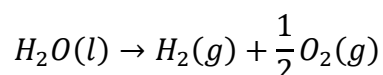
Alto voltaje.

- Ventajas:
 - Mejora la eficiencia eléctrica de la pila. Para una corriente constante la potencia generada aumenta.
 - Disminuyen las pérdidas por calor debido al efecto Joule al poder bajar la corriente eléctrica.
- Desventajas:
 - El voltaje depende de la conductividad iónica del electrolito, la cual depende de una alta temperatura.

La eficiencia ideal de una pila de combustible está dada por la siguiente expresión.

$$\eta_{ideal} = \frac{\Delta G}{\Delta H}$$

Y la reacción global que ocurre es la siguiente.



La energía libre de Gibbs en condiciones estándares de 25 °C y 1 atm se calcula con la siguiente ecuación.

$$\Delta G^o = \Delta H^o - T\Delta S^o$$

- ΔH^o es la energía térmica liberada en la reacción del H_2 y O_2 (J/ mol)
- T la temperatura a la que ocurre la reacción en grados kelvin (298 °K)
- ΔS^o es la variación de la entropía (J/K mol)

El balance de energía térmica se calcula de la siguiente manera.

$$\begin{aligned}\Delta H^o &= \sum \Delta H_f^o(\text{productos}) - \sum \Delta H_f^o(\text{reactivos}) = \\ &= \Delta H_f^o(H_2O(l)) - \left[\Delta H_f^o(H_2(g)) + \frac{1}{2} \Delta H_f^o(O_2(g)) \right]\end{aligned}$$

La $\Delta H_f^o(H_2(g))$ y $\Delta H_f^o(O_2(g))$ se consideran 0 por ser sustancias elementales estables.

$$\Delta H_f^o(H_2O(l)) = -285.8 \frac{kJ}{mol} \quad \Delta H_f^o(H_2O(g)) = -241.8 \frac{kJ}{mol}$$

Entonces:

$$\Delta H^o = -285.8 \frac{kJ}{mol}$$

$$\begin{aligned}\Delta S^o &= \sum S^o(\text{productos}) - \sum S^o(\text{reactivos}) \\ &= S^o(H_2O(l)) - S^o(H_2(g)) - \frac{1}{2} S^o(O_2(g))\end{aligned}$$

$$S^{\circ}(H_2O(l))=69.9 \text{ J/K mol} \quad S^{\circ}(H_2(g))=130.6 \text{ J/K mol} \quad S^{\circ}(O_2(g)) = 205 \text{ J/K mol}$$

$$\Delta S^{\circ} = 69.9 - 130.6 - \frac{1}{2}205 = -163.2 \frac{\text{J}}{\text{K mol}}$$

Finalmente:

$$\Delta G^{\circ} = -285.8 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}} - 298.15 \text{ K} \cdot \left(-0.1632 \frac{\text{kJ}}{\text{K mol}} \right) = -237.14 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$$

Este resultado se visualiza mejor cuando se habla del rendimiento de las pilas de combustible.

El rendimiento se calcula teniendo en cuenta que la conversión que se realiza es de energía química a energía eléctrica [6].

$$\eta_{idela} = \frac{\Delta G^{\circ}}{\Delta H^{\circ}} = \frac{237.14 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{285.8 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}} \approx 0.83$$

Pero por convenio la eficiencia de una pila se expresa como la relación entre el voltaje real y el voltaje ideal. El real es menor por pérdidas óhmicas y asociadas a la pila. La eficiencia real se describe la siguiente manera:

$$\eta = \frac{\text{Energía útil}}{\Delta H} = \frac{\text{Potencia útil}}{(\Delta G/0.83)} = \frac{V_{real} \times I}{V_{real} \times \frac{I}{0.83}} = \frac{0.83 \times V_{real}}{1.229} = 0.675 \times V_{real}$$

Este resultado también asume que el combustible que se introduce en la celda reacciona completamente y es convertido en energía eléctrica en su totalidad. Algo que normalmente no ocurre y afecta a la eficiencia real de la pila. Para obtener la eficiencia neta de la pila hay que multiplicar el término de $0.675 \times V_{real}$ por el factor de combustible utilizado.

Eficiencia real

Que el voltaje real sea menor que el ideal se debe a pérdidas que se conocen como polarización, sobrepotencial o sobretensión. Pero la única que se comporta como una resistencia eléctrica son las pérdidas óhmicas, en otras palabras, son las únicas que siguen la ley de Ohm. El resto se deben a factores electroquímicos y de transporte de masa. Contribuciones a pérdidas irreversibles:

- Pérdidas por activación. Por la energía que se requiere para iniciar las reacciones electroquímicas en los electrodos. La cinética de reacción puede ser lenta en sobrepasar la energía de activación.

En reacciones con pérdidas $\geq 50 - 100 \text{ mV}$ la caída de potencial se puede aproximar con la ecuación de Tafel.

$$\eta_{act} = \frac{RT}{\alpha nF} \log \left(\frac{I}{I_o} \right)$$

- α es el coeficiente de transferencia de electrones.
- I_o corriente de intercambio (velocidad de transformación de reactivos en productos).
- I es la corriente generada.
- Pérdidas óhmicas. Debidas a la resistencia iónica del electrolito y electrodos, la resistencia eléctrica en los electrodos y en los materiales que constituyen la celda. Son proporcionales a la densidad de corriente y depende de la estructura de la celda y de la temperatura. Se expresan con la siguiente ecuación.

$$\pi_{ohm} = I \cdot R$$

Con I siendo la corriente en la celda y R la resistencia total de la celda.

$$R = R_{electrica} + R_{ionica} + R_{contacto}$$

- Pérdidas relaciones con el transporte de masa. Por la limitada velocidad de transporte de los reactivos. Dependen de:
 - La densidad de corriente. Al aumentar la corriente los reactivos para mantener la reacción tienen que moverse más rápido. Esto hace que se puedan agotar en zonas locales.
 - La concentración y disponibilidad de los reactivos.
 - La estructura de los electrodos. La porosidad y el diseño de estos puede influir en la distribución de los reactivos.

La ilustración 35 muestra las curvas ideal y real de perdidas de potencial y las diferentes regiones.

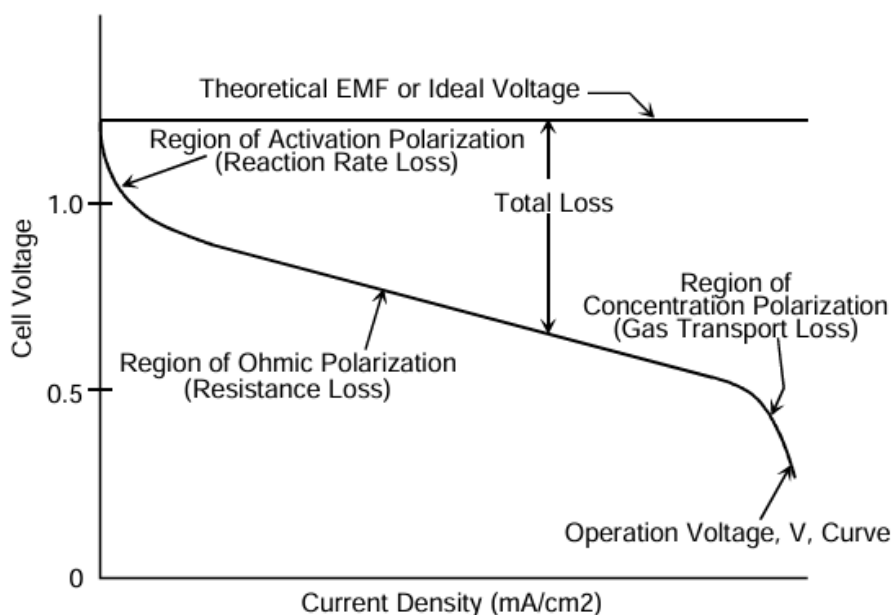


Ilustración 35. Curvas ideal y real de la una célula de combustible voltaje/corriente.³¹

5.3 Sistema de almacenamiento a gran escala

La energía eléctrica que generamos la transportamos desde los centros de generación hasta los puntos de consumo mediante la red de transporte y distribuida por la red de distribución con pérdidas totales en el camino del 10 al 13%[34].

Estás perdidas pueden ser técnicas debido a fenómenos físicos (pérdidas por resistencia, por inducción electromagnética, dieléctricas) y no técnicas por fenómenos no físicos sino a factores externo como fraude y errores de administración (manipulación de medidores, enganches ilegales, medidores defectuosos).

Siendo no posible el almacenamiento a gran escala nos vemos obligados en todo momento a generar lo que se está demandando, llevando un fuerte control de la oferta y la demanda para evitar un colapso del sistema eléctrico. Esto se conoce con la regla de oro de la generación.

Esta ardua tarea en España la lleva a cabo el operador del sistema Red Eléctrica. Haciendo una previsión de la demanda en día D-1 para cada hora del día D a nivel nacional y tras el cierre del mercado diario gestionado por la OMIE, se obtienen las curvas de demanda prevista y generación programada, 2 de las 3 curvas se ven a continuación.

³¹ Inc. EG&G Technical Services, «Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)», nov. 2004.

REE modela esta previsión en base a datos de periodos anteriores similares, la climatología, según sea día laboral o festivo y a la actividad económica de ese día [35].

Se construyen 3 curvas:

- Demanda real: valor de demanda instantánea de energía eléctrica a nivel nacional. Se calcula a partir de la generación telemedida del sistema y una estimación de la generada en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, de las cuales REE no tiene datos en tiempo real.
- Demanda prevista: a partir de los datos de consumo de periodos anteriores similares y con factores de corrección de la climatología, laboralidad y actividad económica. Incluye una estimación del consumo de instalaciones de autoconsumo.
- Demanda programada: a partir del programa de producción energética realizado durante la sesión diaria y las intradiarias del mercado eléctrico y de las restricciones técnicas.

La ilustración 36 muestra un ejemplo de la curva de seguimiento de la demanda que se puede consultar en la página web de REE. En esta en concreto se puede apreciar entre las 8 y las 10 horas como la curva de la demanda prevista se desvía por encima de la real y programada. Y entre las 10 y 14 horas lo hace por debajo. Esto puede ser debido a errores en la previsión meteorológica, una actividad laboral con cambios inesperados o a una generación de autoconsumo diferente a la esperada.

Nacional - Seguimiento de la demanda de energía eléctrica

Demanda (MW) a las 09:25 - 18/03/2025

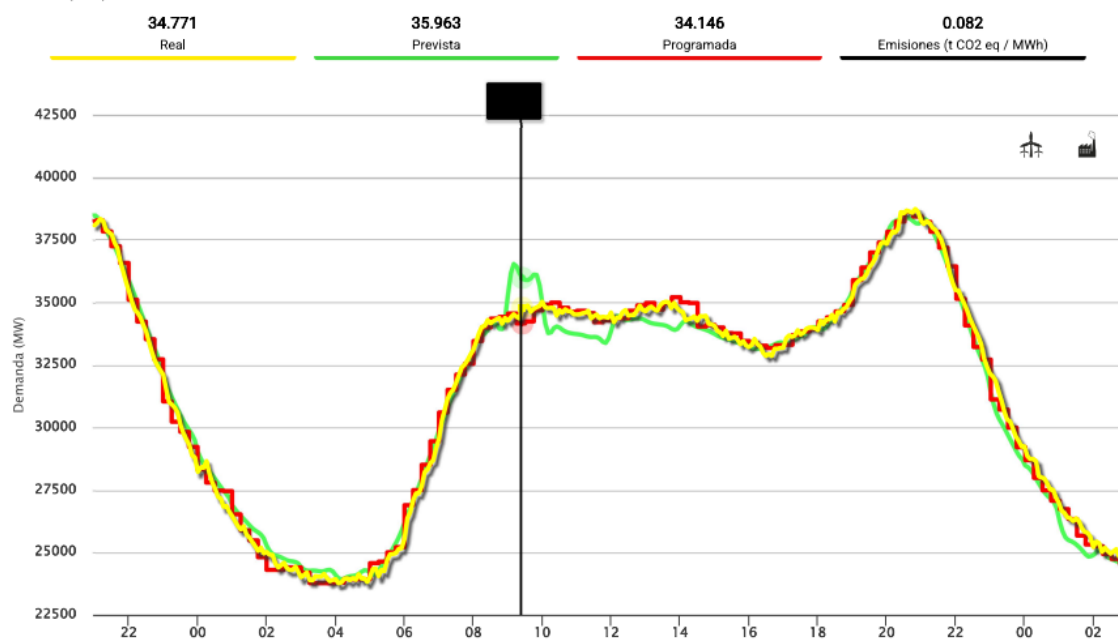


Ilustración 36. Ejemplo curva demanda energética eléctrica día 18/03/2025.³²

Ante esta situación existen procedimientos para mantener el equilibrio en el sistema. La más habitual es la de recortes de renovables, ya que son la tecnología que tienen mejor capacidad de arranque/parada y permiten recortar o aumentar potencia en cuestión de minutos o segundos.

La previsión futura es una generación 100% de origen renovable como estrategia para la descarbonización del sistema eléctrico.

El sistema eléctrico español cuenta con una alta presencia de generación de origen renovable con una potencia instalada de más de 85000MW (con tendencia creciente) (ilustración 37) y una generación no renovable de menos de 44000 MW instalados (con tendencia decreciente) (ilustración 38) [36].

³² Red Eléctrica, «Seguimiento de la demanda de energía eléctrica». [En línea]. Disponible en: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaau/total>

POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN TOTAL RENOVABLE



COMPARATIVO

TEMPORAL

COMPOSICIÓN

GEOGRÁFICO

DESDE EL 01-01-2020 A LAS 00:00 HASTA EL 31-12-2025 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR AÑO



POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN

TOTAL RENOVABLE (2025)

85.430,2 MW

Ilustración 37. Evolución potencia instalada total renovable.

POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN TOTAL NO RENOVABLE



COMPARATIVO

TEMPORAL

COMPOSICIÓN

GEOGRÁFICO

DESDE EL 01-01-2020 A LAS 00:00 HASTA EL 31-12-2025 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR AÑO



POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN

TOTAL NO RENOVABLE (2025)

43.794,7 MW

Ilustración 38. Evolución potencia instalada total no renovable.

Las energías renovables se caracterizan por ser intermitentes en la producción. Por un lado, tienen excedentes cuando hay fuerte viento o alta insolación, pero por el otro lado en condiciones desfavorables prácticamente no producen. Los excedentes producen picos en la generación que en muchos casos superan a la demanda pudiendo saturar la red eléctrica.

Hoy en día se disponen de vías para aprovechar esta sobre generación con sistemas de almacenamiento con una potencia instalada de 3355.9 MW (ilustración 39). Una energía almacenada en baterías electroquímicas, alimentando centrales de bombeo (ilustración 40) para almacenar agua o vendiendo los excedentes en el mercado eléctrico a través de las interconexiones con los países vecinos Francia, Portugal, Marruecos y Andorra.

Capacidad de potencia en líneas de interconexión.

España – Francia [37].

- Capacidad actual: 2800 MW.
- Previsión de ampliación a 5000 MW en 2028.

España – Portugal [38].

- Capacidad actual: 2000 – 2400 MW.
- Previsión de ampliación a 3000 MW.

España – Marruecos.

- Capacidad actual: 800 MW

POTENCIA INSTALADA DE ALMACENAMIENTO TOTAL



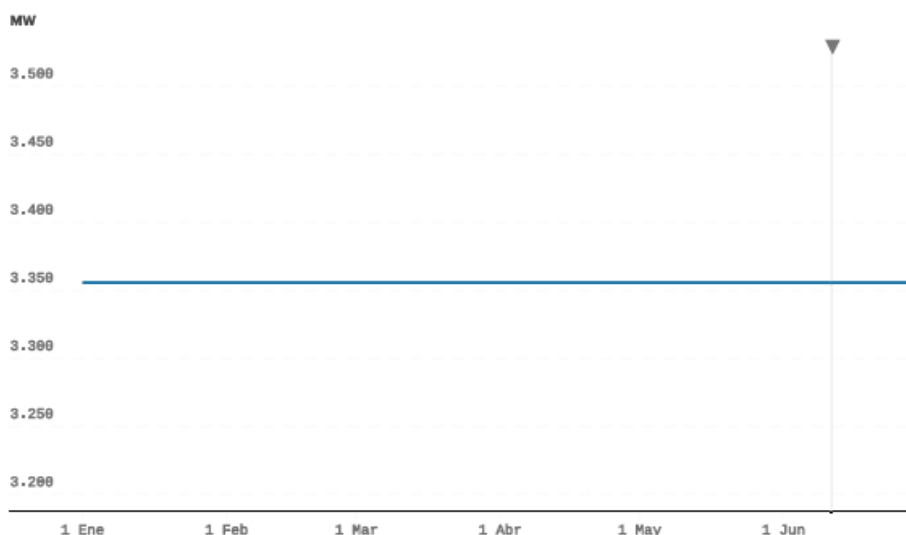
COMPARATIVO

TEMPORAL

COMPOSICIÓN

GEOGRÁFICO

DESDE EL 01-01-2025 A LAS 00:00 HASTA EL 30-06-2025 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR MES



POTENCIA INSTALADA DE
ALMACENAMIENTO TOTAL (06/2025)

3.355,9 MW

Ilustración 39. Potencia de almacenamiento energético instalada en España en 2025.

Aunque estas opciones no siempre están disponibles. Se puede dar el caso de que los sistemas de almacenamiento se encuentren al 100 % de capacidad y que las líneas de interconexión estén saturadas o que por diferencias de precio a los países vecinos no les interesa adquirir energía.

En estos casos la última media es recortar la producción de renovable. Dejando una gran cantidad de energía sin aprovechar [39]. Debido a los curtailment (vertidos de renovables) en 2023 se perdieron 428 GWh y en 2024 fueron 288 GWh lo que se dejó de aprovechar³³. Y durante este año 2025 no espera que baje la energía perdida por los vertidos.

³³ R. Roca, «Red Eléctrica consigue reducir las pérdidas de energía en 2024 a pesar de incrementar la capacidad renovable en más de 7 GW», *El periódico de la energía*, mar. 2025, [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-consigue-reducir-las-perdidas-de-energia-en-2024-a-pesar-de-incrementar-la-capacidad-renovable-en-mas-de-7-gw>

Potencia instalada nacional

Junio 2025

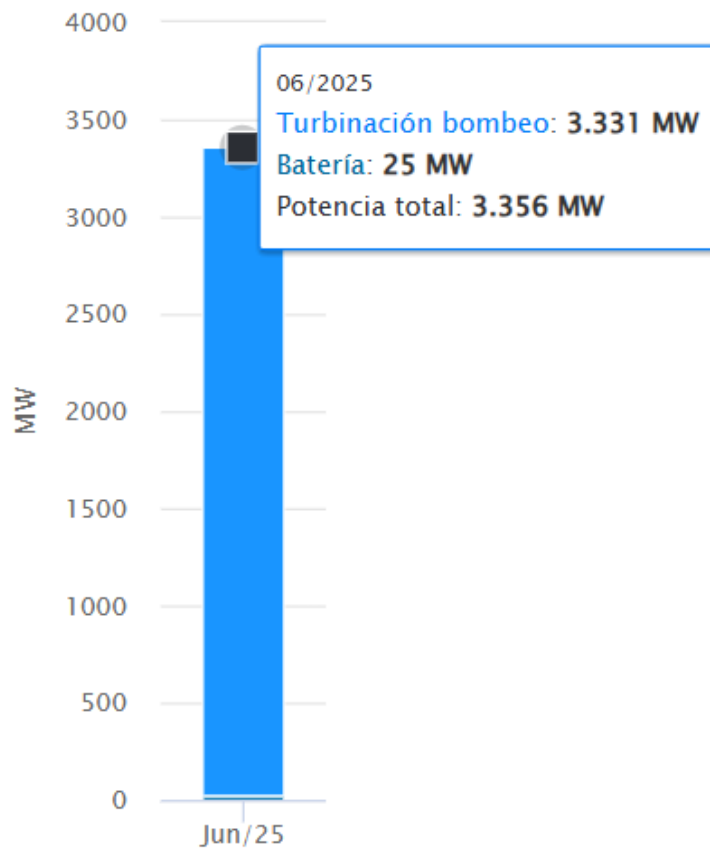


Ilustración 40. Potencia correspondiente a cada método de almacenamiento.

La consultora Optimize Energy lleva años analizando las pérdidas de las energías renovables. (ilustración 41)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	12,20	-	-	-	397,20	744,10	23.597,40
Febrero	-	-	-	155,20	1.849,20	2.304,90	11.181,50
Marzo	-	-	118,20	48,10	19.900,60	3.767,60	
Abril	87,10	-	-	3.586,50	41.530,20	35.531,30	
Mayo	406,60	61,60	62,80	8.550,90	31.386,80	48.396,60	
Junio	33,20	-	-	105.142,40	78.205,90	30.094,80	
Julio	21,80	320,40	-	155.352,20	162.175,40	57.890,40	
Agosto	-	170,60	-	72.190,60	30.024,60	34.473,20	
Septiembre	-	-	881,50	19.329,30	32.658,50	19.002,70	
Octubre	21,40	195,70	206,30	12.900,50	20.420,30	16.033,90	
Noviembre	33,00	-	-	327,20	7.180,30	28.095,50	
Diciembre	-	-	18,80	144,30	1.195,90	9.850,00	
Total	2.634,30	2.768,30	3.308,60	379.749,20	428.947,90	288.209,00	36.803,90

Ilustración 41. Vertidos de energía renovable en MWh. (Por Rodrigo de García Optimize Enegy).

En enero y febrero de este año se han tenido pérdidas muy por encima con respecto a años anteriores. Y siendo los meses con de junio, julio y agosto los más críticos, se espera que en 2025 se superen las pérdidas de 2023 [40].

Para no desperdiciar esta energía habría varias opciones. Aumentar la capacidad de interconexión con los países vecinos e incluso con el archipiélago Balear, invertir en la construcción de centrales hidráulicas de bombe mixto o puro, ofrecerla a grandes industrias para que la “absorban” aumentando su consumo o aumentar la capacidad de almacenamiento energético con baterías de gran capacidad.

Aunque la postulada como mejor opción es la del uso de esa energía en electrolizadores para ser almacenada en hidrógeno en forma de energía química funcionando como vector energético. Este puede tener múltiples usos en diferentes sectores:

- En el eléctrico para absorber la sobre producción de la energía renovable. Para su posterior reconversión en energía eléctrica e inyectarse de nuevo a la red actuando como servicio de regulación de potencia en momentos de alta demanda.
- En la industria. El uso como del hidrógeno como reactivo está muy extendido, por ejemplo, en el refinado de petróleo puede sustituir al hidrogeno gris para la hidrodesulfuración. O en la producción de fertilizantes es necesario el amoníaco (NH_3) que se obtiene por síntesis con el hidrógeno como reactivo.
- En el sector del transporte. Como nuevo combustible en vehículos pesados, aeronáutica y en menor medida en automoción ligera donde tiene mayor competencia con las baterías en los vehículos eléctricos.
- Uso residencial y urbano. Cogeneración de electricidad y calefacción con pilas de combustible

6. Planta fotovoltaica asociada a una planta de electrolisis.

Se espera que para el año 2030 la demanda de hidrógeno será de 75 millones de toneladas.

Para cubrir la demanda se necesitará una potencia instalada de 200 a 250 GW en electrolizadores y de 300 a 400 GW en generación renovable (45 a 55 MT de hidrogeno producido con bajas emisiones de carbono e instalaciones asociadas para almacenar CO₂ 350 a 450 MT al año).

Mientras tanto, para el año 2050, en el que se espera un escenario de cero emisiones netas de CO₂ y una temperatura limite global de 1.5 °C, China, Europa y Norte América serán los mercados de hidrógeno más grandes según un informe de Hydrogencouncil. Con una producción necesaria de hidrógeno estimada en 660 MT en 2050.

Para cumplir dicha demanda será necesaria una potencia instalada en electrolizadores de 3 a 4 Tera Vatios y en generación de energía renovable de 4.5 a 6.5 Tera Vatios. Con un respaldo de 140 a 280 MT de hidrogeno obtenido por reformado con bajas emisiones e instalaciones asociadas para almacenar de 1 a 2.5 GT de CO₂ al año. De los 27 TW de generación renovable necesarios para alcanzar las cero emisiones netas, un 15 a 25% se destinarán a la producción de hidrógeno. Hoy en día tenemos 2.8 TW de renovables, por lo que se necesita un incremento de 10 veces más [30].

En la ilustración 42 se ven los 20 proyectos más grandes con los que se espera conseguir esto objetivos.



Ilustración 42. Los 20 mayores proyectos de hidrógeno verde del mundo.³⁴

³⁴Geopolitics of the energy transformation: the hydrogen factor. International Renewable Energy Agency, 2022.

6.1 Energía solar fotovoltaica

a. Aspectos generales

La energía que se aprovecha para producir electricidad en los paneles fotovoltaicos proviene del Sol. En su centro la alta temperatura de decenas de millones de grados centígrados de temperatura, una elevadísima presión y un poco de ayuda del efecto túnel propician la fusión nuclear que libera radiación electromagnética con una potencia del orden de $3.86 \times 10^{26} \text{ W}$. Sin embargo, a la capa más externa de la atmósfera la potencia que nos llega es de 1353 W/m^2 , una cantidad conocida como constante solar. Y tras atravesar la atmósfera y llegar a la superficie de la tierra la potencia es de alrededor de 900 W/m^2 .

b. Conversión a energía eléctrica. (efecto fotoeléctrico)

En 1900 el físico alemán Max Planck busca una fórmula que describa el campo eléctrico de un cuerpo negro. Para ello supone que la energía de este campo no es continua, sino que está dividida en “cuantos” de energía y su tamaño depende de la frecuencia ν de la onda electromagnética. La energía de cada cuanto se describe con la siguiente ecuación, siendo h la constante de Planck.

$$E = h\nu$$

Esta idea de cuantos de energía era solo una herramienta. Aunque, Albert Einstein (como no), cinco años después comprende que estos “cuantos de energía” son reales y que la luz está dividida en estos cuantos, fotones. Albert, partió del fenómeno observado cuando ciertos materiales al recibir luz generan una débil corriente eléctrica. A partir de esto escribe en 1905 su artículo sobre el efecto fotoeléctrico, por el cual, en 1923 recibe el premio nobel. Muchos consideran este artículo como el inicio de la mecánica cuántica [1].

Este fenómeno hoy en día se aplica en los paneles fotovoltaicos que están fabricados con materiales semiconductores dopados, como el silicio (Si) considerado el semiconductor por excelencia [41].

Los electrones en un átomo se distribuyen en niveles energéticos permitidos y existen niveles energéticos prohibidos que no los electrones no pueden ocupar. La última banda energética es la llamada banda de conducción, donde los electrones son libres de moverse entre átomos. Anterior a esta, en cuanto a niveles energéticos se refiere, está la banda de valencia que la ocupan los electrones de valencia.

La banda de valencia y la de conducción pueden estar solapadas o pueden estar separadas entre sí por medio de la banda energética prohibida (ilustración 43).

Un e^- presente en la banda de valencia tendrá que superar la energía de gap para promocionar a la banda de conducción. La energía de gap se mide en electronvoltio, energía que adquiere un electro cuando el voltaje aumenta 1 V ($1\text{eV}=1.6\times 10^{-19}$ J). dependiendo de la cantidad de energía de gap hay 3 materiales.

- Materiales conductores: la banda de valencia y la de conducción se solapan.
- Materiales semiconductores: la energía de gap es de 1 eV.
- Materiales aislantes: la energía de gap es del orden de 10 eV.

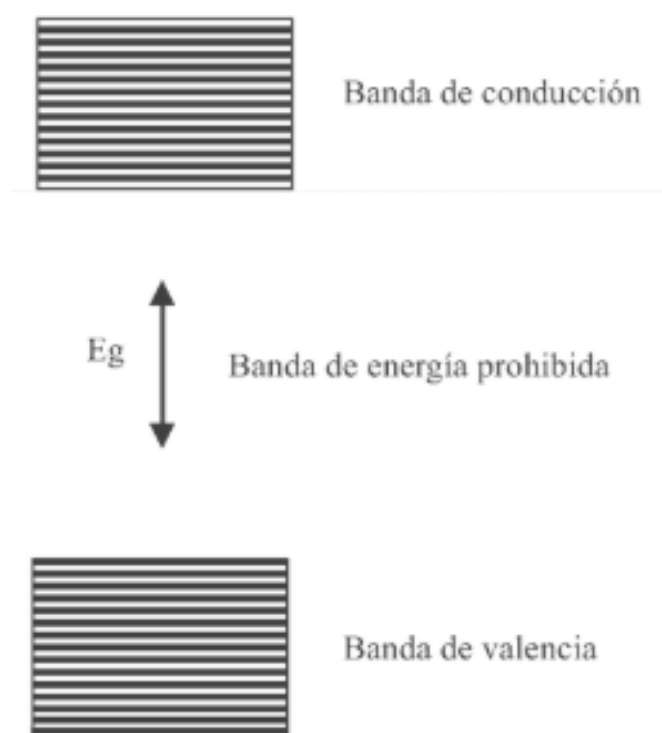


Ilustración 43. Esquema de bandas.³⁵

El flujo de corriente se produce por los electrones que se encuentran en la banda de conducción. Para el silicio a 25°C la energía de gap es de 1.11 eV o lo que es lo mismo un fotón con una longitud de onda $\lambda \leq 1.12 \mu\text{m}$. En la ilustración 44 se ve la energía de gap para otros elementos.

Un fotón se describe por su frecuencia ν (o longitud de onda λ) y su energía.

Teniendo en cuenta $c= 3\times 10^8$ m/s, ν es la frecuencia de la onda en Hz, λ es la longitud de onda (m) y $h=6.626\times 10^{-34}$ Js es la constante de Planck.

$$c = \lambda \nu$$

³⁵ A. A. Bayod Rújula, *Sistemas fotovoltaicos*. 2011.

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda}$$

Sustituyendo valores obtenemos.

$$E_{\text{fotón}}(eV) = \frac{1.240}{\lambda(nm)}$$

Material	Anchura gap (eV)
Si	1,11
SiC	2,60
CdAs ₂	1,00
CdTe	1,44
CdSe	1,74
CdS	2,42
CdSnO ₄	2,90
GaAs	1,40
GaP	2,24
Cu ₂ S	1,80
CuO	2,00
Cu ₂ Se	1,40
CuInS ₂	1,50
CuInSe ₂	1,01
CuInTe ₂	0,90
InP	1,27
In ₂ Te ₃	1,20
In ₂ O ₃	2,80
Zn ₃ P ₂	1,60
ZnTe	2,20
ZnSe	2,60
AlP	2,43
AlSb	1,63
As ₂ Se ₃	1,60
Sb ₂ Se ₃	1,20
Ge	0,67
Se	1,60

Ilustración 44. Energía de gap de materiales usados en células fotovoltaicas.³⁷

Y sabiendo que la energía que tiene que aportar el fotón al electrón es de 1.1 eV entonces.

- Con $\lambda > 1.12 \mu m$, fotón sin energía suficiente para promocionar el electrón.
- Con $\lambda \leq 1.12 \mu m$, fotón con energía suficiente. El exceso de energía se pierde en forma de calor

c. Dopado

El cristal empleado en la fabricación de las células para los módulos fotovoltaicos se fabrica introduciendo impurezas en la red cristalina del semiconductor puro (intrínseco). El semiconductor dopado (extrínseco) puede ser de dos tipos:

- Tipo n: el elemento empleado para las impurezas tiene un e^- más que el principal. Ej: Silicio tiene 4 e^- de valencia, se dopa con fósforo que tiene 5 e^- de valencia.
- Tipo p: la impureza tiene un e^- menos que el principal. Ej: el silicio se dopa con boro que tiene 3 e^- de valencia.

6.2 Electrolizador

Se trata de uno de los componentes principales del proceso, pues es el encargado de separar la molécula de H_2O en sus componentes básicos, hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Para ello se requiere aplicar un potencial eléctrico en corriente continua que dependerá del número de celdas que tenga el electrolizador. Tiene 3 componentes principales: dos electrodos (ánodo y cátodo) y un electrolito. Es la única tecnología comercial disponible que permite producir hidrógeno de alta pureza sin emplear hidrocarburos y sin emisiones de carbono. Aunque es una tecnología conocida del hace tiempo, su uso no ha cobrado importancia hasta los últimos años. Esto es debido al precio competitivo de producir hidrógeno con otros métodos y en parte por la falta de conocimiento de sus ventajas y méritos sobre todo desde la perspectiva ambiental [12][42][43].

Hay diferentes tecnologías según el tipo de electrolizador, en la tabla 5 se ven los 3 principales.

Tipo	Ventajas	Desventajas
PEM (membrana de intercambio de protones)	Arranque rápido Rápida respuesta ante la variabilidad de la generación renovable Alta densidad de corriente	Altos costes Uso de metales preciosos para electrodos
Alcalina (AWE)	Bajos costes Tecnología desarrollada Buena producción en régimen continuo	Arranque lento Respuesta lenta ante la intermitencia de las renovables
Óxido sólido	Alta eficiencia (cogeneración)	En fase experimental No se recomienda para el uso en renovables

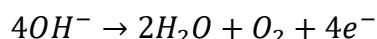
Tabla 5. Ventajas y desventajas de las 3 principales tecnologías de electrolizadores.

a. Electrolizador alcalino (AEL)

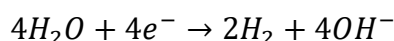
En cuestión de electrolizadores es la tecnología más desarrollada y consolidada [12][42][43]. Ilustración 45 muestra el esquema de funcionamiento.

Ecuaciones de las reacciones.

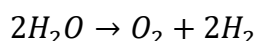
- Ánodo



- Cátodo



Como reacción global:



Los electrodos están sumergidos en un electrolito líquido con un diafragma poroso de unos 5 mm³⁶ entre ambos que actúa como separador, el cual permite el paso de iones OH⁻, pero el de los gases productos (H² y O²). Están hechos de hierro con Ni, Co, Ru o, no requieren de metales nobles gracias a producirse la electrolisis un pH básico. El cátodo suele estar hecho de Ni aleado con metales o recubiertos con níquel Raney.³⁷ El ánodo al igual que el cátodo se fabricó con Ni aleado con hierro por lo general.

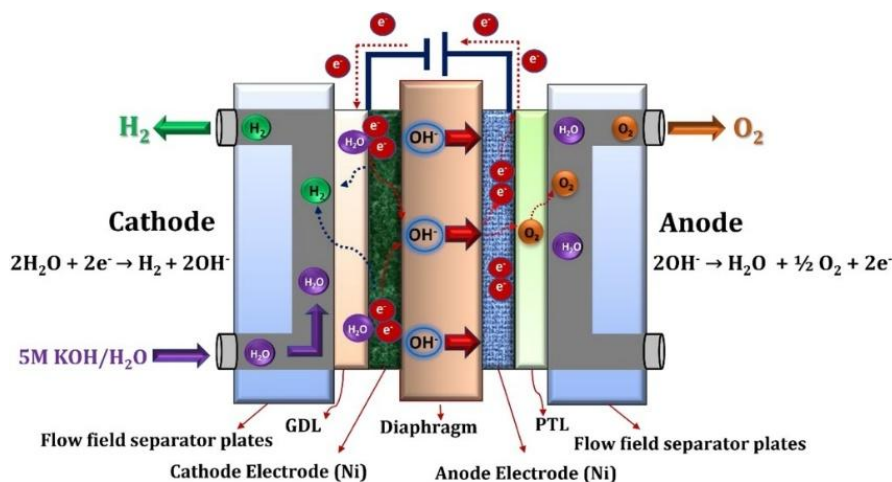


Ilustración 45. Diseño básico y principio funcionamiento de un electrolizador alcalino.³⁸

³⁶ M. Awad *et al.*, «A review of water electrolysis for green hydrogen generation considering PV/wind/hybrid/hydropower/geothermal/tidal and wave/biogas energy systems, economic analysis, and its application», 1 de enero de 2024, Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.aej.2023.12.032.

³⁷ H. Ouabi, R. Lajouad, M. Kissaoui, y A. El Magri, «Hydrogen production by water electrolysis driven by a photovoltaic source: A review», e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, vol. 8, jun. 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100608.

³⁸ S. Shiva Kumar y H. Lim, «An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production», 1 de noviembre de 2022, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.egy.2022.10.127.

El electrolito donde se sumergen los electrodos es una solución alcalina de hidróxido potásico o sódico (KOH o NaOH) al 30% en peso³⁹. Se diseñan con una estructura mallada para permitir la salida de las burbujas de gas que se producen en ellos. Si estas burbujas se adhieren al electrolito la conductividad de este se vería perjudicada. Es por eso por lo que se busca reducir el espacio entre los electrodos y el separador, evitando siempre que haya mezcla de gases.

Configuración de las celdas en la pila (ilustración 46):

- **Monopolar.** Las celdas se conectan paralelamente ocurriendo la misma reacción a cada lado del electrodo como se ve en la imagen. Tienen la ventaja de por la disposición de las celdas poder ser sustituidas en caso de defecto, pero con la desventaja de necesitar más espacio que la configuración bipolar.

Bipolar. Se conectan las celdas en serie. Conectando el ánodo de una celda con el cátodo de la celda adyacente. Esta configuración requiere menos espacio y permite apilamientos más compactos.

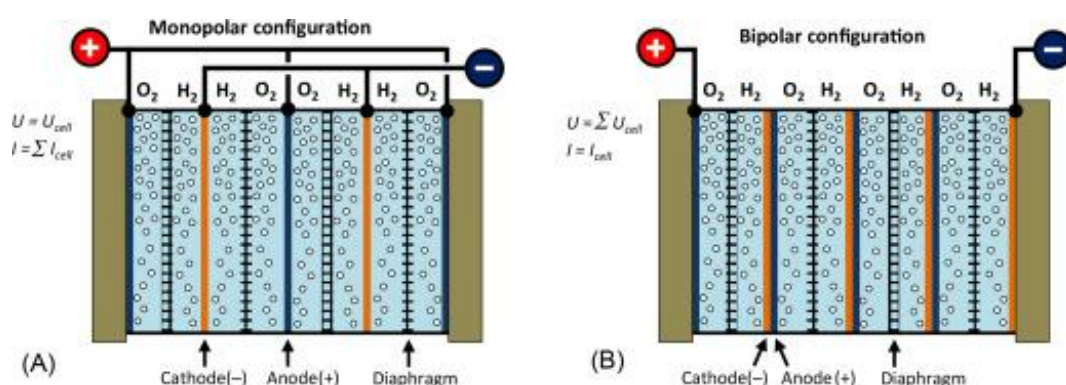


Ilustración 46. Configuración pila alcalina. Monopolar (A). Bipolar (B).⁴⁰

Con esta tecnología se requieren consumos de entre 47 y 66 kWh para obtener un 1 kg de hidrógeno, con una eficiencia de 50 a 68 % con relación al PCI del H_2 (33.33 kWh/kg). Pueden trabajar a bajas y altas presiones desde los 10 bar hasta los 30⁴¹ bar de presión, a una temperatura típica de 80°C.

Vida útil entre 60000 y 90000 horas.

³⁹ H. Ouabi, R. Lajouad, M. Kissaoui, y A. El Magri, «Hydrogen production by water electrolysis driven by a photovoltaic source: A review», e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, vol. 8, jun. 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100608.

⁴⁰ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en Sustainable Fuel Technologies Handbook, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

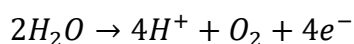
⁴¹ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en Sustainable Fuel Technologies Handbook, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

b. Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)

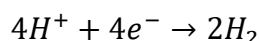
Con un electrolito en fase sólida (SPE) por el que se conducen protones (H^+) que actúa como transportador iónico, lo que le confiere un carácter ácido que puede resultar en la corrosión de los materiales del electrolizador como los electrodos y catalizadores. Para abordar este problema se emplean metales preciosos como el platino que son duraderos, pero también costosos y escasos [12][42][43].

Ecuaciones del proceso:

- Ánodo



- Cátodo



Como reacción global:

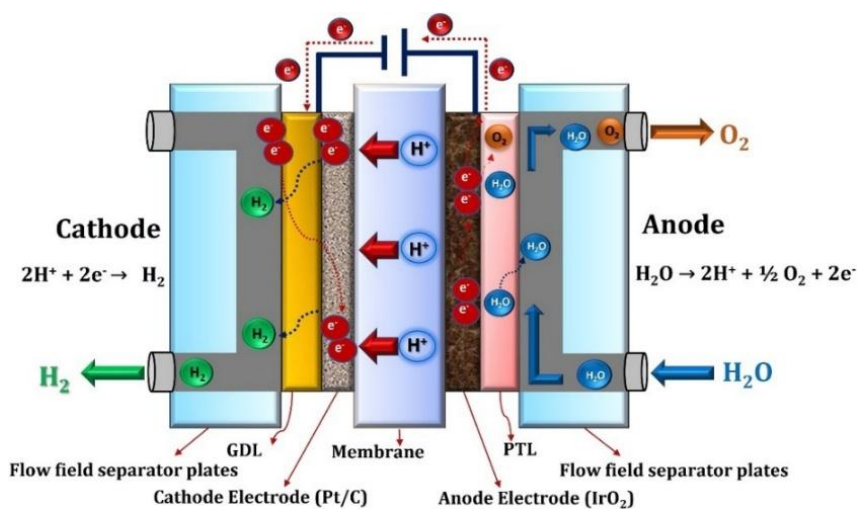
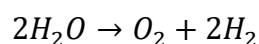


Ilustración 47. Diseño básico de un electrolizador tipo PEM.⁴²

Los protones son conducidos a través de una delgada membrana polimérica de espesor 50 hasta 300 μm ⁴³. El espesor de la membrana afecta a la resistencia de la membrana al paso de los iones. Poco espesor se traduce en baja resistencia, eso es bueno, pero puede suponer una mezcla de gases, eso es malo. Para evitar este percance contra la seguridad se emplean membranas con un espesor óptimo para mantener la seguridad y aumentar la eficiencia de Faraday y poder trabajar con altas

⁴² S. Shiva Kumar y H. Lim, «An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production», 1 de noviembre de 2022, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.egy.2022.10.127.

⁴³ [H2 producido en electrolisis con FV 2.2](#)

presiones en la celda, evitando una etapa intermedia de compresión a la salida del electrolizador antes del almacenamiento o transporte.

Para acelerar el proceso se coloca un catalizador en cada electrodo. En el ánodo, para la oxidación del agua, se emplea iridio (Ir) y en cátodo, para la reducción del hidrógeno, se usa platino (Pt).

La membrana y los electrodos forman el conjunto membrana-electrodo (MAE).

Por último, se añade la capa de difusión de gas. Pantallas metálicas con diversas funciones, que no participan en las reacciones. Con estructura porosa como factor clave. Pues si los poros son demasiado grandes, aunque se evacuan los gases con mayor facilidad, se aumentan las pérdidas óhmicas.

La capa de difusión se encarga de:

- Permitir la entrada agua al cátodo.
- Ayuda a la extracción de los gases producidos.
- Facilita la transferencia de calor.
- Protege los catalizadores de los flujos y fluidos.
- Permitir paso de la corriente desde las placas bipolares hasta el MAE.

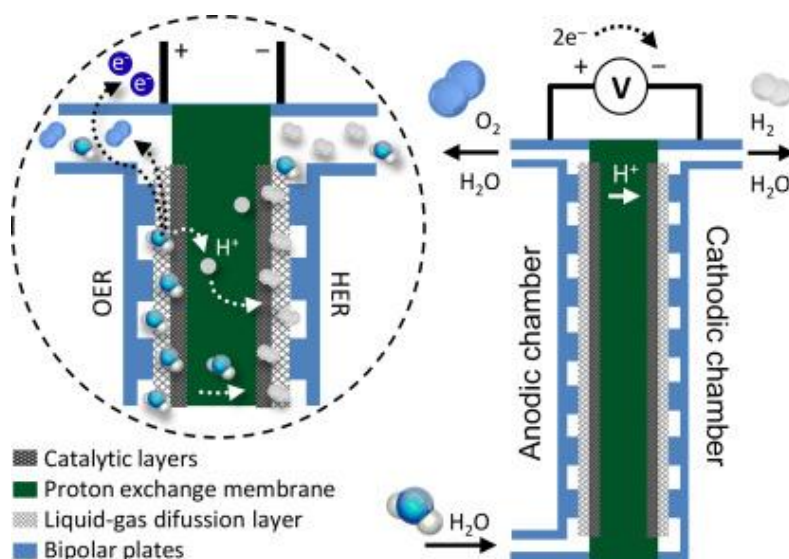


Ilustración 48. Esquema celda con membrana de intercambio alcalino.⁴⁴

⁴⁴ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

En los extremos de cada celda se colocan las placas bipolares a través de las cuales se suministra la corriente (ilustración 49 y 50), cuentan con unos canales de flujo necesarios para la alimentación de agua y evacuación de gases, y permite la conexión en serie de las celdas. El positivo de una celda y el negativo de la adyacente se junta en la misma placa, de ahí el nombre de bipolar. Para su fabricación se requieren materiales resistentes a la corrosión y de alta conductividad eléctrica, se suele emplear Ti con recubrimiento de Pt para evitar la formación de TiO_2 . Suponen el 30% del tamaño y 50 % del costo de cada celda.

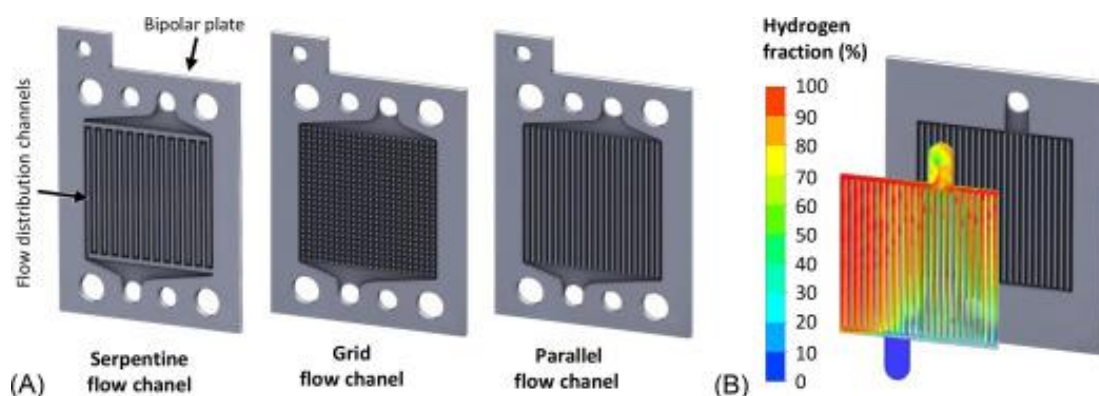


Ilustración 49. (A) Principales tipos de diseño de placas bipolares. (B) Distribución de flujo y fracción de H_2 en canales rectos paralelos, esquema de celda con membrana de intercambio alcalino.⁴⁵

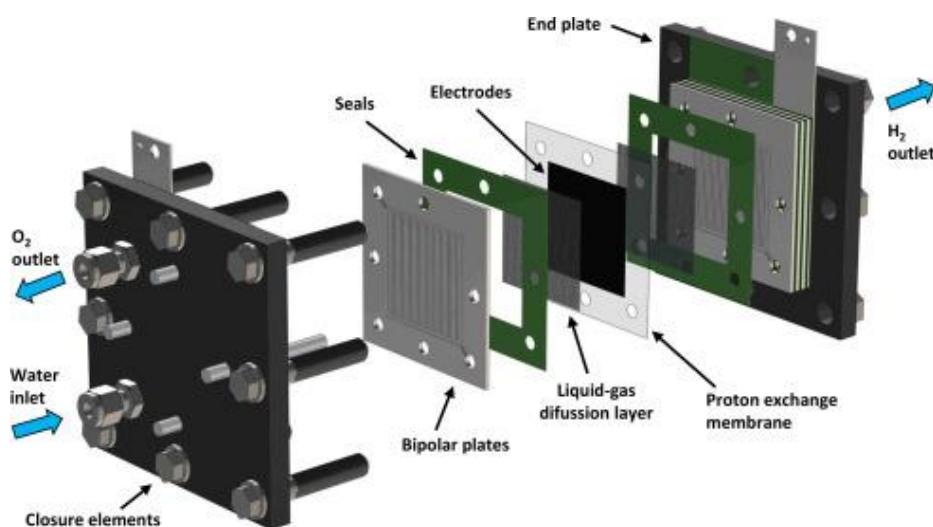


Ilustración 50. Configuración de una pila tipo bipolar.⁴⁶

Pueden operar a altas densidades de corriente, hasta 2 A/m^2 y altos voltajes, (alcalinos máx 0.8 A/m^2) lo que aporta mayor producción de hidrógeno de alta pureza, hasta 99.995%. Cuentan con alta eficiencia, tiempos de respuesta rápidos

⁴⁵ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

⁴⁶ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

ante variaciones de carga (ideal para sistemas PV), operan a temperaturas relativamente bajas.

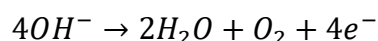
Por otro lado, se trata de una tecnología de altos costes debido a los costes de los materiales que utiliza (catalizador de platino).

Vida útil entre 20000 y 60000 horas.

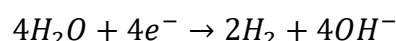
c. Electrolizador de membrana de intercambio aniónico (AEMEL)

Es una tecnología híbrida entre la PEM y la alcalina. Conocida como electrólisis de membrana de intercambio aniónico, similar a la electrólisis tipo PEM, pero operando en un medio alcalino evitando la corrosión (ilustración 51). Las ecuaciones que describen las reacciones en los electrodos son las mismas que las de la electrólisis alcalina [12][42][43].

- Ánodo



- Cátodo



Reacción global:

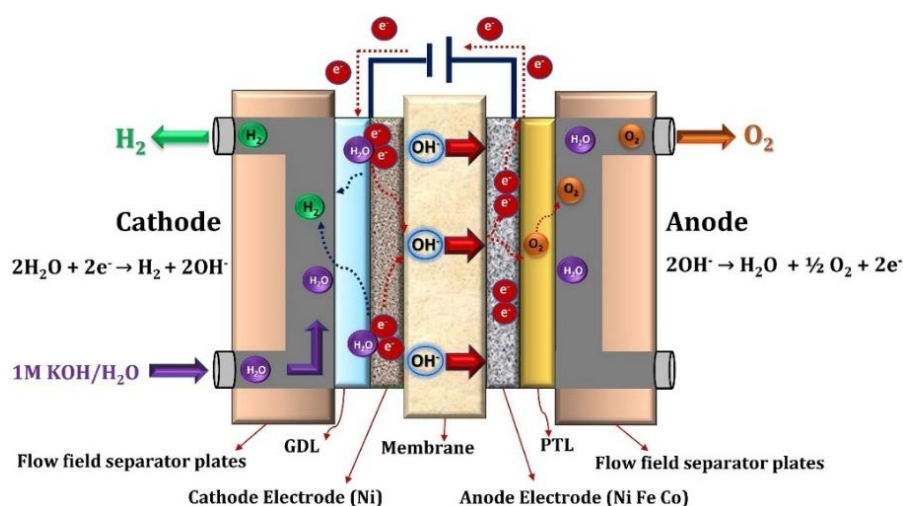
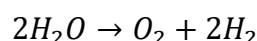


Ilustración 51. Diseño básico y principio de funcionamiento de un electrolizador tipo AEM.⁴⁷

⁴⁷ S. Shiva Kumar y H. Lim, «An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production», 1 de noviembre de 2022, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.egy.2022.10.127.

Su construcción es similar a la de tipo PEM colocando la membrana entre los dos electrodos, la cual permite el paso de iones hidroxilo (OH^-). El separador esta hecho de un material poroso a diferencia del tipo alcalino que es un material no poroso. Al ser alcalino el medio del electrolizador no se requieren de metales nobles como catalizadores, se pueden emplear metales de transición sin peligro de corrosión, por ejemplo, Ni, Co y Fe. A diferencia del tipo PEM que como catalizadores emplea iridio (Ir) y platino (Pt) los cuales son escasos y de alto coste.⁴⁸

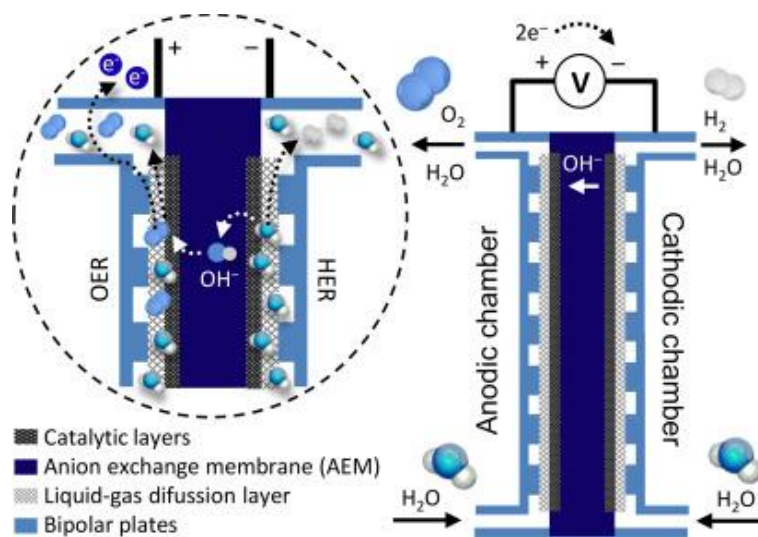


Ilustración 52. Esquema celda con membrana de intercambio alcalino.⁴⁹

Tiene cualidades tanto de la electrolisis alcalina como la tipo PEM. Su capacidad nominal es similar a la tecnología alcalina y la densidad de corriente máxima llega a los 2 A/m^2 como en la tecnología PEM.

Esta tecnología aún se encuentra en etapas iniciales de investigación para solventar problemas de estabilidad química, mecánica y térmica que pueden afectar a la vida útil del dispositivo. Estas investigaciones están orientadas al diseño de nuevas membranas, mejores conjuntos membrana-electrodo y nuevos materiales catalizadores.

Muchos la consideran una tecnología prometedora. Actualmente su eficiencia es menor que la de las tecnologías tipo PEM y alcalina.

Dado que la fuente principal de energía vendrá de una planta fotovoltaica se empleará un electrolizador tipo PEM debido a su buen desempeño ante variaciones de la entrada de energía, al tener una respuesta dinámica más rápida que otras

⁴⁸ [50]

⁴⁹ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

tecnologías, alta densidad de corriente, rango de modulación y estabilidad en el tiempo.⁵⁰

d. Sistemas de balance de planta (BoP)

BoP o balance de planta son los sistemas auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la pila electrolítica y para tratar los gases productos y adecuarlos a las condiciones requeridas [12]. En esquema sencillo se ve en la ilustración 53.

Un balance de planta general se compone de los siguientes subsistemas.

- Producción de gas. Formado por una chimenea donde se generan las burbujas de H_2 y O_2 y son llevadas hasta el subsistema de separación.
- Separación gas-líquido. Donde tiene lugar la separación de la mezcla burbujas-líquido provenientes de la pila. En electrolizadores PEM este líquido es agua y en alcalinos una solución de KOH o NaOH. Por la parte superior del separador circula el gas y por la parte inferior el líquido que se recircula al interior de la pila.
- Agua desionizada: subsistema encargado de suministrar agua al proceso en condiciones de pureza y conductividad adecuados para no contaminar los componentes de la celda.
- Control de presión: mediante una válvula de control tarada a una cierta presión, se retienen en el electrolizador los gases producidos hasta llegar a la presión fijada por la válvula. Las cámaras del ánodo y cátodo al estar separadas pueden tener diferentes presiones de trabajo. En los tipo PEM no es un problema pues la membrana que actúa como electrolito es impermeable y separa correctamente ambos gases. En cambio, en los alcalinos al usar un diafragma con poros como separador de gases, se pueden dar difusiones a través de estos poros incluso con diferencia de presiones entre cámaras de 5 mbar. Esto se evita nivelando la presión de las cámaras con vasos comunicantes.
- Gestión térmica. Mantiene la temperatura de la pila con un sistema de refrigeración del electrolito o agua que se recircula a la pila.
- Secado. Tras la separación de la mezcla gas-líquido, el gas se hace pasar por un sistema de acondicionamiento para extraer el líquido restante.

⁵⁰ D. Hua, J. Huang, E. Fabbri, M. Rafique, y B. Song, «Development of Anion Exchange Membrane Water Electrolysis and the Associated Challenges: A Review», 2 de enero de 2023, John Wiley and Sons Inc. doi: 10.1002/celc.202200999.

- Purificación. Consiste en hacer reaccionar el O_2 arrastrado por el H_2 , con este mismo H_2 formando H_2O en estado gaseoso que se procede a evacuar. Es un subsistema necesario cuando se quiere conseguir un H_2 de alta pureza y sobre todo al emplear electrolizadores alcalino, los cuales obtiene una menor pureza uno tipo PEM.
- Análisis gases producido. Como objetivo conocer la pureza de los gases productos. Se emplea una pequeña cantidad.
- Control y monitorización. Consiste en sensores que envía la información del estado de la planta al sistema de control y mantener un funcionamiento correcto y seguro.

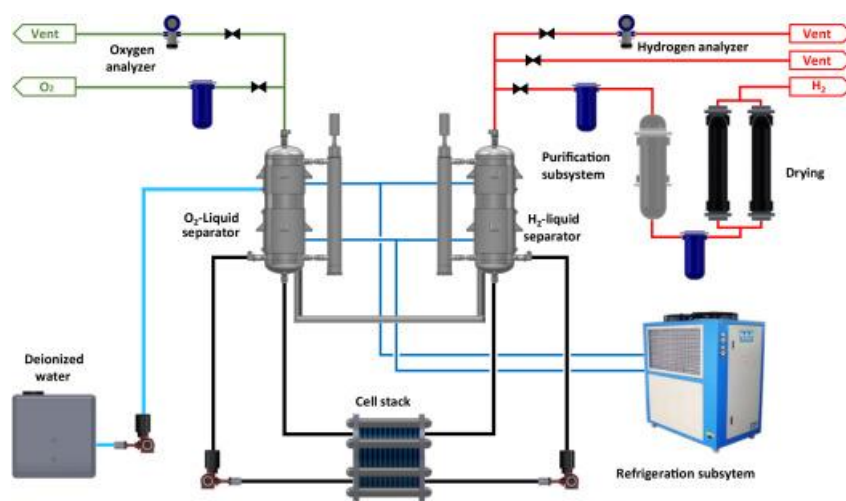


Ilustración 53. Diagrama flujo de un proceso con un balance de planta simplificado.

En caso de querer emplear una temperatura mayor será necesario emplear un electrolizador de óxido sólido. Y se serán necesarios otros subsistemas a mayores de los anteriores.

- Subsistema calentamiento de la pila. La pila se encuentra dentro de un horno para mantener la temperatura de operación.
- Subsistema de producción de vapor. El agua que ingresa en la pila lo tiene que hacer en estado gaseoso. Por lo tanto, es necesario un sistema para su evaporación.
- Subsistema de suministro de aire. En el ánodo se suele introducir un flujo de aire caliente para mantener una temperatura distribuida en la chimenea.
- Subsistema de suministro vapor/ H_2 . Para evitar la oxidación del Ni en el electrodo, el vapor generado se mezcla un mínimo de un 5% de H_2 .

- Subsistema de suministro de nitrógeno. Necesario para el arranque del sistema calentando y acondicionando las celdas a la temperatura de trabajo.

e. Producción teórico de hidrógeno. Ley de Faraday de la electrólisis

La cantidad teórica de hidrógeno producido viene dada por la ley de Faraday y directamente proporcional a la corriente del proceso electroquímico.

$$\dot{m}_{H_2 \text{ teorico}} = \left(\frac{M}{nF} \right) I$$

M : peso molecular de la sustancia (g/mol).

n : nº e⁻ transferidos durante el proceso.

F : constante de Faraday.

I : corriente eléctrica que circula (A).

f. Influencia temperatura y pH en el voltaje de la celda

Por parte de la temperatura al aumentar se disminuye el voltaje ideal. Ya que la contribución de la parte térmica ($T \times \Delta S$) a la energía necesaria (ΔH) para la disociación del agua aumenta y por tanto la energía eléctrica, o energía libre de Gibbs (ΔG), necesaria disminuye. Tal y como se ve en la ilustración 54 [12].

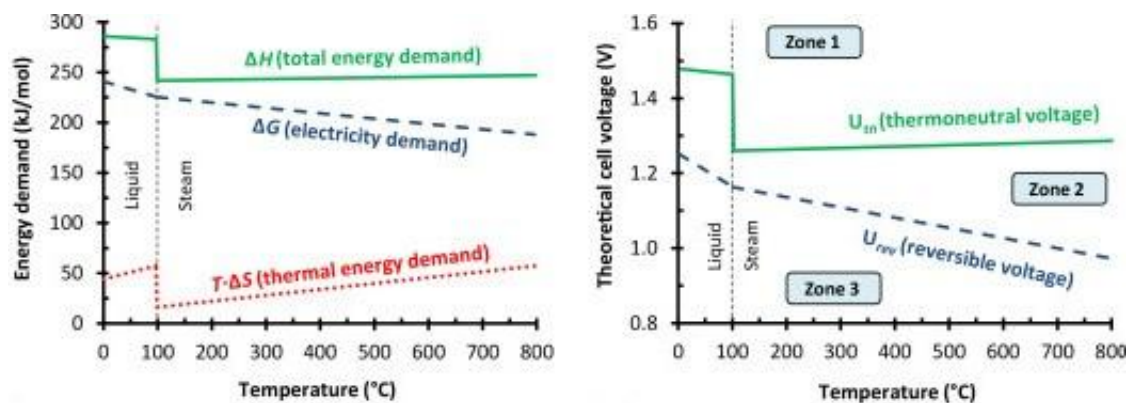


Ilustración 54. Variación de la energía demandada y del voltaje del proceso con la temperatura.⁵¹

⁵¹ E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

Según la temperatura de operación.

- Electrolisis a temperaturas bajas. Empleado para producir H_2 in situ en pequeñas cantidades o a gran escala con energía eléctrica proveniente de generación renovable. Ya que con poca temperatura la energía necesaria para llevar a cabo el proceso es demasiado alta.
- Electrolisis a temperaturas altas. La energía necesaria disminuye, pero se necesita una fuente de calor para mantener la temperatura. En este caso es necesario emplear un electrolizador de óxido sólido (SOEC).

Y por parte del pH, con un valor de $pH=7$ el voltaje ideal se mantendrá en 1.23 V. La ilustración siguiente muestra la variación del pH y voltaje. A pesar de que al variar el pH el potencial de cada reacción también lo haga, la diferencia de potencial entre los electrodos se mantiene constante a 1.23 V (gráficamente las rectas OER y HER son paralelas).

- Electrolisis en medio ácido ($pH=0$) $\rightarrow V_{HER} = 0$ y $V_{OER} = 1.229 V$

En el ánodo se producen protones H^+ lo que acidifica el electrodo y sube su potencial. Estos H^+ realizan el transporte iónico por medio del electrolito. Como electrolito se emplea un electrolito polimérico sólido, el empleado en los electrolizadores de membrana de intercambio de protones. Se puede emplear electrolitos líquidos como el H_2SO_4 , pero conllevan problemas de corrosión en los materiales.

- Electrolisis en medio básico ($pH=14$) $\rightarrow V_{OER} = 0.401$ y $V_{HER} = -0.829 V$
En el cátodo la producción de iones OH^- alcaliniza el electrodo bajando el potencial de este. Los iones OH^- realizan el transporte iónico a través del electrolito que suele ser líquido de una solución concentrada de KOH o NaOH lo que evita la corrosión. Se pueden emplear electrolitos sólidos de polímero, al igual que en los tipo PEM, pero con intercambio aniónico en vez de protones.

Esta variación del potencial con el pH se explica a través de la ecuación de Nernst.

$$V = V^o - \frac{RT}{nF} \ln(Q)$$

Donde Q es el cociente de la reacción donde intervienen la concentración de los iones H^+ y OH^- .

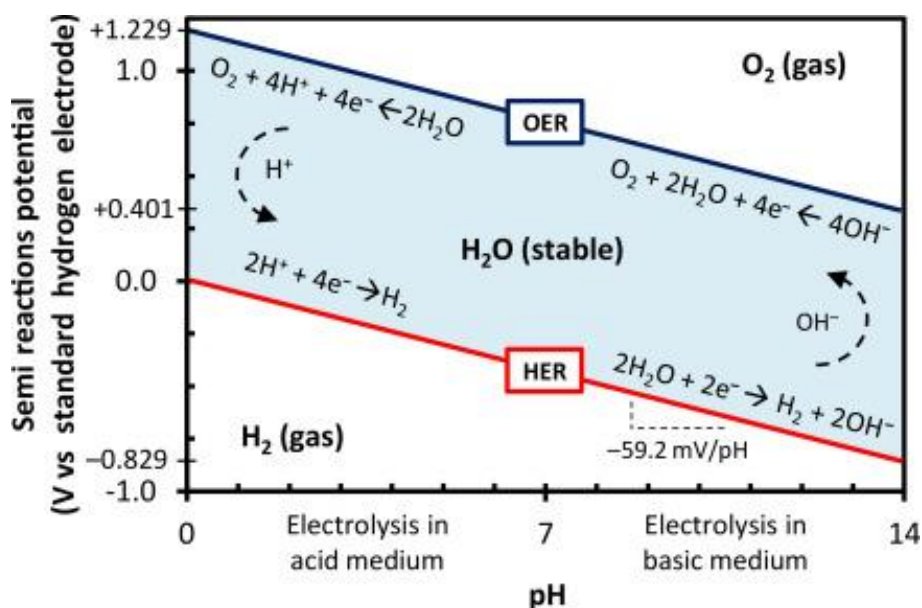


Ilustración 55. Variación del potencial según el ph de cada semirreacción.⁵²

La planta usará la potencia suministrada por una planta solar fotovoltaica a la que se conectará a través de una línea de 24 kV. El inversor escogido dispone de su propio transformador para elevar la tensión de los 0.6 kV a los (20 – 35) kV.

Adicionalmente, la planta electrolítica se conectará a la red pública de transporte de 220 kV a través de un transformador de 24 kV/ 220 KV para absorber excesos de energía en la red. En última instancia la planta fotovoltaica podrá verte su energía a la red en caso de que no sea necesario producir más hidrógeno.

El calor producido en la planta se empleará en un intercambiador de calor para ser aprovechado en otros usos.

Será necesario una unidad de tratamiento de agua. El agua de gran pureza es necesaria para los electrolizadores tipo PEMe.

⁵² E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

6.3 Dimensionamiento

Una planta fotovoltaica se empleará para suministrar energía a una planta de electrolisis y producir hidrógeno verde. La planta fotovoltaica produce la energía en corriente continua, la cual se convertirá en corriente alterna para poder elevar la tensión a los valores necesarios por parte de la planta de electrolisis. Paralelamente el conjunto se conectará a la red de transporte por medio de un transformador de potencia. (ilustración 56 y 57)

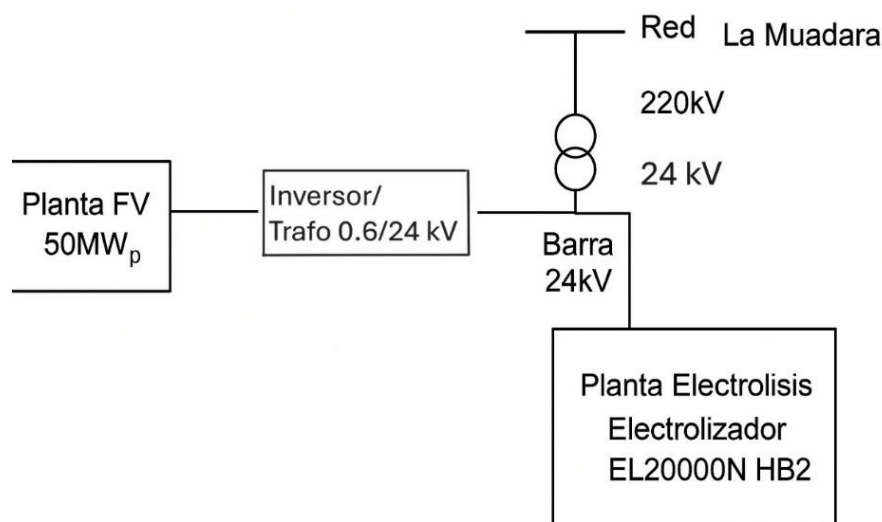


Ilustración 56. Circuito eléctrico y de distribución.

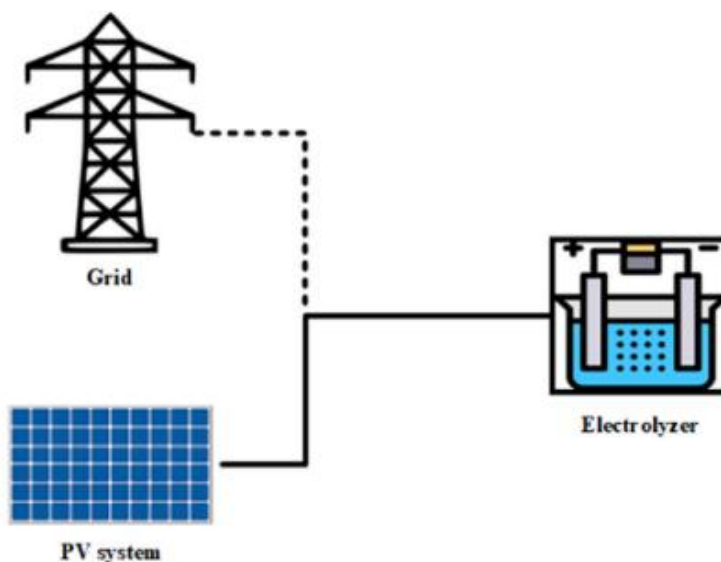


Ilustración 57. Electrolizador conectado a un sistema PV y a la red.⁵³

⁵³ M. Awad et al., «A review of water electrolysis for green hydrogen generation considering PV/wind/hybrid/hydropower/geothermal/tidal and wave/biogas energy systems, economic analysis, and its application», 1 de enero de 2024, Elsevier B.V. doi: 10.1016/j.aej.2023.12.032.

A partir de las necesidades que demandará el electrolizador se diseñará la planta fotovoltaica. De la página web del fabricante español de electrolizadores H2B2, se obtienen los datos necesarios de producción de gas y los requisitos eléctricos para que el proceso se lleve a cabo. (ilustración 58 y 59)

Hydrogen gas production

- Max. nominal hydrogen flow: 178 kg/h
- Hydrogen flow range: 5 – 100%
- Operating pressure: 15 – 40 barg (217–580 psig)
- Hydrogen purity (before gas purification): > 99.9%; < 25 ppm O₂; H₂O saturated
- Hydrogen purity (after gas purification): As per ISO 14687

Ilustración 58. Datos de la producción de gas hidrógeno.

Electrical requirements

- Voltage: 6.6–24 kV for rectifiers and 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) for BoP
- Frequency: 50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3%
- Total installed power: 14,000 kW
- Stack Consumption (*): 4.7 kWh/Nm³ H₂
- AC power Consumption (BoP + stack) (*): 5.1 kWh/Nm³ H₂

Ilustración 59. Datos de los requisitos eléctricos del electrolizador.

El primer dato importante a considerar es el rango de operación en la producción, el cual va desde un 5% a un 100%. Siendo un 100 % una producción de 178 kg/h y un 5% de 8.9 kg/h de H₂ con un nivel de pureza superior al 99.9% tras pasar por el módulo de purificación del gas.

a. Necesidad energética del electrolizador:

Según la ficha técnica del electrolizador, el consumo energético de la pila más el consumo del balance de planta es de 56.9 kWh/ kg H₂ y el máximo flujo nominal de producción de H₂: 178 kg/h.

Máxima producción en un día:

$$178 \text{ kg } H_2/h \times 24 \text{ h/día} = 4272 \text{ kg } H_2/\text{día}$$

Máxima necesidad energética del electrolizador en un día.

$$56.9 \text{ kWh/kg } H_2 \times 4272 \text{ kg } H_2/\text{día} = 243076.8 \text{ kWh/día}$$

Necesidad energéticas en un año.

$$243076.8 \text{ kWh/día} \times 365 \text{ día/año} = 88723032 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

b. Consumo de agua del electrolizador

Según la ficha técnica del electrolizador el consumo de agua es $<1 \text{ L/Nm}^3 \text{ H}_2$. Vamos a calcular cual sería el consumo de agua para un funcionamiento del 100% en carga. Para facilitar el cálculo se convertirán las unidades de L/Nm^3 a L/kg H_2 .

Suponemos el hidrógeno como un gas ideal y calcularemos en volumen que ocupa en condiciones normales ($P=1 \text{ atm}$, $R=0.082 \text{ L} \cdot \text{atm/mol} \cdot \text{K}$, $T=273.15 \text{ K}$).

$$\frac{V}{n} = \frac{RT}{P} = \frac{0.082 \frac{\text{L} \cdot \text{atm}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \cdot 273.15 \text{ K}}{1 \text{ atm}} = 22.4 \frac{\text{NL}}{\text{mol } H_2}$$

NL se define como un 1 Litro en condiciones normales de presión y temperatura, pero lo necesitamos en Nm^3 .

$$22.4 \frac{\text{NL}}{\text{mol } H_2} \cdot \frac{1 \text{ Nm}^3}{1000 \text{ NL}} = 0.0224 \frac{\text{Nm}^3}{\text{mol } H_2}$$

Se calcula el número de moles presentes en 1 kg de H_2 .

$$\frac{1 \text{ mol } H_2}{2.016 \text{ g } H_2} \cdot \frac{1000 \text{ g } H_2}{1 \text{ kg } H_2} = 496.03 \frac{\text{mol } H_2}{\text{kg } H_2}$$

El volumen en m^3 y condicione normales que ocupa un 1 kg de hidrógeno.

$$0.0224 \frac{\text{Nm}^3}{\text{mol } H_2} \cdot 496.03 \frac{\text{mol } H_2}{\text{kg } H_2} = 11.11 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kg } H_2}$$

Finalmente los litros de agua que necesitamos cada hora si el electrolizador está funcionando al 100% de carga.

$$11.11 \frac{Nm^3}{kg H_2} \cdot 1 \frac{L H_2O}{Nm^3} = 11.11 \frac{L H_2O}{kg H_2}$$

$$11.11 \frac{L H_2O}{kg H_2} \cdot 178 \frac{kg H_2}{h} = 1977.58 \frac{L H_2O}{h} \approx 2 \frac{m^3}{h}$$

Este resultado supone aproximadamente 48 m³/día y 17500 m³/año.

Según el estudio del Instituto Nacional de Estadística del año 2022 sobre las estadísticas del suministro y saneamiento del agua en España, en Castilla y León en el año 2022 el consumo medio de agua de los hogares fue de 146 L/habitante y día [44].

Si nuestro electrolizador consumirá una cantidad aproximada al alza de 48000 L/día, entonces su consumo sería equivalente a 329 habitantes aproximadamente.

$$\frac{48000 \frac{L}{día}}{146 \frac{L}{hab \cdot día}} \approx 329 \text{ habitantes}$$

Puesto una vez en un contexto desde una perspectiva accesible, se puede concluir que la demanda de agua no se verá afectada. Una de las preocupaciones sociales que puede generar, sobre todo en época de sequías durante el verano.

El fabricante del electrolizador da la opción de añadir el sistema de tratamiento del agua y que sea apta para el proceso.

c. Datos radiación solar en Valladolid (fuente Meteonorm 8.2)

Los datos proporcionados por la base de datos de Meteonorm muestra la irradiación (radiación solar al hacer contacto con un cierto objeto) en cada mes del año a través de tres tipos de irradiación.

- **Irradiación global horizontal.** La radiación que llega a cierto objeto puesto horizontal. Sería la irradiación total que llega al panel si este estuviera a 0° respecto de la horizontal. Incluye:
 - Radiación directa. La que llega desde el sol sin que las ondas electromagnéticas se dispersen por en el trayecto.

- **Radiación difusa.** Las ondas electromagnéticas que son refractadas por las moléculas del aire y llegan a la superficie del panel desde múltiples direcciones.
- **Irradiación difusa horizontal.** Muestra exclusivamente el valor de la radiación difusa que ya está incluida en la irradiación global horizontal.
- **Global incidente en los paneles colectores.** Es la irradiación total sobre el plano de los módulos fotovoltaicos del sistema, los cuales se encontrarán con cierto ángulo sobre la horizontal. Se calcula teniendo en cuenta la radiación directa, la radiación difusa y el albedo (la reflejada por el suelo).

La ilustración 60 muestra los datos de radiación solar que estima PVsyst a partir de la base de datos de Meteonorm en cada mes y el total anual (suma de todos los meses) para la zona ubicada en Valladolid, España.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	52.5	24.81	3.93	90.2	88.7	4289	4233	0.939
February	79.1	30.66	5.44	121.1	119.4	5698	5631	0.930
March	130.1	43.55	8.69	169.4	166.0	7762	7672	0.906
April	164.2	60.93	10.83	181.1	177.0	8228	8131	0.898
May	206.2	66.24	15.02	201.4	196.2	8970	8862	0.880
June	220.5	70.43	20.09	204.4	199.0	8983	8874	0.868
July	237.8	62.40	22.77	225.9	220.0	9767	9649	0.854
August	209.0	48.51	22.46	218.9	213.9	9473	9366	0.856
September	155.3	46.46	18.32	190.8	186.9	8438	8340	0.874
October	103.3	37.74	13.53	151.1	148.7	6902	6823	0.903
November	61.7	26.51	7.31	102.2	100.9	4775	4713	0.922
December	47.3	22.92	4.59	84.4	83.2	4019	3965	0.939
Year	1667.0	541.16	12.79	1940.8	1899.8	87303	86258	0.889

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Ilustración 60. Datos de irradiación y energía producida por la planta fotovoltaica.

Irradiación global horizontal anual: 1667 kWh/m².

Irradiación global en los paneles colectores anual: 1940.8 kWh/m².

- Se produce un aumento del 16.4% debido a la inclinación y orientación de los módulos.

Irradiación efectiva en colectores anual: 1900 kWh/m².

- 2.1% de pérdidas debido al IAM factor on global. Factor que refleja la pérdida por reflexiones de los rayos que llegan al vidrio sin ser perpendiculares a este.

d. Energía producida por los paneles fotovoltaicos

De la ficha técnica del fabricante se obtiene el dato de la eficiencia de los paneles.

- Eficiencia paneles (η): 23.21%.

Energía eléctrica obtenida de los paneles ($\eta=23.21\%$):

- $1900 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ año}) \times 0.2321 = 440.99 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ año})$

Energía nominal en condiciones estándar de prueba STC ($1000 \text{ W}/\text{m}^2$, 25°C): $440.99 \text{ kWh}/\text{m}^2$.

El valor de $440.99 \text{ kWh}/\text{m}^2$ es un valor teórico, pues está calculado para unas condiciones bastantes idóneas de niveles de radiación y temperatura. Para obtener un valor que se acerque más a la realidad hay tener en cuenta ciertas pérdidas. PVSyst tiene en cuenta las pérdidas por niveles de irradiación, temperatura, calidad del módulo FV... que van variando a lo largo del tiempo. También separa las pérdidas teniendo en cuenta si se producen en el lado DC o en el lado AC. (antes o después del inversor respectivamente)

Pérdidas asociadas al campo fotovoltaico (lado DC).

Pérdidas por niveles de irradiación (-0.6%). Debido a que las condiciones de irradiación reales estarán por debajo de las estándares de prueba.

- **Pérdidas debido a la temperatura (-5.2%).** A mayor temperatura de la célula fotovoltaica, menor tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}) y por tanto, la potencia de generación disminuye.
- **Pérdidas de la calidad del módulo (+0.8%).** Por la toleración del proceso de fabricación. Produce diferencias entre el rendimiento real del módulo y el que especifica el fabricante.
- **Pérdidas por desajuste entre módulos y cadenas (-2.1%).** Debido a que no todos los módulos son exactamente iguales y no producen la misma potencia (sombras parciales, suciedad, degradación desigual...). El eslabón más débil de la cadena arrastra a los demás determinando la eficiencia de toda la cadena.
- **Pérdidas óhmicas en el cable (-1.1%).** Por el efecto Joule en los cables del campo fotovoltaico.

Energía a la salida del campo fotovoltaico tras pérdidas: $405.64 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ año})$

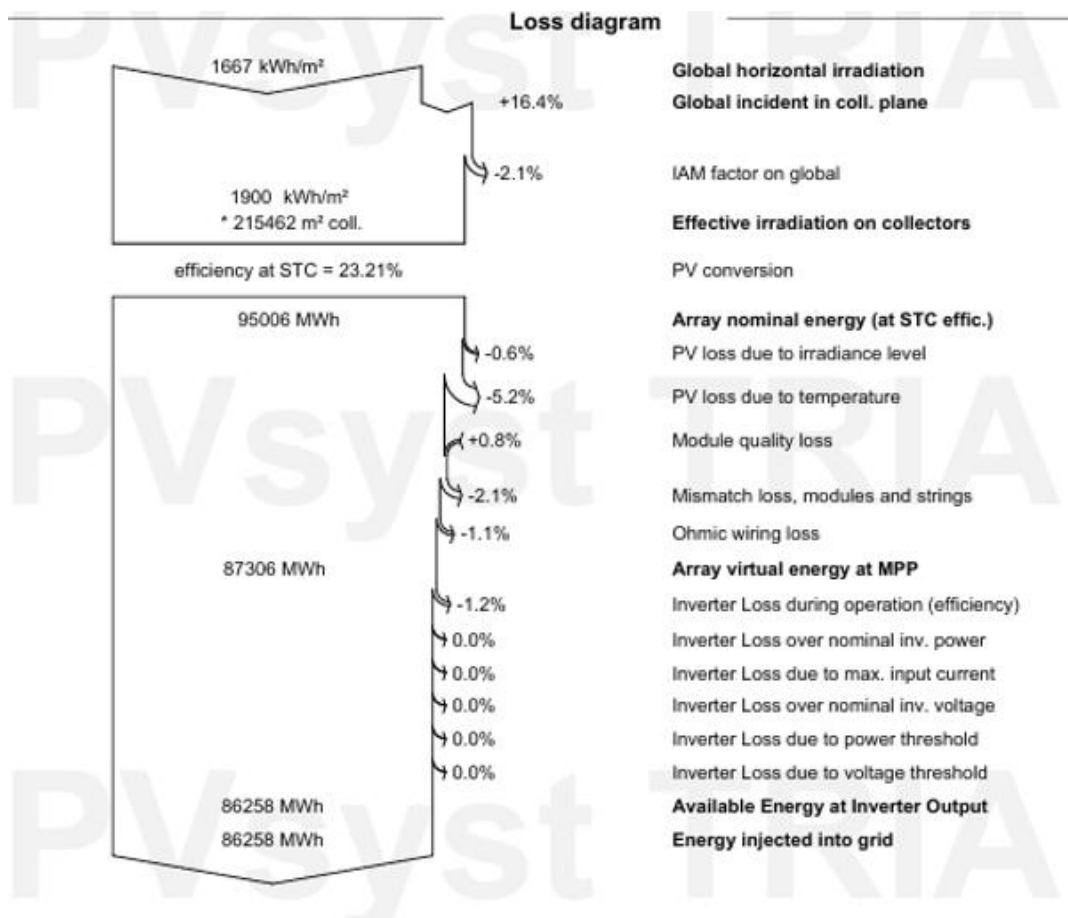


Ilustración 61. Diagrama de pérdidas de energía.

Pérdidas asociadas al inversor (lado AC).

- **Pérdidas por eficiencia del inversor (-1.2%).** La eficiencia de conversión de DC a AC nunca es del 100% por lo que hay pérdidas en el proceso.
- **El resto de las pérdidas (0%)** posibles en el inversor no se dan por el diseño de la planta.
 - **Pérdidas por potencia por encima de la nominal.** Cuando la potencia del lado DC sea mayor a la nominal del inversor.
 - **Pérdidas debido a la máxima corriente de entrada.** En caso de la corriente de entrada al inversor supera la máxima admisible por diseño.
 - **Pérdidas por voltaje por encima del nominal.** Si la tensión de entrada al inversor es mayor a la permitida por diseño del inversor.

- **Pérdidas por el umbral de potencia.** Es posible que haya pérdidas si la potencia que le llega al inversor es demasiado baja lo que produce pérdidas.
- **Pérdidas por el umbral de tensión.** Al igual que el caso anterior, pero en el caso de que la tensión de operación sea demasiado baja.

Energía a la salida del inversor y disponible para inyectar a la red: 400.77 kWh/ (m² año).

La ilustración 61 muestra un resumen esquemático de las pérdidas desde que se capta la radiación hasta la energía que se aprovecha.

e. Superficie y módulos totales del proyecto

Superficie necesaria para el proyecto:

$$S (m^2) = \frac{88723032 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}{400.77 \frac{\text{kWh}}{m^2 \text{ año}}} = 221381.4208 m^2$$

Total módulos.

- Dimensiones panel individual: 2383 mm x 1302 mm x 30 mm

$$N_{\text{módulos}} = \frac{221381.4208 m^2}{(2.383 \times 1.302) m^2 / \text{módulo}} = 71351.99 \approx 71352 \text{ módulos}$$

Potencia total del campo.

$$Pot_{\text{Total}} = 720 \frac{W_p}{\text{módulo}} \cdot 71352 \text{ módulos} = 51372720 W_p$$

A la vista de los resultados de los cálculos la planta debería dimensionarse a ≈52 MW. Pero, finalmente la potencia escogida para dimensionar será de 50 MW para en caso de la planta fotovoltaica funcionar a máxima potencia, la planta de electrolisis aun tenga margen para absorber los vertidos de otras plantas de tecnologías renovables debido a las restricciones técnicas del sistema eléctrico.

Con una potencia nominal de 50 MWp y 720 Wp/módulo se calcula el nuevo número total de módulos necesarios y la superficie total de la planta.

$$Pot_{Total} = 720 \text{ W}_p / \text{módulo} \cdot N_{modulos} = 50000000 \text{ W}_p$$

$$N_{modulos} = \frac{50 \cdot 10^6}{720} \approx 69444 \text{ modulos}$$

$$S (m^2) = 69444 \text{ modulos} \times (2.383 \times 1.302) m^2 / \text{módulo} = 215461.537 m^2$$

$$Superficie \approx 215462 m^2$$

f. Transformador 24/220 kV

A través de este transformador se conectará la planta fotovoltaica y la planta de electrolisis a la red de transporte. Por ubicación geográfica el punto de conexión a red se hará en el parque de 220 kV de la subestación de La Mudarra de Red Eléctrica. Conociendo la potencia activa y factor de potencia se puede hallar la potencia aparente con la siguiente formula.

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} (MVA)$$

P es la potencia activa, que en el peor de los casos será de 52 MW en caso de que la planta FV no puede suministrar energía y se quiera al electrolizador funcionando al 100%. El $\cos \varphi$ es el factor de potencia de la carga. Lo suponemos de valor 0.9.

$$S = \frac{52 \text{ MW}}{0.9} = 57.8 \text{ MVA} \approx 60 \text{ MVA}$$

Corriente del lado de alta tensión.

$$I_{AT} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{AT}} = \frac{57.8 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 220 \times 10^3} \approx 152 \text{ A}$$

Corriente del lado de baja tensión.

$$I_{AT} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_{AT}} = \frac{57.8 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 24 \times 10^3} \approx 1390 \text{ A}$$

Transformadores con niveles de potencia altos, como es el caso, no se comercializan como productos estandarizados de catálogo. El fabricante puede diseñar y fabricar el equipo según las necesidades y requisitos eléctricos del proyecto. Fabricantes como Siemens Energy, Hitachi Energy, Schneider Electric, etc. disponen de producción de equipos a demanda.

g. Resumen del proyecto

Ubicación: Valladolid, La Mudarra

Potencia nominal total: 50 MWp

Producción anual: 86258 MWh/año (≈ 236.323 MWh/día)

Factor de planta: ≈ 0.2

$$PLF = \frac{\text{Producción anual (kWh)}}{\text{Potencia pico instalada (kWp)} \times 8760 \frac{h}{\text{año}}} = \frac{86258000}{50 \cdot 10^3 \times 8760} = 0.197$$

Paneles fotovoltaicos

Fabricante: AESOLAR

Modelo: AE 720CME-132

Potencia nominal unidad: 720 Wp

Dimensiones: (2383 x 1302 x 30) mm

Eficiencia: porcentaje de la radiación solar que recibe el panel y que es capaz de convertir en electricidad.

$$\text{Eficiencia (\%)} = \frac{P_{\text{máx}}(\text{kW})}{[\text{Área (m}^2\text{)} \cdot 10]} = \frac{720}{2.383 \cdot 1.302 \cdot 10} = 23.2\%$$

Número de paneles: 69444

- 2572 cadenas.
- 27 paneles en serie en cada cadena.

Inversor/transformador

Para pasar de corriente continua a alterna se ha escogido un inversor del fabricante SUNGROW. Este inversor tiene la ventaja de contar con un transformado que elevará la tensión a la necesaria una vez convertida a alterna.

La tensión de salida será de 24 kV por necesidades a la entrada del electrolizador.

Características del inversor.

- Fabricante: SUNGROW
- Modelo: SG6250HV-MV
- Potencia máxima salida: 6874 kVA
- Número inversores: 7
- Total potencia inversores: 48118 kWac
- Voltaje de operación inversor DC: 875 – 1300 V
- Voltaje entrada trafo AC: 0.6 kV
- Voltaje de salida trafo AC: 20 kV – 35 kV 50 Hz Trifásico

Electrolizador

Se ha escogido el modelo EL2000N del fabricante español H2B2. La tecnología es tipo PEM por su buen funcionamiento ante las fluctuaciones de las renovables.

Estás son sus características principales. [45]⁵⁴

- Electrolito tipo PEM (Proton Exchange membrane)
- Máximo caudal nominal de H₂: 178 kg H₂/h (4272 kg H₂/día)
- Rango operación: 5 – 100 %
 - Puede funcionar al 5% de su caudal nominal (8.9 kg/h). Esto lo hace adecuado para adaptarse a las variaciones de producción de las renovables.
- Ciclo de trabajo: 24/7 (100%)
- Presión de operación: 15 – 40 bar
- Nivel pureza hidrógeno (antes de purificación): 99.9% (<25 ppm con H₂O saturado)
- Potencia total instalada: 14MW.
- Potencia consumida al 100% de carga: 10128.2 kW. (10.128 MW)
- Consumo energético pila de celdas: 54 kWh/kg H₂
- Consumo energético pila + BoP: 56.9 kWh/kg H₂

En el caso más desfavorable en el que el operador del sistema decida ordenar la desconexión de la planta de la red de transporte toda la energía producida irá hacia el electrolizador H2B2 EI2000N.

Una de las funciones de la planta será absorber los excesos de producción de energía de otras instalaciones de generación conectadas a la red de transporte.

Producción de hidrógeno

Consumo energético cada pila + BoP: 56.9 kWh/kg H₂

Máximo caudal nominal al día: 4272 kg H₂/día

- Energía necesaria para un caudal máximo:

$$4272 \frac{\text{kg H}_2}{\text{día}} \times 56.9 \frac{\text{kWh}}{\text{kg H}_2} = 243076.8 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} = 243.0768 \frac{\text{MWh}}{\text{día}}$$

Producción planta fotovoltaica por día: 236.323 MWh/día.

La planta fotovoltaica no produce energía durante las 24 horas día. Según la página web tutiempo.net, Valladolid al año tiene aproximadamente 4450 horas de luz solar. Lo que serían 12.5 horas al día [46].

En el cálculo de la energía producida por día ya se tuvo en cuenta la variación de la radiación solar en cada estación del año. El dato de las 12.5 h/día es importante para saber cuantas horas al día recibirá energía el electrolizador. Por lo tanto, en esas 12.5 horas se suministrarán los 236.323 MWh, pero el electrolizador como máximo admite 243.0768 MWh y repartidos en 24 horas.

Para no sobre alimentar el electrolizador, durante las horas de sol cuando se produce energía fotovoltaica, solo la energía necesaria irá a la planta y el resto irá a la red de transporte, que se usará como un gran sistema de almacenamiento. Y por la noche se recomprará esta energía para alimentar la planta durante estas horas.

Producción hidrógeno por día:

$$236323 \frac{kWh}{día} \cdot \frac{1 \text{ kg } H_2}{59.6 \text{ kWh}} = 3965.15 \text{ kg } H_2 / día$$

La generación fotovoltaica no llega a suministrar todo la energía necesaria para que el electrolizador funcione al 100% de carga, produciendo su máximo caudal de hidrógeno.

Este margen se deja para que la planta sea capaz de absorber la energía renovable sobrante en el sistema cuando sea necesario.

6.4 Ejemplos de proyectos contruidos en España y el mundo

a. Planta hidrógeno verde de Puertollano

Puesta en servicio en 2022 por Iberdrola en Puertollano (Ciudad Real), con el objetivo de producir hidrógeno únicamente a partir de generación 100% renovable. Con una producción de 3000 toneladas de hidrógeno al año, este se emplea para la fabricación de amoniaco en las instalaciones de la compañía de fertilizantes Fertiberia [47].

La planta está compuesta por (ilustración 62):

- Una instalación de generación solar fotovoltaica de 100 MW de paneles bifaciales conectada a los sistema de baterías, de electrolisis y a la red de distribución de 30 kV.
- Un sistema de baterías ion-litio de 20 MWh de capacidad de almacenamiento.
- Un sistema de electrolisis de 20 MW capaz de generar 360 kg/hora de H₂.
- Un sistema de almacenamiento de 6000 kg de hidrógeno gaseoso a 60 bares compuesto por 11 tanques.

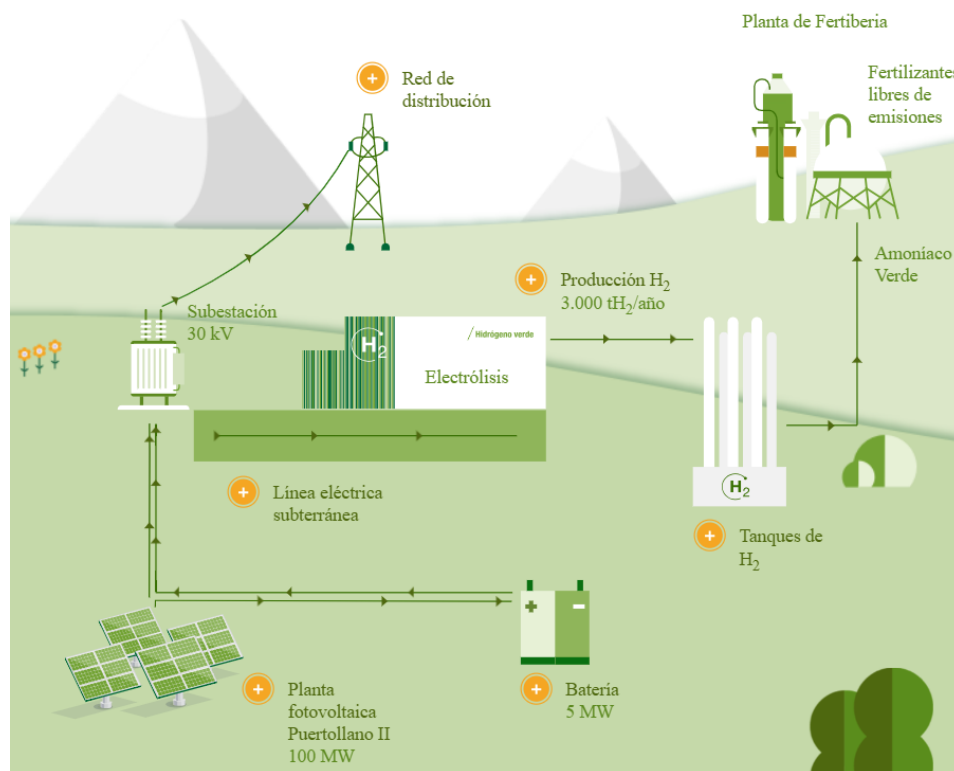


Ilustración 62. Esquema básico de funcionamiento de la planta.⁵⁵

Iberdrola y Fertiberia proyectan aumentar estos 20 MW de electrolisis ya instaladas hasta los 830 MW a través de tres proyectos con una inversión de 1800 millones de euros para 2027.

830 MW de electrolisis suponen un 20% del objetivo nacional de 4 GW instalados para 2030 y una producción de hidrógeno renovable equivalente al 25% consumido en España en 2022.

b. Hydeal ambition

Considerado el proyecto más ambicioso del mundo por IRENA en 2022 por ser el proyecto de hidrógeno verde más grande del mundo desde España pasando por Francia hasta Alemania. Lanzado en 2020 por la compañía Soladvent, junta a 30 compañías (ilustración 63) para cubrir todos los aspectos de la cadena de valor del hidrógeno verde desde aguas arriba (generación solar fotovoltaica, fabricación de electrolizadores, ingeniería...), aguas medias (almacenamiento, transporte) hasta aguas abajo dando aplicación al hidrógeno producido en diferentes sectores (ámbito industrial, generación eléctrica, sector del transporte...) [48].

⁵⁵ Iberdrola, «Iberdrola instala su mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa», 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>

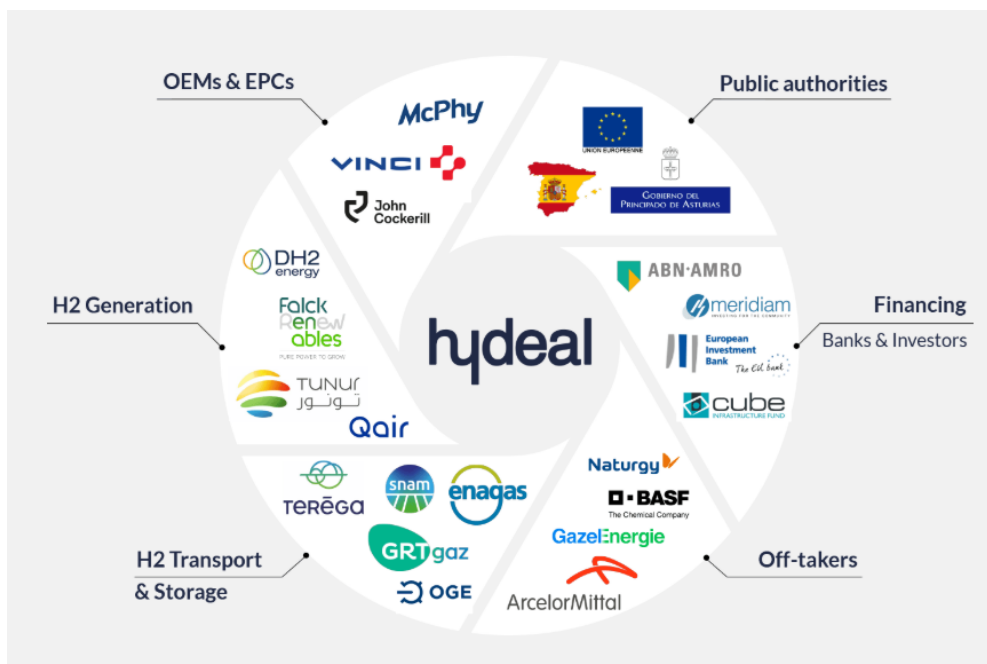


Ilustración 63. Estructuración de HyDeal.⁵⁶

El proyecto prevé una producción de hidrógeno anual de 3.6 Mt a partir de 95 GW de energía solar fotovoltaica y 67 GW en electrolizadores.

En este proyecto España juega un papel importante gracias a su más que competitiva producción de energía a partir de fuentes renovables, a los posibles emplazamientos en el norte del país para el almacenamiento subterráneo y por ser un nexo entre el norte de África y Europa.

HyDeal España

Pensado como un productor de hidrógeno independiente que empiece a operar en 2028. Contará con 4.8 GW de potencia instalada en generación fotovoltaica y con 3.3 GW de electrolizadores para la producción de hidrógeno que se empleará en los principales centros de consumo del norte y este de España [49]. (ilustración 64)

⁵⁶HyDeal, «HyDeal Ambition», <https://www.hydeal.com/hydeal-ambition#FirstProject>. [En línea]. Disponible en: <https://www.hydeal.com/hydeal-ambition#FirstProject>

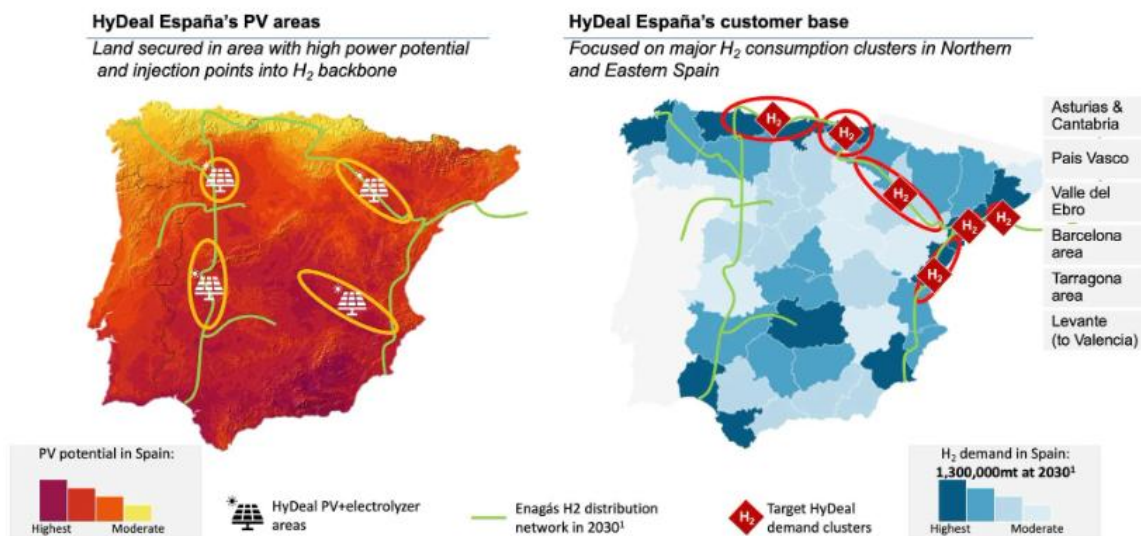


Ilustración 64. Plan esquemático de Hydeal España.⁵⁷

⁵⁷ HyDeal, «HyDeal España», <https://www.hydeal.com/copie-de-hydeal-ambition>. [En línea]. Disponible en: <https://www.hydeal.com/copie-de-hydeal-ambition>

7. Conclusiones

Después de todo lo investigado y realizado en esta memoria sobre el hidrógeno como vector energético y de la energía solar fotovoltaica como fuente para su obtención, veo un futuro con el hidrógeno verde y las energías renovables presentes con el protagonismo que se merecen. Un protagonismo que ojalá se lo hubieramos dado ya hace años y no ahora cerca de las fechas críticas, como quien estudia para un examen con los días y horas contados. Aunque ya está en marcha toda la maquinaria, aun queda mucho por hacer y pulir. Inversiones, iniciativas, concienciación...

Es el deber todos ayudar que este tipo de proyectos e iniciativas expuestas en la memoria salgan a la luz y se asenten con un correcto funcionamiento. Desde las personas de a pie, pasando por investigadores y docentes, hasta empresarios y políticos. Creo que el camino más viable es el de concienciar a la población del gran problema al que nos enfrentamos y de que maneras las podemos combatir con sus ventajas y desventajas. Para así que una gran mayoría exija que los gobernantes se preocupen por el futuro y por el mundo que dejaremos. Y aquí es donde entra la comunidad científica y el sector educativo, los cuales tienen el poder de hacer llegar este mensaje a la población, aunque los medios no siempre son los más simples y más accesibles.

Me llevo conmigo un gran conocimiento aprendido y otro mucho aun por aprender, el cual tendré el gusto de transmitir ya sea a través de este trabajo o con la palabra hablada a todo aquel que tenga la inquietud por saber más sobre todo este vasto mundo.

Bibliografía

- [1] Carlo Rovelli, *LA REALIDAD NO ES LO QUE PARECE. Conceptos clave de la física cuántica*. Booket Ciencia, 2023.
- [2] J. Emsley, «Nature's Building Blocks», 2001. Accedido: 2 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://archive.org/details/naturesbuildingb0000emsl>
- [3] A. R. Barron, «Chemistry of the Main Group Elements». Accedido: 7 de octubre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://archive.org/details/cnx-org-col11124/page/n80/mode/1up>
- [4] BBC Mundo, «Henry Cavendish, el extraño científico al que la timidez le impidió compartir gran parte de sus geniales hallazgos». Accedido: 3 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-50096551>
- [5] N. Martínez Medina, «Un paseo en globo con los hermanos Montgolfier», <https://www.rtve.es/noticias/20110311/paseo-globo-con-hermanos-montgolfier/415885.shtml>. [En línea]. Disponible en: <https://www.rtve.es/noticias/20110311/paseo-globo-con-hermanos-montgolfier/415885.shtml>
- [6] N. Martínez Medina, «Jacques Charles, el inventor del globo aerostático», <https://www.rtve.es/noticias/20110610/jacques-charles-inventor-del-globo-aerostatico/438880.shtml>. [En línea]. Disponible en: <https://www.rtve.es/noticias/20110610/jacques-charles-inventor-del-globo-aerostatico/438880.shtml>
- [7] H. Luis Corso, «La historia del hidrógeno como combustible», <https://hidrogenoverdehoy.com.ar/la-historia-del-hidrogeno-como-combustible/>. [En línea]. Disponible en: <https://hidrogenoverdehoy.com.ar/la-historia-del-hidrogeno-como-combustible/>
- [8] J. M. Sadurní, «La tragedia del zepelín Hindenburg», *National Geographic*, 6 de mayo de 2020. [En línea]. Disponible en: https://historia.nationalgeographic.com.es/a/tragedia-zepelin-nazi-hindenburg_14198
- [9] J. Llorca, *El hidrógeno y nuestro futuro energético*, Ediciones UPC. Universidad politécnica de Cataluña, 2010. [En línea]. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.3/36579>
- [10] IRENA (International Renewable Energy Agency, «Hidrógeno». [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>
- [11] Instrumentos de Medición, «Electrólisis: Qué es, historia, el proceso y aplicaciones», <https://instrumentosdemedicion.org/general/electrolisis/>. [En línea]. Disponible en: <https://instrumentosdemedicion.org/general/electrolisis/>
- [12] E. Amores, M. Sánchez, N. Rojas, y M. Sánchez-Molina, «Renewable hydrogen production by water electrolysis», en *Sustainable Fuel Technologies Handbook*, Elsevier, 2020, pp. 271-313. doi: 10.1016/B978-0-12-822989-7.00010-X.

- [13] A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio, y M. Larmi, «Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems», 26 de abril de 2021, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.080.
- [14] U. Bossel y B. Eliasson, «Energy Hydrogen Economy».
- [15] H. Barthelemy, M. Weber, y F. Barbier, «Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives», *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, n.º 11, pp. 7254-7262, mar. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178.
- [16] J.-M. Pasini et al., «Metal Hydrides Theodore Motyka Savannah River National Laboratory Metal Hydride System Architect DOE Materials-Based Hydrogen Storage Summit Defining Pathways for Onboard Automotive Applications», 2015. [En línea]. Disponible en: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/02/f19/fcto_h2_storage_summit_motyka.pdf
- [17] J. C. Giménez, «Almacenamiento subterráneo de hidrógeno de renovable». [En línea]. Disponible en: <https://www.sedigas.es/new/gas-actual/articulo-reportaje/almacenamiento-subterraneo-de-hidrogeno-de-renovable>
- [18] A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio, y M. Larmi, «Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems», 26 de abril de 2021, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.080.
- [19] enagas, «¿Cómo funciona el almacenamiento subterráneo de hidrógeno?», <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/almacenamiento-hidrogeno-subterraneo/>. [En línea]. Disponible en: <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/almacenamiento-hidrogeno-subterraneo/>
- [20] N. Rosa, N. Azimi Fereidani, B. J. Cardoso, N. Martinho, A. Gaspar, y M. Gameiro da Silva, «Advances in hydrogen blending and injection in natural gas networks: A review», 4 de marzo de 2025, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.01.314.
- [21] Nuevo David, «El hidrógeno en red de gas natural: Proyectos BenorthH2 y H2sareas», <https://eshidrogeno.com/inyectar-hidrogeno-en-red-de-gas-natural/#:~:text=Aun%20no%20es%20posible%20usar,de%20vista%20t%C3%A9cnico%20y%20econ%C3%B3mico..> [En línea]. Disponible en: <https://eshidrogeno.com/inyectar-hidrogeno-en-red-de-gas-natural/#:~:text=Aun%20no%20es%20posible%20usar,de%20vista%20t%C3%A9cnico%20y%20econ%C3%B3mico..>
- [22] A. El Kanfoudi, «Los países con más reservas de petróleo», *El Orden Mundial*, sep. 2023, [En línea]. Disponible en: <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/paises-con-mas-reservas-petroleo/>
- [23] Iberdrola, «El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta». [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno->

verde#:~:text=Nuestra%20forma%20de%20vida%20necesita,limpias%20co
mo%20el%20hidr%C3%B3geno%20verde

- [24] Giorgi Milena, «El índice MIBGAS IBHYX debutó con un precio de 5,85 €/kg como señal clave para el mercado de hidrógeno verde», *Energía Estratégica*, dic. 2024, [En línea]. Disponible en: https://energiaestrategica.es/el-indice-mibgas-hidrogeno-verde/?utm_source=chatgpt.com
- [25] Mibgas Green Energy, «Índice MIBGAS IBHYX», <https://greenenergy.mibgas.es/>. [En línea]. Disponible en: <https://greenenergy.mibgas.es/>
- [26] E. De Aragón, «El coste del hidrógeno verde podría ser competitivo en 2030, según la AIE», *Hidrógeno verde*, ene. 2022, [En línea]. Disponible en: <https://hidrogeno-verde.es/aie-coste-hidrogeno-verde-2030/#:~:text=La%20Agencia%20Internacional%20de%20la,en%20pa%C3%ADses%20con%20recursos%20renovables>
- [27] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «¿Qué es el hidrógeno verde?», sep. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/que-es-hidrogeno-verde-beneficios-impacto-espana-prtr>
- [28] M. Kulka, «Estudio H2 Chile: Capital humano de la industria del hidrógeno renovable: desafíos actuales y futuros». [En línea]. Disponible en: <https://h2chile.cl/wp-content/uploads/2024/02/261123h2-capital-humano-.pdf#:~:text=De%20materializarse%2C%20se%20generar%C3%A1n%20flujos,de%20hasta%20742%20mil%20empleos>
- [29] I. Energy Agency, «Global Hydrogen Review 2024», 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/ghg-emissions-of-hydrogen-and-its-derivatives>
- [30] Hydrogen Council, «Hydrogen for Net-Zero», nov. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf#:~:text=acceleration,clean%20hydrogen%20deployment%20will%20be%20Olikely>
- [31] J. Baderschneider, «The Coming Green Hydrogen Revolution», *Proyect Syndicate*, jun. 2022, [En línea]. Disponible en: <https://balkangreenenergynews.com/expansion-of-green-hydrogen-changing-geopolitical-relations-irena/>
- [32] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «Plan de Recuperación para Europa: NextGenerationEU», [En línea]. Disponible en: <https://planderecuperacion.gob.es/plan-de-recuperacion-para-europa>
- [33] Inc. EG&G Technical Services, «Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)», nov. 2004.
- [34] A. L. ZORITA LAMADRID, «CENTRALES ELÉCTRICAS Curso 2024/25 Tema 1.- LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», 2024.

- [35] Red Eléctrica, «Seguimiento de la demanda de energía eléctrica». [En línea]. Disponible en: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaau/total>
- [36] Red Eléctrica, «esios red eléctrica». Accedido: 7 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es>
- [37] Redacción, «La interconexión eléctrica entre Francia y España, un contencioso por su insuficiencia», *El periódico de la energía*, abr. 2025, [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-interconexion-electrica-entre-francia-y-espana-un-contencioso-por-su-insuficiencia/>
- [38] Red Eléctrica, «Red Eléctrica adjudica la capacidad de intercambio eléctrico de España con Francia para el 2014», dic. 2013.
- [39] R. Roca, «Red Eléctrica consigue reducir las pérdidas de energía en 2024 a pesar de incrementar la capacidad renovable en más de 7 GW», *El periódico de la energía*, mar. 2025, [En línea]. Disponible en: https://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-consigue-reducir-las-perdidas-de-energia-en-2024-a-pegar-de-incrementar-la-capacidad-renovable-en-mas-de-7-gw/?utm_source=chatgpt.com
- [40] R. Roca, «Llegan los “curtailments” fotovoltaicos: el sector se prepara para su semestre de pasión», *El periódico de la energía*, jun. 2025, [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/llegan-los-curtailments-fotovoltaicos-el-sector-se-prepara-para-su-semestre-de-pasion/>
- [41] A. A. Bayod Rújula, *Sistemas fotovoltaicos*. 2011.
- [42] M. Awad et al., «A review of water electrolysis for green hydrogen generation considering PV/wind/hybrid/hydropower/geothermal/tidal and wave/biogas energy systems, economic analysis, and its application», 1 de enero de 2024, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.aej.2023.12.032.
- [43] H. Ouabi, R. Lajouad, M. Kissaoui, y A. El Magri, «Hydrogen production by water electrolysis driven by a photovoltaic source: A review», *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 8, jun. 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100608.
- [44] Instituto Nacional de Estadística, «Estadística sobre el Suministro y Saneamiento del Agua Año 2022». [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.es/dyngs/Prensa/ESSA2022.htm#:~:text=Principales%20resultados,92%20euros%20por%20metro%20c%C3%BAbico.>
- [45] H2B2, «240502_H2B2-EL2000N-Datasheet». [En línea]. Disponible en: https://www.h2b2.es/el2000n/?_gl=1*1i8s81k*_up*MQ..*_ga*MTY4NTA0MjY2MS4xNzUwODUyMjI0*_ga_9LR8MCBSP6*czE3NTA4NTIyMDUkbzEkZzEkdDE3NTA4NTIyNDIkaJlZJGwwJGgw
- [46] Iberdrola, «Iberdrola instala su mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa», 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>

- [47] HyDeal, «HyDeal Ambition», <https://www.hydeal.com/hydeal-ambition#FirstProject>. [En línea]. Disponible en: <https://www.hydeal.com/hydeal-ambition#FirstProject>
- [48] HyDeal, «HyDeal España», <https://www.hydeal.com/copie-de-hydeal-ambition>. [En línea]. Disponible en: <https://www.hydeal.com/copie-de-hydeal-ambition>
- [49] D. Hua, J. Huang, E. Fabbri, M. Rafique, y B. Song, «Development of Anion Exchange Membrane Water Electrolysis and the Associated Challenges: A Review», 2 de enero de 2023, *John Wiley and Sons Inc.* doi: 10.1002/celc.202200999.

Anexos

Comparación entre las principales tecnologías de electrolisis de agua

	Alkaline electrolysis	PEM electrolysis	Solid oxide electrolysis
Semireactions	<ul style="list-style-type: none"> Anode: $2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ Cathode: $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$ 	<ul style="list-style-type: none"> Anode: $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$ Cathode: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$ 	<ul style="list-style-type: none"> Anode: $2\text{O}^{2-} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ Cathode: $\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{O}^{2-} + \text{H}_2$
Electrodes and catalysts	<ul style="list-style-type: none"> Anode: Ni, Fe, metal oxides Cathode: Ni/Ni-Co, metal oxides 	<ul style="list-style-type: none"> Anode: Ti + Ti/RuO₂, IrO₂ Cathode: Graphite, Ti + Pt 	<ul style="list-style-type: none"> Anode: Ceramic (Mn, La, Cr), Ni Cathode: Zr + Ni/CeOx
Separator	Diaphragm (NiO, PAM, ZrO ₂ in PPS, usually Zirfon)	Membrane (PEM)	Membrane (ceramic)
Electrolyte	KOH (about 32 wt.%), NaOH (about 18 wt.%)	Solid polymer electrolyte (PFSA, usually Nafion)	Y ₂ O ₃ -ZrO ₂ , Sc ₂ O ₃ -ZrO ₂ , MgO-ZrO ₂ , CaO-ZrO ₂
Ion transport	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Temperature (°C)	60–85	50–80	800–1000
Pressure (bar)	<30	<35	1–5
Current density (mA/cm ²)	200–600	≤ 2000	≤ 2000
Energy consumption (kWh/Nm ³ H ₂)	4.3–5.0	4.2–4.7	3.2–3.7
Costs (/kW)	1000–1500	1500–2000	Prototypes
Global efficiency (%)	60%–70%	70%–80%	85%–95%
Lifetime (hours)	>95,000	50,000–75,000	In research
Advantages	Technology well tested and commercially developed. It has greater durability and lower cost	Solid electrolyte. High pressure of the gases produced. Operation at high current densities	Solid electrolyte. Low electricity consumption. Lower demand on water quality

	Alkaline electrolysis	PEM electrolysis	Solid oxide electrolysis
Disadvantages	Corrosive liquid electrolyte. Low pressure of the generated gases. It requires a purification stage for the hydrogen produced	High costs of catalysts and membranes. Great requirement in inlet water	Limited lifetime due to thermal cycles. Limitations on applications due to operating temperatures
Cell scheme	<p>ANODE (+) CATHODE (-)</p> <p>DIAPHRAGM</p>	<p>ANODE (+) CATHODE (-)</p> <p>POLYMER MEMBRANE</p>	<p>ANODE (+) CATHODE (-)</p> <p>CERAMIC MEMBRANE</p>

Tabla de fabricantes y revisión de electrolizadores comerciales

Technology	Company	Location	Nominal power [kW] ^a	Hydrogen rate [Nm ³ /h] ^b	Energy consumption [kWh/Nm ³] ^c	Maximum pressure [bar] ^d	References ^e
Alkaline electrolysis	ELB Elektrolyse Technik	Germany	1–7000	200–1400	4.30	30	http://elektrolyse.de/wordpress/
	Ener Blue	Switzerland	5–1000	1–200	4.30	60	http://www.ener-blue.com
	ErreDue	Italy	3–850	0.66–170	5.30	30	https://www.erreduegas.it
	GreenHydrogen	Denmark	390	1–90	5.50	35	http://greenhydrogen.dk
	HT-Hydratechnik	Germany	200–700	40–140	5.00	15	http://www.ht-hydratechnik.de
	Hydrogen Pro	Norway	50–1000	10–210	5.35	30	http://www.hydrogen-pro.com/
	Hydrogenics	Canada	20–300	4–60	4.90	10	https://www.hydrogenics.com
	Idroenergy	Italy	2–400	0.40–80	5.60	6	https://idroenergy.it
	IHT Industrie Haute Technologie	Switzerland	4000	760	4.45	32	http://www.iht.ch/
	McPhy	France	2–4000	0.40–800	4.50	30	https://mcphy.com/
	NEL Hydrogen	Norway	2200	485	4.40	30	https://nelhydrogen.com/
	PERIC	China	2800	600	4.60	15	http://www.peric.ac.cn/en/index.asp
	Sagim	France	2.50–25	0.50–5	5.25	8	https://saeim-eip.com/en/products/
	Suzhou Jingli	China	10–4700	2–1000	4.80	15	https://www.iineli-hydrogenplant.com
	Teledyne Energy Systems	USA	300–400	56–80	5.00	10	http://www.teledynees.com
PEM electrolysis	Tianjin Mainland Enapter (former ACTA) ^f	China	0.50–5000	0.10–1000	5.00	30	http://www.cnthe.com
	Enapter (former ACTA) ^f	Italy	2.50	0.50	4.80	30	https://www.enapter.com/aem-electrolyser/
	Angstrom Advanced	USA	5–60	1–10	4.00	4	http://www.angstrom-advanced.com
	AREVA H2Gen	France	25–1000	5–200	4.70	35	https://www.arevah2gen.com/
	GINER ELX	USA	150–1000	30–200	4.80	40	https://www.finerelx.com/electrolyzer-systems

Technology	Company	Location	Nominal power [kW] ^a	Hydrogen rate [Nm ³ /h] ^b	Energy consumption [kWh/Nm ³] ^c	Maximum pressure [bar] ^d	References ^e
	GreenHydrogen	Denmark	4.95–390	1–90	5.00	35	http://greenhydrogen.dk
	H2B2	Spain	3.20–1000	0.50–200	4.70	40	http://h2b2.es/hydrogen/
	Hydrogenics	Canada	5–1250	1–250	5.20	30	https://www.hydrogenics.com/
	H-TEC	Germany	225–1000	47–210	4.90	30	https://www.h-tec-systems.com
	ITM Power	UK	12–1100	2.40–220	4.80	30	https://www.itm-power.com/
	Proton OnSite (acquired by NEL)	USA	2000	400	4.53	30	https://www.Drotononsite.com/
	Siemens	Germany	1125	225	4.76	35	https://new.siemens.com/global/en/products/enerev/renewable-enerev/hydrogen-solutions.html
	Sunfire	Germany	150	40	3.70	10	https://www.sunfire.de/
Solid oxide electrolysis	Sunfire	Germany	150	40	3.70	10	https://www.sunfire.de/

^aCalculated for 5 kW of power for 1 Nm³ H₂ (when data is not available);

^bNominal production ranges for the different product offered;

^cSpecific energy consumption defined by the manufacturer (5 kWh/Nm³ when not available);

^dMaximum pressure without external compression system;

^eSome manufacturers supply electrolysis systems consisting of several stacks (modular design);

^fAEM, Alkaline electrolysis membrane.

Ficha técnica paneles fotovoltaicos



Deutsche
Qualität
Garantiert



METEOR
N-TYPE TOPCON TECHNOLOGY

CME-132

705W-725W

More power, less degradation

23.37%

MAXIMUM EFFICIENCY

132

HALF CELLS

30 YEARS

Performance Warranty

UP TO 30 YEARS*

Product Warranty



LID
RESISTANT



PID
RESISTANT



SALT CORROSION
RESISTANT



SAND
RESISTANT



AMMONIA
RESISTANT



HIGHLY STABLE
AND TOUGH



MONO-FACIAL
PV MODULE

OUR PERFORMANCE WARRANTY



■ Standard p-Type PERC ■ n-Type TOPCon

SYSTEM AND PRODUCT CERTIFICATIONS





IEC 61215 IEC 61730
Regular Production Surveillance
www.ae.com
ID 111059295



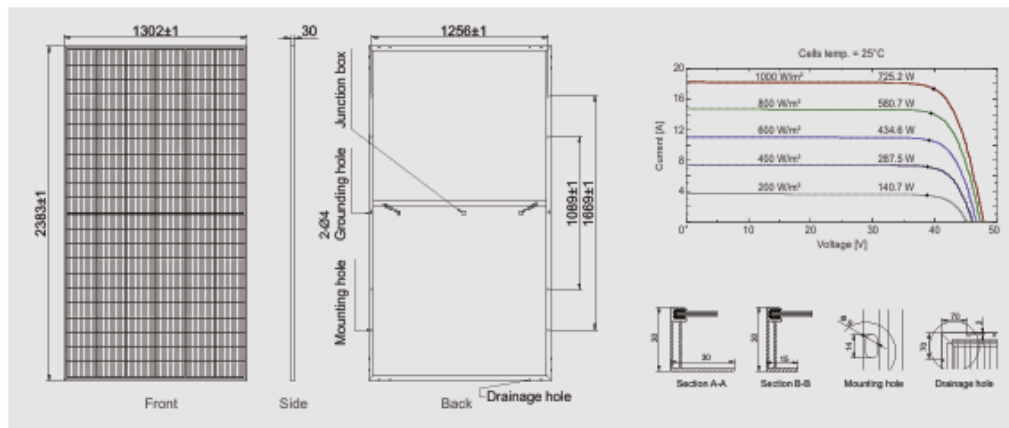
www.ae-solar.com

125

AE CME-132 705W-725W

N-TYPE TOPCON TECHNOLOGY PV MODULE

MONO-FACIAL PV MODULE



Electrical specifications (STC*):

Nominal max. Power	P_{max} (Wp)	705	710	715	720	725
Maximum operating voltage	V_{MPP} (V)	40.70	40.90	41.10	41.30	41.50
Maximum operating current	I_{MPP} (A)	17.32	17.36	17.40	17.43	17.47
Open-circuit voltage	V_{oc} (V)	48.50	48.70	48.90	49.10	49.30
Short-circuit current	I_{sc} (A)	18.34	18.37	18.40	18.43	18.46
Module efficiency	η (%)	22.72	22.88	23.04	23.21	23.37
Power tolerance	(W)	0→+5				
Maximum system Voltage	(V)	1500				
Maximum series fuse rating	(A)	30				

*STC: Standard Test Conditions (irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C and air mass of AM1.5), measurement tolerance Phase: ±3%

Electrical specifications (NMOT*):

Nominal max. Power	P_{max} (Wp)	537	540	544	548	552
Maximum operating voltage	V_{MPP} (V)	38.28	38.41	38.61	38.81	39.01
Maximum operating current	I_{MPP} (A)	14.03	14.06	14.09	14.12	14.15
Open-circuit voltage	V_{oc} (V)	46.00	46.20	46.40	46.60	46.80
Short-circuit current	I_{sc} (A)	14.82	14.85	14.88	14.91	14.94

*NMOT: Normal Module Operating Temperature (irradiance 800 W/m², ambient temperature 20°C, air mass of AM1.5 and wind speed of 1 m/s)

Mechanical and design specification

Cell type	n-Type TOPCon technology, half-cut cells
No. of cells	132
Front cover	3.2 mm glass, high transmission, AR coated, tempered
Encapsulation	EVA
Back cover	White backsheet
Junction box	IP68 rated, 3 bypass diodes
Frame	30 mm anodized aluminum alloy
Cable (including Connector)	1 x 4 mm ² , 350 mm length or customized
Connectors	MC 4 / MC 4 compatible
Dimension	2383 mm x 1302 mm x 30 mm
Weight	31.5 kg
Hail resistance	Max. Ø 25 mm at 23 m/s
Wind load	2400 Pa or 244 kg/m ²
Snow load	5400 Pa or 550 kg/m ²

Temperature ratings

Operating temperature	-40 to +85°C
Temp. coefficient of P_{max}	-0.29 %/°C
Temp. coefficient of V_{oc}	-0.24 %/°C
Temp. coefficient of I_{sc}	0.040 %/°C
Norm. operating cell temp. NOCT	43 ± 2°C

Packaging information

Packaging configuration	36 pcs / pallet
Loading capacity	648 pcs / 40 HQ
Size / Pallet	1350 mm x 1140 mm x 2500 mm (Upright)
Weight	1167 kg / pallet

The specifications and characteristics contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the product developments and uncertainty of measurement devices. The specifications included in the datasheet are subject to change without prior notice.



+49 8231 978268 0
sales@ae-solar.com
www.ae-solar.com

AESOLAR
Messerschmittstr. 54
86343 Königsbrunn, Germany

Ver. 24.12.1

SG6250HV-MV/ SG6800HV-MV

MV Grid-connected PV Inverter for 1500Vdc System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C (SG6250HV-MV)
- Effective cooling, full power operation at 45 °C (SG6800HV-MV)



SMART O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

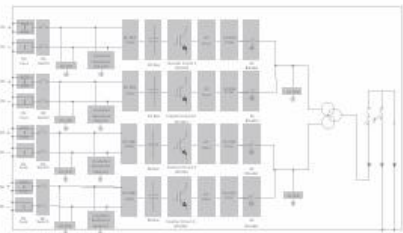
- Low transportation and installation cost due to 40-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



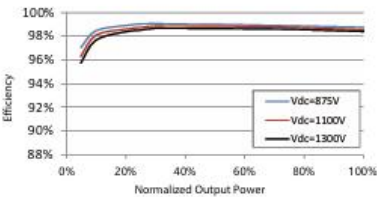
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM




EFFICIENCY CURVE



© 2025 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 15

Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 V – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
Max. AC output current	199 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0 %	
Inverter European efficiency	98.7 %	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35) kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling method	ONAN	
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General data		
Dimensions (W*H*D)	12192 mm * 2896 mm * 2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 °C to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 % – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Ficha técnica electrolizador

 																					
Main Characteristics																					
Electrolysis Type	PEM (Proton exchange membrane, caustic free)																				
Number of Cell Stacks	10																				
Hydrogen Gas Production																					
Max. Nominal Hydrogen Flow	178 kg/h																				
Hydrogen Flow Range	5 - 100%																				
Operating Pressure	15 - 40 barg (217-580 psig)																				
Hydrogen Purity (before Gas Purification)	> 99.9% ; < 25 ppm O ₂ ; H ₂ O saturated																				
Hydrogen Purity (after Gas Purification)	As per ISO 14687																				
Electrical Requirements																					
Voltage	6.6-24 kV for rectifiers and 3 x 400 VAC 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC 10% (3Ph+N) for BoP																				
Frequency	50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3%																				
Total Installed Power	14,000 kW																				
Stack Consumption (*)	≤ 54.0 kWh/kg H ₂																				
AC Power Consumption (BoP + Stack) (*)	≤ 56.9 kWh/kg H ₂ (10,128.2 kW Nominal Power @ BoL 100% load)																				
Feed Water - Demi Water (optional Water Treatment Plant is not included)																					
Consumption	< 1 L/Nm ³ H ₂																				
Conductivity	> 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb																				
Pressure	8-10 barg (116-145 psig)																				
Temperature	+5 °C to +35 °C (+41 °F to +95 °F)																				
Control System																					
PLC	Fully automated and unattended with 15" color touch screen																				
Communication	Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port)																				
Environmental Conditions																					
Ambient Temperature Range	+5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F)																				
Humidity	0 to + 95% (non-condensing)																				
Air Ventilation	Available from a non-hazardous area																				
Installation Area	Indoor/Outdoor																				
Dimensions and weight																					
Dimensions (LxWxH)	5 x [40 ft container (12.0m x 2.4m x 2.9m) (39.4ft x 7.9ft x 9.5ft)] + 2 x [20 ft container (6.0m x 2.4m x 2.9m) (19.7ft x 7.9ft x 9.5 ft)]																				
Approx. Weight	Estimated footprint of 18 x 30 m (adjustable) 115,000 kg																				
Standards & Regulations																					
Compliance (**)	CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2020 & NFPA 70																				
Other Characteristics																					
Duty Cycle	100% (24/7)																				
Start-up Time (from Stand-by)	< 30 sec																				
Cold Start Time	< 20 min																				
Nitrogen System	For each purge, consumption is <0.2 kg at >1 barg (to be supplied by the customer)																				
Instrumentation Air System	Consumption 7 Nm ³ /h at 10 barg (to be supplied by the customer) Class V as per ISO 8573.1																				
(*) This value could be lower, depending on final configuration (**) H2B2 can accommodate to local standards if required																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Included</th><th>Additional Options</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hydrogen Cooling System</td><td>Oxygen Processing System</td></tr> <tr> <td>Emergency Shutdown System</td><td>Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011)</td></tr> <tr> <td>Overpressure Relief System</td><td>Water Treatment System</td></tr> <tr> <td>Redundancy on Critical Safety Parameters</td><td>Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp)</td></tr> <tr> <td>Uninterruptible Power Supply (UPS)</td><td>Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H₂O & O₂ Sensors)</td></tr> <tr> <td>Heat Management (No Cooling Water is Needed)</td><td>Instrumentation Air System</td></tr> <tr> <td>Virtual Private Network (VPN) connection</td><td>Nitrogen System</td></tr> <tr> <td></td><td>Heat Recovery System</td></tr> <tr> <td></td><td>Medium Voltage Connection</td></tr> </tbody> </table>		Included	Additional Options	Hydrogen Cooling System	Oxygen Processing System	Emergency Shutdown System	Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011)	Overpressure Relief System	Water Treatment System	Redundancy on Critical Safety Parameters	Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp)	Uninterruptible Power Supply (UPS)	Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H ₂ O & O ₂ Sensors)	Heat Management (No Cooling Water is Needed)	Instrumentation Air System	Virtual Private Network (VPN) connection	Nitrogen System		Heat Recovery System		Medium Voltage Connection
Included	Additional Options																				
Hydrogen Cooling System	Oxygen Processing System																				
Emergency Shutdown System	Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011)																				
Overpressure Relief System	Water Treatment System																				
Redundancy on Critical Safety Parameters	Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp)																				
Uninterruptible Power Supply (UPS)	Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H ₂ O & O ₂ Sensors)																				
Heat Management (No Cooling Water is Needed)	Instrumentation Air System																				
Virtual Private Network (VPN) connection	Nitrogen System																				
	Heat Recovery System																				
	Medium Voltage Connection																				



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FV hidrógeno verde

Variant: 50 MWp 86258 MWh/año

No 3D scene defined, no shadings

System power: 50.00 MWp

La Mudarra - Spain

| Author

**PVsyst V8.0.11**

VC3, Simulation date:
01/07/25 23:45
with V8.0.11

Project: FV hidrógeno verde

Variant: 50 MWp 86258 MWh/año

Project summary**Geographical Site**

La Mudarra

Spain

Situation

Latitude 41.79 °(N)

Longitude -4.88 °(W)

Altitude 840 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

La Mudarra

Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=39% - Sintético

System summary**Grid-Connected System****Orientation #1**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

System information**PV Array**

Nb. of modules

69444 units

Pnom total

50.00 MWp

No 3D scene defined, no shadings**Near Shadings**

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Inverters

Nb. of units

7 units

Total power

48118 kWac

Pnom ratio

1.04

Results summary

Produced Energy 86258 MWh/year Specific production 1725 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 88.89 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7

**PVsyst V8.0.11**

VC3, Simulation date:
01/07/25 23:45
with V8.0.11

Project: FV hidrógeno verde

Variant: 50 MWp 86258 MWh/año

General parameters**Grid-Connected System****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

No 3D scene defined, no shadings**Models used**

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic
Model AE 720CME-132
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 720 Wp
Number of PV modules 69444 units
Nominal (STC) 50.00 MWp
Modules 2572 string x 27 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 46.37 MWp
U mpp 1023 V
I mpp 45334 A

Total PV power

Nominal (STC) 50000 kWp
Total 69444 modules
Module area 215462 m²
Cell area 202124 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model 6250KVA-MV
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 6874 kWac
Number of inverters 7 units
Total power 48118 kWac
Operating voltage 875-1300 V
Max. power (=>25°C) 7186 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.04
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 48118 kWac
Max. power 50302 kWac
Number of inverters 7 units
Pnom ratio 1.04

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

DC wiring losses

Global array res. 0.37 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: FV hidrógeno verde
Variant: 50 MWp 86258 MWh/año

PVsyst V8.0.11

VC3, Simulation date:
01/07/25 23:45
with V8.0.11

Main results

System Production

Produced Energy

86258 MWh/year

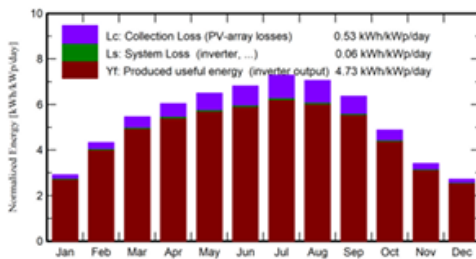
Specific production

1725 kWh/kWp/year

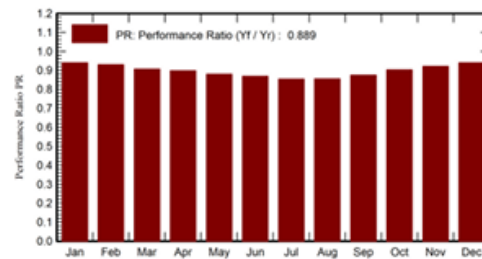
Perf. Ratio PR

88.89 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	52.5	24.81	3.93	90.2	88.7	4289	4233	0.939
February	79.1	30.66	5.44	121.1	119.4	5698	5631	0.930
March	130.1	43.55	8.69	169.4	166.0	7762	7672	0.906
April	164.2	60.93	10.83	181.1	177.0	8228	8131	0.898
May	206.2	66.24	15.02	201.4	196.2	8970	8862	0.880
June	220.5	70.43	20.09	204.4	199.0	8983	8874	0.868
July	237.8	62.40	22.77	225.9	220.0	9767	9649	0.854
August	209.0	48.51	22.46	218.9	213.9	9473	9366	0.856
September	155.3	46.46	18.32	190.8	186.9	8438	8340	0.874
October	103.3	37.74	13.53	151.1	148.7	6902	6823	0.903
November	61.7	26.51	7.31	102.2	100.9	4775	4713	0.922
December	47.3	22.92	4.59	84.4	83.2	4019	3965	0.939
Year	1667.0	541.16	12.79	1940.8	1899.8	87303	86258	0.889

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

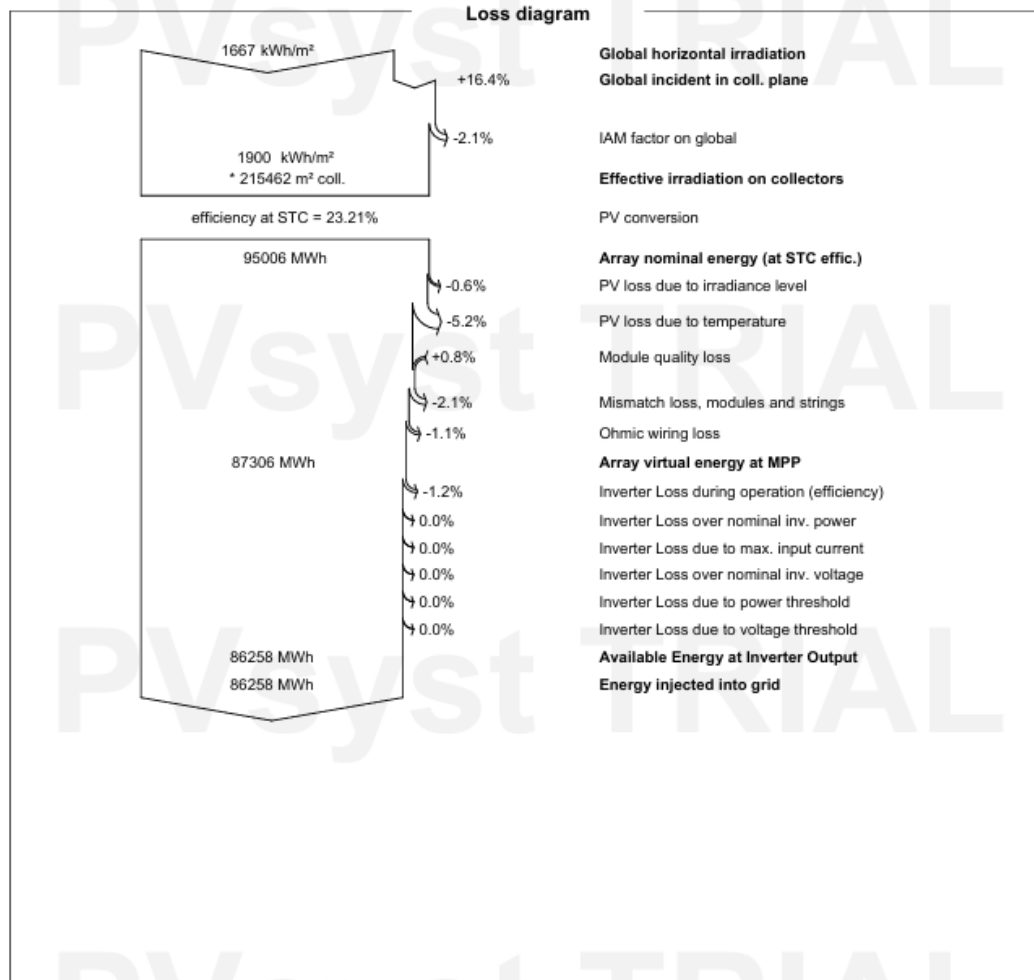
E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



PVsyst V8.0.11

VC3, Simulation date:
01/07/25 23:45
with V8.0.11





PVsyst V8.0.11

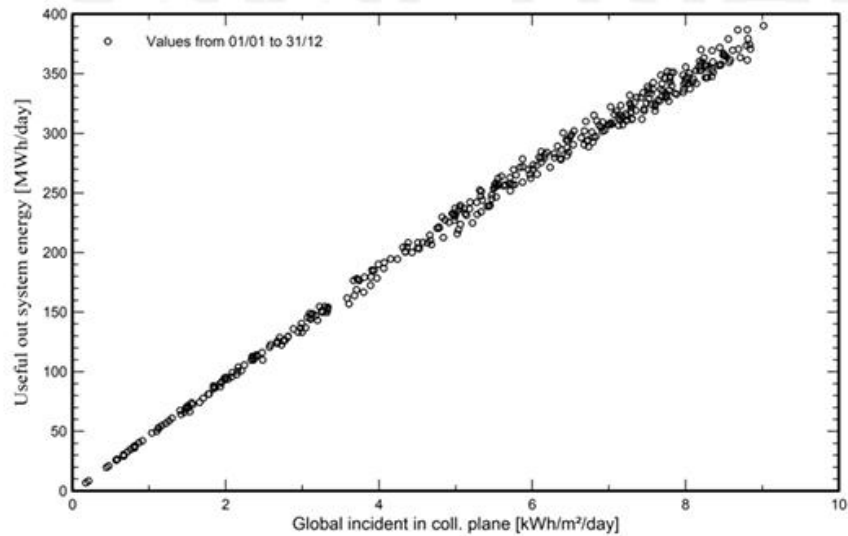
VC3, Simulation date:
01/07/25 23:45
with V8.0.11

Project: FV hidrógeno verde

Variant: 50 MWp 86258 MWh/año

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

