



**IMF**

**Business  
School**

**MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES ONLINE**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL POTENCIAL DEL  
HIDRÓGENO VERDE EN BRASIL Y ESPAÑA**

**TFM escrito por: Rosane Yumi Fukuoka**

**Tutor TFM: José Javier Alonso Mateos**

- São Paulo, Brasil, Julio de 2022 -

## ÍNDICE

1. ABSTRACT .....	3
2. RESUMEN.....	4
3. INTRODUCCIÓN .....	5
4. OBJETIVO .....	8
5. PANORAMA LEGISLATIVO, REGULACIONES, PROGRAMAS E INCENTIVOS.....	9
5.1. EL CONTEXTO DE BRASIL Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	9
5.2. LA HISTORIA DEL HIDRÓGENO EN BRASIL.....	10
5.3. EL CONTEXTO DE ESPAÑA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES .....	14
5.4. LA HISTORIA DEL HIDRÓGENO EN ESPAÑA .....	17
6. POTENCIAL DE GENERACIÓN .....	22
6.1. EL ESCENARIO EN BRASIL .....	22
6.2. EL ESCENARIO EN ESPAÑA.....	32
7. DESARROLLO TECNOLÓGICO .....	41
8. PRINCIPALES BARRERAS TÉCNICAS, POLÍTICAS, ECONÓMICAS Y AMBIENTALES.....	44
9. POSIBLES SOLUCIONES .....	51
10. ESTUDIO DE CASOS.....	56
10.1. PROYECTOS EN BRASIL.....	56
10.2. PROYECTOS EN ESPAÑA .....	66
11. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	80
12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	82

Dedico este trabajo a mi familia, quienes siempre me han animado a estudiar y buscar el conocimiento. Agradezco a Mitsidi, la empresa para la que trabajo, por aprender y lograr éxitos todos estos años. También agradezco a mi tutor y al IMF por la oportunidad de completar este máster en línea.

## 1. ABSTRACT

In the energy transition scenario in which countries seek ways to decarbonize their energy matrices to reach carbon neutrality by 2050, hydrogen appears as a strategic energy vector that can accelerate the process and contribute to achieving the proposed goals in the coming years.

Green hydrogen, which is produced from renewable sources, is an element that can be used to store surpluses from wind and photovoltaic generation, later converting it into electricity again. It is also a key element that can be used as a fuel to replace the use of natural gas, coal and diesel, that is, fossil sources with high carbon emissions. In addition, hydrogen has several applications also in combination with other chemical elements such as ammonia, methanol, etc.

In this sense, two countries aim to lead the production and export of green hydrogen on their continents: Brazil and Spain. Brazil is a developing country, abundant in territory, natural resources, with 78% of renewables in the energy matrix, mainly from hydroelectric plants (EPE, 2022), and with the largest installed capacity of renewables in Latin America (IRENA, 2022). Spain, on the other hand, is a developed country that has one of the best rates of solar irradiation in Europe, reaching 48% of renewables, being a highlight in terms of wind and solar photovoltaic energy generation (REE, 2022), occupying the second place in total of installed renewable capacity in Europe (IRENA, 2022).

Given the great potential for generating electricity from renewable energies, both countries present promising projections of low-cost production of green hydrogen for 2030, with forecasts of values below 1 USD/kg by the year 2050. (BloombergNEF, 2021)

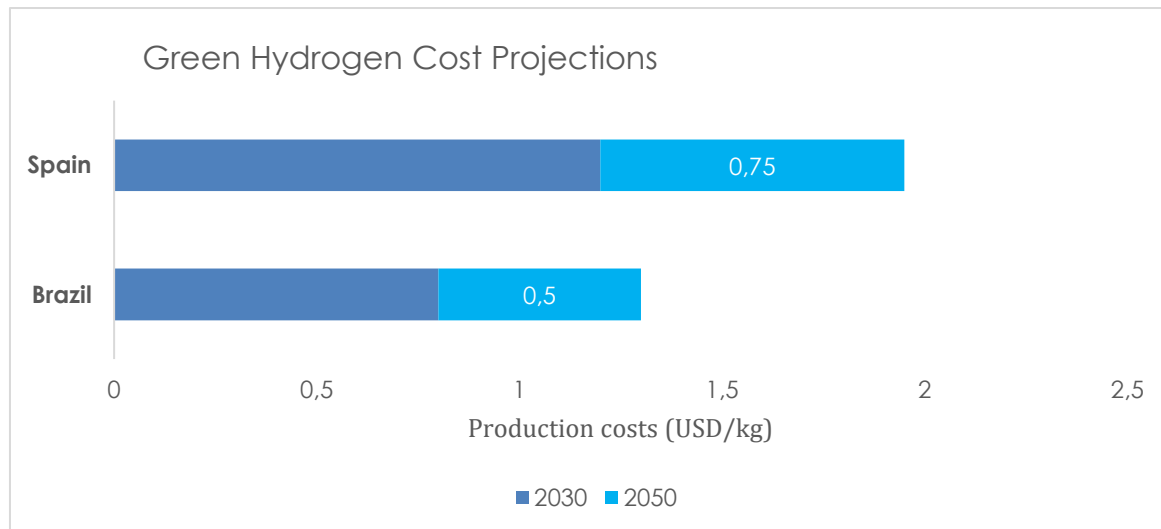


Figura 1. Green hydrogen production cost projections in Brazil and Spain in 2030 and 2050. Source: Own elaboration based on data from BloombergNEF, 2021.

Therefore, this work brings a comparative analysis of these two potential countries in the generation of green hydrogen, approaching aspects of regulation, legislation and politics, state of development of the technologies, potential of hydrogen production, technical, political, economic and environmental barriers with proposition of actions to mitigate and solve the problems. Finally, in the last chapter, a mapping of the cases considered most relevant in each country is presented.

## 2. RESUMEN

En el escenario de transición energética en el que los países buscan formas de descarbonizar sus matrices energéticas para alcanzar la carbono neutralidad en 2050, el hidrógeno aparece como un vector energético estratégico que puede acelerar el proceso y contribuir a alcanzar las metas propuestas en los próximos años.

El hidrógeno verde, que se produce a partir de fuentes renovables, es un elemento que se puede utilizar para almacenar los excedentes de la generación eólica y fotovoltaica, para volver a convertirlos posteriormente en electricidad. También es un elemento clave que puede utilizarse como combustible para sustituir el uso de gas natural, carbón y diésel, es decir, fuentes fósiles con altas emisiones de carbono. Además, el hidrógeno tiene varias aplicaciones también en combinación con otros elementos químicos como el amoníaco, el metanol, etc.

En este sentido, dos países aspiran a liderar la producción y exportación de hidrógeno verde en sus continentes: Brasil y España. Brasil es un país en pleno desarrollo, abundante en territorio, recursos naturales, con un 78% de renovables en la matriz energética, principalmente de centrales hidroeléctricas (EPE, 2022), y con la mayor capacidad instalada de renovables de América Latina (IRENA, 2022). España, por su parte, es un país desarrollado que tiene uno de los mejores índices de irradiación solar de Europa, alcanzando el 48% de renovables, destacando en cuanto a la generación de energía eólica y solar fotovoltaica (REE, 2022), y ocupando el segundo puesto en total de capacidad renovable instalada en Europa (IRENA, 2022).

Dado el gran potencial de generación de electricidad a partir de energías renovables, ambos países presentan prometedoras proyecciones de producción de hidrógeno verde a bajo costo para el 2030, con previsiones de valores por debajo de 1 USD/kg para el año 2050. (BloombergNEF, 2021)

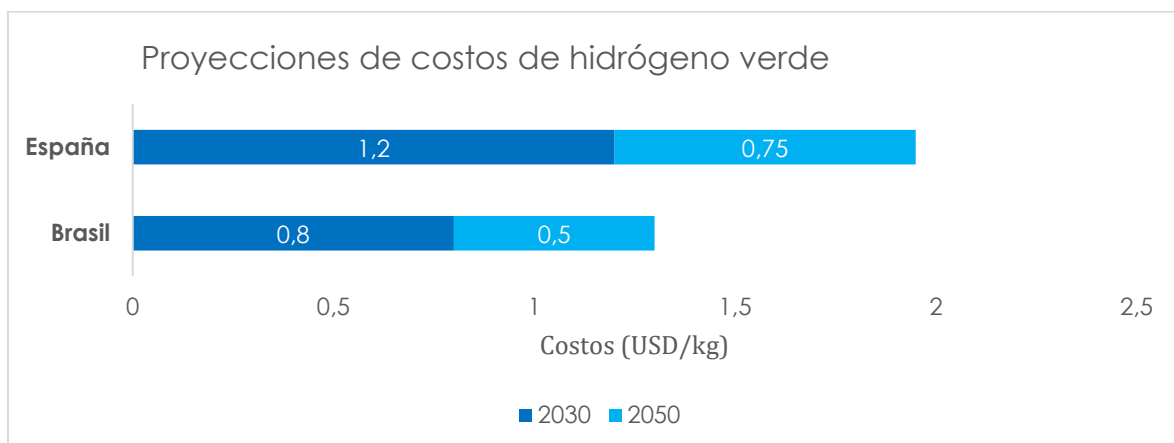


Figura 2. Proyecciones de costes de producción de hidrógeno verde en Brasil y España en 2030 y 2050. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de BloombergNEF, 2021.

Este trabajo trae, por tanto, un análisis comparativo de estos dos países con potencial en la generación de hidrógeno verde, abordando aspectos de regulación, legislación y política, estado de desarrollo de las tecnologías, potencial de producción de hidrógeno, barreras técnicas, políticas, económicas y ambientales. con proposición de acciones para mitigar y solucionar los problemas. Finalmente, en el último capítulo, se presenta un mapeo de los casos considerados más relevantes en cada país.

### 3. INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es uno de los elementos más abundantes en la naturaleza, en forma de gas, se caracteriza por ser ligero, incoloro, inodoro, insípido, inflamable, no tóxico y de alta capacidad energética (energía por peso). Frente a otros combustibles convencionales, el hidrógeno presenta ventajas al caracterizarse por ser un elemento con una alta densidad energética en peso (120 MJ/kg), del orden de 2,8 a 3 veces mayor que la gasolina (43 MJ/kg) y 2,3 veces mayor que el gas natural (51,6 MJ/kg). Sin embargo, una de sus mayores desventajas es que es un elemento de baja densidad energética por volumen (30 MJ/galón), aproximadamente 4 veces más pequeño que la gasolina (120 MJ/galón) y 2,6 veces más pequeño que el gas natural (80 MJ/galón), lo que provoca dificultades de transporte y almacenamiento. (Fuente: Air Products, 2019)

A pesar de ser un tema muy discutido últimamente, el origen y los estudios sobre el tema no son recientes, y el descubrimiento de este elemento se remonta a los siglos XVII y XVIII, con experimentos de Henry Cavendish (1776) y Lavoisier (1793). Sin embargo, recién en 1920 se construyeron los primeros electrolizadores con fines comerciales, y su importancia energética quedó evidenciada luego de la primera crisis del petróleo, en 1973, cuando finalmente se constituyó la Asociación Internacional para la Energía del Hidrógeno (IAHE).

Actualmente, el hidrógeno se utiliza principalmente para las demandas de las industrias química y petroquímica, involucrando procesos de producción de amoníaco (50%), refinерías de petróleo (37%), además de la síntesis de metanol (8%), entre otros (Fuente: Ediciones Robles, SL). Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, en 2019, de las 70 Mt de hidrógeno que se producen actualmente, el 76% proceden del gas natural, el 23% del carbón y del 1 al 2% se produce por electrólisis. (AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA, 2019).

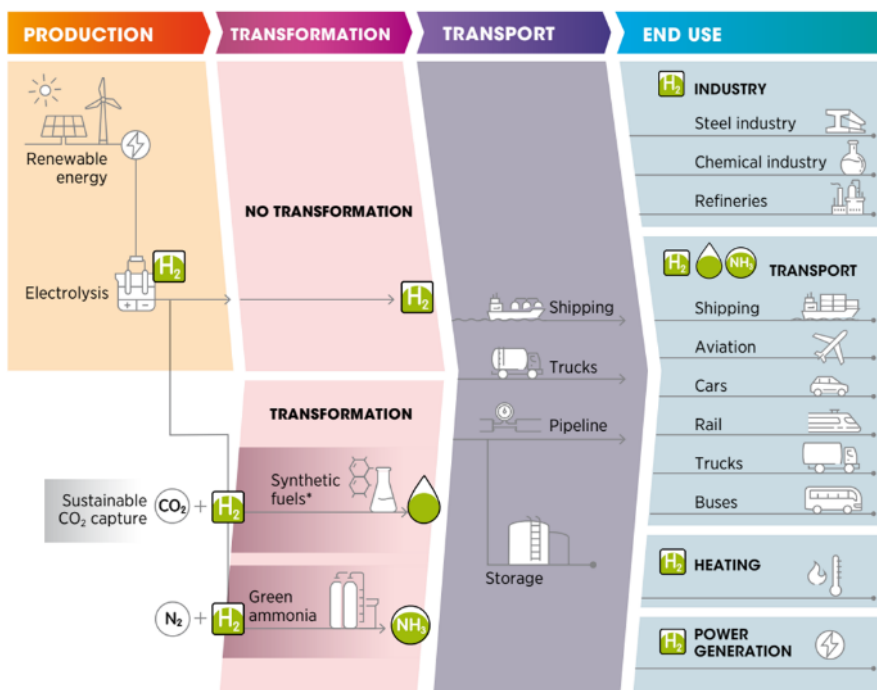


Figura 3. Procesos de producción, transformación, transporte y uso final del hidrógeno. Fuente: IRENA (2020)

En este sentido, existen diferentes clasificaciones de los colores del hidrógeno en función del contenido de carbono asociado a su producción, el más utilizado en el mundo es el hidrógeno gris (48%), procedente de la reforma del gas natural sin CCUS <sup>1</sup>, seguido del hidrógeno azul (48%), que cuenta con captura y almacenamiento de carbono (CCUS), y finalmente hidrógeno verde (4%), procedente de energías renovables como la solar fotovoltaica y la eólica, producido a través de la electrólisis del agua. (Bloomberg, 2019)

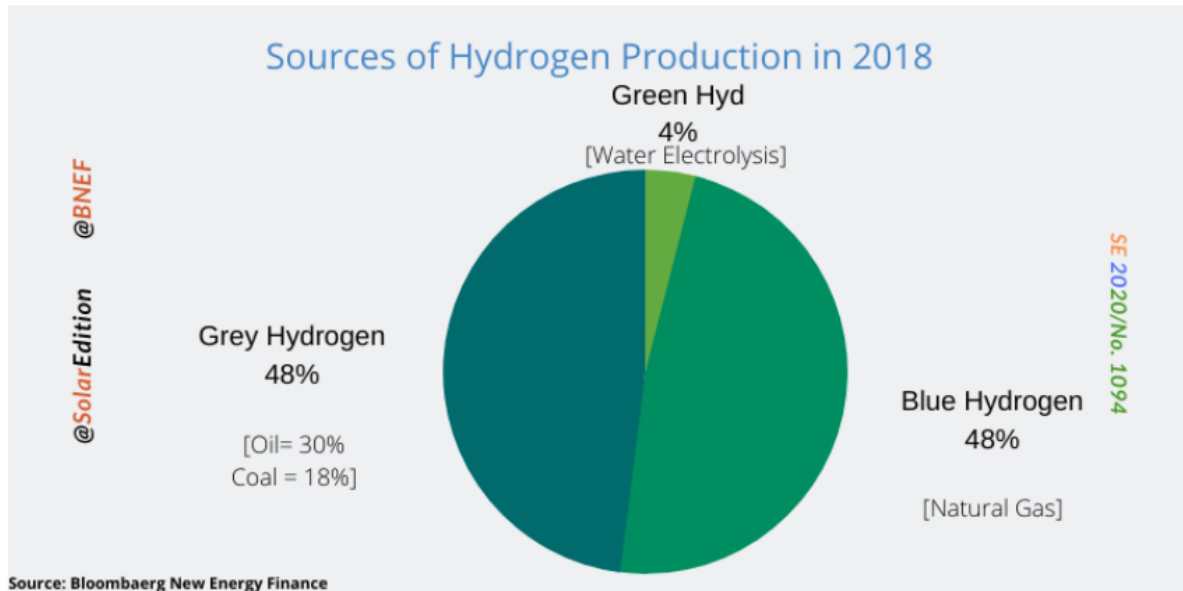


Figura 4. Fuentes de producción de hidrógeno en 2018. Fuente: Bloomberg New Energy Finance, 2018.

En el contexto del cambio climático, las metas de descarbonización y la necesidad de una transición energética, el hidrógeno verde se presenta como un vector energético sumamente importante para satisfacer la demanda energética de los países en los próximos años. Esto se debe a su potencial de producción a través de fuentes renovables, representando una alternativa limpia en reemplazo de los combustibles fósiles, con el fin de reducir las emisiones de carbono, y servir como complemento a la generación eléctrica, además de favorecer la independencia y seguridad energética de los países.

Además de los beneficios mencionados anteriormente, el hidrógeno también es un elemento que puede almacenarse, quemarse y combinarse con otros elementos a través de reacciones químicas, utilizando procesos e infraestructura similares al gas natural, estando ya relacionado con el proceso de refinación de petróleo y producción de amoníaco. En el sector de las energías renovables, el hidrógeno tiene el potencial de almacenar el excedente de la producción de energía solar fotovoltaica y eólica, convirtiendo la electricidad en hidrógeno y luego reconvirtiéndola según sea necesario.

Este trabajo se propone comparar dos países de gran potencial en la generación de hidrógeno verde: España y Brasil. En 2021, España ocupa el 2º puesto en energías renovables totales en Europa con 61.517 MW de potencia instalada, solo por detrás de Alemania con 138.151MW, siendo

<sup>1</sup> CCUS - Utilización y Almacenamiento de Captura de Carbono

el 6º puesto en generación de energía solar fotovoltaica con 13.648 MW y el 2º puesto en generación de energía eólica con 27.497 MW. (IRENA, 2022)

Brasil, por otro lado, se destaca por su matriz eléctrica predominantemente renovable, alcanzando el 78,1% en 2021 (*Empresa de Pesquisa Energética* - EPE, 2022), proveniente de la generación hidroeléctrica y del crecimiento de la energía solar fotovoltaica y eólica en los últimos años, los cuales alcanzaron 13.055 MW y 21.161 MW en 2021, respectivamente, siendo el país con mayor capacidad instalada de renovables en América del Sur, totalizando 159.943 MW en 2021 (IRENA, 2022).

En línea con los objetivos de transición energética, con el Acuerdo de París y el compromiso de cero emisiones para 2050, un número importante de gobiernos han definido estrategias de hidrógeno para los próximos años. De esta forma, ambos países, España y Brasil, dadas sus características anteriormente comentadas, tienen un papel destacado entre las naciones y pueden convertirse en productores y exportadores de hidrógeno en los próximos años.

Según los datos de la IEA, a mediados de 2019, el número total de objetivos, incentivos políticos y regulaciones directamente relacionados con el hidrógeno era de aproximadamente 50, y muchos países comenzaron sus planes y estrategias de hidrógeno verde (Fuente: IEA, 2019). En este sentido, en 2020 España lanzó la Hoja de Ruta del Hidrógeno, a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITTERD) y Brasil acogió y apoyó la celebración de la 22ª Conferencia Mundial sobre Energía del Hidrógeno en 2018, que incluyó el tema del hidrógeno en los Planes de Renovables y Biocombustibles. Posteriormente, el Programa Nacional de Hidrógeno también fue publicado en Brasil en 2021 por el Ministerio de Minas y Energía (MME), en cooperación con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovaciones (MCTI) y el Ministerio del Desarrollo Regional (MDR), junto con el apoyo técnico de la *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE).



## 4. OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es realizar un estudio comparativo entre el potencial del hidrógeno verde, es decir, el producido a través de energías renovables, especialmente solar fotovoltaica y eólica, en España y Brasil. Para ambos países, los capítulos se dividen de la siguiente manera:

1. Comprensión de aspectos regulatorios, legislación y políticas relevantes, historial de programas e incentivos.
2. Análisis del estado de desarrollo de las tecnologías, ventajas y desventajas, coste, aplicaciones, etc.
3. Análisis del potencial de producción de hidrógeno a través de energías renovables en cada país.
4. Identificación de las principales barreras técnicas, políticas, económicas y ambientales
5. Propuesta de vías y soluciones.
6. Recopilación de estudios de casos sobre hidrógeno

Como metodología propuesta se realizó una recopilación bibliográfica sobre el tema, a través de una investigación en línea, con consulta de publicaciones y artículos, a partir de algunas de las principales fuentes de referencia nacionales e internacionales como AEE, AHK, IEA, IRENA, EPE, IDAE, PNUMA, entre otras.

## 5. PANORAMA LEGISLATIVO, REGULACIONES, PROGRAMAS E INCENTIVOS

### 5.1. El contexto de Brasil y la generación distribuida

En Brasil, la regulación sobre generación distribuida es reciente y tuvo un mayor impulso en 2012, con la [Resolución Normativa REN N.º 482, del 17 de abril de 2012](#). Esta resolución estableció las condiciones para la microgeneración (hasta 100 kW) y la minigeneración distribuida (100 kW a 1 MW), a partir de la cual los consumidores son libres de elegir su generación a partir de fuentes renovables o cogeneración calificada e inyectar a la red la energía excedentaria, a través del sistema de medición neta.

En 2014 se abrió un proceso de revisión de la REN n.º 482/2012 a través de consulta pública y en 2015 se lanzó la [Resolución Normativa REN n.º 687, de 24 de noviembre de 2015](#), que modificó los parámetros de microgeneración hasta 75 kW y minigeneración de más de 75 kW y menos de 3 MW (para hidráulica) o 5 MW (para otras fuentes renovables). También se incorporó 2 nuevos modelos de generación distribuida, vía compartida y vía condominio, además de aumentar el plazo de compensación de energía de 36 meses a 60 meses.

En 2017 se modificó la REN N.º 687/2015 aumentando el rango de minigeneración distribuida a 5 MW para todas las fuentes de energía renovable. En 2018 se abrió nuevamente una consulta pública para la REN 482/2012, que se prorrogó hasta la actualidad debido a las objeciones del sector sobre el cambio en el precio del cable/energía y la posible reducción de la compensación de energía con generación distribuida, lo que podría traer obstáculos para la viabilidad de los proyectos y, en consecuencia, al desarrollo del sector. La siguiente figura resume los eventos hasta el año 2020.



*Figura 5. Línea de tiempo que muestra la evolución de la regulación de la generación distribuida en Brasil. Fuente: C40, 2019. (Servicio de Financiamiento de Ciudades C40, 2019)*

En el año 2021, se destaca el Proyecto de [Ley PL 414/2021](#), que trae proposiciones para la apertura total del mercado libre de energía en Brasil, modificando [la Ley 10.848/2004](#) que prevé la comercialización de energía. Entre las recomendaciones descritas se encuentra la reducción de la demanda y tensión contratada, a fin de permitir que todos los consumidores migren al Ambiente de Contratación Libre (ACL) y elijan su fuente de generación de energía.

Se promulgó la [Ley N.º 14.300 del 6 de enero de 2022](#), que estableció el marco legal para la microgeneración y minigeneración distribuida, además de regular el sistema de compensación eléctrica (SCEE) y el Programa de Energías Renovables Sociales (PERS).

## 5.2. La historia del hidrógeno en Brasil

En cuanto al tema específico del hidrógeno, según datos del Programa Nacional de Hidrógeno (MME; EPE; MCTI; MDR; FINEP, ME, 2021), el tema se aborda públicamente desde 1995, cuando el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación empezó a involucrarse en el tema, resultando en la creación del Centro Nacional de Referencia para la Energía del Hidrógeno (CENEH) en 1998.

Otro destaque sucedió en 2002, con la elaboración de la propuesta del [Programa Brasileño de Pilas de Combustible \(ProCaC\)](#), coordinado por el Centro de Gestión y Estudios Estratégicos (CGEE). Este programa tuvo como objetivo orientar proyectos de Investigación y Desarrollo (I+D), abrir cooperación internacional, redes, comités y establecer actividades, acciones, lineamientos y metas, definiendo los mecanismos de implementación, gobernanza y gestión, además de hacer una correlación con la financiación actual, fuentes e integración con otras líneas de investigación. En 2005, después de una renovación, el programa pasó a llamarse [Programa de Ciencia, Tecnología e Innovación para la Economía del Hidrógeno \(ProH2\)](#).

En 2003, Brasil se convirtió en miembro de la Asociación Internacional para el Hidrógeno y las Pilas de Combustible en la Economía – IPHE1 (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy). Según el Departamento de Energía de EE.UU. (DOE), miembro cofundador, la asociación estaba compuesta por más de 20 países y tenía como objetivo intercambiar información sobre iniciativas, políticas, regulaciones y tecnologías entre países.

En 2005, el Ministerio de Minas y Energía (MME) elaboró la [Hoja de Ruta para la Estructuración de la Economía del Hidrógeno en Brasil](#), un documento en el que se describieron metas hasta 2025, contemplando rutas tecnológicas y ventajas competitivas para Brasil, la transición del gas natural al hidrógeno verde y la difusión de la generación distribuida (MME; EPE; MCTI; MDR; FINEP, ME, 2021).

En 2007 se publicó el [Plan Energético Nacional 2030](#), en el que se menciona el hidrógeno como “vector combustible”, aplicado a nivel experimental, y se informa sobre la mejora de las pilas de combustible. El informe también menciona la producción de 350 mil m<sup>3</sup>/día de hidrógeno a partir de gas natural en 2004. (Brasil. Ministerio de Minas y Energía, 2007).

En 2010, el Centro de Estudios y Gestión de la Energía (CGEE) coordinó el estudio [“Hidrógeno energético en Brasil: subsidios para políticas de competitividad: 2010-2025”](#). En este informe, hay cuatro propuestas de recomendaciones sobre incentivos a la economía, la producción, el desarrollo de la logística y el uso del hidrógeno, con descripciones de acciones a corto, mediano y largo plazo.

Otros desarrollos fueron la participación de Brasil en el Taller Internacional sobre Hidrógeno y Pilas de Combustible (WICaC) en 2012 y la creación de la Asociación Brasileña de Hidrógeno ([ABH2](#)) en 2017.

En 2018, el Ministerio de Ciencia, Tecnología, Innovaciones y Comunicaciones (MCTI) publicó el [Plan de Ciencia, Tecnología e Innovación en Energías Renovables y Biocombustibles](#). En ese plan, el hidrógeno fue visto como un elemento para la diversificación de la matriz energética brasileña, con la propuesta de metas para la promoción de estudios, formación y consolidación de redes de investigación y desarrollo, incentivos para la implementación de proyectos piloto en vehículos y la producción de gas de síntesis.

En 2020, la *Empresa de Pesquisa Energética* vinculada al Ministerio de Minas y Energía, lanzó el [Plan Nacional de Energía 2050](#), delineando lineamientos y proyecciones para las próximas 3 décadas. Según el informe:

Los estudios del PNE apuntan a un potencial energético de casi 280.000 millones de tep en el horizonte hasta 2050. Este valor representa el potencial de recursos no renovables del orden de 21.500 millones de tep y el potencial anual de 7.400 millones de tep de recursos renovables durante 35 años. (pág. 18).

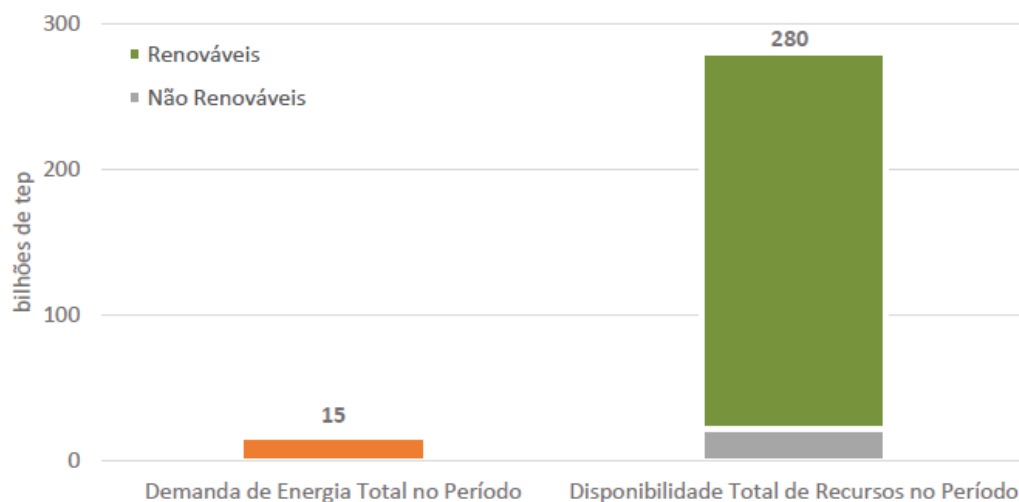


Figura 6. Comparación entre potencial de recurso y demanda energética en el horizonte del PNE 2050. (Fuente: Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

Este plan describe el potencial favorable de Brasil en la generación de energías renovables, especialmente para fotovoltaica y eólica marina. La siguiente figura muestra las porciones potenciales de cada fuente de energía.

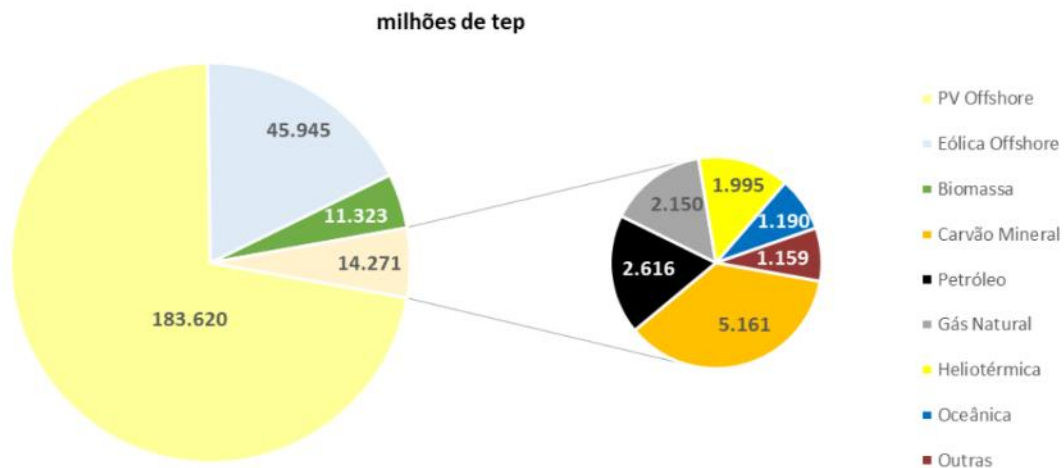


Figura 7. Potencial de recursos con mayores desafíos de aprovechamiento en el horizonte de 2050. (Fuente: Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

El informe también presenta 2 escenarios de evolución, considerando las perspectivas de crecimiento económico y poblacional: el escenario más conservador, considerado “Estancamiento”, en el que el consumo per cápita se mantiene cercano a los niveles de 2015, y el escenario más audaz, denominado “Desafío Expansión”, que considera una tasa de crecimiento promedio del 2,2% anual.



Figura 8. Evolución del consumo de energía final. Fuente: (Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

En relación al hidrógeno, el PNE 2050 también menciona su uso, destacando su importancia de la siguiente manera:

Como vector energético con gran flexibilidad de uso, el hidrógeno energético suele ser considerado en las tecnologías de generación distribuida, para la edificación, en la industria y para la recarga de vehículos con motorización eléctrica, así como en el almacenamiento de energía química, ya sea como gas comprimido, como hidrógeno líquido, en amoníaco líquido o en hidruros, y puede transformarse

fácilmente en energía eléctrica con alta eficiencia energética mediante pilas de combustible. (pág. 161).

El documento describe como principales rutas tecnológicas la reforma del gas natural y la generación de hidrógeno verde a través de fuentes renovables.

En continuidad, en 2021, la EPE publicó el documento “[Bases para la consolidación de la estrategia brasileña de hidrógeno](#)”. Este estudio brinda una visión general del mercado del hidrógeno, rutas tecnológicas y procesos de generación, temas relacionados con costos y desafíos, además del rol del hidrógeno en la transición energética y sus implicaciones para las políticas públicas.

En el mismo año, a mediados de 2021, a través de la Resolución CNPE n.º 6 de 2021, [se presentó el Programa Nacional de Hidrógeno: una propuesta de lineamientos](#), resultado de un trabajo conjunto del Ministerio de Minas y Energía (MME), en cooperación con el de Ciencia, Tecnología e Innovaciones (MCTI) y el de Desarrollo Regional (MDR), con el apoyo técnico de la *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE). Presenta ejes y lineamientos para el desarrollo del sector.

El primer eje es el fortalecimiento de las bases tecnológicas, que incluye algunas acciones como atracción de inversiones, iniciativas, instituciones y empresas, identificación de barreras y desafíos tecnológicos y logísticos, entre otras. El segundo eje es sobre formación y recursos humanos, en el que se marcan pautas de nivel técnico y profesional en hidrógeno. El tercer eje se refiere a la planificación energética, considerando estudios de oferta y demanda, en línea con otras políticas, programas y planes. El Eje 4 trata sobre el marco legal-regulatorio, con el fin de evaluar necesidades de mejoras, actualizaciones y nuevas normas o reglamentos. El Eje 5 traza lineamientos para el crecimiento y competitividad del mercado, considerando aspectos tributarios, cadena de valor, instrumentos de fortalecimiento, infraestructura, escenario internacional, rutas productivas, etc. Finalmente, el eje 6 define estrategias de cooperación internacional, con el objetivo de promover y posibilitar alianzas industriales y productivas, intercambios entre instituciones, identificando también fuentes e instrumentos de financiamiento internacional.

La siguiente figura ilustra los 6 ejes temáticos del Programa Nacional de Hidrógeno:



Figura 9. Ejes temáticos del Programa Nacional de Hidrógeno. (Fuente: MME; EPE; MCTI; MDR; FINEP, ME, 2021).

En cuanto a los proyectos de investigación y desarrollo, existe una Resolución del Consejo Nacional de Política Energética, CNPE n.º 2 de 2021, que prioriza la asignación de recursos para proyectos de investigación, desarrollo e innovación relacionados con el hidrógeno, a través de la Agencia

Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), entre otras materias.

Finalmente, se debe mencionar el Proyecto de Ley en trámite, [PL 725/2022](#), de marzo de 2022, del Senador Jean Paul Prates (PT/RN) que propone la inserción del hidrógeno como vector y fuente de energía en Brasil. En resumen, la propuesta es regular el “hidrógeno sostenible”, que se obtiene de fuentes eólicas y solares, incluyendo también la biomasa, el biogás y la hidráulica. Otro punto interesante es la sugerencia de porcentajes de volumen de entrega y salida de hidrógeno en los gasoductos progresivos de 2032 a 2050.

### 5.3. El contexto de España y las energías renovables

A continuación, se presenta una cronología de la legislación y decretos relativos al sector de las energías renovables en España.

En 1980, mediante [la Ley 82/1980](#), del 30 de diciembre de 1980, se publicó la legislación sobre conservación de la energía, siendo uno de los objetivos descritos fomentar la adopción de energías renovables para reducir la dependencia energética del país. El artículo segundo establece las actividades cubiertas:

- i) Instalar equipos de uso doméstico que utilicen energías renovables y en especial la solar.
- j) Construir, ampliar o adecuar para su uso instalaciones de producción hidroeléctrica con una potencia de hasta cinco mil KVA, su conexión a la red eléctrica. (*BOE-A-1981-1898 Ley 82/1980, del 30 de diciembre, Conservación De Energía, 2021*)

Un punto destacable es el régimen de beneficios contemplado por la legislación que ofrece reducciones en tasas e impuestos, como en la Ley y Tarifas de los Impuestos Generales sobre Sucesiones y sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, Impuesto sobre Sociedades, Exención de la Licencia Fiscal del Impuesto Industrial, entre otros. Sobre la energía solar, el artículo tercero trata lo siguiente, según la Ley de Presupuestos Generales del Estado:

Una. Los titulares de instalaciones destinadas al aprovechamiento de la energía solar para la adquisición de agua caliente sanitaria y climatización, definidas en el artículo segundo, podrán obtener, previa solicitud a los organismos competentes, subvenciones para la función superficial de placas solares planas de fabricación nacional, homologado por la Administración Pública y con una garantía mínima de tres años. (*BOE-A-1981-1898 Ley 82/1980, del 30 de diciembre, Conservación De Energía, 2021*)

En 1991, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicó el [Plan Nacional de Energía 1991-2000](#). El Capítulo 5 presenta el panorama de las energías renovables en el escenario internacional, con énfasis en las centrales hidroeléctricas, y otras renovables aún incipientes, pero con estimaciones de un incremento significativo en los próximos 15 años.

En 1994 se publicó el [Real Decreto 2366/1994](#) sobre producción de energía eléctrica por hidráulica, cogeneración y otras fuentes renovables. Ese mismo año, el 30 de diciembre, se publicó la [Ley 40/1994](#), por la que se ordena el Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los procedimientos para la retribución de la generación por fuentes renovables.

[Ley 54/1997](#), por la que se regula el sector eléctrico, en sustitución de la Ley 40/199, que regula la producción de energía mediante fuentes renovables de hasta 50 MW de potencia instalada.

La nueva normativa también menciona la elaboración de un Plan de Fomento de las Energías Renovables con un objetivo del 12% renovable para el año 2010.

En diciembre de 1998 se publicó el [Real Decreto 2818/1998](#), por el que se establece la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, residuos y cogeneración (*BOE-A-1998-30041 Real Decreto 2818/1998*).

Al año siguiente, en 1999, el Ministerio de Ciencia y Tecnología puso en marcha el [Plan de Fomento de las Energías Renovables \(PFER\)](#) para el período 1999-2010, que trata de la tecnología, financiación, medidas e incentivos, entre otros, además de escenarios y previsiones del crecimiento de la población, la economía y el empleo hasta 2010. La siguiente imagen muestra el incremento estimado del consumo de renovables hasta 2010, con énfasis en la biomasa térmica.

**Consumo final de energías renovables: Situación actual y previsión del Plan al 2010 (ktep)**

	1998 (1)	2010
Biomasa térmica	3.476	4.376
Biocarburantes (2)	0	500
Solar térmica baja temperat.	26	336
Solar fotovoltaica aislada	1	4
Geotermia	3	3
<b>TOTAL</b>	<b>3.507</b>	<b>5.219</b>

(1) Provisional. Datos actualizados en septiembre de 1999.

(2) Actualmente, se consumen pequeñas cantidades de biocarburantes para transporte público en proyectos piloto.

Fuente: IDAE

Figura 10. Consumo final de energías renovables 1998-2010. Fuente: (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 1999).

A continuación, en el año de 2000, fue publicado el [Real Decreto-ley 6/2000](#), que dispone sobre “Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios”, que modifica el apartado 2 da Ley 54/1997, de la siguiente manera:

Aquellas instalaciones para la producción de energía eléctrica, con una potencia instalada igual o inferior a 50 MW, que, a la entrada en vigor de esta Ley, estuvieran sujetas al régimen previsto en el Real Decreto 2366/1994, del 9 de diciembre, sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, así como aquellas a las que se refiere la disposición adicional segunda del citado Real Decreto, se mantiene el régimen, mientras que la retribución de los costes de transición siguen siendo competencia de las empresas productoras de energía eléctrica a que se refiere la disposición transitoria sexta. (*BOE-A-2000-11836 Real Decreto-Ley 6/2000, del 23 de junio, de Medidas Urgentes De Intensificación De La Competencia En Mercados De Bienes Y Servicios, 2021*)

El decreto también menciona el derecho de los autoprodutores a vender sus excedentes, considerando instalaciones mayores de 5 MW, que tengan altos rendimientos:



Estas instalaciones tendrán derecho a percibir por su producción o excedente de energía eléctrica y el precio resultante de la casación de ofertas y demandas de energía eléctrica, más de 1,5 pesetas/kWh en concepto de garantía de potencia o la cantidad que legalmente se determinó. (*BOE-A-2000-11836 Real Decreto-Ley 6/2000, del 23 de junio, de Medidas Urgentes De Intensificación De La Competencia En Mercados De Bienes Y Servicios, 2021*)

En el mismo año, el 29 de septiembre de 2000, también se publicó el [Real Decreto 1663/2000](#), sobre “sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión” para sistemas de potencia nominal no superior a 100 kVA.

En 2002 se promulgó el [Real Decreto 841/2002](#), del 2 de agosto, por el que se establece la regulación de las instalaciones de producción de energía eléctrica, participación, incentivos, obligaciones, etc., con la siguiente determinación:

(...) En su artículo 17, obliga a los titulares de determinadas instalaciones acogidas al régimen transitorio previsto en el apartado 2 de la disposición transitoria octava de la Ley 54/1997, y a la posibilidad de otras instalaciones acogidas a este régimen transitorio y el Real Decreto 2818/1998, del 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, presenten ofertas de venta de energía a través del operador del mercado, percibiendo por ello el precio resultante de la oferta sistema, más 0,009015 €/kWh (1,5 pesetas/kWh) en el marco de la garantía de potencia o cantidad que determine la ley. (*BOE-A-2002-17369 Real Decreto 841/2002, del 2 de agosto de 2002, por el que se regula para las Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial de Incentivos a la Participación en el Mercado de la Producción, Determinadas Obligaciones, 2021*)

En marzo de 2004 se publicó el [Real Decreto 436/2004](#), por el que se establecen los parámetros legales y económicos para la producción de energía eléctrica y la venta de excedentes a distribuidora o mercado libre.

Al año siguiente, en 2005, se pone en marcha el [Plan de Energías Renovables \(PER\) 2005-2010](#), que sustituye al anterior plan de desarrollo, el PFER de 1999, manteniendo el objetivo de alcanzar el 12% del consumo total de energía procedente de fuentes renovables en 2010 e incorporando otros objetivos del 29,4% de generación eléctrica mediante renovables y del 5,75% de uso de biocombustibles en el sector transporte para 2010.

El 17 de marzo de 2006, a partir del [Real Decreto 314/2006](#), se aprobó el Código Técnico de la Edificación (CTE), que incluía aspectos de aporte mínimo fotovoltaico de energía eléctrica para los edificios. También en 2006 se publicó el [Real Decreto-ley 7/2006](#), para la adopción de medidas urgentes en el sector energético, con modificaciones de la Ley 54/1997 y la Ley 34/1998.

Al año siguiente, en 2007, se publicó el [Real Decreto 661/2007](#), por el que se regulaba la producción de energía eléctrica en régimen especial, y [la Ley 17/2007](#), de normas del mercado eléctrico. En ese mismo año también se publicó la [Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España](#) para los años 2004 a 2012, en línea con el PER (2005-2010).

Posteriormente, se publicaron las leyes, [Real Decreto 1578/2008](#), de retribución de la producción y energía eléctrica por energía solar fotovoltaica tras el periodo de mantenimiento del decreto 661/2007 y el [Real Decreto Ley 6/2009](#), por el que se hizo efectiva la adopción de medidas en el sector de suministro de energía y la aprobación del bono social.

En 2010, la Comisión Europea presentó el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER), fijando el nuevo objetivo del 20% del consumo final bruto de energía en energías renovables para 2020.

Al año siguiente, se aprobó el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que proponía en el escenario adicional de eficiencia energética un total del 20,8% de energías renovables en el consumo final bruto de energía del país.

En 2012 fueron muchos los decretos aprobados en el sector, como el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suspenden los procedimientos de retribución previa y supresión de incentivos económicos para las nuevas instalaciones de generación de energía; el Decreto-ley 13/2012, por el que se regulan los mercados de la electricidad y el gas, adoptando medidas para corregir los desajustes entre costes e ingresos; el Real Decreto-ley 20/2012, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y promover la competitividad; y a finales de 2012, también se aprobó la Ley 15/2012, del 27 de diciembre, por la que se establecen medidas fiscales para lograr la sostenibilidad energética y, por último, el Real Decreto-ley 29/2012, del 28 de diciembre, de mejora de la gestión y protección social en el Régimen Especial de Trabajadores por Cuenta Ajena.

En 2013 se publicaron los siguientes decretos: Real Decreto-ley 2/2013, para la protección y uso sostenible del litoral y las costas; la Orden IET/221/2013, por la que se establecen los peajes de acceso, además de las tasas y primas por instalaciones de régimen especial; El 13 de julio de 2013 se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013 por el que se establecen medidas urgentes para la estabilidad financiera del sistema eléctrico; y por la finalización de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

En 2014 se publicó el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción y retribución de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. En 2016 se produjo el Real Decreto 947/2016, del 16 de octubre, por el que se crea un concurso para el régimen retributivo específico de la producción de energía eléctrica a través de biomasa y energía eólica.

Finalmente, en 2017 se publicó la ETU/315/2017, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen reembolsable para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica. EI RD 650/2017 por el que se establece una cuota de 3000 MW de potencia instalada para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

#### **5.4. La historia del hidrógeno en España**

En relación al hidrógeno en particular, la historia del hidrógeno es más reciente y ha tenido más desarrollos en las últimas décadas, pero principalmente en los últimos años, como se puede analizar en la siguiente cronología.

En el año 2000 se crea la Asociación Europea del Hidrógeno – EHA (European Hydrogen Association), asociación internacional con sede en Bruselas, que apoyó congresos en Europa, incluyendo uno en España el 25 de noviembre de 2005 en Zaragoza y otro en Lyon, Francia en 2006.

En 2002 se crea APPICE, la Asociación Española de Pilas de Combustible, con el objetivo de estimular el desarrollo científico y técnico de las pilas de combustible a nivel nacional e internacional.

En el mismo año, en 2002, también se constituyó la Asociación Española del Hidrógeno ([AeH2](#)), cuyo fin era impulsar el mercado y desarrollo de tecnologías relacionadas con el hidrógeno en España, fortaleciendo la industria nacional.

Al año siguiente, en 2003, se crea la [Fundación Para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón](#). Una entidad creada por el gobierno local que hoy cuenta con más de 70 miembros, y tiene como objetivo aprovechar la generación, transporte y almacenamiento de hidrógeno para su uso en pilas de combustible.

En cuanto a la regulación, en 2004, cabe destacar el [Real Decreto 436/2004](#), que menciona la posibilidad de utilizar proyectos de cogeneración con pilas de combustible a través del régimen especial.

En 2005, a través de AeH2, la Plataforma Tecnológica Española de Hidrógeno y Pilas de Combustible ([PTE-HPC](#)), fue implementada una iniciativa que reúne a más de 180 entidades y 300 representantes de España, entre empresas privadas, centros tecnológicos, universidades, organismos oficiales, fundaciones y colegios y colegios profesionales.

Otro hecho relevante fue la publicación del estudio “Hidrógeno y pilas de combustible – estudio de prospectiva”, en 2006, a través de la Fundación Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial (OPTI), con la participación del CIEMAT e INASMET-TECNALIA. En este estudio se plantearon 44 temas relacionados con el hidrógeno, valorando el posicionamiento de España en términos de capacidad y aplicación industrial, atractivo en ciencia, tecnología y mercado e identificación de factores críticos.

En diciembre de 2007, mediante un convenio entre el Ministerio de Educación y Ciencia, y la Consejería de Educación y Ciencia de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, se crea el Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible ([CNH2](#)).

En 2010, la Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y la Universidad de ICAI publicaron un informe sobre “[Hidrógeno y pilas de combustible: estado actual y perspectiva inmediata](#)”, dentro de la Colección: Avances de Ingeniería. Entre los temas tratados se encuentran técnicas de producción, aplicación, almacenamiento, distribución, financiación y regulación.

En 2015 se han lanzado estrategias regionales a través de la Asociación Española del Hidrógeno, como la “Estrategia de Desarrollo del Hidrógeno en Andalucía en el Ámbito de la Ris3” y el estudio “Oportunidades de la Economía del Hidrógeno para las PYME en Andalucía”. También cabe mencionar la existencia de algunas asociaciones regionales como la [Asociación Andaluza de Hidrógeno](#) y la [AHMUR](#) - Asociación Sectorial del Hidrógeno Verde de la Región de Murcia.

A finales de 2019, la Comisión Europea anunció el Pacto Verde Europeo, con vistas a la neutralidad en carbono para 2050, una de las iniciativas adoptadas a finales de 2020, la Estrategia Europea del Hidrógeno ([EU Hydrogen Strategy](#)). Esta estrategia describe objetivos de 6 GW de electrolizadores para 2024 para la producción de 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable, aumentando la producción hasta 10 millones de toneladas de 2025 a 2030, y luego en el período de 2030 a 2050, el objetivo es alcanzar madurez tecnológica para el uso del hidrógeno a gran escala, en todos los sectores de los países de la Unión Europea.

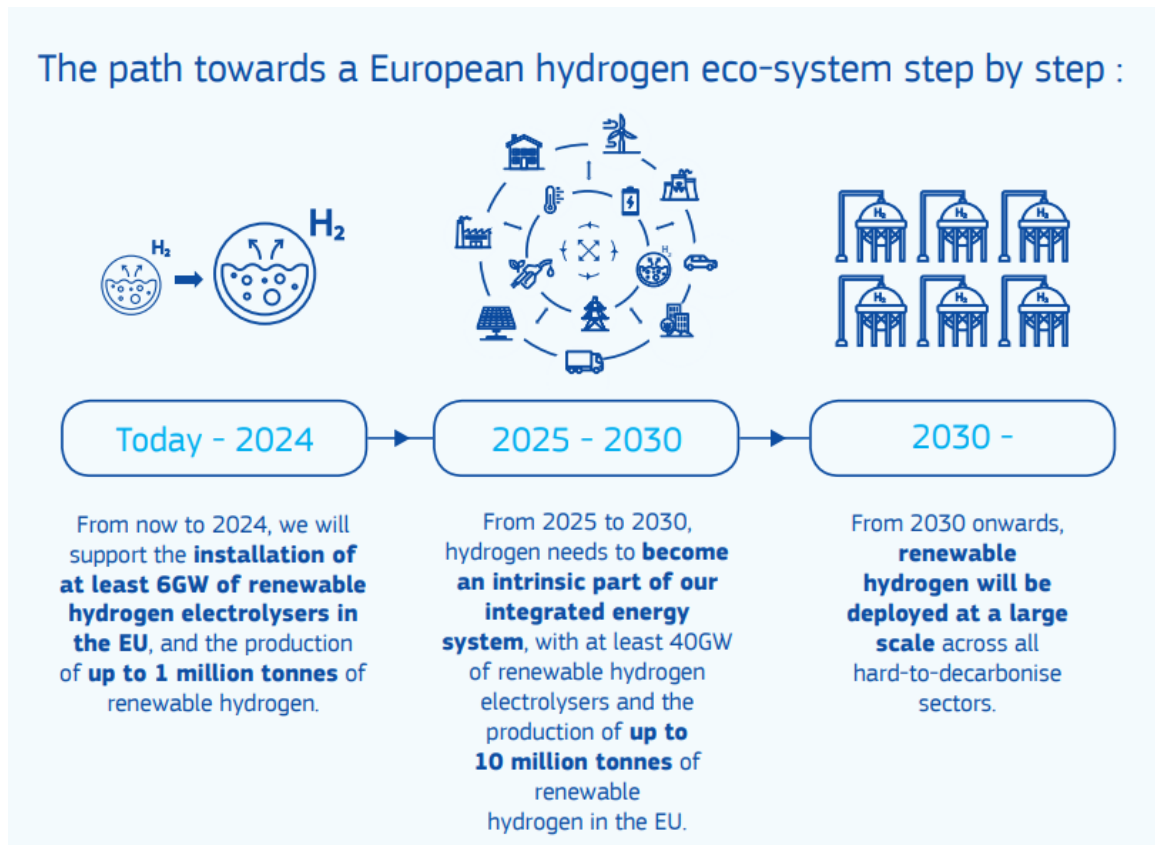


Figura 11. Caminos hacia un ecosistema de hidrógeno en Europa. (Comisión Europea, 2020)

En una segunda fase, de 2025 a 2030, el hidrógeno debe convertirse en parte intrínseca de un sistema energético integrado con el objetivo estratégico de instalar al menos 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable para 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE.

En enero de 2020 se publicó el Plano Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 ([PNIEC](#)), que menciona como una de las metas en energía, el desarrollo del sector renovable para alcanzar el 42% en uso final de energía, resultando en hasta 74% de renovables en el sector eléctrico. El hidrógeno se considera un vector energético estratégico en la descarbonización, principalmente por la reducción del 23% de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte.

El 19 de mayo de 2020, el Consejo de Ministros remitió a las Cortes un [proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética](#), en el que se afirma que el Gobierno promoverá, “a través de planes específicos, el uso de gases renovables, entre ellos el biogás, el biometano, el hidrógeno”. (BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES, 2021).

En octubre del mismo año 2020, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITTERD) lanzó la [Hoja de Ruta del Hidrógeno](#), una aplicación para el hidrógeno renovable. La siguiente figura presenta algunos de los objetivos definidos por España hasta 2030, en línea con la Estrategia Europea del Hidrógeno.



Figura 12. Objetivos de hidrógeno de España para 2030. (MITTERD, 2020)

En febrero de 2021 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITTERD) también publicó la [Estrategia de Almacenamiento Energético](#). En línea con los objetivos definidos por el PNIEC, una de las estrategias de almacenamiento previstas es a través de hidrógeno renovable.

Ya en 2021, por las circunstancias de la economía con la pandemia, el gobierno puso en marcha el [Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia](#). Este plan prevé inversiones y reformas estructurales a través de 4 ejes de actuación: transición ecológica, transformación digital, cohesión social y territorial e igualdad de género. Estos cuatro ejes guían las 10 políticas para apalancar al país. Dentro de la política III de “Transición Energética Justa”, uno de los puntos mencionados es la “Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial”.



Figura 13. Presentación de los 4 Ejes Estratégicos y 10 Políticas para la recuperación, transformación y resiliencia del país (Gobierno de España, 2021).

A finales de 2021, el 22 de diciembre, mediante [Orden TED/1445/2021](#), se puso en marcha el Programa de Incentivos a Proyectos Renovables Pioneros y Únicos de Hidrógeno ([Programa H2 PIONEROS](#)). Este programa, que cuenta con financiación de la Unión Europea (NextGenerationEU), destina 150 millones de euros a proyectos de hidrógeno renovable comercialmente viables, para producción y consumo local, con foco en sectores descarbonizadores. La primera convocatoria de proyectos se realizó de marzo a mayo de 2022, a través de la [Resolución de 27 de enero de 2022](#), y se espera que los proyectos se ejecuten hasta septiembre de 2025.

La [Resolución de 18 de febrero de 2022](#), del Consejo de Administración de EPE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), MP con el objeto de “apropiar la primera convocatoria correspondiente al programa de incentivos 3 grandes demostradores de electrólisis y proyectos innovadores para la producción de hidrógeno renovable” incluidos dentro de los programas de incentivo a la cadena de valor innovadora y al conocimiento del hidrógeno renovable.” (BOE-B-2022-5508).

Finalmente, la última normativa publicada es el [Real Decreto-ley 6/2022](#) presentado el 29 de marzo de 2022, por el que se adoptan medidas urgentes para el Plan Nacional por la guerra entre Rusia y Ucrania. Una de las medidas de emergencia mencionadas es el suministro de gases de fuentes renovables, incluido el hidrógeno renovable, a través de tuberías aisladas.

## 6. POTENCIAL DE GENERACIÓN

### 6.1. El escenario en Brasil

Según datos del Balance Energético Nacional (BEN) 2022, en 2021, Brasil alcanzó 134,8 Mtep de energía renovable, lo que representa el 44,7% del total, en términos de oferta de energía doméstica en el país. En cuanto a la distribución de renovables, la energía procedente de la biomasa de caña de azúcar tuvo una participación del 16,4%, la energía hidráulica el 11%, la leña y el carbón vegetal el 8,7% y otras fuentes renovables aportaron el 8,7% restante, entre ellas la eólica y la solar. (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2022)

Repartição da Oferta Interna de Energia (OIE) 2021

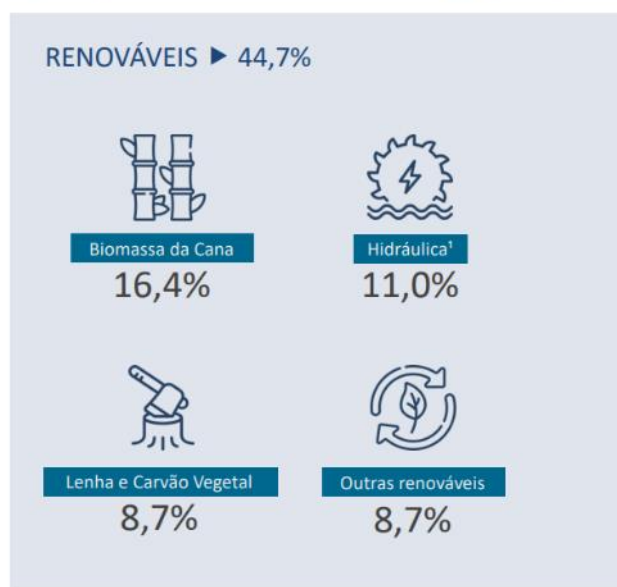


Figura 14. Desglose de la oferta energética interna (OIE) en 2021. (Fuente: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2022)

En términos de generación eléctrica, en 2021, Brasil obtuvo el 78,1% de energía renovable en la matriz energética. Aunque el porcentaje ha bajado con respecto al año anterior 2020, debido a la escasez de lluvia, Brasil aún logró mantener un nivel mayoritariamente renovable debido al crecimiento de la energía eólica y solar, siendo considerada una referencia en términos globales.

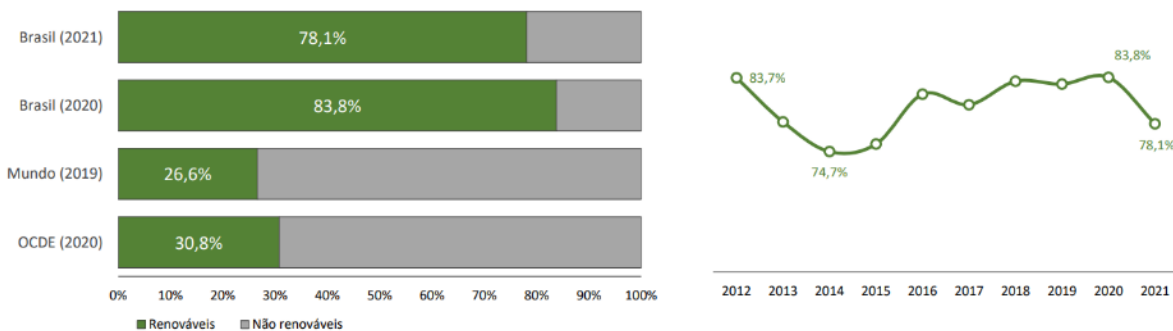


Figura 15. Comparación de la participación de las renovables en la matriz eléctrica brasileña a lo largo de los años (Fuente: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2022)

La siguiente figura muestra la distribución de las renovables en la matriz eléctrica en términos porcentuales, del total de energía generada en 2020 de 653,5 TWh y en 2021 de 679,2 TWh. Como se puede apreciar, la hidráulica sigue siendo responsable de más de la mitad (53,4%) de la generación eléctrica del país, aún después de una disminución de la oferta con respecto al año anterior. Debido a la escasez de lluvias que afectó la generación hidroeléctrica, en 2021 se incrementó la participación de las termoeléctricas a gas natural, alcanzando un porcentaje del 12,8%. Aun así, hubo un crecimiento significativo en la participación de la energía eólica y solar en la matriz, alcanzando 72 TWh (10,6%) y 16,8 TWh (2,5%) en 2021, respectivamente.

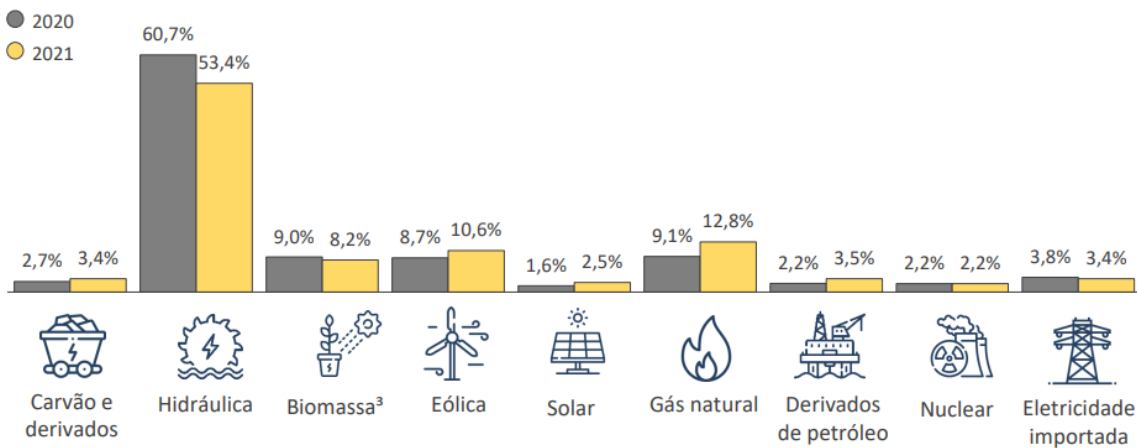


Figura 16. Matriz Eléctrica Brasileña en los años 2020 y 2021. (Empresa de Investigación de Energía - EPE, 2022)

En cuanto a la capacidad instalada en Brasil, la participación de la energía hidroeléctrica se mantuvo prácticamente igual, destacándose el aumento de la capacidad instalada en energía eólica de 17.131 GW en 2020 a 20.771 GW en 2021 y la solar obtuvo 3.287 en 2020, alcanzando los 4.632 GW en 2021. La siguiente imagen muestra el crecimiento histórico de la generación eólica desde 2007 hasta 2021, en comparación con la biomasa y la nuclear.

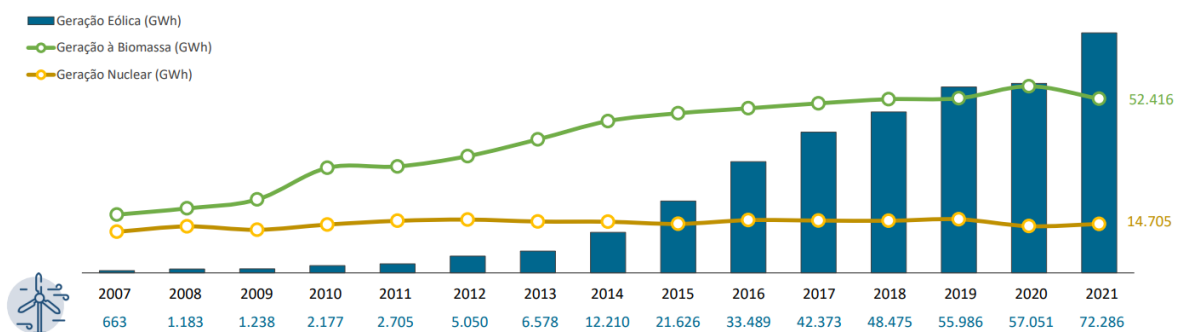


Figura 17. Comparativo de generación eólica, biomasa y nuclear de 2007 a 2021. (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2022)



En cuanto a la generación de energía solar, según el Atlas Brasileño de Energía Solar, Brasil tiene dimensiones continentales y un gran potencial de generación, debido a los altos niveles de irradiación. En términos de irradiación global en el plano inclinado en latitud, Brasil tiene promedios anuales en el rango de 3500 a 6250 Wh/m<sup>2</sup>.día. (Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza, 2019)

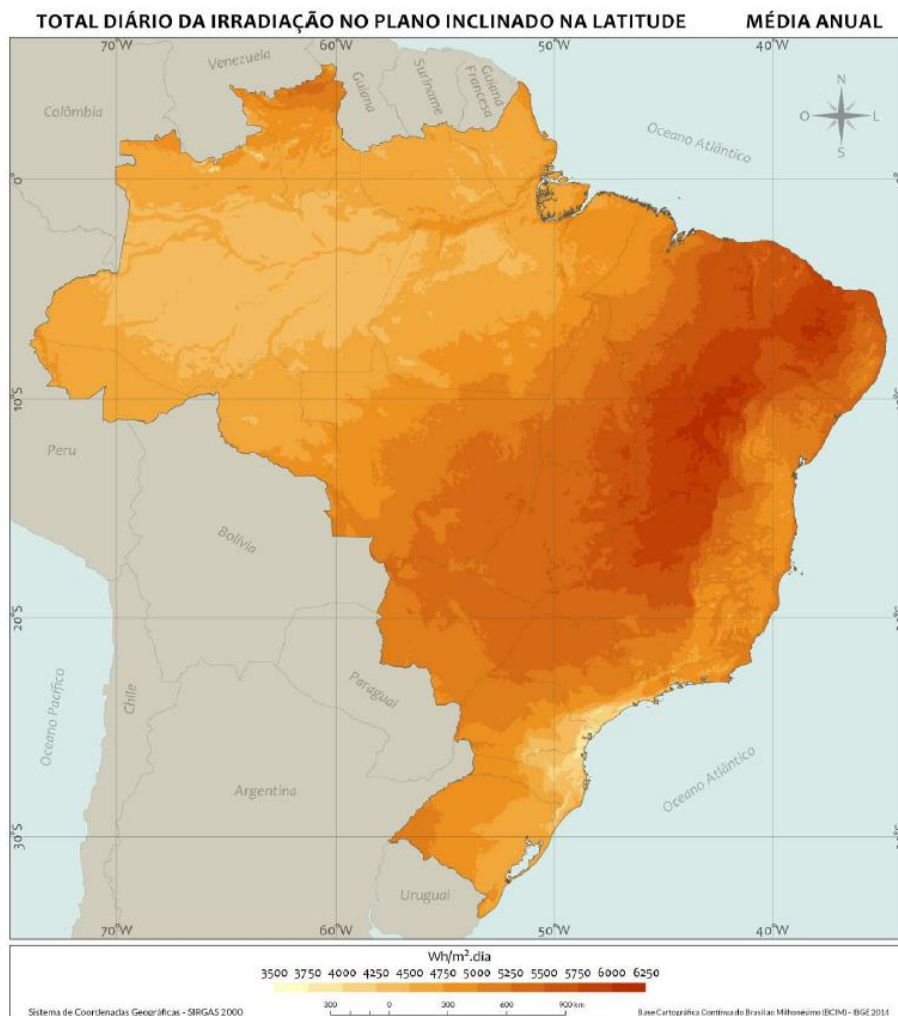


Figura 18. Irradiación global en el plano inclinado en la latitud de Brasil, Fuente: Enio Bueno Pereira, Fernando Ramos Martins, André Rodrigues Gonçalves, Rodrigo Santos Costa, Francisco J. Lopes de Lima, Ricardo Rüther, Samuel Luna de Abreu, Gerson Máximo Tiepolo, Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza, 2019.

También de acuerdo con datos del Atlas, el mapa de potencial de generación solar fotovoltaica, considerando el rendimiento energético anual y la tasa de rendimiento del 80% de los generadores, el potencial de generación en las ciudades brasileñas se puede presentar en la siguiente imagen.

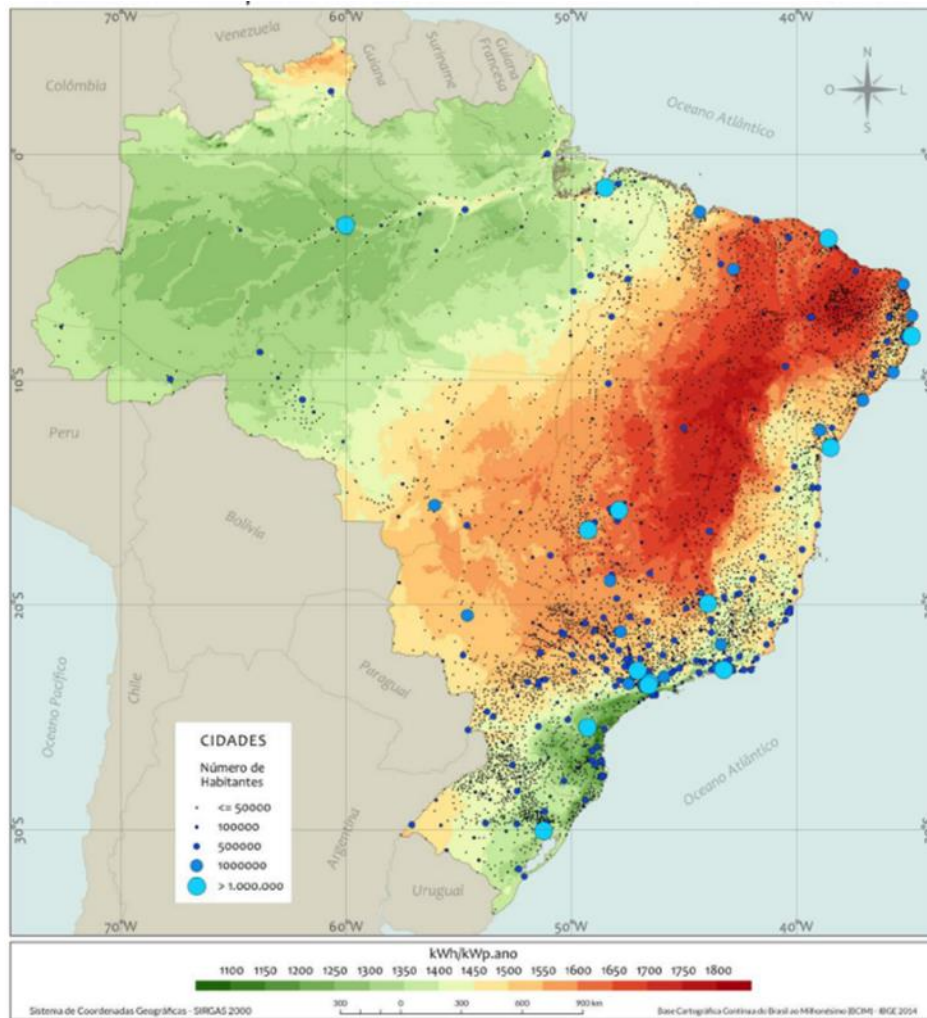


Figura 19. Mapa del potencial de generación solar fotovoltaica en términos de rendimiento energético anual para todo Brasil. Fuente: Atlas Brasileño de Energía Solar. (Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza, 2019).

A través de un análisis más profundo, realizado por la *Empresa de Pesquisa Energética* (EPE), en el PNE 2050, se estima el potencial de generación fotovoltaica considerando áreas antropizadas, excluyendo áreas de preservación y conservación ambiental, tierras indígenas, quilombolas, vegetación activa, con pendiente inferior al 3% y área superior a 0,5 km<sup>2</sup>, y considerando sólo lugares con radiación global media diaria superior a 6 kWh/m<sup>2</sup>.día, Brasil tiene capacidad para instalar hasta 307 GWp en sistemas fotovoltaicos, con las mejores regiones ubicadas en el Centro-Oeste, Norte y Noreste del país. (*Empresa de Pesquisa Energética*, 2020)

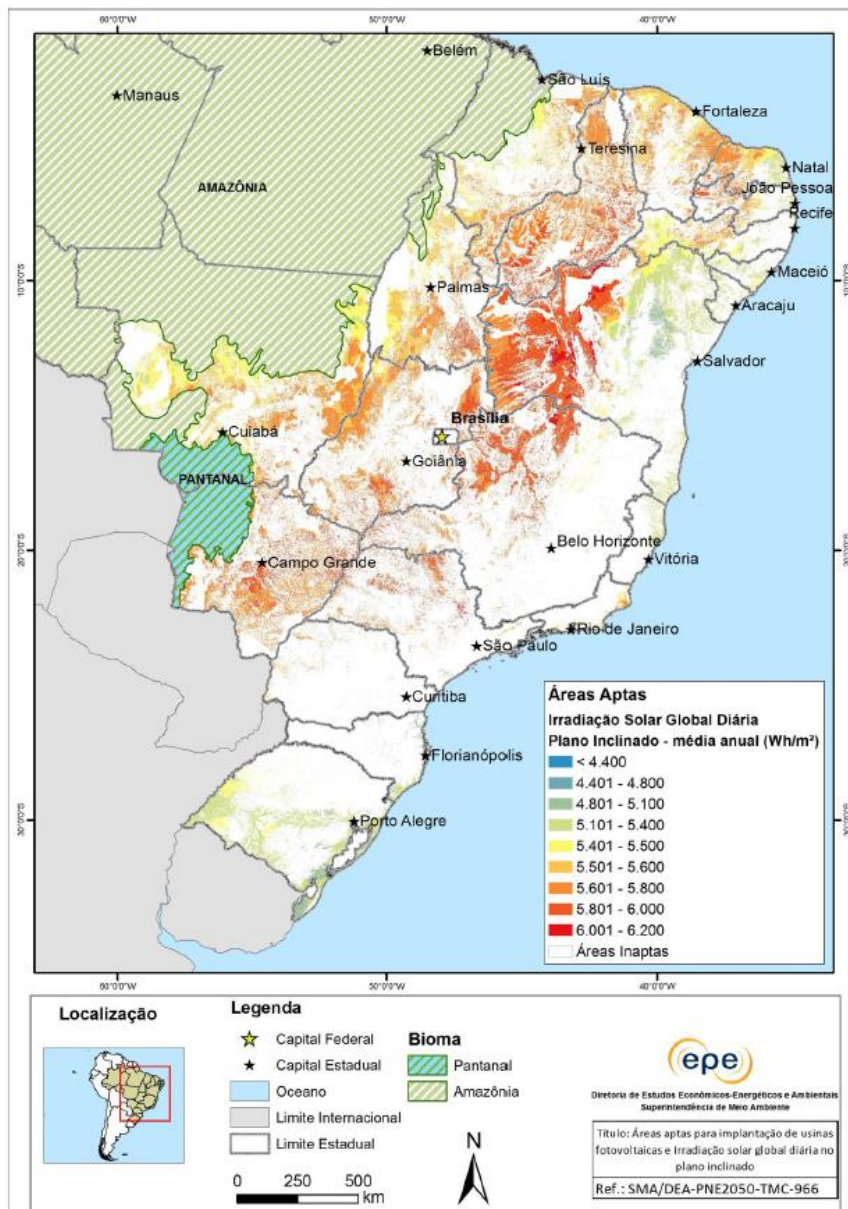


Figura 20. Áreas aptas para instalación solar fotovoltaica en Brasil. (Empresa de Pesquisa Energética, 2016)

En estimaciones para el 2050, la EPE reporta la expectativa de expansión de la energía solar fotovoltaica hasta el 2050, obteniendo de 27 a 90 GW de capacidad instalada y entre 8 a 26 GW de energía de generación centralizada. La siguiente figura muestra las proyecciones, según el escenario “Reto de Expansión”.

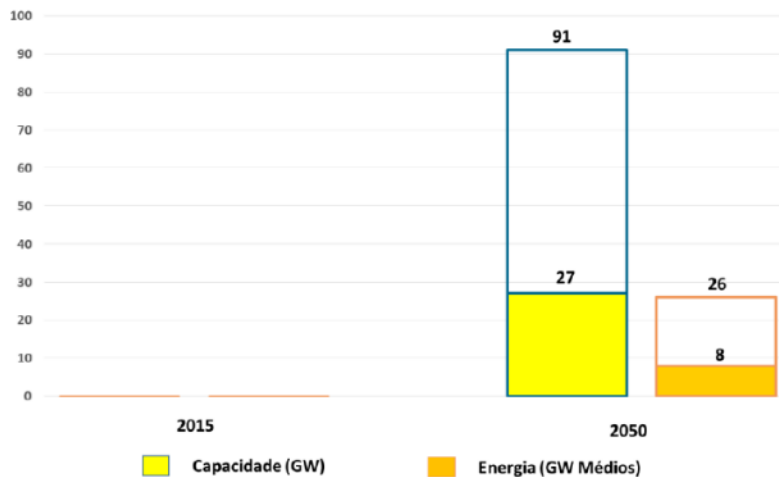


Figura 21. Evolución esperada de la expansión solar fotovoltaica centralizada en el escenario de desafío de la expansión.  
Fuente: (Empresa de Pesquisa Energética, 2020)

Además, según el informe PNE 2050, aún existe la posibilidad de que la generación centralizada alcance más de 100 GW en los próximos años, llegando a 190 GW, dependiendo de las restricciones eólicas, si hay una limitación de 50 GW, o si hay una limitación a la expansión de la transmisión.

En cuanto a la generación eólica, el Atlas de la energía eólica brasileña de 2013 presenta datos sobre el potencial de generación eólica en el país, considerando la velocidad del viento en alturas de 30 m, 50 m, 80 m, 100 m, 120 m, 150 m y 200 m y haciendo uso del modelo de Brams en promedios anuales, para el pronóstico numérico del tiempo y el clima. A través de los análisis realizados, se puede apreciar que las regiones con mejores condiciones para la generación eólica, considerando la densidad de potencia ( $W/m^2$ ) a 100 m de altura, se encuentran en el Noreste y Sur del país, alcanzando más de  $455 W/m^2$ , tal y como se puede observar en el siguiente mapa.

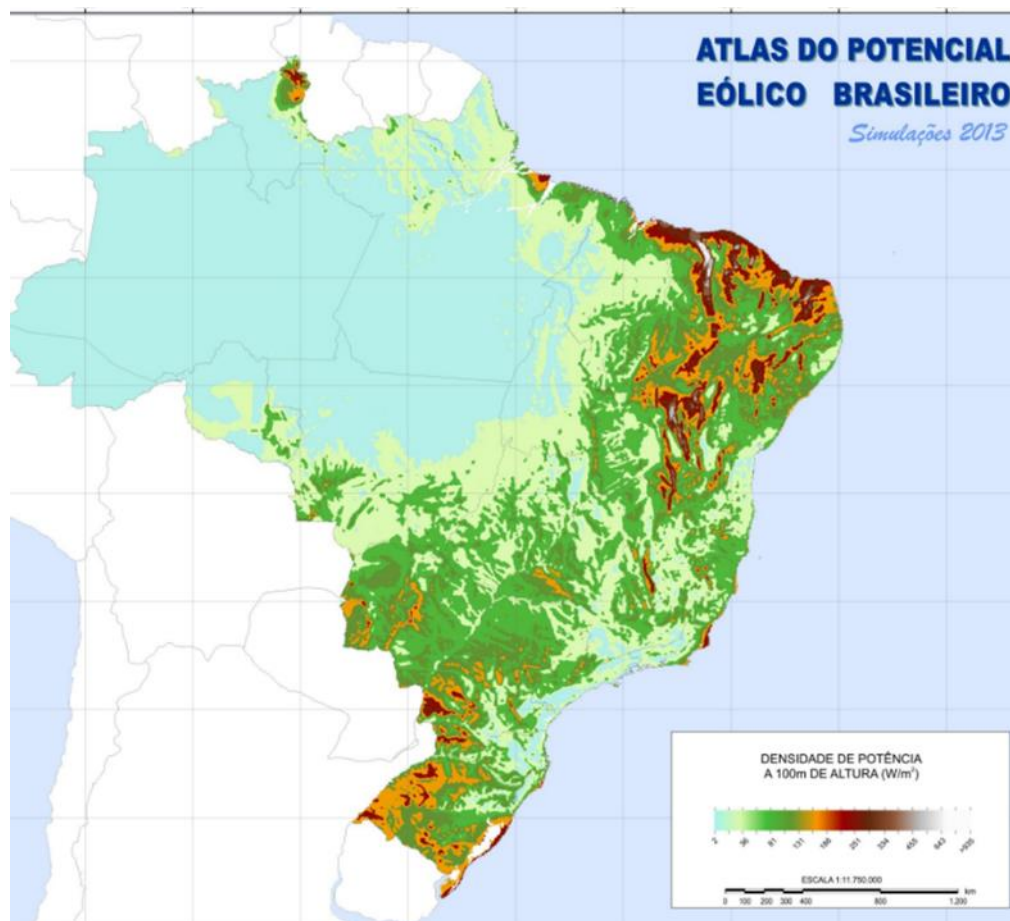


Figura 22. Atlas de la Energía Eólica Brasileña. Fuente: (Centro de Investigaciones en Energía Eléctrica - CEPEL, 2013)

Según estimaciones del Plan Nacional de Energía, PNE 2050, en el escenario “Reto de Expansión”, la energía eólica puede alcanzar entre 110 y 195 GW de capacidad instalada al 2050, con 50 a 85 GW de generación de energía. La siguiente figura representa las proyecciones hasta 2050.

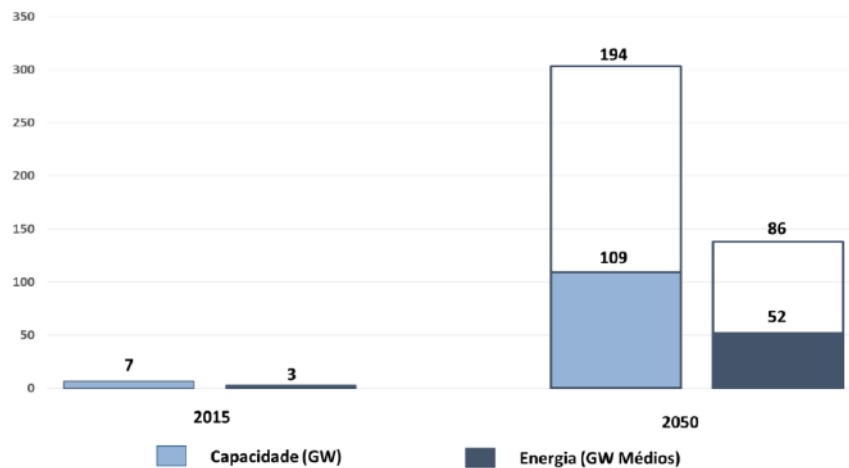


Figura 23. Evolución esperada de la expansión eólica en el Escenario del Desafío de Expansión. Fuente: (Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

Las previsiones de potencia instalada de parques eólicos pueden llegar a más de 200 GW, en supuestos de “expansión 100% renovable y flota 100% eléctrica”, sin considerar el potencial en áreas protegidas, alcanzando el rango de 209 a 246 GW.

En línea con la expectativa de crecimiento, según datos del Operador Nacional del Sistema (ONS), el Sistema Interconectado Nacional (SIN) también prevé la expansión de parques solares y eólicos. Para 2025, la proyección es que la capacidad instalada en el SIN sea de 191,3 GW, con un 18,8% de fuentes eólicas y solares. (ONS, 2021)

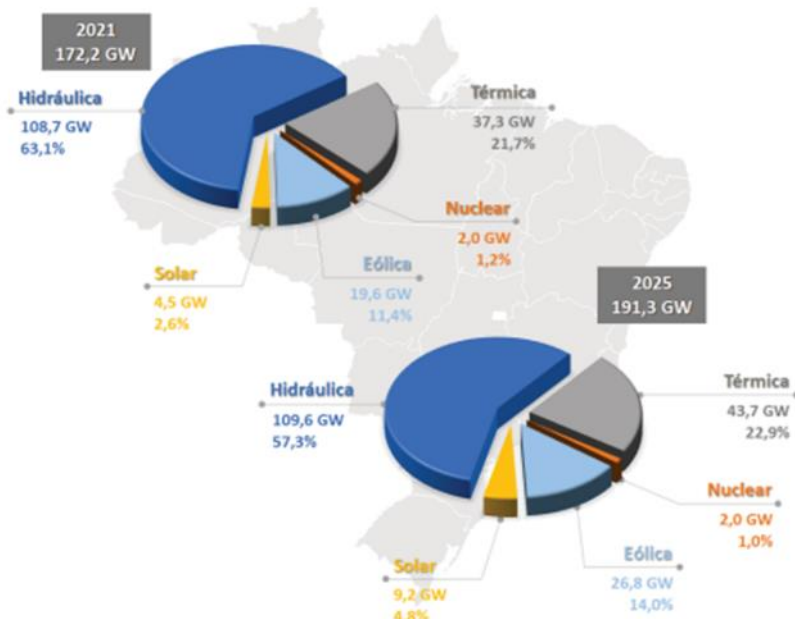


Figura 24. Capacidad instalada del SIN en 2021 y 2025. Fuente: ONS (2021)

Los mapas a continuación muestran las plantas de energía solar y eólica del Sistema de Información Geográfica del Sector Energético Brasileño, las líneas de transmisión del sector eléctrico y la infraestructura de gas natural existente que puede ser adaptada en el futuro para recibir hidrógeno. (Mapa web de la EPE)

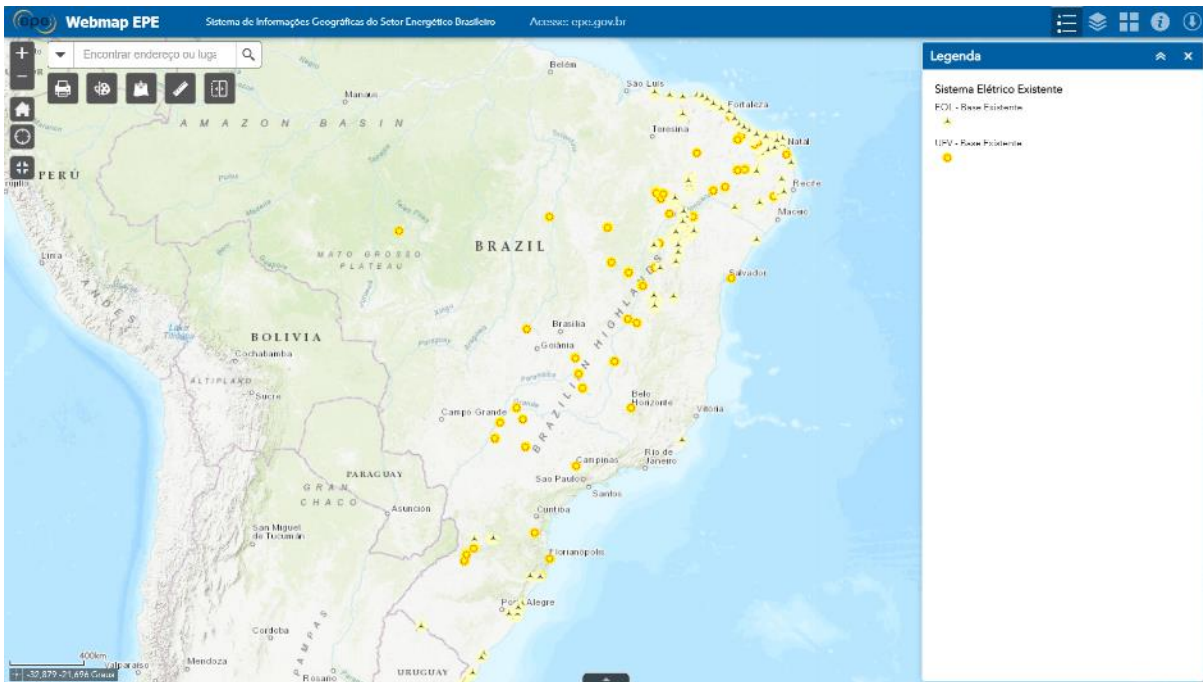


Figura 25. Plantas de energía solar y eólica en Brasil. Fuente: Mapa Web EPE, 2022.

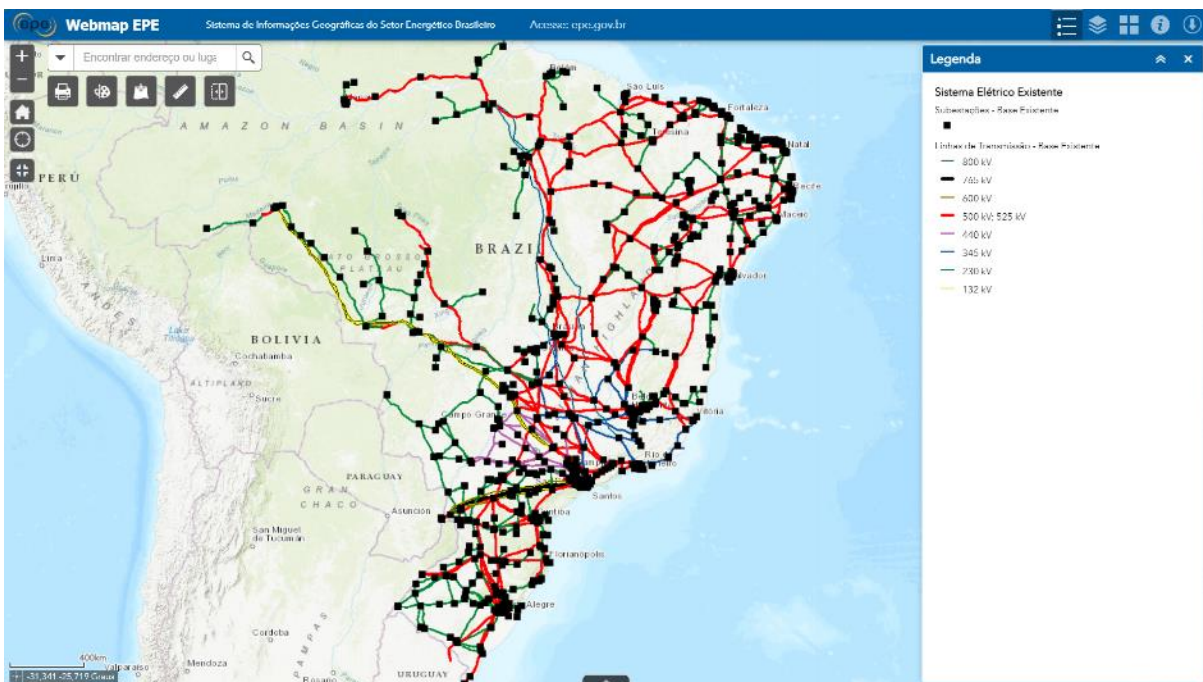


Figura 26. Líneas de transmisión, base existente en Brasil. Fuente: Mapa Web EPE, 2022.

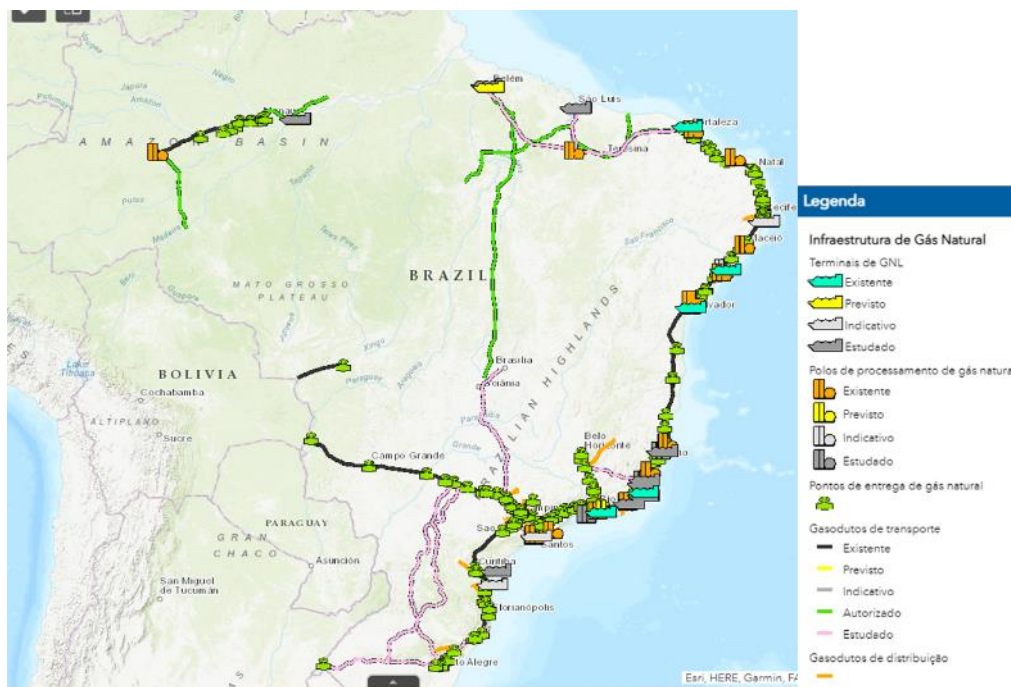


Figura 27. Infraestructura de gas natural en Brasil. Fuente: Mapa Web EPE, 2022.

Finalmente, en resumen, además de todos los datos presentados anteriormente, según la Asociación Brasileña de Hidrógeno (ABH2), vale la pena señalar que Brasil tiene numerosas fuentes para la producción de hidrógeno, incluidas plantas hidroeléctricas, energía geotérmica, biogás, biodiesel, solar, eólica, energía oceánica, etanol, biomasa, gas natural, petróleo. Igualmente, cabe señalar que se encontraron reservas naturales de hidrógeno en el suelo en pozos profundos, ubicados en al menos cuatro estados brasileños: Roraima, Tocantins, Ceará y Minas Gerais. (COPPE UFRJ, 2018)

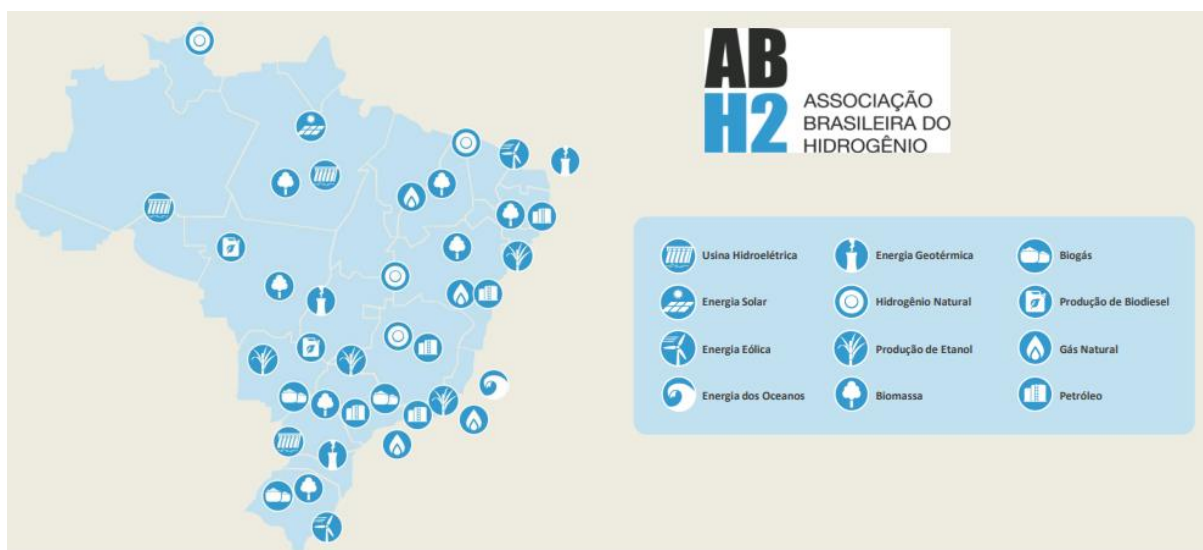


Figura 28. Los tesoros de Brasil. Fuente: ABH2, 2021.



## 6.2. El escenario en España

Según información de la Asociación Empresarial Eólica (AEE, 2021), la generación eléctrica alcanzó los 250.000 GWh en 2020, de los cuales el 44,9% provino de energías renovables. En este sentido, la energía eólica representó el 21,9% de la generación renovable, seguida de la hidráulica con el 13,3%, la solar fotovoltaica con el 6,1%, la termosolar con el 1,8% y otras renovables con el 1,8%. Las siguientes cifras muestran el desglose de la generación por tecnologías.

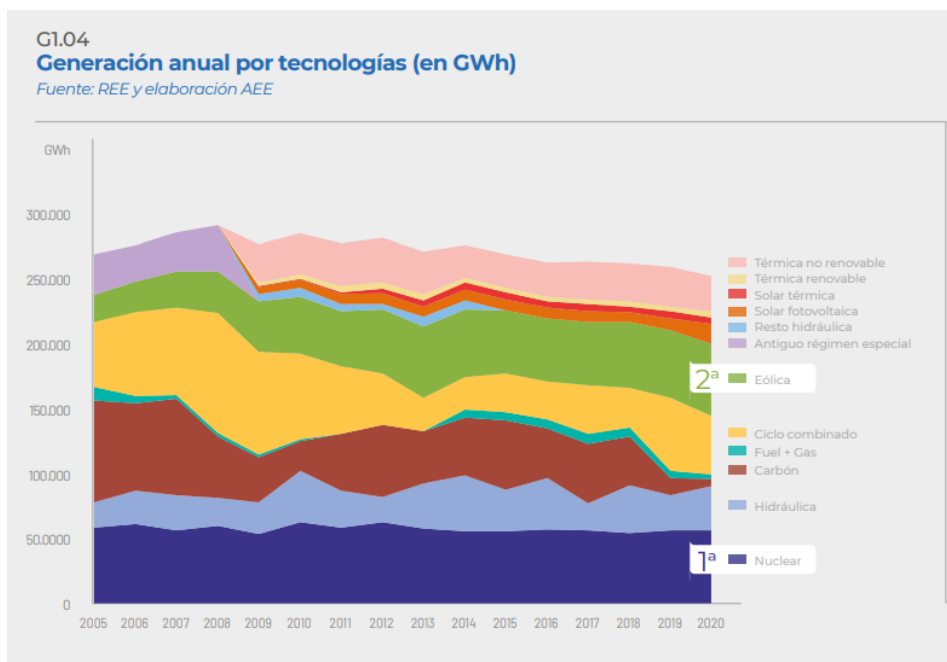


Figura 29. Historial de generación anual por tecnologías en GWh. Fuente: AEE, 2021

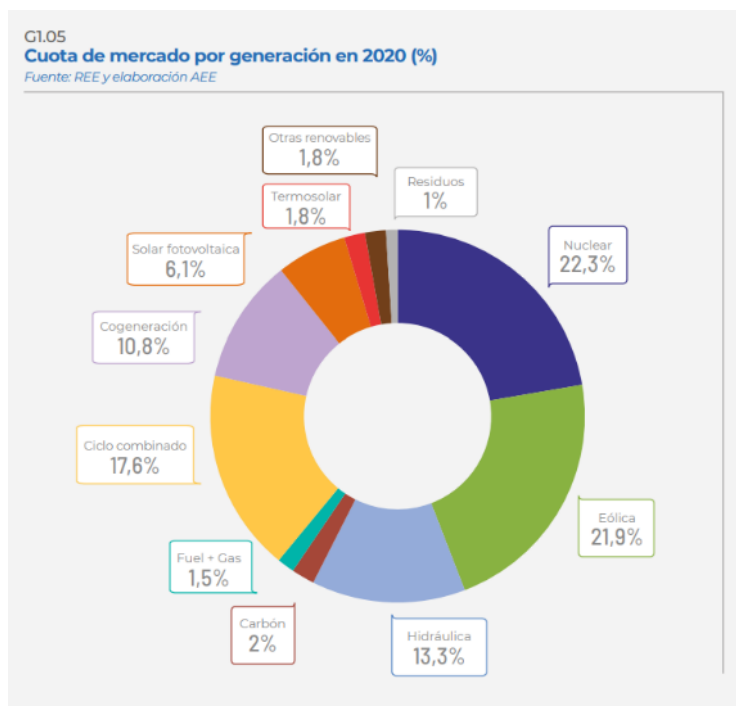


Figura 30. Cuota de mercado por generaci3n en 2020 (%). Fuente: AEE, 2021.

De los datos más recientes de Red Eléctrica de España (REE, 2022), se puede observar que el porcentaje de energías renovables aumentó de 2020 a 2021, alcanzando un récord histórico del 48,4% en el mismo año.

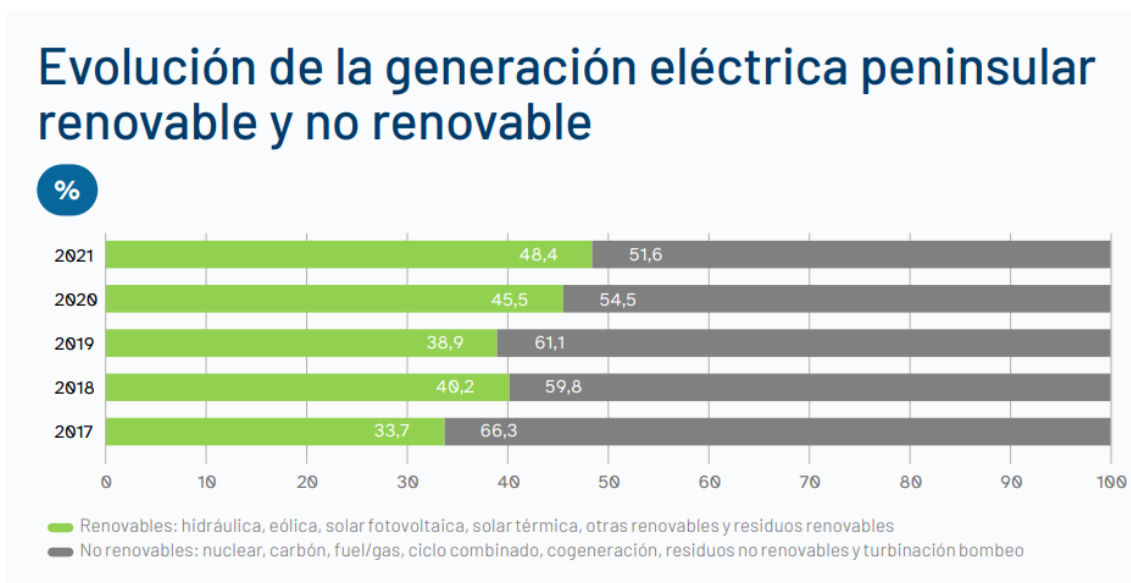


Figura 31. Evolución de la generación eléctrica peninsular renovable y no renovable. Fuente: REE, 2022.

En cuanto a la potencia eléctrica instalada en la península, hasta diciembre de 2021 había 107.505 MW instalados en el país, siendo la eólica la que tiene la mayor cuota (25,7%), seguida del ciclo combinado (22,8%), hidráulica (15,9%), solar fotovoltaica (13,7%), nuclear (6,6%), cogeneración (5,2%), turbina de bombeo (3,1%), termosolar (2,1%), otras renovables (1%), residuos no renovables (0,4%) y residuos renovables (0,1%). (REE, 2022).

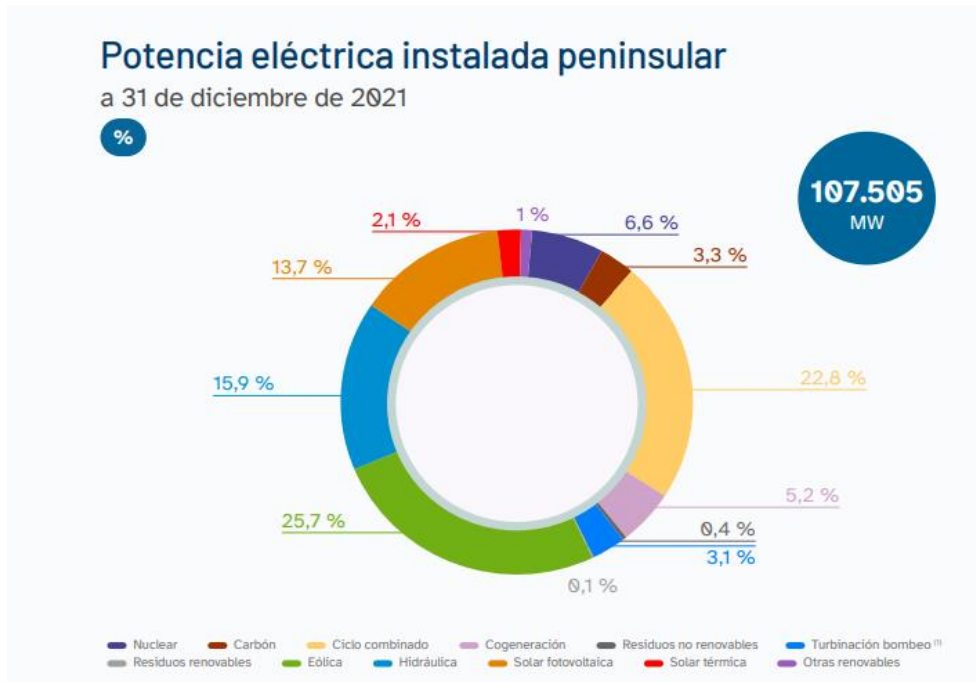


Figura 32. Potencia eléctrica instalada peninsular. Fuente: REE, 2022.

En Baleares, la potencia eléctrica instalada de energías renovables representó 192,5 MW (9,4%) en 2021, con destaque para la energía solar fotovoltaica, que obtuvo el 7,3%. En Islas Canarias, la energía eólica tiene la mayor cuota entre las renovables (17,2%), seguida de la fotovoltaica (5,7%), con una potencia eléctrica total procedente de energías renovables de 731,2 MW (23,4%). (REE, 2022)

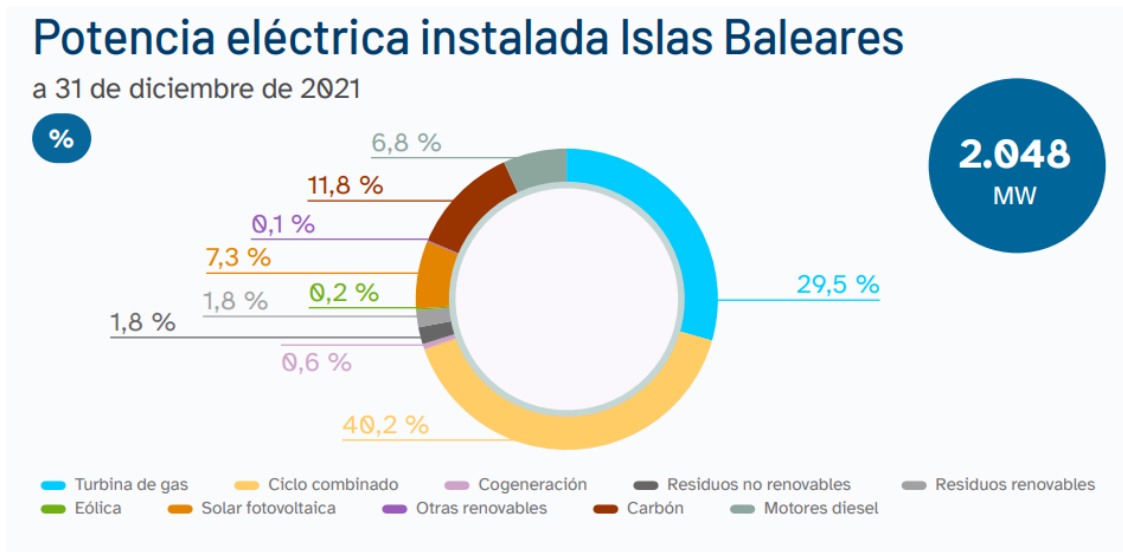


Figura 33. Potencia eléctrica instalada en Baleares. Fuente: REE, 2022.

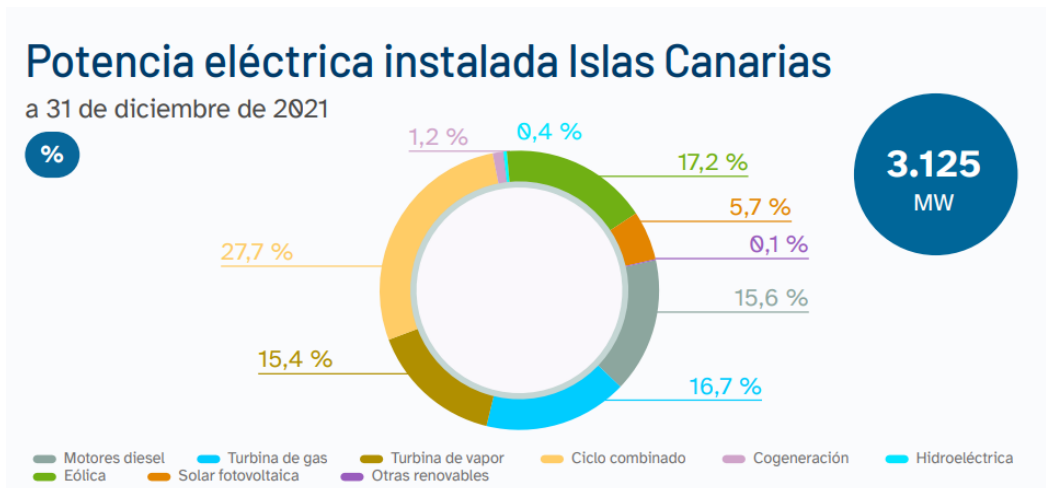


Figura 34. Potencia eléctrica instalada en las Islas Canarias. Fuente: REE, 2022.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación eléctrica renovable en la Península. A partir de él, es posible observar la variación en la participación de la hidráulica de 2017 a 2021 y el aumento paulatino de las fuentes eólica y solar fotovoltaica. (REE, 2022)

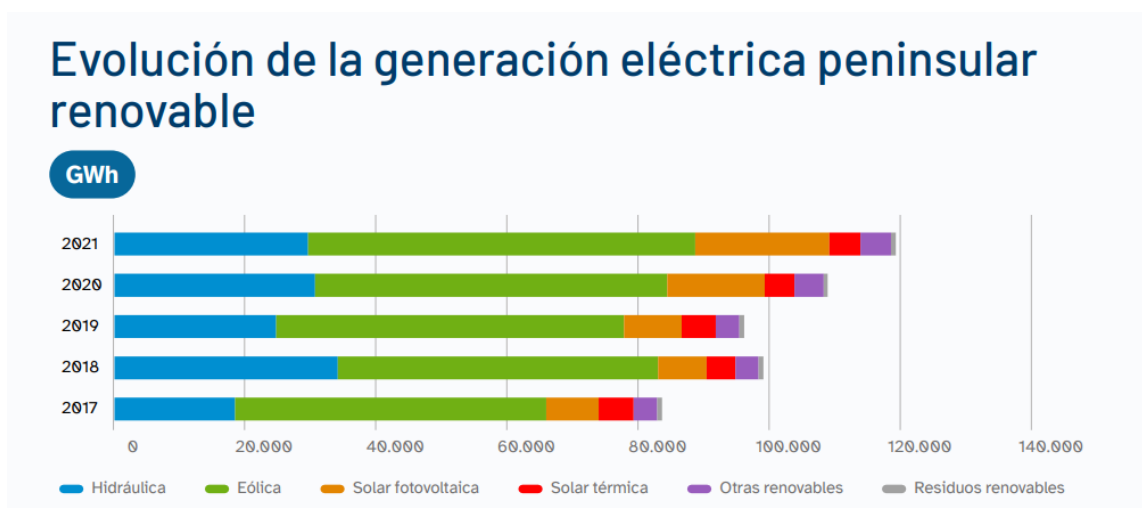


Figura 35. Evolución de la generación eléctrica peninsular renovable. Fuente: REE, 2022.

En cuanto al potencial solar fotovoltaico, España es uno de los países europeos con mayor potencial de generación, con niveles de irradiación global superiores a 1800 kWh/m<sup>2</sup> en el sur del país, dado su tamaño y ubicación geográfica.

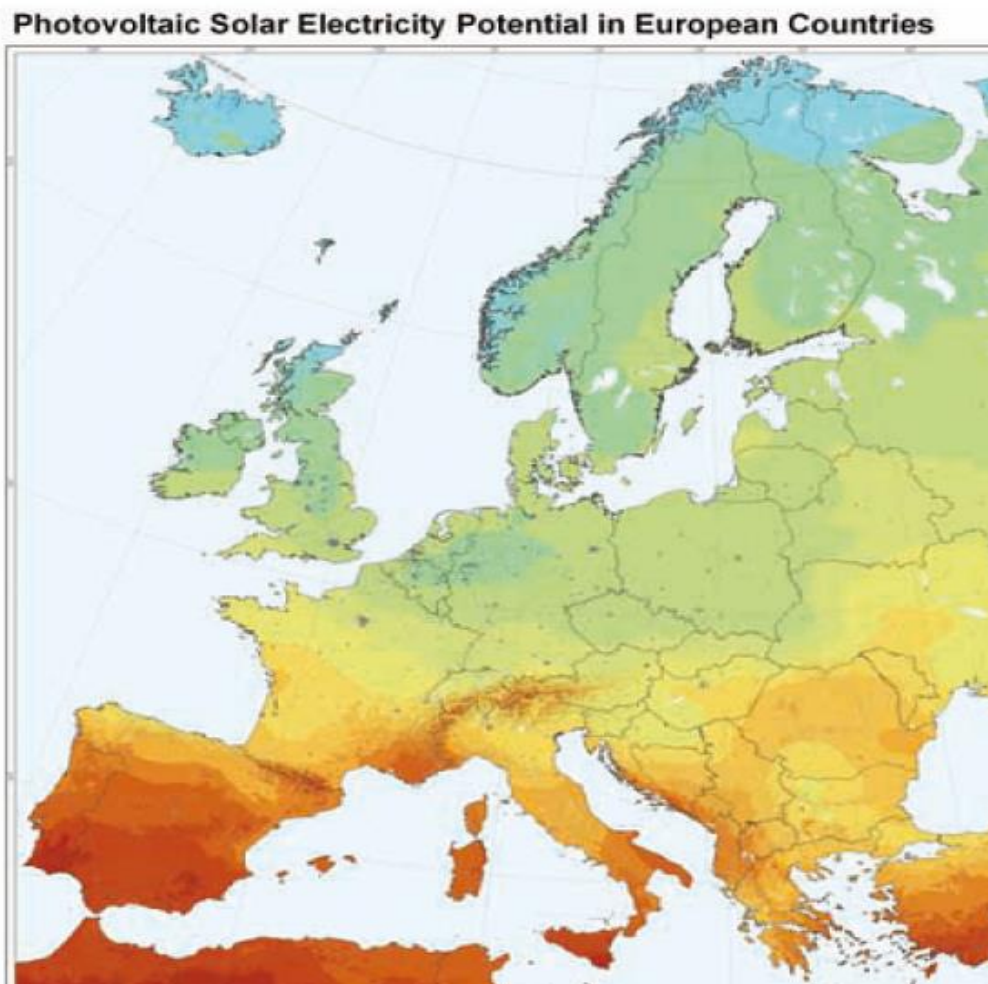


Figura 36. Potencial solar fotovoltaico en los países europeos. Fuente: Ediciones Robles, SL, tomado de Comisión Europea.

Según datos del Atlas Solar Global (ESMAP, 2022), la irradiación global horizontal alcanza los 1826 kWh/m<sup>2</sup> en la región sur del país, con mayor potencial fotovoltaico en las regiones de Almería y Albacete. También cabe mencionar el gran potencial de generación solar fotovoltaica en Canarias, ya que cuentan con el mayor nivel de irradiación solar de España.

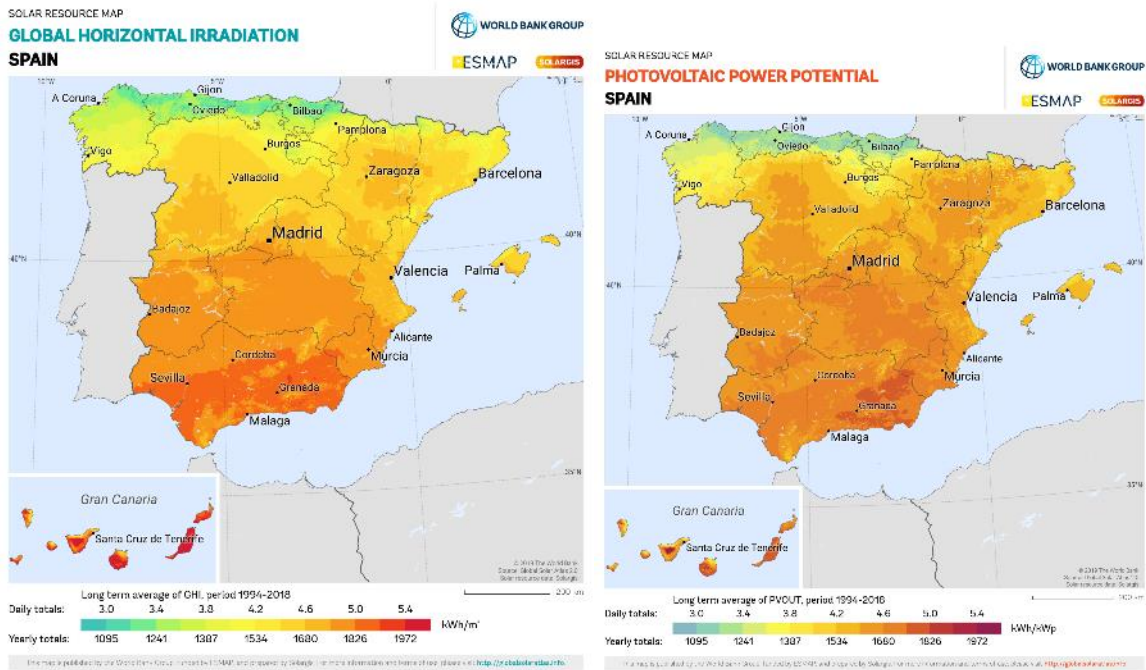


Figura 37. Irradiación global horizontal y potencial fotovoltaico en España. Fuente: Atlas Solar Global (ESMAP, 2022).

En cuanto a la energía eólica, según datos de WindEurope, España es el segundo país europeo con mayor potencial eólico instalado (terrestre y marino) con 1712 MW de eólica terrestre nueva en 2020. El país se sitúa solo por detrás de Holanda que tuvo un aumento de eólica potencia en 1979 MW, siendo el total instalado en Europa de 14,7 GW. (ESA, 2021)

### Nueva potencia terrestre y marina instalada en Europa en 2020 (por países, en MW)

Fuente: WindEurope y elaboración AEE

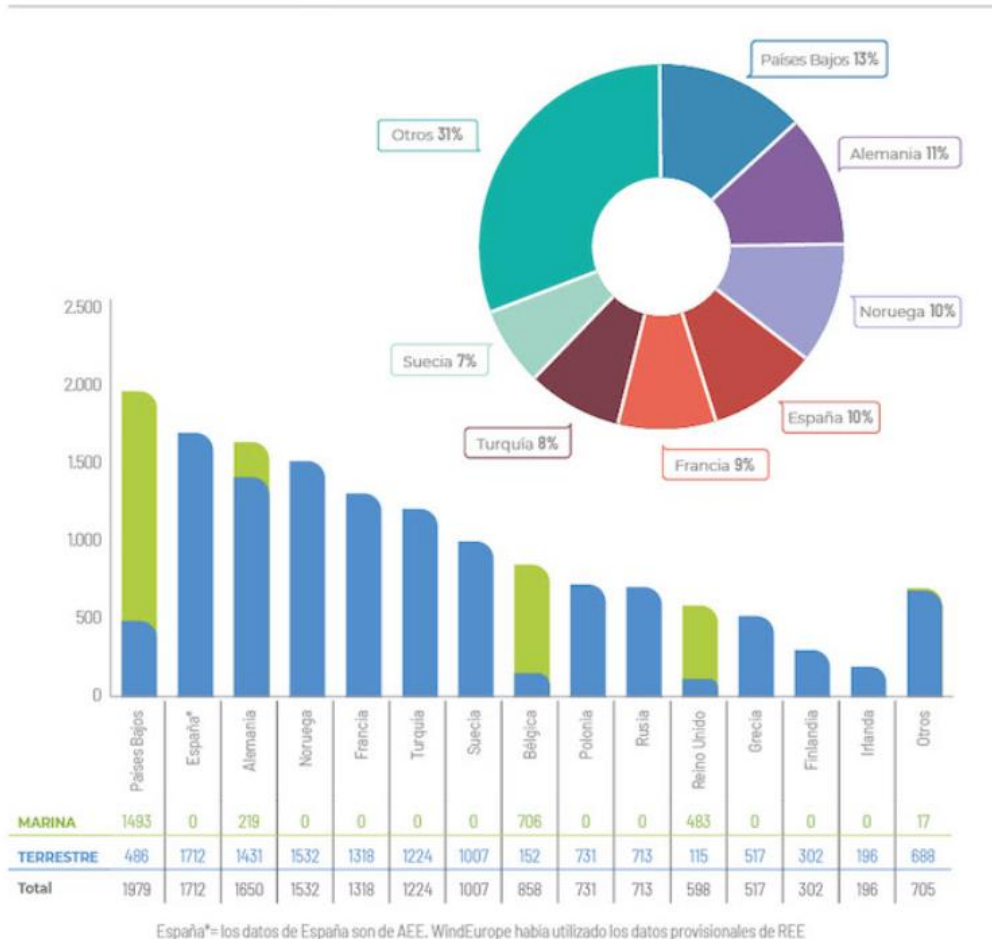


Figura 38. Nueva potencia terrestre y marina instalada en Europa en 2020. Fuente: (AEE, 2021).

El siguiente mapa, procedente de la web interactiva [Global Wind Atlas](#), muestra el potencial eólico en España. A través de él es posible identificar que algunas regiones del Norte y Sur de España presentan buenas condiciones de velocidad del viento a 100 m de altura, alcanzando velocidades superiores a los 7 m/s. (ESMAP, 2022)

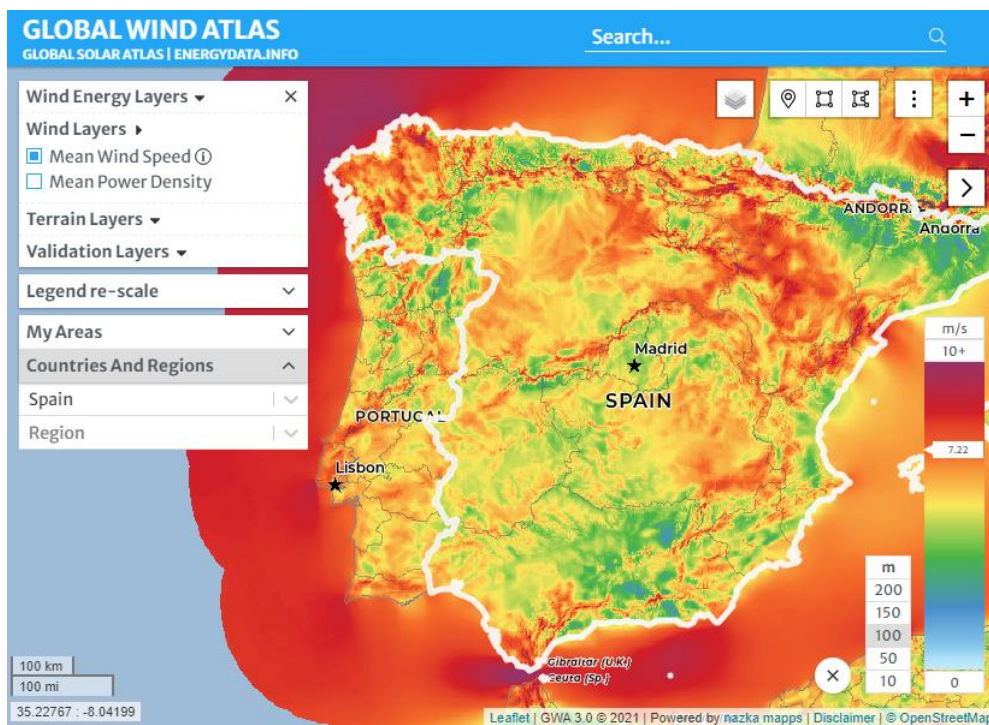


Figura 39. Velocidad media del viento, Global Wind Atlas, España. Fuente: (ESMAP, 2022).

Los datos de la AEE muestran la evolución de la potencia eólica instalada en España. Del gráfico se destaca el rápido crecimiento de la energía eólica entre 2005 y 2010, con cierta estabilización entre 2012 y 2018, y con una reanudación del crecimiento en 2019 y 2020.

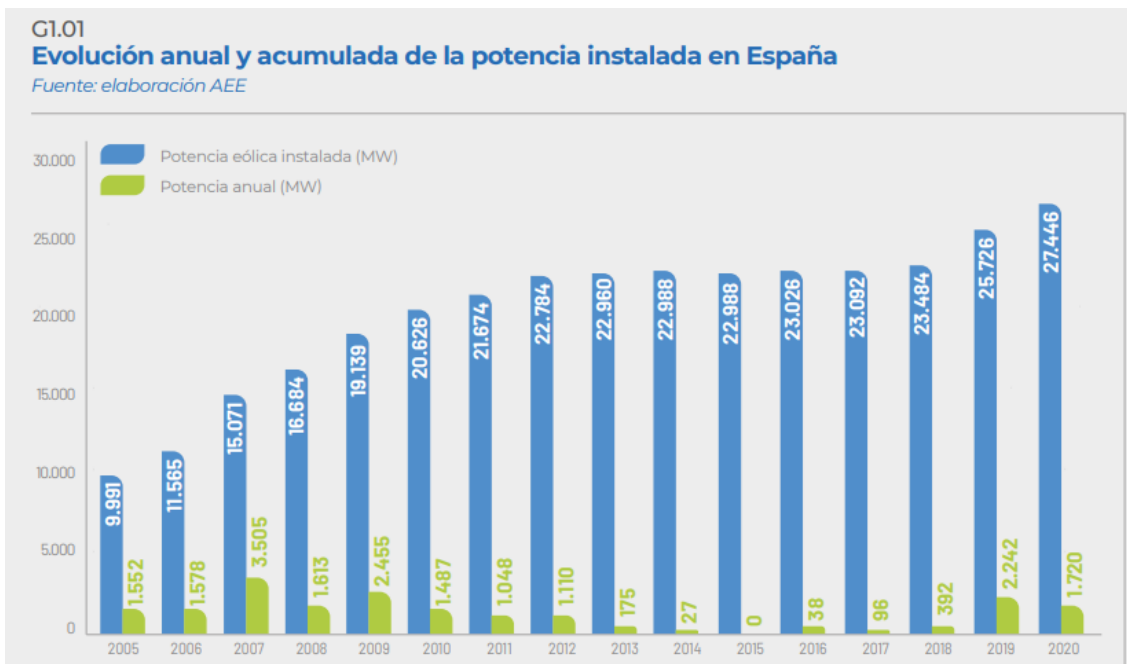


Figura 40. Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España. Fuente: (AEE, 2021).



También según datos de la AEE, en 2020 la producción eólica fue de 53.446 MWh, con 1.720 MW de nuevas instalaciones. En el Ranking de potencia acumulada y nuevas potencias instaladas ganan notoriedad las ciudades de Castilla y León, Aragón, Castilla La Mancha y Navarra.



Figura 41. Cobertura y potencia, ranking CCAA 2020 en España. Fuente: (AEE, 2021).

Finalmente, en cuanto al hidrógeno y su transporte, en concreto, con el objetivo de lograr la neutralidad en carbono en 2050 y siguiendo las premisas de la Hoja de Ruta del Hidrógeno, existe una previsión de adecuación de los gasoductos existentes de 11 empresas, involucrando a 9 países de la Unión Europea hasta 2040. Estos gasoductos se convertirán en hidrodutos y atravesarán las ciudades de Valencia, Barcelona, Puertollano, Bilbao, Madrid, Zaragoza, Coruña, Huelva y Gijón, formando una red de transporte de 23.000 km. (El País Economía. Cinco Días, 2021)



Figura 42. Hidrodutos en España previsto para 2040. Fuente: (El País Economía. Cinco Días, 2021).

## 7. DESARROLLO TECNOLÓGICO

Según datos de la IEA en 2019, de las “70 Mt de hidrógeno producidas, el 76% provino del gas natural y casi todo el resto (23%) provino del carbón” (IEA, 2019, p. 37). Históricamente, el carbón se utiliza principalmente en la industria china, lo que corresponde a 830 MtCO<sub>2</sub> de emisiones por año. En este aspecto, el proceso de electrólisis puede contribuir a la descarbonización de sectores en la producción de hidrógeno a través de fuentes renovables.

La electrólisis es un proceso mediante el cual la molécula de agua se separa en hidrógeno y oxígeno por medio de una corriente eléctrica continua. Actualmente existen tres tecnologías principales de electrólisis: electrólisis alcalina, óxidos sólidos (SOEC) y membrana de intercambio de protones (PEM). Según la Hoja de Ruta del Hidrógeno (MITTERD, 2020), estos electrolizadores tienen las siguientes características:

- **Electrolizadores alcalinos:** El electrolito donde se produce la conducción iónica es una solución alcalina, generalmente hidróxido de potasio (KOH). Son los más comunes en el mundo actual, con mayor rentabilidad económica y madurez tecnológica. Es una tecnología de baja densidad de corriente, lo que implica una menor cantidad de hidrógeno por volumen de equipo; que la producción de hidrógeno está limitada a un rango operativo del 20-100% de la operación nominal, ya que los gases generados en el ánodo y el cátodo pueden difundirse a través del diafragma. (pág. 12)
- **Electrolizadores de membrana de intercambio protónico (PEM):** En este caso, el electrolito es un polímero sólido conductor de protones, reduciendo los problemas de corrosión del primero a nivel del sistema, aunque se da ante otros problemas de corrosión, que afectan a los componentes electrolizadores individuales. Además, se requiere el uso de metales preciosos, lo que implica mayores costos, aunque pueden trabajar a mayores densidades de corriente y permiten un fácil acoplamiento a sistemas flotantes, como las energías renovables. (p.13)
- **Electrolizadores de Óxido Sólido (SOEC):** Esta es la tecnología menos desarrollada. El electrolito está fabricado con materiales cerámicos, lo que permite reducir sus costes de fabricación, y tiene un alto grado de eficiencia energética, aunque se deben proporcionar temperaturas superiores a los 700 °C. A diferencia de los anteriores, permiten volver a convertir en electricidad el hidrógeno generado si se utilizan dispositivos reversibles, prestando servicios de equilibrio a la red. (p.13)

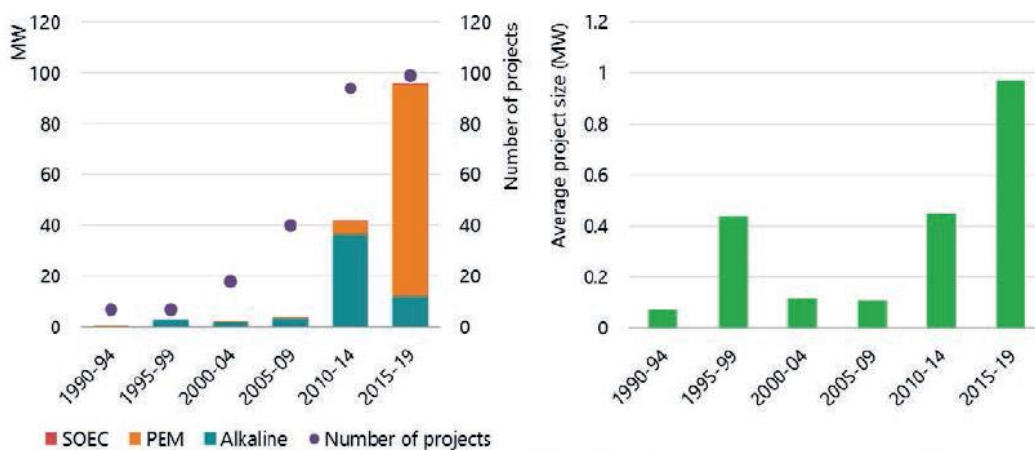
En la siguiente figura se muestra la comparativa de estas tres tecnologías de electrolizadores (MITTERD, 2020), según datos proporcionados por la IEA en 2019:

	Electrolizador alcalino			Electrolizador PEM			Electrolizador SOEC		
	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo	Hoy	2030	Largo plazo
Eficiencia eléctrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Presión de operación (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura de operación (°C)	60-80			50-80			650 1 000		
Vida media del stack (horas de funcionamiento)	60 000 90 000	90 000 100 000	100 000 150 000	30 000 90 000	60 000 90 000	100 000 150 000	10 000 30 000	40 000 60 000	75 000 100 000
Rango de carga (% relativo a carga nominal)	10 -110			0-160			20-100		
Superficie ocupada (m <sup>2</sup> /kW <sub>e</sub> )	0.095			0.048					
CAPEX (\$/kW <sub>e</sub> )	500 1400	400 850	200 700	1 100 1 800	650 1 500	200 900	2 800 5 600	800 2 800	500 1 000

Figura 43. Características tecnoeconómicas de diferentes tecnologías de electrolizadores. Fuente: (MITTERD, 2020) tomado de IEA el futuro del hidrógeno, 2019.

A través de esta tabla comparativa, se puede observar que el electrolizador SOEC, que opera a altas temperaturas (650 a 1000 °C), es el que tiene la mejor eficiencia en la actualidad (74 a 81%) y es el que se espera tenga la mayor eficiencia futura también (77 a 90%). A pesar de esto, tiene el costo más alto (2800 a 5600 USD/kW) y la vida útil más corta (10 000 a 30 000 horas de funcionamiento) en comparación con las tecnologías alcalinas y PEM.

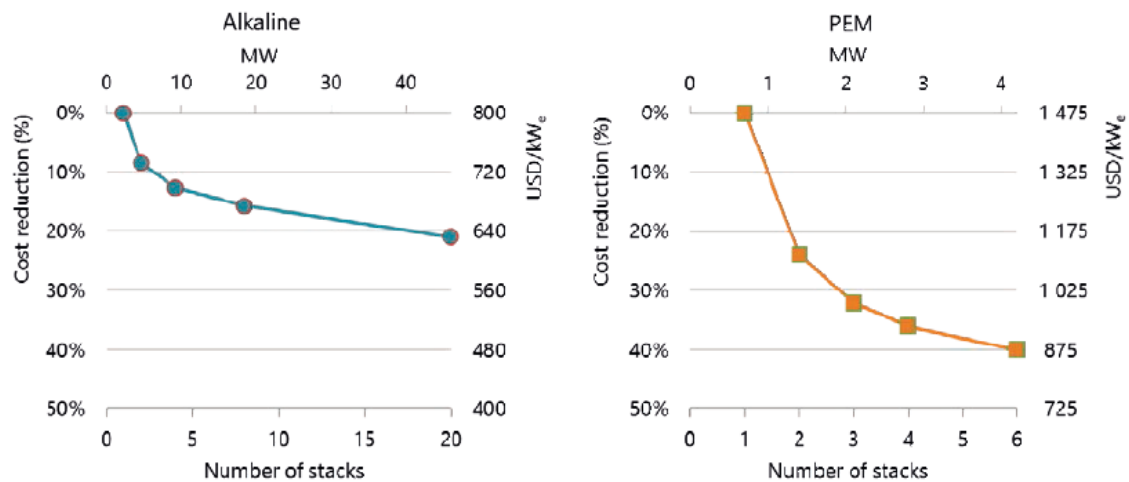
Los siguientes gráficos presentan el desarrollo de electrolizadores de 1990 a 2019, en número de proyectos y potencia instalada (Agencia Internacional de Energía, 2019). A través de ellos, es posible notar que hasta 2014 la principal tecnología utilizada fue la electrólisis alcalina, pero en los años 2015 a 2019, los proyectos PEM pasaron a ser predominantes en cantidad y potencia instalada, además de tener las mayores capacidades:



Note: Capacity additions refer to already installed capacity additions and are cumulated over the specified 5-year periods.

Figura 44. Evolución de la capacidad de los electrolizadores con fines energéticos y su tamaño unitario, de 1990 a 2019. Fuente: IEA the future of hydrogen, 2019.

En cuanto a los costes de estas dos tecnologías principales, el mismo estudio de la IEA de 2019 señala que el coste de inversión está directamente relacionado con el número de pilas de electrolizadores. La tecnología de electrólisis alcalina es la más económica y obtiene una reducción del 20% con 20 pilas, reduciendo el valor de 800 USD/kW a 640 USD/kW, por otro lado, la tecnología PEM cuesta 1475 USD/kW y se reduce a 875 USD/kW (40%) con 6 pilas. La siguiente figura muestra los gráficos en detalle:



Notes: Based on a single stack size of 2 MW for alkaline electrolysis and 0.7 MW for PEM electrolysis.

Figura 45. Reducciones de CAPEX esperadas para electrolizadores según el número de pilas. Fuente: El futuro del hidrógeno (AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, 2019)

Además de estas tres tecnologías más establecidas, también existen otros tipos de electrolizadores como la Membrana de intercambio aniónico (AEM).

- Electrolizadores de membrana de intercambio aniónico (AEM): Este tipo de electrolizadores es una variante de los electrolizadores alcalinos, pero utilizando como electrolito una membrana de intercambio aniónico de tipo aniónico (equivalencia con PEM). Este tipo de tecnología es más económica que los electrolizadores PEM, ya que no requiere metales preciosos como catalizadores de metales nobles en la membrana, ya que la electrólisis AEM de bajo costo es altamente estable para la producción de hidrógeno. Sin embargo, esta tecnología se encuentra en fase de investigación. (MITTERD, 2020, p.13)

## 8. PRINCIPALES BARRERAS TÉCNICAS, POLÍTICAS, ECONÓMICAS Y AMBIENTALES

En España se consumen aproximadamente 500 mil toneladas de hidrógeno al año, en su mayoría del tipo gris, es decir, con producción a partir de gas natural sin CCUS. Esto está relacionado con las industrias y refinerías productoras de amoníaco ubicadas principalmente en Huelva, Cartagena, Puertollano y Tarragona (MITTERD, 2020). En Brasil, se producen aproximadamente 920 mil toneladas de hidrógeno al año, a partir de las demandas de las refinerías de petróleo, industrias de fertilizantes, industrias de alimentos, acerías, entre otras, siendo el 95% producido por fuentes fósiles (TOLMASQUIM, 2003). El reto, por tanto, es transformar la producción actual de hidrógeno gris en hidrógeno verde, producido a partir de fuentes renovables.

En general, para ambos países, desde el punto de vista técnico, como se explicó en el capítulo anterior, aún es necesario aumentar la eficiencia de los electrolizadores, aumentar su vida útil y lograr una producción a gran escala para reducir el costo de la tecnología. A estos factores se suma la barrera de almacenamiento y transporte del hidrógeno, que es una de las mayores barreras por las propiedades químicas del elemento, que puede almacenarse en forma de gas comprimido a altas presiones (300 a 700 bar), puede licuarse a temperaturas inferiores a -252 °C, o transportarse a través de otro producto químico, como amoníaco y metanol.

Según Bloomberg, el costo del hidrógeno actualmente depende de algunos factores, como la forma en que se transporta el hidrógeno (a través de tuberías, camiones), ya sea en forma de líquido comprimido, licuado, amoníaco u otros líquidos orgánicos, y también depende de la cantidad, volumen y la escala de desplazamiento requerida. La siguiente figura presenta los costos estimados de hidrógeno en cada modalidad.

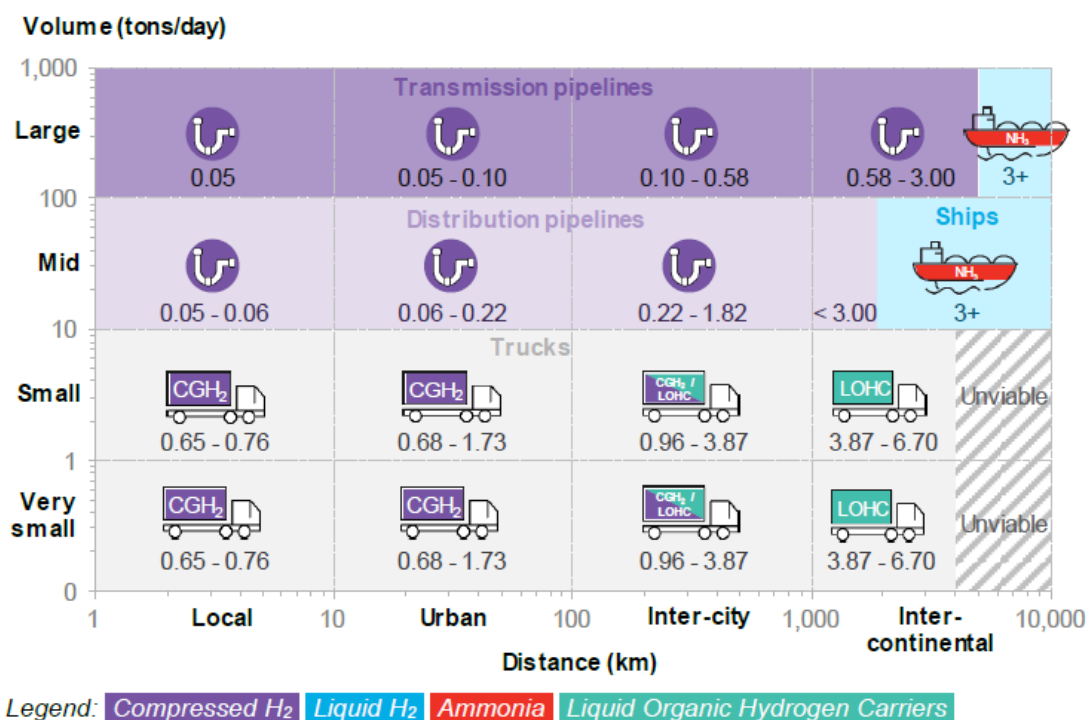


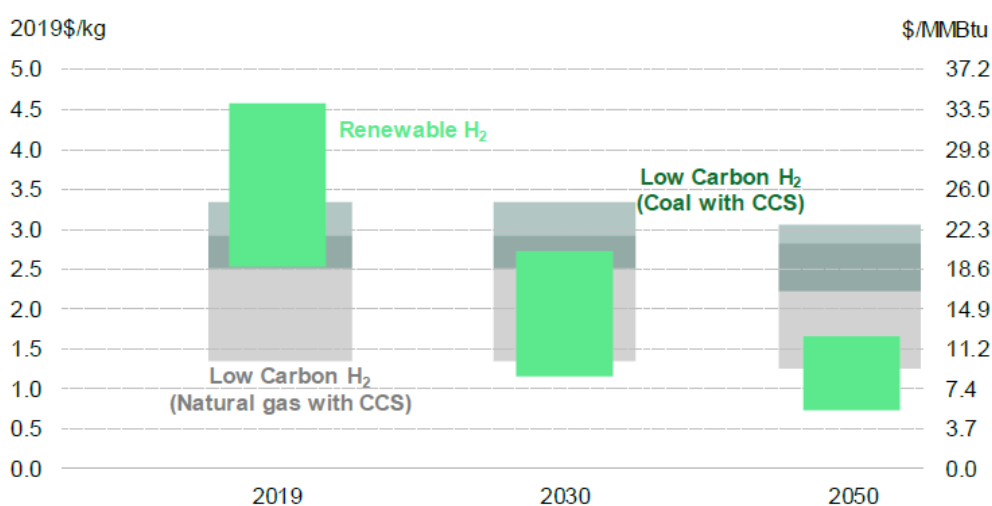
Figura 46. Costo de transporte de hidrógeno según distancia y volumen en USD/kg en 2019. Fuente: (BloombergNEF, 2020)

Se puede observar que, para pequeños volúmenes de hidrógeno, a escala local y urbana, es posible transportar hidrógeno en gas comprimido, en camiones, por un costo de 0,65 a 0,76 USD/kg. Para grandes volúmenes y mayores desplazamientos entre municipios se vuelve más interesante la opción de gasoductos e hidrodutos con costos del orden de 0,58 a 3 USD/kg. Es importante destacar que para que el hidrógeno sea transportado en redes de gas será necesaria una inversión para adecuar la infraestructura existente. Para los desplazamientos intercontinentales, el hidrógeno se transporta a través de barcos, en forma de amoníaco, con costos estimados de más de 3 USD/kg.

Específicamente en relación al transporte en Brasil, según el informe AHK 2021, basado en entrevistas a empresas del sector, el sistema vial es el principal medio de transporte utilizado en el país, siendo cargado el hidrógeno en forma de gas comprimido, representando un alto costo. En cuanto al proceso de viabilidad del transporte de hidrógeno, en el mismo estudio se realizaron las siguientes observaciones:

Sin embargo, se ha afirmado repetidamente que la tecnología de licuefacción de hidrógeno sería la más adecuada para largas distancias por transporte terrestre en Brasil, como es la práctica en los EE.UU. y en los países de la Unión Europea. Esta tecnología, en la que el hidrógeno se licua al reducir la temperatura a  $-252\text{ }^{\circ}\text{C}$ , no se utiliza en la distribución de gas en Brasil porque tiene altos costos iniciales y es económicamente viable solo cuando se realiza a gran escala. Alternativamente, se podría considerar la construcción/rehabilitación de la red de gasoductos para el transporte de hidrógeno. Por lo tanto, parece que el mercado brasileño de hidrógeno para fines industriales todavía carece de ganancias de escala. (AHK, 2021, pág. 47)

En términos económicos, además de las barreras mencionadas anteriormente, también está el tema de la competitividad del hidrógeno en el mercado nacional e internacional. La siguiente figura presenta las previsiones de costos de producción de hidrógeno en grandes proyectos para 2020 de BloombergNEF.



Source: BloombergNEF. Note renewable hydrogen costs based on large projects with optimistic projections for capex. Natural gas prices range from \$1.1-10.3/MMBtu, coal from \$30-116/t.

Figura 47. Pronóstico de rango global del costo nivelado de producción de hidrógeno para proyectos a gran escala.  
Fuente: (BloombergNEF, 2020)

Del gráfico es posible notar que, en 2019, el costo del hidrógeno verde a partir de energías renovables estuvo en el rango de 4,5 a 2,5 USD/kg, siendo más económico el costo de producción

usando gas natural con CCUS, en el rango de 3,3 a 1,3 USD/kg. Sin embargo, con el auge de las energías renovables solar y eólica, y la fabricación de electrolizadores alcalinos a gran escala, la previsión es que para 2030 el coste de producción del hidrógeno verde se reduzca a 2,8 a 1,2 USD/kg, haciéndolo competitivo en comparación a la fuente de producción de gas natural convencional. Para 2050, la estimación es que el hidrógeno producido por energías renovables será mucho más ventajoso que el gas natural, alcanzando un valor de 0,7 a 1,6 USD/kg.

La siguiente imagen muestra el coste de producción de hidrógeno por renovables a nivel mundial en el año 2030 (BloombergNEF, 2021):

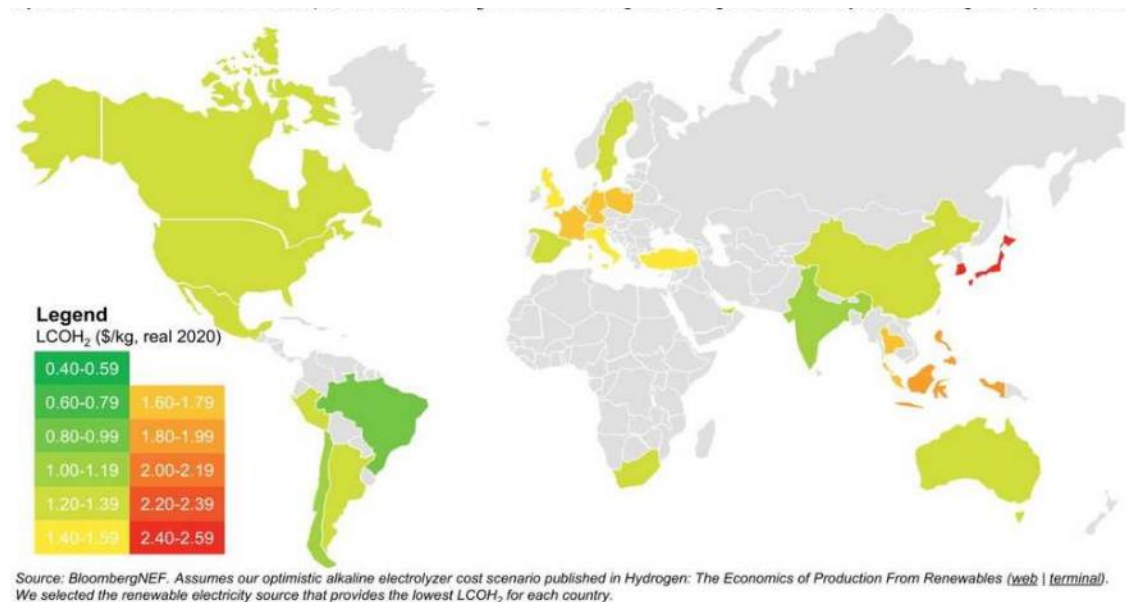


Figura 48. Predicciones de costes nivelados de producción de hidrógeno por renovables, con electrolizadores alcalinos en 2030. Fuente: BloombergNEF, 2021.

A través de los datos proporcionados, es claro que las proyecciones para 2030 son prometedoras, y Brasil será uno de los países con mejor precio para la producción de hidrógeno verde en América Latina, obteniendo 0,8 a 0,99 USD/kg y España tendrá uno de los costos de producción más bajos de Europa con 1,2 a 1,39 USD/kg. Por tanto, ambos países pueden jugar un papel clave en la transición energética a través de la producción y exportación de hidrógeno verde en los próximos años.

El informe de la IAE sobre el futuro de hidrógeno (2019) también corrobora estos puntos, destacando además otras áreas promisorias para la producción de hidrógeno a largo plazo, como la región de la Patagonia, el norte de África, Nueva Zelanda, Australia, Medio Oriente, entre otras. En Brasil, la región destacada es el Nordeste y en España el mayor potencial está en el sur del país.

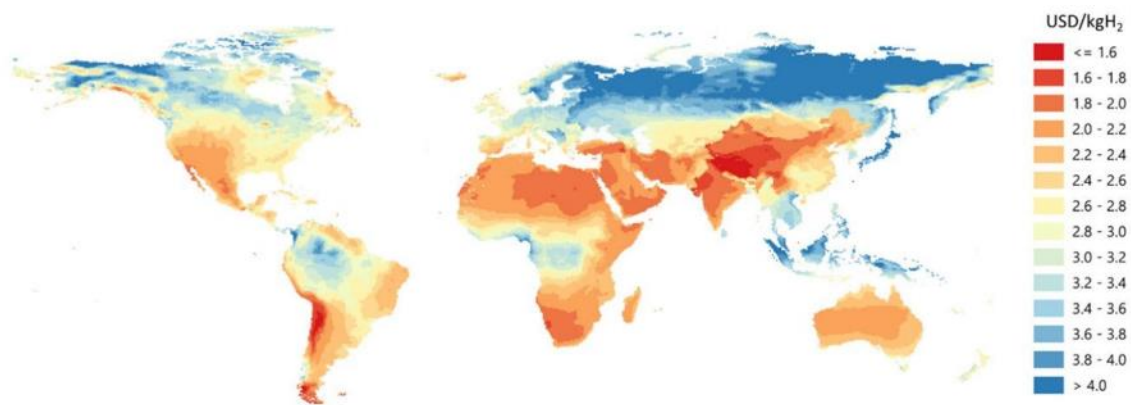


Figura 49. Costos a largo plazo del hidrógeno de la energía solar fotovoltaica híbrida y la energía eólica terrestre. Fuente: IEA el futuro de hidrógeno (2019).

BloombergNEF 2020 también ha arrojado otros materiales en los que es posible comparar el nivel de costo de producir hidrógeno verde en 2030 con hidrógeno azul (gas natural con CCUS) e hidrógeno gris (gas natural sin CCUS) en varios países. En el siguiente gráfico, por ejemplo, Brasil se muestra como el país con el menor costo de producción de hidrógeno verde en el mundo en 2030.

Esto se debe al gran potencial de generación por energías renovables, por lo que, en este escenario, Brasil obtiene un costo de menos de 1 USD/kg y España ocupa el puesto 11 a nivel mundial, con precios desde 1,25 a 1,75 USD/kg. Cabe señalar que, en esta proyección, el hidrógeno verde será más competitivo que el hidrógeno azul en los 28 países analizados. Otro punto destacable es el bajo costo de producción del hidrógeno gris en Estados Unidos, México y Canadá en comparación con otros países, factor que también traerá importantes desafíos a la competitividad del hidrógeno verde para los países en cuestión.

**'Green' versus 'blue' hydrogen costs, 2030**

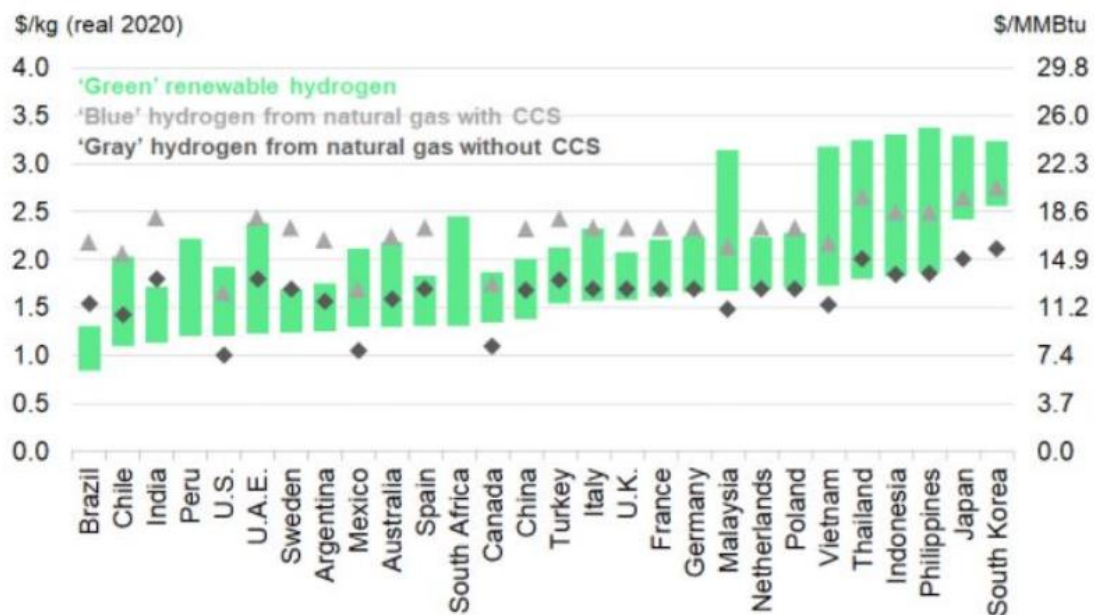
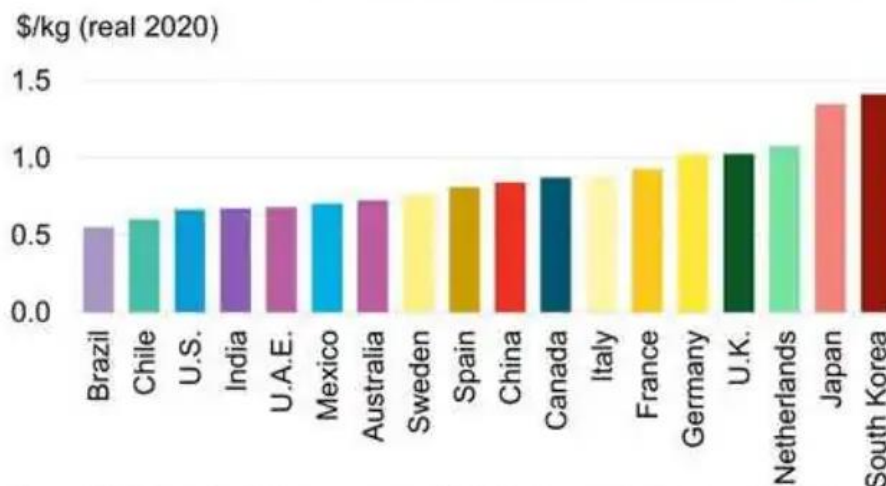


Figura 50. Costo nivelado de producción de hidrógeno, 2030. Fuente: BloombergNEF, 2021.



En las proyecciones más optimistas para 2050, Brasil y España siguen bien evaluados en cuanto al costo de producir hidrógeno verde, en comparación con otros países, con valores por debajo de 1 USD/kg, llegando a casi 0,5 USD/kg en Brasil, como puede verse en la siguiente figura:

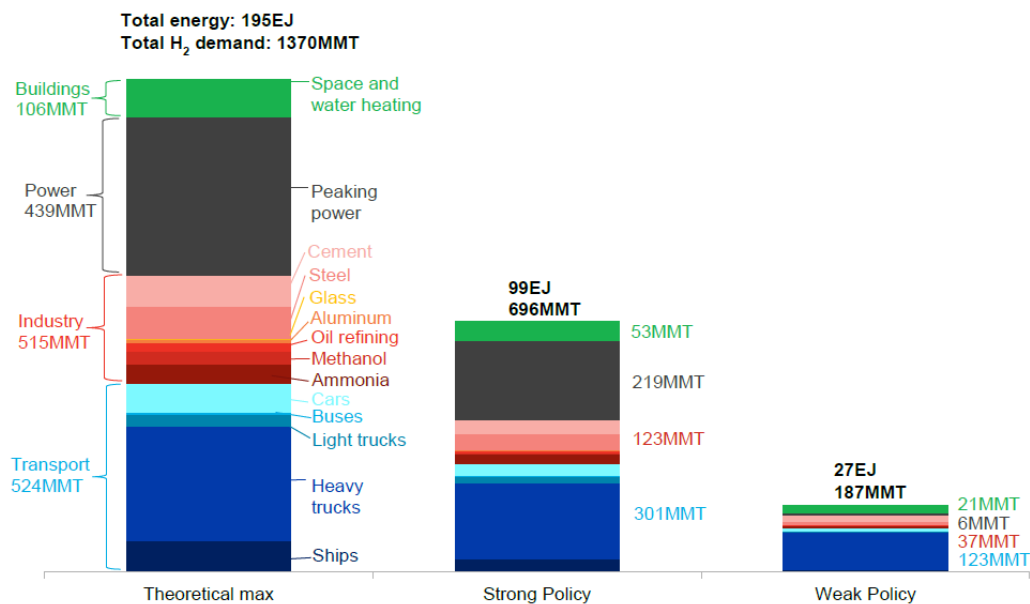
### Levelized cost of H<sub>2</sub> production from renewables, 2050



Source: BloombergNEF. Assumes our optimistic alkaline electrolyzer cost scenario. Selected countries only, see rest of report for data on all 28 modeled markets.

Figura 51. Coste nivelado de producción de hidrógeno en 2050 mediante electrolizadores alcalinos. Fuente: BloombergNEF, 2021.

En términos de políticas y regulaciones, los estudios de Bloomberg indican que el hidrógeno podría satisfacer hasta el 24% de la demanda mundial de energía para 2050. Alcanzar este potencial está relacionado con el nivel de apoyo de políticas ofrecido hasta ese año. En el escenario de política débil, la demanda se estima en 187 MMT de hidrógeno en 2050, mientras que, en el escenario de política fuerte, la demanda prevista es de 696 MMT de hidrógeno, lo que equivaldría al 24% de la energía final, pero requeriría una inversión superior a 11 billones para infraestructura de producción, almacenamiento y transporte. Finalmente, en el escenario más atrevido, con límite de potencial máximo, la demanda de hidrógeno alcanza las 1370 MMT. (BloombergNEF, 2020)



Source: BloombergNEF. Note: Aluminum demand is for alumina production and aluminum recycling only. Cement demand is for process heat only. Oil refining demand is for hydrogen use only. Road transport and heating demand that is unlikely to be met by electrification only: assumed to be 50% of space and water heating, 25% of light-duty vehicles, 50% of medium-duty trucks, 30% of buses and 75% of heavy-duty trucks.

Figura 52. Demanda potencial de hidrógeno en diferentes escenarios en 2050. Fuente: BloombergNEF, 2020.

En cuanto a la gobernanza en Brasil, aún hay brechas por definir sobre el hidrógeno. No hay una definición, por ejemplo, de qué entidades serán responsables de desarrollar la regulación del hidrógeno verde en Brasil. Sin embargo, existen opciones disponibles como la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) o la Agencia Nacional del Agua (ANA). Tampoco existen regulaciones y directrices sobre cómo se comercializará el hidrógeno verde en Brasil, que podría formar parte del mercado libre de energía, participando en las subastas de energía en el futuro. A esto se suman los temas y trámites para el transporte por gasoductos y la exportación de hidrógeno a otros países en los próximos años.

Además de los factores mencionados anteriormente, según el estudio de la AHK, también existen otras barreras en Brasil, tales como: la falta de formación profesional de la mano de obra; falta de incentivos a largo plazo, legislación y regulaciones; bajo crecimiento de la economía brasileña y alto endeudamiento de la máquina pública; competencia con otros países latinoamericanos; escasez de líneas de financiamiento, entre otros. (AHK, 2021)

En el caso de España, según los estudios, algunas de las barreras identificadas en la región mediterránea son las siguientes: barreras geo-económicas en relación a las incertidumbres sobre demanda, precios y costes de mercado, falta de interconexiones industriales, capacidad institucional e industrial de asimilación, falta de legislación y gobernanza, ausencia de normativa sobre daños, etc.; barreras geopolíticas de la seguridad energética, gestión de riesgos, mercantilismo de las energías renovables, colonialismo verde, gobernanza, cambios en la economía política de las exportaciones de petróleo y gas. (Real Instituto Elcano, 2021)

En cuanto a los aspectos ambientales, para ambos países, una de las mayores advertencias es la cantidad de agua necesaria para el proceso de electrólisis y los impactos ambientales que esto puede causar. Es necesario contar con una normativa sobre el uso del recurso en este sentido, de manera que se pueda realizar un análisis y aprovechamiento del agua reutilizada, por ejemplo, en

lugar del agua potable. Según datos de la IEA, se necesitarían aproximadamente 600 millones de metros cúbicos de agua al año para alimentar los electrolizadores, lo que supondría aproximadamente el 1% del consumo total de agua en el sector energético. Además, con el proceso de electrólisis también se estima la producción de 0,5 Gt de oxígeno al año que pueden ser utilizados en procesos industriales y también con fines hospitalarios. (IEA, 2019, pág. 104)

Otros aspectos ambientales son consecuencia de la fabricación de electrolizadores, además de los medios de transporte para transportar el hidrógeno, que se produce mediante vehículos, camiones y barcos, generalmente propulsados por combustibles fósiles. También están los impactos indirectos de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, que involucran los procesos de extracción de materias primas y fabricación de los componentes. Durante la fase de construcción de las plantas, se tiene el tema de la contaminación por transporte de materiales, afectaciones a la fauna y flora por ruido, retiro de plantas y preparación del terreno. En la fase de explotación, en el caso de los parques eólicos, se produce el impacto de la sombra y el ruido en el entorno. Finalmente, cabe destacar el final de la vida útil con reciclaje o eliminación y destino de materiales y componentes.

## 9. POSIBLES SOLUCIONES

Como posibles soluciones a las barreras presentadas en el capítulo anterior, en general, la IEA destaca en el informe *The Future of Hydrogen (2019)* cuatro estrategias a corto plazo. El primero es hacer de los puertos industriales los centros para ampliar el uso de hidrógeno verde al reemplazar los combustibles fósiles tradicionales utilizados en las industrias química y de refinería. Esto también ayudará a reducir costos y el hidrógeno podrá ser utilizado como combustible para barcos y camiones, además de la posibilidad de generar energía para las industrias siderúrgicas de la región.

La segunda estrategia es construir y utilizar la infraestructura de tuberías de gas natural existente reemplazando al menos el 5% del suministro de gas natural con hidrógeno. La tercera medida es ampliar el transporte a través de flotas y corredores, utilizando coches, camiones y autobuses de pila de combustible de alto kilometraje para hacerlos más competitivos. Y finalmente, la última estrategia es lanzar rutas marítimas internacionales para el comercio de hidrógeno, ya utilizando las lecciones aprendidas del mercado de GNL. (IEA, 2019)

Sobre la escalabilidad del hidrógeno, la IEA también describe las siguientes siete recomendaciones:

- Establecer una estrategia energética a largo plazo para el hidrógeno. En este sentido, los gobiernos deben crear normas a nivel nacional, regional y municipal. También es necesario que las empresas tengan objetivos a largo plazo, siendo los sectores clave las industrias de refinería, química, acero e hierro, transporte de larga distancia, edificios, generación de energía y almacenamiento.
- Estimular la demanda comercial de hidrógeno “limpio”. Crear mercados sostenibles para reducir las emisiones de fuentes fósiles utilizadas para la producción de hidrógeno. Expandir la cadena de suministro para impulsar el ahorro de costos, ya sea a partir de electricidad baja en carbono o combustibles fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono.
- Tratar con riesgos de inversión pioneros. Utilizar herramientas como préstamos de duración limitada y específicos, garantías para apoyar la inversión y el desarrollo de proyectos de infraestructura y suministro de hidrógeno en el sector privado.
- Apoyar proyectos de Investigación y Desarrollo (I+D) para reducir costes. Los proyectos de I+D son esenciales para la reducción de costes y la mejora del rendimiento, incluidas las pilas de combustible, los combustibles a base de hidrógeno y los electrolizadores. Las acciones gubernamentales con inversión pública son fundamentales para establecer la agenda de investigación, mitigar riesgos y atraer capital privado para la innovación.
- Eliminar barreras regulatorias y armonizar métricas y estándares. Compartir conocimientos y armonizar estándares, incluidos equipos, seguridad y certificados de emisión para diferentes fuentes de energía, es clave para el desarrollo de proyectos. Los gobiernos, las empresas, las comunidades y la sociedad civil participan en la cadena de suministro de hidrógeno y deben ser consultados periódicamente.
- Estimular y monitorear el progreso internacional. Se necesita cooperación internacional para normas y estándares, intercambio de buenas prácticas e infraestructura. La producción y el uso de hidrógeno deben monitorearse e informarse periódicamente para monitorear el progreso hacia los objetivos a largo plazo.
- Concéntrese en cuatro oportunidades clave para generar impulso en la próxima década. Invertir en políticas, infraestructura y habilidades puede ayudar a escalar el desarrollo de infraestructura, aumentar la confianza de los inversionistas y reducir los costos. Las cuatro

oportunidades son: hacer uso de los puertos industriales existentes y convertirlos en centros de hidrógeno; utilizar la infraestructura gasista para suministrar hidrógeno; apoyar el uso de pilas de combustible en el transporte, las flotas y los corredores para aportar más competitividad; establecer rutas de navegación para iniciar el comercio internacional de hidrógeno. (AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, 2019)

Además de las estrategias mencionadas anteriormente, en el caso de Brasil, según datos de la EPE abordados en el Plan Nacional de Energía, PNE 2050, desde el punto de vista técnico, existe una barrera de alto costo involucrada en el proceso de electrólisis alcalina PEM. Sin embargo, todavía hay otra alternativa mencionada en el siguiente extracto:

Sin embargo, gracias a la interconexión del sistema eléctrico nacional y su constitución en forma de subsistemas regionales, una alternativa que puede posibilitar la producción de hidrógeno verde es el aprovechamiento de energía turbinable vertida de UHEs o energía secundaria de una planta que forme parte del mecanismo de reubicación (MRE), que generalmente están disponibles a un precio considerablemente bajo. (*Empresa de Pesquisa Energética*, 2020, p. 188)

En cuanto a la barrera de costos de producir electrolizadores en Brasil, el mismo estudio apunta para la oportunidad para la fabricación nacional con la nacionalización de insumos. El níquel, materia prima utilizada en los electrodos, es abundante en el país y puede ser un factor relevante para que los equipos sean competitivos de cara al mercado latinoamericano y caribeño.

En Brasil, también está el tema de la exploración de reservas naturales de hidrógeno, sobre el cual aún hay muchas incertidumbres y es un territorio inexplorado, sobre estos temas la EPE destaca lo siguiente:

En cuanto a la producción primaria, existe el desafío de expandir el dominio tecnológico sobre la ruta del biohidrógeno y aprovechar el suministro natural de hidrógeno en cráteres terrestres, ofiolita o en montañas oceánicas. Las herramientas para identificar las reservas son similares a las que se utilizan para la industria de petróleo y gas y en Brasil ya se han identificado reservas en cráteres en Ceará, Roraima, Tocantins y Minas Gerais. Sin embargo, aún se necesitan más estudios para comprender el potencial real de obtención de hidrógeno natural, como el tiempo de vida del hidrógeno en el reservorio, la estimación de reservas, entre otros. (*Empresa de Investigación de Energía*, 2020, p.188)

En cuanto a las pilas de combustible, Brasil tiene un diferencial interesante frente a otros países, que es la producción de etanol, un combustible producido a partir de la caña de azúcar, o sea, de fuentes renovables y que ya cuenta con una red de infraestructura para estaciones de servicios implantada a nivel nacional. En ese sentido, EPE cree que Brasil podría utilizar etanol en celdas de combustible de óxido sólido para vehículos, y ya se están demostrando prototipos de esta tecnología. Además, también se destaca la reducción de la contaminación generada por los vehículos con la sustitución de los motores de combustión por motores eléctricos. (EPE, 2020)

En cuanto a las recomendaciones de la EPE para solucionar las barreras relacionadas con el hidrógeno, el PNE 2050 señala dos lineamientos básicos para los próximos años: el primero está relacionado con la necesidad de mejora regulatoria, incluyendo calidad, seguridad, infraestructuras de transporte, almacenamiento, suministro, fomento y uso de nuevas tecnologías. Al respecto, se menciona el siguiente pasaje:

Los problemas asociados con el almacenamiento geológico de hidrógeno pueden resolverse en el marco de la definición del marco regulatorio para el almacenamiento de gas natural. Los problemas relacionados con las baterías de hidrógeno, principalmente en términos de interconversión en energía eléctrica e integración con las tecnologías comerciales existentes, pueden resolverse en el ámbito de la definición del marco regulatorio para la generación y transmisión de energía. Las cuestiones técnicas y de seguridad relacionadas con el almacenamiento de hidrógeno pueden abordarse en un reglamento específico. Además, es necesario invertir en la regulación requerida (normas, códigos y estándares) para la introducción del hidrógeno en el mercado de consumo, con base en las mejores prácticas internacionales. En este sentido, se deben considerar aspectos importantes de medición, estandarización de equipos de generación de energía a base de hidrógeno, reabastecimiento de combustible, vehículos de calidad para la mezcla de gas natural e hidrógeno, además de estándares de seguridad, debido al alto grado de inflamabilidad del hidrógeno. (Empresa de Investigación de Energía, 2020, p.189)

La segunda y última recomendación, en línea con la IEA, es la articulación de Brasil con otras instituciones internacionales que tienen iniciativas de hidrógeno. Esto sería a través de la cooperación internacional para que se compartan experiencias, conocimientos y aprendizajes en el sector. Como novedades, ya existen acuerdos de cooperación implementados por la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) que prevén una inversión de 34 millones de euros en el mercado del hidrógeno en Brasil, durante 2 años. (EPBR, 2021)

En el caso de España, la Hoja de Ruta del Hidrógeno, publicada en 2020, menciona 4 líneas principales de actuación para los próximos años: instrumentos normativos, instrumentos sectoriales, instrumentos transversales e impulso a la I+D+i, describiéndose un total de 60 medidas. Las 4 líneas de actuación se resumen a continuación. (MITERD, 2020)

La primera línea de actuación, en instrumentos normativos, incluye las siguientes medidas:

- Simplificación administrativa y eliminación de barreras reglamentario a la producción de hidrogeno. Esta actuación está relacionada con medidas para reclasificar la actividad industrial del hidrógeno, simplificar y analizar los procedimientos para las instalaciones de tratamiento y el impulso de medidas normativas que permitan la implantación de líneas eléctricas dedicadas a la producción de hidrógeno renovable.
- Creación de un sistema de Garantía de Origen (GdO5) para prueba de generación renovable; inspección e impuestos; seguimiento de la producción y consumo de hidrógeno.
- Favorecer la competitividad del hidrógeno renovable a través de incentivos y exenciones fiscales y económicas, considerando también la reforma fiscal sobre vehículos.

En la segunda línea de acción, se describen los siguientes instrumentos sectoriales:

- Monitorización de la producción y consumo de hidrógeno. Una medida relacionada con la creación de una base de datos para proporcionar datos estadísticos desagregados por tipo de hidrógeno y usos finales.
- Impulso a la aplicación del hidrógeno renovable en la industria. Esta medida incluye fijar objetivos para 2025-2030, crear instrumentos financieros, estrategias de descarbonización y “valle o clústeres de hidrógeno”.
- Impulso a la aplicación del hidrógeno renovable en el transporte de vehículos pesados, marítimo y aéreo.

- Transporte terrestre. Este artículo incluye: participación en foros internacionales; desarrollo de incentivos para la compra de vehículos e infraestructura, apoyo a la industria automotriz; realización de estudios y pruebas de trenes de pilas de combustible de hidrógeno; medidas para desarrollar una infraestructura nacional de repostaje ferroviario; legislación para la administración, gestión y construcción de hidrogenadores ; inclusión en Planos MOVES; y emparejamiento e inserción de bombas de hidrógeno en estaciones de servicio terrestres.
- Transporte marítimo. Simplificación del proceso de aprobación y certificación; desarrollo de una infraestructura portuaria nacional de abastecimiento; promoción de nuevas tecnologías de bajas emisiones; y ayudas de SGIPYME y proyectos de I+D+i en el sector naval.
- Transporte aéreo. Esta medida trata del desarrollo de plantas para la producción de queroseno sintético a partir de hidrógeno verde o biocombustibles; reacondicionamiento de aeronaves para utilizar combustible sintético; inclusión de requisitos ambientales en los contratos de los agentes de asistencia aeroportuaria.
- Integración de vectores de energía. Esta medida incluye: establecer las bases legales para las instalaciones de PowertoX (P2X), electrólisis; marco legal para la operación y participación de electrolizadores en el sector eléctrico; flexibilidad en el uso de hidrógeno en plantas de generación y cogeneración; revisión de aspectos técnicos, regulatorios y de calidad para la inserción de hidrógeno en la red de gas natural; readecuación de equipos industriales para el uso de hidrógeno renovable; estudios de adecuación de equipos de gas de uso doméstico para hidrógeno; evaluar la mezcla de gas natural con hidrógeno en vehículos; análisis de viabilidad del hidrógeno a partir de residuos.

La tercera línea de actuación trata de los instrumentos transversales:

- Campañas de información y aptitudes profesional sectorial; Creación de un concentrador del hidrógeno renovable; recalificación de perfiles técnicos y profesionales; Estudio de las tecnologías del hidrógeno a nivel universitario y de nivel medio y superior; Participación y posicionamiento de España en congresos y foros nacionales e internacionales.
- Potencial de producción y consumo de hidrógeno renovable en España e impacto socioeconómico; Análisis y proyección de producción, logística y consumo 2030-2050 y realización de estudio de impacto socioeconómico, con generación de empleo para 2030.
- Contribución a la misma transición justa, la lucha frente al reto demográfico y la economía circular; Zonas de transición para nuevos centros de producción de hidrógeno renovable que eviten la despoblación rural; Mecanismos de apoyo y priorización de zonas de transición; Sinergias entre la infraestructura de las zonas TJ y las líneas de hidrógeno; Fomentar la producción de hidrógeno a partir de biogás sostenible.
- Actualización y renovación de la Hoja de Ruta como un proceso continuo; Evaluación de la implementación de medidas, establecimiento de revisiones y actualizaciones cada 3 años.
- Refuerzo del posicionamiento de España en el mercado internacional de hidrogeno, que incluye diálogo y fortalecimiento de las relaciones con Portugal, Francia y otros países de la UE; Presencia de empresas y entidades españolas en foros europeos e internacionales; Presencia de empresas españolas en Comités Internacionales de Normalización de Hidrógeno Renovable; Asesoramiento y apoyo para acceder a los mecanismos de financiación europeos.

Finalmente, está la cuarta línea de actuación, sobre I+D+ i:

- Apoyo a la I+D+i de las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno renovable. Esta última medida incluye: desarrollo de electrolizadores nacionales de alta potencia (100 MW); creación de líneas de financiación exclusivas; innovaciones a través del Centro de Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI); fortalecer el Centro Nacional de Hidrógeno (CNH2) para proyectos de I+D+i; tecnologías de reciclaje de electrolizadores, pilas de combustible y otros componentes; desarrollo de tecnologías de producción de calor; convocatorias e marco del Fondo de Innovación del Régimen de Comercio de Emisiones y de la Clean Hydrogen Alliance; Centro de Excelencia para investigación sobre almacenamiento de energía; y evaluación de turbinas de hidrógeno para transporte aéreo.



## 10. ESTUDIO DE CASOS

Dada la relevancia del hidrógeno en los últimos años, hasta 2021 se contabilizaron un total de 376 proyectos en el mundo, totalizando aproximadamente 66 GW en capacidad de electrólisis. En el mapeo basado en datos proporcionados por Mckinsey & Co, se identificaron 39 proyectos de infraestructura, 32 sitios de producción a gran escala, 100 aplicaciones de transporte, 146 usos industriales a gran escala y 60 proyectos de hidrógeno con una economía integrada. (Ministerio de Energía. Gobierno de Chile, 2021)

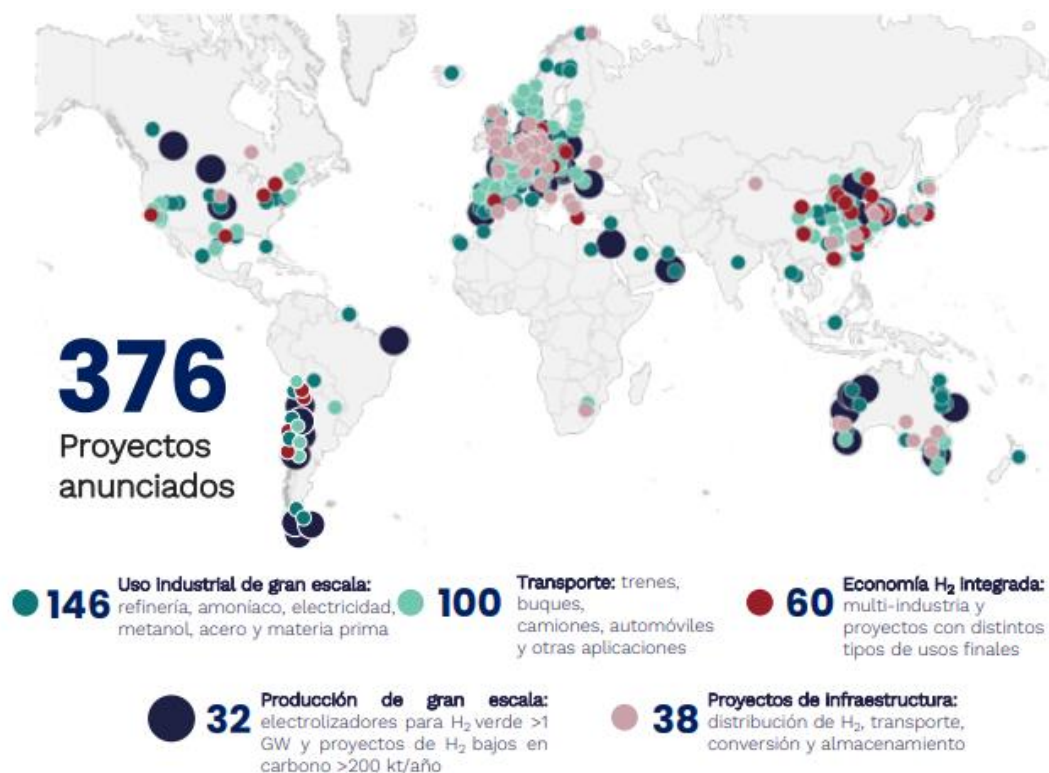


Figura 53. Cartografía del hidrógeno en el mundo, Fuente: Ministerio de Energía. Gobierno de Chile, 2021, en base a datos de hidrógeno Consejo, Mackinsey & Co.

### 10.1. Proyectos en Brasil

En Brasil, según datos del informe Bases para la Consolidación de la Estrategia Brasileña de Hidrógeno, se identificaron 91 proyectos relacionados con hidrógeno y pilas de combustible en los años 2013 a 2018, totalizando aproximadamente BRL 34 millones de provenientes de financiamientos de ANEEL, ANP<sup>2</sup> y FNDCT<sup>3</sup>. (EPE, 2021)

En cuanto a los proyectos de investigación y desarrollo (I+D) de ANEEL, de 2011 a 2022, el 66% de los proyectos de hidrógeno estuvieron relacionados con la producción, el 15% con pilas de combustible, el 9% con almacenamiento, el 5% con otros, el 2% con motores de combustión H<sub>2</sub> y

<sup>2</sup> Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles.

<sup>3</sup> Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico.

metodologías, normas y códigos de seguridad y proyectos de purificación de hidrógeno al 1%. (AHK, 2021)

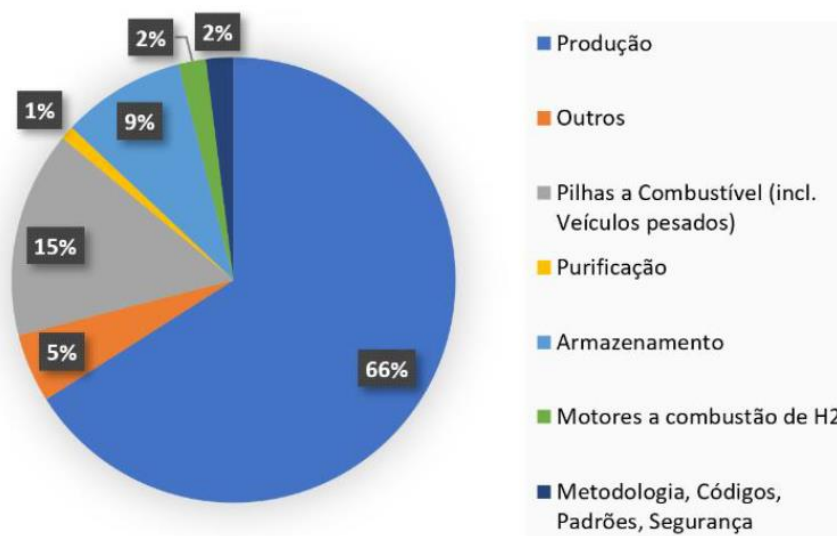


Figura 54. Segmentación de proyectos de I+D de hidrógeno en Brasil. Fuente: AHK, 2021, basado en datos de ABH2.

Los proyectos más relevantes mapeados hasta el momento se presentan a continuación:

- a) Proyecto PNUD BRA/99/G32 – Autobús de pila de combustible de hidrógeno para el transporte urbano en Brasil

Año	Fase 1 (2006 a 2013) - Fase 2 (2012 a 2016 )
Ubicación	São Bernardo do Campo, São Paulo, Brasil
Financiación	R\$ 8,4 millones de la Finep y US\$ 12,3 millones del GEF a través del Proyecto PNUD BRA/99/G32
Empresas involucradas	AES Eletropaulo, Ballard Power Systems, Epri , Hydrogenics , Marcopolo, Nucellsys , Petrobras Distribuidora y Tutto transporte _
Descripción	<p>Este proyecto fue coordinado por la Empresa Metropolitana de Transporte Urbano de São Paulo (EMTU/SP) y dirigido por el Ministerio de Minas y Energía (MME). Se fabricaron tres autobuses de pila de combustible de hidrógeno para el transporte urbano, con estación de producción y abastecimiento y sistema de control remoto, siendo la primera flota de autobuses con esta tecnología en América Latina.</p> <p>Los electrolizadores eran del tipo <i>membrana de intercambio de protones</i> (PEM), y logró generar 120 kg de hidrógeno en 20 h de operación. El</p>

hidrógeno se almacenó a 430 bar y tenía una pureza del 99,999 %. En cuanto a los beneficios, considerando un recorrido de 250 km/día, se estimaron reducciones de 8 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub>.

El autobús de la fase 1 tenía 12 m de largo, 3 puertas, aire acondicionado, tenía un alcance de 300 km, tenía capacidad para 62 pasajeros y tenía 32 asientos más acceso para sillas de ruedas. Técnicamente, el autobús contaba con 2 módulos de pila de combustible de 68 kW, 9 cilindros H<sub>2</sub> de 45 kg, 3 módulos de batería de níquel de 90kWh, 2 motores de tracción refrigerados por agua de 85kW, 2 motores auxiliares de 20 kW y circuitos electrónicos. Como consecuencia de la fase 1, el vehículo hizo 100 km con 13,3 kg de hidrógeno, pero presentaba problemas de ruidos y vibraciones (compresor de aire de pistón), fallo del convertidor DCDC de las baterías y necesidad de carga diaria al 100% SOC.

En la fase 2 se fabricó el bus de 12 m con 4 puertas, aire acondicionado, ocupación para 78 pasajeros y 30 asientos. El peso de los cilindros H<sub>2</sub> se redujo a 31 kg, con una autonomía de 250 km. Se colocaron celdas de combustible de 150kW, baterías de iones de litio de 1.3 kWh, compresor de aire de paletas, convertidor DCDC y software de gestión y control. Como resultado de la fase 2, se aumentó la eficiencia a 10,2 kg de H<sub>2</sub> en 100 km, se utilizó el 18,2% de la energía con el frenado y se transportaron más de 30.000 pasajeros.

## Enlaces

- (1) <http://www.finep.gov.br/a-finep-externo/aqui-tem-finep/onibus-a-hidrogenio>
- (2) [http://www.brasilengenharia.com/portal/images/stories/revistas/edicao616/616\\_onibus\\_celula.pdf](http://www.brasilengenharia.com/portal/images/stories/revistas/edicao616/616_onibus_celula.pdf)
- (3) <https://eaud.cgu.gov.br/relatorios/download/1119821>
- (4) <https://www.youtube.com/watch?v=ip48uFGCOWk>



Figura 55. Autobús de pila de combustible de hidrógeno. Fuente: CGU, 2016.

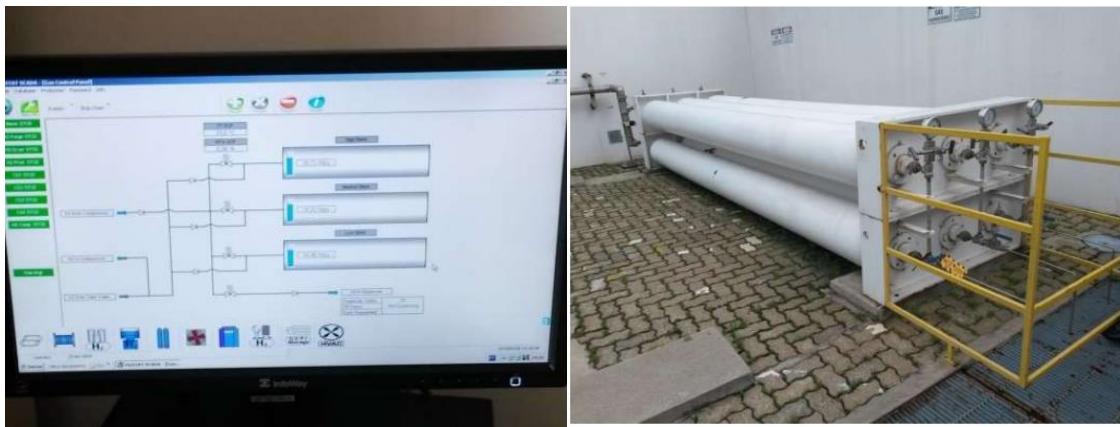


Figura 56. Foto del sistema de control remoto y tanques de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: CGU, 2016.

b) Proyecto Bus Híbrido H2+2 de Hidrógeno Coppe UFRJ

Año	Fase 1 (2010), Fase 2 (2012) y Fase 3 (2017)
Ubicación	Río de Janeiro, RJ, Brasil
Financiación	Finep, Petrobras, CNPq y Faperj aproximadamente R\$ 10 millones de Furnas
Empresas involucradas	Weg, Rotarex , Busscar, Guardian, EnergiaH , Energysat , Electrocell , Controllato , Manvel y Hubz y apoyo de Usiminas y Eletrobrás.
Descripción	Este fue el primer autobús de hidrógeno con tecnología 100% nacional. En cuanto a las características, era un bus de 12,5 km, climatizado, contaba con tecnología híbrida de alimentación por energía eléctrica y pila de combustible de hidrógeno. En la fase 1 el autobús tenía 300 km de autonomía, pilas de combustible de 77 kW. En la fase 2, el autobús fue utilizado en Rio+20, tuvo un 40% de aumento en la eficiencia y una reducción del 30% en los costos de fabricación, experimentó cambios de tracción, autonomía superior a 300 km, frenado regenerativo. En la fase 3, el vehículo presentó 330 km de autonomía, reducción de peso, costo y consumo de combustible, modernización de los dispositivos de comunicación, monitoreo y datos. Como resultado, el autobús transportó a más de 30.000 pasajeros, recorrió 100 km con 6,7 kg de H2, con el aire acondicionado encendido.
Enlaces	(1) <a href="https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/a-coppe/coppe-produtos/onibus-hibrido-a-hidrogenio">https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/a-coppe/coppe-produtos/onibus-hibrido-a-hidrogenio</a>

- (2) <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/coppe-lanca-onibus-a-hidrogenio-com-tecnologia-nacional>
- (3) <http://www.coppenario20.coppe.ufrj.br/?p=791>
- (4) <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/terceira-geracao-do-onibus-a-hidrogenio-da-coppe-aproxima-veiculo-do>



Figura 57. Autobús de H2+2 COPPE UFRJ. Fuente: COPPE, 2017.

c) Proyecto de Hidrógeno de Furnas Centrais Elétricas S/A

Año	2021
Ubicación	Itumbiara, Goiás , Brasil
Financiación	R\$ 44,6 millones, proyecto estratégico Furnas Centrais Elétricas S/A
Empresas involucradas	Alianza Base-Energía Sostenible, Unesp, Unicamp, Senai, PV Solar, Universidad de Brandeburgo.
Descripción	Desarrollo de un proyecto denominado “sinergia entre fuentes hidroeléctricas y solares con almacenamiento de energía estacional e intermitente en hidrógeno y sistemas electroquímicos”. Tiene como objetivo evaluar el almacenamiento de energía con diferentes fuentes de energía (hidroeléctrica y solar fotovoltaica) y su inserción en el Sistema

	Interconectado Nacional (SIN). La planta solar es de 1000 kWp, con 200 kWp de placas en el embalse y 800 kWp en el suelo.
Enlaces	<p>(1) <a href="https://www.canalenergia.com.br/noticias/53166122/furnas-comeca-producao-de-hidrogenio-na-uhe-itumbiara">https://www.canalenergia.com.br/noticias/53166122/furnas-comeca-producao-de-hidrogenio-na-uhe-itumbiara</a></p> <p>(2) <a href="https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1623/furnas-inicia-geracao-de-hidrogenio-pela-primeira-vez-na-sua">https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1623/furnas-inicia-geracao-de-hidrogenio-pela-primeira-vez-na-sua</a></p> <p>(3) <a href="https://brasiliem.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf">https://brasiliem.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf</a></p> <p>(4) <a href="https://www.furnas.com.br/subsecao/310">https://www.furnas.com.br/subsecao/310</a></p>



Figura 58. Planta fotovoltaica. Fuente: Furnas, 2021.

d) Proyecto de Almacenamiento de Energía de la Companhia Energética de São Paulo - CESP

Año	2017 - 2020
Ubicación	Porto Primavera (UHE), Paraná, Brasil
Financiación	aproximadamente R\$ 30 millones, CESP I+D, proyecto ANEEL I+D PD-00061-0054/2016
Compañías involucrado	Grupo Votorantim, Junta de Inversiones del Plan de Pensiones de Canadá

Descripción	Proyecto de análisis de eficiencia de tecnología electroquímica y de almacenamiento de hidrógeno en centrales hidroeléctricas. El sistema cuenta con una batería de litio de 250 kW y una capacidad de almacenamiento de 500 kWh, cuenta con un electrolizador tipo PEM de 20 Nm <sup>3</sup> .h <sup>-1</sup> y 107 kW, un depósito de 600 Nm <sup>3</sup> (2.124 kWh) a 25 bar, equivalente a 54 kg de hidrógeno, y un arreglo de celdas de combustible de 100 kW, sistema auxiliar de baterías de almacenamiento electroquímico para fluctuaciones de carga y una planta solar fotovoltaica de 400 kWp.
Enlaces	(1) <a href="https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf">https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf</a> (2) <a href="http://www.iee.usp.br/sites/default/files/anexoseventos/7-workshop%20prof%20Eloi.pdf">http://www.iee.usp.br/sites/default/files/anexoseventos/7-workshop%20prof%20Eloi.pdf</a> (3) <a href="https://sobratema.org.br/Blog/Exibir/327277">https://sobratema.org.br/Blog/Exibir/327277</a>

## e) Centro de Producción e Investigación en Hidrógeno Verde (CPPHV) de UNIFEI

Año	2021 a 2023
Ubicación	Minas Gerais, Brasil
Financiación	5 millones de euros de GIZ
Empresas involucradas	CEMIG, Grupo AMAGGI, FIAT Stellantis, MWM, AVL, VALE Energia, ThyssenKrupp , MAHLE, PS Soluções, FAPEPE e INOVAI
Descripción	Proyecto para la construcción de un centro de investigación y producción de hidrógeno, con suministro de energía 100% renovable por CEMIG o por la planta solar, la potencia instalada será de 1 MW. El centro contará con electrolizadores de alto estándar, tanques de almacenamiento, pilas de combustible y otros recursos. La previsión es que la generación fotovoltaica traerá más de BRL 500 mil de ahorro por año en la UNIFEI. El objetivo es que el centro desarrolle investigación, innovación, incubación de empresas y start-ups, etc.
Enlaces	(1) <a href="https://unifei.edu.br/blog/unifei-foi-eslheira-por-agencia-alema-para-a-receber-usina-de-hidrogenio/">https://unifei.edu.br/blog/unifei-foi-eslheira-por-agencia-alema-para-a-receber-usina-de-hidrogenio/</a>

(2) <https://unifei.edu.br/blog/minister-da-educacao-visita-unifei-para-inauguracao-de-planta-fotovoltaica-e-lancamento-da-pedra-fundamental-do-centro-de-hidrogeno-verde/>



Figura 59. UNIFEI. Fuente: Municipalidad de Itajubá, 2021.

f) Proyecto Bio - Hidrógeno ERGOSTECH Soluciones de Energía Renovable

Año	2010
Ubicación	Campiñas, Sao Paulo, Brasil
Financiación	Petrobras
Empresas involucradas	Grupo Anhumas, Sapporo, Universidad de Manitoba, Universidad de Wageningen-ur
Descripción	Proyecto de producción de biohidrógeno a partir de residuos orgánicos y efluentes agroindustriales. El proceso utilizado es la fermentación anaeróbica y cuenta con infraestructura de laboratorio para investigación y desarrollo. El biohidrógeno se puede utilizar como combustible para el transporte o para la generación de energía, contribuyendo al aprovechamiento de residuos orgánicos de los centros de abastecimiento (CEASA), vinaza, glicerina, biodiésel, etanol, etc.



Enlaces	<p>(1) <a href="https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf">https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf</a></p> <p>(2) <a href="http://ergostech.com.br/bio-hidrogenio/">http://ergostech.com.br/bio-hidrogenio/</a></p>
---------	---



Figura 60. logotipo ergostech. Fuente: Ergostech, 2022.

- g) Proyecto H2: plataforma para el análisis técnico, económico y ambiental de la viabilidad de la producción, almacenamiento, transporte y uso final del hidrógeno

Año	2020 - 2022
Ubicación	-
Financiación	I+D Aneel
Empresas involucradas	Guascor do Brasil, Siemens, GESEL, IE/UFRJ, IEPUC
Descripción	<p>Desarrollo de una plataforma online de análisis técnico, económico y medioambiental orientada a la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno azul y verde. En la primera parte del proyecto, se realizará un levantamiento de última generación de producción de hidrógeno azul y verde en Brasil, oportunidades y nichos, y análisis de mejores prácticas en plataformas internacionales. En la segunda parte, se realizará el desarrollo de la plataforma, arquitectura y herramienta de georreferenciación, y en la tercera parte, simulaciones de escenarios y casos de uso, producción, almacenamiento y transporte de los dos tipos de hidrógeno en sus diferentes tipos de uso (nacional o de exportación) se llevará a cabo.</p>

Enlaces	<p>(1) <a href="https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf">https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf</a></p> <p>(2) <a href="http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/pages/research">http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/pages/research</a></p> <p>(3) <a href="https://projeto2.com.br/projeto/">https://projeto2.com.br/projeto/</a></p>
---------	--

## h) Polo de Hidrógeno Verde - Complejo Pecém – CE

Año	2021 - 2024
Ubicación	Porto do Pecém , Ceará, Brasil
Financiación	BRL 41,9 millones
empresas de tecnología involucrado	EDP, GESEL, Hytron, IATI – Apoyo de la Federación de Industrias del Estado de Ceará (FIEC), Universidad Federal de Ceará (UFC), Enegix, Complejo Industrial y Portuario de Pecém – CIPP.
Descripción	<p>Construcción de un hub de hidrógeno verde en Porto do Pecém, con el objetivo de convertirse en el mayor puerto industrial y logístico de Brasil en 2050. Además de la región portuaria, el complejo también cuenta con zonas de libre comercio (ZPE Ceará) y áreas industriales, por un total más de 19 mil hectáreas. El proyecto tiene 3 frentes: elaboración de una hoja de ruta con escenarios para escalar hidrógeno (de 1 a 1000 MW), realización de un proyecto piloto de 3 MW de plantas fotovoltaicas, gestión de RISE (Red de Innovación del Sector Eléctrico) y contará con 1,25 MW de electrolizadores Hytron PEM, con 250 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub> y 75% de eficiencia.</p> <p>Según estimaciones, el centro producirá 10.500 toneladas de hidrógeno verde al mes, creando más de 5.000 puestos de trabajo en la región.</p>
Enlaces	<p>(1) <a href="https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf">https://brasilien.rio.ahk.de/filehub/deliverFile/d6f3e715-c5b9-48d9-9b4a-32fc117e4f61/1363198/Mapeamento%20H2%20-%20Diagramado%20-%20V2f_1363198.pdf</a></p> <p>(2) <a href="https://www.complexodopecem.com.br/hubh2v/">https://www.complexodopecem.com.br/hubh2v/</a></p> <p>(3) <a href="https://clickpetroleogas.com.br/novo-projeto-de-hidrogenio-verde-no-complexo-do-pecem-promete-gerar-5-mil-empregos-durante-sua-fase-de-construcao/">https://clickpetroleogas.com.br/novo-projeto-de-hidrogenio-verde-no-complexo-do-pecem-promete-gerar-5-mil-empregos-durante-sua-fase-de-construcao/</a></p> <p>(4) <a href="https://brasil.edp.com/pt-br/pd-pecem-h2v">https://brasil.edp.com/pt-br/pd-pecem-h2v</a></p>



Figura 61. Centro de hidrógeno verde. Fuente: Gobierno de Ceará, 2022.

## 10.2. Proyectos en España

Con el objetivo de convertir a España en el mayor hub de hidrógeno verde de Europa en los próximos años, en febrero de 2022 se han mapeado 16 proyectos en el país, entre plantas eólicas, solares y electrolizadores en las regiones de Galicia, Castilla y León, Castilla-La-Mancha, Andalucía, Murcia, Aragón, Cataluña, Islas Baleares e Islas Canarias. Entre los grandes proyectos destacan: el proyecto de Endesa denominado “As Pontes” con 100 MW de electrolizadores , 611 MW de parques eólicos y 738 millones de euros; el proyecto de Huelva, de Fertiberia e Iberdrola, con 600 MW de electrolizadores , 100 MW de plantas fotovoltaicas y una inversión estimada de 1.500 millones de euros; el proyecto Cádiz de EDP, que contará con 100 a 700 MW de electrolizadores , 250 MW de energía solar e inversiones de 550 millones de euros; y, por último, el proyecto y plataforma Cartagena de Repsol, que prevé 100 MW de electrolizadores y 1.555 millones de euros de inversión. (Jardón, Maria. El Comercio, 2022) En el siguiente gráfico se muestran los proyectos por regiones:



Figura 62. Proyectos de hidrógeno verde en España. Fuente: Jardón, María. El Comercio, 2022.

En el año de 2021, la empresa Endesa presentó una carta de interés al Ministerio para Transición Ecológica y el Reto Demográfico con hasta 23 proyectos de hidrógeno en España, sumando 340 MW de potencia de electrolizadores y 1.921 MW de plantas renovables eólicas y fotovoltaicas para acceder a los 1.500 millones de euros de recurso previstos en el Plan Europeo de Recuperación. Los proyectos incluyen la transformación de las zonas de transición, regiones en las que se espera el cierre de las actividades de las centrales térmicas que utilizan carbón. En conjunto, los proyectos podrán producir 26.000 toneladas de hidrógeno al año, y se espera que las plantas estén operativas en 2022 y 2024. (Sobrinó & Cinco Días. El País Economía, 2021)

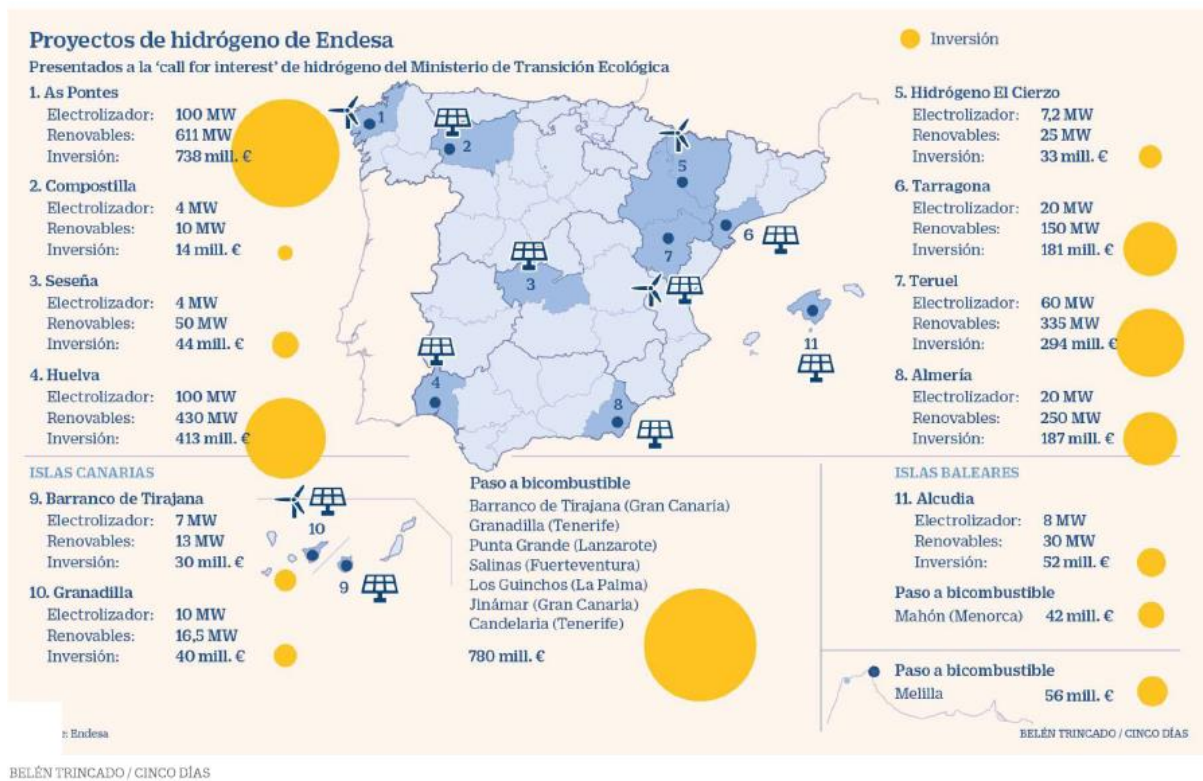


Figura 63. Proyectos de hidrógeno de Endesa. Fuente: Sobrino & Cinco Días. El País Economía, a partir de datos de Endesa, 2021.

A continuación, se muestran algunos de los proyectos más relevantes en España:

a) PUERTOS H2

Año	2019-2023
Ubicación	puerto de valencia
Financiación	Total 3.999.947,5€ de la Empresa Común Pilas de Combustible e Hidrógeno (FCHJU) 800.000€ para la estación de carga de móviles, 1.300.000 € euros por Alcance apilador 1.100.000 euros para el Patio Tractor Comisión Europea (CE)
Empresas involucradas	Fundación Valenciaport (Coordinadora), Autoridad Portuaria de Valencia, MSC Terminal Valencia, Centro Nacional del Hidrógeno ,

	Enagás SA Hyster-Yale Materials Handling, Ballard Power Systems Europe, Grimaldi Euromed SpA y Atena cicatriz
Descripción	<p>Este proyecto fue la primera aplicación de hidrógeno en una estructura portuaria. Este trabajo tuvo como objetivo descarbonizar la operación portuaria de contenedores e implicó la creación de un vehículo retráctil apilador de hidrógeno, con pruebas reales en contenedores, un tractor de patio de pila de combustible para carga y descarga y una estación móvil de carga de hidrógeno. El apilador de alcance disponía de pilas de combustible de 90 a 120 KW, 5000 h de funcionamiento en 2 años y reducciones estimadas de 128 000 kg de CO2 al año por vehículo. El tractor de patio contaba con 85 kW de celdas de combustible y 5000 h de funcionamiento en 2 años, baterías de tracción con capacidad de 206 kWh, baterías tipo de fosfato de hierro-litio con voltaje de 299V, corriente de 700 Ah, potencia de 160 a 180 hp, autonomía de 6 h y período de recarga de 3 a 5 horas. La estación de carga móvil era de 60 kg de H2 a 350 bar, caudal de 3,6 kg/min, cascada de almacenamiento a 300 y 450 bar.</p> <p>Algunos de los desafíos enfrentados fueron: certificación de equipos, modelo de distribución de hidrógeno, ubicación interior o exterior, protección contra incendios, capacitación de empleados, protocolos de emergencia, permisos, percepción de la ciudad. Al final del proyecto se concluyó que es posible descarbonizar las operaciones portuarias, sin embargo, existen temas por abordar como la preparación de los operadores, las barreras al conocimiento y la concientización, la cooperación entre proveedores de tecnología y usuarios finales y ese tiempo de recuperación es un factor crítico para la implementación de estas tecnologías.</p>
Enlaces	<p>(1) <a href="https://h2ports.eu/about/">https://h2ports.eu/about/</a></p> <p>(2) <a href="https://www.cnh2.es/cnh2/h2ports/">https://www.cnh2.es/cnh2/h2ports/</a></p> <p>(3) <a href="https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f68/fcto-h2-at-ports-workshop-2019-iii1-de-juan.pdf">https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f68/fcto-h2-at-ports-workshop-2019-iii1-de-juan.pdf</a></p> <p>(4) <a href="https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/3.%20Sanz-Argent_H2Ports.pdf">https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/3.%20Sanz-Argent_H2Ports.pdf</a></p>



Figura 64. Tractor eléctrico con pila de combustible, Reach Apilador y estación de carga móvil. Fuente: Puertos H2, 2020.

b) SUN2HY (Sol a Hidrógeno)

Año	2019 - 2020
Ubicación	Repsol Technology Lab, Móstoles, Madrid, España
Financiación	-
Empresas involucradas	Enagás / Repsol / Cofinanciado por el CDTI (Centro de Desarrollo Tecnológico Industrial) y la Unión Europea a través antecedentes Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).
Descripción	Desarrollo de tecnología para producir hidrógeno renovable a partir de la luz solar y cualquier tipo de agua. Electrólisis de nivel nanométrico de bajo costo utilizando heteroestructuras fotoelectrosintéticamente activas (PAH). Cada nanopartícula de PAH está compuesta por capas que permiten la electrólisis solar a nivel molecular, la eficiencia es un 20% superior a la STH, tiene más de 3000 h de funcionamiento, producción de 100 L/h/m <sup>2</sup> de hidrógeno con un 99,999% de pureza.
Enlaces	(1) <a href="https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf">https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf</a> (2) <a href="https://www.sunhydrogen.com/technology">https://www.sunhydrogen.com/technology</a> (3) <a href="https://www.nedo.go.jp/content/100939726.pdf">https://www.nedo.go.jp/content/100939726.pdf</a>

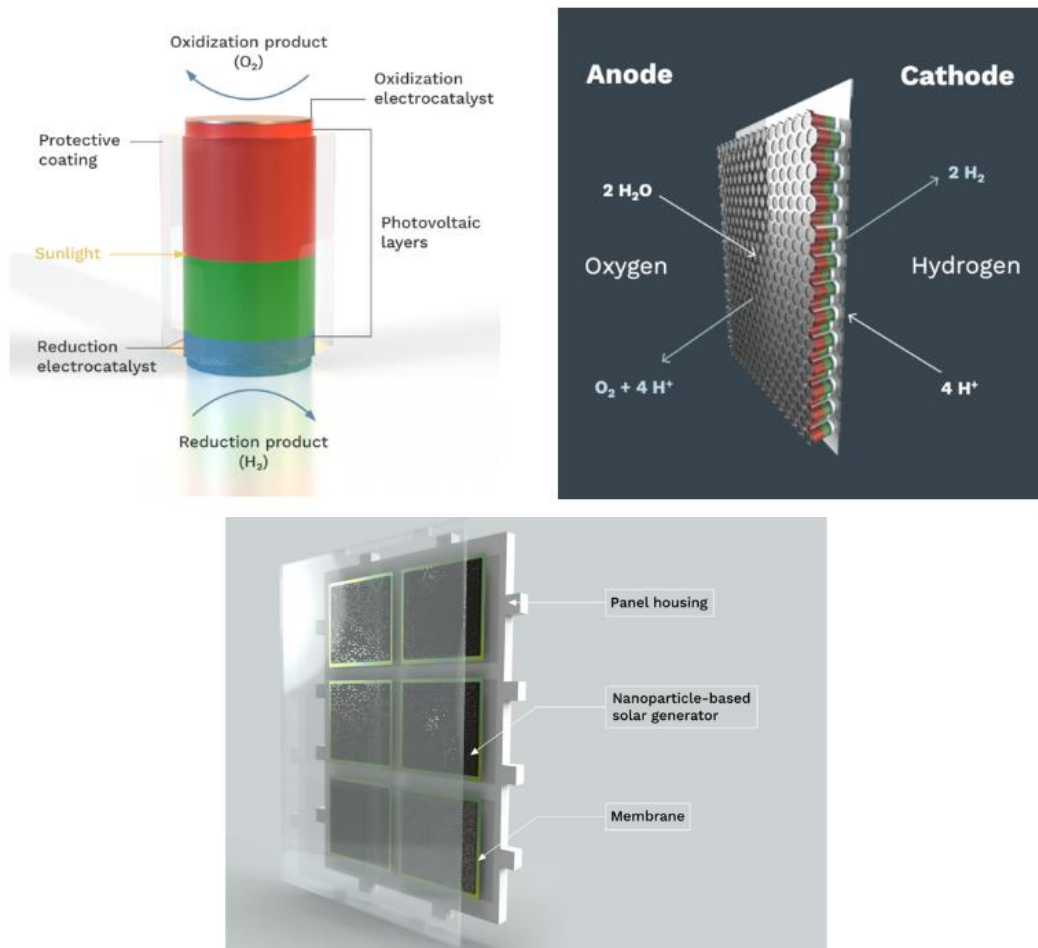


Figura 65. Nanopartícula, panel de nanopartículas y panel final de hidrógeno. Fuente: Sunhydrogen, 2022.

c) Seafuel

Año	2017 - 2020
Ubicación	Tenerife, Islas Canarias, España (planta piloto)
Financiación	3.497.632,98 € para el Fondo Europeo de Desarrollo Regional
Empresas involucradas	9 socios y 6 miembros asociados, incluyendo empresas de todas las áreas. Enagás, Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER), Agencia de la Energía de Tenerife (AIET), Cabildo de Tenerife y Hyundai Canarias.
Descripción	El objetivo del proyecto era demostrar la viabilidad de generar energía renovable (eólica, solar y marina) para producir hidrógeno para su uso en el sector del transporte. El sistema instalado fue de 52 kW de renovables, con una producción de hidrógeno de 25 kg/día a 350 bar para sustituir el



	gasóleo en los vehículos. Como resultado del proyecto se realizaron 6 seminarios interregionales, publicaciones técnicas y científicas, modelo de factibilidad, 5 hojas de ruta de energías renovables, talleres, análisis socioeconómico, elaboración de un toolkit y creación de un tour virtual.
Enlaces	(1) <a href="https://www.seafuel.eu/en/o-projeto/">https://www.seafuel.eu/en/o-projeto/</a> (2) <a href="https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf">https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf</a> (3) <a href="https://www.aenergia.org/es/seafuel-project-lleva-el-primer-vehiculo-de-pila-de-combustible-a-tenerife/">https://www.aenergia.org/es/seafuel-project-lleva-el-primer-vehiculo-de-pila-de-combustible-a-tenerife/</a>



Figura 66. Combustible marino. Proyecto en Tenerife. Fuente: Agencia Insular de Energía de Tenerife, 2021.

#### d) HIGGS - Hidrógeno en redes de gas

Año	2020 - 2022
Ubicación	varios centros de investigación _
Financiación	2 millones de euros FCHJU y Comisión europeo
Empresas involucradas	Fundación Aragon Hydrogen (FHa), Redexis, Tecnalía, DVGW (Asociación alemana de gas y agua), HSR ( Universidad de Ciencias

	Rapperswil , Suiza ) y ERIG (Instituto de Investigación europeo para el gasolina y la innovación energética , Bélgica).
Descripción	El objetivo del proyecto es descarbonizar el sistema gasista actual explorando el potencial de inyección de hidrógeno en las redes de infraestructura de gas natural de alta presión.
Enlaces	(1) <a href="https://hidrogenoaragon.org/es/proyectos/higgs/">https://hidrogenoaragon.org/es/proyectos/higgs/</a> (2) <a href="https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf">https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf</a> (3) <a href="https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2021/12/HIGGS@the_Eropean_Web_Event1.pdf">https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2021/12/HIGGS@the_Eropean_Web_Event1.pdf</a>



Figura 67. Logotipo de HIGGS. Fuente: HIGGS, 2022.

- e) GREEN HYSLAND: producción de hidrógeno renovables y uso en movilidad y usos térmicos en un sistema energético extrapeninsular

Año	2021 - 2025
Ubicación	Mallorca, Islas Baleares, España
Financiación	50 millones de euros Empresa Común Pilas de Combustible e Hidrógeno 2 (FCH JU) y la Comisión europeo
Empresas involucradas	Acciona, Enagás y Cemex, Gobierno de Baleares , IDAE , Redexis , FHa y la Universidad de las Islas Baleares .
Descripción	Proyecto de producción de hidrógeno renovable, a escala industrial, con 7,5 MW de electrolizadores de generación fotovoltaica. Uso final para flota de camiones de la EMT y 10 coches de alquiler, generación de energía eléctrica y usos térmicos en el sector del turismo sostenible.
Enlaces	(1) <a href="https://greenhysland.eu/acerca-de-green-hysland/">https://greenhysland.eu/acerca-de-green-hysland/</a>

(2) [https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja\\_de\\_ruta\\_del\\_hidrogeno.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novidades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf)



Figura 68. Mallorca Fuente: Greenhysland, 2022.

f) Los Puentes – Endesa

Año	2023 - 2024
Ubicación	Los Puentes, A Coruña, España
Financiación	738,2 millones de euros
Empresas involucradas	Endesa
Descripción	El proyecto prevé la producción de 10 mil toneladas de hidrógeno por año, con un electrolizador de 100 MW, 5800 horas. Se construirán seis

	parques eólicos por un total de 611 MW. La estimación es que se generarán 1.000 puestos de trabajo y que se reducirá la emisión de 37.758 toneladas de CO2 al año, el ahorro de energía primaria es de 18.940 tep/año.
Enlaces	(1) <a href="https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-iniciara-la-planta-de-hidrogeno-en-as-pontes-en-2023-con-seis-parques-eolicos-asociados/">https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-iniciara-la-planta-de-hidrogeno-en-as-pontes-en-2023-con-seis-parques-eolicos-asociados/</a>



Figura 69. Los puentes. Fuente: El diario energía, 2021.

#### g) Huelva – Iberdrola

Año	2022 - 2024
Ubicación	Complejo Industrial Puertollano, Ciudad Real, España
Financiación	150 millones de euros
Empresas involucradas	Iberdrola, Fertiberia , Nel hidrógeno Electrolizador , Elecnor , Construcciones electromecánico consonni
Descripción	Este proyecto contempla la producción de 360 kg/hora de hidrógeno renovable a partir de 100 MW de energía solar fotovoltaica con paneles bifaciales e inversores tipo string, líneas de transmisión subterráneas, 20 MW de electrolizadores PEM, 20 MWh de sistemas de almacenamiento con 5 MW de baterías de iones de litio y 11 depósitos de almacenamiento de 6.000 kg de hidrógeno a 60 bar. Se evitarán 39 mil tCO2/año, generando 1000 empleos en la región.

Enlaces	<p>(1) <a href="https://www.iberdrola.com/quem-somos/linhas-negocio/projetos-emblematicos/usina-hidrogenio-verde-puertollano">https://www.iberdrola.com/quem-somos/linhas-negocio/projetos-emblematicos/usina-hidrogenio-verde-puertollano</a></p> <p>(2) <a href="https://www.iberdrola.com/documents/20125/41329/Puertollano_hidrogeno_verde_PT.pdf">https://www.iberdrola.com/documents/20125/41329/Puertollano_hidrogeno_verde_PT.pdf</a></p>
---------	---

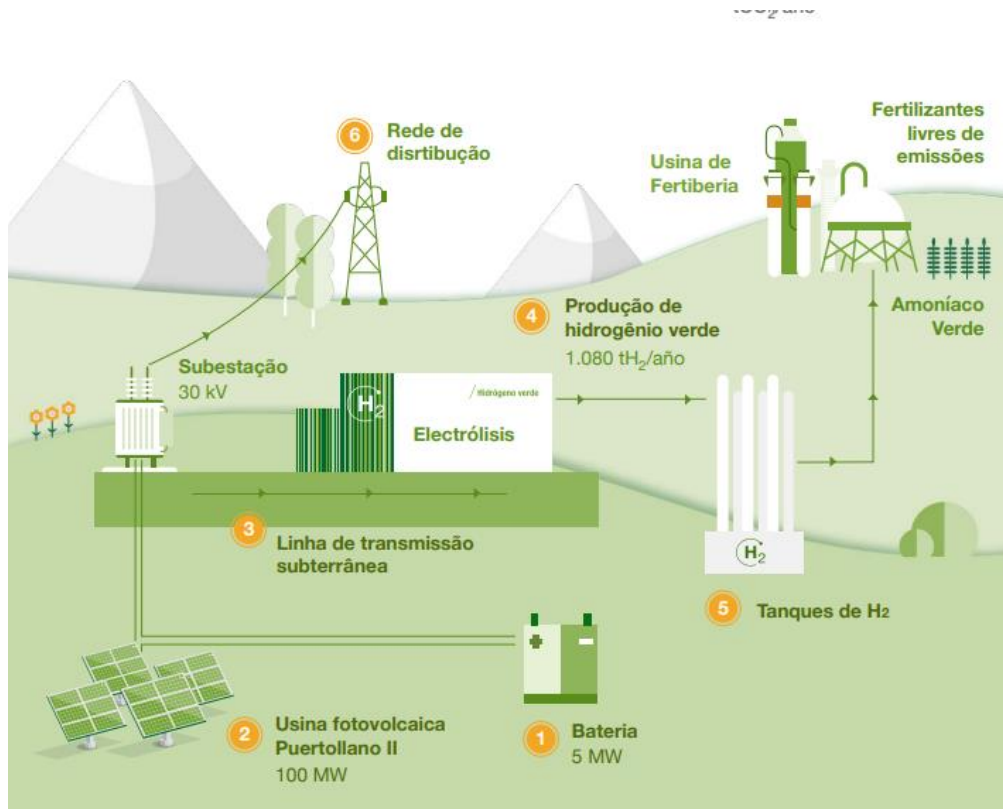


Figura 70. Huelva. Fuente: Iberdrola, 2022.

h) Cádiz – EDP

Año	2019 - 2024
Ubicación	Los Barrios, Bahía de Algecira, Cádiz, España
Financiación	550 millones
Empresas involucradas	EDP
Descripción	El proyecto tiene como objetivo descarbonizar las industrias locales mediante la transformación de la planta de carbón en hidrógeno

	renovable a partir de 250 MW de plantas fotovoltaicas. El sistema contará con 255 MW de baterías de iones de litio.
Enlaces	(1) <a href="https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/11/25/companias/1637866909_436007.html">https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/11/25/companias/1637866909_436007.html</a>

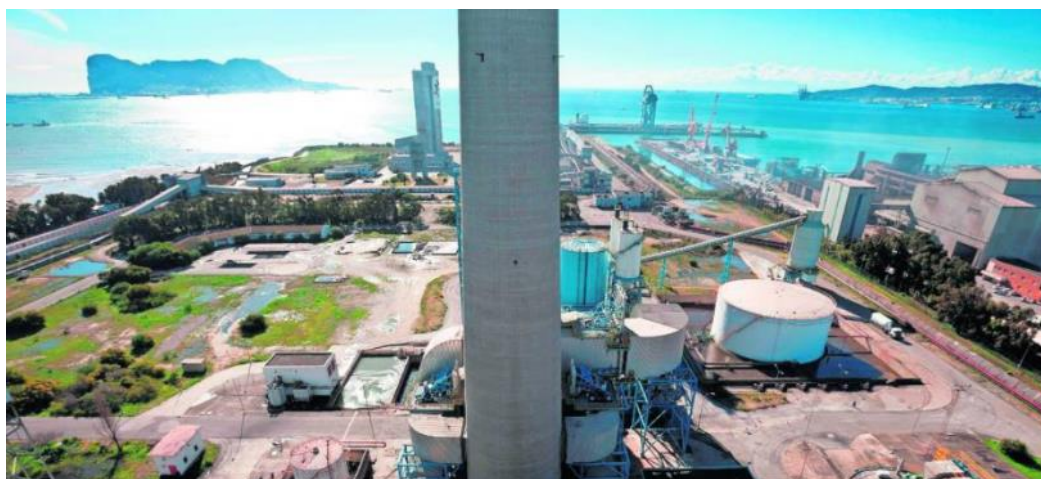


Figura 71. EDP Central en Los Barrios. Fuente: El País, 2021.

i) Cartagena – Repsol y plataforma

Año	2020 - 2023
Ubicación	Cartagena, España
Financiación	188 millones de euros
Empresas involucradas	Repsol
Descripción	Construcción de la primera planta de biocombustibles de bajas emisiones en España. Tiene estimaciones de producción de 250 mil toneladas de hidrobiodiesel, biojet, bionafta y biopropano por año, para uso en el sector de transporte, buscando una reducción de 900.000 tCO2/año, y generación de más de 1000 empleos.
Enlaces	(1) <a href="https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2020/repsol-construira-en-cartagena-la-primera-planta-de-biocombustibles-avanzados-de-espana/index.cshtml">https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2020/repsol-construira-en-cartagena-la-primera-planta-de-biocombustibles-avanzados-de-espana/index.cshtml</a>

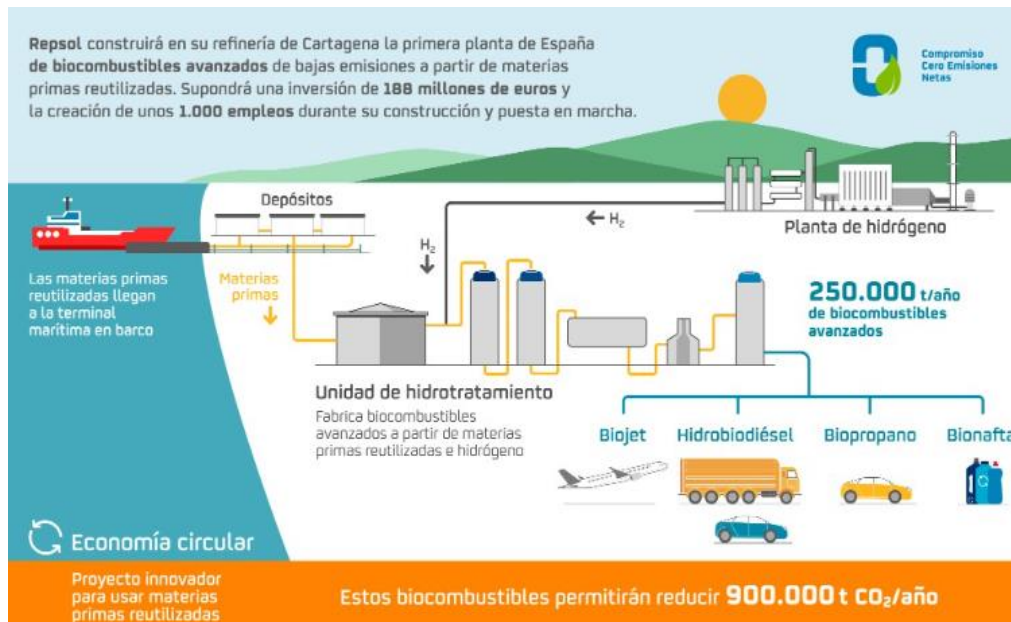


Figura 72. Planta de biocombustibles en Cartagena. Fuente: Repsol, 2020.

j) HyDeal España

Año	2022 - 2025
Ubicación	Asturias, España
Financiación	1.600 millones de euros
Empresas involucradas	Enagas Renovables, DH2 Energía, Enagás , ArcelorMittal, Fertiberia , Soladvent .
Descripción	Este proyecto incluye 9,5 GW de energía solar fotovoltaica, 7,4 GW de electrolizadores para 2030, con un compromiso de compra de 6,6 millones de toneladas de hidrógeno verde por parte de ArcelorMittal y Fertiberia durante 20 años. El costo será de 1,5 euros/kg de hidrógeno.
Enlaces	(1) <a href="https://www.hydeal.com/copy-de-hydeal-ambition">https://www.hydeal.com/copy-de-hydeal-ambition</a> (2) <a href="https://finergreen.com/wp-content/uploads/2022/03/NdP_HyDeal-Espana_hidrogeno-renovable_FINAL_DEF.pdf">https://finergreen.com/wp-content/uploads/2022/03/NdP_HyDeal-Espana_hidrogeno-renovable_FINAL_DEF.pdf</a> (3) <a href="https://www.europapress.es/asturias/noticia-principado-considera-proyecto-hydeal-espana-paso-gigante-reindustrializacion-principado-20220216140251.html">https://www.europapress.es/asturias/noticia-principado-considera-proyecto-hydeal-espana-paso-gigante-reindustrializacion-principado-20220216140251.html</a>

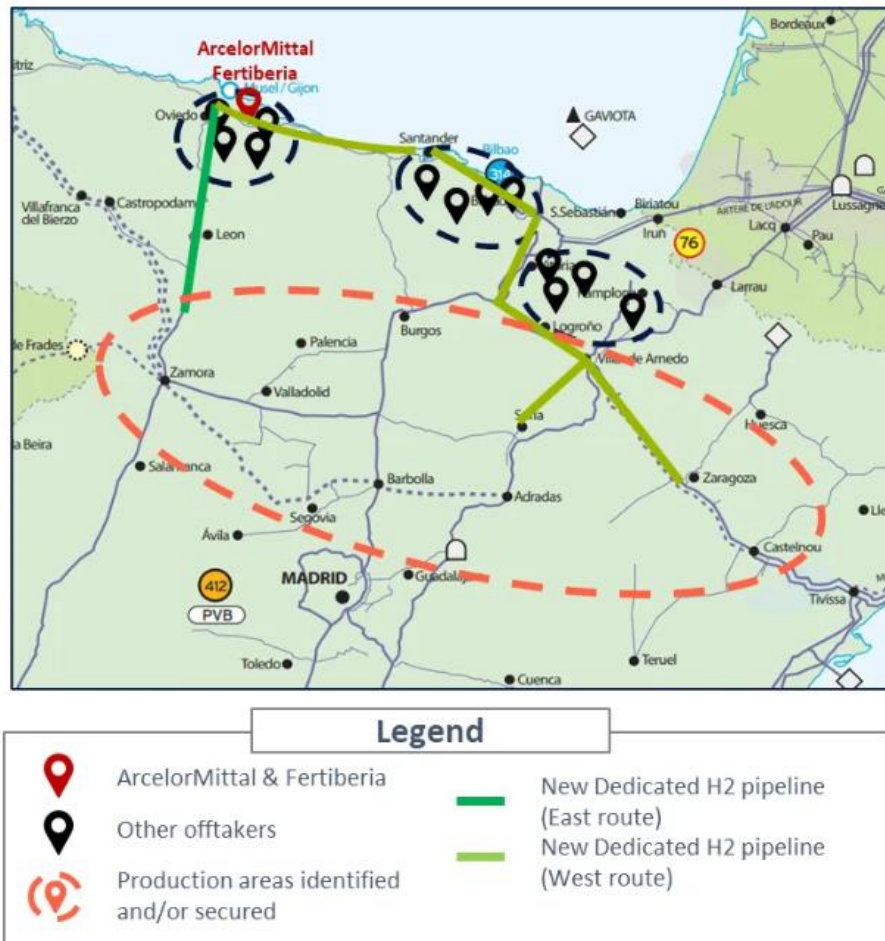


Figura 73. El mayor centro de hidrógeno verde. Fuente: Hydeal, 2022.



## 11. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este trabajo tuvo como objetivo realizar un estudio comparativo entre el potencial del hidrógeno verde a partir de la generación eólica y la solar fotovoltaica, en Brasil y España. Brasil tiene una mayor capacidad instalada de renovables debido a las centrales hidroeléctricas, pero España tiene más plantas eólicas y fotovoltaicas. El siguiente gráfico muestra la comparación de la capacidad instalada en cada país, en energía solar fotovoltaica, eólica y renovable total.

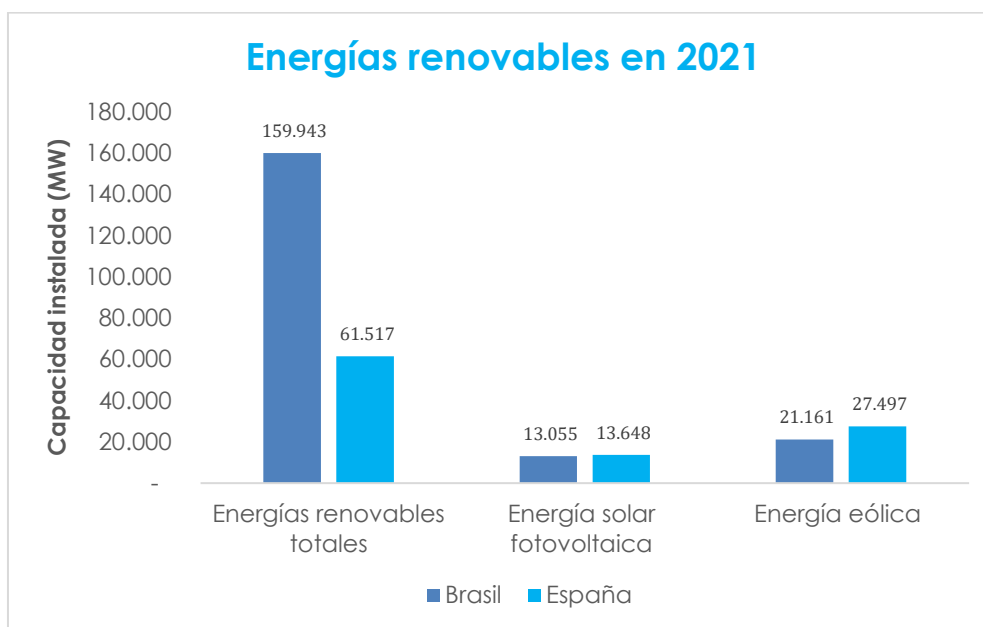


Figura 74. Energías renovables en Brasil y España. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA, 2022.

A lo largo de los capítulos se abordaron aspectos de regulación, legislación y políticas, estado de desarrollo de las tecnologías, potencial de producción de hidrógeno, barreras técnicas, políticas, económicas y ambientales, proponiendo acciones para mitigar y solucionar los problemas, y en el último capítulo, se mapearon los casos considerados más relevantes en cada país.

En cuanto a la regulación, se puede apreciar que en ambos países existen formas y acciones para desarrollar el sector del hidrógeno, en cuanto a gobernanza, normas y reglamentos, mercados de compra y venta de hidrógeno, entre otros necesarios para su viabilidad.

En el campo tecnológico, se encontró que aún existe la necesidad de profundizar y estudiar las opciones tecnológicas existentes, trayendo mejoras en términos de eficiencia, vida útil y aspectos relacionados con su producción, almacenamiento y transporte. Además, es fundamental fortalecer el mercado interno de cada país y fomentar la producción de componentes y tecnologías nacionales para los tipos de electrolizadores y pilas de combustible.

Desde el punto de vista económico, se vio que el hidrógeno carece de escalabilidad, con subsidios e inversiones para convertirlo en un producto con fabricación a gran escala para reducir el costo de producción. A pesar de estos puntos, las proyecciones son optimistas y presentan escenarios favorables para el costo de producir hidrógeno verde en los dos países en 2030 y 2050, como se muestra en la siguiente figura.

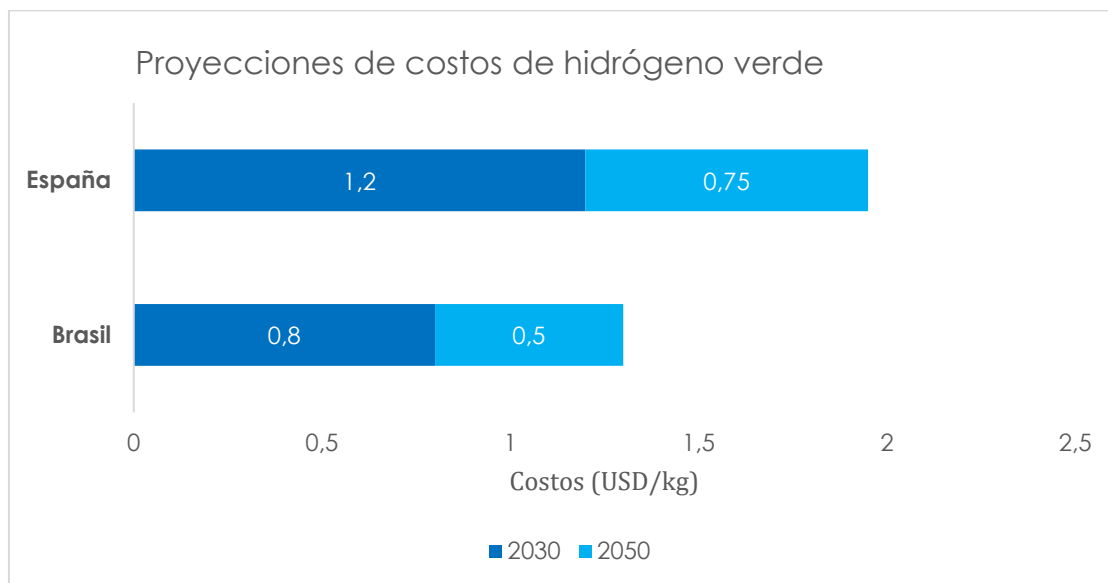


Figura 75. Proyecciones de costes de producción de hidrógeno verde en Brasil y España en 2030 y 2050. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de BloombergNEF, 2021.

Por el lado ambiental, existen desafíos y riesgos asociados principalmente al uso y demanda de agua para el proceso de electrólisis, siendo fundamental regular y orientar a los gobiernos en este aspecto, con el fin de favorecer el uso de agua reutilizada en lugar de agua potable, por ejemplo.

En cuanto a los casos de estudio, por el momento, la mayoría de los proyectos realizados se encuentran en el ámbito de la investigación y el desarrollo, requiriendo financiación e inversiones en más proyectos de implementación y aplicación práctica.

Cabe señalar que este estudio se centró en la producción de hidrógeno a partir de fuentes solares fotovoltaicas y eólicas, pero existen varias posibilidades de obtenerlo a partir de otras fuentes no exploradas en este documento, como la biomasa, el metanol y el etanol. Tampoco fue posible brindar detalles en profundidad de los procesos químicos para producir hidrógeno y pilas de combustible, pero el propósito de este informe fue abordar los conceptos generales de cada tecnología.

Finalmente, se considera que este estudio ha conseguido los objetivos propuestos, siendo el hidrógeno un elemento clave en la transición energética y la descarbonización. Ambos países, Brasil y España, tienen un futuro prometedor para convertirse en líderes en la producción y exportación de hidrógeno en sus regiones, en los próximos años, dado el alto potencial de generación de energía renovable y posicionamiento en el escenario nacional e internacional.

## 12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AEE. (2021). Asociación Empresarial Eólica. Recuperado el 2 de Julio de 2022, de <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2021/06/AF-ANUARIO-AEE-2021-web.pdf>
- Agencia Insular de Energía de Tenerife. (2021, Junio 15). *SEAFUEL project brings the first fuel cell vehicle to Tenerife*. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.agenergia.org/en/seafuel-project-brings-the-first-fuel-cell-vehicle-to-tenerife/>
- AHK. (2021). *Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro*. Recuperado el 9 de Julio de 2022, de [https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user\\_upload/brazil/media\\_elements/Mapeamento\\_H2\\_-\\_Diagramado\\_-\\_V2h.pdf](https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf)
- Air Products. (2021). *Gas Facts*. Recuperado el 9 de Junio 2022, de <https://www.airproducts.com.br/gases/gas-facts>
- Asociación Española del Hidrógeno. (n.d.). *Asociación Española de Hidrógeno - English*. Asociación Española del Hidrógeno. Recuperado el 26 de Marzo, 2022, de <https://www.aeh2.org/en/>
- BloombergNEF. (2020). *Hydrogen Economy Outlook*. Recuperado el 9 de Julio, 2022, de <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- BOE-A-1981-1898 *Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía*. (2021, December 30). BOE.es. Recuperado el 14 Junio de 2022, de <https://www.boe.es/eli/es/l/1980/12/30/82>
- BOE-A-1994-28966 *Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional*. (2021, December 30). BOE.es. Recuperado el 15 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1994-28966>
- BOE-A-1994-28980 *Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*. (2021, December 9). BOE.es. Recuperado el 15 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1994-28980>
- BOE-A-1997-25340 *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*. (2021, November 27). BOE.es. Recuperado el 15 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-25340>
- BOE-A-1998-30041 *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*. (2021, December 23). BOE.es. Recuperado el 15 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1998-30041>
- BOE-A-2000-11836 *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios*. (2021, Junio 23). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-11836>
- BOE-A-2000-17599 *Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. (2021, September 29). BOE.es. Recuperado el 16 de

Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2000-17599>

*BOE-A-2002-17369 Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones ...* (2021, August 2). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-17369>

*BOE-A-2004-5562 Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* (2022, Marzo 12). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2004-5562>

*BOE-A-2006-11285 Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.* (2021, Junio 23). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2006-11285>

*BOE-A-2006-5515 Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.* (2022, Marzo 17). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2006-5515>

*BOE-A-2007-10556 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* (2022, May 25). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556>

*BOE-A-2008-15595 Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución ...* (2021, September 26). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-15595>

*BOE-A-2009-7581 Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.* (2022, April 30). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2009-7581>

*BOE-A-2012-1310 Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución ya la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía ...* (2022, January 27). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-1310>

*BOE-A-2012-15764 Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.* (2021, December 28). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-15764>

*BOE-A-2012-4442 Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de ...* (2022, Marzo 30). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de

<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-4442>

*BOE-A-2012-9364 Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.* (2021, Julio 13). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-9364>

*BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.* (2021, December 26). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

*BOE-A-2013-1698 Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.* (2013, January 1). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-1698>

*BOE-A-2013-5670 Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.* (2022, May 29). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-5670>

*BOE-A-2013-7705 Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.* (2021, Julio 12). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-7705>

*BOE-A-2014-6123 Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.* (2022, Junio 6). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6123>

*BOE-A-2014-6495 Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables ...* (2021, Junio 16). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6495>

*BOE-A-2015-11200 Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema ...* (2021, October 16). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2015-11200>

*BOE-A-2016-2974 Resolución de 17 de marzo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a las solicitudes adjudicatarias de la subasta ..* (2016, Marzo 17). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-2974](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-2974)

*BOE-A-2017-3880 Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía ...* (2022, April 6). BOE.es.

Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2017-3880](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2017-3880)

*BOE-A-2017-6940 Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico ...* (2021, Junio 16). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2017-6940](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2017-6940)

*BOE-A-2022-4972 Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.* (2022, Marzo 29). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-4972>

*BOE-B-2022-5508 Extracto de la Resolución de 18 de febrero de 2022, del Consejo de Administración de EPE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), MP por la que se aprueba la primera convocatoria correspondiente al "programa ...* (2022, February 18). BOE.es. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-B-2022-5508>

BOLETÍN OFICIAL DE LAS CORTES GENERALES. (2021, May 19). *121/000019 Proyecto de Ley de cambio climático y transición energética.* Congreso de los Diputados. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.congreso.es/public\\_oficiales/L14/CONG/BOCG/A/BOCG-14-A-19-7.PDF](https://www.congreso.es/public_oficiales/L14/CONG/BOCG/A/BOCG-14-A-19-7.PDF)

Brasil. Ministério de Minas e Energia. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030.* Recuperado el 2 de Julio, 2022, de <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es.pdf>

C40 Cities Finance Facility. (2019). *A revolução da energia solar fotovoltaica no Brasil: Como as cidades podem se beneficiar? - Part 1: Planejamento e estruturação.* Recuperado el Junio 13, 2022, de <https://cff-prod.s3.amazonaws.com/storage/files/Wn2MAT4gWYxbdtMdOviKC5qvo4sOYzSliZaT8hnnw.pdf>

Canal Energia. (2021, Marzo 11). *Furnas começa produção de hidrogênio na UHE Itumbiara.* Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53166122/furnas-comeca-producao-de-hidrogenio-na-uhe-itumbiara>

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. (2013). *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013.* Observatório da Energia Eólica. Recuperado el 17 de Junio de 2022, de [http://www.observatoriodaenergiaeolica.ufc.br/wp-content/uploads/2019/07/NovoAtlasdoPotencialEolico\\_BrasileiroSIM\\_2013-compressed.pdf](http://www.observatoriodaenergiaeolica.ufc.br/wp-content/uploads/2019/07/NovoAtlasdoPotencialEolico_BrasileiroSIM_2013-compressed.pdf)

Centro Nacional de Hidrógeno. (2022). *H2PORTS.* Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.cnh2.es/cnh2/h2ports/>

CGU. Controladoria Geral da União. (2016). *Relatório de Auditoria Exercício de 2015.* Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento – PNUD Projeto BRA/99/G32. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://eaud.cgu.gov.br/relatorios/download/1119821>

- COPPE UFRJ. (n.d.). *Ônibus híbrido a hidrogênio | COPPE*. Coppe/UFRJ. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/a-coppe/coppe-produtos/onibus-hibrido-a-hidrogenio>
- COPPE UFRJ. (2010, May 26). *Coppe lança Ônibus a Hidrogênio com tecnologia nacional | COPPE*. Coppe/UFRJ. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/coppe-lanca-onibus-a-hidrogenio-com-tecnologia-nacional>
- COPPE UFRJ. (2018). *Hidrogênio natural é descoberto em quatro estados brasileiros | COPPE*. Coppe/UFRJ. Recuperado el 26 de Marzo, 2022, de <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/hidrogenio-natural-e-descoberto-em-quatro-estados-brasileiros>
- COPPE UFRJ. (2018, Junio 18). *Hidrogênio natural é descoberto em quatro estados brasileiros | COPPE*. Recuperado el 2 de Julio de 2022, de <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/hidrogenio-natural-e-descoberto-em-quatro-estados-brasileiros>
- COPPE URFJ. (2017, April 26). *Terceira geração do Ônibus a Hidrogênio da Coppe aproxima veículo do mercado | COPPE*. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/terceira-geracao-do-onibus-a-hidrogenio-da-coppe-aproxima-veiculo-do>
- Ediciones Roble, S.L. (n.d.). *Hidrógeno y pilas de combustible*.
- EDP Brasil. (2022). *P&D - Pecém H2V*. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://brasil.edp.com/pt-br/pd-pecem-h2v>
- Eletrobras Furnas. (2021). *FURNAS inicia geração de hidrogênio pela primeira vez na sua história*. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1623/furnas-inicia-geracao-de-hidrogenio-pela-primeira-vez-na-sua>
- Eletrobras Furnas. (2022). *UHE Itumbiara vai ganhar geração solar fotovoltaica*. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.furnas.com.br/subsecao/310>
- El país economía. Cinco Días. (2021, February 25). *El hidrógeno verde llega a buen puerto | Compañías | Cinco Días*. Recuperado el 3 de Julio de 2022, de [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/02/24/companias/1614167110\\_071752.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/02/24/companias/1614167110_071752.html)
- Empresa de Pesquisa Energética. (2020). *PNE 2050: Plano Nacional de Energia*. Recuperado el 9 de Junio de 2022, de <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>
- Empresa de Pesquisa Energética. (2021). *Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio\\_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf)
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2022). *Balanço Energético Nacional - BEN*. Relatório Síntese Ano Base 2021. Recuperado el 18 de Junio de 2022, de [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2022\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf)

- Enagás & Delgado, M. S. (n.d.). *SUN2HY Project: De sunlight to green hydrogen*. NEDO. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.nedo.go.jp/content/100939726.pdf>
- Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza -. (2019). *Atlas brasileiro de energia solar*. Recuperado el 17 de Junio de 2022, de <http://mtc-m21b.sid.inpe.br/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>
- EPBR. (2021, October 27). *Alemanha anuncia € 34 milhões para desenvolver H2V no Brasil*. EPBR. Recuperado el 11 de Julio de 2022, de <https://epbr.com.br/alemanha-anuncia-e-34-milhoes-para-desenvolver-mercado-de-hidrogenio-verde-no-brasil/>
- EPE. (2022). *Webmap EPE*. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Recuperado el 20 de Junio de 2022, de <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>
- Ergostech. (2022). *BIO-HIDROGÊNIO – Ergostech*. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <http://ergostech.com.br/bio-hidrogenio/>
- ESMAP. (2022). *Global Solar Atlas*. Recuperado el 2 de Julio de 2022, de <https://globalsolaratlas.info/download/spain?c=36.137875,-6.899414,5>
- ESMAP. (2022). *Global Wind Atlas*. Recuperado el 2 de Julio de 2022, de <https://globalwindatlas.info/area/Spain>
- Europapress Asturias & Fernández, E. (2022, February 16). *El Principado considera el proyecto HyDeal España "un paso de gigante" para la reindustrialización del Principado*. Europa Press. Recuperado el 23 de Julio de 2022, de <https://www.europapress.es/asturias/noticia-principado-considera-proyecto-hydeal-espana-paso-gigante-reindustrializacion-principado-20220216140251.html>
- European Commission. (2020, Julio 8). *A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe*. European Commission. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU\\_Hydrogen\\_Strategy.pdf](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf)
- FHa & Abadia, L. (2020). *Hydrogen In Gas GridS: a systematic validation approach at various admixture levels into high-pressure grids*. The HIGGS Project. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de [https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2021/12/HIGGS@the\\_Eropean\\_Web\\_Event1.pdf](https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2021/12/HIGGS@the_Eropean_Web_Event1.pdf)
- FINEP. (n.d.). *Ônibus a hidrogênio*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <http://www.finep.gov.br/a-finep-externo/aqui-tem-finep/onibus-a-hidrogenio>
- Gesel UFRJ. (2022). *Projetos de Pesquisa P&D*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/pages/research>
- Gobierno de España. (2021, Junio). *Plan español de Recuperación, Transformación y Resiliencia*. Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://planderecuperacion.gob.es/plan-espanol-de-recuperacion-transformacion-y-resiliencia>
- Green Hysland. (2022). *Acerca del Proyecto GreenHysland - GreenHysland*. Recuperado el 23 de



Junio de 2022, de <https://greenhysland.eu/acerca-de-green-hysland/>

H2Ports. (2019). H2Ports: Implementing Fuel Cells and Hydrogen Technologies in Ports. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f68/fcto-h2-at-ports-workshop-2019-iii1-de-juan.pdf>

H2PORTS. (2022). *First application of hydrogen technologies in port handling equipment in Europe*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://h2ports.eu/about/>

HIGGS. (2022). *Hydrogen In Gas GridS: a systematic validation approach at various admixture levels into high pressure grids*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://hidrogenoaragon.org/es/proyectos/higgs/>

HyDeal. (2022). *HyDeal España*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.hydeal.com/copie-de-hydeal-ambition>

HyDeal. (2022, February 15). *HyDeal España: el hub de hidrógeno renovable y competitivo integrado más grande del mundo*. Finergreen. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de [https://finergreen.com/wp-content/uploads/2022/03/NdP\\_HyDeal-Espana\\_hidrogeno-renovable\\_FINAL\\_DEF.pdf](https://finergreen.com/wp-content/uploads/2022/03/NdP_HyDeal-Espana_hidrogeno-renovable_FINAL_DEF.pdf)

Iberdrola. (2022). *USINA DE HIDROGÊNIO VERDE PARA USO INDUSTRIAL*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de [https://www.iberdrola.com/documents/20125/41329/Puertollano\\_hidrogeno\\_verde\\_PT.pdf](https://www.iberdrola.com/documents/20125/41329/Puertollano_hidrogeno_verde_PT.pdf)

Iberdrola. (2022). *Usina hidrogênio verde Puertollano*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.iberdrola.com/quem-somos/linhas-negocio/projetos-emblematicos/usina-hidrogenio-verde-puertollano>

IDAE. (2005). *PER 2005-2010*. Idae. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_PER\\_2005-2010\\_8\\_de\\_gosto-2005\\_Completo.\(modificacionpag\\_63\)\\_Copia\\_2\\_301254a0.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.(modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)

IDAE. (2007). *ESTRATEGIA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA 2004-2012 PLAN DE ACCIÓN 2008 - 2012*. Idae. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Estrategia\\_de\\_Ahorro\\_y\\_Eficiencia\\_Energetica\\_en\\_Espana\\_2004\\_2012\\_Plan\\_de\\_Accion\\_2008\\_2012\\_b7b7f346.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Estrategia_de_Ahorro_y_Eficiencia_Energetica_en_Espana_2004_2012_Plan_de_Accion_2008_2012_b7b7f346.pdf)

IDAE. (2010, Junio 30). *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020*. Energía. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630\\_PANER\\_Espana\\_aversion\\_final.pdf](https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espana_aversion_final.pdf)

IDAE. (2011). *Plan de Energías Renovables 2011-2020*. Idae. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>

IEE/USP & Fonseca, E. (2018). *P&D 00061-0054/2016 – Análise da Eficiência do Armazenamento Complementar de Energia Junto a Usinas Hidrelétricas*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <http://www.iee.usp.br/sites/default/files/anexoseventos/7-workshop%20prof%20Eloi.pdf>

Indústria e Construção Civil & Medeiros, V. (2022, February 8). *Novo projeto de hidrogênio verde*

*no Complexo do Pecém promete gerar 5 mil empregos durante sua fase de construção.* CPG Click Petróleo e Gas. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://clickpetroleoegas.com.br/novo-projeto-de-hidrogenio-verde-no-complexo-do-pecem-promete-gerar-5-mil-empregos-durante-sua-fase-de-construcao/>

International Association for Hydrogen Energy (IAHE). (2022). Home. Recuperado el 26 de Marzo, 2022, de <https://www.iahe.org/>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2019, Junio). *The future of Hydrogen: seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan.* Recuperado el 8 de Junio de 2022, de <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2021). *Hidrógeno en América Latina: De las oportunidades a corto plazo al despliegue a gran escala.* Hidrógeno en América Latina. Recuperado el 26 de marzo, 2022, de [https://iea.blob.core.windows.net/assets/8bad1e39-1587-4770-b60a-c9368e6347ae/IEA\\_HydrogeninLatinAmerica\\_Fullreport\\_Spanish.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/8bad1e39-1587-4770-b60a-c9368e6347ae/IEA_HydrogeninLatinAmerica_Fullreport_Spanish.pdf)

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2021). *Hydrogen in Latin America – Analysis - IEA.* International Energy Agency. Recuperado el 26 de Marzo, 2022, de <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>

IRENA. (2022). *Renewable Energy Statistics 2022.* The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado el 8 de Junio de 2022, de <https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022>

Jardón, Maria. El Comercio. (2022). *La fiebre del hidrógeno verde se contagia.* Recuperado el 17 de Julio, de <https://www.elcomercio.es/economia/fiebre-hidrogeno-verde-20220220000721-ntvo.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>

MCTI. (2018). *PLANO DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO PARA ENERGIAS RENOVÁVEIS E BIOCOMBUSTÍVEIS.* Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de <https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/tecnologia/tecnologiasSetoriais/Plano-de-Ciencia-Tecnologia-e-Inovacao-Para-Energias-Renovaveis-e-Biocombustiveis.pdf>

Ministerio de Ciencia y Tecnología. (1999). *PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.* Idae. Recuperado el 15 de Junio de 2022, de [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_4044\\_PFER2000-10\\_1999\\_1cd4b316.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf)

Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. (2021). *Financiamiento Hidrógeno Verde.* UNEP Finance Initiative. Recuperado el 16 de Julio de 2022, de [https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/09/1\\_Max-Correa\\_Financiamiento-H2.pdf](https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/09/1_Max-Correa_Financiamiento-H2.pdf)

Ministério de Minas e Energia. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030.* Recuperado el 18 de Junio de 2022, de <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es.pdf>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España.* Recuperado el 17 de Junio de 2022, de <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo->

eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5\_tcm30-534163.pdf

Ministry for Ecological Transition and the Demographic Challenge. (2022). *Roadmap for the development of offshore wind and marine energy in Spain*. Untitled. Recuperado el 17 de Junio de 2022, de [https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/202203\\_roadmapoffshorerespain\\_en\\_tcm30-538999.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/202203_roadmapoffshorerespain_en_tcm30-538999.pdf)

MITECO. (2020, January 20). *PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030*. Ministerio Transición Ecológica. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf)

MITERD. (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el Hidrógeno Renovable*. Energía. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja\\_de\\_ruta\\_del\\_hidrogeno.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf)

MITERD. (2021, Febrero). *ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO*. Ministerio Transición Ecológica. Recuperado el 16 de Junio de 2022, de [https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento\\_tcm30-522655.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf)

MME; EPE; MCTI; MDR; FINEP, ME. (2021, Julho). *Programa Nacional do Hidrogênio: proposta de diretrizes*. Recuperado el 9 de Junio de 2022, de <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrogênioRelatriodiretrizes.pdf>

Monforte, C. (2021, November 26). *EDP se suma a Endesa y recupera la producción con carbón en Los Barrios*. Cinco Días. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/11/25/companias/1637866909\\_436007.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/11/25/companias/1637866909_436007.html)

ONS. (2021). *Sumário Executivo 2021 - PAR/PEL: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2002-2026*. Recuperado el Junio 20, 2022, de [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumario%20Executivo\\_PAR\\_PEL\\_2021.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Sumario%20Executivo_PAR_PEL_2021.pdf)

PECEM. (2022, Julio 4). *Hub de Hidrogênio Verde do Complexo do Pecém – Complexo do Pecém*. Complexo do Pecém. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.complexodopecem.com.br/hubh2v/>

ProjetoH2. (2022). *Projeto – ProjetoH2*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://projetoH2.com.br/projeto/>

Real Instituto Elcano. (2021). *H2 Med: impulsores y barreras geopolíticas y geoeconómicas para el hidrógeno en el Mediterráneo*. Elcano Policy Paper. Recuperado el 9 de Julio de 2022, de <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2021/09/policy-paper-escribano-h2-med-impulsores-barreras-geopoliticas-geoeconomicas-para-hidrogeno-en-mediterrane.pdf>

REE. (2022). *El sistema eléctrico español: Avance 2021*. Recuperado el 2 de Julio de 2022, de [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/03/downloadable/Avance\\_ISE\\_2021.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/03/downloadable/Avance_ISE_2021.pdf)

Regina, I. C., & Lopes, M. C. (2013). *Ônibus a célula a combustível hidrogênio para transporte urbano no Brasil*. Brasil Engenharia. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de [http://www.brasilengenharia.com/portal/images/stories/revistas/edicao616/616\\_onibus\\_celu](http://www.brasilengenharia.com/portal/images/stories/revistas/edicao616/616_onibus_celu)

la.pdf

- Repsol. (2020, October 23). *Repsol construirá en Cartagena la primera planta de biocombustibles avanzados de España*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2020/repsol-construira-en-cartagena-la-primera-planta-de-biocombustibles-avanzados-de-espana/index.cshtml>
- Roca, R. (2021, January 29). *Endesa iniciará la planta de hidrógeno en As Pontes en 2023 con seis parques eólicos asociados*. El Periódico de la Energía. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-iniciara-la-planta-de-hidrogeno-en-as-pontes-en-2023-con-seis-parques-eolicos-asociados/>
- Sanz, J. (2020). *H2Ports. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/3.%20Sanz-Argent\\_H2Ports.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/3.%20Sanz-Argent_H2Ports.pdf)
- SEAFUEL. (2022). *O projeto Integração Sustentável de Combustíveis Renováveis nos Transportes Locais*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.seafuel.eu/pt/o-projeto/>
- SENAI Ceará & Gonçalves, S. (2021). *Aula 06 do curso de hidrogênio verde*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.youtube.com/watch?v=jp48uFGCOWk>
- Sobratema. (2021, May 20). *Sistema de armazenamento a hidrogênio pode ampliar o uso de fontes renováveis*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://sobratema.org.br/Blog/Exibir/327277>
- Sobrino, R., & Cinco Días. El País Economía. (2021, February 1). *Endesa prepara la mayor inversión en hidrógeno verde en España con 2.900 millones*. Recuperado el 17 de Julio de 2022, de [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/01/29/companias/1611950644\\_648508.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/01/29/companias/1611950644_648508.html)
- SunHydrogen. (2022). *Technology — SunHydrogen*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://www.sunhydrogen.com/technology>
- TOMALSQUIM, M. T. (2003). *Fontes renováveis de energia no Brasil. CENERGIA, COPPE-Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação em Engenharia, UFRJUniversidade Federal do Rio de Janeiro*.
- UNIFEI. (2021, October 29). *UNIFEI foi escolhida por agência Alemã para a receber Usina de Hidrogênio*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://unifei.edu.br/blog/unifei-foi-escolhida-por-agencia-alema-para-a-receber-usina-de-hidrogenio/>
- UNIFEI. (2022, May 3). *Ministro da Educação visita UNIFEI para inauguração de planta fotovoltaica e lançamento da pedra fundamental do Centro de Hidrogênio Verde*. Recuperado el 23 de Junio de 2022, de <https://unifei.edu.br/blog/ministro-da-educacao-visita-unifei-para-inauguracao-de-planta-fotovoltaica-e-lancamento-da-pedra-fundamental-do-centro-de-hidrogenio-verde/>