



FUNDACIÓN
RENOVABLES **GREENPEACE**

DESMONTANDO EL HIDRÓGENO

H2MED

**COARTADA PARA UNA
FALSA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA**

MARZO 2023

► El papel del hidrógeno en la política energética

La Unión Europea (UE) identifica el hidrógeno como un vector energético indispensable para poder cumplir con los objetivos marcados en el Acuerdo de París. Para ello, tiene como objetivo descarbonizar la producción del hidrógeno y expandir su uso en sectores en los que debe reemplazar a los combustibles fósiles para su eliminación. Sin embargo, aunque la [Estrategia del Hidrógeno de la UE](#) se centra en la producción de hidrógeno con electricidad procedente de energías renovables, también reconoce el papel de otros hidrógenos bajos en carbono en la fase de transición a corto y medio plazo.

La Comisión Europea, desde la aprobación en junio de 2020 del [reglamento 852/2020](#) sobre la taxonomía de las inversiones sostenibles, está intentando rebajar las exigencias para que la producción de hidrógeno sea admisible con un origen no renovable. De hecho, el pasado 13 de febrero, la propuesta del [acto delegado segundo](#), dentro de los llamados RFNBO (*Renewable liquid and gaseous Fuels of Non-Biological Origin*), que incluyen su producción por electrólisis del agua, abre la posibilidad de que sean considerados en este grupo aquellos procedimientos con fuentes de energía fósiles que supongan una reducción del 70% de las emisiones GEI con respecto a las prácticas actuales (gas natural). Es decir, la apertura al hidrógeno de origen nuclear o incluso su producción con captura de carbono asociada con gas natural. Esta nueva propuesta, en periodo de alegaciones y pendiente de la aprobación por el Parlamento y por el Consejo Europeo, pone en riesgo la aceleración de la transición energética y abre las puertas al mantenimiento de un sistema energético dependiente del gas natural y la nuclear.

La propuesta de la Comisión es fruto de las constantes presiones del sector energético tradicional para redirigir la transición energética hacia el mantenimiento de un modelo energético concesional, con una alta concentración empresarial de los activos y con la apuesta por las grandes infraestructuras nuevas frente a una transición energética con criterios sociales basada en la eficiencia, en la gestión activa de la demanda, la electricidad, las renovables y la ciudadanía.

► Origen y producción de hidrógeno

El hidrógeno, por su alta capacidad exérgica¹, puede permitir la cobertura de las necesidades energéticas actuales que no puedan ser cubiertas con electricidad sin un cambio aparente en

¹ La exérgia es la disponibilidad de energía útil. Define qué parte de la energía de un sistema se puede aprovechar para realizar trabajo mecánico, eléctrico o de otro tipo.

los procesos existentes y dispone de una gran capacidad de almacenamiento que permitiría complementar la variabilidad y disponibilidad de las fuentes renovables.

La consideración del hidrógeno como una alternativa realmente sostenible depende del procedimiento que se haya utilizado para su producción. Así, con el objetivo de diferenciar el origen de la energía primaria y del proceso de producción en cuanto a su impacto medioambiental, se ha optado por asignar diferentes colores, considerándolo una **práctica de greenwashing ajena a cualquier regulación o reglamentación oficial que encierra un claro intento de validar la utilización de energías fósiles** que debemos de abandonar, a las que les separa de lo sostenible un solo color y no la prohibición de su uso.

Por ello, se ha elegido el color verde para el que tiene como origen la hidrólisis con electricidad de origen renovable; rosa con electricidad de origen nuclear; gris para el que se produce con gas natural sin captura de CO₂ y azul para el que se produce con gas natural incluyendo procesos de captura de CO₂.

Debemos recordar que, actualmente, alrededor del 95% de la producción mundial actual de hidrógeno se realiza a través de combustibles fósiles, según el informe [The Future of Hydrogen](#) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA en sus siglas en inglés), principalmente como rectificado del gas natural, tanto por el bajo coste como por la facilidad e idoneidad en su composición química, CH₄.

El reformado de gas natural tiene una eficiencia en el entorno del 80%, liberándose 10 kg de CO₂ por kg de H₂ producido, teniendo en cuenta únicamente el uso de energía (gas natural) y las emisiones del proceso de reformado, despreciando las posibles fugas de metano tanto en producción como distribución y consumo. Su coste, en la actualidad, está entre 1-2 €/kg, sin incluir la captura de carbono. Algunos supuestos no contrastados prevén que el coste del hidrógeno azul estaría en torno a los 3 €/kg. Estos costes están enmarcados en niveles de precios del gas natural antes de la crisis energética actual, muy por debajo de los precios actuales y de las expectativas futuras de incremento.

El hidrógeno verde producido mediante la electrólisis de agua, utilizando electricidad de origen renovable, tiene un coste en torno a los 5 €/kg en el que el valor de la electricidad representa un 60% del coste de la producción, asignando un consumo eléctrico del electrolizador de unos 50 kWh por cada kg de H₂ producido y una eficiencia que puede alcanzar el 70%. El consumo de agua es aproximadamente de 17 litros por cada kg de H₂ producido. Bajo el precio actual de las subastas de electricidad renovable celebradas estaría por debajo de los 3,5€/kg.

En la Figura 1 podemos ver los porcentajes de eficiencias para la producción de electricidad con fuentes renovables, en cuya cadena se ha incluido el uso de hidrógeno. Obviamente, hay que indicar que utilizar hidrógeno para generar electricidad cuando este, a su vez, se ha producido por electrólisis es ineficiente (con un rendimiento del 29%). Por tanto, la única idoneidad del proceso debe estar motivada por la cobertura de demandas y procesos que no se pueden alcanzar mediante la conexión eléctrica directa.

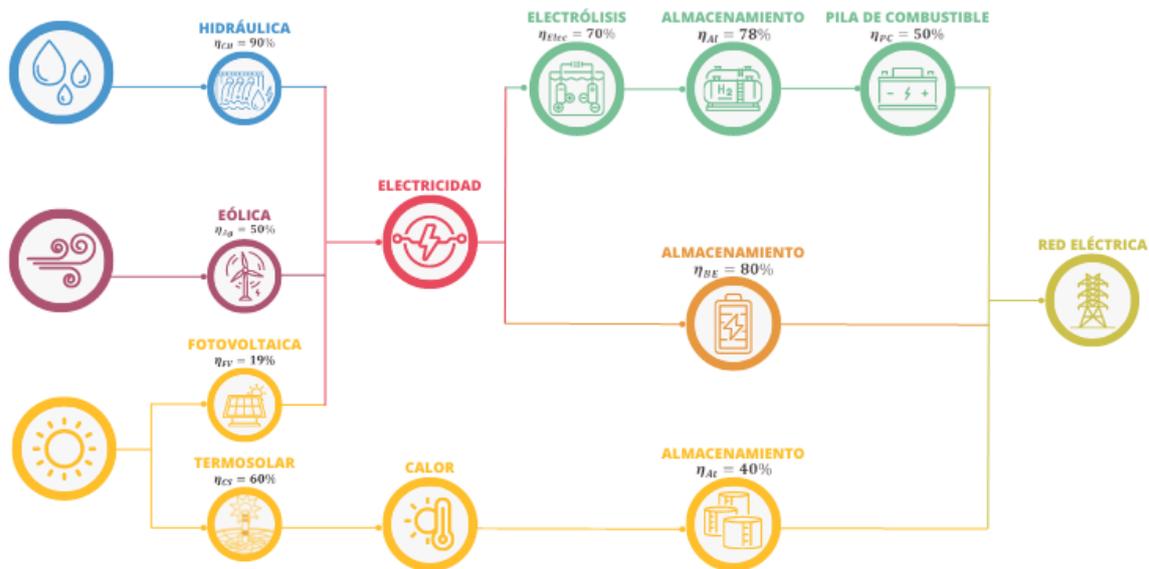


Figura 1. Esquema resumen de eficiencias en el proceso de transformación, almacenamiento y reconversión de la energía primaria en electricidad de las principales tecnologías renovables, sin incluir las pérdidas asociadas al transporte.

Fuente: [El papel del hidrógeno en la transición energética. Fundación Renovables. Elaboración propia.](#)

En la Figura 2 se puede apreciar el rendimiento del hidrógeno obtenido con electricidad para distintos usos.

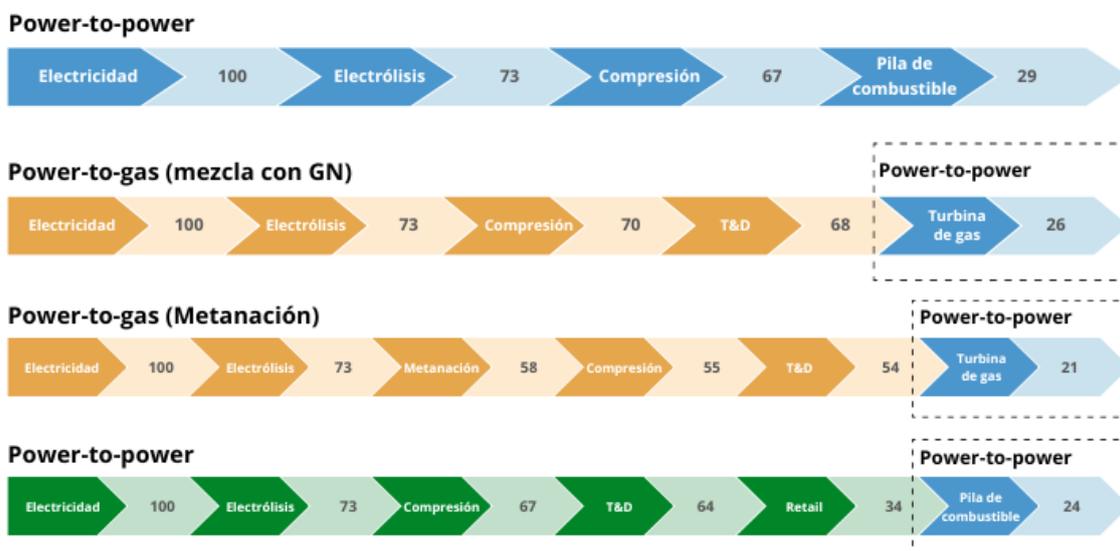


Figura 2. Rendimientos basados en poder calorífico superior, excepto para turbinas de gas, poder calorífico inferior. Fuente: INERCO.

Así mismo, la constante reducción de los costes en la generación de electricidad con fuentes renovables y la disponibilidad de una mayor oferta de electrolizadores en el mercado son las variables que se están utilizando para suponer que el hidrógeno va a convertirse en uno de los vectores energéticos principales en el futuro.

Esta reducción del coste de la electricidad viene definida por un doble escenario:

- La **utilización de excedentes eléctricos** en centrales de generación de electricidad con renovables híbridadas y sobredimensionadas para aumento del factor de capacidad en relación con la capacidad de evacuación. El hidrógeno actuaría como elemento de almacenamiento y de mejora de la gestionabilidad de la central. En la actualidad, a pesar de la consideración de precios sombra cero para la electricidad utilizada, los costes son superiores a otros sistemas de almacenamiento.
- Desarrollo de macrocentrales de generación de electricidad con fuentes renovables para la producción de hidrógeno, en teoría desconectadas de la red eléctrica, porque, si no, siempre habría que plantearse que es más factible, eficiente y barato transportar electricidad que hidrógeno. En la Figura 3, se refleja la evolución prevista de costes de producción según BloombergNEF.

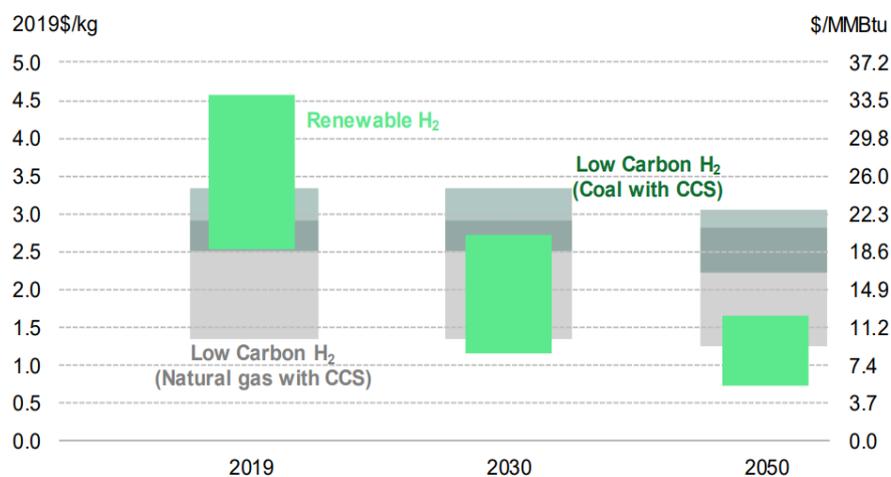


Figura 3. Perspectivas de costes de la producción de hidrógeno.
Fuente: BloombergNEF.

La diferencia de los costes existentes entre la generación de hidrógeno vía electrólisis y a través de combustibles fósiles se verá reducida tanto por la evolución tecnológica e industrial como por los costes reales de cada fuente de energía, y por considerar el hidrógeno como lo que debe ser: **la “guinda” de alto valor del sistema que cubrirá las necesidades energéticas que la electricidad no puede alcanzar** y no un vector energético de uso sectorial amplio

porque sus características no lo son ni en la producción, ni en la distribución/transporte ni en su uso.

Lo que sí queda fuera de ninguna duda es el interés de las compañías gasistas y del gestor del sistema (Enagás), que unen sus beneficios para mantener el estatus fósil con proyectos megalíticos como el H2Med, que responden más al deseo de que nada cambie que al de hacer una transición energética que verdaderamente se base en la erradicación de los combustibles fósiles como elemento de partida.

El avance de la transición ecológica va a suponer que muchas de las instalaciones de producción de hidrógeno, al estar ligadas a las refinerías actuales, pierdan su razón de ser, y por tanto un activo varado sin rentabilidad, con el paulatino compromiso para la erradicación de los combustibles fósiles.

En la Figura 4 se pueden ver las diferentes iniciativas que se han propuesto para la producción de hidrógeno cercana a instalaciones portuarias y a sistemas de refino o de recepción de gas natural que demuestran que la transición energética para la empresa pública Enagás y para el sector energético tradicional no es como nos la están contando.

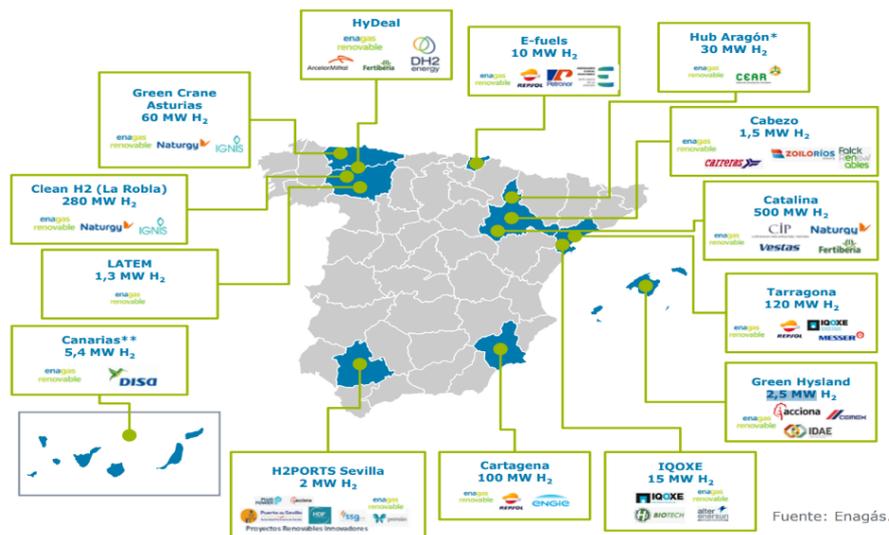


Figura 4. Proyectos de producción de H2.
Fuente: Enagás.

► Disponibilidad y transporte de hidrógeno

A tenor de lo aprobado por las diferentes Hojas de Ruta nacionales, no es discutible que la producción de hidrógeno en un futuro estará basada en la electrólisis del agua, en un principio con electricidad de origen renovable, si bien la Comisión Europea y el lobby energético están intentando blanquear la utilización como sostenible de la energía nuclear.

Un elemento importante es la velocidad del cambio y el periodo de coexistencia de la producción de hidrógeno mediante combustibles fósiles y mediante electrólisis.

El crecimiento de la demanda de hidrógeno sólo puede basarse en que los nuevos y los actuales usos deben tener un origen sostenible. Pero, según evolucionan los diferentes posicionamientos y estrategias del sector energético, es claro que la apuesta por el hidrógeno conlleva una estrategia de mantenimiento del estatus actual del gas natural.

La necesidad de transportar hidrógeno procedente de la hidrólisis del agua se basa en el supuesto, de difícil asunción, de que la generación de electricidad con fuentes de energía renovables se lleva a cabo en lugares aislados y por la variabilidad temporal del recurso que al generar excedentes puede ser interesante destinarlos a producir hidrógeno con el fin de trasladarlo posteriormente a los lugares de consumo.

El transporte de hidrógeno, al igual que su almacenamiento, supone una gran barrera para el desarrollo de este vector, debido a dos de las propiedades físicas de esta molécula: su pequeño tamaño y su baja densidad. Estas características se ponen aún más de manifiesto al ser comparadas con el gas natural que está compuesto principalmente por metano. El metano tiene el doble de átomos de hidrógeno que la molécula de hidrógeno y uno de carbono. El hidrógeno tiene una mayor capacidad de dispersión y requiere de más hermetismo (las emisiones directas de fugas de hidrógeno tienen un potencial de calentamiento global (calor absorbido por el gas) GWP, Global Warming Potential, de 100 años), por lo que los sistemas de transporte de gas natural no son válidos para el hidrógeno, aumentando el coste de la inversión por su proceso de transformación.

Por esta razón, la línea más conservadora, hasta que lleguen las inversiones en hidroductos, ha sido la apuesta por el *blending*, consistente en mezclar hidrógeno en porcentajes pequeños con el gas natural. Según la normativa en vigor, en todos los países ese porcentaje es inferior al 10%. El hidrógeno, en caso de mezclarse con el gas natural, no puede acabar convirtiéndose en la coartada para el mantenimiento de la infraestructura gasista y del uso del gas natural, teniendo en cuenta que la producción de hidrógeno puede producirse en el mismo lugar donde se consume, sobre todo en los polígonos industriales.

Considerando esta particularidad, el *blending* no es la solución, porque el H₂ tiene un Poder Calorífico Inferior (PCI) de 120,2 MJ/kg frente a los 48,2 que tiene el metano, componente mayoritario del gas natural, lo que supone que el producto final tenga alteradas sus propiedades y pueda afectar al funcionamiento de los equipos de combustión; por el diferencial de costes y porque es difícilmente comprensible, hoy en día, producir un derivado

para mezclarlo con la materia prima que se empleó en producirlo sin que, además, se genere un valor añadido claro en las condiciones de uso.

En las propuestas actuales sobre la disponibilidad de hidrógeno inicialmente se ha mantenido la idea de que fueran las conducciones de gas las que soportaran la distribución de hidrógeno, mediante la fórmula del *blending*, para avanzar posteriormente a la de que sean los gasoductos los que se convirtieran en hidroductos. Esta solución está más que en entredicho por las características del hidrógeno, por las necesidades de un uso de materiales que todavía no disponemos y las condiciones de funcionamiento.

La práctica del *blending* supone la degradación, en términos de valor, de un vector energético como el hidrógeno, como componente minoritario de una mezcla con el gas natural con menor capacidad energética que, además, no es sostenible y hay que erradicar.

Las iniciativas que han surgido con el propósito de licuar el H2 para su transporte deben ser abandonadas principalmente por las propias características físicas y la exigencia de temperaturas extremadamente bajas para alcanzar el estado líquido con la estabilidad requerida (-240°C y 13 bar de presión).

En la Figura 5 puede observarse la propuesta de red troncal de hidrógeno como unión de las diferentes estaciones de regasificación que forman parte de la coartada del H2Med y, que unido a lo mostrado en la Figura 4 en referencia al “*Hidrogen backbone ibérico*”, convierten el hidrógeno en un vector energético que dará continuidad al sistema actual centralizado basado en la dependencia de los combustibles fósiles y en la consideración del gas natural como combustible necesario para la transición.



Figura 5. Red troncal del hidrógeno en España en 2030.
Fuente: Enagás.

El Gobierno de España, capitaneado por ENAGÁS y el sector energético tradicional, está intentando convertirnos en un “hub” de hidrógeno, en el que realizar una apuesta por la sobreproducción de electricidad renovable con el fin de producir y exportar hidrógeno. Además, el hecho de destinar más de 1.600 millones de los fondos Next Generation EU a proyectos de hidrógeno incrementan su apuesta. Esta situación pone en entredicho el deber de democratizar un sistema energético en el que se apueste de forma prioritaria por la generación cerca del consumo y no por un sistema de grandes centrales e infraestructuras como continuidad del modelo actual. La realidad de las dificultades de aceptación social del despliegue renovable debe hacernos pensar que nuestra apuesta debe ser la integración y no la conversión de las renovables en un proceso extractivo.

► Uso y demanda de hidrógeno

La consideración crucial cuando hablamos del hidrógeno es que no estamos hablando de un combustible de uso común para la cobertura de nuestras demandas energéticas. Tenemos que olvidar la idea de que, en el futuro, por donde nos llega el gas natural, nos llegará un combustible como el hidrógeno. Nuestras viviendas, nuestros coches, nuestro día a día no serán a base de hidrógeno, tanto porque proviene de la electricidad y, por lo tanto, es más lógico utilizar electricidad, como porque por sus características físicas y por seguridad en su uso no es recomendable su uso en instalaciones no industriales o profesionales.

Hasta ahora, el hidrógeno ha sido más un input de procesos industriales que un vector energético o un combustible porque procede de los combustibles fósiles que precisamente queremos sustituir.

El desarrollo e introducción del hidrógeno, por las características de su proceso de producción, **debería tener como objetivos la sustitución del hidrógeno de origen fósil actual y cubrir aquellas aplicaciones a las que la electricidad no puede llegar y no basarse en una apuesta por incrementar la oferta.**

En España se consumen 500.000 toneladas de hidrógeno al año. El 99% de ese hidrógeno es producido a base de gas natural sin captura de CO₂ (gris). De hecho, el 6% del consumo total de gas natural en España se destina a la producción de hidrógeno.

La práctica totalidad de este consumo se produce en las plantas de fabricación de productos industriales y en las refinerías, siendo Repsol el mayor productor y consumidor de hidrógeno del país, con el 72% del total. Por sectores, el consumo se reparte en un 70% como materia prima, principalmente en refinerías (mayoritariamente las situadas en Huelva, Cartagena,

Puertollano y Tarragona), un 25% en fábricas de productos químicos de uso industrial (amoníaco) y el 5% restante en sectores industriales como el metalúrgico.

La transición energética hacia la descarbonización debe suponer que, por la desaparición de las refinerías en un futuro cercano, la cultura del hidrógeno estará separada y ajena de la realidad de su producción y uso actual. Esto supone la necesidad de revisar la hoja de ruta de España y su interés en sustituir el 25% del hidrógeno producido con gas natural e implantar usos demostrativos en instalaciones que no van a subsistir y enfocar más su demanda en aquellos usos necesarios para la realidad de la transición energética y las limitaciones de la electricidad.

► El hidrógeno en la transición energética

La política energética, debido al desarrollo alcanzado por las distintas tecnologías de aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, debe centrar sus objetivos en la electrificación de la demanda, como vector principal para alcanzar cuanto antes un sistema energético 100% renovable y de alta eficiencia, con una reducción de la demanda energética total.

El hidrógeno puede jugar un papel importante si se cumplen las expectativas de su desarrollo en el futuro como elemento de gestionabilidad y de cobertura de algunas necesidades energéticas específicas, pero sin perder el origen renovable y que su apuesta sea sostenible.

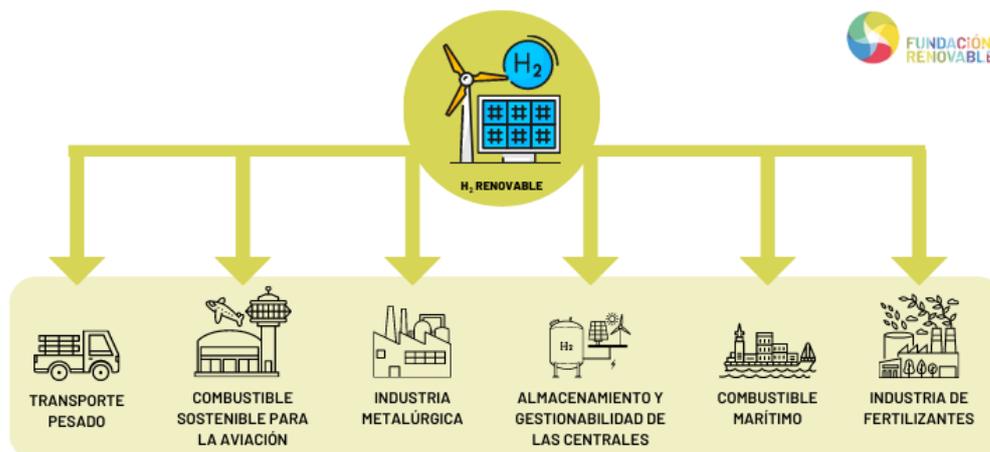
La capacidad energética del hidrógeno es la característica principal para su consideración como vector energético idóneo en la cobertura de demandas que la electricidad no puede cubrir. Sus aplicaciones, al margen de ser un input de proceso, deben ser:

- **Como combustible.** El sector industrial, y concretamente las aplicaciones a altas temperaturas en el sector de la metalurgia o en el químico, es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles para la obtención de energía calorífica. Como posible solución se plantea utilizar el hidrógeno para la producción de calor a nivel industrial, también conocido como Power to Heat (pese a la emisión de óxidos de nitrógeno en su combustión). El objetivo es que este combustible sea el hidrógeno verde.
 - ✓ La combustión de hidrógeno puede cubrir las necesidades del proceso industrial con la posibilidad de utilizar la energía residual para la generación de electricidad, formando así el sistema de cogeneración. Sin embargo, para maximizar la eficiencia, la cogeneración debe estar guiada por la demanda térmica de proceso, y no como se ha venido haciendo habitualmente en la cogeneración basada en combustible fósil, que buscaba maximizar la generación de electricidad con el objetivo de rentabilizar económicamente la

inversión en el sistema de cogeneración. Por tanto, eficiencia energética y rentabilidad económica se contraponen en este caso, limitando las opciones reales del hidrógeno para cogeneración industrial a aquellos casos en que no haya mejor alternativa no fósil (uso directo de electricidad, energía solar térmica de concentración, geotérmica, bombas de calor, biomasa residual de la propia industria...).

- **Para producción de electricidad para tracción en el transporte.** En primer lugar, hay que reflejar que estamos en un proceso circular electricidad-hidrógeno-electricidad que, como hemos expuesto previamente, es ineficiente, pero que tiene valor añadido por su uso en la cobertura de necesidades sin capacidad de conexión eléctrica e incrementar, por ejemplo, la autonomía de medios de transporte al reducir el peso de los sistemas de almacenamiento. Como apuesta tecnológica y de proceso, la lógica para sistemas de transporte debe ser la utilización de pilas de combustible, pero siempre en aquellas aplicaciones en las que la electricidad no puede ser el vector energético utilizado.
 - ✓ La pila de combustible (*Fuel Cell*) es el dispositivo capaz de generar electricidad a partir de la reacción química entre el hidrógeno introducido en la pila y el oxígeno del aire, formando vapor de agua como subproducto. Es decir, el proceso inverso al llevado a cabo por los electrolizadores. La eficiencia actual de las pilas de combustible es de un 50%, lo que significa que la mitad de la energía contenida en el hidrógeno es transformada en energía útil (electricidad). Para contextualizar, una turbina de gas pequeña tiene una eficiencia del 21% y un motor de combustión interna de ciclo diésel alrededor del 40%.
 - ✓ En los sistemas que pueden estar directamente electrificados apostar por el hidrógeno como vector energético con la utilización de pilas de combustible es irracional. Es difícilmente comprensible las propuestas de uso del hidrógeno para energía de tracción de los trenes cuando la apuesta debe ser electrificarlos. En 2019, el ferrocarril en España tenía una electrificación del 63% y el objetivo de la política energética debería ser alcanzar la electrificación plena y apostar por que se convierta en el sistema modal recomendado y fomentado para el transporte de mercancías, que tiene una cuota en la actualidad del 4%, y de personas e interconexiones con los demás países.
- **Para producción de gases sintéticos de origen renovable.** Una de las aplicaciones de futuro, promovidas y ampliamente publicitadas por la industria gasista actual, es la producción de gases sintéticos a partir de hidrógeno. El único objetivo es dar continuidad a los sistemas de transporte y al uso del gas natural; de hecho, en la prohibición de venta de vehículos aprobada por la Comisión se habla de la no posibilidad de venta de vehículos de gasolina y diésel, dejando fuera a los de gas natural. Volvemos, salvo usos muy específicos, a anteponer el modelo energético fósil actual, introduciendo ineficiencias, para mantener el estatus empresarial. Está alcanzando especial interés la producción de amoníaco (NH_3), como elemento que

puede simplificar el almacenamiento y el transporte implícito del hidrógeno. El amoniaco está especialmente pensado para el transporte naval, situación que debe ser analizada con extremo cuidado por los riesgos medioambientales añadidos por sus fugas y sus interacciones con la fauna y flora marina.



USO DEL H₂ SOLO EN SECTORES PRIORITARIOS

El hidrógeno verde debe estar dirigido solo a sectores que aún no se puedan electrificar completamente.

Figura 6. Usos del hidrógeno.

Fuente: elaboración propia.

Obviamente, salvo por razones de eficiencia, requisitos de operación y por su capacidad de almacenamiento de carácter estacional, **el hidrógeno no debería ser el vector energético base para la transición energética y su apuesta debe estar supeditada a la evolución de la demanda y no, exclusivamente, a la promoción de infraestructuras y de una oferta en la que todavía está pendiente gran parte de su desarrollo tecnológico.**

► H2Med. La coartada del mantenimiento del modelo actual

Siempre se ha dicho que España es una isla energéticamente hablando y parece que lo somos y lo queremos seguir siendo solo en lo que respecta a la interconexión eléctrica con Europa en la que se han incumplido todos los objetivos establecidos para disponer de un grado de interconexión del 10% en 2020 y del 15% en 2030.

De hecho, en la actualidad alcanzamos una tasa de interconexión, en relación con la potencia instalada, del 2,2%, con una capacidad de 2.800 MW con Francia, que llegaría a los 5.000 MW, un 5%, con la interconexión submarina en el Golfo de Bizkaia prevista para 2027, repleta de sobrecostes. Además, en el mejor de los casos, con las dos iniciativas de los Pirineos llegaríamos a los 8.000 MW.

España y Francia, en el marco de la XXVII Cumbre Hispano-Francesa celebrada en Barcelona el 19 de enero, han reafirmado su firme compromiso de cooperación en materia energética con

el fin de minimizar el alza de precios del gas, tanto ahora como en el futuro. Ambos países estudiarán la construcción de un nuevo tendido eléctrico, aprovechando el trazado submarino del hidroduto **H2Med** entre Barcelona y Marsella, lo que supone anteponer el desarrollo de esta iniciativa al cumplimiento de los compromisos ya existentes de interconexión eléctrica.

En el tratado de amistad, se refleja que Francia y España respetarán “plenamente el derecho de cada Estado miembro a elegir su estructura energética y que ambos países reconocen la importancia de la producción, transporte y consumo de H2 limpio como el producido a partir de fuentes renovables y bajas en carbono”. Estas declaraciones han llevado consigo, a posteriori, una interpretación diferente de lo que supone la idoneidad del origen del H₂, sobre todo a raíz del segundo acto delegado de la Comisión, en las que Francia considera que el origen nuclear del hidrógeno está incluido y que el H2Med debe servir para transportar hidrógeno en las dos direcciones: de Francia a España y de España a Francia.

El H2Med ha sido fruto de un cambio de posición política y del interés por recuperar, motivado por la invasión de Ucrania, nuestro potencial como hub energético, en un principio de gas y ahora de hidrógeno, retomando la iniciativa del gasoducto MidCat, que fue rechazado en 2019 por el actual Gobierno y declarado económica y socialmente inviable, con su reconversión progresiva desde su configuración como gasoducto a un sistema de transporte de hidrógeno.

En este proceso se han utilizado diferentes denominaciones, como BarMar, hasta la última de H2Med y tiene un presupuesto de aproximadamente 2.500 M€ al que será necesario añadir 4.670 M€ para la adaptación y la creación de infraestructuras en nuestro país, es decir, que el presupuesto total se situaría por encima de los 7.000 M€. El BEI (Banco Europeo de Inversión) ha iniciado ya los trámites para la financiación con fondos europeos, pagándolo los contribuyentes.

La iniciativa, con la aceptación de Portugal y Francia, a la que también se ha unido Alemania, pretende alcanzar una capacidad de flujo de 2 millones de toneladas de hidrógeno al año, lo que convertiría a España en un hub energético o intermediario logístico, algo que siempre se ha pretendido desde el sector energético, en el que el valor está en el trading y no en generar valor añadido real, que, en este caso, sería de hidrógeno verde producido por electrólisis del agua con energía renovables.

La euforia creciente provocada por el acuerdo H2Med se ve reflejada en las manifestaciones del CEO de Enagás en las que destaca que el objetivo es alcanzar una producción de 2-3 millones de toneladas de hidrógeno en 2030, que se incrementaría a 3-4 millones en 2040, a la que habría que añadir 0,75 millones adicionales producidos en Portugal para cubrir, aproximadamente, el 10% de la demanda de Europa. En parte esto se debe al plan REPower EU

que establecía un objetivo de 10 millones de toneladas de producción nacional de hidrógeno renovable y de 10 millones de toneladas de importaciones para 2030. Estas cifras, en esta escalada sin límites de ambición empresarial y política, no coinciden con los datos más prudentes de la Hoja de Ruta del Hidrógeno de España aprobada en octubre de 2020, en la que se cifraba como objetivo que el 25% del consumo de hidrógeno industrial fuera de origen renovable en 2030, es decir 125.000 toneladas, y se instalaran 4 GW de potencia en electrolizadores.

Con los valores que se han incluido en la iniciativa, la producción y exportación del hidrógeno requeriría instalar 40 GW de potencia adicional renovable en España (considerando un mix eólico/fotovoltaico con una media de producción de 2.500 kWh por kW instalado y unas necesidades de 50 kWh para cada kg de H₂).

Estas iniciativas desbordan lo establecido en el PNIEC, en plena revisión, tanto en la potencia a instalar como en la estructura de la generación de electricidad con fuentes renovables, convirtiendo la transición energética en un modelo extractivo e insostenible que socialmente no va a ser aceptado.

A esta iniciativa le precedió el anuncio de Maersk, uno de los gigantes mundiales del transporte marítimo, de su proyecto de producción centralizada de hidrógeno, como base de su apuesta para la producción de gases sintéticos, que, según sus cálculos, requeriría 4 GW de potencia eólica, situándola en Galicia y en Andalucía. Este proyecto, por supuesto, depende de una adecuada disponibilidad de recursos públicos en forma de subvenciones y captación de las partidas de los fondos Next Generation EU.

El compromiso actual de potencia instalada para 2030, según el PNIEC, en eólica y fotovoltaica centralizada es de 80 GW, de los que 43 GW están ya disponibles, y, obviamente, no incluyen los gigawatios adicionales de las diferentes iniciativas como el H₂Med o la de Maersk.

El desarrollo renovable en España está siendo complejo, atendiendo a la capacidad de evacuación de nuestro sistema eléctrico y a la escasa aceptación social de su desarrollo en el medio rural, entre otras razones porque hemos fijado objetivos sin establecer previamente el marco de ordenación del territorio y de diálogo con las diferentes comunidades afectadas para que su implantación tuviera la aceptación social y ambiental exigible.

Plantearse megaproyectos sin la certeza de que serán operativamente utilizados es un error que incrementará la presión para la transición energética y que puede acabar convirtiendo el hidroducto en una infraestructura fallida, siguiendo una práctica desgraciadamente muy

habitual en el modelo concesional español de realización de infraestructuras, como han sido las regasificadoras, las autopistas radiales o el sistema de almacenamiento Castor.

Este proyecto, por otro lado, va a afianzar la apuesta nuclear francesa y que el sentido del flujo de hidrógeno sea desde Francia a Europa con origen nuclear, un parque nuclear francés deteriorado con más de 20 centrales paradas por diferentes procesos de mantenimiento y la opacidad de EDF.

La intención de convertir España en uno de los principales productores y exportadores de hidrógeno es un error, fruto de un sueño megalítico y de la necesidad de mantenimiento del estatus de las compañías gasistas y de Enagás, que ha olvidado su papel público como gestor del sistema y solo prioriza engrosar sus ingresos y dividendos.

Es importante tener en cuenta la característica de complementariedad del hidrógeno porque, si analizamos muchos de los planes presentados, parece que éste debiera ser el centro del modelo energético, situación que nunca será asumible por rendimientos, costes e idoneidad. La exigencia de un cambio en el modelo de la oferta hace que el hidrógeno no pueda ser la coartada de la continuidad del modelo actual.

El interés por el hidrógeno nace de la posibilidad de complementar y poner en marcha un sistema cada vez más electrificado, tanto en su faceta de almacenamiento y mejora de la gestionabilidad, como en la cobertura de demandas de energía no idóneas para la electricidad.

El hidrógeno debe ser producido siempre que se pueda en el lugar de uso, mediante electrolizadores abastecidos por electricidad de origen renovable, bien producida in situ o transportada desde su lugar de origen. Siempre será más interesante transportar electricidad que hidrógeno.

La racionalidad y la apuesta por la democratización de la energía deben ser los pilares de nuestra transición energética y no, como implica esta iniciativa, mantener el sobredimensionamiento de infraestructuras que perpetúen la política concesional y de poder de los lobbies fósiles en materia energética.

► Consideraciones sobre el hidrógeno y sobre la iniciativa H2Med

¿Dónde sí?

- **El hidrógeno**, por su valor energético, por sus características físicas, que introducen complejidades en los diferentes pasos de su cadena de valor, por su ineficiencia energética en la producción como vector de segunda derivada, por el riesgo de su uso... **debe tener un papel de excelencia** en cuanto a su demanda, papel del que le

han despojado las propuestas actuales, convirtiéndolo en un combustible al uso para favorecer la continuidad del modelo energético actual.

- El hidrógeno debe tener un papel en el proceso de descarbonización de la economía y en el modelo energético del futuro, pero este debe estar circunscrito a cubrir las necesidades a las que la electricidad no puede llegar: transporte pesado por carretera, naval o aéreo, como input industrial, dentro de un análisis pormenorizado de la necesidad real de mantenimiento de la demanda que los origina e incluyendo los cambios modales sobre todo en el transporte que la transición ecológica demanda
- La actual demanda y producción de hidrógeno ligada a complejos de refino debe ser analizada, dado que en una economía descarbonizada su existencia no será necesaria en la configuración que actualmente tienen.

¿Dónde no?

- El uso del hidrógeno debe estar definido como vector energético e input de procesos industriales y nunca como un combustible de uso común para suministros que pueden ser cubiertos por electricidad, tanto por eficiencia como por seguridad de uso.
- **Las necesidades energéticas de la ciudadanía** deben ser cubiertas por la electricidad, siendo el hidrógeno de uso exclusivo para industrias muy definidas donde la electrificación aún no pueda darse y en algunos otros usos de nicho.
- **En ningún caso se puede ver el hidrógeno como sustituto del gas natural** para los usos que actualmente se le dan desde la ciudadanía como son las calderas.

¿Cómo?

- **La apuesta por el hidrógeno debe estar basada en su producción mediante hidrólisis del agua con electricidad de origen renovable.**
- A tenor del desarrollo actual, la apuesta a corto plazo debe estar centrada en la sustitución de la actual demanda de hidrógeno de origen fósil por hidrógeno de origen renovable. No se puede incrementar la oferta y las infraestructuras de transporte sin fomentar la demanda, priorizando que sea sostenible la actualmente existente. A largo plazo, es crucial una evaluación detallada de la demanda potencial de hidrógeno que sería necesaria para un sistema energético 100% renovable de alta eficiencia y mínimo coste.
- **Siempre es mejor transportar electricidad que hidrógeno.** Esto conlleva que su producción debe estar lo más cerca del lugar de consumo o uso y no de las centrales de generación de electricidad que, bajo este criterio, deberían estar desconectadas de la red eléctrica.

► Consideraciones sobre el hidrógeno y sobre la iniciativa H2Med

Viabilidad

- Bajo las premisas anteriores, la iniciativa **H2Med** carece de oportunidad y supone una apuesta por el desarrollo de infraestructura sin que exista un soporte de demanda real para esta. **No podemos convertir una apuesta política en un activo varado.**

Impacto territorial

- Las magnitudes que introduce ponen en riesgo el desarrollo de las renovables y la transición ecológica, ya que supondrían un incremento de más de 40 GW en un desarrollo como el actual, territorialmente estresado.

Riesgo nuclear

- Su puesta en marcha es la coartada necesaria para el mantenimiento de la apuesta nuclear de Francia, que está intentando a toda costa que la energía nuclear reciba el mismo trato que las renovables. En ese caso, el hidrógeno supuestamente verde transportado por el H2Med sería indistinguible entre su componente renovable y su componente nuclear. La publicación del acto delegado segundo el 13 de febrero por la Comisión Europea refleja cuál va a ser el futuro del H2Med como instrumento para favorecer el mantenimiento de la energía nuclear.

Fondos Europeos

- La propuesta actual del hidrógeno está sobrevalorada, contradice lo establecido en la Hoja de Ruta del Hidrógeno aprobada en España y supone el mantenimiento del estatus del modelo actual y de una política energética concesional con los grandes grupos energéticos cuyo objetivo es la mayor captación de fondos Next Generation EU.
- España, por el interés de reflejar el éxito de un acuerdo político, no puede ser garante de una política energética no sostenible.

► Anexo

Datos hidrógeno

- Necesidad de electricidad: entre 50/55 kWh/kg.
- Necesidad de agua: 17 litros de H₂O por kg.
- Coste H₂.
 - gas natural sin captura entre 1-2 €/kg.
 - gas natural con captura 3 €/kg.
 - electrolisis renovables 5 €/kg con las subastas del 2021 estaría en 3,5 €/kg.
- PCI: 120MJ/kg frente al gas natural (48,2 MJ/kg). Problemas de funcionamiento quemadores.
- Estado líquido -240°C y 13 bares de presión.

Datos de producción del hidrógeno

- 1 kg de H₂ necesita 50 kWh a 2.500 HEN. Es decir que 1 MW de potencia produciría como máximo 50 toneladas. Cuidado con los sobredimensionamientos.
- 6 GW funcionando al 80% de capacidad producen 0,8 millones de Tn de H₂.
- Reformado del gas natural: 80% de eficiencia, pero se liberan 10 kgCO₂ por kgH₂. Lo que debería suponer a 100 €/tnCO₂ 1€/kg de H₂.

Rendimientos para el uso del hidrogeno

- Power to power: 29%. Con este dato la conclusión es que es mejor transportar y usar la electricidad.
- Power to power con ciclo combinado 33%: no incluyen los costes de transporte.

Hoja de Ruta del hidrógeno en España

- Demanda actual de 0,5 MtnH₂: 70% refinерías, 25% industria química y 5% uso industrial metalurgia.
- El 6% del consumo de gas natural se utiliza para producir H₂.
- Repsol consume el 72% del H₂.
- En 2024: instalar 300/600 MW de electrolizadores.
- En 2030: instalar 4 GW de electrolizadores y cubrir el 25% de la demanda actual. Supone 0,125 MtnH₂ y 6,25 TWh de electricidad: 1.562 HEN de los electrolizadores y 2,5 GW de potencia renovable ad-hoc).

Hoja de ruta de la UE

- En 2024: instalar 4 GW.
- Entre 2025 y 2030: instalar 40 GW de electrolizadores.
- Producir 10 MtnH₂ e importar otras 10 MtnH₂.

Datos ENAGAS

- Ingresos: 970 M€.
- Ebitda: 797M € (82%).
- BºNeto: 376 M€(38%).
- Accionistas: BlackRock (5,5%), Amundi (3,2%), Amancio Ortega (5%), SEPI (5%), Bank Of America (3,6%), Mubadala (3,1%) y State Street (3%).
- Green2TSO: Enagas, GRT gaz, REN, Terega. 6 de marzo 2023.
 - Voluntad de ser HNO operador de redes de H₂.
 - Necesidad de vender Enagás como renovable. 60% ENAGAS, 30% Hy24 Credit Agricole, Ardian y FiveT Hydrogen, 5% pontegadea, 5% Navantia. En total 25 proyectos de H₂ verde y 21 de biometano.
- En 2030 se estima una demanda de H₂ de 3,75Mtn x 7,5. En el documento *H₂ renovable vector energético clave*.
 - Demanda nacional: 1,3 Mtn
 - Exportación: 2 MTn
 - Portadores: 0,45 Mtn
- Potencia renovable adicional: 75.000 MW

H2Med

- Presupuesto: 2.500 M€ + 4.670 M€ = 7.170 M€.
- Capacidad 2 Millones tn/año. Supondría 40 GW de potencia renovable mínima.
- Objetivo propuesta Arturo Gonzalo Aizpiri: 2-3 Millones tn para 2030 + 0,75 Millones de Portugal.
- Construcción: 4 años y 6 meses.

Proyectos megalíticos

- España presentó 150 iniciativas a las declaraciones de interés por valor de 50.000 M€ de las que se han comprometido 1.600 M€.
- Maersk: España 4 GW eólica para gases renovables. Galicia y Andalucía con eólica.
- RWE + EQUINOR: 3 GW de centrales ciclo combinado con electrolisis de hidrógeno 2 GW hidrógeno y gas natural. En 2030 Noruega tendrá 2 GW de H₂ azul y 10 GW en 2038.
- Alemania: H2RCULES. El coste rondaría los 4,72 €/kg H₂ según Enervis.

España Isla energética

- Electricidad: actualmente 2.800 MW con Francia deberíamos estar en 13.000 MW. Con Golfo de Bizkaia (2027) llegaríamos a los 5.000 MW y con todo lo propuesto a 8.000 MW contando la interconexión pirenaica.
- Compromiso 2020: 10% unos 13.000 MW.
- Compromiso 2030: 15% por encima de los 20.000 MW.

Datos PNIEC

- Potencia renovable en 2030: 80 GW
- Potencia renovable en la actualidad: 43 GW.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Figura 7. Parque de generación del Escenario Objetivo (MW).
Fuente: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030).

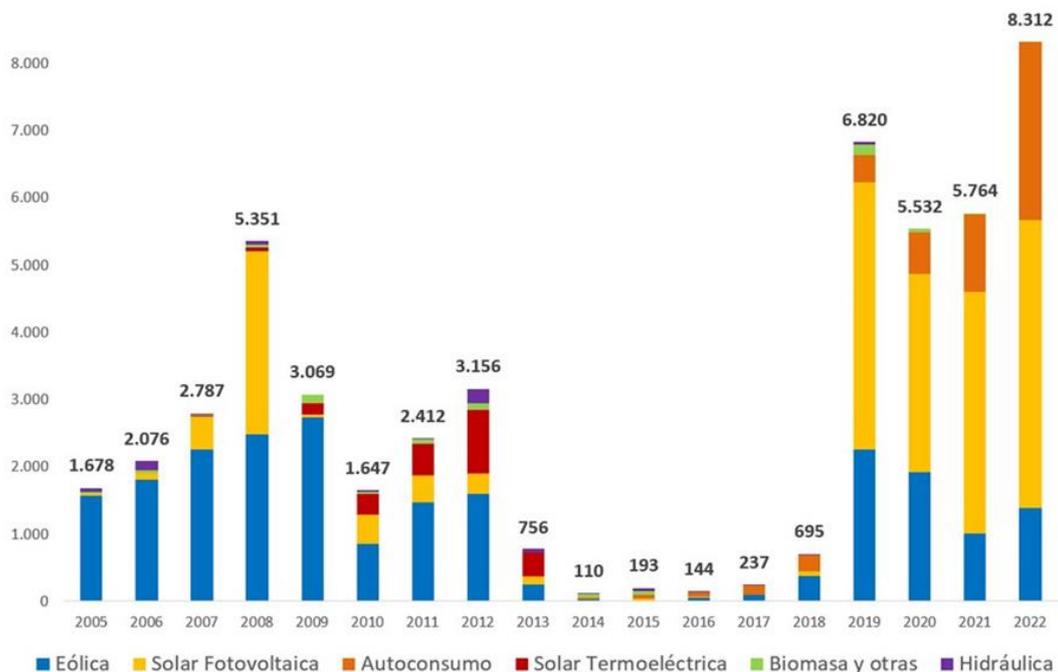


Figura 8. Evolución de la potencia renovable anual instalada.
Fuente: REE y APPA Renovables.