



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

MÁSTER UNIVERSITARIO EN GESTIÓN DE LA
PRL, CALIDAD Y MEDIO AMBIENTE

ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y NUEVAS TECNOLOGÍAS EN ENAGÁS

Autor: Blanco Fernández, Ismael

<u>Tutor de Empresa</u> Andrés Martínez, César Enagás Transporte S.A.U.	<u>Tutor Académico</u> San Juan Blanco, Manuel Dpto. de Ingeniería Mecánica e Ingeniería de Materiales
---	--

Valladolid, octubre de 2020

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es el de analizar técnicamente las principales medidas de eficiencia energética implantadas por la empresa Enagás, y profundizar en las nuevas fuentes de energía renovables que se están promoviendo, como el biometano y, sobre todo, el hidrógeno. Para esto se ha realizado una profunda revisión bibliográfica de la empresa y del sector energético actual.

Como resultado, el estudio desarrolla los proyectos de Enagás en materia de hidrógeno verde. Entre ellos, destacan el proyecto SUN2HY, que estudia la rentabilidad de producir hidrógeno por vía de la fotoelectrólisis catalítica; y el proyecto *Power to Green Hydrogen Mallorca*, que plantea producir hidrógeno a partir de la electricidad generada con paneles fotovoltaicos. Esta producción de hidrógeno se complementa con el estudio de formas rentables de almacenar y transportar este combustible. En este aspecto, otro de los proyectos de Enagás está trabajando con líquidos orgánicos portadores (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*), que presentan una buena opción de almacenar hidrógeno y transportarlo a Europa en una especie de corredor energético desde el sur y hacia el centro-norte del continente.

Como conclusión, el hidrógeno se presenta en el futuro como un combustible clave en la empresa para la consecución de objetivos tales como la descarbonización de la sociedad o la movilidad sostenible.

Palabras clave: *eficiencia energética, biometano, hidrógeno, fotoelectrólisis catalítica, líquidos orgánicos portadores*

ABSTRACT

The purpose of this project is to technically analyze the main energy efficiency measures implemented by Enagás, delving into the new renewable energy sources that are being promoted, such as biomethane and, specially, hydrogen.

As a result, this research develops the Enagás projects in green hydrogen. There are two main Enagás projects: the SUN2HY project, which studies the profitability of producing hydrogen by catalytic photo electrolysis; and the *Power to Green Hydrogen Mallorca* project, which proposes to produce hydrogen beginning with electricity generated with photovoltaic panels. This hydrogen production is complemented by the study of profitable ways to store and transport this energy. In this regard, another related Enagás project is experiencing with liquid organic hydrogen carriers, which present a good choice for storing and transporting hydrogen from Southern to Central and Northern Europe through an energy corridor.

To sum up, hydrogen is a key energy vector to achieve the Enagás' future goals, such as the decarbonization of society and sustainable mobility.

Keywords: *energy efficiency, biomethane, hydrogen, catalytic photo electrolysis, liquid organic carriers*

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1. Motivo del trabajo	6
1.2. Lugar de realización de las prácticas.....	6
1.3. Tutor de empresa	8
1.4. Tutor académico.....	8
2. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS	10
3. METODOLOGÍA Y MEDIOS UTILIZADOS	11
4. RESULTADOS OBTENIDOS.....	12
4.1. Eficiencia energética en Enagás.....	12
4.1.1. Plan de Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones.....	12
4.1.1.1. Evolución de las emisiones de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2) en Enagás.....	12
4.1.2. Medidas de eficiencia energética para el año 2020	17
4.2. Nuevas tecnologías	20
4.2.1. Gases renovables.....	20
4.2.2. Biometano	21
4.2.3. El hidrógeno como vector energético.....	23
4.2.3.1. Tipos de hidrógeno según la forma de producirlo	23
4.2.3.2. Cadena de valor del hidrógeno verde	24
4.2.4. Proyectos	33
4.2.4.1. Proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca.....	34
4.2.4.2. Proyecto en la planta de regasificación de Cartagena	36
4.2.4.3. Proyecto en el Centro de Innovación de Zaragoza	37
4.2.4.4. Proyecto IPCEI Green Spider	39
4.2.4.5. Proyecto SUN2HY	40
5. CONCLUSIONES	42
6. BIBLIOGRAFÍA.....	44
7. ANEXOS.....	48
ANEXO I. MAPA SOCIETARIO DE LA EMPRESA ENAGÁS S.A.	48
ANEXO II. ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE TRANSPORTE NORTE.....	49
ANEXO III. RECORRIDO DEL GAS.....	50
ANEXO IV. ESQUEMA GRÁFICO DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE EL SERRABLO (HUESCA)	51
ANEXO V. TABLA COMPARATIVA ENTRE LOS DISTINTOS TIPOS DE H_2	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. CT Cigales, lugar de realización de las prácticas. Fuente: autor	6
Figura 2. Planta de regasificación de Barcelona. Fuente: Enagás S.A.....	7
Figura 3. Equipos de turbocompresores en la EC de Tivissa (Tarragona). Fuente: Enagás S.A.....	13
Figura 4. Plataforma marítima La Gaviota, uno de los pocos almacenamientos subterráneos “offshore” del mundo. Fuente: Enagás S.A.....	17
Figura 5. Sensor SENSIT® HXG-3P empleado por Enagás en sus campañas LDAR. Fuente: Vira Gas Imaging	19
Figura 6. Planta de biometanización de Enagás en Valdemingómez. Fuente: Energy News (López, 2020).....	22
Figura 7. Mapa de depósitos y cavidades salinas en Europa como resultado de la evaluación de idoneidad para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno: 1. Alsace Basin; 2. Bresse Basin; 3. Greoux Basin; 4. Valence Basin; 5. Lower Rhine Basin; 6. Hessen Werra Basin; 7. Sub-Hercynian Basin; 8. Lausitz Basin; 9. Leba Salt; 10. Fore- Sudetic Monocline; 11. Carpathian Foredeep; 12. Lublin Trough; 13. Ocnele Mari; 14. Cardona Saline Formation ; 15. Pripyat Basin; 16. Cheshire Basin; 17. UK Permian Zechstein Basin; 18. Larne Salt Field; 19. Wessex Basin. Fuente: (Weber, y otros, 2020)	29
Figura 8. Tren Coradia iLind propulsado por hidrógeno. Fuente: (López, 2020).....	31
Figura 9. Pila de combustible con hidrógeno. Fuente: (Albrecht, 2014)	32
Figura 10. Ubicación de las distintas instalaciones que componen el proyecto. Fuente: (Acciona Energía S.A., 2017).....	36
Figura 11. Planta de regasificación de Cartagena. Fuente: Enagás S.A.	36
Figura 12. Un operario trabaja en el Centro de Innovación de Zaragoza. Fuente: Enagás S.A.....	38
Figura 13. Mapa de infraestructuras del Proyecto Green Spider con sus 5 hubs planteados: 1.- Hub Baleares. 2.- Hub País Vasco. 3.- Hub Castilla y León. 4.- Hub Aragón. 5.- Hub Asturias. Fuente: (Martínez & Teichmann, 2019)	39
Figura 14. Instalaciones de Repsol Technology Lab en Móstoles. Fuente: Repsol	41

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Recorrido simplificado que realiza el gas desde su extracción hasta su consumo final. Fuente: Enagás S.A.	8
Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de un vaporizador de GNL con agua de mar. Fuente: (Lizarazo & Cañas, 2015)	18
Ilustración 3. Interfaz informática que ofrece la cámara infrarroja de Vira Gas Imaging. Fuente: (Vira Gas Imaging, 2018)	19
Ilustración 4. Vías de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables. Fuente: (Correas , 2007).....	24
Ilustración 5. Tipos de generación eléctrica a partir de hidrógeno. Fuente: Martínez, y otros, 2020.....	33
Ilustración 6. Esquema general del proyecto. Fuente: (Acciona Energía S.A., 2017) ..	35
Ilustración 7. Esquema del proceso de producción de hidrógeno para antorcha en la Planta de Regasificación de Cartagena. Fuente: (Martínez, y otros, 2020).....	37
Ilustración 8. Esquema del proyecto desarrollado en el Centro de Innovación de Zaragoza por Enagás. Fuente: (Martínez, y otros, 2020)	38
Ilustración 9. Ciclo reversible del transporte de hidrógeno utilizando líquidos orgánicos portadores. Fuente: (Martínez & Teichmann, 2019).....	40
Ilustración 10. Esquema genérico del Proyecto SUN2HY. Fuente: (Martínez, y otros, 2020)	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Principales tecnologías de producción de hidrógeno por vía electrolítica. Fuente: autor	25
Tabla 2. Condiciones de operación y rentabilidad económica de las diferentes tecnologías de hidrógeno por vía electrolítica. Fuente: (Martínez, y otros, 2020).....	26
Tabla 3. Opciones tecnológicas para el almacenamiento de hidrógeno. Fuente: Correas , 2007	28
Tabla 4. Características de los distintos almacenamientos subterráneos para el hidrógeno. Fuente: (Fundación para el desarrollo de las nuevas tecnologías del hidrógeno en Aragón (coord.), 2012-2014)	30
Tabla 5. Situación del sector transporte impulsado por hidrógeno en el año 2050. Fuente: (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019)	30
Tabla 6. Situación del uso doméstico del hidrógeno en calderas con H ₂ para el año 2050. Fuente: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019	31
Tabla 7. Situación esperada de algunas de las industrias que apuestan por incluir H ₂ en sus procesos. Fuente: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019...	32
Tabla 8. Situación esperada de la generación de electricidad a partir de hidrógeno en el año 2050. Fuente: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019.....	33
Tabla 9. Datos y fechas previstos en el Proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca para cada fase. Fuente: Acciona Energía S.A., 2017.....	35

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivo del trabajo

La realización de este Trabajo Fin de Máster tiene una doble motivación; por un lado, aplicar teóricamente parte de los conocimientos adquiridos en la etapa de formación en prácticas en Enagás Transporte S.A.U., así como plasmar parte de la documentación interna que dispone la empresa; y por otro lado, aprovechar lo anterior para hacer un análisis de uno de los temas medioambientales más en auge en los últimos tiempos, la eficiencia energética. Unido a esto último, a lo largo del presente trabajo trataré de describir algunos de los últimos proyectos en los que está involucrada la empresa Enagás S.A., principalmente basados en la producción de hidrógeno verde.

1.2. Lugar de realización de las prácticas

Las prácticas se han realizado en la empresa Enagás Transporte S.A.U., más concretamente en el CT de Cigales (*Figura 1*).



Figura 1. CT Cigales, lugar de realización de las prácticas. Fuente: autor

Para entender un poco la localización de este centro, hay que revisar la estructura de la empresa. Enagás S.A. se divide en una serie de empresas filiales (ver [Anexo I](#)):

- **Enagás GTS.** Es el Gestor Técnico del Sistema, y se encarga de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución (Enagás S.A., 2020).
- **Enagás Transporte.** Tiene la función de vehicular el gas a través de los

gasoductos y mantener el correcto funcionamiento de las infraestructuras asociadas a los mismos, que son:

- **Almacenamientos subterráneos.** Son infraestructuras clave que contribuyen a la garantía de suministro al actuar como reservas en función de la demanda o el consumo. En España existen 3 almacenamientos subterráneos en propiedad de Enagás: Yela (Guadalajara), Serrablo (Huesca) y Gaviota (Bizkaia), uno de los pocos almacenamientos *offshore* existentes en el mundo (Enagás S.A., 2018).
- **Plantas de regasificación (Figura 2).** Se encargan de almacenar y regasificar el gas natural licuado (GNL) que llega en los buques metaneros a la costa. Para ello emplean vaporizadores con agua de mar. Actualmente Enagás cuenta con 6 plantas de regasificación en España.
- **Estaciones de compresión (EC).** Elevan la presión del gas hasta 72/80 bar para maximizar la capacidad de transporte de los gasoductos. Hay 19 en este momento.
- **Centros de Transporte (CT).** Coordinan las actividades de mantenimiento, operación y control de la red de gasoductos. La empresa cuenta con 46 centros de este tipo.
- **Estaciones de regulación y medida (ERM).** Están ubicadas en las conexiones con otros operadores o con consumidores finales y en ellas se reduce la presión del gas a la presión establecida.

La red de transporte se completa con cerca de 12.000 km de gasoductos que conectan las infraestructuras anteriores entre sí y con los usuarios finales del gas. Por último, toda la red se controla desde un Centro Principal de Control (CPC).



Figura 2. Planta de regasificación de Barcelona. Fuente: Enagás S.A.

Una vez conocemos las infraestructuras e instalaciones de Enagás, podemos entender mejor el recorrido que realiza el gas desde su entrada en España hasta su llegada al consumidor final (*Ilustración 1*). Se puede ver un recorrido más detallado en el [Anexo III](#).



Ilustración 1. Recorrido simplificado que realiza el gas desde su extracción hasta su consumo final. Fuente: Enagás S.A.

Hay que mencionar que en la anterior ilustración no se valora el transporte del gas a través de gasoductos que conectan España con otros países. Destacan los gasoductos submarinos de entrada de Zahara de los Atunes (Cádiz) y Almería, que conectan, respectivamente, el Magreb (gasoducto Magreb-Europa) y Argelia (gasoducto Medgaz) con España y suponen un canal de entrada clave para el suministro gasista español y portugués.

- **Enagás Internacional.** Regula la participación accionarial de Enagás en infraestructuras gasistas a lo largo de todo el mundo, principalmente en Latinoamérica.
- **Enagás Emprende.** Tiene como objetivo diversificar el negocio de la compañía a través de nuevos modelos de negocio y tecnologías que apoyen la transición energética (Enagás S.A., 2020).
- **Enagás Financiaciones.** Se encarga de los mecanismos de financiación; por ejemplo, la concesión de préstamos y créditos a las sociedades que integren en cada momento el grupo Enagás.
- **Enagás Service Solutions.** Pone a disposición de otras compañías el conocimiento y experiencia de la empresa en materia de eficiencia energética.
- **Enagás Renovable.** Centrada en la apuesta por energías renovables, principalmente hidrógeno verde y biometano.

Dentro de Enagás Transporte, el CT Cigales se encuentra dentro de la Zona Zamora, encuadrada a su vez en la Gerencia de Transporte Norte (ver [Anexo II](#)), a su vez incluida junto al resto de gerencias en la Dirección de Transporte.

1.3. Tutor de empresa

El tutor de prácticas en la empresa ha sido César Andrés Martínez, Técnico de Prevención, Medio Ambiente y Calidad (Técnico PYMAC) en la Gerencia de Transporte Norte.

1.4. Tutor académico

El tutor de prácticas académico ha sido Manuel San Juan Blanco, profesor de la Escuela



de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid y miembro del Departamento de Ingeniería Mecánica e Ingeniería de los Procesos de Fabricación.

2. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

El presente trabajo se ha realizado por suponer una manera de aplicar de forma teórica los conocimientos adquiridos durante mi etapa en prácticas en la empresa Enagás Transporte S.A.U. El acceso a información, tanto interna como pública, de la empresa, y el propio conocimiento adquirido respaldan la realización de este proyecto. A todo ello se suma la elección de una temática innovadora, la eficiencia energética. Ésta se encuentra hoy en día aplicada en muchísimas industrias de diferentes ámbitos, y supone una gran herramienta para cumplir con objetivos que faciliten la ralentización del cambio climático, tales como la reducción de emisiones, la descarbonización de la sociedad o la movilidad sostenible.

Para aportar más interés al trabajo, se han tratado de estudiar también las nuevas tecnologías que está incorporando Enagás, destacando por encima de todas ellas el uso de hidrógeno como potencial combustible renovable en el futuro.

En cuanto a los principales objetivos del presente trabajo, podemos mencionar los siguientes:

- ✚ **Objetivo nº1.** Estructurar la planificación que sigue la empresa en materia de eficiencia energética.
- ✚ **Objetivo nº2.** Describir la evolución que han seguido las emisiones de GEI bajo responsabilidad de la empresa.
- ✚ **Objetivo nº3.** Analizar técnicamente las principales medidas implantadas en Enagás para la mejora de su eficiencia energética en el año 2020.
- ✚ **Objetivo nº4.** Estudiar las alternativas energéticas renovables que se están planteando al gas natural en este momento en Enagás.
- ✚ **Objetivo nº5.** Enumerar y describir las tecnologías de producción de hidrógeno desarrolladas en la actualidad, así como las opciones de transporte y almacenamiento del mismo.
- ✚ **Objetivo nº6.** Investigar el estado actual de España en comparación con Europa en cuanto a aspectos clave de la cadena de valor del hidrógeno, como por ejemplo su producción o almacenamiento a gran escala.
- ✚ **Objetivo nº7.** Mencionar algunos de los usos, tanto domésticos como industriales, que tiene y podrá tener el hidrógeno en el futuro, así como la penetración que pueda tener este vector energético en los distintos sectores.
- ✚ **Objetivo nº8.** Detallar los nuevos proyectos en materia de hidrógeno impulsados por la empresa Enagás.
- ✚ **Objetivo nº9.** Conocer y determinar los puntos clave respecto de la economía del hidrógeno, así como su estado actual en el sector energético (fortalezas y debilidades).

3. METODOLOGÍA Y MEDIOS UTILIZADOS

La metodología que se ha llevado a cabo es bastante sencilla, y ha consistido sobre todo en una revisión documental y bibliográfica amplia de las temáticas que se han querido tratar en el presente trabajo. Se ha utilizado desde información disponible en la web general de Enagás, hasta videoconferencias o cursos de formación recibidos por los propios empleados. Para el análisis de los proyectos de hidrógeno se han utilizado los estudios elaborados por empresas contratistas o socias de Enagás y responsables de estas investigaciones, y también se han revisado proyectos externos a la empresa que trabajan con tecnologías similares. Esto ha sido necesario sobre todo para la descripción más técnica e ingenieril de los procesos llevados a cabo en estas plantas. En cuanto a la organización del trabajo, se ha estructurado el mismo en dos bloques distintos: la eficiencia energética y las nuevas tecnologías. Pese a esto, se entiende la relación entre ambas y que la segunda no deja de ser una herramienta para la consecución de una mejora en la primera.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, figuran los resultados obtenidos durante la realización del estudio.

4.1. Eficiencia energética en Enagás

Antes de tratar en profundidad este tema en la empresa Enagás, hay que recordar brevemente el concepto de eficiencia energética.

La eficiencia energética se define como el cociente entre la energía requerida para desarrollar una actividad específica, y la cantidad de energía primaria usada para el proceso (Sánchez & Fuquen, 2014).

Otros autores apuntan que el concepto de eficiencia energética se refiere a la reducción del consumo energético promoviendo la reducción de los costes y la sostenibilidad medioambiental (Álvarez & Ortiz, 2015). La mejora de la eficiencia energética consistirá, por lo tanto, en una reducción del consumo energético para un mismo proceso/producto.

4.1.1. Plan de Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones

El Plan de Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones (en adelante PEERE) de Enagás incluye medidas orientadas a la reducción del consumo de gas natural y electricidad, la disminución de las emisiones o la autogeneración energética. Estas medidas se tratarán un poco más adelante.

Se trata de una estrategia que aúna ambos objetivos. En el periodo de 2015 a 2019, el PEERE ha permitido evitar 558.175 tCO₂e. En el apartado siguiente analizaremos la evolución que han seguido las emisiones de metano y CO₂ en los últimos años.

4.1.1.1. Evolución de las emisiones de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) en Enagás

Antes de analizar los datos obtenidos durante los últimos años, hay que entender la clasificación que realiza Enagás respecto de sus emisiones.

- ❖ **Emisiones de Alcance 1.** Se incluyen aquí:
 - ✓ Emisiones directas por combustión estacionaria. Un ejemplo sería el consumo de gas en los turbocompresores (*Figura 3*).
 - ✓ Emisiones directas por combustión móvil. Son las relacionadas con la flota de vehículos del grupo Enagás.
 - ✓ Emisiones de proceso. Comprende el gas natural venteado en labores de mantenimiento, por ejemplo.
 - ✓ Emisiones fugitivas. Son emisiones provocadas por pequeñas fugas en los equipos e instalaciones (bridas, válvulas, etc.).
- ❖ **Emisiones de alcance 2.** Son las emisiones procedentes del consumo eléctrico en todas las instalaciones de Enagás (SGS S.A., 2020).
- ❖ **Emisiones de alcance 3.** Son emisiones debidas a inversiones, adquisición de bienes y servicios y resto de categorías (por ejemplo, los viajes en avión de los empleados de Enagás).



Figura 3. Equipos de turbocompresores en la EC de Tivissa (Tarragona). Fuente: Enagás S.A

Las emisiones de metano (CH_4)

Representan el 22,2% de la huella de carbono de Enagás. Dentro de las emisiones de metano, casi el 70% es debido a escapes de gas no controlados y continuos en el tiempo (emisiones fugitivas); y el 30% restante, a venteos producidos durante las labores de operación y mantenimiento de equipos y válvulas neumáticas.

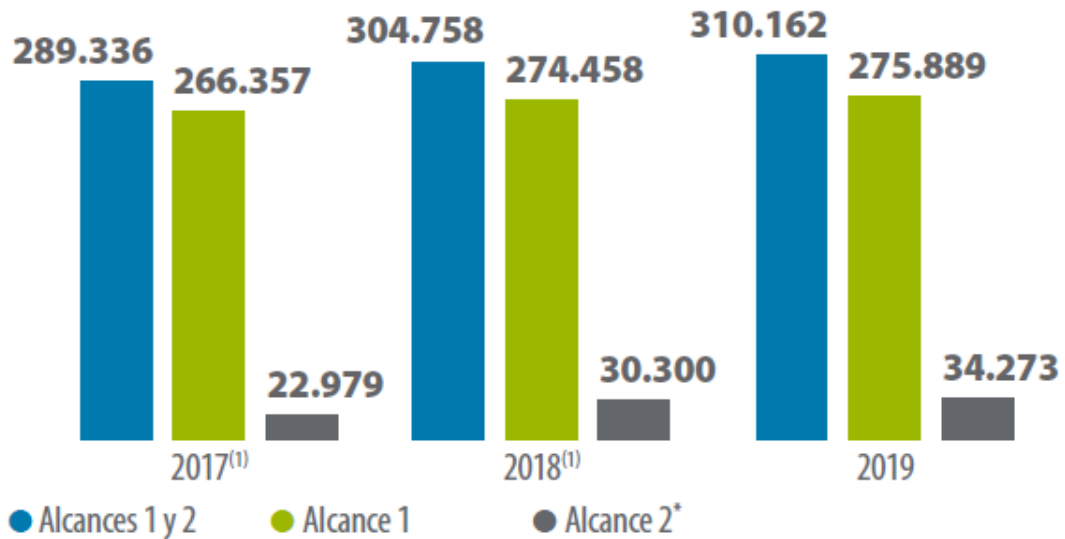
Las principales medidas llevadas a cabo por Enagás para reducir las emisiones de metano a la atmósfera son las siguientes (Enagás, 2020):

- ✚ Realización de campañas de detección, cuantificación y reparación de fugas de gas natural en sus instalaciones.
- ✚ Sustitución de equipos que funcionan con gas natural por eléctricos.
- ✚ Recirculación del gas natural a nuestro proceso para evitar su liberación a la atmósfera.
- ✚ Implantación de un software informático para el registro de las emisiones fugitivas que permitirá aumentar el control y gestión de este tipo de emisiones.
- ✚ Además, Enagás participa en diversas asociaciones colaborando activamente en la elaboración de informes, estudios e investigaciones relativas a las emisiones de metano.

En 2019, gracias al esfuerzo de Enagás en reducir los venteos y las emisiones fugitivas, las emisiones de metano han disminuido un 13,4% respecto a 2018, con una disminución del 32,1% si nos referimos únicamente a los venteos (Enagás S.A., 2019).

Las emisiones de dióxido de carbono (CO_2)

El 77,6% de la huella de carbono restante de Enagás corresponde a emisiones de CO_2 , generadas principalmente durante la combustión de gas natural en fuentes estacionarias, es decir, turbocompresores, calderas, antorchas, etc. (Enagás S.A., 2019). En cuanto a las emisiones de CO_2 , la tendencia la podemos ver a continuación (Gráfica 1).

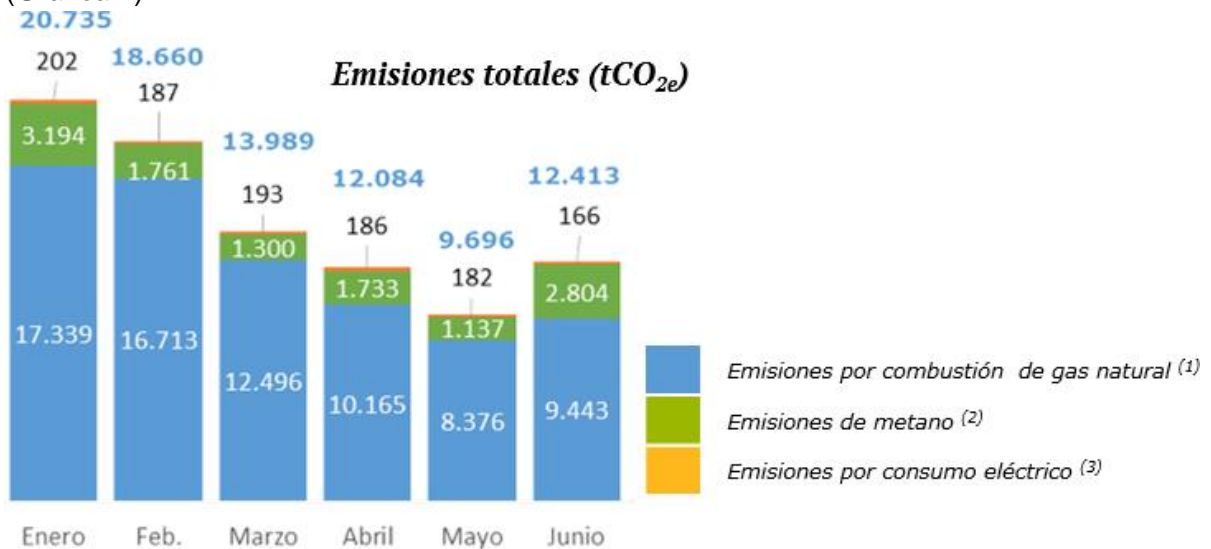


(1) Los datos de 2017 y 2018 no incluyen los datos de emisiones de la planta de regasificación de GNL Quintero a efectos de comparabilidad. Sólo incluyen los datos de España.

*Alcance 2 calculado según metodología *market based*. Los datos del alcance 2 calculados según metodología *location based* son: 88.444 tCO₂e en 2017, 72.078 tCO₂e en 2018 y 81.883 tCO₂e en 2019.

Gráfica 1. Evolución de las emisiones de CO₂ según los alcances 1 y 2 (tCO₂e). Fuente: Informe de Gestión Consolidado (Enagás S.A., 2019)

Pese a la tendencia ascendente de la gráfica anterior, el informe de seguimiento trimestral del PEERE que realiza Enagás presenta los siguientes datos a junio de 2020 (Gráfica 2).



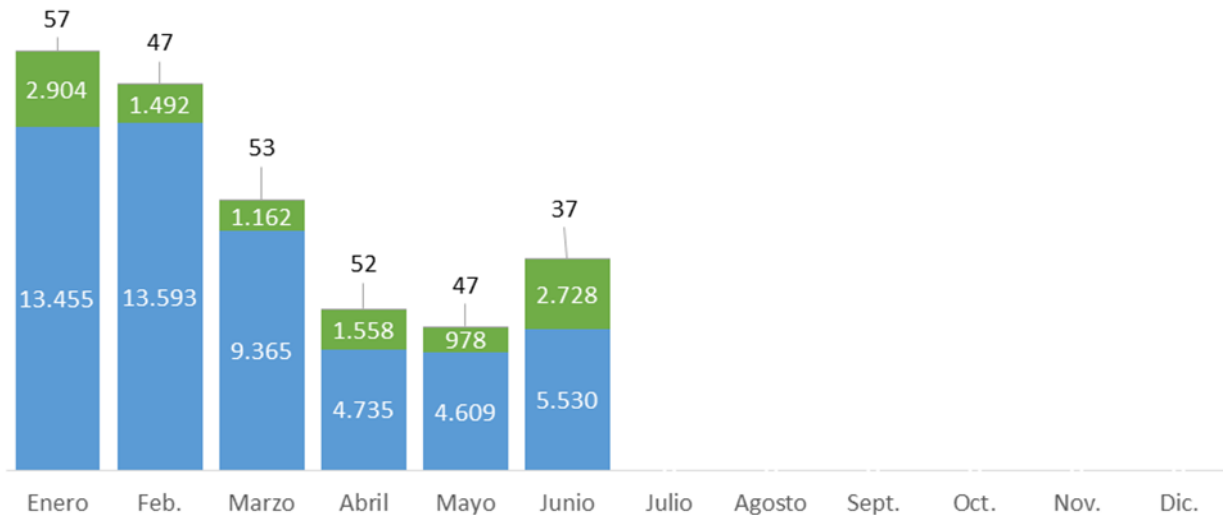
(1) Se excluye las emisiones provenientes del consumo de gas natural en calderas de calefacción de oficinas ni el de uso para grupos electrógenos por no ser consumos principales de la actividad de Enagás y no registrarse mensualmente.

(2) Se excluyen las emisiones de metano provenientes de los equipos de análisis, válvulas neumáticas y emisiones fugitivas data que está disponible a cierre de año para considerar todas las reparaciones ejecutadas a lo largo del año.

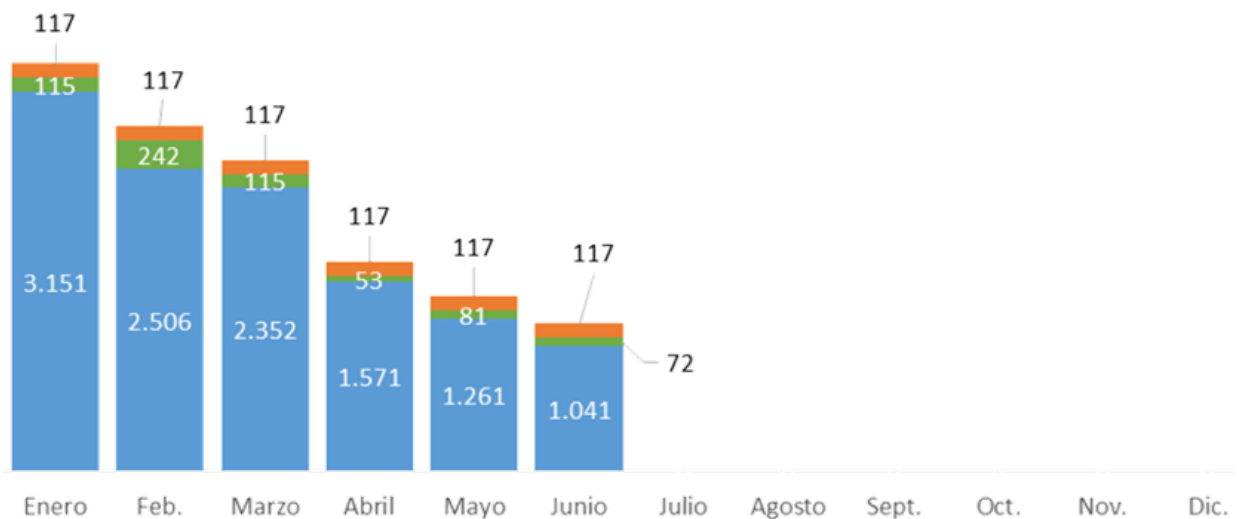
(3) Las emisiones provenientes del consumo eléctrico de ERM's y posiciones están estimadas en base al consumo del año pasado, data que se actualizará a final de año. Los datos no incluyen algunas facturas eléctricas, aún no disponibles en la web de Iberdrola. Los datos pueden sufrir ligeras modificaciones en seguimientos posteriores. Asimismo, los datos pueden sufrir modificaciones fruto de revisiones internas o como resultado de la auditoría externa realizada a cierre de año.

Gráfica 2. Evolución mensual de las emisiones producidas por las principales fuentes emisoras en Enagás S.A. durante el año 2020. Fuente: (Enagás S.A., 2020)

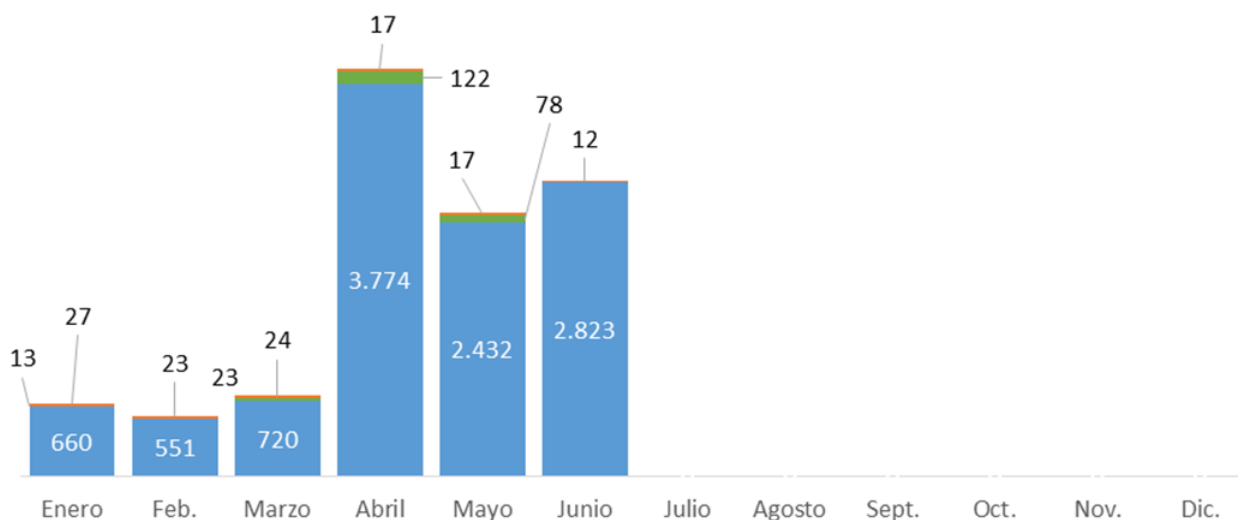
Si desglosamos las emisiones por tipo de infraestructura, podemos ver claramente que las que más emiten son las estaciones de compresión (ECC, Gráfica 3), seguidas por las estaciones de regulación y medida (ERMs) y resto de posiciones (Gráfica 4). En tercer lugar tenemos a los almacenamientos subterráneos (AASS, Gráfica 5) y ya por último las plantas de regasificación (Gráfica 6).



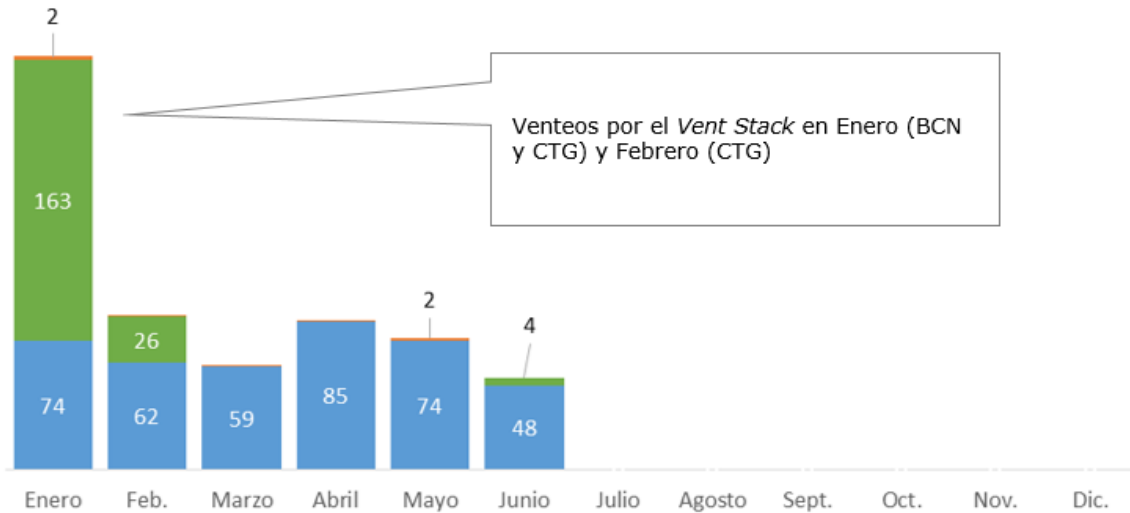
Gráfica 3. Emisiones totales en t CO₂e en las estaciones de compresión (ECC) durante el periodo enero-junio de 2020. Fuente: Informe de seguimiento del PEERE (Enagás S.A., 2020)



Gráfica 4. Emisiones totales en t CO₂e en las estaciones de regulación y medida (ERMs) y resto de posiciones durante el periodo enero-junio de 2020. Fuente: Informe de seguimiento del PEERE (Enagás S.A., 2020)

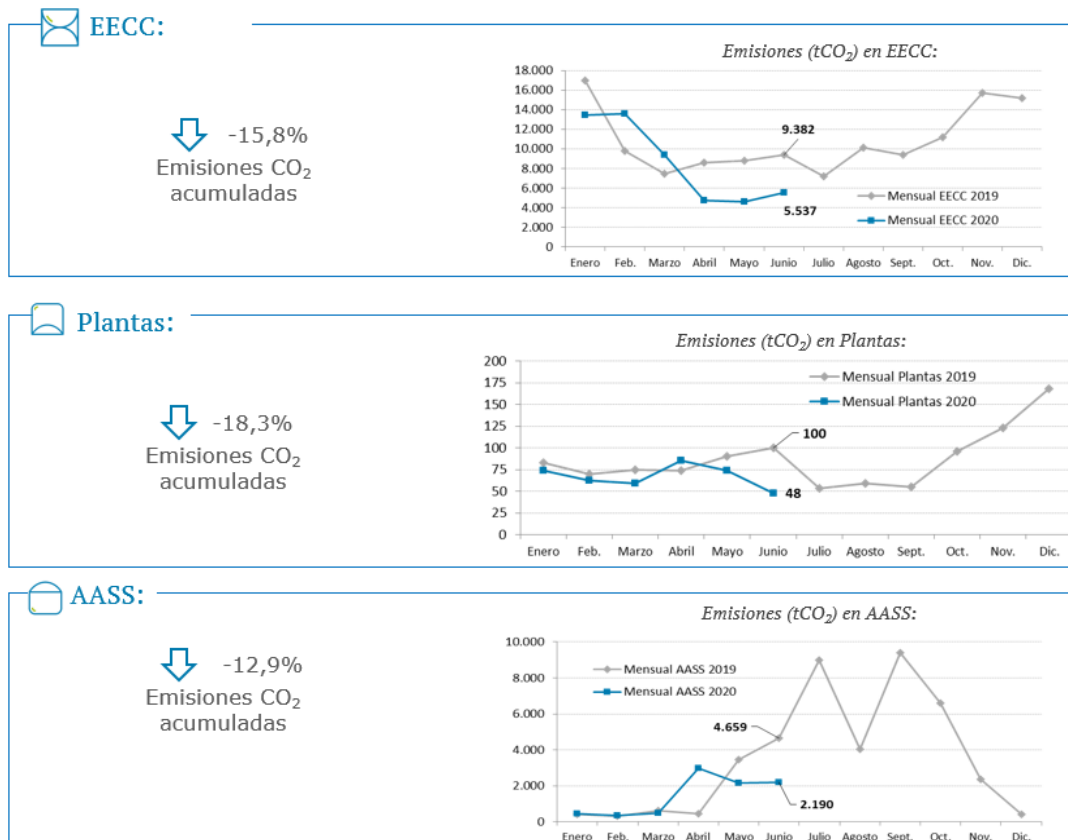


Gráfica 5. Emisiones totales en t CO₂e en los almacenamientos subterráneos durante el periodo enero-junio de 2020. Fuente: Informe de seguimiento del PEERE (Enagás S.A., 2020)



Gráfica 6. Emisiones totales en las plantas de regasificación en el periodo enero-junio de 2020. Fuente: Informe de seguimiento del PEERE (Enagás S.A., 2020)

Si tenemos en cuenta las emisiones que participan en el comercio europeo de derechos de emisión, las denominadas emisiones EU ETS (*European Union Emissions Trading System*), podemos ver que estas han disminuido un 15,4% en 2020 con respecto al mismo periodo de 2019. Si desglosamos estos datos por tipo de infraestructura, obtenemos lo siguiente (Gráfica 7):



Gráfica 7. Emisiones EU ETS totales en tCO₂ por tipo de infraestructura en comparación al mismo periodo de 2019. Fuente: (Enagás S.A., 2020)

Estas emisiones EU ETS tienen las siguientes particularidades:

- Corresponden solo a las generadas por instalaciones con potencia instalada de

más de 20 MW/h (no incluye ERMs, entre otras) y solo cubre las emisiones de CO₂ (no incluye venteos).

- No se incluyen ni calderas ni consumos de diésel.
- Los datos pueden sufrir ligeras modificaciones en seguimientos posteriores. Asimismo, los datos pueden sufrir modificaciones fruto de revisiones internas o como resultado de la auditoría externa realizada a cierre de año.

4.1.2. Medidas de eficiencia energética para el año 2020

Para el presente año 2020, la empresa tiene planificadas 20 medidas y 19 estudios en materia de eficiencia energética, lo que supone un aumento conjunto del 136 % respecto al año 2019, año en el que se planificaron 8 medidas y 6 estudios.

En este apartado, vamos a enumerar las principales medidas de eficiencia energética y reducción de emisiones implantadas recientemente, y desarrollaremos aquellas que desde el punto de vista técnico resulten más innovadoras.

✚ Instalación de variadores de frecuencia en bombas de agua

Los variadores de frecuencia son dispositivos electrónicos que permiten ajustar la demanda de agua requerida en el bombeo en cada momento y esto repercute en un ahorro energético. Concretamente este año 2020 se plantean implantar en la plataforma marítima de almacenamiento de La Gaviota (*Figura 4*). Estos variadores de frecuencia también se están empleando en plantas de regasificación, donde las bombas captan el agua de mar a una temperatura variable y la llevan hasta los vaporizadores (*Ilustración 2*), infraestructuras que se encargan de calentar el gas y devolverlo a su estado gaseoso. La inversión para la incorporación de estos variadores de frecuencia en La Gaviota ronda los 32.000 € y la estimación de ahorro de emisiones se ha fijado en 36,41 tCO₂/año.



Figura 4. Plataforma marítima La Gaviota, uno de los pocos almacenamientos subterráneos “offshore” del mundo. Fuente: Enagás S.A.

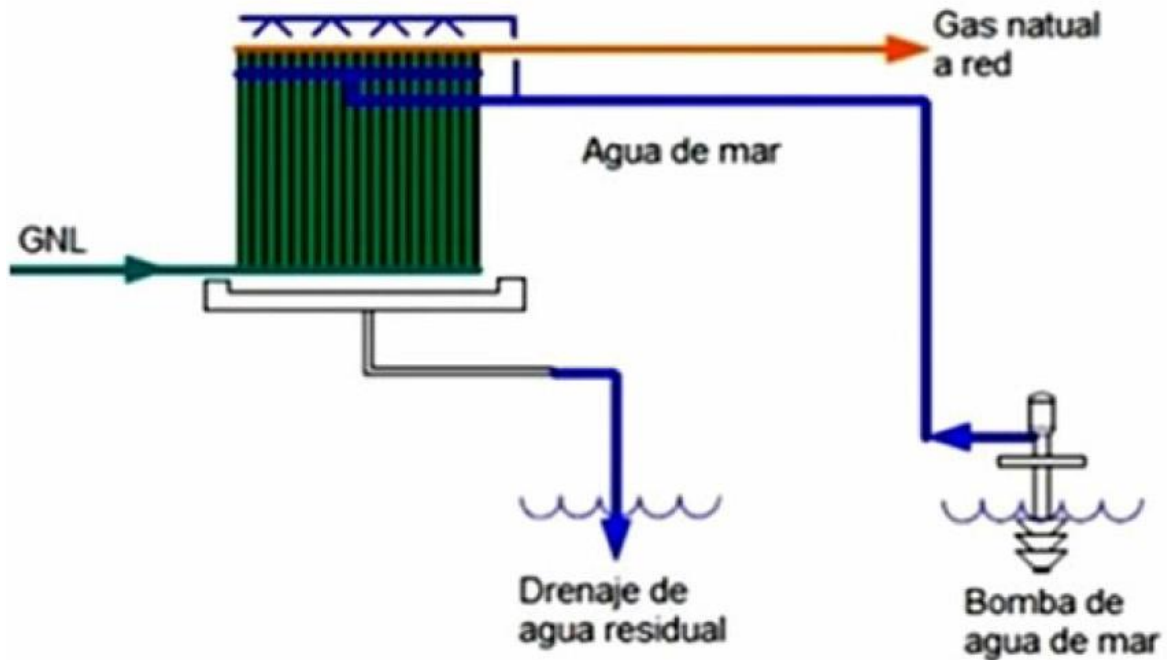


Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de un vaporizador de GNL con agua de mar. Fuente: (Lizarazo & Cañas, 2015)

🚧 Campaña de detección y reparación de emisiones fugitivas (LDAR)

Para reducir el impacto medioambiental que representa la emisión a la atmósfera de gas natural, es necesaria la detección y control de las fugas presentes en las infraestructuras de transporte de gas (Vira Gas Imaging, 2018). Para ello, la mejor opción para realizar este control es llevar a cabo una campaña de detección y reparación de fugas (LDAR, por sus siglas en inglés).

Esta labor se realiza en Enagás gracias a una “start up” (empresa emergente), VIRA GAS IMAGING, la cual tiene el propósito de proveer soluciones tecnológicas para la visualización y detección de gas en infraestructuras gasistas, contando con el apoyo tecnológico y científico de la Universidad Carlos III de Madrid a través de su *spin-off*¹ del laboratorio de infrarrojos *Sensia Solutions*. Actualmente esta empresa pertenece a Enagás y a INERCO, que actúa como socio mayoritario.

En cuanto a la tecnología, que cumple la norma UNE EN 15446, comprende dos pasos:

- ❖ Por un lado, las cámaras infrarrojas detectan la presencia de una fuga (Ilustración 3). Las principales ventajas de la tecnología infrarroja son:
 - ✓ Velocidad en la búsqueda de fugas.
 - ✓ Eficiencia y fiabilidad.
 - ✓ Condiciones de muestreo más seguras, ya que se permite una gran distancia para la teledetección (hasta 50 metros), evitando así riesgos derivados de las alturas, superficies calientes, confinadas o inaccesibles (Tomás, 2020).
- ❖ Por otro lado, una vez detectada una fuga, un sensor (Figura 5) nos permite cuantificar la misma. Este sensor nos da valores en ppm y del Límite Inferior de Explosividad (LEL, en inglés). Además, es flexible, ajustable y con capacidad para conectarse a cualquier dispositivo a través de Bluetooth, lo que permite descargar toda la información y generar un informe electrónico al instante (Vira Gas Imaging, 2018).

1. Spin off: empresa nacida a partir de otra mediante la separación, por ejemplo, de un departamento de la empresa para convertirse en una empresa independiente.

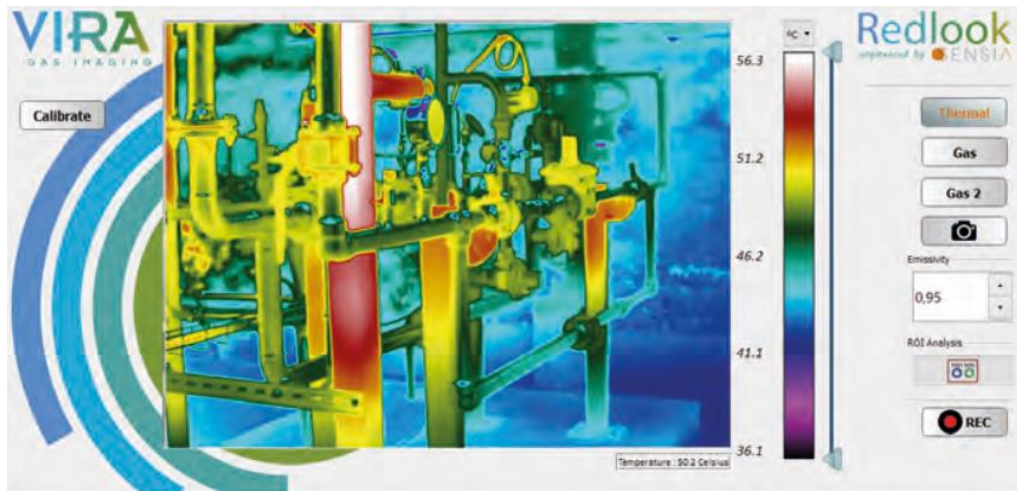


Ilustración 3. Interfaz informática que ofrece la cámara infrarroja de Vira Gas Imaging. Fuente: (Vira Gas Imaging, 2018)



Figura 5. Sensor SENSIT® HXG-3P empleado por Enagás en sus campañas LDAR. Fuente: Vira Gas Imaging

Actualmente, Enagás dispone de una aplicación que permite gestionar las emisiones fugitivas. Esta aplicación hace posible:

- Gestionar las detecciones de emisiones fugitivas y sus reparaciones.
- Listar y exportar a fichero Excel las emisiones registradas en la campaña.
- Gestionar el acceso y perfil de usuarios.

En el presente año 2020, las campañas LDAR se aplican en plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y en la red de transporte, con una inversión conjunta de 0,2 millones de € y un ahorro estimado de emisiones de 20.412 tCO₂e/año.

- ✚ **Reducción de consumo eléctrico mediante la sustitución de un compresor de BOG C-2002A por C-6000**

El “*boil off gas*”, BOG, es el nombre genérico y abreviado que recibe el vapor de gas natural que se produce en las instalaciones de gas natural licuado (en su caso GNL) de las plantas de regasificación (García R. , 2013).

El proyecto tiene como objetivo la sustitución de un compresor no criogénico –modelo C-2002A- por un nuevo compresor criogénico -C-6000-, un modelo más eficiente desde el punto de vista energético, y que por lo tanto optimiza todo el proceso.

La empresa encargada del diseño, suministro, construcción y montaje del compresor es TSK, grupo empresarial líder en desarrollos de ingeniería.

Esta medida está pensada para la planta de regasificación de Barcelona, con una inversión de 9.000.000 € y un ahorro en el consumo eléctrico de 0,037 GW.h/año. El ahorro en emisiones de estas iniciativas sería nulo al ser eléctrico el compresor, y a su vez proceder toda la electricidad de fuentes renovables, o lo que es lo mismo, con factor de emisión igual a 0 tCO₂/GW.h.

Montaje de un sistema de alivio de colector de BOG de baja presión a antorcha para evitar ventear gas en situaciones de *black-out* o paro de compresores de BOG

Esta actuación también está planificada para la planta de regasificación de Barcelona, aunque no se han fijado ni la inversión necesaria ni la estimación de ahorro de emisión, en este caso de gas natural, a la atmósfera.

Básicamente consiste en un colector de alivio que favorezca, en caso de paro eléctrico de la planta o de alguno de los compresores, que el gas natural vaya a una antorcha donde se queme en lugar de ser venteadado. Así se reduce la emisión de metano.

Junto a estas medidas de eficiencia energética que hemos analizado brevemente, Enagás plantea otras muchas para cumplir con sus objetivos en esta materia:

- ❖ Sustitución de actuadores neumáticos por eléctricos en CT Alegia y CT Pontevedra.
- ❖ Instalación de un intercambiador de calor GNL/BOG en la planta de regasificación de Cartagena para enfriar el BOG antes de entrar en el relicuador y aumentar su eficiencia.
- ❖ Mejora de la eficiencia en compresores de gas a través de un modelo predictivo con datos de proceso existentes.
- ❖ Medición de pérdidas en compresores de gas a través de la instalación de un sistema de monitorización en continuo.
- ❖ Estudio de una planta fotovoltaica de 4,4 MW asociada a la sustitución de los compresores de gas de Aurín por unos eléctricos. Aurín es uno de los yacimientos presentes en el almacenamiento subterráneo del Serrablo (ver [Anexo IV](#)).
- ❖ Etc.

4.2. Nuevas tecnologías

4.2.1. Gases renovables

Enagás impulsa el desarrollo de gases renovables como nuevas soluciones claves en el proceso de descarbonización y en el desarrollo de una economía circular. Las infraestructuras gasistas existentes están preparadas para el transporte y el almacenamiento de estas energías renovables no eléctricas.

Actualmente, Enagás trabaja en colaboración con distintas instituciones y empresas del

sector para impulsar el desarrollo de estos gases renovables y ya ha firmado acuerdos con el Gobierno de Asturias, el Gobierno de Aragón, el Gobierno de Baleares y el Gobierno de Castilla y León; o con compañías como Repsol, Sacyr, Ence y Emgrisa, Acciona y CEMEX, entre otras. También apoya a *startups* surgidas de su programa Enagás Emprende y centradas en el impulso de los gases renovables, como BioEnGas.

4.2.2. Biometano

El biometano es un combustible renovable gaseoso, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono en una proporción de alrededor del 65 %-35 %, (Naik, Goud, Rout, & Dalai, 2010). Algunos autores sitúan el contenido en metano en el 90 % (Souza & Schaeffer, 2013).

Proviene de la refinación del biogás obtenido ya sea por tecnologías térmicas o biológicas, siendo la materia prima de éste la materia orgánica (Aparicio, 2015). Este refinamiento recibe el nombre de *upgrading*. Actualmente hay 5 tecnologías que se utilicen principalmente en plantas de refinado de biogás (Gráfica 8), algunas de ellas disponibles comercialmente y otras que se encuentran a nivel piloto o de demostración (Hidalgo, Sanz, Martín, Castro, & Antolín, 2019):

- ✓ absorción con agua. La tradicionalmente más empleada. Para hacernos una idea, en el año 2013, el 40% de las plantas de *upgrading* usaban esta tecnología. Consiste en poner el biogás en contacto con una corriente de agua, de tal manera que se puede retirar el CO_2 junto con el H_2S (Navarro, Reyero, Moral, Bimbela, & Gandía, 2017). Es la empleada en la planta de Valdemingómez.
- ✓ adsorción por oscilación de presión (PSA), procedente del inglés *Pressure Swing Adsorption*. En este proceso se adsorben selectivamente CO_2 , O_2 y N_2 sobre la superficie del material adsorbente, normalmente de carbón activado o zeolitas, separándolos del CH_4 .
- ✓ absorción química. En la absorción química se utilizan disoluciones de aminas que reaccionan con el CO_2 . Se suelen utilizar dos tipos de compuestos: monoetanolamina (MEA) y dimetiletanolamina (DMEA).
- ✓ absorción física. Utiliza disolventes orgánicos como metanol o polietilenglicol, siendo necesaria la retirada previa de H_2S debido a que dificulta la regeneración del disolvente (Navarro, Reyero, Moral, Bimbela, & Gandía, 2017).
- ✓ separación con membranas. Esta última es la tecnología más novedosa y la que se está investigando actualmente. Las principales ventajas de las tecnologías basadas en membranas son:
 - ✚ Requerimiento de energía moderado, bajo coste, operación flexible y modularidad (Siagian, Raksajati, Himna, Khoiruddin, & Wenten, 2019).
 - ✚ Menor huella medioambiental y menor peso en comparación con los procesos de absorción (Gilasi, Taghavi, Rodrigue, & Kaliaguine, 2019).Entre algunas de sus desventajas, podemos citar las siguientes (Hidalgo, Sanz, Martín, Castro, & Antolín, 2019):
 - ✚ Reducida durabilidad cuando opera en presencia de contaminantes como el H_2S , generalmente presente en el biogás.
 - ✚ Ensuciamiento de la membrana (*fouling*).
 - ✚ Humectación en la membrana, proceso según el cual el líquido absorbente se filtra a través de los poros de la membrana y contamina el biometano resultante.
 - ✚ Pérdidas de metano durante el proceso.



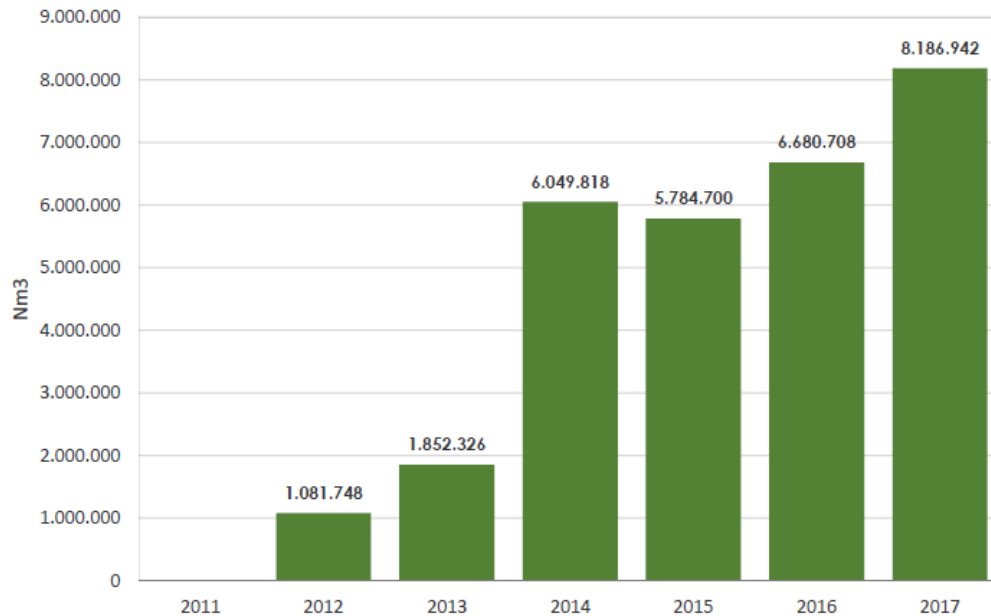
Gráfica 8. Uso de tecnologías de refinado de biogás en toda Europa: Fuente: EBA (European Biogas Association, 2018)

Una vez transformado, el biometano es apto para ser transportado por los gasoductos. La planta de Valdemingómez, en Madrid (Figura 6), constituye el primer ejemplo en España de este tipo de aprovechamiento con inyección en la red gasista, en este caso, de Enagás (Enagás S.A., 2019).



Figura 6. Planta de biometanización en Valdemingómez. Fuente: Energy News (López, 2020)

Esta planta fue puesta en marcha en el año 2011, y presenta una tendencia al alza en cuanto a producción de biometano y su posterior inyección en red (Gráfica 9).



Gráfica 9. Evolución del volumen de biometano inyectado en red desde la planta de Valdemingómez entre los años 2011 y 2017. Fuente: Ayuntamiento de Madrid (Magaña, 2018)

Por último, indicar que el biometano también puede ser utilizado como carburante sostenible en forma de BioGNC (forma comprimida) y BioGNL (forma líquida) en vehículos ligeros y pesados.

4.2.3. El hidrógeno como vector energético

El hidrógeno es el elemento químico más abundante de la tierra, aunque como molécula independiente (en forma de H_2) es difícil de encontrar en la naturaleza. Es por ello que se debe extraer de otros compuestos, como puedan ser el agua (H_2O) o el metano (CH_4). Esta característica hace que no se trate de una fuente de energía primaria, sino que es considerado un vector energético (Martínez, y otros, 2020).

Una vez extraído, el hidrógeno es un combustible inodoro, incoloro y muy limpio, al no poseer átomos de C en su composición, lo que anula la emisión de CO_2 a la atmósfera. Una de sus grandes desventajas reside en que, pese a tener un alto contenido energético por unidad de masa (kg), su baja densidad hace que no mantenga esta característica por unidad de volumen (m^3).

En cuanto a los usos del hidrógeno como combustible, podemos destacar:

- ✚ Producción de electricidad y calor
- ✚ Aplicaciones en el sector industrial
- ✚ Uso como combustible para la movilidad

4.2.3.1. Tipos de hidrógeno según la forma de producirlo

A día de hoy, existen tres tipos de hidrógeno principales (ver [Anexo V](#)):

- 1) **El hidrógeno convencional o hidrógeno “gris”**. Representa actualmente más del 96 % de la producción de hidrógeno. Se produce a través de procesos de reformado de gas natural y toma como fuentes de origen el metano (CH_4) y el agua.

Descrito de una forma muy simple, consiste en romper la molécula de metano obteniendo como resultado monóxido de carbono e hidrógeno, entre otros compuestos.



Este proceso tiene una rentabilidad energética de en torno al 80 % y es barato, pero tiene como inconveniente principal una elevada emisión de CO_2 .

Por ello, estos sistemas y otros parecidos de producción de hidrógeno basados en combustibles fósiles han de tenerse en cuenta, como mucho, como tecnologías de transición (Rodríguez, 2015).

- 2) **Hidrógeno bajo en carbono o hidrógeno “azul”**. Respeto la tecnología de producción mediante reformado, pero incluye un tratamiento de los gases emitidos con métodos de captura de CO_2 .
- 3) **Hidrógeno renovable o hidrógeno “verde”**. Es el hidrógeno que realmente tiene interés en el proceso actual de descarbonización y transición energética. Utiliza energías renovables para producir electricidad que a su vez sea capaz de electrolizar agua y obtener así el hidrógeno (*Ilustración 4*). Actualmente, sólo el 4% del hidrógeno se produce a partir de agua por electrolisis (Musa, Banerjee, S., & Jaafar, 2017).

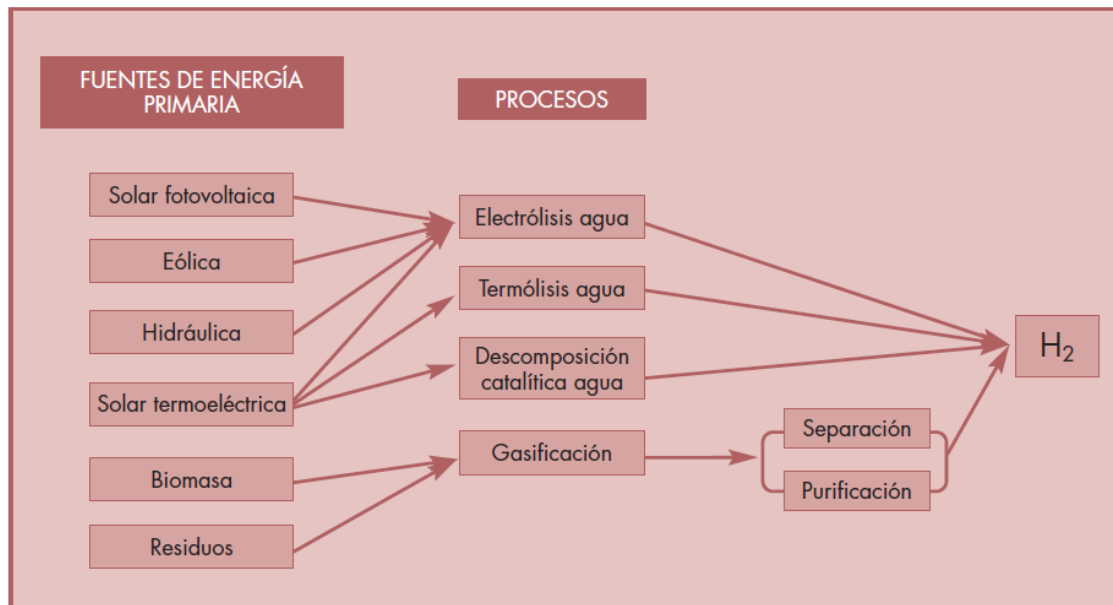


Ilustración 4. Vías de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables. Fuente: (Correas, 2007)

4.2.3.2. Cadena de valor del hidrógeno verde

La cadena de valor del hidrógeno verde se estructura en los siguientes apartados:



PRODUCCIÓN

Actualmente las tecnologías de producción de hidrógeno verde, basadas en la electrolisis, se resumen en tres, ordenadas de mayor a menor madurez actual:

- 1) **Alcalina**. La electrolisis alcalina es la tecnología más madura y desarrollada hasta la fecha de todas las tecnologías de producción de hidrógeno vía

electrolítica (Sánchez, Amores, Rodríguez, & Clemente, 2017).

Se basa (de forma simple) en una pila alcalina típica, con 2 electrodos (ánodo y cátodo) a través de los cuales se hace pasar una corriente eléctrica que rompe la molécula de agua y produce el hidrógeno. Utiliza como catalizadores *Ni*, *Co* o *Ru*, y como electrolito una solución acuosa de *KOH* al 25 %.

- 2) **PEM (Membrana polimérica)**. Es la tecnología a día de hoy que tiene un futuro más prometedor. La electrolisis PEM (*Proton Exchange Membrane*) trabaja con una membrana polimérica en sustitución del electrolito *KOH* de las pilas alcalinas.
- 3) **SOEC (Óxido sólido)**. En este caso, la celda electrolítica SOEC (*Solid Oxide Electrolyser Cell*) provoca la ruptura de la molécula de agua en estado vapor y a altas temperaturas, por lo que el aporte térmico necesario es muy importante. Es la tecnología más reciente de las tres, y se está investigando para mejorar la estabilidad y rendimiento de las celdas.

En la *Tabla 1* podemos ver un resumen con las ventajas y desventajas de cada tecnología.

Tabla 1. Principales tecnologías de producción de hidrógeno por vía electrolítica. Fuente: autor

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Alcalina	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tecnología madura y barata ✓ Vida útil alargada, de unos 10 años 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantenimiento del electrolito ✓ Necesario alcanzar un umbral de carga (Martínez, y otros, 2020) ✓ Presencia de sobrevoltajes en los electrodos (Sánchez, Amores, Rodríguez, & Clemente, 2017) ✓ Pérdidas óhmicas entre los electrodos por su distancia
PEM (Membrana polimérica)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Es capaz de generar hidrógeno a mayores presiones (Martínez, y otros, 2020) ✓ Buena adaptación a las fuentes renovables ✓ No requiere el uso de electrolitos corrosivos (Amores, Rojas, Sánchez, & Sevilla, 2018) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Imposible cogeneración de energía debido a la Tª baja de operación ✓ Tecnología menos madura ✓ Diseños complejos en las pilas ✓ Elevado coste, casi el doble de la alcalina (Amores, Rojas, Sánchez, & Sevilla, 2018).
SOE (Óxido sólido)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alta eficiencia ✓ Permite la cogeneración energética 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Muy caro, por el aporte de energía térmica ✓ Arranque lento

Por su parte, en la siguiente tabla (*Tabla 2*) podemos ver las condiciones en las que opera cada tecnología, así como el rendimiento económico (en €/KW) de cada una de ellas.

Tabla 2. Condiciones de operación y rentabilidad económica de las diferentes tecnologías de hidrógeno por vía electrolítica. Fuente: (Martínez, y otros, 2020)

	Alcalina	PEM (Membrana polimérica)	SOE (Óxido sólido)
Eficiencia total	51 - 60%	46 - 60%	76 - 81%
Presión (bar)	1 - 30	30 - 80	1
Temperatura (°C)	60 - 80	50 - 80	650 - 1000
Vida útil (h)	60.000 - 90.000	30.000 - 90.000	10.000 - 30.000
Rango de carga	10 - 110 %	0 - 160%	20 - 100%
CAPEX (€/kW)	450 - 1.200	1.000 - 1.600	2.500 - 5.000
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Madurez • Mantenimiento de electrolito 	<ul style="list-style-type: none"> • Acoplamiento EERR • Pureza H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia • Inmadurez • Alto coste

Una vez analizadas las técnicas de electrolisis más utilizadas en la actualidad, hay que comentar brevemente los otros tres procesos que se están estudiando para producir hidrógeno a partir de fuentes renovables:

- ❖ **Fotoelectrólisis catalítica o descomposición catalítica del agua.** Este método se está aplicando en Enagás en la actualidad, como veremos más adelante. Básicamente son celdas de electrolisis, donde los electrodos están sumergidos en una solución electrolítica y al recibir la incidencia de la radiación generan una corriente capaz de descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno (Correas , 2007). De esta manera, la radiación solar produce directamente hidrógeno, sin necesitar aporte de electricidad externo (Martínez, y otros, 2020). Estos dispositivos se encuentran en estado de investigación fundamental, pero en el ámbito del laboratorio ya han ofrecido eficiencias de conversión solar-hidrógeno del 16% (García A. , 2010).
- ❖ **Termólisis o descomposición térmica directa.** A temperatura de 2.500 °C el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno. Para lograr tales temperaturas pueden utilizarse concentradores solares como fuente suministradora de calor. El problema aquí consiste en evitar la recombinación del hidrógeno y el oxígeno (Correas , 2007). Como esta temperatura es muy difícil y costosa de lograr con rentabilidad, se utilizan ciclos termoquímicos con objeto de disminuir la T^a necesaria para disociar el agua. Estos ciclos se basan en la oxidación-reducción de algunos metales en forma de óxidos en presencia de agua, en los cuales una de las reacciones del ciclo se desarrolla con generación de hidrógeno.
- ❖ **Gasificación a partir de biomasa o residuos.** En este proceso, se pretende la obtención de un biogás rico en metano que posteriormente se pueda convertir en hidrógeno por el procedimiento de reformado ya mencionado. Para obtener el biogás, se ha de descomponer térmicamente la biomasa en presencia de un agente gasificante. Como resultado obtendremos el biogás, alquitranes y char

(residuo carbonoso). Precisamente estos alquitranes son uno de los principales problemas técnicos para el desarrollo de la gasificación de biomasa, ya que su formación es más elevada que en otros combustibles no renovables utilizados.

- ❖ **Biofotólisis o fotodisociación biológica del agua.** Se refiere a la conversión de agua y energía solar a hidrógeno y oxígeno usando microorganismos, comúnmente microalgas y cianobacterias. La ventaja principal de estos sistemas es su bajo coste, sin embargo, se saturan con bajos niveles de radiación y su eficiencia disminuye rápidamente con el tiempo, además de que, finalmente, hay que separar el H_2 del resto de los gases que se generan en el reactor. La solución pasa por la ingeniería genética para poder mejorar las propiedades de los microorganismos (Ares, Leardini, Sánchez, Fernández, & Ferrer, 2019). El ejemplo más significativo de estos sistemas son las algas *Chlamidomonas reinhardii*, con las que se han conseguido eficiencias del 15-20% (Batyrova & Hallenbeck, 2017).

TRANSPORTE

El transporte de hidrógeno se puede integrar en los gasoductos por dos medios (Martínez, y otros, 2020):

- ✚ Mezclado con gas natural. Aunque en general el hidrógeno no puede transportarse por la red de distribución de gas natural debido a incompatibilidad con los materiales comúnmente utilizados en los conductos (plásticos del tipo del polietileno), se están realizando estudios para utilizar algunas partes de la red para transportar mezclas de hidrógeno y gas natural.
- ✚ Realizando una reconversión de los gasoductos a 100% hidrógeno.

Entre medias tenemos otras opciones como son:

- Redes dedicadas. Hacer un hidroduto totalmente nuevo.
- Transporte por carretera de hidrógeno comprimido (llamados “gasoductos virtuales”). Equivale al transporte por carretera del hidrógeno comprimido. Para ello se usan camiones con depósitos de acero o aluminio reforzado que transportan el hidrógeno entre 200 y 700 bar. Cuando la distancia al lugar de uso final es grande (mayor de 1000 km), el hidrógeno se suele licuar y se emplean camiones cisterna criogénicos para su transporte, como analizaremos a continuación.
- Transporte por carretera de hidrógeno líquido. Los problemas principales que plantea el transporte del hidrógeno líquido son los especiales requerimientos de aislamiento y las pérdidas durante el bombeo y el re-enfriamiento del hidrógeno líquido a lo largo del transporte. Esto último se debe a que la temperatura de licuefacción del hidrógeno está en torno a 0°K (-273°C), y por tanto requiere de un proceso que demanda gran cantidad de energía. Según la IEA (*International Energy Agency*), este procedimiento puede consumir en forma teórica como mínimo 14,3 MJ/kg H_2 , (International Energy Agency (IEA) , 2005).

Otras alternativas que se están planteando actualmente en el transporte de hidrógeno son utilizar como portador o molécula “almacén” el amoníaco y otros compuestos orgánicos.

Un resumen general de las tecnologías de almacenamiento existentes en la actualidad se presenta a continuación (*Tabla 3*). Hay que aclarar que esta tabla se ha incluido en este apartado y no en el siguiente por ser este almacenamiento enfocado directamente a la forma más eficiente de transportar el hidrógeno. En el siguiente epígrafe veremos cómo podemos almacenar el hidrógeno en otros emplazamientos de una forma más

duradera y en mayor volumen.

Tabla 3. Opciones tecnológicas para el almacenamiento de hidrógeno. Fuente: (Correas , 2007)

ALMACENAMIENTO	TECNOLOGÍA	GRADO DE DESARROLLO	VOLUMEN 1 KG DE H ₂ (LITROS)
GAS	Comprimido a 200 bares	Estándar	90
	Comprimido a 350 bares	Desarrollada y en uso	48
	Comprimido a 700 bares	En desarrollo	32
LÍQUIDO	Criogénico a -253 °C	Estándar, en mejora	30
SÓLIDO	Hidruros metálicos	Investigación y mejora	18,33
	Materiales nanoestructurados	Investigación	-

Como último dato a añadir, decir que hoy por hoy los costos de transporte y distribución están en el rango de 5 a 10 USD (4,29 €/8,57 €) /GJ de H₂ (Mejía & Acevedo, 2013).

ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Debido a su baja densidad, el hidrógeno es un gas difícil de almacenar (García A. , 2010). Pese a esto, se está estudiando el almacenamiento a gran escala de hidrógeno a 30-60 bares (Robina, 2019) en cavidades geológicas de diferentes características.

Destacan dos tipos (Martínez, y otros, 2020):

- ✚ **Cavernas salinas.** Son cavidades creadas artificialmente para la explotación de depósitos de sal. Debido a ello, y en comparación con otros almacenamientos geológicos, los costes específicos de construcción son muy bajos (Moyano, 2018). Además, ofrecen un alto potencial de sellado.

El hidrógeno ha sido almacenado con éxito en cavernas de sal en U.K. y EE.UU. Más concretamente, en Tees Valley (Reino Unido), una caverna salina se usa para almacenar mil toneladas de hidrógeno para uso industrial (Fernández, 2005).

En cuanto a España, existen 24 cuevas de sal, situándose más de la mitad a menos de 50 km de la costa. La más importante de todas ellas es la Montaña de Sal de Cardona en Cataluña (Roca, 2019). Si lo comparamos con otros países de Europa (*Figura 7*), nuestro país se sitúa en tercer lugar en capacidad de almacenamiento de hidrógeno en tierra (*onshore*), tan solo por detrás de Polonia y Alemania (*Gráfica 10*).

- ✚ **Rocas porosas (acuíferos y yacimientos).** Cuando están disponibles, los acuíferos constituyen una opción muy interesante, ya que suelen estar ubicados en capas geológicas porosas. El gas es inyectado en estos poros y se va acumulando hasta alcanzar presiones de 4 MPa (unos 40 bares).

Un proceso similar se utiliza para almacenar hidrógeno en pozos agotados de gas natural o petróleo, aunque esta opción parece poco viable en España por la escasez de los mismos.

Hay que tener en cuenta que ambas técnicas, además, sólo pueden emplearse con especiales condiciones geológicas que se dan únicamente en ciertas regiones (Blondin, Garat, & Pottier, 1988).

Por último, decir que también las galerías mineras abandonadas se plantean como una opción para almacenar el H₂, aunque ofrecen poca homogeneidad de características y una seguridad y estanqueidad no siempre asegurada.

En la *Tabla 4* podemos ver un resumen de los diferentes tipos de emplazamientos subterráneos con sus características.

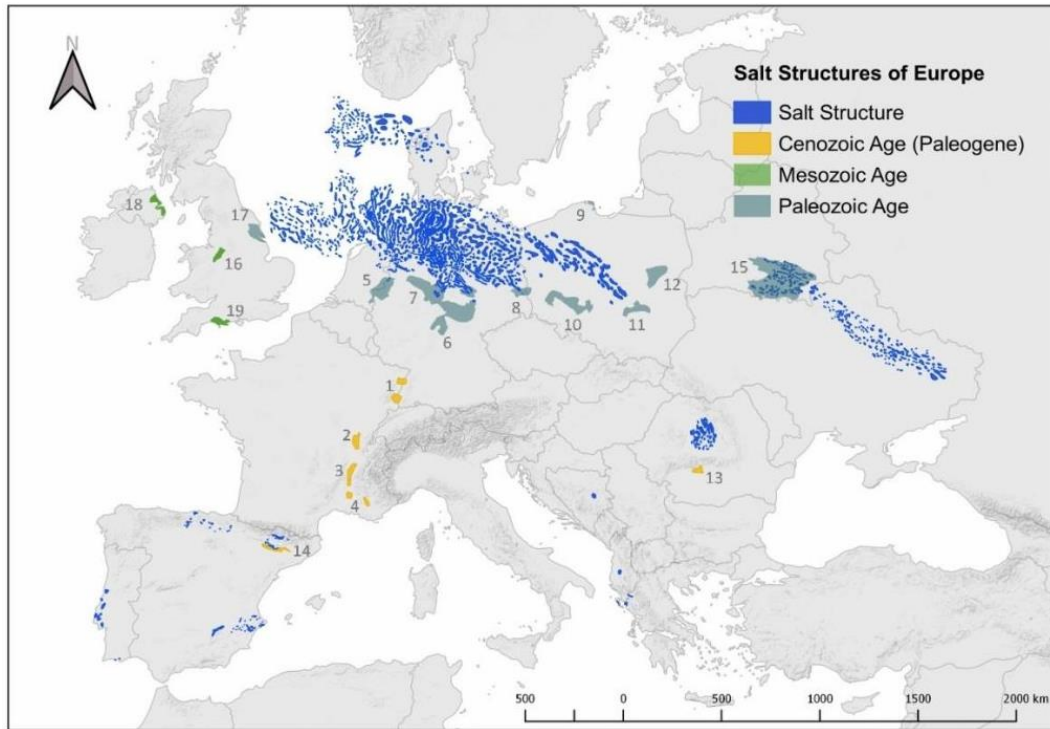
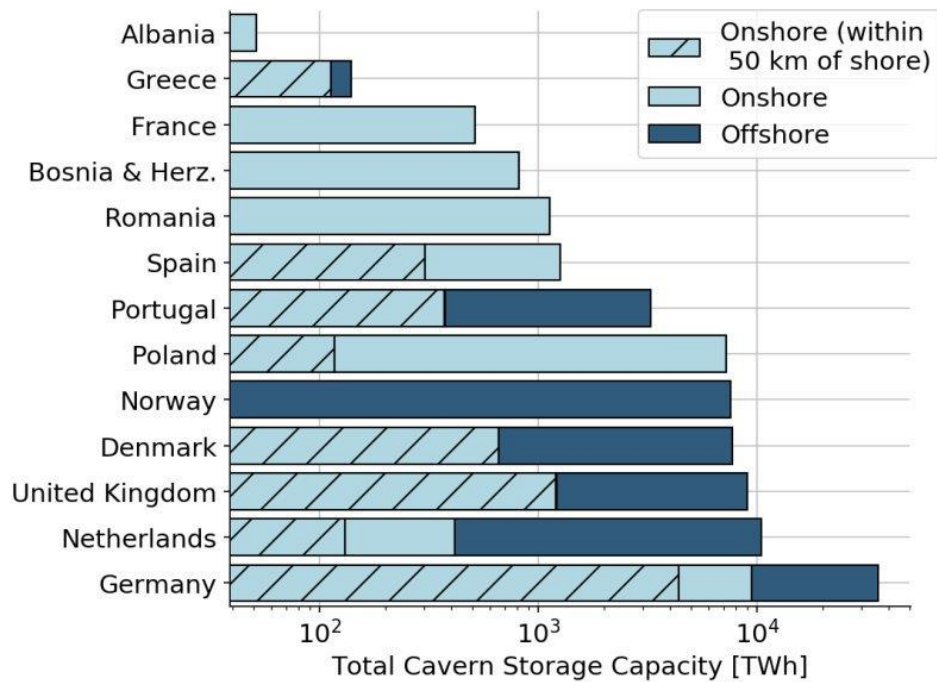


Figura 7. Mapa de depósitos y cavidades salinas en Europa como resultado de la evaluación de idoneidad para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno: 1. Alsace Basin; 2. Bresse Basin; 3. Greoux Basin; 4. Valence Basin; 5. Lower Rhine Basin; 6. Hessen Werra Basin; 7. Sub-Hercynian Basin; 8. Lausitz Basin; 9. Leba Salt; 10. Fore-Sudetic Monocline; 11. Carpathian Foredeep; 12. Lublin Trough; 13. Ocnele Mari; 14. **Cardona Saline Formation**; 15. Pripyat Basin; 16. Cheshire Basin; 17. UK Permian Zechstein Basin; 18. Larne Salt Field; 19. Wessex Basin. Fuente: (Weber, y otros, 2020)



Gráfica 10. Capacidad potencial de almacenamiento de hidrógeno en caverna salina (en TW.h) en Europa, clasificados según estén onshore (en tierra), offshore (en mar) y a menos de 50 km de la costa (within 50 km of shore). Fuente: (Weber, y otros, 2020)

Tabla 4. Características de los distintos almacenamientos subterráneos para el hidrógeno.
Fuente: (Fundación para el desarrollo de las nuevas tecnologías del hidrógeno en Aragón (coord.), 2012-2014)

Tipo	Descripción	Operación principal	Ventajas	Desventajas	Tipo de operación
Yacimientos agotados	Formación de depósito. Roca porosa y permeable	Los fluidos nativos son desplazados y comprimidos por el gas inyectado	Reutilización de instalaciones. No exploración. Garantía de la roca estanca	Mezcla del gas limpio inyectado y fluidos. Tratamiento del gas. Gas colchón	Estacional. Reserva estratégica.
Acuíferos	Formación de depósito. Roca porosa y permeable	El agua es desplazada por el gas inyectado	Alta capacidad	Exploración. Deshidratación. Restricciones medioambientales. Gas colchón.	Estacional. Reserva estratégica.
Cavernas salinas	Caverna creada por disolución de sal	El gas está comprimido en la caverna	Alta capacidad de entrega. Alta flexibilidad y versatilidad	Solución en base agua (Lixiviación). Restricciones medioambientales	Diaria o semanalmente. Picos.
Cavidad minera	Mina abandonada o excavada con este propósito	El gas está comprimido en la caverna	Alta capacidad de entrega. Alta flexibilidad y versatilidad	Escasez de emplazamientos.	Diaria o semanalmente. Picos.

USOS FINALES

Como usos finales, el hidrógeno cuenta con 4 segmentos clave (Martínez, y otros, 2020):

1) Movilidad

Actualmente, existen en toda Europa de forma aproximada 1400 vehículos movidos por H_2 y 300 autobuses, con 45 hidrogeneras (HRS, del inglés *Hydrogen Refueling Station*) para recargar los vehículos (Martínez, y otros, 2020). Estas hidrogeneras permiten un repostaje en 3-4 minutos, lo que supone una gran ventaja en comparación con los vehículos eléctricos, que pueden tardar varias horas en cargar sus baterías.

En cuanto a los trenes propulsados por hidrógeno el más famoso es el “*Coradia iLind*”, desarrollado en Alemania por la empresa *Alstom* y con capacidad para 300 pasajeros (Figura 8).

Los datos esperados en cada medio de transporte para 2050 son los siguientes (Tabla 5).

Tabla 5. Situación del sector transporte impulsado por hidrógeno en el año 2050. Fuente: (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019)

Sector clave	Uso	Autonomía actual (kg H_2 /100 km)	% esperado en 2050	Soluciones complementarias
Transporte y movilidad	Flotas y taxis	~ 0,8-1	39 %	<ul style="list-style-type: none"> Vehículo eléctrico de batería Híbrido enchufable Electrificación del tren
	Buses y camiones	~ 8-16	22 %	
	Vehículos comerciales ligeros	~ 0,15	30 %	
	Trenes	~ 25-30	9 %	



Figura 8. Tren Coradia iLind propulsado por hidrógeno. Fuente: (López, 2020)

2) Uso doméstico y terciario

El hidrógeno empleado en este sector se va a utilizar sobre todo en las calderas de los domicilios. Se plantean dos opciones en su utilización:

- Combinado con gas natural. De esta forma, no supondrá un gran cambio en las infraestructuras actuales. Las calderas que existen hoy en día podrían tolerar entre un 10 y un 20 % de hidrógeno (Martínez, y otros, 2020).
- Redes de hidrógeno puro. Consiste en diseñar calderas o pilas de combustible (Figura 9) que utilicen el hidrógeno de forma individual. En Japón existen 250.000 CHP (del inglés *Combined Heat and Power*), que son pilas de combustible que generan calor y electricidad a partir del hidrógeno.

A continuación, podemos ver los % de penetración esperados para estas 2 tecnologías, así como otras soluciones complementarias a las mismas (Tabla 6).

Tabla 6. Situación del uso doméstico del hidrógeno en calderas con H_2 para el año 2050.
Fuente: (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019)

Sector clave	Uso	% esperado en 2050	Soluciones complementarias
Uso doméstico y terciario	Mezclas con GN en calderas	2 %	<ul style="list-style-type: none"> • Bombas de calor • Eficiencia energética • Biogás y biomasa
	Redes de H_2 para calefacción	16 %	

El hidrógeno podría ser competitivo con el gas natural o las bombas de calor eléctricas si su precio se sitúa por debajo de los 4€/kg (Martínez, y otros, 2020).



Figura 9. Pila de combustible con hidrógeno. Fuente: (Albrecht, 2014)

3) Sector industrial

En este segmento de uso final de hidrógeno, tenemos 2 posibilidades:

- Generación de calor industrial de alta temperatura. Empleado en determinados procesos que requieren temperaturas de miles de grados centígrados.
- Hidrógeno como materia prima en determinadas industrias como pueden ser:
 - ❖ Síntesis de amoníaco y metanol.
 - ❖ Metalurgia.
 - ❖ Acerías y otras industrias metalúrgicas. El hidrógeno verde puede utilizarse como agente reductor para la producción de acero desplazando al coque, actualmente responsable de la mayor parte de las emisiones de CO₂. En hornos de metalurgia se emplea el H₂ como vector térmico en sustitución del metano, y también como atmósfera protectora en operaciones de corte y soldadura de metales.
 - ❖ Olefinas y combustibles sintéticos.

A continuación, aparecen representados los % de penetración del hidrógeno en la industria, así como soluciones complementarias planteadas en este sector cara al futuro (Tabla 7):

Tabla 7. Situación esperada de algunas de las industrias que apuestan por incluir H₂ en sus procesos. Fuente: (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019)

Sector clave	Tipo de industria	% esperado en 2050	Soluciones complementarias
Industria	Generación de calor industrial de alta temperatura	23%	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia energética • Gestión de la demanda <ul style="list-style-type: none"> • Electrificación • Biogás y biomasa
	Síntesis de amoníaco y metanol	100%	<ul style="list-style-type: none"> • CCS (Carbon Capture and Storage) en altos hornos, coque de biomasa
	Refinerías	80%	
	Acerías	20%	
	Olefinas y otros combustibles sintéticos	30%	

Actualmente estas industrias no disponen de una alternativa para su consumo de hidrógeno gris, producido a partir de gas natural (65 %) y carbón (30 %).

Es por ello que se están planteando para el futuro opciones más sostenibles como el CCUS (*Carbon Capture, Use and Storage*, por sus siglas en inglés), la electrólisis o la biomasa.

4) Generación eléctrica

En este caso, distinguimos dos tipos de generación eléctrica a partir de hidrógeno (*Ilustración 5*).

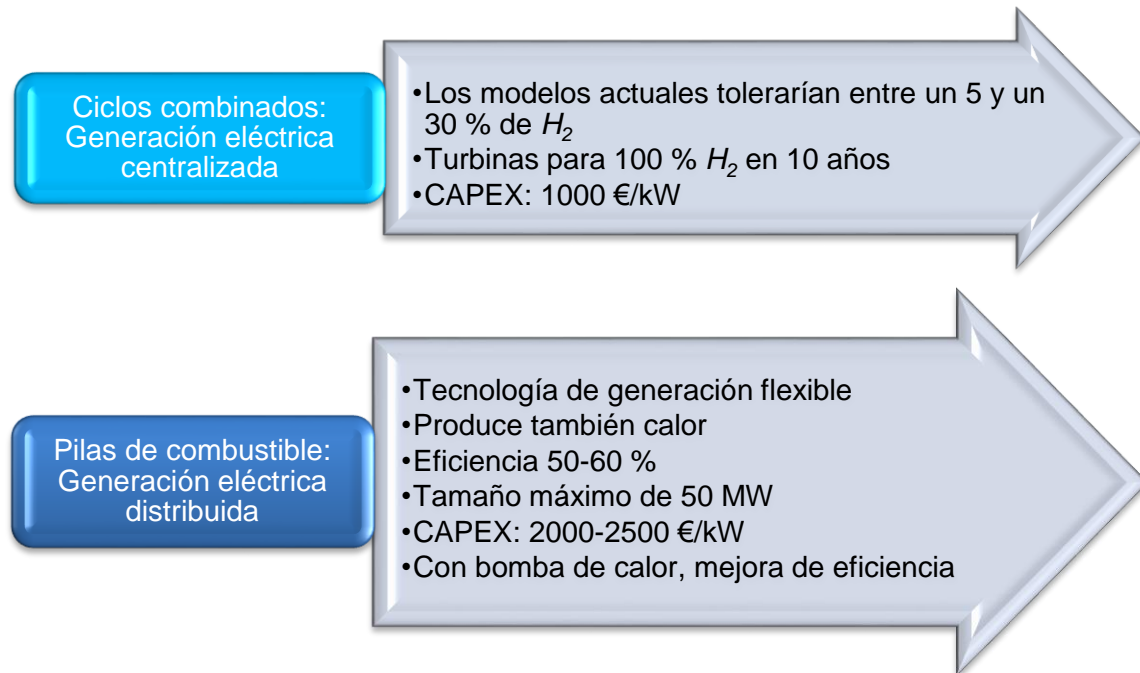


Ilustración 5. Tipos de generación eléctrica a partir de hidrógeno. Fuente: Martínez, y otros, 2020

El hidrógeno podría ser competitivo frente al gas natural con CCS o el biogás como generación eléctrica flexible, especialmente con bajas horas de utilización (Martínez, y otros, 2020). Se espera un % de penetración del 55 % en la generación eléctrica para el 2050 (*Tabla 8*).

Tabla 8. Situación esperada de la generación de electricidad a partir de hidrógeno en el año 2050. Fuente: (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2019)

Sector clave	% esperado en 2050	Soluciones complementarias
Generación de electricidad	55 %	<ul style="list-style-type: none"> • CCS • Biogás • Baterías

4.2.4. Proyectos

Los proyectos de hidrógeno de Enagás siguen una hoja de ruta marcada en función de sus características, clasificándose en:

- ✚ **Proyectos demostrativos a escala industrial.** Estos proyectos tienen el fin de suponer un “germen” para el desarrollo de una cadena de valor en torno al hidrógeno verde. Nos centraremos más adelante en los siguientes proyectos

demostrativos a escala industrial de Enagás:

- ❖ Power to Green Hydrogen Mallorca
- ❖ Proyecto en la Planta de Regasificación de Cartagena
- ❖ Proyecto en el Centro de Innovación de Zaragoza

✚ **Proyectos I+D+I y desarrollo de tecnologías.** En este apartado se fomentan las iniciativas propias de Enagás, aunque también se han creado acuerdos de colaboración con empresas, centros de investigación y universidades nacionales, europeas e internacionales.

En este caso, veremos con detalle el proyecto SUN2HY.

✚ **Proyectos para la descarbonización de todos los sectores energéticos, especialmente en regiones en donde la transición energética tenga un mayor impacto.** Enagás está intentando buscar localizaciones clave en las que se puedan desarrollar economías locales del hidrógeno que trabajen toda su cadena de valor. En este apartado veremos el proyecto IPCEI Green Spider de Enagás.

✚ **Proyecto Power-to-gas para el acoplamiento entre el sector gasista y eléctrico.** Son proyectos que buscan integrar el sector eléctrico y gasista para optimizar la eficiencia del sistema energético nacional. Unido a ello, se busca la valorización del potencial de *curtailment* (excesos de producción de energía) asociado a la penetración masiva de las energías renovables que contempla el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima).

4.2.4.1. Proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca

El proyecto *Power to Green Hydrogen Mallorca* es una iniciativa de Enagás basada en la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica. El hidrógeno resultante estará destinado al transporte (flota de autobuses, vehículos de alquiler, etc.) e inyección en la red de gas (Martínez, y otros, 2020). De manera complementaria, el H_2 verde se podrá utilizar en sectores industriales, servicios y residencial, tanto para la generación de calor y electricidad como para suministro eléctrico o sistemas *back-up*. Este proyecto parte como una necesidad de reindustrialización de la zona de Lloseta (Mallorca), en la que la empresa CEMEX tenía una cementera que ha dejado de operar y, por ello, se busca dar una salida a todo el personal cualificado de la zona.

El proyecto se presenta en colaboración de las siguientes instituciones:

- ❖ Govern de les Illes Balears
- ❖ CEMEX
- ❖ Enagás
- ❖ Acciona
- ❖ REDEXIS
- ❖ IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

Las instalaciones que componen el proyecto son las siguientes:

✚ Una instalación fotovoltaica donde se generará energía renovable en dos plantas con una capacidad total de 16,4 MW.

La primera se localizará en Lloseta y la electricidad obtenida (unos 10 MW aprox.) se utilizará para electrolizar agua y producir H_2 , que a su vez se empleará en la industria y como combustible en movilidad.

La segunda, por el contrario, se ubicará en el término municipal de Petra y tendrá la finalidad principal de inyectar energía 100% renovable (unos 6,4 MW) y de

forma directa en la red de distribución eléctrica de la isla (*Ilustración 6*).

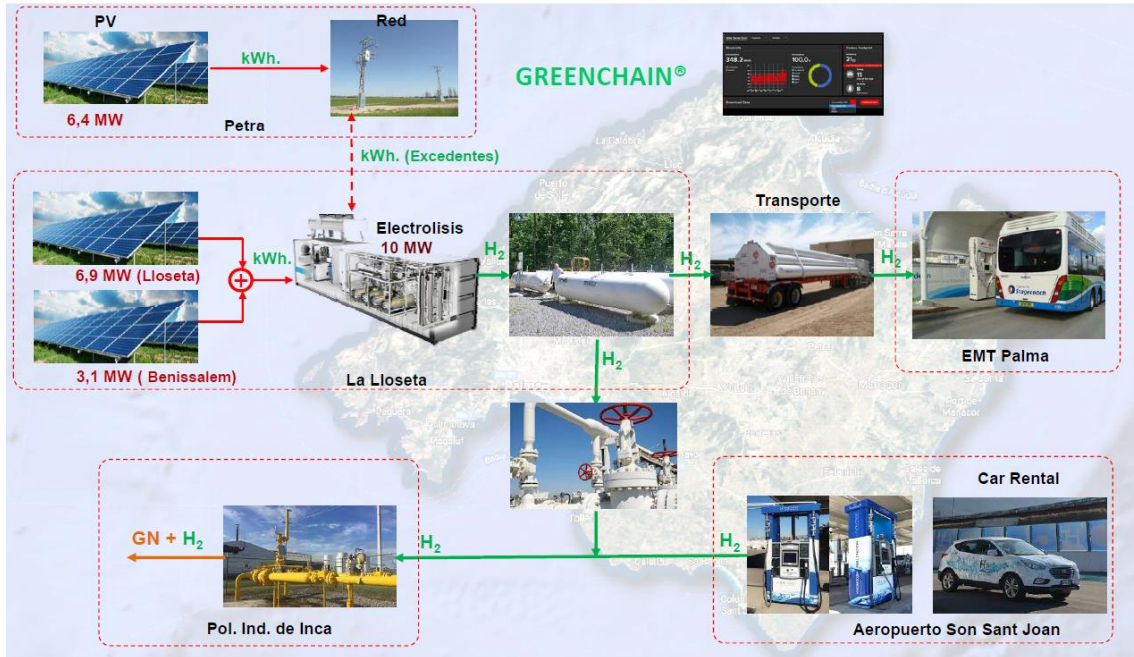


Ilustración 6. Esquema general del proyecto. Fuente: (Acciona Energía S.A., 2017)

- Una instalación de electrolisis que permitirá la conversión de una parte de la energía eléctrica fotovoltaica generada en hidrógeno (CEMEX, 2019).
- Una instalación de recarga de hidrógeno, también llamada hidrogenera, destinada a la carga de hidrógeno a 350 bares de los autobuses urbanos de Palma de Mallorca.
- Una segunda hidrogenera, destinada en este caso a la carga de hidrógeno a 700 bares para una flota de vehículos de alquiler en el aeropuerto de Palma.
- Por último, un hidroducto que permita la interconexión entre la planta de electrolisis con la red de gas natural de la isla, para la inyección de hidrógeno a la red. Esta inyección se realizará mediante una canalización de acero de 3" de diámetro y el destino del hidrógeno será el Polígono Industrial de Inca.

El proyecto está estructurado en 2 fases: una fase piloto y otra de escalado. Los datos y previsiones respecto a cada una de ellas aparecen a continuación (*Tabla 9*).

Tabla 9. Datos y fechas previstos en el Proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca para cada fase. Fuente: Acciona Energía S.A., 2017

DATOS RELEVANTES	Fase Piloto	Escalado
POT. FOTOVOLTAICA	13,3 MW	16,4 MW
POT. ELECTROLISIS	2,5 MW	10 MW
Nº AUTOBUSES de H2	5	25 - 30
COCHES de H2	-	Yes
INYECCION de H2 en Red de GN	SI	SI
Calendario	2020-2022	2022-2025

A continuación, podemos ver todas las instalaciones que componen el proyecto, así como la localización de cada una de ellas (*Figura 10*).

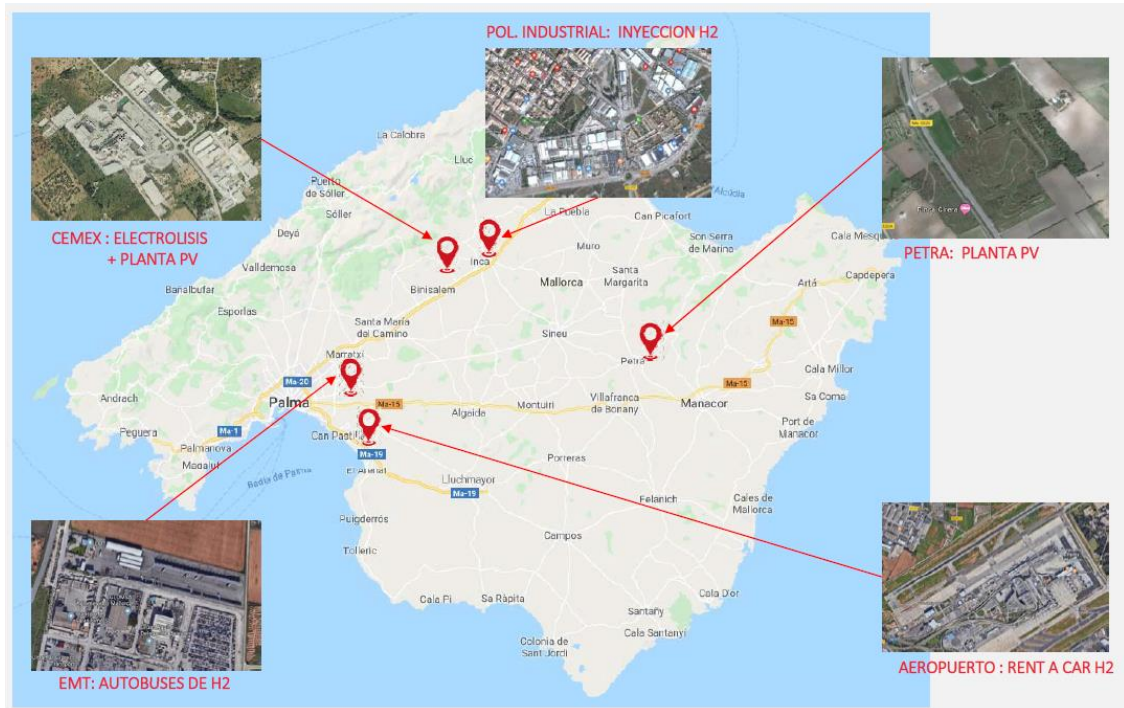


Figura 10. Ubicación de las distintas instalaciones que componen el proyecto. Fuente: (Acciona Energía S.A., 2017)

4.2.4.2. Proyecto en la planta de regasificación de Cartagena

Tiene como objetivo la producción de H_2 renovable para inyección en la red interna de la planta de regasificación de Enagás en Cartagena (Figura 11), con el objetivo de que la planta de regasificación tenga una Huella de Carbono nula.

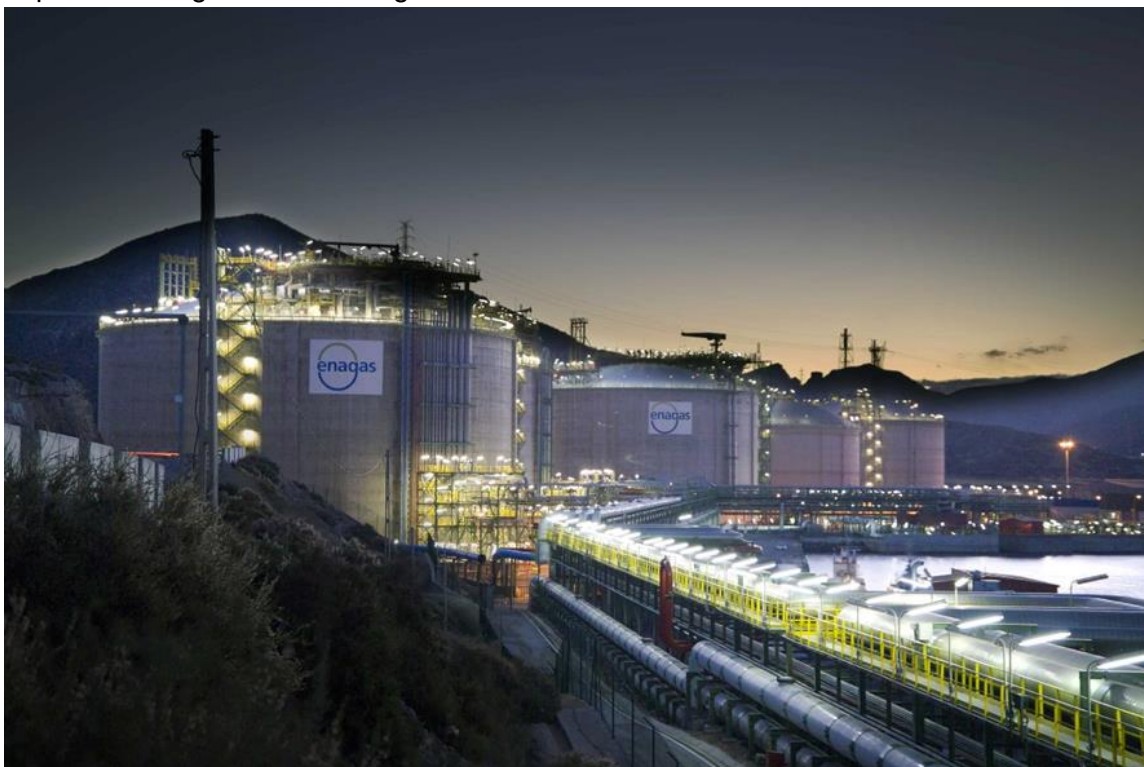





Figura 11. Planta de regasificación de Cartagena. Fuente: Enagás S.A.

Este proyecto consta de 2 fases:

- Fase 1** (ejecutada). Se centra en la producción de H_2 renovable para su uso en el piloto de la antorcha, en lugar de usar gas natural como se hacía antes. Este mechero industrial permanece encendido 8700 h al año, por lo que emitirá bastante CO_2 . Para producir este hidrógeno se han instalado una serie de paneles fotovoltaicos, y con la electricidad obtenida se ha electrolizado agua y se ha obtenido el gas.

Las instalaciones principales de este proyecto son (*Ilustración 7*):

-  Paneles fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica renovable.
-  Sistema de baterías de Ampère. Es un sistema de almacenamiento de energía eléctrica que emplea baterías de litio. Según el fabricante valenciano Ampere Energy, la batería almacenará la energía proveniente tanto de una instalación solar fotovoltaica como de la red eléctrica, y monitorizará esa energía por medio de un software dotado de Inteligencia Artificial. Gracias a este programa, el sistema se anticipará a los patrones de consumo de la planta, predecirá el recurso solar disponible y realizará un seguimiento de los precios en el mercado eléctrico, identificando por último los momentos en los que el coste es menor.
-  Electrolizador tipo PEM.

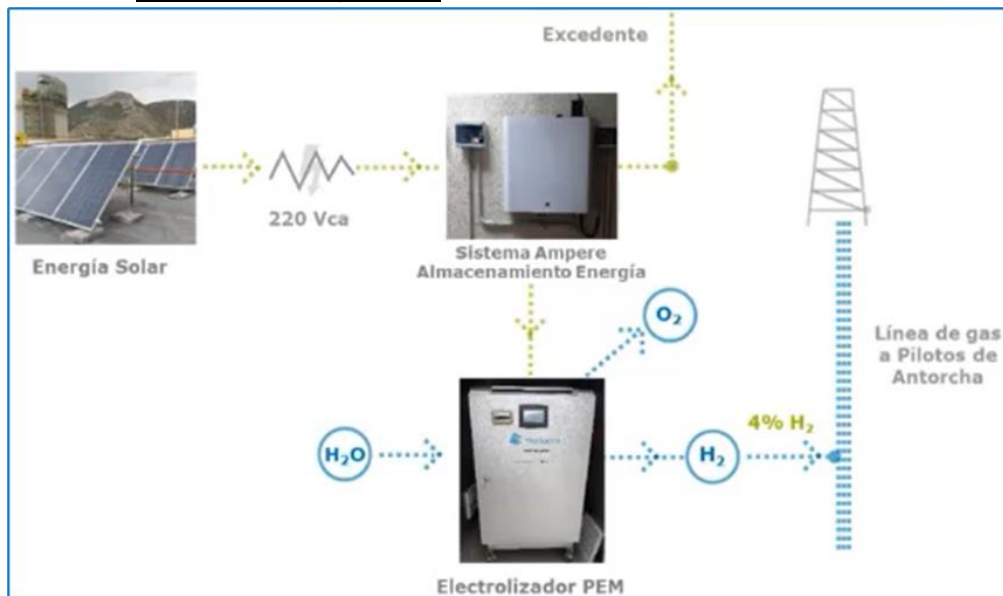


Ilustración 7. Esquema del proceso de producción de hidrógeno para antorcha en la Planta de Regasificación de Cartagena. Fuente: (Martínez, y otros, 2020)

- Fase 2** (en estudio). Producción de H_2 renovable para eliminación del 100 % del autoconsumo de gas y de las emisiones de dióxido de carbono asociadas. Con esto se eliminaría la huella de carbono de la planta.

Los equipos instalados permitirán a Enagás maximizar la eficiencia energética de la planta de gasificación de Cartagena y reducir el impacto ambiental y su factura eléctrica hasta un 70%, según han comunicado las compañías Ampere Energy y Enagás (Sánchez P. , 2020).

4.2.4.3. Proyecto en el Centro de Innovación de Zaragoza

El objetivo, pensado en el Centro de Innovación de Zaragoza de Enagás (*Figura 12*), es disponer de una instalación funcional (*Ilustración 8*) que permita estudiar el impacto del

hidrógeno en componentes y materiales de la red de gas actual, y ensayar equipos y tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno.

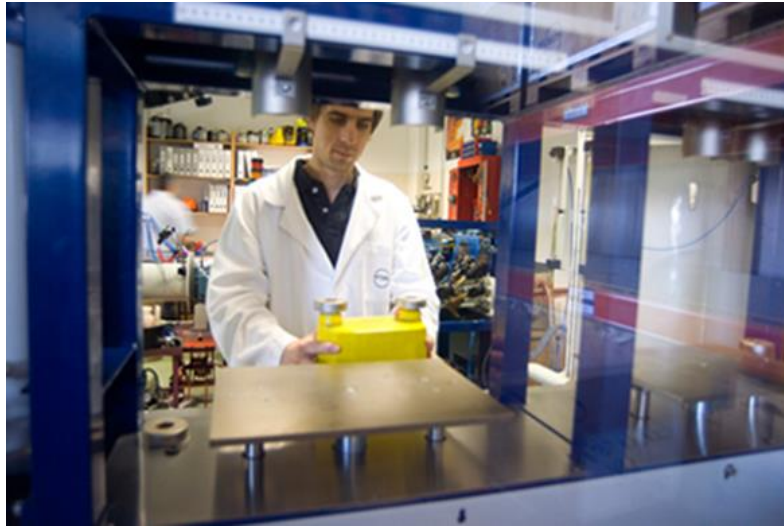


Figura 12. Un operario trabaja en el Centro de Innovación de Zaragoza. Fuente: Enagás S.A.

Gracias a este proyecto, Enagás pretende testar en condiciones de operación real el comportamiento de los elementos de la red de gasoductos de la compañía (tuberías, válvulas, bridas, soldaduras, etc.) ante mezclas $GN-H_2$ en diferentes proporciones (Martínez, y otros, 2020).

En una fase de planteamiento se consideran prioritarias las siguientes actuaciones:

- ✚ Instalación de un anillo para el ensayo de componentes y materiales de la red de gas con mezclas de GN/H_2 .
- ✚ Implantar un sistema de producción de H_2 .
- ✚ Probar equipos microchip que funcionen con pilas de combustible a partir de hidrógeno.
- ✚ Adecuación de la instalación en materia de emisiones fugitivas.

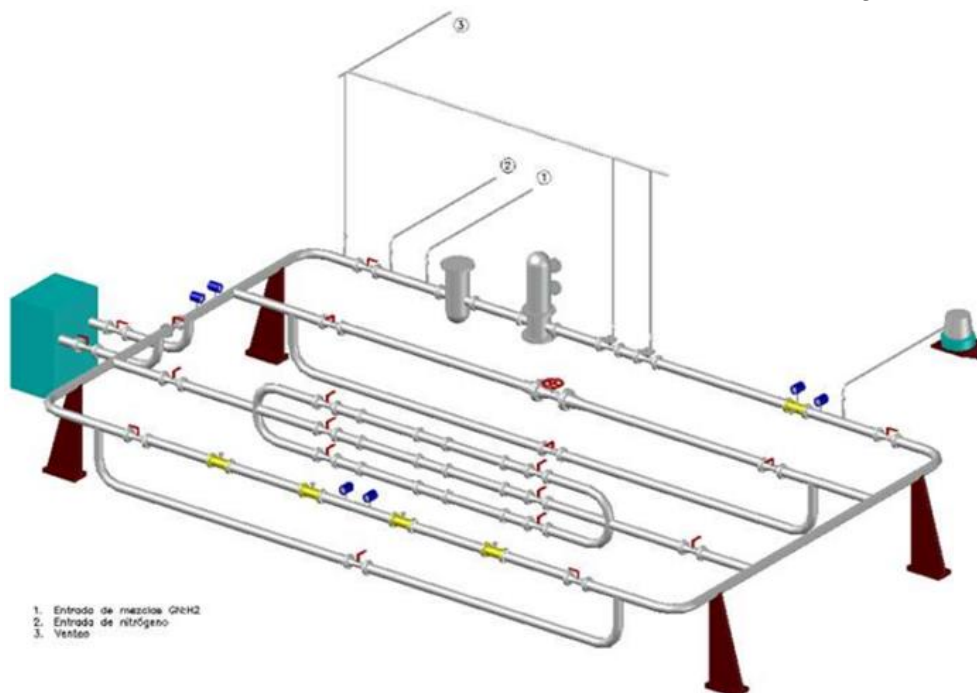


Ilustración 8. Esquema del proyecto desarrollado en el Centro de Innovación de Zaragoza por Enagás. Fuente: (Martínez, y otros, 2020)

4.2.4.4. Proyecto IPCEI Green Spider

Este proyecto surge con un doble objetivo; por un lado, la creación de economías locales de hidrógeno; y por otro, apostar por la cadena de valor estratégica que supone el hidrógeno a nivel europeo.

El proyecto IPCEI o de interés común europeo *Green Spider* nace en octubre de 2019 y consiste en la definición de 5 hubs² en toda la península (*Figura 13*):

- Hub Aragón → *Local uses & Singular facilities*. Plantea producir hidrógeno destinado a la inyección directa en red, y su uso posterior a nivel local o en otras instalaciones.
- Hub Asturias → *Steel, Port, Link to Europe*. Se centra en destinar 150 MW de energías renovables a electrolizar agua y obtener un hidrógeno que posteriormente pueda ser almacenado y transportado en LOHC (*Liquid Organic Hydrogen Carrier*) para su uso final, tanto en España como en Europa, al que podría llevarse en buques hidrogeneros de gran capacidad.
- Hub Baleares → *Power to Green Hydrogen Mallorca*. Este hub se encuentra claramente definido por este proyecto, del que ya hemos hablado anteriormente.
- Hub Castilla y León → *LOHC, Train, Underground Storage*. Tiene pensado obtener hidrógeno para; por un lado, vehicularlo y almacenarlo a nivel subterráneo; y por otro, exportar este hidrógeno a través del puerto de Gijón.
- Hub País Vasco → *Industrial sector, Refineries*. Está pensada la generación de H₂, destinado a un uso industrial.

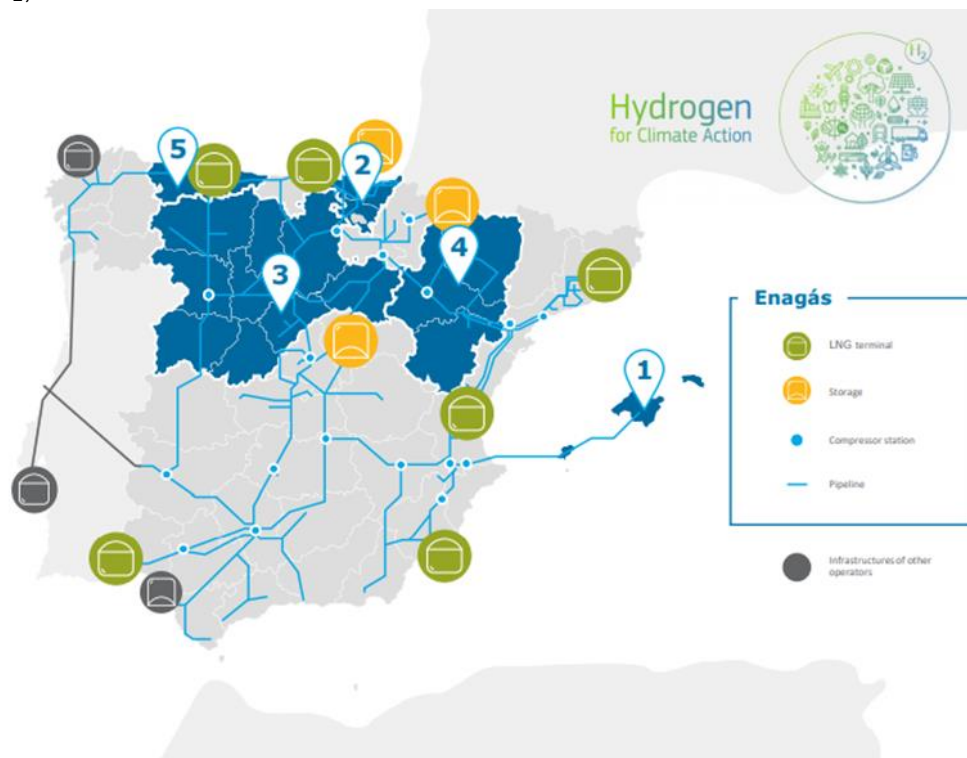


Figura 13. Mapa de infraestructuras del Proyecto Green Spider con sus 5 hubs planteados: 1.- Hub Baleares. 2.- Hub País Vasco. 3.- Hub Castilla y León. 4.- Hub Aragón. 5.- Hub Asturias. Fuente: (Martínez & Teichmann, 2019)

Este proyecto, en conjunto, lleva asociado la instalación de 1 GW de energías eléctricas renovables y 0,5 GW de electrólisis, con una inversión total de 2100 millones de €.

Desde principios del presente año 2020, Enagás está trabajando con países del sur de

2. Hub: es un espacio donde un conjunto de empresas y profesionales altamente cualificados de un sector trabajan juntos, colaboran, interactúan y forman una comunidad.

Europa para poder presentar una propuesta más robusta de un corredor desde el sur y hacia el centro-norte de Europa, aprovechando la posición privilegiada que tienen estos países del sur de Europa (España, Italia, Grecia o incluso Portugal) para la creación de hidrógeno verde.

La tecnología LOHC

Es una de las bases del proyecto y consiste en transportar hidrógeno con seguridad y eficacia en aceites portadores líquidos. El proyecto europeo *Hydrogenious Technologies* trabaja en concreto con un fluido portador ideal, el dibenciltolueno, que consigue que la densidad de almacenamiento del hidrógeno en *LOHC* sea hasta cinco veces superior a la de almacenamiento convencional a alta presión, lo que implica que un metro cúbico de *LOHC* es capaz de transportar unos cincuenta y siete kilogramos de hidrógeno (CORDIS, 2019).

El almacenamiento químico en dibenciltolueno es además reversible, por lo que es posible reutilizar el fluido LOHC varios centenares de veces (*Ilustración 9*). Gracias a esto, como el portador de hidrógeno no es tóxico, es difícilmente inflamable y no es explosivo, puede transportarse en condiciones ambientales a través de la infraestructura existente para combustibles líquidos (oleoductos, camiones cisterna, barcos, trenes, etc.).



Ilustración 9. Ciclo reversible del transporte de hidrógeno utilizando líquidos orgánicos portadores. Fuente: (Martínez & Teichmann, 2019)

4.2.4.5. Proyecto SUN2HY

Es un proyecto de I+D en el que Enagás se asocia con Repsol para producir hidrógeno verde por vía fotoelectrocatalítica, una tecnología muy novedosa de producción de H_2 a partir de energía solar (*Ilustración 10*).



Ilustración 10. Esquema genérico del Proyecto SUN2HY. Fuente: (Martínez, y otros, 2020)

Este procedimiento cuenta con las siguientes ventajas:

- ✚ Es una tecnología limpia y renovable para la producción de H_2 .
- ✚ La radiación solar se convierte directamente en hidrógeno. No necesita de

- electricidad externa (*bias free*), tan solo agua y sol.
- ✚ Emplea materiales de bajo coste y alta disponibilidad.
- ✚ Es un proyecto innovador en el que, a diferencia de los procesos industriales, se produce H_2 de forma limpia, evitando la emisión de CO_2 a la atmósfera.

Para el desarrollo técnico del proyecto se ha constituido un consorcio sólido y compenetrado, que cuenta con la colaboración de varios centros de investigación de referencia, como el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC), el Instituto Universitario de Electroquímica de la Universidad de Alicante y la Fundación del Hidrógeno de Aragón, así como con una ingeniería especializada en soluciones innovadoras, Magrana.

El proyecto SUN2HY, que concluirá en su primera fase con un demostrador a escala real en fase precomercial, será instalado en las instalaciones de *Repsol Technology Lab* en Móstoles (*Figura 14*). Esta primera fase va a tener una duración de dos años (2019-2020) y está cofinanciada por el CDTI (Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial) y la Unión Europea a través del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). La intención de ambas compañías, una vez concluida la fase actual, es dar los pasos para llevar la tecnología a un estatus comercial y competitivo.



Figura 14. Instalaciones de Repsol Technology Lab en Móstoles. Fuente: Repsol

5. CONCLUSIONES

A continuación, figuran las principales conclusiones extraídas de la realización de este trabajo. Para una mejor comprensión, se han realizado de forma alineada con respecto a los objetivos iniciales del proyecto.

En relación con el *Objetivo n^o1. Estructurar la planificación que sigue la empresa en materia de eficiencia energética*, se puede concluir lo siguiente:

- ✚ La empresa Enagás S.A. cuenta con un Plan de Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones (*PEERE*), que se revisa mensualmente y refleja las medidas adoptadas y la evolución de las emisiones, entre otros datos.

En relación con el *Objetivo n^o2. Describir la evolución que han seguido las emisiones de GEI bajo responsabilidad de la empresa*, podemos concluir:

- ✚ Que las emisiones de metano a la atmósfera se han reducido notablemente en los últimos años dentro de la empresa Enagás S.A., gracias a la limitación de los venteos y a la implantación de una campaña de detección de emisiones fugitivas.
- ✚ Que el periodo enero-junio de 2020, las emisiones acumuladas EU ETS, que son las que participan en el comercio europeo de derechos de emisión, han disminuido un 15,4 % con respecto al mismo periodo de 2019.

En cuanto al *Objetivo n^o3. Analizar técnicamente las principales medidas implantadas en Enagás para la mejora de su eficiencia energética en el año 2020*

- ✚ La principal medida de eficiencia energética de la empresa Enagás en el presente año es la campaña de detección y reparación de emisiones fugitivas (LDAR), que planea conseguir una reducción de emisiones de 20412 t CO₂e/año.

En línea con el *Objetivo n^o4. Estudiar las alternativas energéticas renovables que se están planteando al gas natural en este momento en Enagás*, se puede concluir que:

- ✚ La empresa Enagás impulsa el desarrollo de gases renovables, principalmente biometano e hidrógeno, como nuevas soluciones claves en el proceso de descarbonización y en el desarrollo de una economía circular.
- ✚ La planta de Valdemingómez (Madrid) supone un hito histórico, al ser la primera instalación en España que produce biometano (mediante la técnica de *upgrading* de absorción con agua) para su posterior inyección en la red gasista.

Con respecto al *Objetivo n^o5. Enumerar y describir las tecnologías de producción de hidrógeno desarrolladas en la actualidad, así como las opciones de transporte y almacenamiento del mismo*, podemos decir que:

- ✚ Se han descrito 7 tecnologías de producción de hidrógeno verde (3 de ellas por vía meramente electrolítica).
- ✚ Entre las vías que utilizan electricidad para electrolizar agua y obtener hidrógeno,

la electrólisis alcalina es la tecnología más madura, barata e implantada en la actualidad, mientras que la electrólisis con membrana polimérica se adivina como la opción más prometedora y sostenible de cara al futuro, aunque en la actualidad su coste es bastante elevado.

- ✚ Del resto de tecnologías descritas, es la fotoelectrólisis catalítica la tecnología que está empleando la empresa Enagás S.A. en algunos de sus proyectos I+D+I.

En referencia al *Objetivo nº6. Investigar el estado actual de España en comparación con Europa en cuanto a aspectos clave de la cadena de valor del hidrógeno, como por ejemplo su producción o almacenamiento a gran escala*, podemos afirmar que:

- ✚ España cuenta con gran capacidad para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno en cavernas salinas, situándose en tercer lugar en Europa, tan solo por detrás de Polonia y Alemania

En relación al *Objetivo nº7. Mencionar algunos de los usos, tanto domésticos como industriales, que tiene y podrá tener el hidrógeno en el futuro, así como la penetración que pueda tener este vector energético en los distintos sectores*, podemos concluir que:

- ✚ El porcentaje de penetración del hidrógeno para el año 2050 se dará, de mayor a menor, en el sector industrial, transporte y movilidad, y, por último, en el uso doméstico y terciario. Dentro del sector industrial, se espera un % de penetración del 80% en refinerías y del 100% en la síntesis de amoníaco y metanol.

Si nos vamos al *Objetivo nº8. Detallar los nuevos proyectos en materia de hidrógeno impulsados por la empresa Enagás*, obtenemos las siguientes conclusiones:

- ✚ La empresa Enagás ha impulsado una cartera de proyectos creciente en los últimos años en materia de hidrógeno verde.
- ✚ El proyecto SUN2HY es un proyecto pionero en España en la producción de hidrógeno a partir de energía solar mediante un proceso directo sin aporte eléctrico externo (*bias free*). El proceso es denominado fotoelectrólisis catalítica.
- ✚ Otro de los proyectos de Enagás, el IPCEI Green Spider, tiene uno de sus pilares básicos en el empleo de líquidos portadores orgánicos (como el dibenciltolueno) para el transporte de hidrógeno hacia Europa por vía marítima, ya que es un producto que multiplica por cinco la densidad de almacenamiento del hidrógeno.

Por último, en cuanto al *Objetivo nº9. Conocer y determinar los puntos clave respecto de la economía del hidrógeno, así como su estado actual en el sector energético (fortalezas y debilidades)*, es necesario destacar que:

- ✚ El hidrógeno no es una fuente de energía primaria como tal, ya que debe extraerse de otros compuestos. Por ello es considerado un vector energético.
- ✚ La economía basada en el hidrógeno verde presenta como principales limitantes la rentabilidad en cuanto a su obtención a partir de energías renovables, su transporte y su almacenamiento.
- ✚ La investigación, desarrollo y mejora de las tecnologías de producción y almacenamiento son las claves para una producción rentable y a gran escala.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Acciona Energía S.A. (2017). *Power to Green H2 Mallorca*. Acciona Energía S.A. Recuperado el 5 de Octubre de 2020
- Albrecht, B. (1 de Diciembre de 2014). *Viessmann: a fuel cell in every home*. Recuperado el 30 de Septiembre de 2020, de Kitco: https://www.kitco.com/ind/Albrecht/2014-12-01-Viessmann-A-Fuel-Cell-In-Every-Home.html?utm_campaign=Kitco_Media_Newsletter&utm_source=hs_email&utm_medium=email&_hsenc=p2ANqtz--FE8IBLwMk5aigF0obUhyGNIOcUWqKmQAHLIGrUMBWHGGBFSBNmJi5QTeYFEo5EZvSr60w
- Álvarez, E., & Ortiz, I. (Septiembre-Octubre de 2015). Notas sobre la eficiencia energética en España. *TRANSFORMACIONES EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS*(886), 71-81. Recuperado el 16 de Septiembre de 2020
- Amores, E., Rojas, N., Sánchez, M., & Sevilla, G. (Junio-Julio de 2018). Electrólisis PEM para la producción de hidrógeno renovable: Proyecto ENHIGMA. *Energética XXI*(177), 83-84.
- Aparicio, A. A. (2º senestre de 2015). Biometano: Alternativa sostenible del gas natural. *Met&Flu*, 60-70. Recuperado el 23 de Septiembre de 2020
- Ares, J. R., Leardini, F., Sánchez, C., Fernández, J. F., & Ferrer, I. J. (Agosto de 2019). El hidrógeno como vector energético: mucho hecho y casi por hacer. *Encuentros Multidisciplinarios*(62), 1-10. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020
- Batyrova, K., & Hallenbeck, P. C. (2017). Hydrogen production by a *Chlamydomonas reinhardtii* strain with inducible expression of photosystem II. *International Journal of Molecular Sciences*(18), 647-661.
- Blondin, E., Garat, A., & Pottier, J. (1988). Large Scale Storage and Transmission of Gaseous Hydrogen. *7th World Hydrogen Energy Conference*. Moscú.
- CEMEX. (2019). *Proyecto de reindustrialización CEMEX-Baleares. Proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca*. Proyecto Industrial Estratégico, CEMEX.
- CORDIS. (Junio de 2019). *Milestone reached on the road to a hydrogen economy*. Proyecto de investigación, European Commission, CORDIS. Recuperado el 17 de Octubre de 2020
- Correas, L. (Julio de 2007). La oportunidad de la economía del hidrógeno. *Economía Aragonesa*(33), 80-105. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020
- Enagás. (17 de Septiembre de 2020). *¿Cómo reducimos las emisiones de metano?* Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=97NHXBcm1NM>
- Enagás S.A. (2018). *Almacenamientos subterráneos*. Enagás S.A. Madrid: Dirección General de Comunicación y Relaciones Institucionales. Recuperado el 16 de Septiembre de 2020
- Enagás S.A. (2019). *Informe de Gestión Consolidado*. Enagás S.A., Madrid. Recuperado el 17 de Septiembre de 2020
- Enagás S.A. (2020). *Emisiones y Eficiencia Energética. Seguimiento de objetivos, consumos y emisiones del PEERE. Junio 2020*. Madrid. Recuperado el 22 de Septiembre de 2020
- Enagás S.A. (15 de Septiembre de 2020). *Enagás Emprende*. Obtenido de https://www.enagas.es/enagas/es/QuienesSomos/InnovacionTecnologica/Enag%C3%A1s_Emprende

- Enagás S.A. (15 de Septiembre de 2020). *Gestor Técnico del Sistema*. Obtenido de https://www.enagas.es/enagas/en/Gestion_Tecnica_Sistema/Gestor_Tecnico_del_Sistema
- European Biogas Association. (2018). *Annual Statistical Report of the European Biogas Association*. Recuperado el 23 de Septiembre de 2020, de https://biogas.org.rs/wp-content/uploads/2018/12/EBA_Statistical-Report-2018_European-Overview-Chapter.pdf
- Fernández, C. (2005). *Energética del hidrógeno: contexto, estado actual y perspectivas de futuro*. Trabajo Fin de Grado (TFG), Escuela Superior de Ingenieros de la Universidad de Sevilla, Departamento de Energética y Mecánica de Fluidos, Sevilla. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU). (2019). *Hydrogen roadmap for Europe*. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020
- Fundación para el desarrollo de las nuevas tecnologías del hidrógeno en Aragón (coord.). (2012-2014). *Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe*. Proyecto HyUnder, Huesca.
- García , R. (2013). *Gestión de boil-off gas en la planta de regasificación de Barcelona*. Proyecto Fin de Carrera, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Departamento de Ingeniería Química y Combustibles. Recuperado el 22 de Septiembre de 2020, de http://oa.upm.es/15009/1/PFC_Rodrigo_Mangas_Calvo.pdf
- García, A. (2010). *Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno*. Asociación Española del Hidrógeno, Departamento de Aerodinámica y Propulsión , Madrid. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020, de http://www2.udg.edu/Portals/88/proc_industrials/5%20-%20Otros%20Combustibles-Hidrogeno.pdf
- Gilasi, G., Taghavi, S. M., Rodrigue, D., & Kaliaguine, S. (2019). Optimizing membrane module for biogas separation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 83, 195-207.
- Hidalgo, D., Sanz , S., Martín, J., Castro, J., & Antolín, G. (Julio-Agosto de 2019). Influencia de las condiciones de operación en el refinado de biogás para producir biometano mediante contactores de membrana. *Revista Dyna*, 388-393.
- International Energy Agency (IEA) . (2005). *Prospects for hydrogen and fuel cells*. París: E. I. Agency.
- Lizarazo, R., & Cañas, D. G. (Primer semestre de 2015). Diseño conceptual de un vaporizador de gas natural licuado (GNL) de una planta de regasificación de Colombia. *Met&Flu*, 16-23. Recuperado el 17 de Septiembre de 2020
- López, J. (26 de Mayo de 2020). *Alstom completa con éxito las pruebas de su tren de hidrógeno en Alemania*. Obtenido de Movilidad eléctrica: <https://movilidadelectrica.com/alstom-coradia-ilint-alemania/>
- López, J. (29 de Enero de 2020). El uso de biometano reduce significativamente las emisiones de GEIs. *Energy News*. Recuperado el 17 de Octubre de 2020, de <https://www.energynews.es/biometano-reduccion-de-emisiones/>
- Magaña, M. Á. (2018). Producción de biometano e inyección en la red de gas natural. En A. d. Movilidad (Ed.), (pág. 24). Madrid.
- Martínez, A., & Teichmann, D. (2019). *Green Spider. Hydrogen for Climate Action*. Enagás and Hydrogenious LOHC Technologies. Recuperado el 17 de Octubre

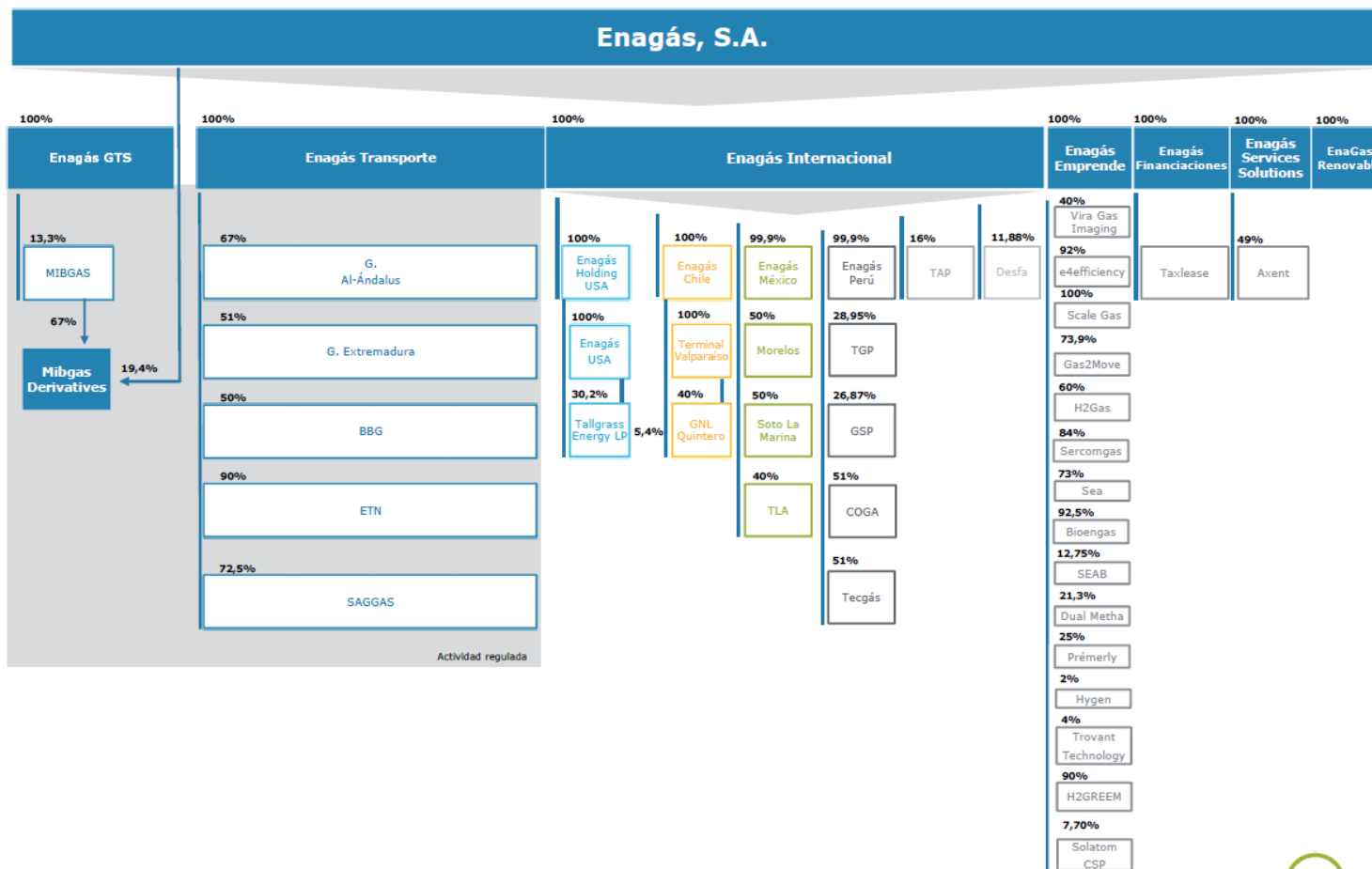
- de 2020
- Martínez, A., Gil, J., Hernando, E. M., Sánchez, M., Gómez, A., Jaen, M., & De la Iglesia, R. (2020). *Tecnología del hidrógeno y cartera de proyectos de Enagás*. Enagás S.A., Madrid. Recuperado el 24 de Septiembre de 2020
- Mejía, J. G., & Acevedo, C. A. (Agosto de 2013). Proyección al año 2025 para el uso del hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá. *Scientia et Technica*, 18(2), 327-334.
- Moyano, G. (2018). *Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico*. Trabajo Fin de Grado (TFG), Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental, Sevilla. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020
- Musa, N., Banerjee, S., & Jaafar, A. (2017). Economic assessment and prospect of hydrogen generated by OTEC as future fuel. *Int. J. Hydrogen Energy*(42), 26-37.
- Naik, S. N., Goud, V. V., Rout, P. K., & Dalai, A. K. (2010). Production os first and second generation biofuels: A comprehensive review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 14(2), 578-597.
- Navarro, A., Reyero, I., Moral, A., Bimbela, F., & Gandía, L. M. (2017). Rutas y retos para la valorización de biogás. *Avances: Investigación en ingeniería*, 14(1), 211-224. Recuperado el 25 de Septiembre de 2020
- Robina, A. M. (2019). *Estudio de materiales aptos para almacenamiento de hidrógeno*. Tesis doctoral, Universidad Nacional del Sur, Dpto. de Ciencia y Tecnología de los Materiales, Bahía Blanca (Argentina). Recuperado el 28 de Septiembre de 2020
- Roca, R. (6 de Noviembre de 2019). España tiene un gran potencial de almacenamiento de hidrógeno en grandes cuevas de sal. *El periódico de la energía*. Recuperado el 28 de Septiembre de 2020, de <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-tiene-un-gran-potencial-de-almacenamiento-de-hidrogeno-en-grandes-cuevas-de-sal/>
- Rodríguez, C. (2015). *Producción de hidrógeno mediante fotocátalisis heterogénea*. Tesis doctoral, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Ingeniería de Procesos, Las Palmas de Gran Canaria. Recuperado el 24 de Septiembre de 2020
- Sánchez, C., & Fuquen, H. (Junio de 2014). Eficiencia energética. *Desarrollo tecnológico e innovación empresarial, III*, 6. Recuperado el 16 de Septiembre de 2020
- Sánchez, M., Amores, E., Rodríguez, L., & Clemente, C. (2017). Modelado y simulación de sistemas de producción de hidrógeno vía electrolisis alcalina a partir de energías renovables. *Congreso Iberoamericano de hidrógeno y pilas de combustible*, (pág. 4). Madrid.
- Sánchez, P. (2 de Marzo de 2020). Enagás y Ampere serán los primeros en producir hidrógeno con energía solar en España. *PV Magazine*. Recuperado el 17 de Octubre de 2020, de <https://www.pv-magazine.es/2020/03/02/enagas-y-ampere-seran-los-primeros-en-producir-hidrogeno-con-energia-solar-en-espana/#:~:text=Imprimir%20archivo-,Enag%C3%A1s%20y%20Ampere%20ser%C3%A1n%20los%20primeros%20en%20producir%20hidr%C3%B3geno%20con,hidr%C3%B3>
- SGS S.A. (2020). *Declaración de la Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero*. Madrid: SGS Tecnos. Recuperado el 17 de Septiembre de 2020

- Siagian, U. W., Raksajati, A., Himna, N. F., Khoiruddin, K., & Wenten, I. G. (2019). Membraned-based carbon capture technologies. Membrane Gas Separation vs Membrane Contactor. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 172-195.
- Souza, J., & Schaeffer, L. (2013). Sistema de Compresión de Biogás y Biometano. *Información Tecnológica*, 24(6), 3-8.
- Tomás, J. (10 de Marzo de 2020). Vira Gas Imaging: el control de gases de efecto invernadero nacido del intraemprendimiento. *Innovaspain*. Recuperado el 18 de Septiembre de 2020, de <https://www.innovaspain.com/vira-gas-imaging-enagas/>
- Vira Gas Imaging. (Junio-Julio de 2018). Detección y control de fugas en infraestructuras de transporte de gas: caso de éxito de Enagás. *Energética*21(117), 68-69. Recuperado el 18 de Septiembre de 2020
- Weber, N., Gulcin, D., Heinrichs, H., Linssen, J., Robinius, M., Kukla, P., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 22.

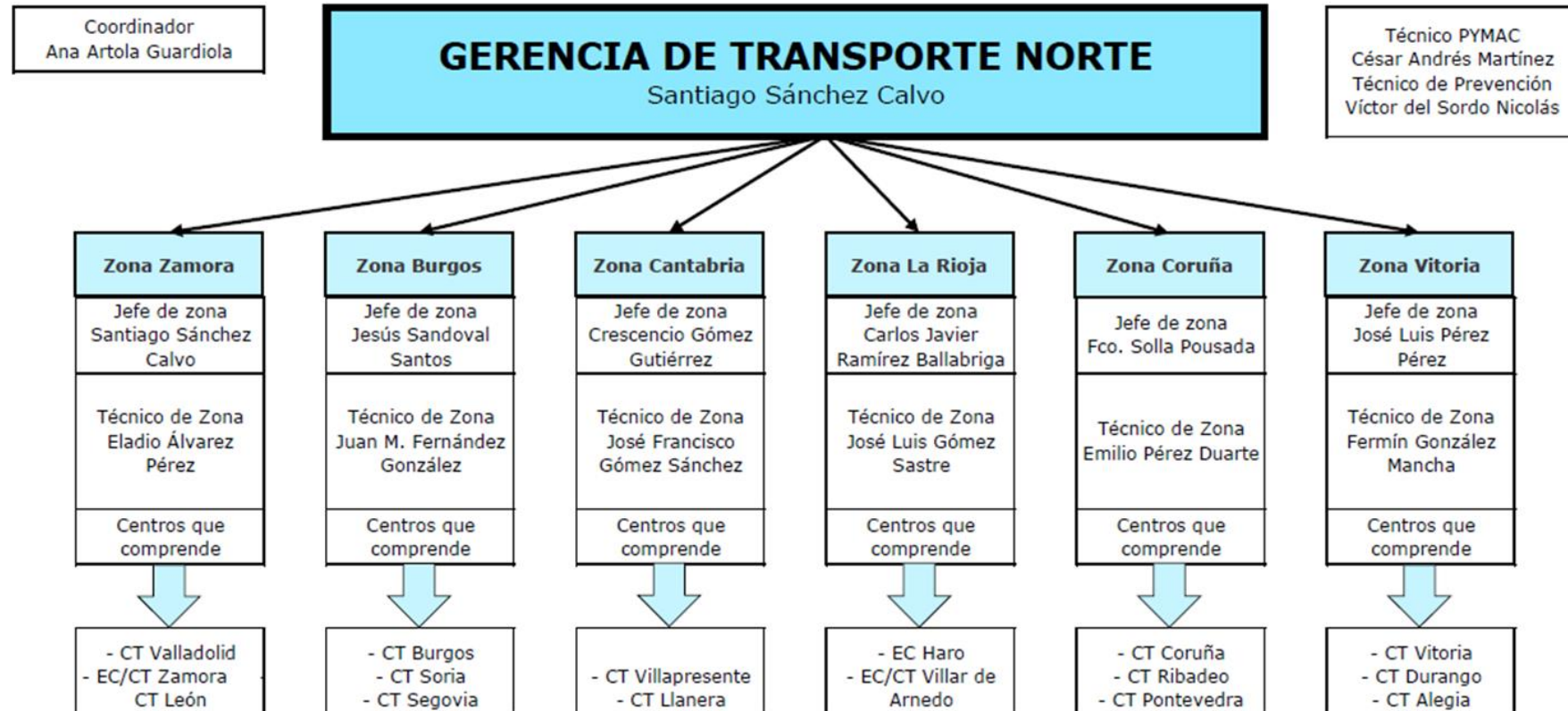


7. ANEXOS

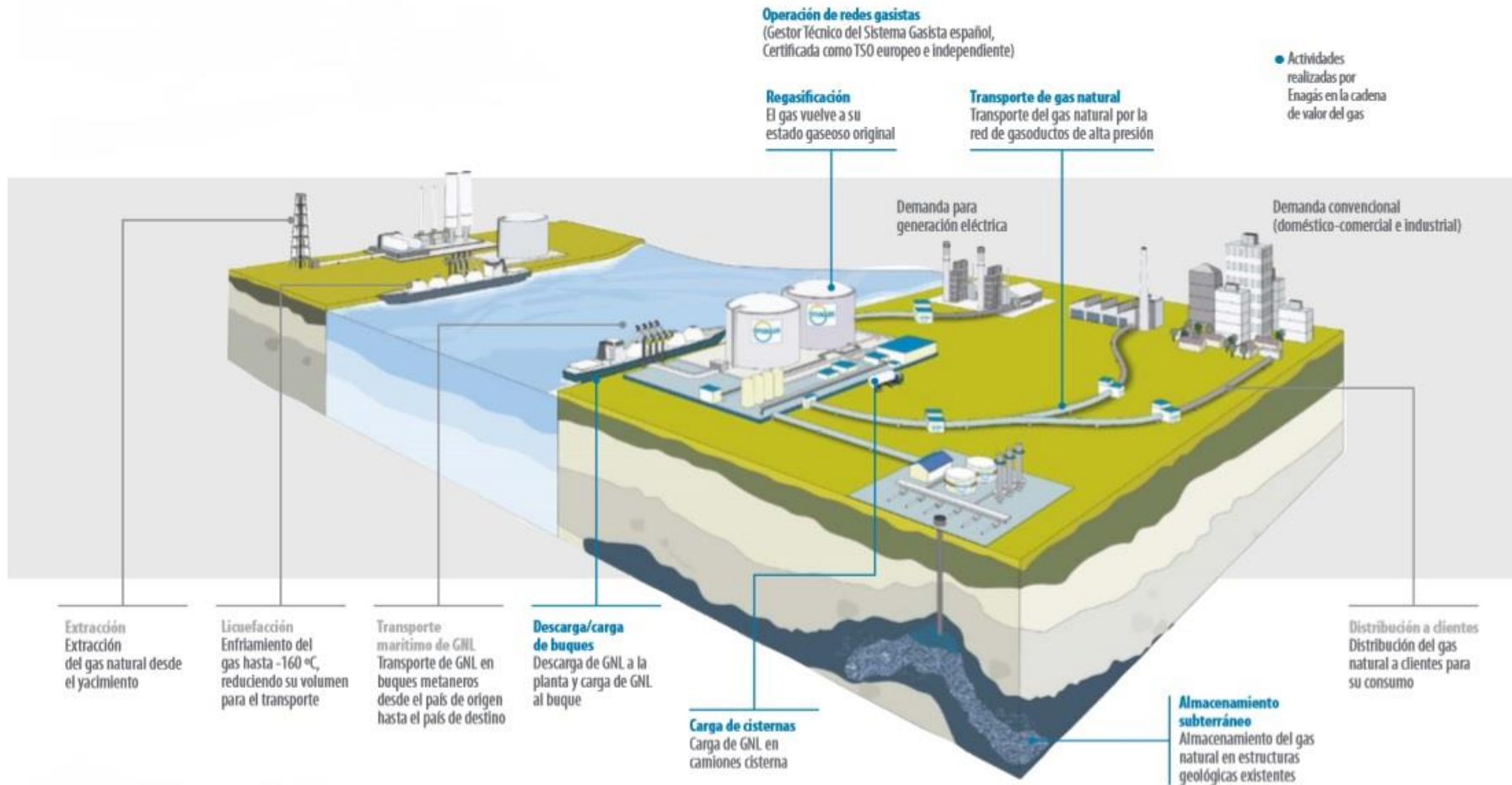
ANEXO I. MAPA SOCIETARIO DE LA EMPRESA ENAGÁS S.A.



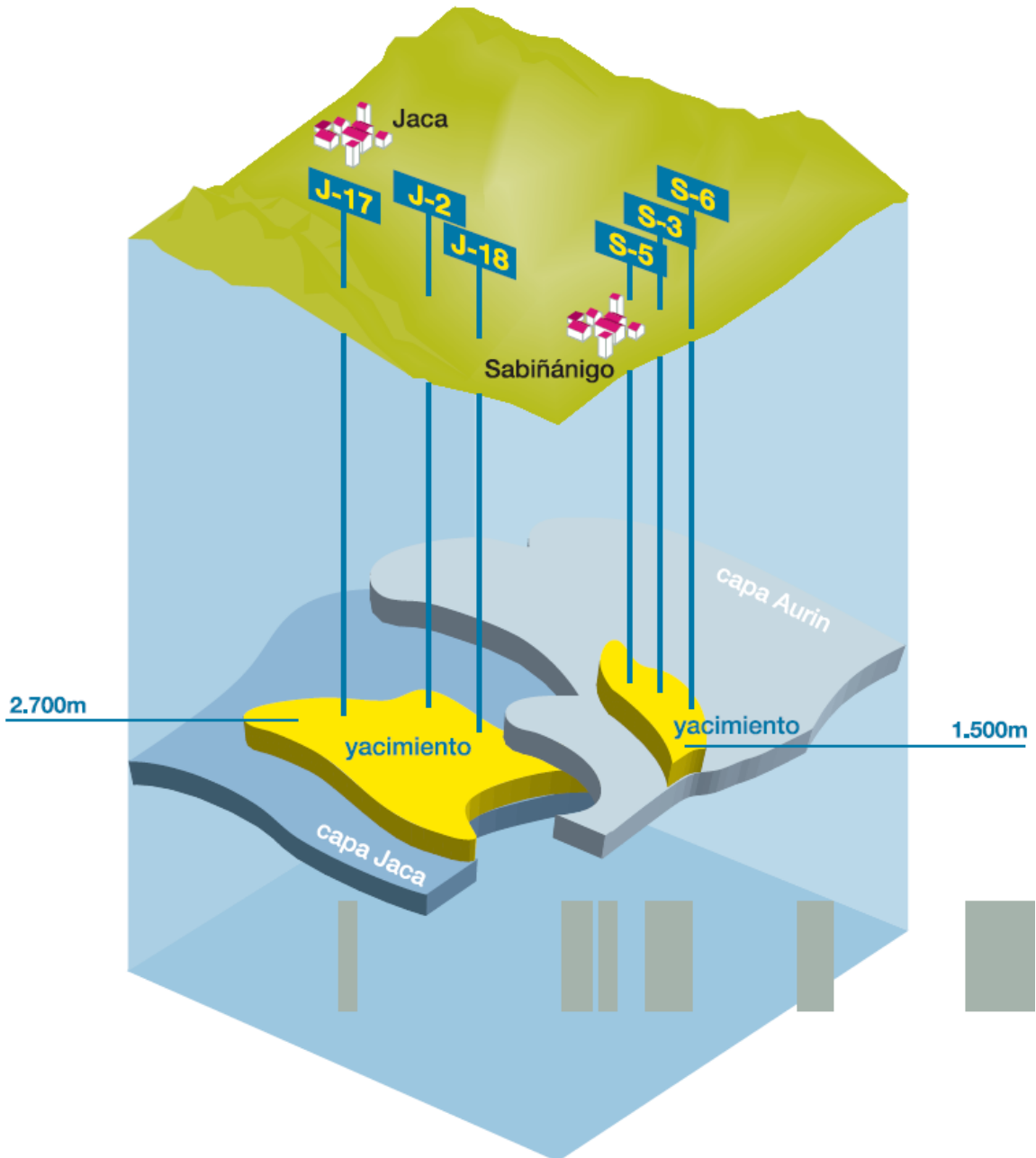
ANEXO II. ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE TRANSPORTE NORTE



ANEXO III. RECORRIDO DEL GAS



ANEXO IV. ESQUEMA GRÁFICO DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE EL SERRABLO (HUESCA)



ANEXO V. TABLA COMPARATIVA ENTRE LOS DISTINTOS TIPOS DE H₂

	Origen	Tecnologías	gCO ₂ eq/kWh	€/MWh €/kg
1	 Agua y EERR Renovables	 Electrólisis	Well-to-tank: 0 LCA: 14 - 167	240 - 360 8 - 12
2	 Agua y metano Bajo en carbono	 Reformado Pirólisis CCS	Well-to-tank: 23 LCA: 23 - 150	69 2,3
3	 Agua y metano Convencional	 Reformado	Well-to-tank: 236 LCA: 236 - 400	51 1,7

