



GOBIERNO  
DE ESPAÑA

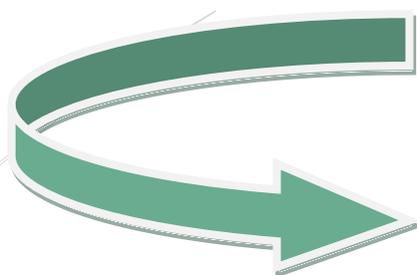
MINISTERIO  
DE INDUSTRIA, COMERCIO  
Y TURISMO



Escuela de  
organización  
industrial

30-7-2021

# HYGREEN



MERME 2021 / 2021  
ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL (EOI)

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO  
ENERGÉTICO.  
MERME 2021

**PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO  
VERDE MEDIANTE TECNOLOGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICA**

Autores:

Alba Caballero Mayoral  
Fernando Rabadán Macías  
Federico Cenedese

Tutor:

Francisco Bas

# PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE MEDIANTE TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Sevilla, 2021

*“El equipo de HY Green, queremos mostrar nuestro más sincero agradecimiento a todos los que hicieron posible este Máster en Energía Renovable y Mercado Eléctrico, gracias a Yolanda, Eva y Rosa, gracias a Paco y al conjunto del profesorado por haber compartido con nosotros vuestros conocimientos y experiencias.*

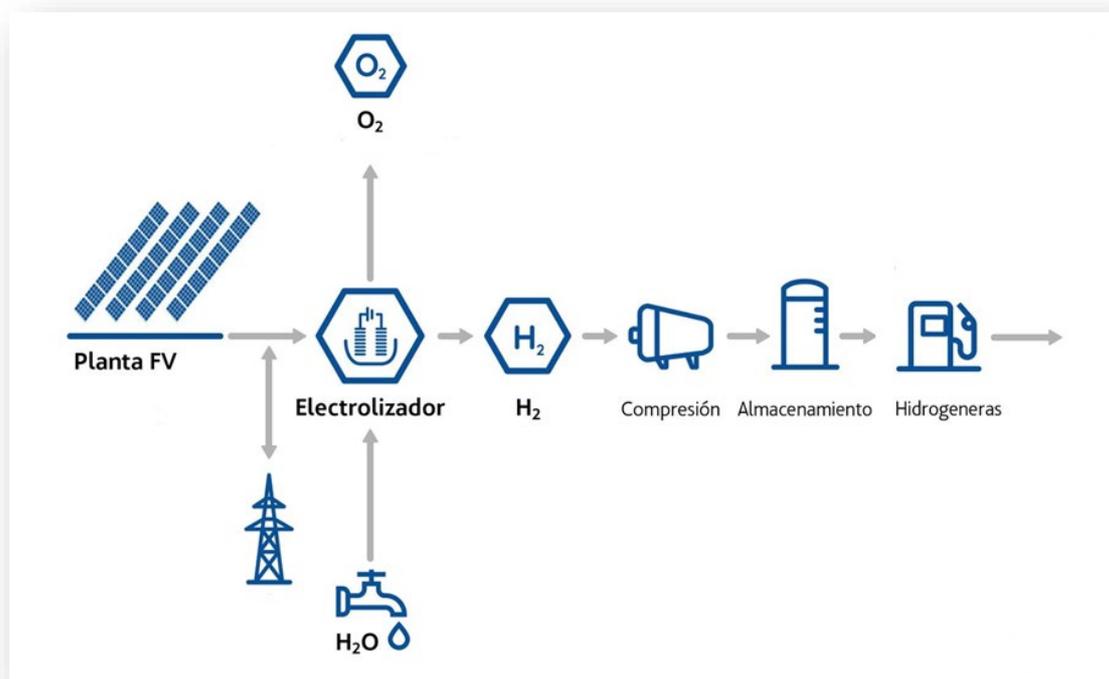
*A todos vosotros, gracias por vuestro trabajo a pesar de las circunstancias excepcionales, gracias.”*

# RESUMEN EJECUTIVO

## HY GREEN EMPRENDE.

**HY Green** es una startup que surge tras la incorporación definitiva de las energías renovables al mercado energético nacional y mundial. El hidrógeno será la energía que guiará el *modus operandi* de nuestra sociedad. Se trata de un vector energético que presenta una gran densidad energética en peso, que permite su almacenamiento, así como su producción mediante energías renovables, con lo que se evita la generación de emisiones de dióxido de carbono en un sector tan difícil de descarbonizar como el transporte.

HY Green propone una solución mediante el apoyo y desarrollo de vehículos propulsados por hidrógeno.



El Proyecto contempla la producción de energía eléctrica renovable a partir de una planta fotovoltaica que aportará una potencia máxima de 2,5 MW que se va a utilizar para producir hidrógeno considerado renovable a partir de un electrolizador de 1 MW de potencia.

## Misión de HY Green.

Este proyecto consiste en estudiar la viabilidad de suministrar hidrógeno en surtidores de las Estaciones de Servicio actuales. Este hidrógeno será producido de forma “in situ” mediante un electrolizador alimentado por energía renovable procedente de una planta solar fotovoltaica ubicada en una parcela adyacente a la estación de servicio. El precio del hidrógeno deberá ser suficientemente competitivo con los combustibles tradicionales como el diésel o la gasolina. El diseño establecido es fácilmente adaptable a otros supuestos, según la demanda y tránsito de vehículos de hidrógeno por cada una de esas estaciones de servicio.

Se pretende describir las instalaciones y las medidas para una instalación fotovoltaica con generación de energía eléctrica para su posterior transformación en hidrógeno a partir de un electrolizador para su uso en movilidad.

## DISEÑO Y MODELIZACIÓN.

Se estima que en el año 2030 haya unos 140.000 vehículos que funcionen con pila de combustible en Europa según un informe publicado por la Hydrogen Council Europe, por lo que extrapolando este valor a España y según la Hoja de Ruta del Hidrógeno impulsada por el Gobierno de España se estima que en 2030 haya en España entre 5000-7000 vehículos ligeros y, al menos 150-200 vehículos pesados de pila de combustible.



### Emplazamiento.

Se pretende realizar el proyecto para abastecer a las dos Estaciones de Servicio ubicadas en A-66, km.730, 06260 Monesterio, Badajoz. Se ha determinado como emplazamiento para instalar la planta fotovoltaica y la planta de producción de hidrógeno la parcela cuya referencia catastral es 06085A02500022 y dirección Polígono 44 Parcela 22 La Purificación (Badajoz). La parcela consta de una superficie de 67.045 m<sup>2</sup>.

De acuerdo a que la estación de servicio está ubicada en un emplazamiento transitado, para el suministro de hidrógeno previsto en este proyecto, se ha supuesto el repostaje diario de 18 vehículos ligeros y 2 vehículos pesados, de acuerdo con la tabla siguiente.

	<b>Nº DE VEHICULOS</b>	<b>CONSUMO POR VEHICULO (kg H<sub>2</sub>/DÍA)</b>	<b>PRODUCCIÓN DIARIA (kg H<sub>2</sub>/DÍA)</b>	<b>PRODUCCIÓN ANUAL (kg H<sub>2</sub>/AÑO)</b>
<b>VEHÍCULOS LIGEROS</b>	18	5	90	32.850
<b>VEHÍCULOS PESADOS</b>	2	35	70	25.550
<b>TOTAL</b>	20	40	160	58.400

Una vez que ya hemos seleccionado la potencia fotovoltaica en función de la potencia del electrolizador, es necesario calcular la energía eléctrica diaria que van a consumir los principales equipos en la hidrogenera para la producción de 160 Kg H<sub>2</sub> al día.

## INGRESOS DE HY GREEN.

La empresa HY GREEN va a tener como principal ingreso la venta de hidrógeno en las estaciones de servicio a particulares que dispongan de un vehículo que funcione con pila de combustible.

Se han realizado diferentes iteraciones entre la potencia del electrolizador y la potencia fotovoltaica para llegar a la conclusión que lo más óptimo para conducir a reducir los costes compitiendo el hidrógeno verde con el hidrógeno obtenido mediante fuentes no renovables sería una ratio de 0,4, es decir, una potencia de electrolizador de 1MW que correspondería con una potencia para la planta fotovoltaica de 2,5MW.

En los meses donde hay una mayor radiación se producen excedentes de energía eléctrica que se van a vender a la Red al precio medio de mercado, que en España son unos 45 €/MWh. Por lo que se van a obtener unos ingresos secundarios derivados de esta venta de excedentes. Los ingresos que vamos a obtener al año serían los siguientes:

<b>INGRESO POR VENTA DE HIDRÓGENO</b>	525. 600€
<b>INGRESO POR EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	53. 749 €

## COSTE DEL PROYECTO.

---

Los principales costes del proyecto son los costes de inversión (CAPEX) para adquirir los equipos que necesitamos para la producción de hidrógeno. También se ha considerado unos costes de Operación y Mantenimiento (OPEX) que son un 10 % del CAPEX. Los costes durante la vida útil del proyecto se presentan en la siguiente tabla:

<b>COSTE DE INVERSIÓN DE EQUIPOS (CAPEX)</b>	6.365.000 €
<b>COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OPEX)</b>	636.500 €

## Modelo de financiación del Proyecto.

Este proyecto es la instalación de una planta de producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica, enfocándola a suministrar ese H<sub>2</sub> almacenado a vehículos de pilas de combustible, con intención de declinarse como un servicio energético altamente escalable en el mercado nacional y europeo.

- 33% Inversión ENISA.
- 33% Inversores.
- 33% Préstamos Bancarios.

## RENTABILIDAD DE HY GREEN.

---

- Actualmente, producir un kg de hidrógeno nos costaría 7,21 €. Debido a que tendríamos que vender el hidrógeno a un precio muy elevado para poder acometer la inversión y pagar los intereses del préstamo, es necesario que inviertan en el proyecto o recibir subvenciones por parte de los Fondos de la Unión Europea para constituir la empresa.
- En los próximos años se va a incrementar previsiblemente el coste de la gasolina como consecuencia de las emisiones contaminantes que generan los derivados del petróleo, con lo que el precio del hidrógeno será más competitivo.
- Se espera que los principales equipos de la hidrogena como el electrolizador, el compresor y el depósito de almacenamiento de hidrógeno, reduzcan sus costes, por lo que se reducirá el precio de generación de hidrógeno y tendremos un mayor margen de beneficios.

- Asimismo, se espera que el precio de la electricidad generada con la planta fotovoltaica también se reduzca en los próximos años, con lo cual será otro factor para reducir el coste de producción de hidrógeno.
- Destacar que para que se desarrolle el sector de las hidrogeneras, es necesario que disminuya el coste del vehículo de hidrógeno para lo que va a ser fundamental que se aplique economía de escala y que se otorguen subvenciones a las empresas fabricantes y a los particulares que quieran adquirirlos.

# Contenido

<b>HY GREEN EMPRENDE</b> .....	<b>5</b>
MISIÓN DE HY GREEN.....	6
<b>DISEÑO Y MODELIZACIÓN</b> .....	<b>6</b>
INGRESOS DE HY GREEN. ....	7
<b>COSTE DEL PROYECTO</b> .....	<b>8</b>
MODELO DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO.....	8
<b>RENTABILIDAD DE HY GREEN</b> .....	<b>8</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>12</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>13</b>
<b>1. ANÁLISIS DE MERCADO</b> .....	<b>15</b>
1.1. FACTORES CLAVE DE ÉXITO .....	15
1.2. DAFO.....	16
<b>2. MODELO DE NEGOCIO</b> .....	<b>18</b>
2.1. 5 FUERZAS DE PORTER.....	20
<b>3. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>21</b>
<b>4. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO</b> .....	<b>23</b>
<b>5. ANTECEDENTES DEL HIDRÓGENO</b> .....	<b>24</b>
<b>6. USOS PRINCIPALES DEL HIDRÓGENO</b> .....	<b>27</b>
6.1. PRINCIPALES USOS .....	27
6.2. COSTES DEL HIDRÓGENO.....	28
6.3. EL HIDRÓGENO SEGÚN LA UNIÓN EUROPEA.....	29
6.4. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (2021-2030) EN RELACIÓN AL HIDRÓGENO .....	31
6.5. VEHÍCULOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE.....	32
<b>7. NORMATIVA APLICADA</b> .....	<b>35</b>
7.1. ELÉCTRICO.....	35
7.2. SEGURIDAD.....	35
7.3. MEDIO AMBIENTE. ....	36
7.4. EQUIPOS A PRESIÓN. ....	36
7.5. GASES.....	36
<b>8. PROPUESTA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: DISEÑO LA PLANTA</b> .....	<b>38</b>
8.1. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO .....	38
8.2. TRÁMITES, LEGALIZACIÓN Y PERMISOS DE OBRA PARA EL PROYECTO.....	39
8.3. DISEÑO Y MODELIZACIÓN DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO .....	39
8.4. DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	48

<b>8. ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	<b>57</b>
<b>8.1. ESTIMACIÓN DEL LCOE EN LA PLANTA FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>59</b>
<b>8.2. ANÁLISIS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO .....</b>	<b>60</b>
<b>9. ANÁLISIS COMPARATIVO Y DE SENSIBILIDAD .....</b>	<b>62</b>
<b>10. CONCLUSIONES.....</b>	<b>64</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>65</b>
<b>ANEXO I .....</b>	<b>66</b>

---

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Modelo de Negocio HYGreen Canvas .....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2. Producción diaria y anual de H<sub>2</sub> del electrolizador .....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 3. Tabla de comparación de producción según MW FV .....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 4. Tabla de producción FV y excedentes vertidos a red .....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 5. Coste del proyecto .....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 6. Amortización de la instalación.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 7. Costes según amortización .....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 8. Costes de inversión y operación y mantenimiento del proyecto .....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 9. Porcentajes de financiación del proyecto .....</i>	<i>61</i>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Análisis DAFO</i> .....	16
<i>Figura 2. Vector energético de una economía descarbonizada.</i> .....	26
<i>Figura 3. Diagrama de planta de producción de hidrógeno verde para distribución.</i> .....	28
<i>Figura 4. Esquema del funcionamiento de un vehículo de pila de combustible.</i> .....	34
<i>Figura 5. Emplazamiento del terreno para instalación de la planta fotovoltaica</i> .....	38
<i>Figura 6. Emplazamiento y ruta de trayecto. Google Earth</i> .....	39
<i>Figura 7. Gráfica de factor de capacidad electrolizador y FV en España</i> .....	41
<i>Figura 8. Diagrama de bloques de la planta</i> .....	43
<i>Figura 9. Electrolizador H2B2 utilizado en la planta de producción</i> .....	45
<i>Figura 10. Compresor de la marca PDC machines</i> .....	46
<i>Figura 11. Data sheet Enfriadoras de la marca Mydax</i> .....	47
<i>Figura 12. Dispensador SmartFuel H70 Products</i> .....	48
<i>Figura 13. Esquema de los equipos que componen la planta</i> .....	48
<i>Figura 14. Selección de inversor y módulos utilizados en la planta FV</i> .....	50
<i>Figura 15. Cálculo de separación entre paneles en la planta fotovoltaica</i> .....	51
<i>Figura 16. Tecnologías de paneles fotovoltaicos</i> .....	52
<i>Figura 17. Tabla para seleccionar intensidad máxima y sección del cable</i> .....	54



# 1. ANÁLISIS DE MERCADO

## 1.1. Factores Clave de éxito

Los factores clave de éxito es una herramienta que se utiliza por el análisis del entorno, y se consideran atributos, características del servicio prestado que satisfacen las expectativas de los grupos de interés mas relevantes en cada caso.

Por esto es vital poder identificar varios parámetros como por ejemplo nuestra misión o cuáles son los factores claves que pide nuestro mercado y que nos harán triunfar frente a la competencia.

Dicho esto, hemos analizado que nuestros factores clave de éxito son los siguientes:

- Precio competitivo
- Facilidad para poder encontrar estaciones de servicio que ofrezcan hidrógeno
- Rápido tiempo de recarga
- Coches que no emitan gases de efecto invernadero (sostenibilidad)
- Crecimiento y desarrollo del hidrógeno a medio y largo plazo
- Financiación con fondos europeos hacia el desarrollo del hidrógeno

A continuación, se va a proceder a analizar cada uno de los puntos anteriormente mencionados.

El precio competitivo del hidrógeno vendrá porque está habiendo una importante inversión por parte de la comunidad europea para financiar y desarrollar proyectos relacionados con el hidrógeno para movilidad, así que en breve los costes de los equipos para generar hidrógeno serán competitivos en el mercado.

Hemos elegido una ubicación como la ruta de la plata, que es una carretera frecuentada, para que nuestros potenciales clientes puedan repostar fácilmente sus vehículos que funcionan con hidrógeno.

El tiempo de recarga rápido significa que los clientes no van a tener que cambiar su hábito de repostaje ya que el tiempo de repostaje sería similar al de un vehículo que utiliza un combustible fósil.

Coches que no emitan gases de efecto invernadero. Actualmente, el problema del cambio climático afecta a todos los sectores por lo que nuestra empresa suministra hidrógeno “verde” (sin emisiones), lo que hace que se reduzca las emisiones contaminantes en un sector de tan difícil descarbonización como el sector transporte.

Crecimiento y desarrollo del hidrógeno a medio largo plazo. Por parte de la Unión Europea, se están financiando muchos proyectos para la producción y desarrollo del hidrógeno, sobre todo para que sea 100% renovable.

Financiación de proyectos para el desarrollo del hidrógeno con fondos europeos. Este factor es el más importante y el que permite que se vaya a desarrollar el sector del hidrógeno “verde”.

## 1.2. DAFO

El DAFO, es una herramienta que se utiliza para identificar las posibles estrategias comerciales para poder hacer crecer el negocio y analizar la situación de una empresa. Gracias a esta herramienta se pueden estudiar tanto las características internas que serian D y F (debilidades y fortalezas) como las características externas A y O (amenazas, oportunidades)

En el gráfico se exponen los aspectos más importantes analizados.

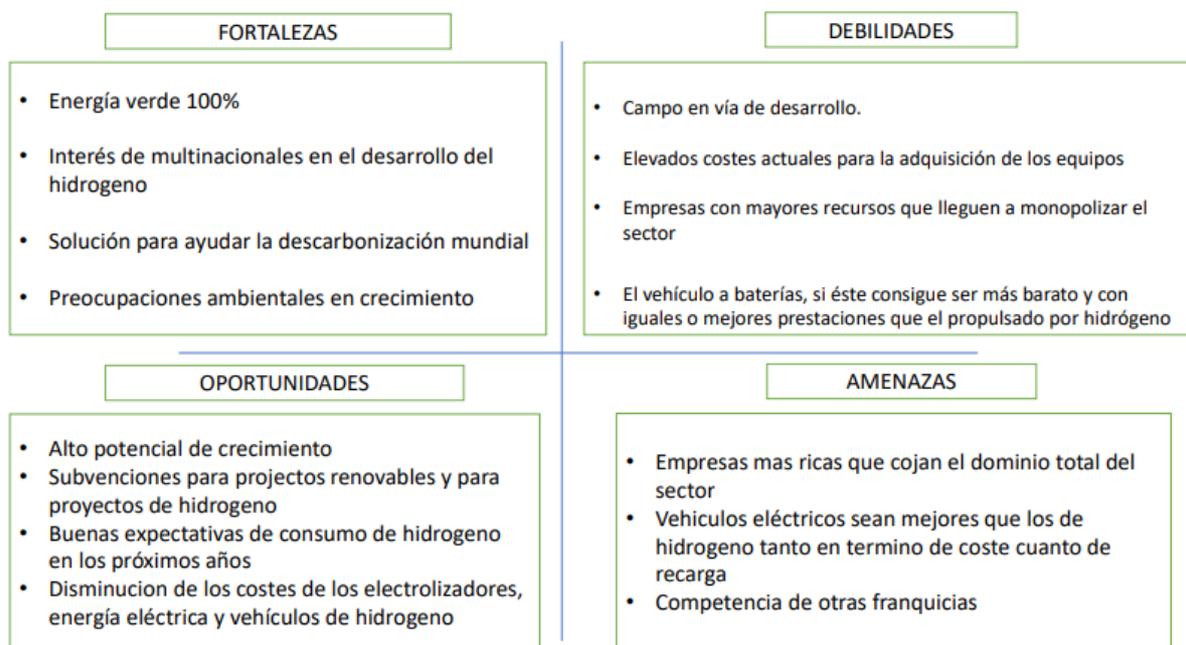


Figura 1. Análisis DAFO

De acuerdo con el análisis DAFO anterior, se observa que una de las fortalezas más relevante de nuestro proyecto es la producción de hidrógeno a partir de energía 100% renovable, una de las soluciones que se está adoptando para favorecer la descarbonización mundial, y que se alinea con las crecientes preocupaciones medioambientales. Además, a nivel mundial se puede observar como va aumentando el interés de multinacionales hacia el desarrollo de proyectos de hidrógeno.

En relación a las debilidades, resulta claro que es un campo en vía de mejora tecnológica y desarrollo. Los costes a día de hoy para adquirir los equipos para la producción de hidrógeno renovable, sobre todo el electrolizador, resultan ser bastantes elevados. También hay una escasa presencia de vehículos que funcionen con pila de combustible en comparación con vehículos convencionales o vehículos eléctricos.

Pasando a analizar las características externas se nota que resaltan bastantes oportunidades, como el alto potencial de crecimiento, una buena expectativa de consumo de hidrógeno en los próximos años, importantes incentivos para proyectos renovables y sobre todo para proyectos de hidrógeno como por

otro lado se espera una disminución considerable de los costes de los vehículos de hidrogeno, para que sean accesibles a todos los usuarios.

Para concluir la explicación del DAFO, se analizan las amenazas externas que pueden afectar a nuestro proyecto. La amenaza más grande es que otras empresas con mayor músculo financiero puedan coger el dominio total del sector, dejando poco margen para los demás, y que los vehiculos eléctricos sean mejores, tanto en término de costes, como en relación a disponer de una tecnología más avanzada y rentable.

## 2. MODELO DE NEGOCIO

# E

L modelo de negocio es una herramienta que permite definir lo que vamos a ofrecer al mercado, cómo lo vamos a hacer, a quién lo vamos a vender y de qué manera vamos a ingresar dinero.

Para definir nuestro modelo de negocio, hemos utilizado otra herramienta, como el modelo Canvas que permite conocer los aspectos claves del negocio y como se relacionan entre ellos de forma más directa y estructurada.

Este modelo nos ha ayudado a tener una visión general de cual es realmente nuestro modelo de negocio de una forma más clara y estructurada.

El Business Model Canvas se compone de 9 pilares que son lo siguientes:

1. **Segmentos de clientes:** como segmento de clientes nos dirigimos en primer lugar a todos los vehículos de hidrógeno; tanto coches, camiones o autobuses; y, en segundo lugar, a las diferentes estaciones de servicios que puedan comprar/utilizar nuestro hidrógeno.
2. **Propuesta de valor:** Proporcionar al usuario un punto de servicio para que pueda repostar su vehículo de hidrógeno de manera fácil y, sobre todo, nuestra propuesta de valor, es que ofrecemos hidrógeno “verde”, es decir, que en su producción no se emiten gases contaminantes a la atmósfera.
3. **Canales de difusión:** como canales de difusión hemos establecido utilizar tres vías diferentes; una primera parte de información y venta que abarca una página web, la participación en diferentes ferias sobre el hidrógeno, hacernos conocer a través de revistas del sector y, por último, pero no menos importante, darnos a conocer a partir del boca a boca.

El segundo canal de difusión que se considera es la compra, es decir, como los diferentes usuarios comprarían o podrían pagar por el servicio ofrecido. En este apartado los clientes pueden pagar en efectivo o con tarjeta.

Por último, pero no menos importante hemos analizado el servicio post venta. En este caso sería muy importante poder fidelizar a los clientes dando puntos o regalos para que vayan a repostar a nuestra hidrogenera.

4. **Relación con clientes:** en este punto es muy importante saber como interactuar con los clientes, por lo que nos hemos centrado en aspectos como la cercanía y la disponibilidad.
5. **Ingresos:** nuestra principal fuente de ingreso sería la venta de hidrógeno a los diferentes vehículos.
6. **Actividades claves:** como actividades claves es muy importante hacer un buen diseño de la hidrogenera, tener una buena producción y distribución y por último vender el hidrógeno. Ofrecer a los clientes el mejor confort posible.
7. **Recursos claves:** hay varios recursos claves que hemos tenido en consideración, los cuales son:

el alquiler de un terreno para que sea posible implantar nuestra planta fotovoltaica, tener a disposición todos los equipos necesarios y el agua, recurso fundamental para la producción de hidrógeno en el electrolizador, tener un sistema de control, para detectar problemas, personal que trabaje, tanques necesarios tanto para el almacenamiento de hidrógeno como para el agua y, por último disponer de recursos económicos para poder llevar a cabo el proyecto.

8. **Socios claves:** hemos analizado diferentes socios claves como: proveedores de materia prima para realizar tanto la hidrogenera como la planta fotovoltaica; entidades financieras y asociaciones de apoyo a la sostenibilidad.
9. **Estructura de costes:** en este último apartado se ha tenido en consideración una economía de escala que nos permita seguir creciendo con el tiempo.

Los diferentes tipos de costes son: el electrolizador, el alquiler del terreno para la planta fotovoltaica, los asociados a la actividad comercial y los gastos del agua y de los equipos que forman la hidrogenera.

En la siguiente tabla se representa lo comentado anteriormente sobre el Modelo de negocio del Canvas.

<p><b>8. SOCIOS CLAVE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Entidades financieras</li> <li>Proveedores de materia primas para realizar la hidrogenera como la planta fotovoltaica</li> <li>Entidades o asociaciones de apoyo a la sostenibilidad</li> </ul>	<p><b>6. ACTIVIDADES CLAVES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Diseño, producción, distribución y venta de hidrogeno verde a través de una planta fotovoltaica para que sea 100% verde</li> <li>Ofrecer a los clientes el mejor confort posible</li> <li>Asociados a la actividad comercial</li> </ul>	<p><b>2. PROPUESTA DE VALOR</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Zero contaminación , nada de emisiones de CO2</li> <li>Proveer al usuario un punto de servicio para que pueda recargar su coche</li> </ul>	<p><b>4. RELACION CON CLIENTES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Cercanía y disponibilidad</li> <li>Ayudar a repostar el coche</li> </ul>	<p><b>1. SEGMENTO DE CLIENTES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Vehículos de hidrogeno ( coches, camiones)</li> <li>Diferentes estaciones de servicio</li> </ul>
<p><b>9. ESTRUCTURA DE COSTES</b></p> <p>ESTRUCTURA DE COSTES:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Economía de escala (reducir precios)</li> </ul> <p>COSTES SIGNIFICATIVOS:</p>	<p><b>7. RECURSOS CLAVES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Terreno para la planta fotovoltaica</li> <li>Equipamientos necesarios</li> <li>Agua</li> </ul>	<p><b>5. INGRESOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Venta hidrogeno a los vehículos</li> <li>Venta hidrogeno a las diferentes EESS</li> </ul>	<p><b>3. CANALES DE DIFUSIÓN</b></p> <p>INFORMACIÓN Y VENTA:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Página Web</li> <li>Ferias sobre el hidrogeno</li> <li>Revistas del Sector</li> <li>Boca a Boca</li> </ul> <p>COMPRA:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Estación de servicio</li> <li>Pago efectivo/tarjeta</li> </ul>	<p>POST-VENTA:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Fidelización clientes (dando puntos o regalos para ir a repostar en nuestra hidrogenera)</li> </ul>

*Tabla 1. Modelo de Negocio HYGreen Canvas*

## 2.1. 5 FUERZAS DE PORTER

Las 5 fuerzas de Porter es una herramienta que se utiliza para analizar el entorno competitivo. El modelo ha sido ideado por Michael Eugene Porter en el año 1979. Con este modelo se trata de analizar y desarrollar la estrategia del negocio

Las 5 fuerzas de Porter son:

1. Rivalidad entre los competidores existentes
2. Poder de negociación del cliente
3. Poder de negociación con proveedores
4. Amenazas de nuevos competidores
5. Productos o servicios sustitutos

A continuación, se explica cuales serían para el modelo de negocio que sigue HYGreen.

- **Rivalidad:** Alta Competencia con empresas que tengan un mayor músculo financiero y se quieran adentrar en el sector del hidrógeno verde para automoción.
- **Poder de negociación en clientes:** Alto. Actualmente por coste no competitivo del hidrógeno, pero a largo plazo se considera medio-bajo por incremento de usuario que utilicen coches de hidrógeno (considerando que va a remplazar gasolina o diésel) considerando que el vehículo eléctrico a baterías se utilizara como transición.
- **Poder de negociación con proveedores:** Medio. Diferentes empresas que producen los equipos necesarios, problemas sobre todo para el electrolizador ya que el coste actualmente es bastante elevado.
- **Barreras de entradas:** Alto. Alta inversión, costes a día de hoy no competitivos.
- **Productos sustitutos:** Alto. Actualmente está en auge el coche eléctrico y hay una importante producción de coches que utilizan combustibles fósiles como diésel y gasolina.

### 3. INTRODUCCIÓN

---

**A**ctualmente, el problema medioambiental producido por el exceso de emisiones contaminantes, sobre todo las de efecto invernadero como el CO<sub>2</sub> es real. En España, las empresas incluidas en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión tienen la obligación de pagar por los derechos de emisión. La decisión, a nivel mundial, es bastante clara, ¡hay que reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>! Y una de las principales vías y que está acaparando las mayores inversiones, tanto públicas como privadas, es el sector de la automoción.

Este sector está explorando diversas vías para hacer que los automóviles sean menos contaminantes, como por ejemplo vehículos híbridos que llevan un motor eléctrico y un motor de combustión interna (diésel o gasolina) o vehículos con motor de combustión interna cuyo combustible es el hidrógeno, vehículos eléctricos con batería recargable o con pila de combustible alimentadas con hidrógeno.

En cualquiera de estos casos mencionados, un vehículo será cero emisiones si la energía que lo mueve es cero emisiones, lo que implicaría que no ha habido emisiones contaminantes en su generación. Un vehículo a batería no emitirá emisiones contaminantes en el punto de funcionamiento, pero no será cero emisiones si la electricidad que recarga esa batería no lo es. En general se acepta que el vehículo eléctrico con batería recargable es viable en circulación urbana, mientras que para grandes recorridos sería preferible el vehículo de hidrógeno alimentado por una pila de combustible, por su mayor autonomía y rapidez de recarga.

Hace unos años, gran variedad de entidades regionales, nacionales, europeas y mundiales, tanto a nivel público como privado pronosticaron, basándose en el avance tecnológico, que se haría realidad la comercialización de vehículos “cero emisiones” equipados con motores eléctricos alimentados por pilas de combustible.

En esos años multitud de fabricantes de automóviles turismo, entre ellos los fabricantes americanos, productores europeos o japoneses, tenían proyectos muy avanzados, incluso vehículos comercializados, que a base de pruebas estaban demostrando la viabilidad de esta tecnología.

Contando con que se trata de una tecnología en fase de introducción, seguirá evolucionando para mejorar rendimientos y reducir costes hasta llegar a poder competir con las actuales tecnologías contaminantes. Sin embargo, un gran inconveniente es el problema en la red de distribución de hidrógeno que asegure los repostajes y las empresas suministradoras de combustible no instalan hidrogeneras en su red porque no tienen la demanda suficiente. Este es un problema circular que hay que resolver.

Por ello, este proyecto pretende ser un punto de partida para analizar la viabilidad y el futuro a medio plazo de la producción de este combustible y su uso rentable en vehículos.



## 4. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

---

**E**l objetivo de este proyecto consiste en estudiar la viabilidad de suministrar hidrógeno en surtidores de las Estaciones de Servicio actuales. Este hidrógeno será producido de forma “in situ” a un precio suficientemente competitivo.

Además, para la producción de hidrógeno se va a desarrollar un proyecto de instalación de una planta fotovoltaica, adaptable según la demanda y tránsito de vehículos de hidrógeno por cada una de esas estaciones de servicio.

El presente proyecto pretende describir las instalaciones y las medidas para una instalación fotovoltaica con generación de energía eléctrica para su posterior transformación en hidrógeno a partir de un electrolizador para su uso en movilidad.

El presente proyecto pretende describir las instalaciones y las medidas para la instalación de una planta fotovoltaica con generación de energía eléctrica para transformarla en hidrógeno que va a ser usado para alimentar a los vehículos con pila de combustible.

El Proyecto contempla la producción de energía eléctrica renovable a partir de una planta fotovoltaica que aportará una potencia máxima de 2,5 MW y la gestión de su producción por medio de un equipo de conversión de energía eléctrica (equipo de electrólisis), que permite el almacenamiento en forma de hidrógeno comprimido.

## 5. ANTECEDENTES DEL HIDRÓGENO

**E**l hidrógeno diatómico gaseoso,  $H_2$ , fue formalmente descrito por primera vez por T. Von Hohenheim (más conocido como Paracelso, 1493 – 1541) lo obtuvo artificialmente mezclando metales con ácidos fuertes. Paracelso no era consciente de que el gas inflamable generado en estas reacciones químicas estaba compuesto por un nuevo elemento químico. En 1671, Robert Boyle descubrió la reacción que se producía entre limaduras de hierro y ácidos diluidos, y que generaba hidrógeno gaseoso.

En 1766, Henry Cavendish fue el primero en reconocer el hidrógeno gaseoso como una sustancia discreta, identificando el gas producido en la reacción metal – ácido como «aire inflamable» y descubriendo que la combustión del gas generaba agua. Cavendish se encontró con el hidrógeno cuando experimentaba con ácidos y mercurio. Aunque asumió erróneamente que el hidrógeno era un componente liberado por el mercurio y no por el ácido, fue capaz de describir con precisión varias propiedades fundamentales del hidrógeno. Tradicionalmente, se considera a Cavendish el descubridor de este elemento.

En 1783, Antoine Lavoisier dio al elemento el nombre de hidrógeno cuando comprobó (junto a Laplace) el descubrimiento de Cavendish de que la combustión del gas generaba agua.

No hubo que esperar mucho tiempo desde que Alessandro Volta inventara la pila y lo comunicara el 20 de marzo de 1800 a la Royal Society, para que dos ingleses, Nicholson y Carlisle, en mayo de ese mismo año, produjeran la primera electrolisis del agua sin que realmente supieran el significado del burbujeo producido por el paso de la corriente eléctrica por el agua.

Fue Faraday quien, en 1834, dio una explicación a estos hechos. Y lo hizo por medio de las dos leyes que llevan su nombre.

Cada vez es más real la necesidad de proponer y desarrollar nuevas formas de producción de energía que pongan solución al problema del conocido efecto invernadero y al agotamiento de los combustibles fósiles. La energía solar es una energía limpia e inagotable, además de estar disponible en cualquier parte del mundo, lo cual la hace esencial en el desarrollo de nuevas fuentes de energía. Sin embargo, la dificultad que existe para el acople de la producción de energía de origen solar con la demanda de ésta hace que sea necesario un intermediario que facilite su almacenamiento. Es decir, se necesita un vector energético, y es aquí donde entra en juego el hidrógeno.

El hidrógeno, por su parte, se está consolidando como el “vector energético del futuro”, ya que es una energía limpia y fácil de conseguir. A partir de la reacción de electrólisis del agua (la separación de la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno) con un aporte de energía eléctrica se consigue producir hidrógeno que puede ser almacenado y transportado hasta el punto de consumo y así, se puede desacoplar la producción de la demanda.

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo ya que está presente en el 75 % de las 25energía25s, pero no de forma natural, ya que aparece formando hidrocarburos como el metano o unido al oxígeno, formando agua.

Actualmente, el hidrógeno se produce principalmente a partir del reformado de gas natural con vapor de agua, a partir del cual se emite CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Además, puede generarse a partir de la reacción de electrólisis del agua, en la que si la energía eléctrica utilizada procede de fuentes renovables, se consideraría un proceso limpio. Actualmente el 95 % de la producción de hidrógeno es a partir del reformado y sólo un 5 % a partir de la electrólisis, pero en los próximos años la producción de hidrógeno a partir de electrolizadores aumentará ya que los distintos países y las principales empresas energéticas mundiales y de la Unión Europea están promoviendo la instalación de un gran número de electrolizadores para descarbonizar un sector tan difícil como es el transporte, y así reducir las emisiones que dicho sector emite a la atmósfera cada año.

EL hidrógeno, en condiciones normales (0 °C, 1 atm) es un gas inodoro, incoloro e insípido y se presenta en forma de moléculas diatómicas (H<sub>2</sub>). Como dato significativo del hidrógeno, hay que decir que presenta la mayor densidad energética (120 MJ/kg) de todos los combustibles, sin embargo, a temperatura ambiente su baja densidad (0.089 kg/m<sup>3</sup>) hace que presente una baja energía por unidad de volumen. Este elemento tiene un punto de fusión y ebullición muy bajos.

El átomo de hidrógeno tiene un núcleo de carga positiva y un solo electrón. No es una fuente de energía primaria ya que no está presente de forma libre en la naturaleza, como puede ser el sol y el viento, si no que hay que generarlo a partir de sustancias que lo contienen, como el agua, el gas natural o la biomasa.

Como ventajas que presenta el hidrógeno se puede destacar que no es una fuente de energía primaria, sino que es un vector energético que se puede almacenar y transportar a diferencias de las demás energías renovables, que cuentan con un gran problema como es la capacidad de almacenamiento.

Se considera un elemento clave en el despliegue masivo de las energías renovables ya que puede compensar la intermitencia de las mismas al actuar como portador energético.

La combustión del hidrógeno en una pila de combustible produciendo energía eléctrica no genera emisiones contaminantes, sólo se generaría vapor de agua, por lo que junto al vehículo eléctrico permitiría descarbonizar un sector difuso como es el transporte.

Dependiendo de cómo se genera el hidrógeno y, en función de las emisiones que se emiten a la atmósfera se clasifican como:

- Hidrógeno negro: cuando se genera con carbón. Este proceso es el que emite una mayor cantidad de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.
- Hidrógeno marrón: cuando se genera con lignito. Es el segundo proceso a partir del cual se emite más CO<sub>2</sub> a la atmósfera.
- Hidrógeno gris: cuando se genera a partir del reformado de gas natural con vapor de agua; actualmente representa el 95 % de la producción de hidrógeno y es el más económico.

- Hidrógeno azul: cuando el CO<sub>2</sub> generado es secuestrado (captura, transporte y almacenamiento durante al menos 100 años). Esta técnica permite emitir un 60 % menos de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.
- Hidrógeno verde: este hidrógeno se genera en un electrolizador a partir de la reacción de electrólisis del agua utilizando energía eléctrica procedente de fuentes renovables. Se considera hidrógeno “limpio”.

Las formas de producción de hidrógeno azul e hidrógeno verde serían las que aparecen en la siguiente figura.

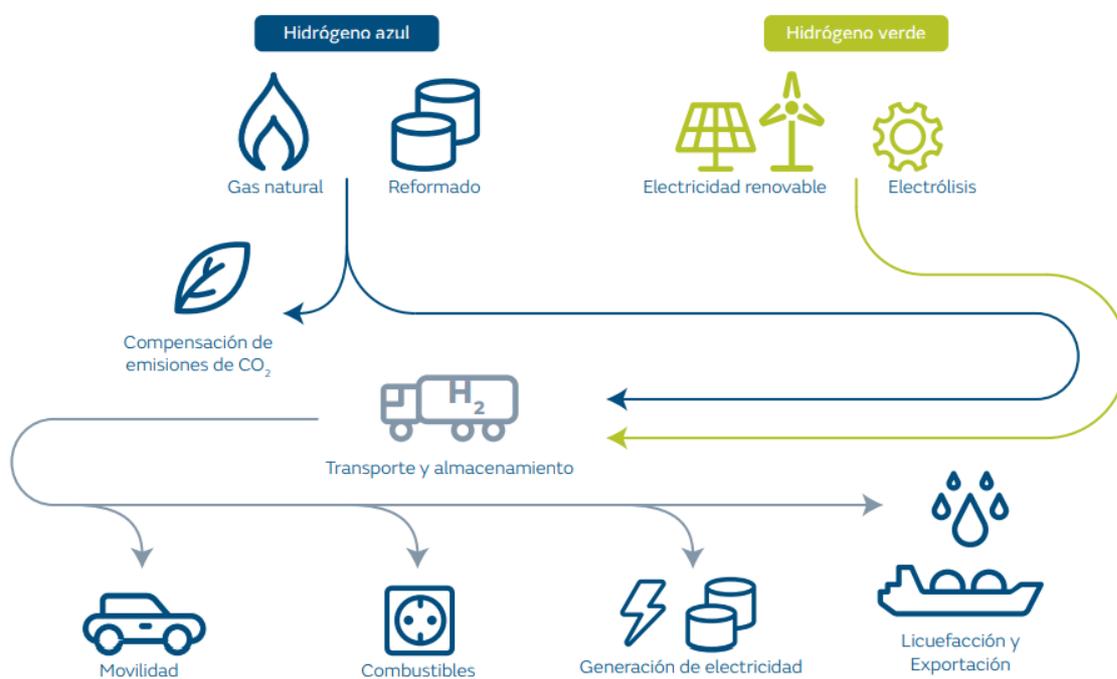


Figura 2. Vector energético de una economía descarbonizada.

## 6. USOS PRINCIPALES DEL HIDRÓGENO

---

Las energías renovables presentan ventajas significativas en comparación con las fuentes fósiles, principalmente en criterios ambientales, y, también desde hace poco tiempo en coste, ya que es más barato producir una unidad de energía eléctrica a partir de fuentes renovables como la fotovoltaica (la fuente de energía más barata de la historia) y la eólica que a partir de centrales de combustible fósiles como las de ciclo combinado, pero su uso masivo todavía enfrenta serios desafíos como el hecho de ser variables y, por lo tanto, no gestionables, lo que significa que es fundamental el desarrollo de sistemas de almacenamiento eficientes para ajustar la producción y la demanda.

Los dispositivos de almacenamiento y conversión electroquímica demuestran potencial para solucionar esta barrera tecnológica. Entre estos destacan la tecnología de baterías y el hidrógeno para almacenar los excedentes de las fuentes renovables. En este sentido, el hidrógeno como vector energético, es hoy día una de las tecnologías más adecuadas para expandir sustancialmente la utilización de las energías renovables, permitiendo almacenar y transportar hasta el punto de consumo la energía con mayor eficiencia y menor coste.

### 6.1. Principales usos

Los principales usos del hidrógeno son en primer lugar, la industria química y petroquímica, sobre todo para la producción de amoníaco, para la síntesis de metanol y la producción de ácido clorhídrico. También empresas siderúrgicas donde el mineral de hierro puede ser reducido, cementeras y otros grandes consumidores de combustibles fósiles no son fáciles de electrificar o directamente no es viable. Aquí el hidrógeno verde podría ser una solución tanto como materia prima como para la generación de calor de elevada entalpia.

Está desarrollándose el almacenamiento de energías que es, a día de hoy sin duda una de las aplicaciones más prometedoras del hidrógeno para servir como sistema de almacenamiento de energía estacional.

En segundo lugar, en los edificios, el hidrógeno se puede emplear para producir la electricidad y el calor que necesitan los edificios, haciendo frente a sus necesidades energéticas sin emisiones contaminantes asociadas.

Por último, el transporte es sin duda otra de las aplicaciones más prometedora del hidrógeno; tanto en su uso en vehículos eléctricos de pila de combustible como a través de combustibles sintéticos con base de hidrógeno, se podrá descarbonizar el transporte en todas sus modalidades (ligero y pesado por carretera, por vía férrea, marítimo y aéreo).

Los principales usos del hidrógeno en el 2019 han sido en la industria química y petroquímica, sobre todo en usos industriales, un 50% se ha destinado a la producción de amoníaco, un 37% en refinerías y un 8% como metanol con consumo mundial de 70 Mt/año.

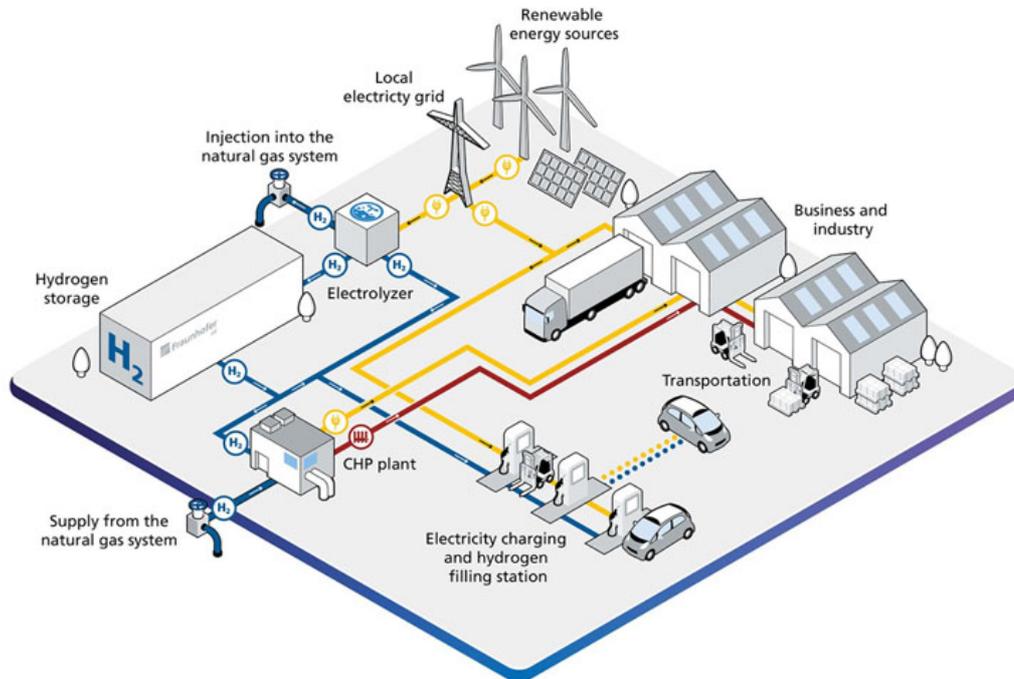


Figura 3. Diagrama de planta de producción de hidrógeno verde para distribución.

## 6.2. Costes del Hidrógeno

Dependiendo del mercado en el que se requiera el hidrógeno renovable se podrá pagar un precio por él, en función del que actualmente se esté pagando por el convencional obtenido por otros medios de producción diferentes dependiendo del precio de los sustitutivos del hidrógeno para dichas aplicaciones.

En el mercado industrial (producción de amoníaco, refinerías, ...) se produce el hidrógeno a partir del reformado de gas natural ya que actualmente es el método más barato para producir hidrógeno teniendo un precio de 1.5-2.5 €/kg, precio que depende del precio del gas natural (que tiene un precio variable).

En el sector transporte se pretende sustituir los combustibles fósiles por hidrógeno verde ya que quiere descarbonizar dicho sector y, en este caso, el coste del hidrógeno verde competiría con los costes de combustibles fósiles como la gasolina y el diésel. Hay que señalar que debido a la gran preocupación ambiental, los gobiernos de los distintos países están imponiendo cada vez más restricciones a las empresas petroleras lo que hará encarecerse el precio de los combustibles fósiles y, es aquí donde entra en juego la creciente participación de combustibles como el hidrógeno, lo que hará que muchas empresas importantes inviertan en el sector permitiendo el abaratamiento de los costes de producción de hidrógeno verde y, establecer todo un entramado industrial sobre él.

Actualmente en España es posible producir hidrógeno renovable en torno a 4.3€/kg y será posible según la Agencia Internacional de la Energía llegar al precio de 1-2 €/ kg para 2030.

Los costes del hidrógeno se pueden reducir si se reduce el CAPEX (costes de inversión) por encima de un 50% y una utilización de 8.000 horas al año con un suministro eléctrico a menos de 20 € MWh. Este precio a día de hoy es inviable, pero con la ayuda de los Gobiernos y la regulación para 2030, estos costes habrán disminuido.

En cuanto al coste del hidrógeno renovable, aproximadamente el 60% del coste final de hidrogeno verde está relacionado con los costes eléctricos; aproximadamente un 20% está relacionado con el capex del electrolizador, 20% el resto de instalaciones (resto de equipos, compresión del hidrógeno, almacenamiento) y un 5% final de operación y mantenimiento. Según lo anterior para reducir el coste del H<sub>2</sub> renovable para que fuera competitivo se tendría que reducir los costes de la instalación fotovoltaica lo que reduciría el precio de la energía eléctrica producida. También en un futuro, la economía de escala permitiría reducir el precio del electrolizador y de otros componentes que forman parte de la hidrogenera.

Algunas medidas para que el hidrógeno sea más competitivo es crear un mercado en torno a él, tener infraestructura para que llegue al punto de consumo, que los estados y los Fondos Europeos ofrezcan subvenciones a las distintas empresas y particulares, avanzar en i+d+i , dar trazabilidad al hidrógeno renovable porque las empresas quieren comprar energías limpias es importante utilizar herramientas, por ejemplo, tecnología blockchain, que permite saber el origen del hidrógeno verde y como se ha producido.

A corto plazo, para no tener costes muy elevados, puede ser muy relevante la inyección de hidrógeno en la red de gas para poder unir los centros de producción con los de demanda. Para esto, habría que avanzar en la seguridad del blending gas natural – hidrógeno, analizando si los gasoductos existentes pueden hacer esta labor, o analizando qué habría que hacer para que esta mezcla fuese posible.

Por tanto, finalmente debemos saber cuánto cuesta la electricidad, cuantas horas anuales va a funcionar el electrolizador, que los gobiernos y las instituciones impulsen y den subvenciones para participar en el sector y la logística (crear tejido industrial) para hacer llegar el hidrógeno a los consumidores.

### **6.3. El hidrógeno según la Unión Europea**

Junto con la electrificación renovable y un uso más eficiente y circular de los recursos, tal como se establece en la Estrategia de Integración del Sector de la Energía, el despliegue a gran escala de hidrógeno limpio a un ritmo rápido es clave para que la UE logre sus ambiciosos objetivos climáticos.

La Comisión también seguirá las recomendaciones formuladas en un informe del Foro Estratégico para Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (PIICE) para fomentar inversiones y acciones bien coordinadas o conjuntas en varios Estados miembros destinadas a apoyar una cadena de suministro de hidrógeno.

Además, como parte del nuevo instrumento de recuperación Next Generation EU, el programa InvestEU verá sus capacidades más que dobladas. Apoyará el despliegue del hidrógeno incentivando la inversión privada, con un fuerte efecto multiplicador.

Varios Estados miembros han incluido el hidrógeno renovable bajo en carbono como elemento estratégico en sus planes nacionales de energía y clima y uno de estos es España.

Además, el Fondo de Innovación del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) de la UE, que reunirá en torno a 10 000 millones EUR para apoyar las tecnologías con bajas emisiones de carbono durante el período 2020-2030, tiene el potencial de facilitar la demostración de una categoría pionera de tecnologías innovadoras basadas en el hidrógeno.

La UE ha apoyado la investigación y la innovación sobre el hidrógeno durante muchos años, lo que le ha dado ventaja en el desarrollo de tecnologías y proyectos de gran relevancia, y ha establecido el liderazgo de la UE en tecnologías como los electrolizadores, las estaciones de repostaje de hidrógeno y las grandes pilas de combustible. La estrategia tiene por objeto consolidar el liderazgo de la UE garantizando una cadena de suministro completa que sirva a la economía europea, pero también desarrollando su programa internacional sobre el hidrógeno.

La Comisión para el hidrógeno prevé que el mismo sea una solución clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en sectores que son difíciles de descarbonizar y en los que la electrificación es difícil o imposible. Este es el caso de sectores industriales como la producción de acero, o el transporte pesado, por ejemplo. Como vector energético sin carbono, el hidrógeno también permitiría el transporte de energía renovable a larga distancia y el almacenamiento de grandes volúmenes de energía.

En el transporte, el hidrógeno es también una opción prometedora cuando la electrificación es más difícil. Por ejemplo, en autobuses urbanos, flotas comerciales o partes específicas de la red ferroviaria. Los vehículos pesados, incluidos los autocares, los vehículos especiales, y el transporte de larga distancia por carretera también podrían descarbonizarse mediante el uso del hidrógeno como combustible. Los trenes de pilas de combustible de hidrógeno podrían ampliarse y el hidrógeno podría utilizarse como combustible para el transporte marítimo en las vías navegables interiores y el transporte marítimo de corta distancia.

A largo plazo, el hidrógeno también puede convertirse en una opción para descarbonizar el sector marítimo y de la aviación, mediante la producción de queroseno sintético líquido u otros combustibles sintéticos.

#### 6.4. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030) en relación al hidrógeno.

En los últimos años, la creciente preocupación por el cambio climático que se traduce en un incremento de la temperatura media de la superficie terrestre, provocado en gran medida por la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) como el CO<sub>2</sub> y el CH<sub>4</sub> en los distintos sectores como la industria, el transporte, el residencial o el energético ha provocado que se alcancen unos acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto de las Naciones Unidas, el Acuerdo de Montreal o el Acuerdo de París llevado a cabo en 2015 con el objetivo de mitigar esta situación.

Para mitigar el cambio climático androgénico, que es el causante de fenómenos climáticos adversos como las sequías, las inundaciones, las lluvias torrenciales o la pérdida de biodiversidad y limitar a 2 °C la temperatura media de la superficie terrestre por encima de la época preindustrial, el hidrógeno verde juega un papel esencial ya que va a permitir su uso como materia prima industrial, descarbonizar sectores difusos como el transporte y el residencial y, también va a permitir una mayor integración de renovables en el sector eléctrico desacoplando la producción de la demanda.

Para cumplir con una serie de objetivos previstos por la Unión Europea en 2030, la UE demanda a cada estado miembro un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. En el caso de España, el Gobierno ha impulsado el PNIEC 2021-2030, programa con el que espera cumplir con una serie de retos y oportunidades establecidos por la Unión Europea en cuanto a materia de energías renovables, eficiencia energética, seguridad energética, innovación y competitividad. Las medidas impulsadas en el PNIEC permitirán alcanzar en España los siguientes hitos:

- Reducción del 23 % de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero respecto a 1990.
- 42 % de renovables sobre el uso final de energía.
- Mejora de un 39,5 % de eficiencia energética.
- Participación del 74 % de renovables en la generación de energía eléctrica.

El PNIEC va a ser un elemento clave para lograr la neutralidad climática de España en 2050 (evitar las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera), y el hidrógeno renovable será una solución sostenible para la descarbonización de la economía.

Para llegar a obtener esta neutralidad climática, el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha aprobado la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable que tiene como objetivo identificar los retos y oportunidades para el desarrollo del hidrógeno renovable en España, proporcionando una serie de medidas destinadas a impulsar la acción inversora, aprovechando el consenso europeo sobre el papel que debe desempeñar este vector energético en el contexto de la recuperación verde.

Para que no se quede obsoleta es muy importante hacer una actualización cada tres años de esta Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable, basada en la evaluación de los progresos hacia la consecución de los objetivos de la Visión 2030, el grado de implantación de las medidas y la cuantificación de su impacto, permitirá su adaptación permanente al desarrollo tecnológico y a la evolución del mercado.

La Hoja de Ruta plantea objetivos nacionales de fomento del hidrógeno renovable a 2030 y, en base a los mismos, diseña una visión a 2050, cuando España tenga que alcanzar la neutralidad climática y contar con un sistema eléctrico 100% renovable.

Los objetivos fijados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España de aquí a 2030 son los siguientes:

- **Producción:** 4 GW de potencia instalada de electrolizadores (el sistema de producción de hidrógeno renovable empleando energía limpia y agua) lo que representa un 10% del objetivo marcado por la Comisión Europea para el conjunto de la UE. Adicionalmente, como hito intermedio, se estima que para el año 2024 sería posible contar con una potencia instalada de electrolizadores de entre 300 y 600 MW. Para conseguir este hito, es necesario que se aplique economía de escala para reducir los costes de los electrolizadores y, también es necesario la fabricación de FCEV (vehículos que funcionan con pila de combustible) y la implantación de hidrogeneras en todo el territorio nacional.
- Un 25% del consumo de hidrógeno industrial será de origen renovable en 2030. En la actualidad, la industria emplea casi la totalidad de las 500.000 toneladas de hidrógeno que consume España anualmente. En su mayoría, el producto utilizado es hidrógeno de origen fósil (o hidrógeno gris), es decir, emplea gas natural como materia prima en su elaboración. Por cada kilogramo de hidrógeno renovable que sustituye a un consumo existente de hidrógeno no renovable, se evitan 9 kg de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.
- En cuanto a movilidad, para 2030, se plantea una flota de al menos 150 autobuses; 5.000 vehículos ligeros y pesados; y 2 líneas de trenes comerciales propulsadas con hidrógeno renovable. De igual modo, debería implantarse una red con un mínimo de 100 hidrogeneras y maquinaria de *handling* propulsada con hidrógeno en los 5 primeros puertos y aeropuertos.

A partir de estos objetivos, la Hoja de Ruta anticipa los cambios que se producirán en la economía del hidrógeno más allá de 2030 y hasta 2050. El documento destaca que, una vez concluida esta década, se producirá una aceleración de la producción y aplicación del hidrógeno renovable en España, que serán plenamente competitivas frente a otras tecnologías de producción. Este hecho facilitará la expansión del consumo de hidrógeno renovable en sectores difíciles de descarbonizar y en nuevas aplicaciones, incluyendo el transporte marítimo y aéreo, y los procesos energéticos industriales de alta temperatura. Por último, debido a su potencial como productor, la Hoja de Ruta prevé que España pueda convertirse en un exportador de hidrógeno renovable al resto de Europa.

### **6.5. Vehículos de pilas de combustible.**

Hydrogen Mobility Europe (H<sub>2</sub>ME) es un proyecto de referencia destinado a desarrollar la primera red europea de estaciones de repostaje de hidrógeno. Se trata de un enorme paso adelante para la sociedad basada en el hidrógeno, que da a los vehículos propulsados por hidrógeno acceso a estaciones de repostaje a un nivel mucho más básico.

El objetivo del proyecto H2ME es demostrar la viabilidad técnica y comercial de los vehículos de hidrógeno, las hidrogeneras y las técnicas de producción de hidrógeno, ampliando en gran medida el parque de vehículos propulsados por hidrógeno.

Los vehículos propulsados por hidrógeno constituyen la nueva generación de vehículos eléctricos. Esta tecnología de vanguardia se basa en una reacción química entre el hidrógeno y el oxígeno en el interior de las pilas de combustible, en lugar de la combustión de combustibles fósiles. Aunque en sus comienzos fue desarrollada para propulsar naves espaciales, actualmente las pilas de combustible tienen un potencial de aplicación mucho más amplio.

Un coche de hidrógeno es un vehículo eléctrico, que en lugar de cargar su batería conectándolo a la red eléctrica, genera la electricidad a bordo gracias a una reacción química.

Lo mejor de todo es que los coches de hidrógeno, como el nuevo Toyota Mirai, se benefician de las ventajas de un vehículo eléctrico cuando hablamos de calidad de rodadura, baja emisión de ruido, grandes prestaciones, cero emisiones o exenciones fiscales; pero eliminan el principal hándicap de estos: las largas esperas para recargar la batería, o lo que es equivalente: reducción de la potencia eléctrica instalada en el hogar para reducir los tiempos de recarga eléctricos.

Gracias a las hidrogeneras, repostar los depósitos de hidrógeno solo nos llevará entre tres y cinco minutos, ofreciéndonos una autonomía similar a la de un vehículo con motor de gasolina o gasóleo.

Los coches de hidrógeno funcionan gracias a la reacción del hidrógeno y el oxígeno en la pila de combustible, donde se genera la electricidad que mueve el motor eléctrico e impulsa el vehículo. Dicha electricidad se produce a medida que el coche la necesita.

El hidrógeno, almacenado en unos depósitos a alta presión, se canaliza hacia la pila de combustible, donde se combina con el oxígeno que se extrae del aire para generar electricidad. Esta electricidad se almacena en una batería que lleva la energía al motor en función de la demanda. Si la demanda es elevada, de manera adicional se destina electricidad directamente de la pila de combustible al motor eléctrico.

Cabe señalar que la batería también es capaz de acumular energía procedente de la frenada regenerativa, lo que ayudará a reducir el consumo de hidrógeno. Como producto residual del proceso de producción de electricidad, la pila de combustible genera únicamente agua, que se expulsa a través del tubo de escape.

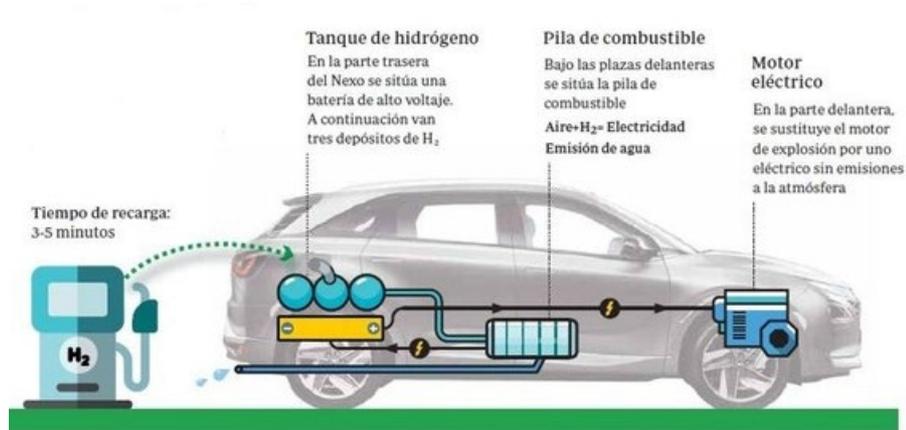


Figura 4. Esquema del funcionamiento de un vehículo de pila de combustible.

Los coches de hidrógeno tienen actualmente un coste de alrededor 70.000 €. Pero se estima que en pocos años los costes de los coches irán disminuyendo haciendo posible su adquisición por parte de los usuarios.

## 7. NORMATIVA APLICADA

---

**E**n este apartado se va a mencionar y explicar la normativa que se necesita para el desarrollo e implantación de la planta fotovoltaica y la planta de producción de hidrógeno, así como la normativa aplicada para el surtidor en la estación de servicio.

### 7.1. Eléctrico.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Dicha Ley deroga en la forma indicada: salvo las disposiciones adicionales 6,7,21 y 23, y modifica la disposición adicional 21, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

Directiva 2014/35/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Real Decreto 1183/2020 contempla la tramitación conjunta y un único procedimiento de las solicitudes de permisos de acceso y conexión a las redes eléctricas, actuando el gestor de la red para la que se soliciten como punto de contacto único y debiendo el mismo disponer de una plataforma web a efectos de suministro de información, gestión de las solicitudes presentadas y consulta de su estado de tramitación.

Real Decreto 1955/2000, sobre tramitaciones, tiene por objeto desarrollar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico, bajo el nuevo modelo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

### 7.2. Seguridad.

Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.

### **7.3. Medio Ambiente.**

Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

### **7.4. Equipos a presión.**

Resolución de 29 de octubre de 2012, de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se publica la relación de normas armonizadas en el ámbito del Real Decreto 769/1999, de 7 de mayo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva 97/23/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a los equipos a presión.

Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.

Real Decreto 1388/2011, de 14 de octubre, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva 2010/35/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de junio de 2010 sobre equipos a presión transportables y por la que se derogan las Directivas 76/767/CEE, 84/525/CEE, 84/526/CEE, 84/527/CEE y 1999/36/CEE.

Disposición adicional 6ª del Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.

Real Decreto 222/2001, de 2 de marzo, junto con la Orden CTE/2723/2002, de 28 de octubre y el Real Decreto 2097/2004, de 22 de octubre, las Directivas 1999/36/CE, 2001/2/CE y 2002/50/CE, sobre equipos a presión transportables.

Real Decreto 769/1999, de 7 de mayo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 97/23/CE, relativa a los equipos de presión y se modifica el Real Decreto 1244/1979/, de 4 de abril, que aprobó el Reglamento de aparatos a presión.

### **7.5. Gases.**

Resolución de 2 de julio de 2015, de la Dirección General de la Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se actualiza el listado de normas de la instrucción técnica complementaria ITC-ICG 11 del Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos, aprobado por el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio.

Resolución de 29 de abril de 2011, de la Dirección General de Industria, por la que se actualiza el listado de normas de la instrucción técnica complementaria ITC-ICG 11 del Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos, aprobado por el Real Decreto 919/2016, de 28 de julio.

Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.

Real Decreto 276/1995, de 24 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto 1428/1992, de aplicación de la Directiva 90/396/CEE, sobre apartados de gas.

Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas.

## 8. PROPUESTA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA: Diseño la planta

### 8.1. Descripción del emplazamiento.

Se pretende realizar el proyecto para abastecer a las dos Estaciones de Servicio ubicadas en la autovía A-66, km.730, 06260 Monesterio, Badajoz. Se ha determinado como emplazamiento para construir la planta fotovoltaica y la planta de producción de hidrógeno la parcela cuya referencia catastral es 06085A02500022 y dirección Polígono 44 Parcela 22 La Purificación (Badajoz). La parcela consta de una superficie de 67.045 m<sup>2</sup>.

Este emplazamiento corresponde a una parcela de uso agrario tanto en la parte de uso industrial no edificado cómo en la parte de uso agrario, se va a instalar la planta fotovoltaica que permitirá generar la energía necesaria para su consecuente transformación en hidrógeno cómo vector energético.

Para que el emplazamiento sea óptimo se deben estudiar varios factores como la meteorología, orografía, geología, cartografía y topografía del terreno, estudiando así el recurso fotovoltaico del emplazamiento.

Además, deberá cumplir que sea suelo urbano, para poder observar que la parcela dónde se pretende modificar la actividad está en suelo urbano.

En primer lugar, en la figura 5 se muestra el mapa de la zona donde aparece tanto la orografía como los obstáculos que podría tener el terreno. Es decir, definir dónde se pueden instalar los paneles fotovoltaicos y la distancia entre ellos en función de la radiación solar y el viento. Así como la planta de producción de hidrógeno.



Figura 5. Emplazamiento del terreno para instalación de la planta fotovoltaica

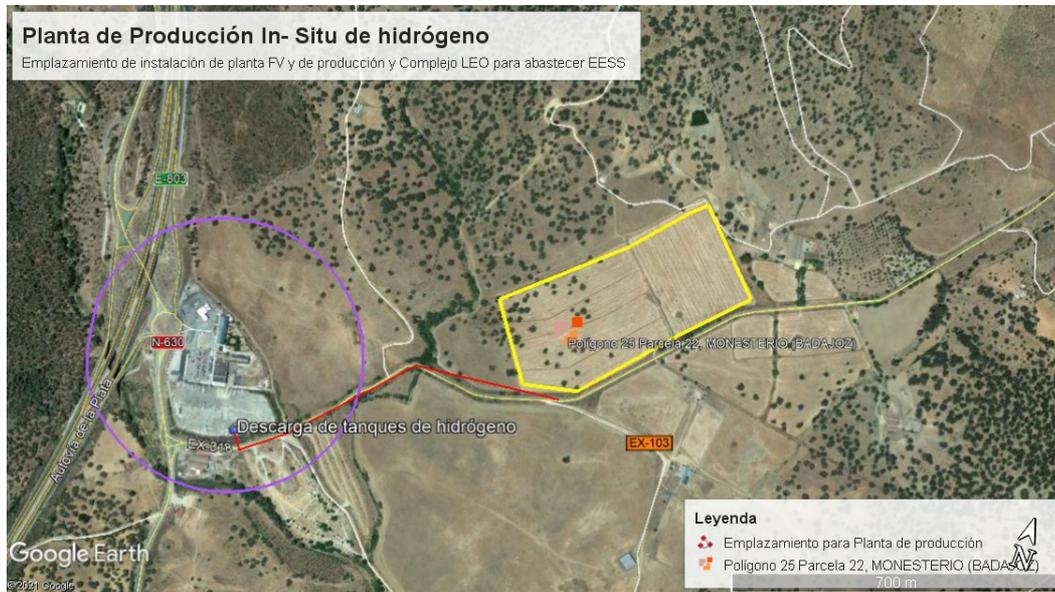


Figura 6. Emplazamiento y ruta de trayecto. Google Earth

## 8.2. Trámites, legalización y permisos de obra para el proyecto.

Además de la normativa aplicada redactada al comienzo del proyecto, para los trámites de permisos y legalización de la planta fotovoltaica de 2,5 MW es necesario:

En primer lugar, un aval (de 40 €/kW) además de punto de acceso y conexión, ahora regulado por el RD 1183/2020. Para seguir, se necesita autorización administrativa previa, que es conjunta con el trámite de medio ambiente y además el trámite de construcción. La regulación actual es del RD 1955/2000 en materia eléctrica.

A continuación, se necesita la licencia de obras y una vez construido, se pasa a la autorización de explotación y la inscripción en el registro.

## 8.3. Diseño y Modelización de la Planta de Hidrógeno.

Según datos de Hydrogen Council Europe, se estima que en el año 2030 haya unos 140.000 vehículos de pila de combustible en Europa, por lo que extrapolando este valor a España y según la Hoja de Ruta del Hidrógeno impulsada por el Gobierno de España se estima que en 2030 haya en España entre 5000-7000 vehículos ligeros y, al menos 150-200 vehículos pesados de pila de combustible.

Como se ha comentado anteriormente, se ha elegido como emplazamiento la Autovía de la Plata para la implantación de esta planta. Se va a suponer con estos datos, que en la hidrogenera van a repostar 18 vehículos ligeros y 2 vehículos pesados al día.

En la siguiente tabla aparece representado el número de vehículos que van a repostar en la hidrogenera, así como sus correspondientes consumos:

	Nº DE VEHICULOS	CONSUMO POR VEHICULO (kg H <sub>2</sub> /DÍA)	PRODUCCIÓN DIARIA (kg H <sub>2</sub> /DÍA)	PRODUCCIÓN ANUAL (kg H <sub>2</sub> /AÑO)
<b>VEHÍCULOS LIGEROS</b>	18	5	90	32.850
<b>VEHÍCULOS PESADOS</b>	2	35	70	25.550
<b>TOTAL</b>	20	40	160	58.400

Tabla 2. Producción diaria y anual de H<sub>2</sub> del electrolizador

En la tabla se muestra que el consumo de un vehículo ligero es de 1 kg H<sub>2</sub>/100 km aproximadamente y tiene una autonomía de 500 km y el consumo de un vehículo pesado siendo de 7 kg H<sub>2</sub>/100 km y, también tiene una autonomía de 500 km. En las dos últimas columnas de la tabla anterior aparece representada la producción diaria de hidrógeno que tiene que proporcionar el electrolizador y la producción anual. Sabiendo que al día vamos a necesitar producir 160 kg H<sub>2</sub> y poniéndonos en contacto con la empresa sevillana productora de electrolizadores H2B2, nos aconsejaron que el electrolizador de 1 MW de potencia es el que mejor se ajusta a nuestras necesidades de producción.

Una vez elegido este emplazamiento, se ha utilizado el software de cálculo PVGIS para los datos meteorológicos de radiación de la finca. Con este programa se obtiene la base meteorológica que permite dimensionar la instalación en función de la ubicación elegida.

Con esto se obtiene la potencia para cada una de las horas de un año representativo, que nos proporciona una instalación fotovoltaica de un kWp. Extrapolando estos valores a otras potencias fotovoltaicas, se puede obtener la energía anual que es capaz de proporcionar una instalación fotovoltaica de mayor potencia.

En la Figura 7 se muestra una gráfica aportada por la Hydrogen Europe en la que se representa en el eje X la potencia del electrolizador VS la potencia de la fuente renovable y en el eje Y, el factor de capacidad del electrolizador en función de la fuente renovable que se emplee. Se va a analizar lo que ocurre cuando tenemos una instalación fotovoltaica para la producción de energía eléctrica ya que es lo que nos incumbe en nuestro proyecto. Como se puede ver en la gráfica, cuando la potencia del electrolizador es igual a la fuente renovable (ratio de 1), el factor de capacidad del electrolizador está alrededor de 1500 HEQ para solar fotovoltaica, si se reduce la potencia del electrolizador a la mitad de la fuente renovable (ratio de 0,5) el factor de capacidad del electrolizador se incrementa alrededor de 2800 horas.

En un caso extremo donde la potencia del electrolizador fuese el 10% de la fuente renovable (ratio 0,1) el factor de capacidad se incrementaría hasta 4050 horas anuales.

Teniendo en cuenta todo esto, y realizando diferentes iteraciones entre la potencia del electrolizador y la potencia fotovoltaica se ha llegado a la conclusión que lo más óptimo para conducir a reducir los costes compitiendo el hidrógeno verde con el hidrógeno obtenido mediante fuentes no renovables sería una ratio de 0,4, es decir, una potencia de electrolizador de 1MW que correspondería con una potencia para la planta fotovoltaica de 2,5MW.

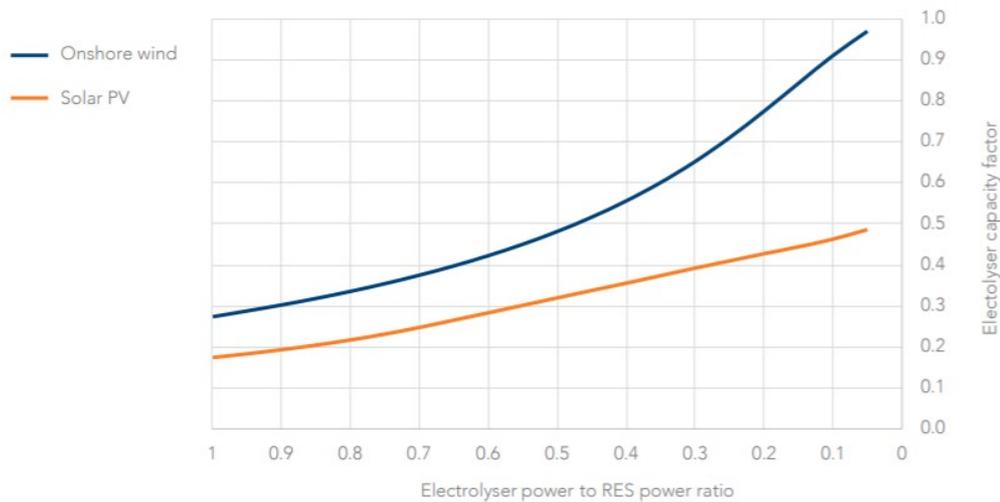


Figura 7. Gráfica de factor de capacidad electrolizador y FV en España

En la siguiente tabla se puede observar las dos iteraciones realizadas para ver qué potencia fotovoltaica sería más conveniente instalar. Como se puede ver, aunque el factor de capacidad del electrolizador sea mayor para una potencia fotovoltaica de 3 MW, lo que hace decidimos por la instalación de 2,5 MW sería que, en este caso, habría menos excedentes a red por lo que la instalación sería más óptima ajustándose a la producción de energía eléctrica requerida por los equipos que la consumen y reduciéndose los costes de inversión de la planta fotovoltaica. En nuestro caso, hemos seleccionado la planta fotovoltaica de 2,5 MW porque prima que se requiere una menor inversión económica frente a un mayor factor de capacidad del electrolizador con la planta de 3 MW.

<b>Producción anual en MWh de 3MW FV</b>	<b>4.663,83</b>
<b>Energía anual requerida en MWh por Electrolizador 1 MW</b>	<b>2.970,30</b>
<b>Factor de Capacidad Electrolizador (%)</b>	<b>34%</b>
<b>Excedentes a la red (MWh)</b>	<b>1.693,52</b>
<b>Producción anual en MWh de 2,5MW FV</b>	<b>3.886,52</b>
<b>Energía anual requerida en MWh por Electrolizador 1 MW</b>	<b>2.826,47</b>
<b>Factor de Capacidad Electrolizador (%)</b>	<b>32%</b>
<b>Excedentes a la red (MWh)</b>	<b>1.060,06</b>

Tabla 3. Tabla de comparación de producción según MW FV

Una vez que ya hemos seleccionado la potencia fotovoltaica en función de la potencia del electrolizador, es necesario calcular la energía eléctrica diaria que van a consumir los principales equipos en la hidrogenera para la producción de 160 Kg H<sub>2</sub> al día.

En primer lugar y, según diversos estudios llevados a cabo por empresas del sector como H2B2, se establece que el consumo de energía eléctrica por parte del electrolizador representa el 90 % de la energía que se consume en la planta, consumiendo el resto de equipos (compresor, enfriador, dispensador...) el 10 % restante.

Sabiendo que el electrolizador tiene que producir 160 kg H<sub>2</sub>/día y considerando un rendimiento del equipo del 60 % que aparece en la ficha técnica del fabricante, se puede obtener la energía eléctrica que necesita el electrolizador para producir el hidrógeno.

El Poder Calorífico Inferior (PCI) del hidrógeno es 33,33 kWh/kg por lo que, en 160 kg, tenemos 5.333 kWh.

La expresión que nos permite calcular la energía eléctrica que necesita el electrolizador es la siguiente:

$$\text{Rendimiento electrolizador} = \frac{\text{Producción H}_2 \text{ (kWh)}}{\text{Energía eléctrica (kWh)}}$$

*Ecuación 1. Ecuación del rendimiento para calcular la energía eléctrica*

A partir de esta ecuación, se calcula que el electrolizador consume 8.888 kWh para producir 160 kg H<sub>2</sub>/día.

Teniendo en cuenta que el consumo de electricidad del electrolizador representa el 90 % del consumo total según proveedores de electrolizadores y gerentes de hidrogeneras en funcionamiento, podemos calcular el consumo de energía eléctrica total de la hidrogenera.

$$E. \text{ Eléctrica total} = \frac{8888 \text{ kWh}}{0.9} = 9876 \text{ kWh}$$

*Ecuación 2. Consumo de la energía eléctrica de la hidrogenera*

Con todo esto, se llega a la conclusión de que la instalación fotovoltaica tiene que ser capaz de proporcionar 9.876 kWh para que en la hidrogenera se pueda producir 160 kg H<sub>2</sub>/día.

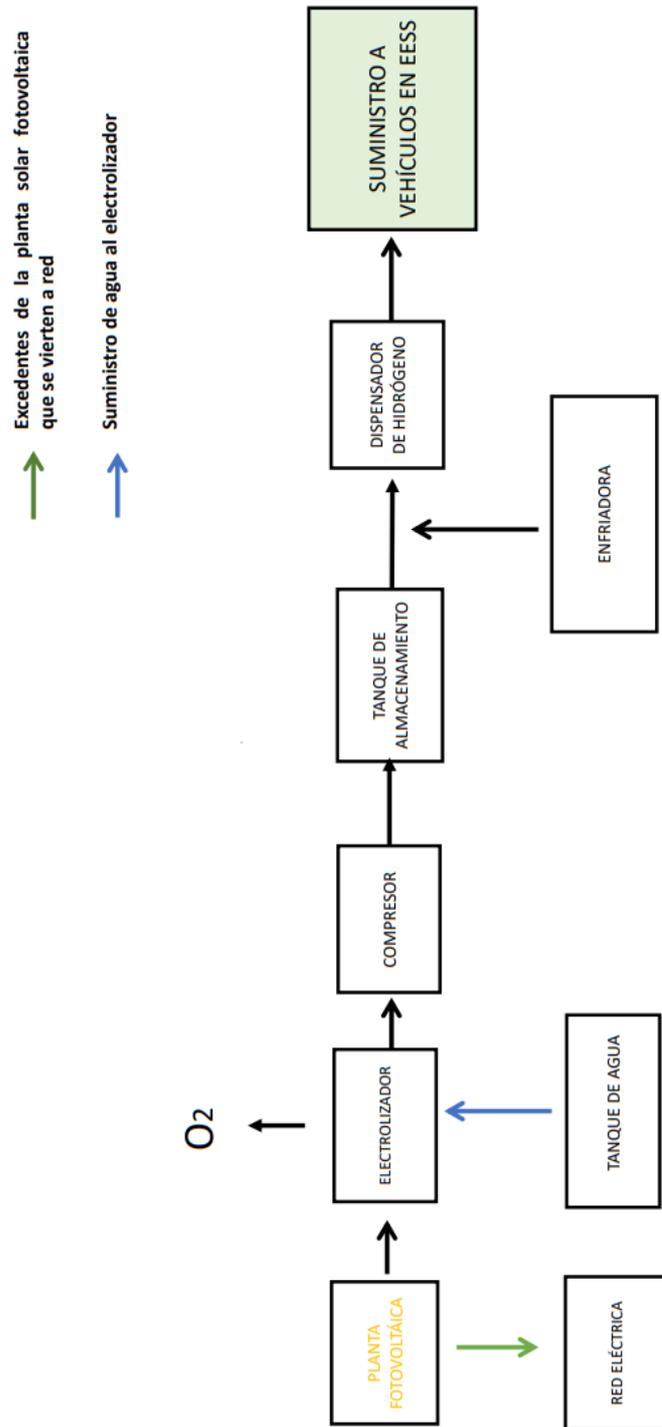


Figura 8. Diagrama de bloques de la planta

## ANÁLISIS Y DISEÑO DE LOS EQUIPOS

En este apartado se va a exponer y explicar todos los equipos que forman parte de la hidrogenera, desde la producción de hidrógeno en el electrolizador hasta el repostaje mediante el dispensador.

Los principales componentes que van a formar parte de la planta de producción insitu de hidrógeno se van a comentar a continuación:

### Tanque de Agua

Debido a que el electrolizador requiere energía eléctrica y agua para que se lleve a cabo la reacción de electrólisis del agua, es necesario un tanque para almacenar el agua que procede de la red.

Para saber que cantidad de agua se necesita al día para obtener 160 kg H<sub>2</sub> se llevan a cabo los siguientes cálculos, aplicando la relación estequiométrica:

$$160 \frac{\text{kg H}_2}{\text{día}} * \frac{18 \text{ kg H}_2\text{O}}{2 \text{ kg H}_2} = 1.440 \frac{\text{kg H}_2\text{O}}{\text{día}}$$

Dividimos entre la densidad del agua para obtener m<sup>3</sup>:

$$1.440 \frac{\text{kg H}_2\text{O}}{\text{día}} * \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ kg}} = 1,44 \text{ m}^3$$

El tanque será de la marca ITC compuesto de polietileno que es un material atóxico y no favorece el crecimiento de algas en los fluidos contenidos en el tanque. Además, el polietileno también soporta cambios bruscos de temperatura (-20 a + 80 °C) y es inerte en presencia de sustancias químicas en el suelo. Por estas razones, no existen problemas de oxidación o corrosión de los materiales que puedan perjudicar las características mecánicas y la impermeabilidad de los tanques. Además, con las mismas características que otros materiales (cemento, fibra de vidrio, metal) los depósitos de polietileno son mucho más ligeros, por lo que el transporte, la instalación y el mantenimiento son extremadamente sencillos y económicos.

### Electrolizador

Como ya se ha comentado, el método para producir hidrógeno verde (sin emisiones de contaminantes a la atmósfera) es a partir de la electrólisis del agua. Este proceso consiste en la separación de la molécula de H<sub>2</sub>O en sus componentes principales. En el cátodo se produce la reacción de reducción produciéndose H<sub>2</sub> mientras que en el ánodo se produce la reacción de oxidación y se libera O<sub>2</sub>. El intercambio necesario de carga se produce a través del flujo de iones OH<sup>-</sup> en el electrolito, y de electrones en el circuito eléctrico. Las eficiencias de estos equipos suelen ser del 60 % hoy en día, aunque se espera que en el 2030 lleguen a valores entre el 75 y el 90 %.

Actualmente, hay dos tipos de electrolizadores que están más desarrollados y que tienen mejores prestaciones, como son los electrolizadores alcalinos y los tipos PEM (membrana de electrolito polimérico).

La tecnología que se va a seleccionar para la hidrogenera es un electrolizador tipo PEM. Una de las ventajas de este tipo frente a otras tecnologías de electrólisis es su menor tiempo de respuesta lo que la convierte en la solución óptima para integrar energías renovables (planta fotovoltaica) debido a la variabilidad del recurso solar. Según fabricantes de electrolizadores, el tiempo de respuesta de un electrolizador tipo PEM es de segundos mientras que el de un electrolizador de otra tecnología es de minutos. Otras ventajas adicionales de la tecnología PEM son:

- Permite una mayor densidad de corriente lo que se traduce en un mejor aprovechamiento de la producción eléctrica generada por la fotovoltaica.
- Alta pureza del hidrógeno producido. Este tipo de electrolizadores producen hidrógeno de alta pureza que son los requeridos en las pilas de combustible de los vehículos. El empleo de otras tecnologías requeriría de equipos extras para purificar el hidrógeno resultante con una mayor complejidad técnica y mayor coste.
- Mayor presión de salida. El electrolizador tipo PEM produce  $H_2$  a altas presiones (típicamente a 30 bar) por lo que las necesidades de compresión serán menores que en otras tecnologías.
- No usan sustancias contaminantes. A diferencia de otras tecnologías, el electrolizador tipo PEM sólo consume agua desmineralizada y electricidad.
- Equipos más compactos. Las dimensiones de un electrolizador PEM son menores que los de otra tecnología para una misma potencia de diseño, por lo que los requerimientos de superficie disminuyen.

Con todo lo anterior, en la hidrogenera se va a emplear un electrolizador tipo PEM de 1,055 MW de la empresa sevillana H2B2 que cuenta con un sistema de tratamiento de agua y purificación de hidrógeno.



Figura 9. Electrolizador H2B2 utilizado en la planta de producción

## Compresor

El hidrógeno presenta la mayor densidad energética por unidad de masa de todos los combustibles, sin embargo, a temperatura y presión ambiente, hace que presente una baja densidad de energía por unidad de volumen. Por este motivo, se comprime el hidrógeno producido en el electrolizador hasta altas presiones (unos 900 bar en el caso de movilidad) para alcanzar una densidad energética adecuada.

Los compresores más utilizados para comprimir hidrógeno a altas presiones para su posterior uso como combustible en los vehículos que funcionan con pila de combustible son los compresores alternativos o de pistón (reciprocating compressor).

En la hidrogenera vamos a emplear un compresor alternativo de 180 kW de la marca PDC machines que permite comprimir el hidrógeno hasta los 900 bar de presión para su posterior almacenamiento. Debido a la gran dificultad de comprimir el hidrógeno en una sola etapa, lo más adecuado resulta comprimir el hidrógeno en 3 etapas.

En una primera etapa se comprime hidrógeno de 30 a 250 bar; una segunda etapa de 250-500 bar y, por último, la tercera etapa en la que se va a comprimir de 500- 900bar.

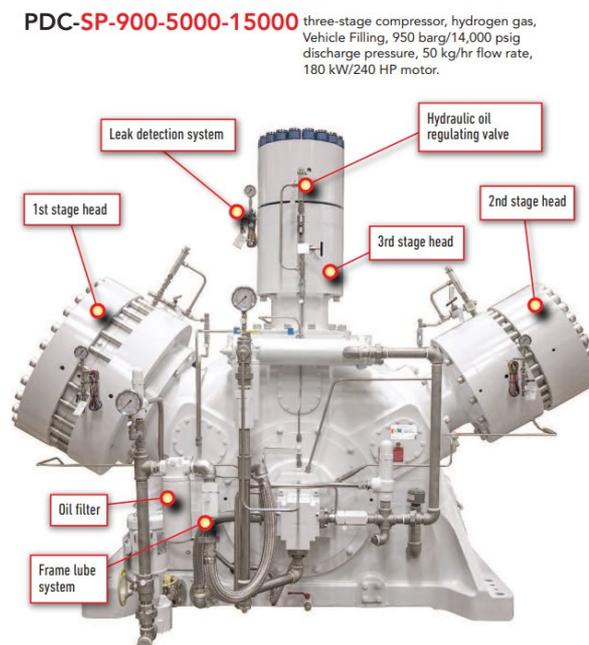


Figura 10. Compresor de la marca PDC machines

## Tanque de Almacenamiento

Se va a considerar que se almacena hidrógeno gaseoso a 900 bar para después hacer el repostaje en cascada a los vehículos que requieren hidrógeno a 700 bar. Debido a que se va a producir diariamente

en la hidrogena unos 160 kg H<sub>2</sub> se va a seleccionar un tanque de almacenamiento con una capacidad de 540 kg ya que una estimación bastante acertada es que el tanque tenga una capacidad 3 o 4 veces superior a la capacidad diaria de producción. Se establece que todo el hidrógeno se almacena a 900 bar ya que se considera que tanto los coches como los autobuses requieren hidrógeno a 700 bar. Hay que tener en cuenta que hay que almacenar el hidrógeno a más presión que la requerida por los vehículos para que posteriormente se produzca el repostaje en cascada.

### Enfriadora

Debido a que el hidrógeno, al contrario que le sucede al resto de gases, al pasar de una presión alta a una presión inferior se calienta, es necesario la presencia de una enfriadora que permita enfriar el hidrógeno a -40 °C para prevenir el sobrecalentamiento de los tanques de los vehículos y así, poder llevar a cabo un rápido y eficiente proceso de repostaje que cumpla con toda la normativa de seguridad.

Se ha seleccionado una enfriadora de la marca Mydax Cryodax 30X de 16 kW de potencia que es la que permite enfriar el hidrógeno hasta -40 °C.



Figura 11. Data sheet Enfriadoras de la marca Mydax

### Surtidor de hidrógeno

La última parte del proceso de repostaje de los vehículos consiste en llevar el hidrógeno desde el tanque de almacenamiento hasta el depósito de los vehículos.

El proceso seleccionado para llevar a cabo esta acción se conoce como repostaje en cascada, que es el más adecuado para el repostaje de vehículos. Se caracteriza porque el flujo de hidrógeno a presión almacenado en el tanque de alta presión hacia el depósito del vehículo no se detendrá hasta que ambas presiones se igualen, es decir hasta conseguir una presión de 700 bar.

Se ha seleccionado el dispensador SmartFuel H70 de la marca AirProducts ya que cumple con todos los requisitos de certificación. Este equipo es capaz de recolectar todos los datos del proceso de repostaje lo que va a permitir que los posteriores procesos de repostaje se realicen de forma más eficiente.



Figura 12. Dispensador SmartFuel H70 Products

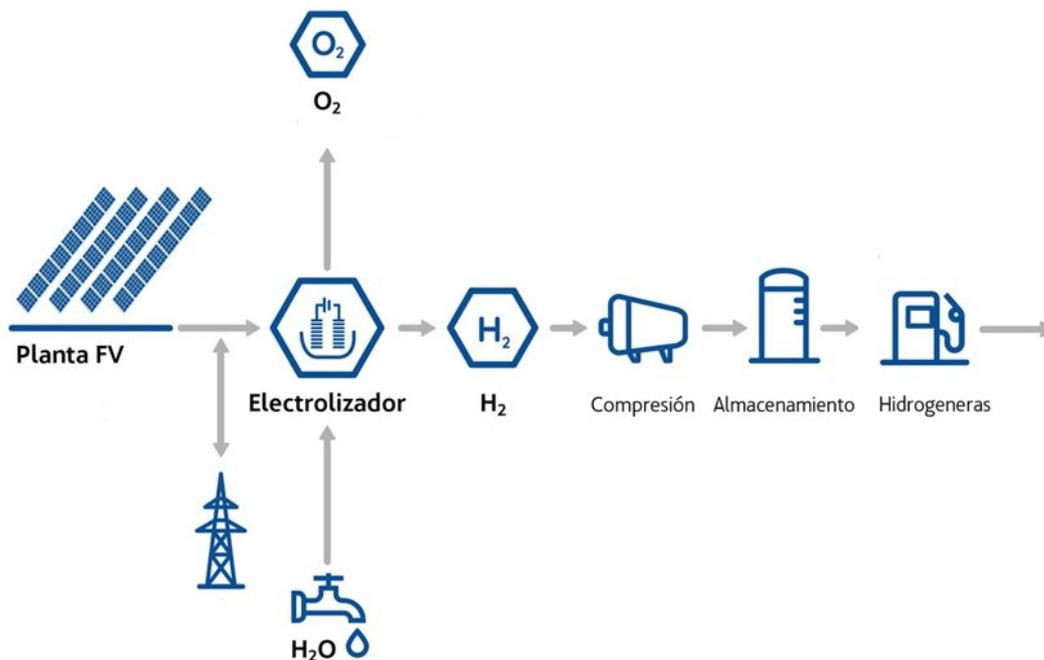


Figura 13. Esquema de los equipos que componen la planta

#### 8.4. Diseño de la planta fotovoltaica.

El sistema fotovoltaico consta de dos elementos fundamentales: el generador fotovoltaico y el inversor. El generador fotovoltaico es la parte más visible de la instalación y es el encargado de transformar la energía de la radiación solar en energía eléctrica. Está compuesto por uno o varios módulos fotovoltaicos que alimentan el inversor. A su vez, cada módulo está formado por una serie de células fotovoltaicas interconectadas, que son las que realmente producen electricidad en base al efecto fotovoltaico y a las propiedades de los semiconductores.

La energía generada por el campo de módulos fotovoltaicos es energía en forma de tensión y corriente continua, por lo que es necesario adaptar sus valores a la instalación de consumo convencional, para

ello se instala un inversor. A dicho inversor le llega tensión y corriente continua procedente del generador fotovoltaico, y la convierte en tensión y corriente alterna con las mismas características que las de la red interior de la edificación.

La instalación también debe contar con una estructura soporte que asegure el correcto anclaje de los módulos fotovoltaicos, y un sistema de protecciones eléctricas que garantice la seguridad tanto de la propia instalación como de las personas.

Para poder realizar el diseño de la planta de generación solar fotovoltaica, ha sido necesario familiarizarse previamente con la ingeniería que hay detrás de este tipo de proyectos. Por ello, se ha recurrido al software de cálculo PVsyst especializado en el diseño de sistemas fotovoltaicos, para adquirir los conocimientos necesarios para poder definir los materiales y diseñar las instalaciones acordes a los avances tecnológicos existentes en la actualidad.

El generador fotovoltaico está formado por una serie de módulos conectados entre sí, se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Sin embargo, esta energía está en forma de corriente continua y tiene que ser transformada por el inversor en corriente alterna para acoplarse a la red convencional. En el caso particular de la instalación que nos ocupa, la red a la que se conectará el Generador Fotovoltaico será la de Media Tensión de la compañía por lo que habrá que tener en cuenta las consideraciones oportunas en cuanto a la interconexión, según la legislación vigente.

## MODELIZACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Como ya se ha mencionado, PVsyst es un software para el dimensionado, estudio y simulación de sistemas fotovoltaicos. Éste permite una simulación detallada en valores horarios, ofrece la posibilidad de analizar diversas configuraciones de sistemas conectados a red, realiza un estudio de las sombras, tanto cercanas como lejanas, por medio de una representación 3D de todo el sistema y, a parte, dispone de una gran gama de componentes.

El generador fotovoltaico de la instalación estará formado por 4500 módulos de 580 Wp. Entre todo el sistema se alcanzará una producción total de 4799 MWh/ año y una potencia nominal de 2.610 kWp.

Esta instalación se va a dividir en 180 strings de series de 25 módulos. Para ello vamos a necesitar 9 inversores de 250 kW<sub>ac</sub>.

La instalación va a constar de 12.303 m<sup>2</sup> de superficie en paneles y 54.000 m<sup>2</sup> de superficie total ocupada por la planta, ya que se estima una superficie de 12 m<sup>2</sup> por panel instalado.

La solución que se ha decidido adoptar nos permite conseguir una mejor agrupación de los Strings y la reducción de pérdidas en el cableado. La distribución de los inversores quedará repartida según la configuración de la planta fotovoltaica y la distribución de los transformadores se hará conforme la configuración de la planta fotovoltaica. Con un menor número de transformadores y de mayor potencia se pretende optimizar las instalaciones proyectadas.

Se utilizan estructuras fijas, de materiales resistentes y de poco peso, para la sustentación de los módulos fotovoltaicos. La distribución de los módulos se realizará de forma que su disposición quede orientados al sur, para optimizar la potencia instalada respecto al espacio disponible.

Se va a implantar un sistema de control para el seguimiento y registro electrónico de la producción de cada string. Además, la clasificación de los módulos fotovoltaicos, mediante amperaje y tensión de cada módulo, a fin de formar strings homogéneos y aumentar la producción de las instalaciones.

The screenshot displays a solar design software interface with the following sections:

- Subconjunto:**
  - Nombre y orientación del subconjunto:** Nombre: Conjunto FV, Orientación: Plano inclinado fijo, Inclinación: 38°, Azimut: 0°.
  - Ayuda de pre-dimensionamiento:** Ingrese potencia planeada: 2500.0 kWp, Área disponible (módulos): 11784 m².
  - Selección del módulo FV:** Módulo: Jinkosolar - JKMS80M-7RL4-V, 580 Wp 37V, Si-mono, Desde 2021. Módulos necesarios aprox.: 4310.
  - Selección del inversor:** Inversor: Goodwe - GW250K-HT, 250 kW, 500 - 1500 V TL, 50/60 Hz. Voltaje de salida: 800 V Tri 50Hz. Voltaje de funcionamiento: 500-1500 V, Poder global inversor: 2250 kWca.
  - Diseño del conjunto:**
    - Núm. de módulos y cadenas: Mód. en serie: 25 (entre 13 y 25), Núm. de cadenas: 180 (entre 155 y 172).
    - Condiciones de operación: Vmpp (60°C): 963 V, Vmpp (20°C): 1125 V, Voc (-10°C): 1466 V.
    - Irradia. plano: 1000 W/m², Imp (STC): 2371 A, Isc (STC): 2489 A.
    - Potencia de funcionamiento máx. (STC): 2381 kW (en 1000 W/m² y 50°C).
    - Potencia nom. conjunto (STC): 2610 kWp.
- Lista de subconjuntos:**

Nombre	#Mód	#Cadena	#MPPT
Conjunto FV			
Jinkosolar - JKMS80M-7RL4-V	25	180	
Goodwe - GW250K-HT	9	1	
- Resumen sistema global:**

Núm. de módulos	4500
Área del módulo	12303 m²
Núm. de inversores	9
Potencia FV nominal	2610 kWp
Potencia FV máxima	2580 kWCC
Potencia de CA nominal	2250 kWCA
Proporción Pnom	1.160

Figura 14. Selección de inversor y módulos utilizados en la planta FV

Los datos meteorológicos son muy importantes para realizar la simulación de la planta, sobre todo la irradiación global horizontal mensual, los promedios de temperatura ambiente mensual y los valores adicionales, como la irradiación horizontal difusa mensual. Como no se dispone de valores horarios de irradiación y de temperatura tomados in situ, se han definido a partir de la base de datos registrados en PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

Otro factor muy importante es la orientación de los módulos, con el fin de reducir el efecto de las sombras y para poder permitir una mayor disposición y captación de energía fotovoltaica. En este caso se ha determinado una inclinación de 38°, que es la latitud correspondiente a Monesterio y optimiza al máximo nuestra producción anual.

La determinación de la distancia entre las filas de paneles solares ha de disponerse respetando una distancia adecuada entre ellos, para minimizar o eliminar el efecto de las sombras que pueden producirse por ellas mismas.

Esta distancia es en función de las dimensiones de los paneles, el ángulo de inclinación y la diferencia de cotas entre paneles. En la siguiente expresión se calcula la distancia mínima entre hileras.

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Ecuación 3. Distancia mínima entre hileras para evitar pérdidas en la propia instalación

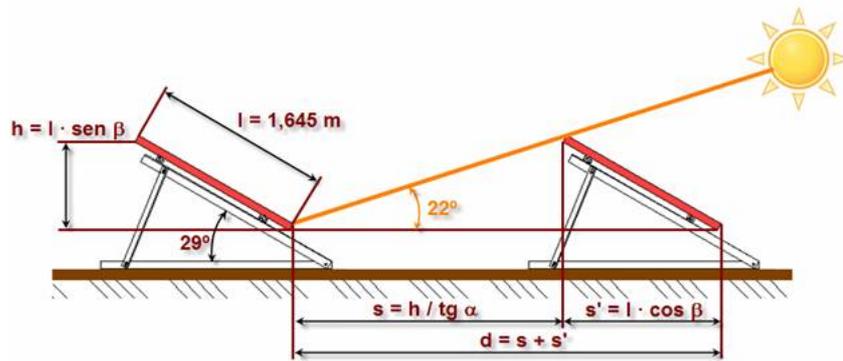


Figura 15. Cálculo de separación entre paneles en la planta fotovoltaica

Siendo la distancia desde el comienzo de una fila al comienzo de otra la definida en el plano de implantación de paneles, ya que son paneles coplanarios y no se generan sombras entre ellos.

Como resultado de la simulación del sistema, una vez configurado todos los parámetros, se obtienen los siguientes resultados, ya especificados anteriormente, pero en modo resumen la modelización de la planta quedaría como se indica a continuación:

- Producción Anual del sistema: 4.799 MWh/año
- Factor de Capacidad: 1.839 kWh/kWp
- Pérdidas del Generador Fotovoltaico: 0,73 kWh/kWp/día
- Pérdidas del sistema: 0,06 kWh/kWp/día

Además de alimentar el electrolizador, la planta fotovoltaica se ha dimensionado con la intención de poder verter a red los excedentes, para así disponer del ingreso que supone esta venta de excedentes

En la siguiente tabla se muestran los excedentes mensuales que se obtendrían según la producción de la instalación fotovoltaica.

	Producción (MWh)	Excedentes (MWh)
Enero	309,60	3,46
Febrero	344,70	68,18
Marzo	444,40	138,26
Abril	354,20	57,93
Mayo	431,30	125,16
Junio	469,50	173,23
Julio	505,90	199,76
Agosto	508,00	201,86
Septiembre	388,00	91,73
Octubre	371,90	65,76
Noviembre	303,00	6,73
Diciembre	368,50	62,36
<b>TOTAL</b>	<b>4.799,00</b>	<b>1.194,42</b>

Tabla 4. Tabla de producción FV y excedentes vertidos a red

## GENERADOR FOTOVOLTAICO.

### Módulos

El elemento principal del generador fotovoltaico son los módulos fotovoltaicos. Cada módulo está constituido por varias células de silicio conectadas eléctricamente entre sí, en serie y paralelo, de forma que la tensión y la corriente suministrada por el panel se incrementen hasta ajustarse a los valores deseados. Los módulos JA Solar JAM72S20 450 MR ofrecen una óptima integración de sistema a nivel técnico y económico y son aptos para el montaje en instalaciones FV conectadas a la red.

A fecha de 2021, la tecnología de los módulos fotovoltaicos ha avanzado mucho y en muy pocos años, por ello se muestra esta gráfica de como ha evolucionado la tecnología para la fotovoltaica.

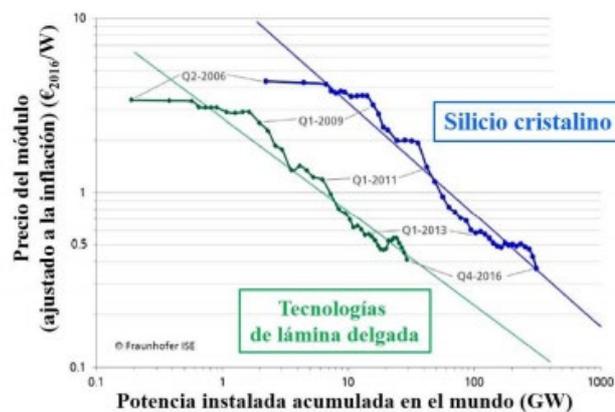


Figura 16. Tecnologías de paneles fotovoltaicos.

### Estructura de sujeción

Unirá y dotará de rigidez la asociación serie/paralelo de módulos que compone el generador fotovoltaico. Estará diseñada para soportar las cargas que puedan presentarse en caso de viento, nieve, dilataciones y contracciones debidas a cambios de temperatura, etc.

### Inversor

El inversor funciona como conexión entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica. Debe seguir la frecuencia y la tensión correspondiente de la red a la que se encuentre conectado. Es importante que la onda de la corriente de salida del inversor sea lo más sinusoidal posible, ya que de este modo se minimiza el contenido de armónicos inyectados en la red interior. La potencia disponible del generador fotovoltaico varía con la temperatura de trabajo de las células que lo componen y con la irradiación solar. Para que el inversor extraiga la máxima potencia posible del generador fotovoltaico éste incorpora un dispositivo denominado “seguidor del punto de máxima potencia” (Maximum Power Point Tracker, MPPT).

Este dispositivo electrónico cada cierto período de tiempo varía la tensión de entrada del inversor (o tensión de salida del generador fotovoltaico), de modo que el producto  $V \times I$  (potencia de salida del generador fotovoltaico) se haga máxima. Dispone de 2 maximizadores MPPT para poderle conectar 2 series de paneles que sean de distintas características técnicas. Maximiza la eficiencia de los paneles solares de forma que se saca el máximo partido a los paneles solares instalados en función de la radiación solar que estén recibiendo.

### INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN DC/AC.

El cableado en corriente continua se dispondrá al aire, montado sobre bandeja de rejilla galvanizada con o sin tapa y quedará sujeta a la propia bancada de hormigón de la estructura FV.

La sección del cable empleado será la suficiente para asegurar que las pérdidas por caída de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,0 % en el tramo CC y al 2,5% en el tramo CA. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, cumpliendo la norma UNE 21123.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, en la instalación se tendrán en cuenta los siguientes aspectos adicionales:

- Todos los conductores tendrán la sección necesaria para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean lo más bajas posibles, en cualquier condición de operación.
- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrados, de acuerdo con la norma UNE 21123.
- Los cables estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. No serán propagadores de incendios, produciendo, en todo caso, emisiones de humos y opacidad reducidos, según las normas UNE 21123.

- Su longitud será la necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos disponibles, evitando la posibilidad de enganches por el tránsito normal de las personas o vehículos.

Para calcular la sección del cableado necesario, analizaremos tramo a tramo siguiendo los dos criterios utilizados para la selección del mismo, y que serán: Máxima intensidad admisible del cable: Se tendrá en cuenta lo indicado en la IEC 60.634-7-712, que nos indica que, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del módulo. Así mismo, se tendrá en cuenta lo indicado en la ITC BT -40 punto 5, que nos indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador. Máxima caída de tensión admisible: Se tendrá en cuenta lo indicado en el pliego del IDEA, los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de  $h = 0\text{m}$   $d = 0\text{m}$  Proyecto de Instalación de paneles fotovoltaicos en Estación de Servicio existente I Memoria I RETAILGAS I 29 trabajo, los

conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%. En la ITC BT 40 en su punto 5 es decir, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.

- Cableado en continua. Ramas de módulos a Inversor: En la parte de continua, para la dimensión de la sección del cableado, se empleará la corriente de cortocircuito,  $I_{sc}$ , ya que es la máxima que podrá circular por el cable.

Tabla A.3 – Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos

Sección nominal $\text{mm}^2$	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).  
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Figura 17. Tabla para seleccionar intensidad máxima y sección del cable

- II. Inversor a cuadro general fotovoltaico: En este tramo la distancia media desde la ubicación del sistema inversor hasta el cuadro general fotovoltaico es de 10 m. Con este dato y la consideración que según la ITC BT 40 hace que la caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión dentro de la red interior de consumo no puede exceder el 1,50 %. Por lo tanto y al existir dos tramos desde este punto de conexión en red interior se determina que la caída de tensión en ambos tramos no será superior al 0,75 %.
- III. Cuadro general fotovoltaico al punto de conexión a red (contador): En este tramo la distancia media desde la ubicación del cuadro general fotovoltaico hasta el punto de conexión en Red en baja tensión es de 15 m. Con este dato y la consideración que según la ITC BT 40 hace que la caída de tensión desde el generador hasta el punto de conexión dentro de la red interior de consumo no puede exceder el 1,50 %.

### Protecciones

El sistema de protecciones de la Instalación Fotovoltaica deberá cumplir, entre otros, con las exigencias descritas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Así mismo también cumplirá con lo previsto en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

En base a la reglamentación aplicable, la instalación deberá contar con:

- Elemento de corte general: debe proporcionar el aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Sus funciones pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.
- Interruptor automático diferencial: con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- Interruptor automático de la conexión: para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. La función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Las funciones del interruptor automático de conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.
- Botón apagado de emergencia: debido a la nueva normativa en estaciones de servicio dispone de un Interruptor de Paro de Emergencia accionado desde un pulsador, que haga un corte de las fases

## PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica interconectada se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y la propia instalación fotovoltaica, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones. Esta separación galvánica también puede estar incluida en el propio inversor. En caso de que el requisito de garantizar la separación galvánica entre la red y la instalación recaiga sobre el inversor de la planta, éste deberá cumplir con las estipulaciones fijadas por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en la “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión” publicada, basada en los requisitos técnicos contenidos en la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

## 8. ANÁLISIS ECONÓMICO

**E**n este análisis económico se va a plantear el coste que tendría la producción de un kg de H<sub>2</sub> a partir de la instalación fotovoltaica por parte de nuestra empresa teniendo en cuenta el periodo de amortización de cada uno de los equipos que forman parte de la hidrogenera.

En la siguiente tabla aparece representadas las características técnicas y los costes de los distintos equipos que van a integrar la hidrogenera:

DESCRIPCIÓN	FABRICANTE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	COSTE (€)
<b>Instalación fotovoltaica</b>		Instalación fotovoltaica de 2,5 MW de potencia	1.550.000
<b>Tanque de agua</b>	ITC	Volumen 5 m3, fibra de vidrio, 5 mm de grosor	25.000
<b>Electrolizador</b>	H2B2	Electrolizador PEM de 1055,7 kW Caudal de producción de 207 Nm3/h Sistema de tratamiento de agua y purificación de hidrógeno	1.700.000
<b>Compresor</b>	Pdc Machines	Compresor de 180 kW de potencia Comprime hasta 900 bar en 3 etapas	1.130.000
<b>Enfriadora</b>	Mydax Cryodax 30X	Enfriadora de 16 kW de potencia Enfria el hidrógeno hasta -40 °C	210.000
<b>Tanque de almacenamiento</b>	Mahytec	Tanque con una capacidad de 564 kg 5 m de altura y 2,60 m de ancho	1.650.000
<b>Dispensador</b>	Air Products	Smart Fuel H70 permite repostar a vehículos a 700 bar	100.000
<b>TOTAL</b>			6.365.000

Tabla 5. Coste del proyecto

Hay que tener en cuenta que para calcular el coste de inversión (CAPEX) de producir hidrógeno se ha considerado que el periodo de amortización de la instalación fotovoltaica es 25 años mientras que el periodo de amortización del resto de equipos es de 15 años, según los datos proporcionados por los fabricantes.

El coste anual de inversión teniendo en cuenta la amortización de los equipos aparece representado en la siguiente tabla:

	AMORTIZACIÓN (años)	COSTE ANUAL (€)
<b>Instalación fotovoltaica</b>	25	62.000,00
<b>Tanque de agua</b>	15	1.666,67
<b>Electrolizador</b>	15	113.333,33
<b>Compresor</b>	15	75.333,33
<b>Enfriadora</b>	15	14.000,00
<b>Tanque de almacenamiento</b>	15	110.000,00
<b>Dispensador</b>	15	6.666,67
<b>TOTAL</b>		<b>383.000,00</b>

Tabla 6. Amortización de la instalación

Una vez que conocemos el coste anual y sabemos que al año vamos a producir unos 58.400 kg de H<sub>2</sub>, se calcula el CAPEX dividiendo el coste anual entre la producción anual, teniendo un CAPEX de 6,56 €/kg H<sub>2</sub>.

También hay que tener en cuenta para el coste total de producción de H<sub>2</sub> los costes de operación y mantenimiento (OPEX), que se han considerado un 10 % del CAPEX, por lo que tenemos un OPEX de 0,66 €/kg H<sub>2</sub>.

A nuestra empresa le cuesta 7,22 € producir un kg de H<sub>2</sub> teniendo en cuenta el coste de la inversión y el coste de operación y mantenimiento.

Debido a que nuestra empresa (como cualquier otra empresa) se crea con la finalidad de obtener beneficios, se va a tener que vender el hidrógeno a un precio superior al coste de producción. Se considera que vamos a establecer el precio del hidrógeno un 25 % por encima del coste de producción. En este caso, y tal y como aparece en la bibliografía sobre los costes del hidrógeno en España, a nuestros potenciales clientes le costaría 9 € el kilogramo de H<sub>2</sub> en la estación de servicio.

Hay que tener en cuenta que nuestra empresa tiene 2 fuentes de ingresos anuales, como son la venta de hidrógeno en la hidrogenera y la venta de excedentes de energía a la Red. En el apartado 8.4 (Diseño de la Planta Fotovoltaica) se establecieron los excedentes de energía a la red para cada uno de los meses del año siendo el total anual de 1194,42 MWh. Se ha considerado como precio de venta, el precio medio de la energía eléctrica en el mercado, unos 45 €/MWh.

En la siguiente tabla se representan los ingresos que vamos a obtener al año, los costes de amortización de los equipos y el beneficio anual que vamos a tener con el negocio, resultando la diferencia entre la suma de los ingresos y el coste de amortización de los equipos.

	€
<b>Ingresos por venta de hidrógeno</b>	525.600,00
<b>Ingresos por venta de excedentes</b>	53.749,00
<b>Amortización de equipos</b>	(-) 383.000,00
<b>Costes de operación y mantenimiento</b>	(-) 38.300,00
<b>Beneficio</b>	158.049,00

Tabla 7. Costes según amortización

Aplicando la siguiente ecuación 4 se calculan los beneficios obtenidos en el proyecto, siendo estos 158.049,00 €.

$$\text{Beneficio (€)} = \text{Ingresos} - \text{Gasto}$$

*Ecuación 4. Ecuación para cálculo de beneficios*

Debido a que el beneficio anual obtenido es muy pequeño en comparación con la inversión inicial que hay que acometer para llevar a cabo el proyecto, hoy en día, con los precios actuales de los equipos para llevar a cabo este proyecto es necesario una ayuda importante por parte de subvenciones y fondos proporcionados por la Unión Europea para proyectos que permiten disminuir emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y así, paliar uno de los principales problemas que existen en la actualidad como es el cambio climático.

En el siguiente capítulo, se va a exponer un análisis comparativo en cuanto al precio y las emisiones de CO<sub>2</sub> que se emiten a la atmósfera por parte de un coche que utiliza gasolina y otro que funciona con hidrógeno a partir de una pila de combustible.

El Gobierno anunció en diciembre su intención de invertir hasta 2023 más de 1.500 millones de euros para impulsar la tecnología del hidrógeno verde, con el objetivo de arrastrar una cifra similar por parte de proyectos empresariales y elevar la inversión hasta los 8.900 millones en 2030. El Ministerio para la Transición Energética, que mantiene una apuesta seria para ofrecer “el apoyo temprano” a una fuente energética verde desde el punto de vista medioambiental y tecnológico.

La presencia de fondos europeos para su desarrollo ha activado los planes de inversión con un empuje parecido al que las primas a las renovables impulsaron los parques eólicos y fotovoltaicos en España hace ya más de una década.

Alineado con la estrategia europea de descarbonización total de todos los sectores económicos en 2050, el Gobierno no ve muchas más alternativas para eliminar emisiones en la industria y en el transporte pesado. Especialmente por el activo más valioso del hidrógeno:

su capacidad de almacenamiento para utilizarlo en momentos en el que determinadas renovables no pueden ser la solución a la generación eléctrica.

Las ayudas se consideran necesarias porque se entra en un proceso de desarrollo tecnológico por la parte de la oferta y de la demanda y responde a un objetivo para 2050. La cuestión es si se subvenciona la producción.

### **8.1. Estimación del LCOE en la Planta Fotovoltaica**

Uno de los principales indicadores para la evaluación económica del proyecto es el coste nivelado de la energía (LCOE) que representa el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de su vida útil.

Se va a estimar el LCOE para este parque eólico midiendo los costes totales que esa instalación tendrá a lo largo de toda su vida y dividiendo por la producción de energía que realizará también durante todos sus años de operación. Suponiendo 25 años de operación y una tasa del 6%.

$$LCOE (\text{€/MW}) = \frac{\frac{CAPEX + OPEX}{\sum_{t=1}^{25} (1+r)^t}}{\frac{\text{Producción anual} * n^{\circ} \text{ años}}{\sum_{t=1}^{25} (1+r)^t}}$$

*Ecuación 3. Fórmula para calcular LCOE.*

Dónde:

- CAPEX: Coste de inversión del proyecto.
- OPEX: Coste de operación y mantenimiento en 25 años.
- r: tasa de rentabilidad 6%
- t: 25 años de operación.
- Producción anual del parque en MWh.
- Nº años: vida útil del parque fotovoltaico.

Teniendo en cuenta tanto los costes de inversión y mantenimiento que se presentan en la tabla 8 como los demás parámetros de la ecuación 3, se estima un LCOE de 13,75 €/MWh.

En este resultado se han considerado las pérdidas que puede tener el parque fotovoltaico a lo largo de los años. A partir del décimo año se estiman unas pérdidas del 5%.

<b>CAPEX</b>	<b>1.500.000 €</b>
<b>OPEX (10% Coste de Mantenimiento)</b>	<b>150.000 €</b>
<b>Total</b>	<b>1.650.000 €</b>

*Tabla 8. Costes de inversión y operación y mantenimiento del proyecto*

## 8.2. Análisis de inversión del proyecto

Como se ha comentado anteriormente, es un proyecto con un alto coste de inversión debido a la instalación de la planta fotovoltaica que a día de hoy, en 2021 los costes ya son relativamente bajos, pero la planta de producción de hidrógeno aún es muy elevada y no se tiene ese capital de inversión.

Actualmente debido al gran auge que tiene el hidrógeno el Gobierno de España otorga subvenciones relativamente grandes, por ello se ha tomado la decisión de financiar el proyecto de la siguiente manera:

Tipo de financiación	% del proyecto
<b>Inversión enisa</b>	33
<b>Préstamos bancarios</b>	33
<b>Inversores</b>	33

Tabla 9. Porcentajes de financiación del proyecto

Como inversión enisa se conoce a la línea de jóvenes emprendedores, dirigida a pymes (y startups) de reciente constitución creadas por jóvenes para abordar las inversiones que precisa el proyecto empresarial en su fase inicial. Se deben cumplir una serie de requisitos, que se mencionan a continuación:

- Tu compañía debe haber sido constituida, como máximo, durante los 24 meses anteriores a la solicitud.
- La mayoría del capital tiene que estar en manos de personas físicas de edad no superior a 40 años.
- Los socios tendréis que aportar, vía capital o a través de fondos propios, al menos un 50 % del préstamo.

El siguiente 33% se va a realizar con socios inversores, ya que en 2021 es la segunda fuente de financiación más común en España y como comienzan el 25% de los emprendedores.

Dentro de este fenómeno ha surgido el crowdlending, un mecanismo que permite recibir financiación a través de préstamos que otorgan otras compañías o particulares a cambio de una rentabilidad. El crowdlending está en constante crecimiento a nivel mundial y las expectativas de crecimiento en España también son muy positivas. De este modo, durante este año la inversión media en esta plataforma alcanza los 25.000 € por inversor.

Por último, el 33% restante correspondería a préstamos bancarios, llegando a un acuerdo para obtener el capital necesario.

## 9. ANÁLISIS COMPARATIVO Y DE SENSIBILIDAD

Una vez realizado el análisis económico del proyecto, se va a proceder a realizar un análisis comparativo de como variarán los costes de producción de hidrógeno según una serie de criterios.

En primer lugar, cabe mencionar el precio actual de la gasolina. Teniendo en cuenta que un coche de media consume aproximadamente  $6 \text{ l} / 100 \text{ km}$  con una autonomía del vehículo de 500 km y destacando que en 2021 la gasolina tiene un precio de  $1,35 \text{ €/l}$ , se llega a la conclusión que para llenar el depósito de un vehículo convencional conlleva un coste de  $40,5 \text{ €}$ .

En segundo lugar, si mencionamos el vehículo de hidrógeno, se debe tener en cuenta que la autonomía de estos coches es muy similar a la de un vehículo de diesel o gasolina, 500 km aproximadamente. Estos coches consumen en torno a  $1 \text{ kg } H_2 / 100 \text{ km}$  y como se ha calculado en el análisis económico se establece un precio de venta de  $9 \text{ €/kg } H_2$ . Por tanto, después de estimar esto se llega a la conclusión que para llenar un depósito de un vehículo de hidrógeno tiene un coste de aproximadamente  $45 \text{ €}$ .

Una vez dicho esto, otro aspecto a considerar de gran importancia son las emisiones de  $CO_2$ . Por ello se va a especificar los kg de  $CO_2$  que se emite a la atmósfera tanto de los vehículos ligeros como de los pesados.

A continuación, se va a proceder a calcular las emisiones generadas por dichos vehículos:

$$Emisiones = Consumo \left( \frac{l}{100 \text{ km}} \right) * Autonomía (km) * 2,34 \left( \frac{kg \text{ } CO_2}{l} \right)$$

$$Emisiones_{V.Ligeros} = 6 \left( \frac{l}{100 \text{ km}} \right) * 500(km) * 2,34 \left( \frac{kg \text{ } CO_2}{l} \right) = 70,2 \text{ kg } CO_2$$

$$Emisiones_{V.Pesados} = 42 \left( \frac{l}{100 \text{ km}} \right) * 500(km) * 2,34 \left( \frac{kg \text{ } CO_2}{l} \right) = 491,4 \text{ kg } CO_2$$

Particularmente para este proyecto, como se ha indicado a lo largo de los cálculos, se ha estimado una media de repostaje diaria de 18 vehículos ligeros y 2 pesados. Por lo tanto, con

este valor se obtiene  $18 * 365 \text{ días} = 6.570$  vehículos al año y para vehículos pesados  $2 * 365 \text{ días} = 730$  vehículos al año.

Como consecuencia del repostaje de los vehículos de la hidrogenera, se dejan de emitir a la atmósfera aproximadamente 820 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.

Según varios estudios, los equipos de la planta de producción de hidrógeno, en 2030 van a disminuir en torno a un 25-30%, esto conlleva una reducción de costes bastante considerable. Sobretodo del elemento principal que es el electrolizador.

Además, la planta fotovoltaica ya ha disminuido en estos años muchos su coste en Wp, pero aún en plantas de gran tamaño puede verse reflejada las nuevas tecnologías y disminuir en torno a un 5-7% los costes para 2030.

Un punto muy importante de mencionar es como va a aumentar el precio de los combustibles fósiles debido a la preocupación ambiental, y cómo está aumentando el precio por emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, a día de hoy ya estamos en unos 44 € *kg/CO<sub>2</sub>*.

Si conseguimos reducir los costes de la instalación para poder vender el hidrógeno a precios competitivos con los combustibles fósiles (también para conseguir beneficios).

El proyecto cita un estudio del grupo empresarial Hydrogen Council, que establece que 2 dólares por kilogramo representan un punto de inflexión en la producción de hidrógeno (y países como Japón están cerca de conseguirlo).

Según la Agencia Internacional de la Energía, 1 kilogramo de hidrógeno verde, que contiene unos 33,3 kWh, cuesta entre 3,50 y 5 euros, lo que supone entre 0,10 €/kWh y 0,15 €/kWh.

En cambio, el hidrógeno obtenido a partir del reformado de gas natural -un método que emite grandes cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera- cuesta 1,5 €/kg o 0,045 €/kWh.

---

## 10. CONCLUSIONES

---

**D**ebido a la preocupación por el cambio climático, un gran número de empresas del sector del petróleo van a entrar en el sector del hidrógeno, para producir hidrógeno verde que permita descarbonizar el sector del transporte.

Actualmente, con los costes de los equipos de la hidrogenera y la instalación fotovoltaica, producir un kg de hidrógeno nos costaría 7, 21 €. Debido a que tendríamos que vender el hidrógeno a un precio muy elevado para poder acometer la inversión y pagar los intereses del préstamo, es necesario que inviertan en el proyecto o recibir subvenciones por parte de los Fondos de la Unión Europea para constituir la empresa.

En los próximos años se va a incrementar el coste de la gasolina como medida para que los vehículos de pila de combustible adquieran importancia en el sector del transporte.

Debido a esto, se espera que los principales equipos de la hidrogenera como el electrolizador o el compresor reduzcan sus costes, por lo que el coste al que se va a producir el hidrógeno disminuirá y tendremos un mayor margen de beneficios.

Cabe destacar que para que se desarrolle el sector de las hidrogeneras, es necesario que disminuya el coste del vehículo de hidrógeno para lo que va a ser fundamental que se aplique economía de escala y que se otorguen subvenciones a las empresas fabricantes y a los particulares que quieran adquirirlos.

## REFERENCIAS

---

- [1] Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>
- [2] HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO: UNA APUESTA POR EL HIDRÓGENO RENOVABLE. [https://www.miteco.gob.es/images/es/hojarutahidrogenorenovable\\_tcm30-525000.PDF](https://www.miteco.gob.es/images/es/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF)
- [3] Informe de Recomendaciones Legislativas para el Sector del Hidrógeno en España.” <https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-02/HyLAW>”
- [4] Hydrogen Station Costs Estimates. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56412.pdf>
- [5] Path to Hydrogen competitiveness A cost perspective.” [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf)”
- [6] Green Hydrogen Cost Reduction.” [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)”
- [7] CLEAN HYDROGEN.” <https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf>”
- [8] [www.aeh2.org](http://www.aeh2.org)
- [9] [www.elperiodoenergia.com](http://www.elperiodoenergia.com)
- [10] <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

# ANEXO I

---

# SmartFuel® H70/H35 retail hydrogen dispenser



**Air Products' SmartFuel H70/H35 retail hydrogen dispenser provides the newest generation of hydrogen dispensing to meet consumer expectations of refilling fuel cell vehicles in a safe, fast and reliable manner.**

Our extensive experience in hydrogen dispensing has led to both unique innovations in hydrogen dispensing technology and a superior level of safety built into the Smartfuel H70/H35 hydrogen dispenser.

As the worldwide leader in hydrogen fueling technology, we've installed hydrogen dispensers throughout the world since 1997, enabling us to gain invaluable experience to continually master our dispenser product and hydrogen fueling station technology.

In development with a leading manufacturer of gasoline dispensing equipment, Air Products adapted all the consumer features and capabilities of a retail gasoline dispenser into the SmartFuel H70/H35 hydrogen dispenser. The dispenser's attractive design provides the same look, feel and payment options of an existing gasoline dispenser.

The dispenser's fueling process utilizes the protocols described in SAE TIR J2601 (2010) and can support OEM-specific fill algorithms. The hydrogen fueling dispensing equipment includes SAE-certified dispensing nozzles, gas piping and valves, and includes all the safety features required to fuel highly pressurized gas.

Built on a foundation of continuing developments, the SmartFuel H70/H35 hydrogen dispenser is equipped with the latest Hydrogen Vehicle Authorization System (HVAS), providing identification of the type of vehicle at the dispenser. This dispenser is also designed with wireless data collection and archiving through Air Products' electronic Remote Access Monitoring (eRAM) system, allowing the station to be monitored for proper operation.

Beyond meeting all the applicable code requirements, the SmartFuel H70/H35 hydrogen dispenser has additional safety features such as:

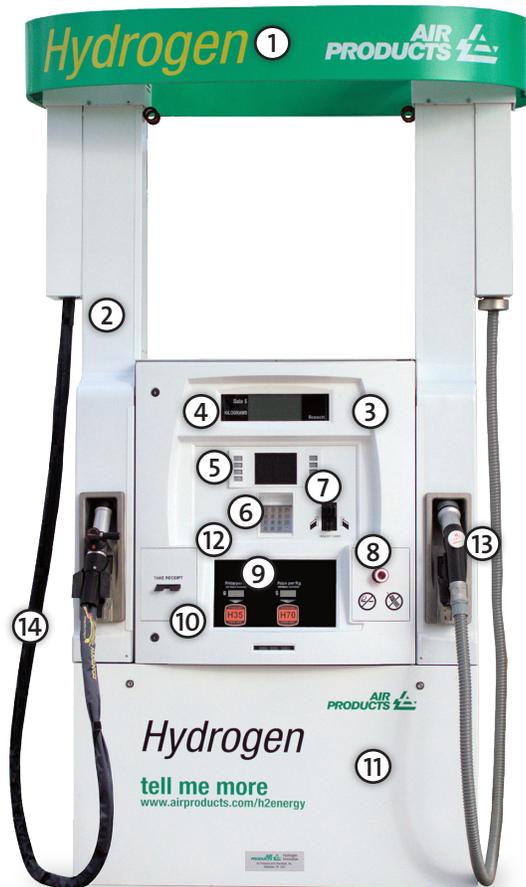
- a secondary control system to independently stop the filling process in the event of a hose break, high hose pressure or abnormal ramp rates
- enclosed and shrouded breakaway connectors to prevent the release of hydrogen if a vehicle pulls away from the dispenser during filling
- idle hose leak detection
- protective jackets over hoses

## Key features of the SmartFuel H70/H35 retail hydrogen dispenser:

- H70 (700 bar/70 MPa) and H35 (350 bar/35 MPa) dispensing pressures
- Complies with Society of Automotive Engineers (SAE) Standards SAE-TIR-J-2600, SAE-TIR-J-2601, SAE-TIR-J-2719, and SAE-TIR-J-2799
- Utilizes OEM-specific fill algorithms
- Nominal fill quantity of 1–10 kg per fill for light-duty vehicles
- Temperature control of hydrogen gas to –40°C
- Complete fill accuracy of 98% with communications
- Credit card and RFID payment options with store point-of-sale (POS) interface

## Dispenser features

1. Valence with gas detection sensors for immediate leak detection
2. Enclosed and shrouded breakaway connectors
3. Reinforced polycarbonate upper door with ergonomic design to provide simple, customer-friendly user interface
4. Energy-efficient display panel with LED backlighting for clear visibility of display in all lighting conditions; all displays equipped with clear, hard-coated sacrificial lenses for increased durability and extended life
5. Debit payment system and 5.7" color LED display with on-screen training instructions for first-time users
6. Durable EPP/TDS keypad
7. Credit card reader
8. Emergency stop button and operating instructions
9. H70 and H35 unit price displays
10. Unique fueling pressure selection buttons with no moving parts for unmatched durability
11. Lower door assembly
12. RFID (radio frequency identification detector) reader for vehicle identification and communications
13. Universal metal nozzle boot—the industry's most durable
14. Protective jackets over hoses



## The SmartFuel H70/H35 hydrogen dispenser incorporates the following design and safety codes:

- ASME B31.3 process piping code
- NFPA 70 national electric code
- NFPA 496 purged enclosures
- NFPA 497M classification of gases, vapors, dusts for electrical equipment in hazardous (classified) locations
- International Fire Code – 2006
- NFPA 55 storage, use and handling of compressed gases and cryogenic fluids in portable and stationary containers, cylinders, and tanks
- NFPA 2 vehicle fuel system code

For more information,  
please contact us at:

**Corporate Headquarters**  
Air Products and Chemicals, Inc.  
7201 Hamilton Boulevard  
Allentown, PA 18195-1501  
T 800-654-4567  
F 800-272-4449  
gigmrktg@airproducts.com



**tell me more**  
[airproducts.com/h2energy](http://airproducts.com/h2energy)



# H<sub>2</sub>B<sub>2</sub>



Main Characteristics		EL200N
Electrolysis Type	PEM (Proton exchange membrane, caustic free)	
Number of Cell Stacks	1	
<b>Hydrogen Gas Production</b>		
Max. Nominal Hydrogen Flow	207 Nm <sup>3</sup> /h (446 kg/day)	
Hydrogen Flow Range	10 -100%	
Operating Pressure	15 - 40 barg (217-580 psig)	
Hydrogen Purity (before Gas Purification)	> 99.9% ; < 25 ppm O <sub>2</sub> ; H <sub>2</sub> O saturated	
Hydrogen Purity (after Gas Purification)	99.999%; < 5 ppm O <sub>2</sub> ; < 5 ppm H <sub>2</sub> O	
<b>Electrical Requirements</b>		
Voltage	3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N)	
Frequency	50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3%	
Power (BoP + Stack)	1,055.7 kW	
Stack Consumption (*)	4.7 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	
AC Power Consumption (BoP + Stack) (*)	5.1 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	
<b>Feed Water - Tap Water (if Water Treatment Plant is included)</b>		
Consumption	295.7 L/h	
Conductivity	< 2,000 uS/cm (T 25 °C (77 °F))	
Pressure	2-6 barg (29-87 psig)	
Temperature	+5 °C to +40 °C (+41 °F to +104 °F)	
<b>Feed Water - Demi Water (if Water Treatment Plant is not included)</b>		
Consumption	< 1 L/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	
Quality	> 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb	
<b>Control System</b>		
PLC	Fully automated and unattended with 15" color touch screen	
Communication	Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port)	
<b>Environmental Conditions</b>		
Ambient Temperature Range	+5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F)	
Humidity	0 to +95% (non-condensing)	
Air Ventilation	Available from a non-hazardous area	
Installation Area	Indoor/Outdoor	
<b>Dimensions and weight</b>		
Dimensions (LxWxH)	40 ft container (12.0m x 2.4m x 2.9m) (39.4ft x 7.9ft x 9.5ft)	
Approx. Weight	18,000 kg (39,683 lb)	
<b>Standards &amp; Regulations</b>		
Compliance	CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2016 & NFPA 70	
<b>Other Characteristics</b>		
Duty Cycle	100% (24/7)	
Start-up Time (from Stand-by)	< 1 sec	
Cold Start Time	< 5 min	
Nitrogen System	For each purge, consumption is <0.2 kg at 3 barg (to be supplied by the customer)	
Instrumentation Air System	Consumption 7 Nm <sup>3</sup> /h at 10 barg (to be supplied by the customer)	
(*) Electrical consumption at maximum current density and operating pressure at the stack; thus is reduced if those are not required.		
<b>Included</b>		<b>Additional Options</b>
Hydrogen Cooling System	Oxygen Processing System	
Emergency Shutdown System	Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011)	
Overpressure Relief System	Water Treatment System	
Redundancy on Critical Safety Parameters	Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp)	
Uninterruptible Power Supply (UPS)	Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H <sub>2</sub> O & O <sub>2</sub> Sensors)	
Heat Management (No Cooling Water is Needed)	Instrumentation Air System	
Virtual Private Network (VPN) connection	Nitrogen System	
	Heat Recovery System	
	Medium Voltage Connection	

# Diaphragm Compressors

Designed and Constructed for High Reliability and Low Maintenance



An ISO 9001:2008 certified company.  
Certification No. 1112232.01

We perform  
under pressure.

# Providing World-Class Diaphragm Compressors

This is accomplished through a unique combination of:



## **In-House Engineering and Design**

PDC's engineers utilize the latest engineering software and our own customized software packages to shorten the delivery cycle and increase productivity. We design our compressor systems to comply with local and international codes and standards.



## **Modern Manufacturing Facility**

PDC is committed to continuously improving its manufacturing process, utilizing the latest lean manufacturing techniques to streamline our operations, keep costs down, and decrease lead times. We utilize fifteen computerized, numerically controlled machining centers to easily perform the most complicated machining operations.



## **Stringent Quality Control**

To ensure our products exceed our customer's expectations, PDC is 9001:2008 ISO certified and adheres to a strict Quality Assurance/Quality Control program at each stage of the manufacturing process.

PDC Machines has been manufacturing diaphragm compressors since 1977. Today PDC is a 2nd generation family-owned and operated business that is rooted in innovation, business discipline and fair pricing with a deep commitment to our employees, clients, and the communities we serve. We have earned a reputation for delivering the highest quality compressors quickly at the lowest cost possible.

### Model selection Guide

PDC-4-800(100%)-3000(100%)

PDC = Manufacturer

4 = Compressor Series,  
(-3, -4, -5, -13, -P)

800 = 1st head discharge  
pressure rating, (psig)\*

(100%) = 1st head loading factor,  
(35 to 150%)\*\*

3000 = 2nd head discharge  
pressure rating, (psig)\*

(100%) = 2nd head loading factor,  
(35 to 150%)\*\*

\* If head pressure rating are equal, compressor is a single stage/duplex

\*\* Loading factor does not have to be identical for both heads



### Integrated Assembly and Testing

A majority of our components are sourced within PDC, providing complete control over manufacturing, quality and delivery schedule, bringing ultimate value to our clients

## Serving Many Industries

PDC Machines state-of-the-art diaphragm compressors are the preferred choice for any application where high purity and leak-tight compression are required. Our compressors are found in virtually every industry worldwide.

### These include:

- General industrial
- Specialty gas
- Industrial gas
- Alternative energy
- Bio gas
- Power
- Chemical processing
- Petrochemical
- Oil and gas refining
- Universities and research
- Government
- Pharmaceutical
- Food & beverage
- Semi conductor industry



### Typical applications

Include any gas which may be hazardous, toxic, carcinogenic, explosive, environmentally damaging, pyrophoric, corrosive, rare or of high purity. Examples include Ar, CH<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, He, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Kr, NO, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, NF<sub>3</sub>, PH<sub>3</sub>, SiH<sub>4</sub> and Xe.



### Triple Metal Diaphragm benefits

- Leak free compression
- Non contaminating
- High Compression ratios
- High discharge pressures
- Able to process corrosives gases
- High reliability



# PDC Machines technology for use in Hydrogen energy and refueling

PDC Machines has long been a proponent of hydrogen as an energy carrier. Over the years we have partnered with gas producers, technology companies, research companies and component suppliers to create practical and commercial world-wide acceptance of this concept. PDC specializes in providing complete hydrogen compression solutions in hydrogen energy installations for fuel cell vehicles, buses and material handling vehicles. We offer an extensive line of standard compressors and turn-key designed compression systems to meet an array of applications ranging from single sites to full-scale commercial stations.



## Vehicle Fueling:

A wide variety of models are available that can meet discharge pressures ranging from 3,500 psig to 15,000 psig (241 barg to 1,034 barg) and flow rates ranging from 5 kg/day to 2,500 kg/day and beyond.



## Bus, Medium and Heavy Duty Truck Fueling:

Compressors are available that can meet discharge pressures up to 15,000 psig (1,034 barg) and flow rates beyond 2,500 kg/day.



## Material Handling Vehicles:

PDC Machines compressors have been integrated into distribution infrastructures for fuel cell material handling equipment. Models are available to boost pressures to 7,000 psig (482 barg) and beyond and flow rates from 5 kg/day to 2,500 kg/day.



## Component and Systems Integration:

With decades of experience in high pressure hydrogen compression systems, integration and process knowledge PDC is the preferred source for component and system packaging in hydrogen fueling applications.

# SimpleFuel Hydrogen generation and dispensing

A consortium team of technology innovators comprised of PDC Machines, IVYS Energy Solutions and McPhy Energy, which make up SimpleFuel™, developed a cost effective and reliable fueling solution in order to make hydrogen fuel more accessible to fuel cell vehicle customers in the automotive, fleet and industrial sectors.

SimpleFuel™ is designed as an all-in-one hydrogen generation, compression, storage and dispensing solution capable of delivering up to 10 kg/day of hydrogen to vehicles at pressures up to 700 barg (10,150 psig). 5 kg of hydrogen fuel is enough to fill one fuel cell electric vehicle (FCEV) for 300-360 miles.



simple.fuel.™  
*your on-site hydrogen fueling solution*

# PDC 3

## Series

### Suction Pressure Range

Sub atmosphere and above

### Discharge Pressure Psig/Barg

Representative  
Transfill Applications:  
6,000/413

Representative  
Industrial Applications:  
6,500/482

Representative Hydrogen  
Energy Applications:  
14,500/1,000

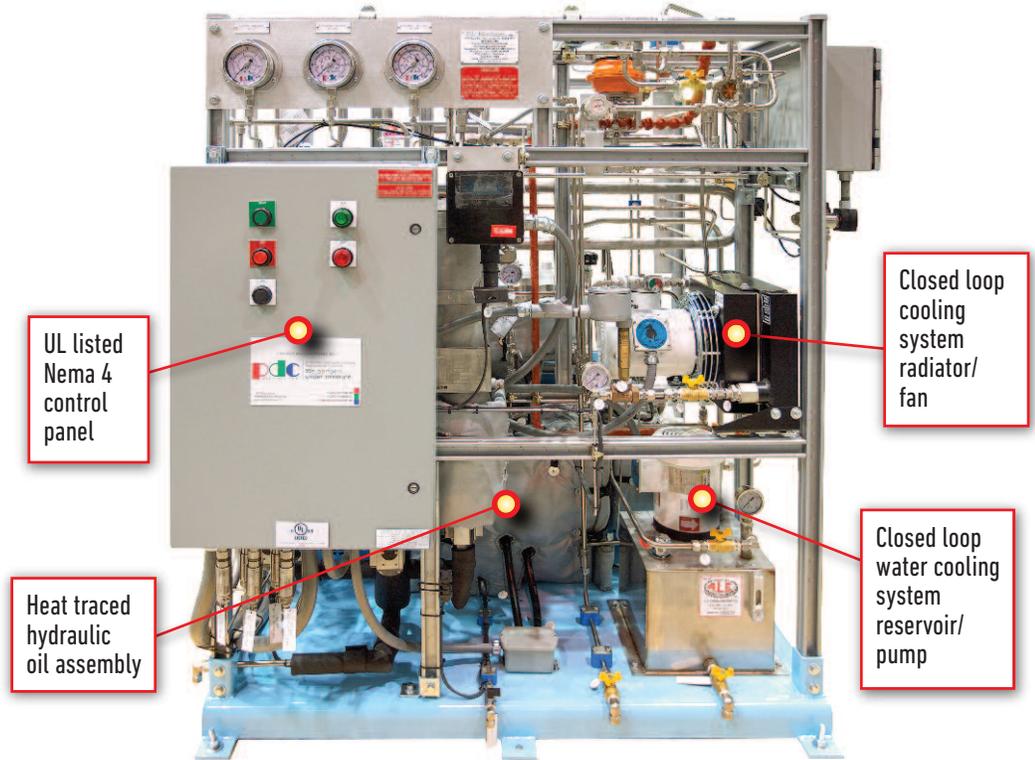
### Flow Rate

Up to Scfm/ Nm<sup>3</sup>/hr:  
30/48

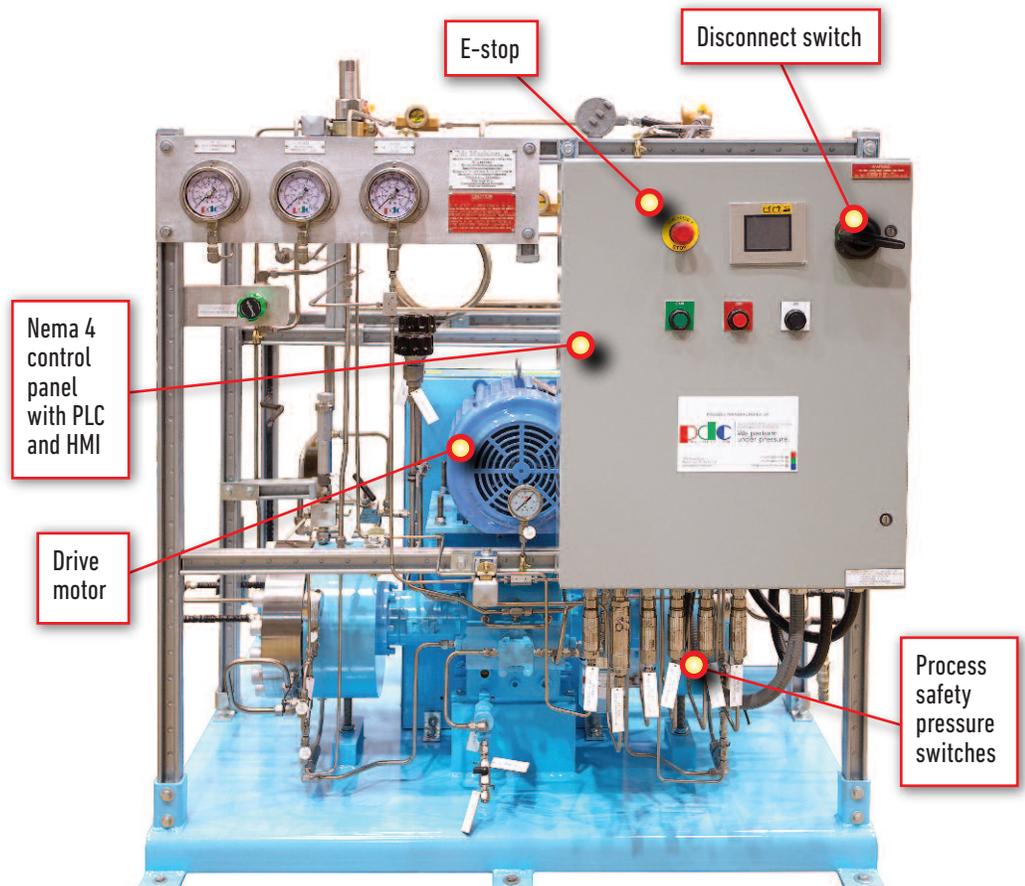
### Horse Power

Up to Hp/kW:  
15/10

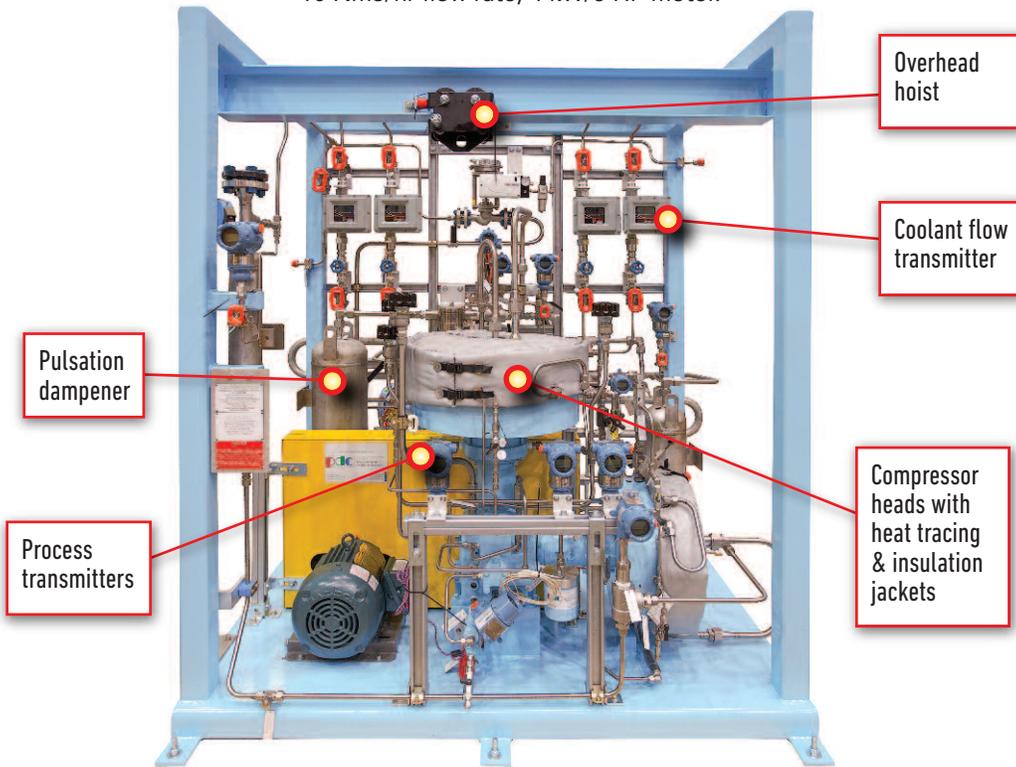
**PDC-3-300-600** two-stage compressor, deuterium gas, Specialty Gas Industry, 30 barg/435 psig discharge pressure, 8 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 7.5 kW/10 HP motor.



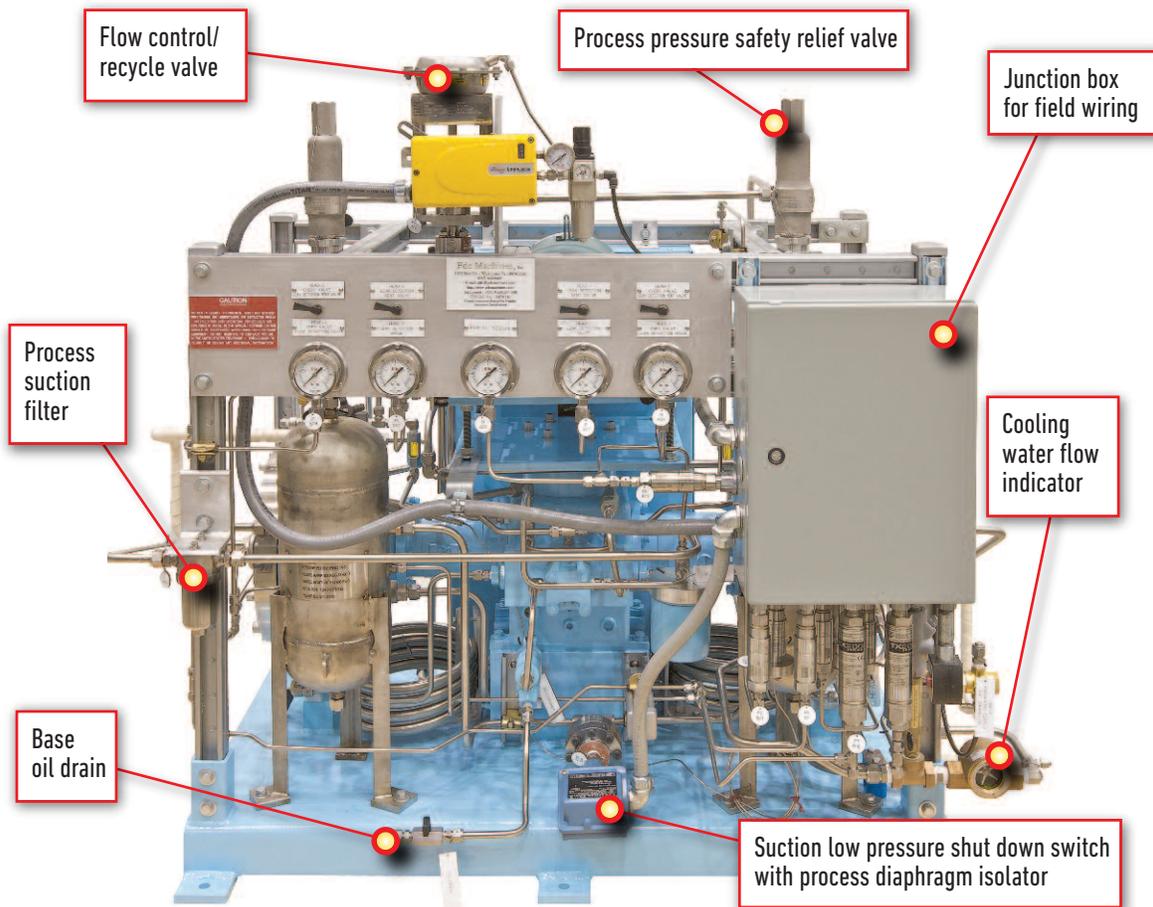
**PDC-3-300-7500** two-stage compressor, helium gas, Industrial Gas Industry, 517 barg/7,500 psig discharge pressure, 20 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 7.5 kW/10 HP motor.



**PDC-3-300-1000** two-stage compressor, tetrafluoroethylene (TFE) gas,  
Chemical Industry, 48 barg/700 psig discharge pressure,  
10 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 4 kW/5 HP motor.



**PDC-3-550-550 (50)** single-stage duplex compressor, silane gas,  
Semi-Conductor Industry, 9 barg/135 psig discharge pressure,  
5 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 4 kW/5 HP motor.



# PDC

# 4

## Series

### Suction Pressure Range

Sub atmosphere and above

### Discharge Pressure Psig/Barg

Representative  
Transfill Applications:  
6,000/413

Representative  
Industrial Applications:  
6,500/448

Representative Hydrogen  
Energy Applications:  
14,500/1,000

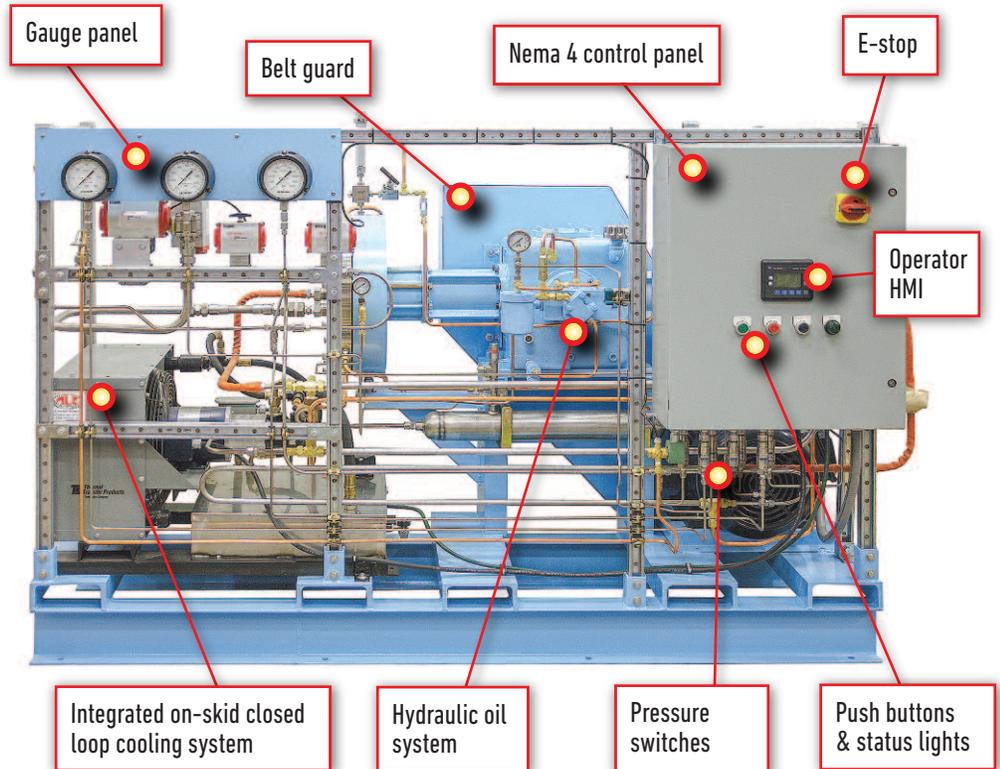
### Flow Rate

Up to Scfm/ Nm<sup>3</sup>/hr:  
150/241

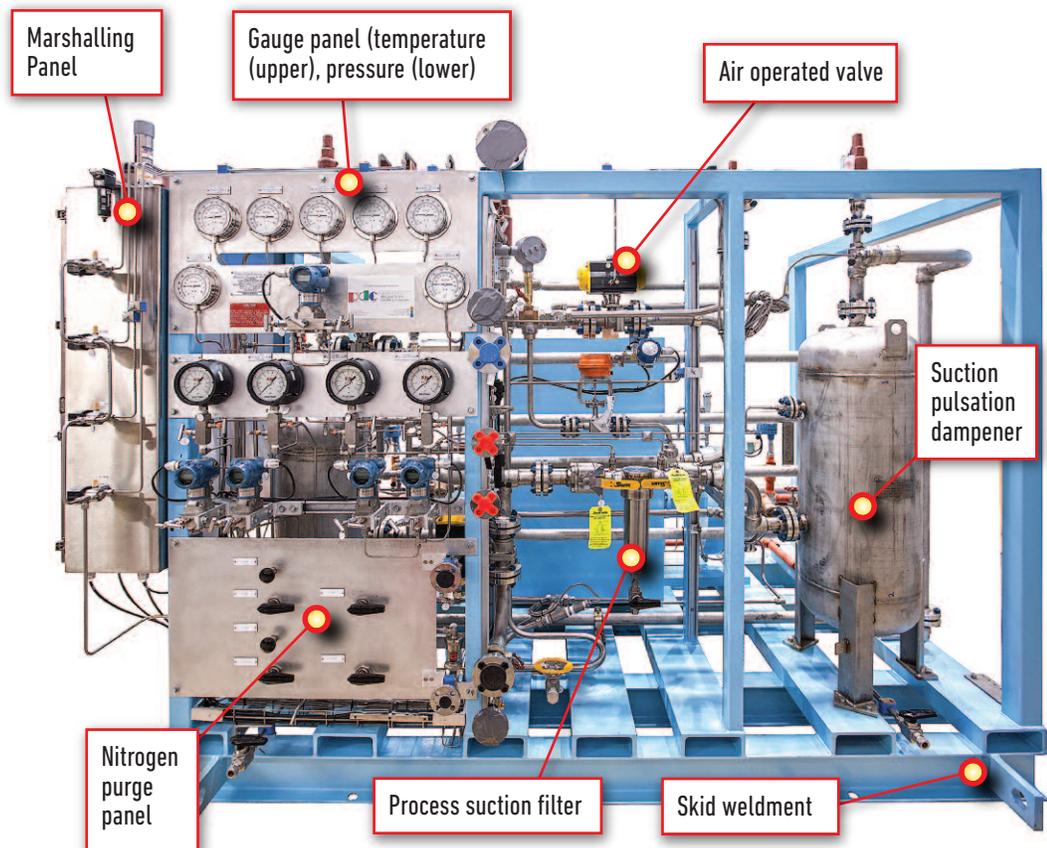
### Horse Power

Up to Hp/kW:  
40/30

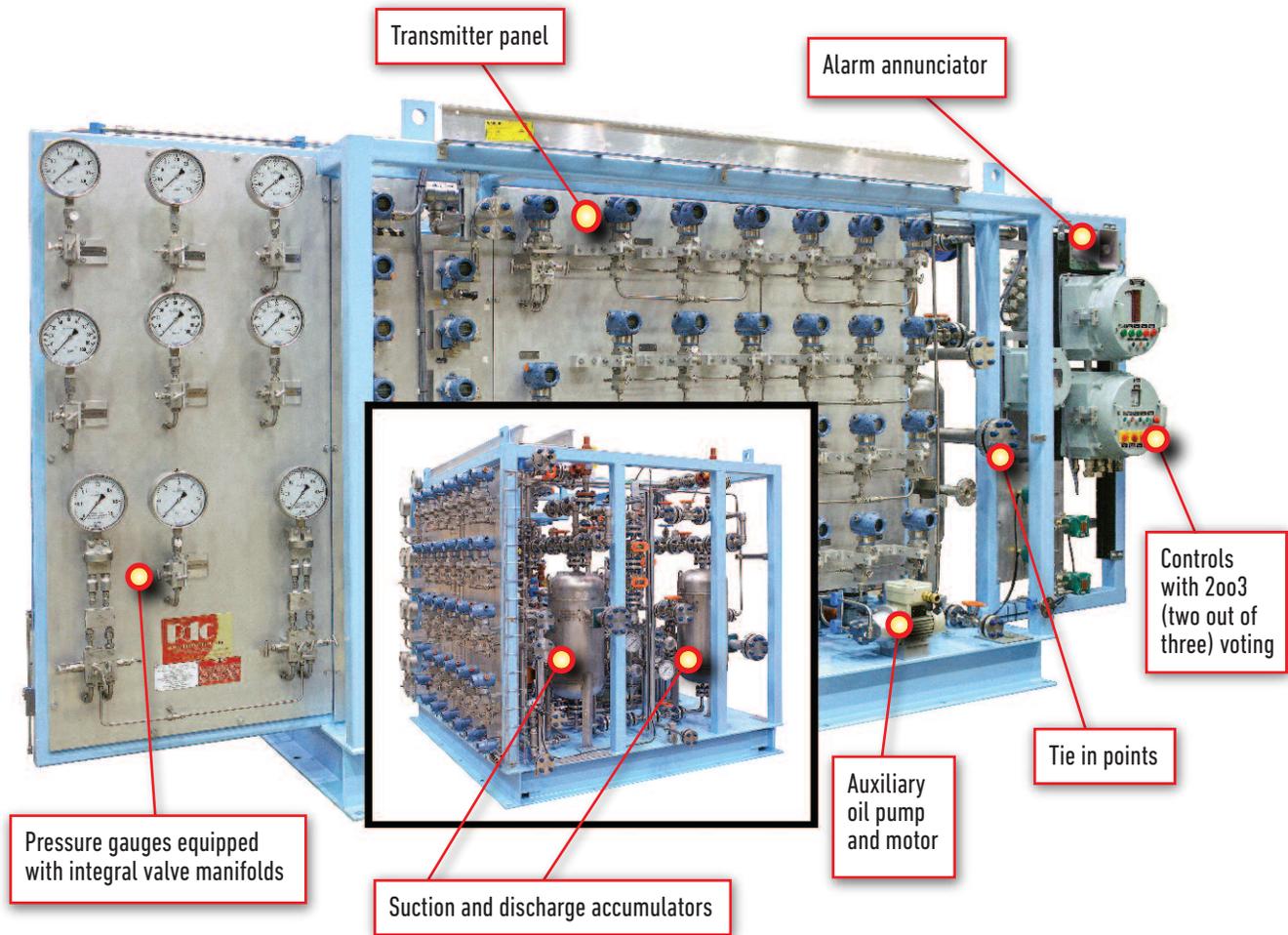
**PDC-4-800-3500** two-stage compressor, oxygen service, Industrial Gas Industry, 240 barg/3,500 psig discharge pressure, 123 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 15 kW/20 HP motor.



**PDC-4-300-300** single-stage duplex compressor, natural gas, Research & Development, 18 barg/261 psig discharge pressure, 90 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 15 kW/20 HP motor.



**PDC-4-600-600 (130)** duplex compressor, hydrogen, Petrochemical Industry,  
40 barg/580 psig discharge pressure, 350 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate,  
22 kW/30 HP motor.



# PDC

# 5

## Series

**Suction Pressure Range**

Sub atmosphere and above

**Discharge Pressure  
Psig/Barg**

Representative  
Transfill Applications:  
6,000/413

Representative  
Industrial Applications:  
6,500/448

Representative Hydrogen  
Energy Applications:  
14,500/1,000

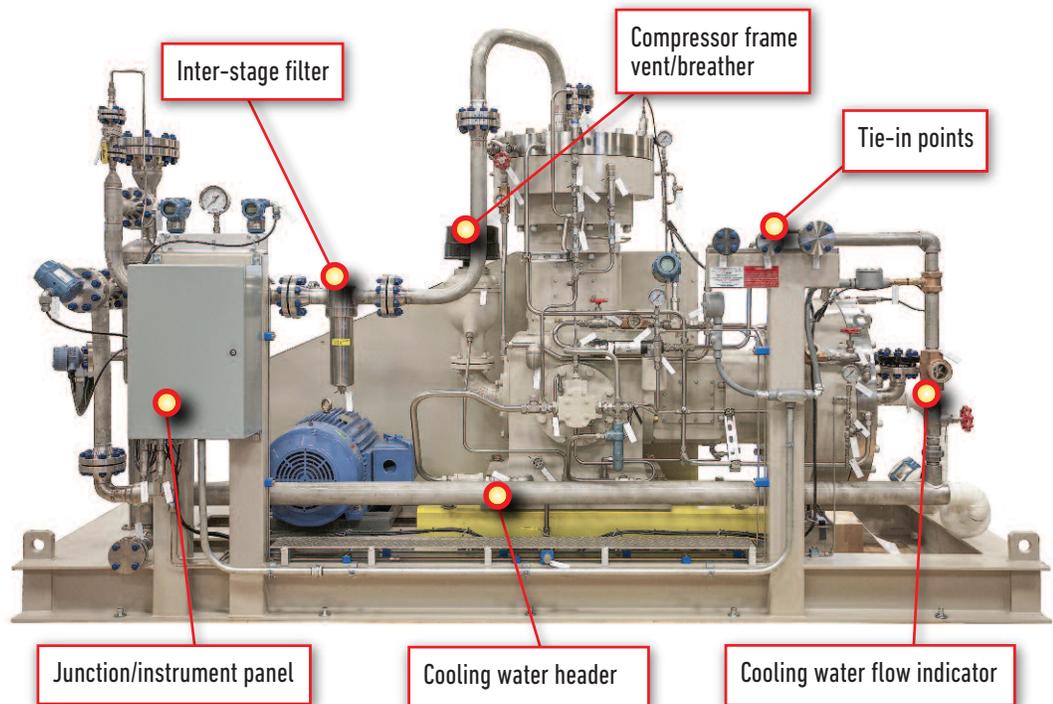
**Flow Rate**

Up to Scfm/ Nm<sup>3</sup>/hr:  
350/560

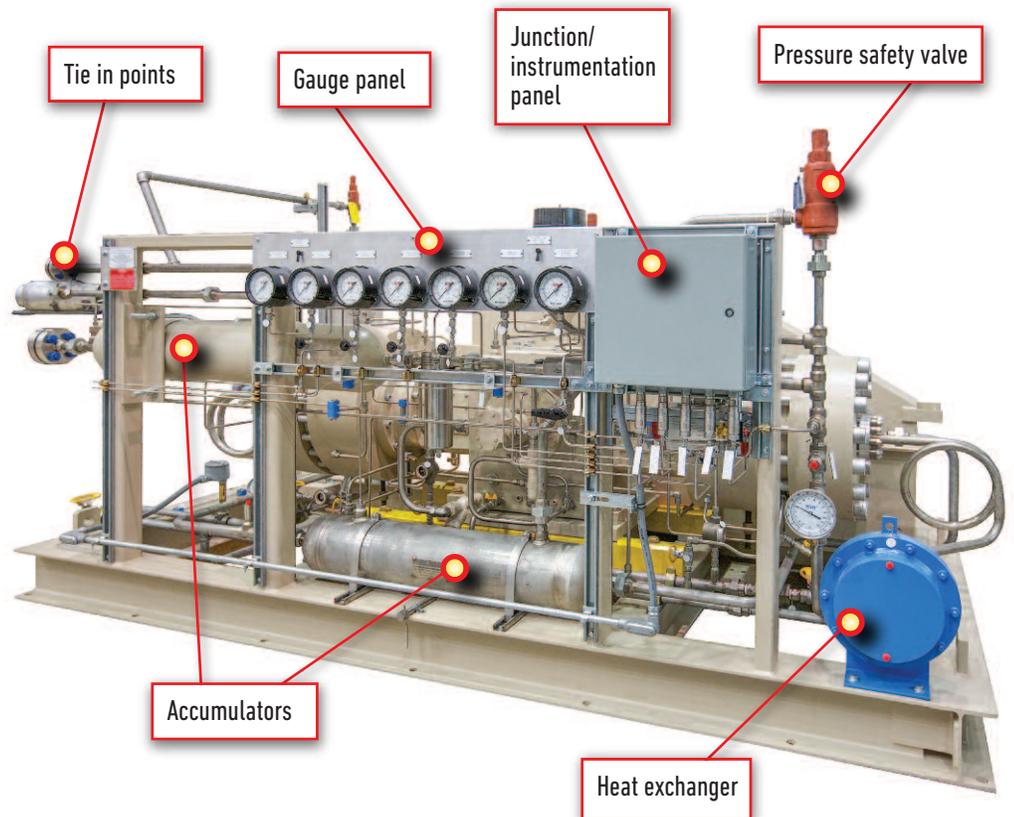
**Horse Power**

Up to Hp/kW:  
75/55

**PDC-5-150-350** two-stage compressor, tetrafluoroethylene (TFE) gas, Chemical Industry, 21 barg/304 psig discharge pressure, 160 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 37 kW/50 HP motor.



**PDC-5-1000-2500** two-stage compressor, carbon monoxide gas, Specialty Gas Industry, 165 barg/2,400 psig discharge pressure, 245 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 55 kW/75 HP motor.



PDC

13

# Series

### Suction Pressure Range

Sub atmosphere and above

### Discharge Pressure Psig/Barg

Representative  
Transfill Applications:  
6,000/413

Representative  
Industrial Applications:  
6,500/448

Representative Hydrogen  
Energy Applications:  
14,500/1,000

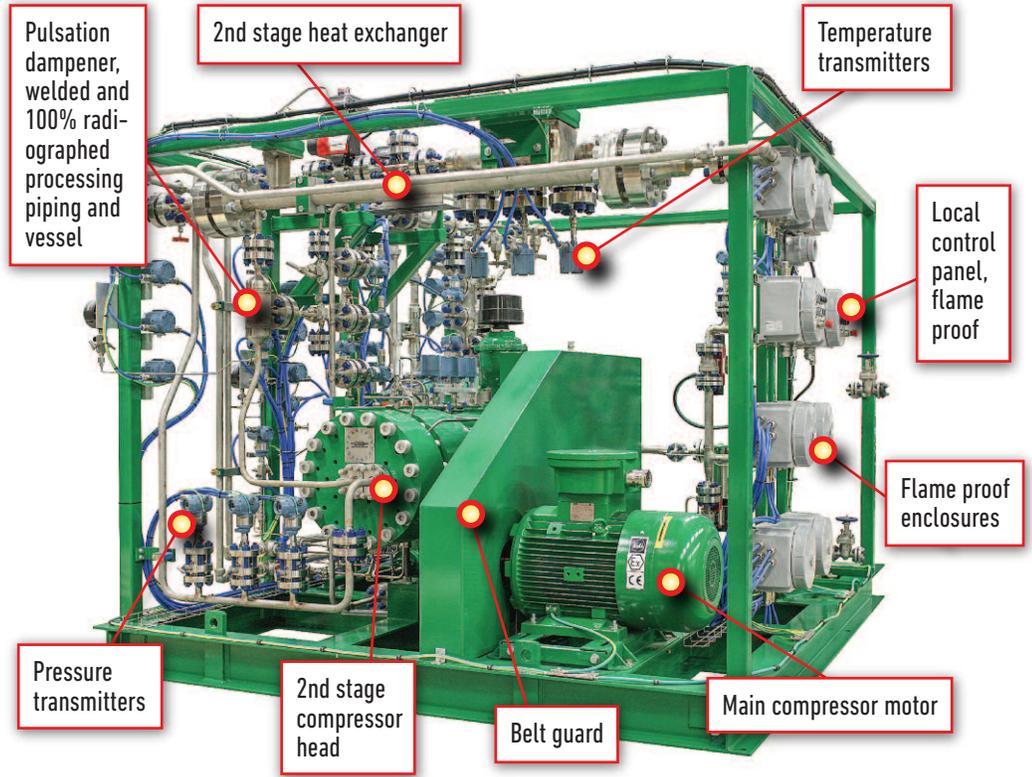
### Flow Rate

Up to Scfm/ Nm<sup>3</sup>/hr:  
1,875/3,000

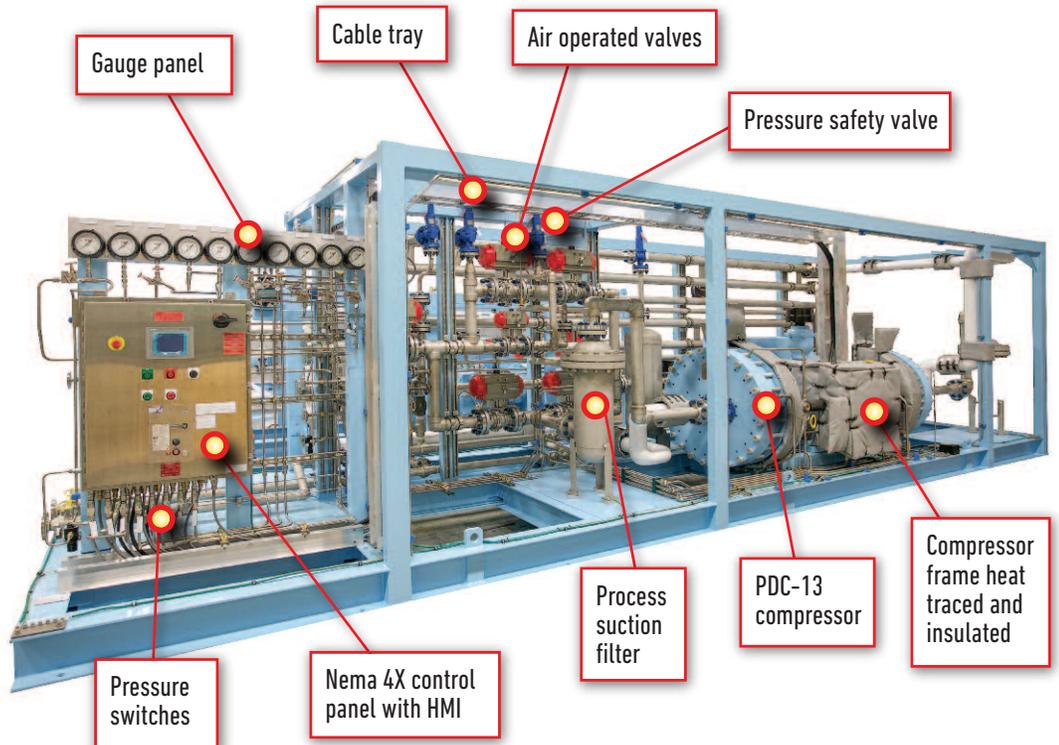
### Horse Power

Up to Hp/kW:  
250/175

**PDC-13-1000-3500** two-stage compressor, hydrogen gas, Oil & Gas Refining Industry, 200 barg/2,900 psig discharge pressure, 200 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 90 kW/125 HP motor.



**PDC-13-300-500** two-stage compressor, syngas, Bio-gas Industry, 30 barg/435 psig discharge pressure, 750 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 90 kW/125 HP motor.



# PDC

# P

The world's only fully contamination-free and fully leak-free three stage diaphragm compressor

### Suction Pressure Range

Sub atmosphere and above

### Discharge Pressure Psig/Barg

Representative  
Industrial Applications:  
6,500/448

Representative Hydrogen  
Energy Applications:  
14,500/1,000

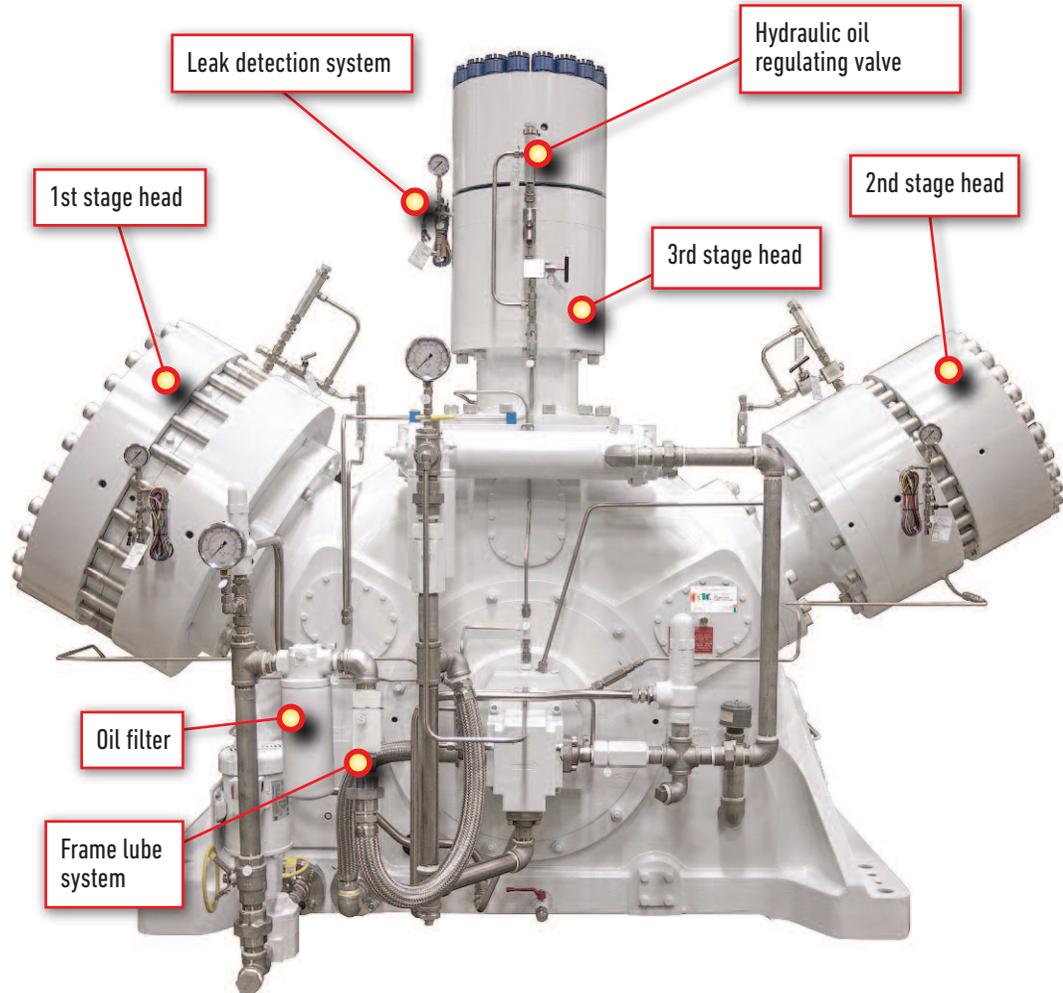
### Flow Rate

Up to Scfm/ Nm<sup>3</sup>/hr:  
2,500/4,000

### Horse Power

Up to Hp/kW:  
300/224

**PDC-SP-900-5000-15000** three-stage compressor, hydrogen gas, Vehicle Filling, 950 barg/14,000 psig discharge pressure, 50 kg/hr flow rate, 180 kW/240 HP motor.

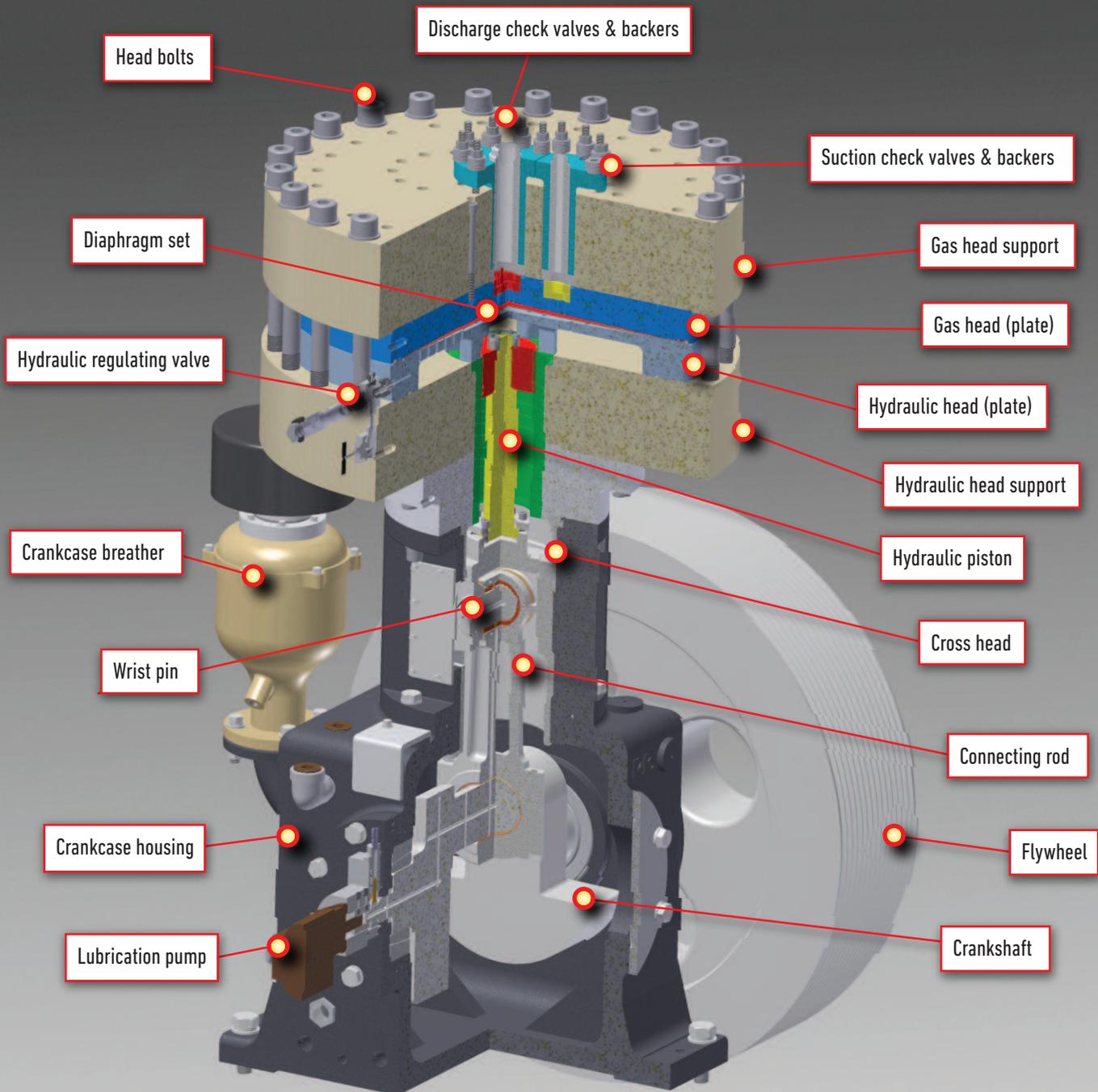


# Triple Metal Diaphragm Compressors: Theory of Operation

A diaphragm compressor is a positive displacement machine which consists of a hydraulic system and a gas compression system. Diaphragm compressors are somewhat traditional in the sense that the hydraulic system uses a linear reciprocating piston attached to a crank shaft that is driven by an electric motor. The hydraulic piston travels through a cylinder which moves a column of oil. This oil is used to lubricate the lower end running gear and to energize the gas processing system.

The gas processing system consists of the gas head assembly, three metal diaphragm plates and the compressor check valves. When the hydraulic oil is pumped to the underside of the diaphragm set they flex through a contoured cavity in the gas head as the compressor check valves allow for the process gas to flow in & out of the compressor.

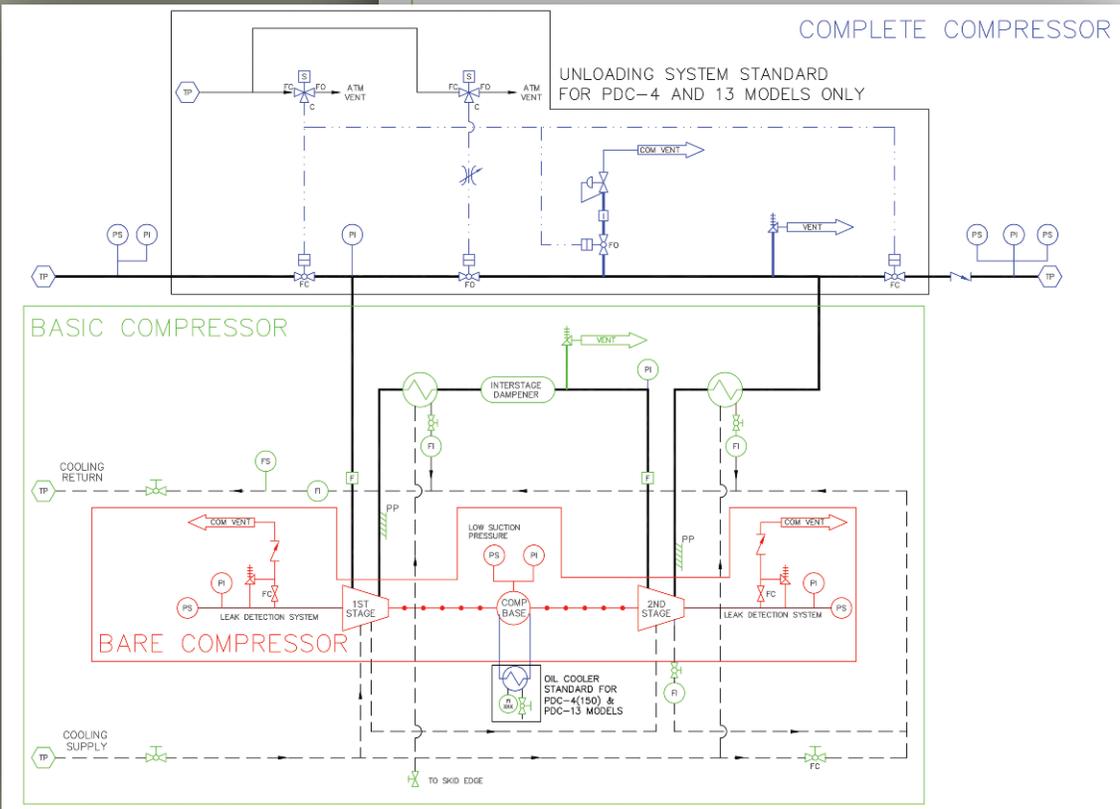
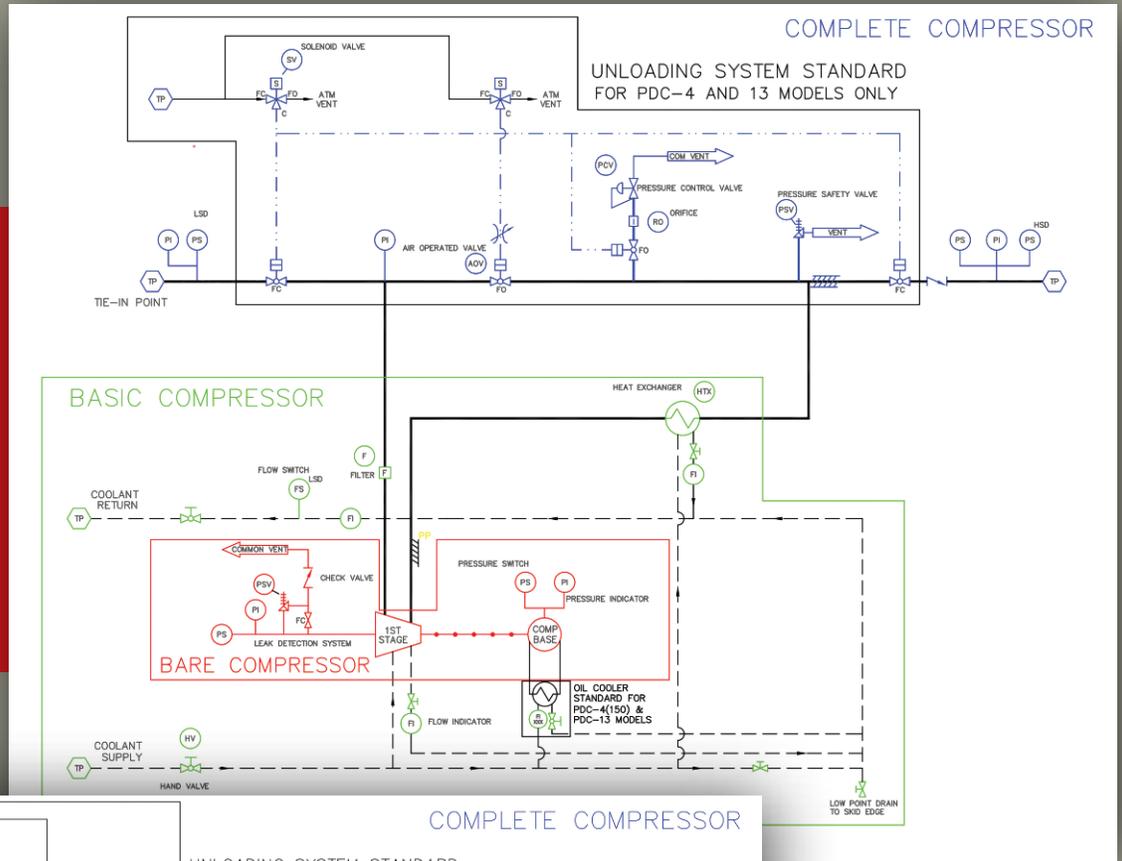
Triple metal diaphragm compressors are unique because they are leak free and non-contaminating since they do not utilize dynamic seals and the diaphragm set completely isolates the process gas from the hydraulic system. Each compressor also includes a leak detection system that monitors the integrity of the diaphragms and static o-rings. Breaches in these components can signal an alarm and or automatically shut down the compressor.



# A Wide Range of

## P&ID SINGLE STAGE

Typical P&ID for a standard bare unit, basic and turnkey system for a single and duplex compressor



## P&ID TWO STAGE

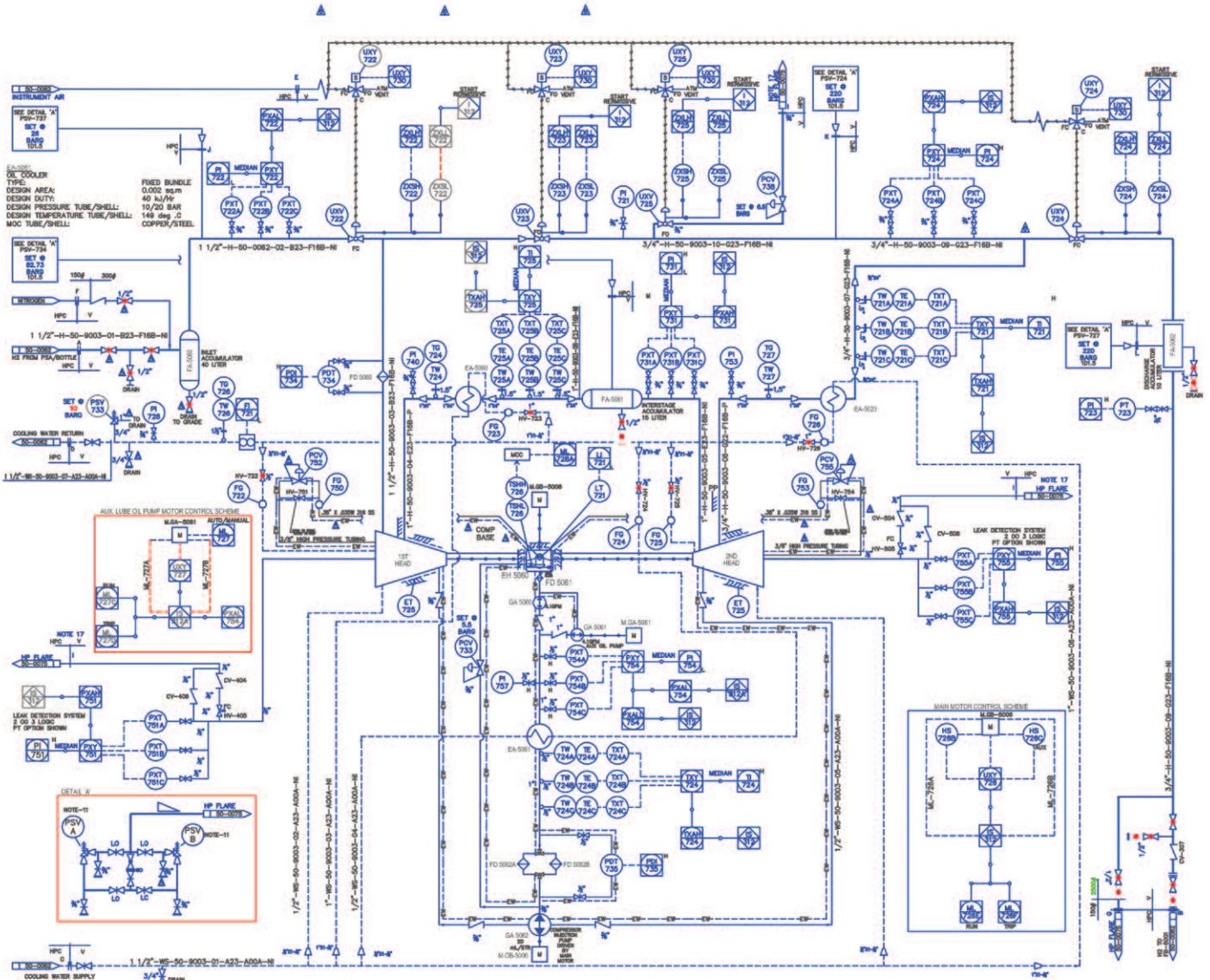
Typical P&ID for a standard bare unit, basic and turnkey system for a two-stage compressor

# Compressor Solutions

PDC Machines provides standard and custom-designed diaphragm compressors with a comprehensive assortment of options.

## COMPLEX CUSTOMIZED PROCESS SOLUTIONS

A customized compressor consists of the standard system in addition to a wide variety of piping accessories, instrumentation and controls which are typically defined by the customer.



# Dry-Running Piston Compressors

For absolutely oil free  
compression of a wide  
variety of gases, saturated  
gases and air.



## Model Series

PDC-PRx 300

## Suction Pressure max Psig/Barg

450/31

## Outlet pressure max Psig/Barg

450/31

## Horsepower Hp/kW

13/10

## Design

Vertical Cooling: Air

## Model Series

PDC-P2W

## Suction Pressure max Psig/Barg

131/9

## Outlet pressure max Psig/Barg

334/23

## Horsepower Hp/kW

74/55

## Design

Vertical

## Cooling

Water

**PDC-PLW-60-22** single-stage compressor, pumping hydrogen in a recycle process, Oil & Gas Refining Industries, 27 barg/391 psig discharge pressure, 180 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 7.5kW/10 HP motor.



**PDC-PR1-300** single-stage compressor, compression of helium after air separation, Universities & Research Industries, 14 barg/203 psig discharge pressure, 100 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 22 kW/29 HP motor.



**PDC-P1A-80-15** single-stage compressor, synthesis gas, Petrochemical Industry, 17.9 barg/260 psig discharge pressure, 55 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 15kW/20 HP motor.

**Model Series**

PDC-P1A/P2A

**Suction Pressure max  
Psig/Barg**

377/26

**Outlet pressure max  
Psig/Barg**

377/26

**Horsepower  
Hp/kW**

29/22

**Design**

Vertical

**Cooling**

Water



**PDC-PR2-1000-115** two-stage compressor, hydrogen compression for storage, Chemical, 20 barg/289 psig discharge pressure 533 Nm<sup>3</sup>/hr flow rate, 115 kW/154 HP motor.

**Model Series**

PDC-PRx 700/1000

**Suction Pressure max  
Psig/Barg**

668/46

**Outlet pressure max  
Psig/Barg**

668/46

**Horsepower  
Hp/kW**

167/125

**Design**

Vertical

**Cooling**

Water



# Dry-Running Piston Compressors: Theory of Operation

PDC dry running piston compressors are positive displacement machines, which mainly consist of an oil lubricated crank drive and an absolutely oil free gas compression system.

The force transmission from the crank drive to the gas compression part (piston) is achieved with a crosshead design. All PDC – piston compressors are driven by electrical motors via V – belt or direct coupled , depending on the compressor size and application.

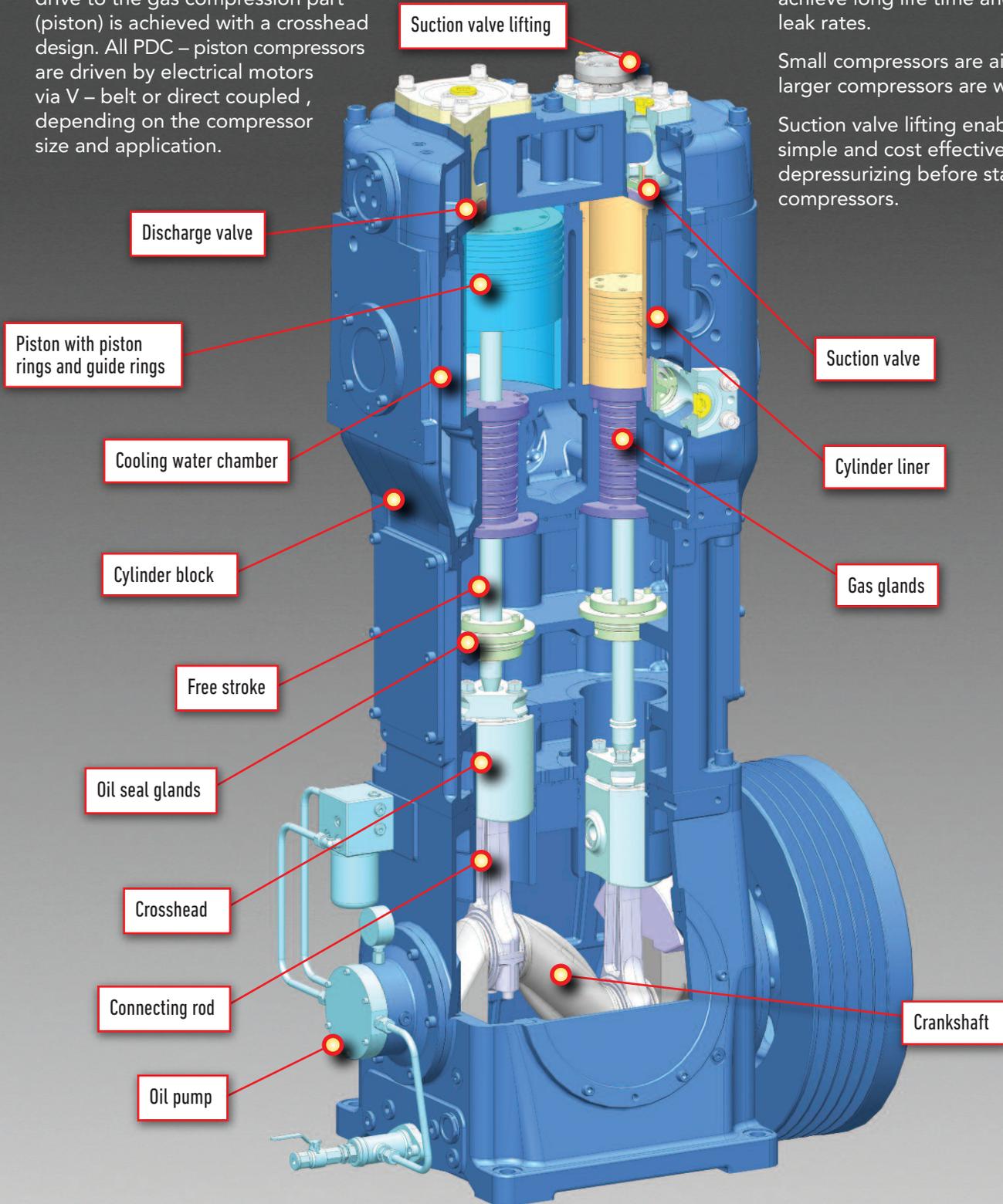
Oil seal glands in cooperation with the free stroke (distance piece) ensure, that the process gas is compressed absolutely oil free. Depending on the type the piston compressors are available as single or double acting machines.

The gas gland boxes can be provided with all necessary ports for leak and / or seal gas, cooling etc. based on the process requirements and gas features.

Piston rings and gas glands are made of special PTFE material in order to achieve long life time and minimum leak rates.

Small compressors are air cooled, the larger compressors are water cooled.

Suction valve lifting enables for a simple and cost effective means of depressurizing before starting the compressors.



# Customer Support Services

PDC Machines provides outstanding customer support for all our clients. Our compressors are backed by a team of factory service technicians, engineers and a global support network to ensure maximum uptime of our customer's operations. As an added value to our customers, PDC provides parts for compressors of other diaphragm compressor manufacturers.



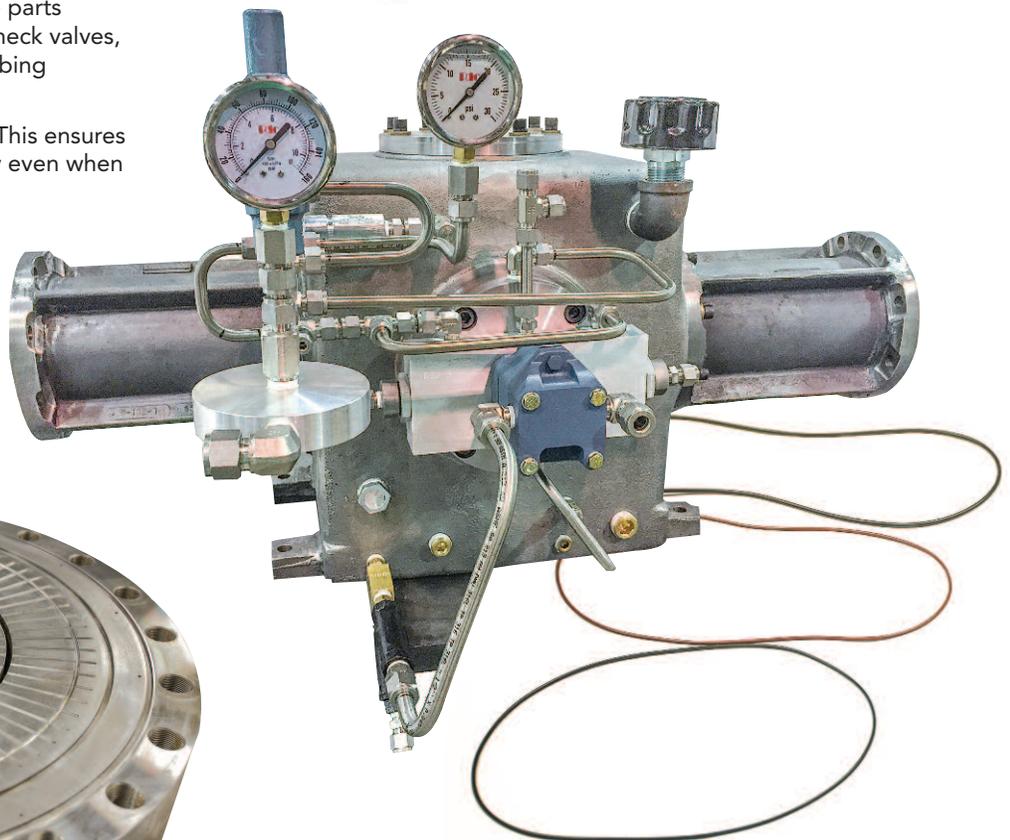
## Ready-to-ship parts

PDC stocks a full selection of consumable parts including diaphragms, O-rings, process check valves, hydraulic check & oil regulating valves, tubing components and more.

Typical shipping is within 24 to 48 hours. This ensures our users are back up and running quickly even when they experience unexpected downtime.

We also have available complete crankcases and crankcase components as well as select process heads for immediate shipment.

PDC spare part orders are processed quickly, labeled clearly for ease of identification and are 100 % inspected for quality and accuracy.





1875 Stout Drive  
Warminster, PA 18974  
USA

+1-215-443-9442  
info@pdcmachines.com  
www.pdcmachines.com



Mydax Model	Cooling Capacity @ -30°C	Cooling Capacity @ -40°C	Cooling Capacity @ -50°C	Cooling Capacity @ -60°C	Cooling Capacity @ -70°C	Cooling Capacity @ -80°C
<b>CryoDax 8</b>	5.7 kW	3.0 kW	2.0 kW	800 W	250 W	
<b>CryoDax 12</b>	9.0 kW	5.0 kW	4.0 kW	1.5 kW	400 W	
<b>CryoDax 12X</b>	9.0 kW	5.0 kW	4.0 kW	3.0 kW	3.0 kW	1.5 kW
<b>CryoDax 16</b>	13.1 kW	8.0 kW	4.7 kW	2.2 kW	900W	
<b>CryoDax 20</b>	15.0 kW	9.0 kW	5.5 kW	2.6 kW	1.5 kW	
<b>CryoDax 20X</b>	15.0 kW	9.0 kW	5.5 kW	5.0 kW	5.0 kW	3.0 kW
<b>CryoDax 25</b>	17.3 kW	10.0 kW	6.3 kW	3.2 kW	2.0 kW	
<b>CryoDax 30</b>	25.0 kW	16.0 kW	8.0 kW	4.0 kW	2.3 kW	
<b>CryoDax 30X</b>	25.0 kW	16.0 kW	8.0 kW	7.5 kW	7.5 kW	6.0 kW
<b>CryoDax 40</b>	30.2 kW	18.5 kW	11.0 kW	5.5 kW	3.1 kW	
<b>CryoDax 50</b>	34.6 kW	21.0 kW	13.0 kW	6.8 kW	4.0 kW	
<b>CryoDax 60</b>	50.0 kW	30.0 kW	16.0 kW	8.5 kW	4.8 kW	
<b>CryoDax 60X</b>	50.0 kW	30.0 kW	16.0 kW	15.0 kW	15.0 kW	11.0 kW
<b>CryoDax 90</b>	75.0 kW	45.0 kW	24.0 kW	12.0 kW	6.0 kW	
<b>CryoDax 120</b>	100.0 kW	60.0 kW	32.0 kW	17.0 kW	9.0 kW	

Data sheet de enfriadoras. Elegimos la CryoDax 30X de 16 kW que es capaz de enfriar el hidrógeno hasta -40 °C