



# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## **AUMENTO DE LA INDEPENDENCIA ENERGÉTICA DE UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y OXÍGENO VERDES**

Autor: Nicolás Mata Moína

Director: Pablo de Hoyos Siero

Madrid

Agosto de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título:  
Aumento de la independencia energética de una instalación industrial mediante la  
producción de hidrógeno y oxígeno verdes  
..... en la ETS de  
Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico ...2021/2022. es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de  
otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada  
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Nicolás Mata Moína Fecha: 29/ 08/2022...



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Pablo de Hoyos Siero Fecha: 29/ 08/ 2022...



**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA  
INDUSTRIAL (MII)**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**AUMENTO DE LA INDEPENDENCIA  
ENERGÉTICA DE UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL  
MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO Y  
OXÍGENO VERDES**

Autor: Nicolás Mata Moína

Director: Pablo de Hoyos Siero

Madrid

Agosto de 2022



*“A Pablo y Ricardo, que han hecho posible este TFM, y a todo el equipo de Transición Energética, del que he aprendido durante meses para plasmarlo en este proyecto.*

*A mis coordinadores académicos por darme la oportunidad de desarrollar un proyecto que mejore nuestro futuro ambiental”*



# ÍNDICE DE LA MEMORIA

<b>1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS .....</b>	<b>12</b>
<b>2. ESTADO DEL ARTE.....</b>	<b>14</b>
2.1. ELECTROLIZADORES .....	14
2.2. PILAS DE COMBUSTIBLE .....	16
2.3. CALDERAS DE HIDRÓGENO .....	17
<b>3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO .....</b>	<b>18</b>
3.1. OPERACIÓN DEL ELECTROLIZADOR .....	19
3.2. OPCIONES DE VALORIZACIÓN DEL HIDRÓGENO .....	20
3.2.1. <i>Pila de hidrógeno</i> .....	20
3.2.2. <i>Caldera de hidrógeno</i> .....	21
3.2.3. <i>Inyección de hidrógeno en la red</i> .....	21
<b>4. DISEÑO FINAL .....</b>	<b>22</b>
4.1. ELECCIÓN DEL ELECTROLIZADOR .....	22
4.2. VALORIZACIÓN DEL HIDRÓGENO.....	23
4.2.1. <i>Valoración energética de la caldera</i> .....	24
4.2.2. <i>Valoración económica de la caldera</i> .....	27
4.2.3. <i>Caldera seleccionada</i> .....	28
4.3. ALMACENAMIENTO DE GASES.....	29
4.3.1. <i>Tanques de oxígeno</i> .....	29
4.3.2. <i>Tanque de hidrógeno</i> .....	29
<b>5. IMPACTO AMBIENTAL .....</b>	<b>30</b>
5.1. CONSUMO DE GAS NATURAL .....	30
5.2. CONSUMO ELÉCTRICO .....	31
5.3. EMISIONES DE CO <sub>2</sub> DE LA PLANTA.....	33
5.3.1. <i>Emisiones por consumo de gas natural</i> .....	33
5.3.2. <i>Emisiones derivadas del consumo eléctrico</i> .....	34
5.3.3. <i>Balance global de emisiones de CO<sub>2</sub></i> .....	35
5.4. CONSUMO DE AGUA .....	38
5.5. OTROS IMPACTOS .....	40
5.5.1. <i>Residuo del electrolito</i> .....	40
5.5.2. <i>Impactos derivados de la construcción y operación</i> .....	40

<b>6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....</b>	<b>41</b>
<b>7. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>43</b>
<b>ANEXO I – ALINEACIÓN DEL TRABAJO CON LOS ODS .....</b>	<b>54</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS DE LA MEMORIA

FIGURA 2.1. ESQUEMA BÁSICO DE ELECTRÓLISIS. ....	14
FIGURA 2.2. ESQUEMAS DE FUNCIONAMIENTO DE ELECTROLIZADORES AEC, PEM Y SOEC. ....	15
FIGURA 3.1. DIAGRAMA BASE DEL SISTEMA. ....	20
FIGURA 4.1. CONSUMO GN VS GENERACIÓN H <sub>2</sub> .....	25
FIGURA 4.2. AHORROS DE LA CALDERA 100% HIDRÓGENO Y LA EXISTENTE.....	26
FIGURA 4.3. EVOLUCIÓN DEL AHORRO DE GAS NATURAL EN FUNCIÓN DEL HIDRÓGENO INYECTADO EN LA CALDERA. ....	27
FIGURA 5.2. CONSUMOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN.....	32
FIGURA 5.3. COMPARATIVA DE EMISIONES DEL AÑO 2019.....	34
FIGURA 5.4. COMPARACIÓN DE EMISIONES ENTRE LA PLANTA DE 2019 Y LA NUEVA PLANTA. ....	37
FIGURA 5.5. COMPARACIÓN DE EMISIONES NUEVA INSTALACIÓN VS. INSTALACIÓN 2019.....	38
FIGURA 5.6. CONSUMO DE AGUA DE LA PLANTA EN EL AÑO 2019.....	39

## ÍNDICE DE TABLAS DE LA MEMORIA

TABLA 3.1. REQUISITOS DE DISEÑO BASE DEL PROYECTO. ....	18
TABLA 4.1. ESPECIFICACIONES DEL ELECTROLIZADOR. ....	22
TABLA 4.2. CONSUMO DE GN Y PRODUCCIÓN DE H <sub>2</sub> . ....	24
TABLA 4.3. AHORRO ENERGÉTICO DE LAS CALDERAS. ....	26
TABLA 4.4. AHORRO ECONÓMICO DE LAS CALDERAS. ....	28
TABLA 4.5. CARACTERÍSTICAS DEL ALMACENAMIENTO DE OXÍGENO. ....	29
TABLA 4.6. CARACTERÍSTICAS DEL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO. ....	29
TABLA 5.1. CONSUMO DE GAS NATURAL DE LA INSTALACIÓN. ....	30
TABLA 5.2. CONSUMOS ELÉCTRICOS DE LA PLANTA. ....	31
TABLA 5.3. ANÁLISIS DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> DE LA NUEVA INSTALACIÓN. ....	33
TABLA 5.4. EMISIONES DERIVADAS DE LA GENERACIÓN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA. ....	35
TABLA 5.5. BALANCE GLOBAL DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> . ....	36
TABLA 5.6. ESCENARIO DE EMISIONES EN CASO DE PRODUCIR H <sub>2</sub> Y O <sub>2</sub> 100% VERDES. ....	37
TABLA 5.7. ANÁLISIS DEL CONSUMO DE AGUA DE LA NUEVA INSTALACIÓN. ....	39

# ÍNDICE DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

<b>1. ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	<b>45</b>
1.1. COSTES DE OPERACIÓN .....	45
<b>2. PLANIFICACIÓN Y PRESUPUESTO .....</b>	<b>49</b>
2.1. PLANIFICACIÓN.....	49
2.2. PRESUPUESTO .....	51
2.2.1. <i>Presupuesto de Ejecución Material</i> .....	51
2.2.2. <i>Presupuesto de Contrata</i> .....	52
2.2.3. <i>Presupuesto Final</i> .....	52

# ÍNDICE DE FIGURAS DEL ESTUDIO ECONÓMICO

FIGURA 1.1. CONSUMOS DE LA PLANTA EN EL AÑO 2019 E INCORPORANDO LOS NUEVOS EQUIPOS .....	47
--	----

# ÍNDICE DE TABLAS DEL ESTUDIO ECONÓMICO

TABLA 1.1. PRECIOS PAGADOS POR LA PLANTA EN EL AÑO 2019. ....	45
TABLA 1.2. CONSUMOS DE LA PLANTA EN EL AÑO 2019. ....	45
TABLA 1.3. CONSUMOS DE LA NUEVA INSTALACIÓN. ....	46
TABLA 1.4. COMPARACIÓN DE GASTOS TOTALES DE LA PLANTA. ....	48
TABLA 2.1. LISTA DE TAREAS DEL PROYECTO. ....	49
TABLA 2.2. CRONOGRAMA DEL PROYECTO. ....	50

MEMORIA

# 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La energía es un bien esencial para el funcionamiento del mundo desarrollado tal y como lo conocemos, siendo la dependencia energética y la sostenibilidad algunos de los temas más recurrentes en la industria. Están presentes en la hoja de ruta de muchos sectores, no sólo desde un punto de vista económico sino desde un punto de vista medioambiental. De acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), se deben desarrollar estrategias que garanticen energía asequible y no contaminante para el año 2030, así como la promoción de políticas sostenibles en todos los ámbitos sociales. Por tanto, el desarrollo de proyectos que impulsen esta transición energética es vital para alcanzar estos objetivos y para avanzar hacia un horizonte más prometedor para toda la sociedad.

Actualmente existen diversas tecnologías al servicio de la energía sostenible, ya sea mediante la optimización de las existentes o mediante el desarrollando nuevas aplicaciones. En el marco de la transición energética, el papel del hidrógeno ha venido ganando una especial relevancia en los últimos años, hasta llegar a posicionarse como una de las tecnologías más prometedoras, al ofrecer un amplio abanico de posibilidades en su utilización como vector energético o como combustible. Su desarrollo ha escalado con gran rapidez en los últimos años ganando mayor presencia tanto en la industria como en el ámbito doméstico.

Este proyecto se desarrolla en una planta industrial que cuenta actualmente con una demanda propia de oxígeno, por lo que uno de los principales objetivos consiste en cubrir el consumo de este gas. Para lograrlo, se ha optado por incorporar a sus instalaciones un electrolizador que producirá hidrógeno y oxígeno. Otro objetivo de este proyecto consiste en aumentar la independencia energética de la planta valorizando el hidrógeno producido por el electrolizador. De esta manera se consigue una mejor utilización de los recursos disponibles y un menor impacto ambiental de su actividad. Para valorizar el hidrógeno se barajan distintas alternativas entre las que se encuentran la utilización de una pila de hidrógeno para producir electricidad, el uso de una caldera que utilice hidrógeno como combustible, y la inyección del hidrógeno en la red de gas natural.

Que el hidrógeno y el oxígeno producidos sean verdes supone uno de los principales retos del proyecto, y se estudiarán distintas medidas para hacerlo posible. La planta contará con una instalación fotovoltaica que se ha desarrollado en un proyecto independiente, cuyos datos de operación son conocidos y se utilizarán para el análisis de la nueva planta. Esto, junto con la mejora de la eficiencia energética, consigue alinear el proyecto con los objetivos recogidos en los ODS.

Si bien la independencia energética y la utilización de energía renovable se encuentran en la hoja de ruta de un gran número de proyectos de la industria, han de ir acompañados de un buen comportamiento medioambiental. Resultaría contraproducente que el comportamiento ambiental de la planta empeorase a pesar de que se mejorase su comportamiento energético. Para comprobar que la incorporación de estos nuevos equipos, junto con la instalación fotovoltaica, supone una mejora real en el comportamiento energético y ambiental de la planta, se realizará un estudio de su impacto ambiental global. Por tanto, otro objetivo del proyecto consiste en conseguir que el impacto ambiental de la nueva planta sea menor que el que tenía cuando no operaba con estos equipos.

## 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1. ELECTROLIZADORES

La electrólisis es un proceso químico por el cual se separan los elementos de un compuesto utilizando una corriente eléctrica. Para ello se hace circular la corriente a través de unos electrodos sumergidos en un electrolito, lo que provoca que los iones negativos del electrolito sean atraídos por el ánodo y que los iones positivos sean atraídos por el cátodo.

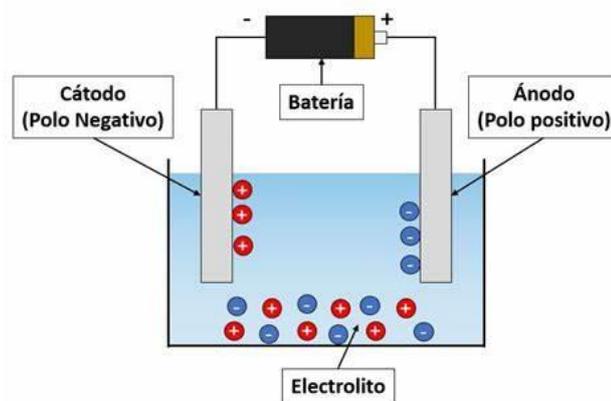


Figura 2.1. Esquema básico de electrólisis.

En el caso del agua, se promueve la disociación de moléculas de agua (H<sub>2</sub>O) en moléculas de hidrógeno (H<sub>2</sub>) y oxígeno (O<sub>2</sub>) que se liberan en estado gaseoso. Esta disociación sucede de acuerdo a la siguiente ecuación:



La tecnología de los electrolizadores ha evolucionado en gran medida en los últimos años y, actualmente, existen distintos tipos en función del material que utilizan como electrolito. Estos son:

- Electrolizadores alcalinos (AEC)
- Electrolizadores de membrana polimérica o de intercambio de protones (PEM)
- Electrolizadores de estado sólido (SOEC)

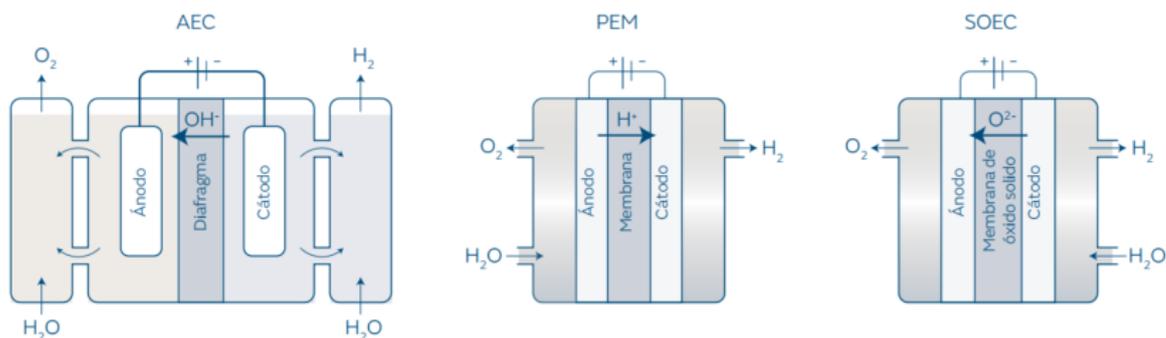


Figura 2.2. Esquemas de funcionamiento de electrolizadores AEC, PEM y SOEC<sup>1</sup>.

### **Electrolizadores alcalinos (Alk o AEC)**

La tecnología de electrólisis de agua de los electrolizadores alcalinos (también AEC por sus siglas en inglés Alkaline Electrolysis Cell) es la más desarrollada hasta la fecha, siendo implementada en aplicaciones industriales de gran escala (MW). En este tipo de electrolizadores, el electrolito presente es un 20-40% hidróxido de potasio (KOH), y la membrana es un separador de diafragma microporoso. La utilización de KOH en vez de hidróxido de sodio (NaOH) se debe a su mayor conductividad, aunque en algunas aplicaciones se puede utilizar NaOH si las exigencias son menores. El líquido electrolito no se consume directamente durante la reacción pero ha de reponerse con el tiempo debido a diferentes tipos de pérdidas. Además, este líquido es de naturaleza corrosiva debido a la presencia de los hidróxidos comentados, por lo que debe ser manejado según los estándares correspondientes. Tanto el manejo como la reposición del electrolito han de ser contemplados en el mantenimiento de la instalación.

Al ser la tecnología más madura, cuenta con un menor coste de inversión pero su capacidad de producción resulta menor que la alcanzada mediante otras tecnologías. Esto se debe a que el electrolito responde lentamente a las entradas de energía, lo que limita la eficiencia de la reacción y produce, en consecuencia, bajas densidades de corriente.

### **Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)**

Los electrolizadores PEM (Polymer Electrolyte Membrane en inglés) no están tan desarrollados como los alcalinos, pero representan la segunda tecnología más importante de electrólisis de agua. Estos electrolizadores prescinden de un electrolito líquido y utilizan una membrana polimérica en su

<sup>1</sup> (Morante, et al., 2020)

lugar. Esto permite un diseño del sistema más compacto al prescindir de los equipos asociados al electrolito líquido (bombas, separación de gases, válvulas, etc.).

Las principales ventajas de esta tecnología frente a la alcalina son las altas densidades de corriente y la capacidad de proporcionar hidrógeno comprimido. Además, esta tecnología permite una operación más flexible, con paros y arranques más frecuentes. En términos económicos, los electrolizadores PEM presentan unos costes de inversión superiores a los de los electrolizadores alcalinos, ya que utilizan componentes más complejos. Sin embargo, la operación de estos equipos supone un coste menor que en el caso de los alcalinos al prescindir de equipos de bombeo, válvulas, logística del electrolito líquido, etc. Estos factores contribuyen también a aumentar la fiabilidad del sistema, al evitar paros potenciales en caso de fallo de algunos de estos componentes. De mismo modo, aumenta la disponibilidad y la capacidad de producción de estos equipos ya que se reducen los tiempos de mantenimiento.

### **Electrolizadores de estado sólido (SOEC)**

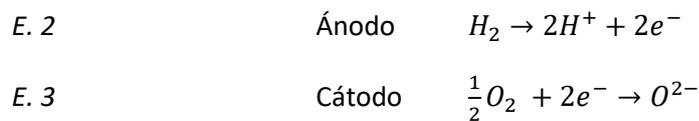
Esta tecnología de electrólisis de agua es la menos madura, pero la que presenta mejores eficiencias. El electrolito que utilizan los sistemas SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell en inglés) está compuesto de un material cerámico sólido. Estos electrolizadores operan de manera diferente a los convencionales porque el agua reacciona en el cátodo, y se combina con electrones para generar gases de hidrógeno junto con iones de oxígeno que están cargados negativamente. Dado que el principio de funcionamiento de estos sistemas distinto, la temperatura a la que operan es más elevada (650-1000°C). Las altas temperaturas de operación son beneficiosas en términos termodinámicos, de ahí su mayor eficiencia.

Las principales ventajas de estos dispositivos son su gran eficiencia energética, y su capacidad de funcionar también en modo reversible (RSOC, Reverse Solid Oxide Cell), como una pila de combustible.

## **2.2. PILAS DE COMBUSTIBLE**

Una pila de combustible es un dispositivo capaz de producir energía eléctrica a partir de hidrógeno y oxígeno mediante una reacción electroquímica. Su principal ventaja es su rendimiento, muy superior al de cualquier combustión.

El rango de potencia eléctrica producida por los sistemas de pila de combustible presentes en el mercado va desde los vatios [W] hasta los megavatios [MW], pero el principio de funcionamiento es el mismo en todos ellos. Se trata de una celda electroquímica formada por dos electrodos, ánodo y cátodo, separados por un electrolito líquido o sólido. El combustible, hidrógeno, se suministra al ánodo, donde ocurre la reacción de oxidación, mientras que el oxígeno (normalmente en forma de aire) se suministra al cátodo, donde ocurre la reacción de reducción. Estas reacciones, representadas en las siguientes ecuaciones, liberan electrones que son utilizados como corriente eléctrica en un circuito externo.



De igual manera que con las baterías, las celdas se pueden apilar en stacks para aumentar su voltaje y potencia, lo que permite una mayor adaptación a cada aplicación.

## 2.3. CALDERAS DE HIDRÓGENO

Una caldera es un equipo capaz de generar calor quemando un combustible. Actualmente, es necesario hacer una distinción entre equipos que pueden funcionar con un porcentaje elevado de hidrógeno y equipos capaces de funcionar con alimentación 100% hidrógeno.

El primer grupo es el más numeroso, puesto que muchos fabricantes aún siguen realizando pruebas en el desarrollo de calderas de hidrógeno o adaptando sus equipos actuales (elevando el % de hidrógeno en volumen de combustible que pueden utilizar).

En el segundo grupo se encuentran los equipos que están diseñados para funcionar con hidrógeno como único combustible. Esta categoría es más reducida y muchos de los equipos que la conforman están en periodo de prueba o son pilotos.

### 3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

Como se ha comentado anteriormente, la planta ya cuenta con una demanda de oxígeno, por lo que uno de los objetivos principales del sistema es cubrir ese consumo. La siguiente tabla refleja los valores clave a considerar en el proyecto:

Tabla 3.1. Requisitos de diseño base del proyecto.

Requisito	Especificación	Unidad
<b>Oxígeno</b>		
Caudal	160	kg/d
Pureza	Superior al 99.5	%
Presión	Superior a 8 barg	barg
¿Almacenamiento requerido?	SÍ	
Cantidad de almacenamiento requerido	1 día de producción	
Presión de almacenamiento	En función de la presión de salida del electrolizador	barg
<b>Hidrógeno</b>		
Caudal	20 (por los requerimientos de oxígeno)	kg/d
Pureza	En función del electrolizador	%
Presión de entrega requerida	Superior a 8 barg (min). Valor final por determinar	barg
¿Almacenamiento requerido?	SÍ	
Cantidad de almacenamiento requerido	6 horas de producción	
Presión de almacenamiento	En función de la presión de salida del electrolizador	barg
Uso final	Opciones en consideración	
<b>Alimentación del electrolizador</b>		
Electricidad		
Disponibilidad de electricidad [h/d]	Determinado por el régimen de operación del electrolizador	h
Corriente de entrada [AC / DC]	AC	
Voltaje de la corriente de entrada	En función de los requerimientos del suministrador y sus configuraciones típicas	
Fase de la corriente de entrada	En función de los requerimientos del suministrador y sus configuraciones típicas	
Agua		
Caudal de alimentación	En función de los requerimientos del suministrador y sus configuraciones típicas	l/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>

Fuente de agua	Ciudad	
Calidad requerida	En función de los requerimientos del suministrador y sus configuraciones típicas	
¿Necesidad de purificación?	En función de la calidad requerida por el electrolizador	
Producción anual de la planta	Max. 8760	h/año

### 3.1. OPERACIÓN DEL ELECTROLIZADOR

La elección del electrolizador viene determinada por los siguientes factores: potencia, tipo de electrolizador y horas de funcionamiento. Estos factores están relacionados entre sí, pues en función de las horas que trabaje el electrolizador, se necesitará que su potencia sea mayor o menor. Además, algunos tipos de electrolizadores son más adecuados según los ciclos de operación en los que trabajen.

Inicialmente se presentan tres escenarios de trabajo, cuyas características se comentan a continuación:

- Funcionamiento continuo durante 24 horas
- Funcionamiento durante 12 horas
- Funcionamiento durante 7-8 horas

Un escenario de trabajo continuo es el escenario de trabajo ideal para los electrolizadores alcalinos debido a sus características de funcionamiento. Una de las ventajas de operar en régimen continuo es la previsibilidad de la instalación, dado que la producción será estable a lo largo del día. Este escenario permite además utilizar un electrolizador de menor potencia, lo que reduce el tamaño de los equipos y su coste.

El ciclo de trabajo de 7-8 horas no resulta idóneo para electrolizadores de tipo alcalino, que trabajan de forma óptima en régimen continuo. Sin embargo, los electrolizadores tipo PEM son más flexibles y se adaptan mejor a los arranques y paros del sistema, con tiempos de encendido y apagado de menor duración frente a los alcalinos (aunque los avances más recientes en la tecnología alcalina han acortado esta ventaja). Operar con este tipo de equipos resulta interesante dado que se pueden poner en funcionamiento en el momento del día que más interese, por ejemplo, durante el ciclo de trabajo de la planta fotovoltaica. También evitan el uso de un electrolito líquido y todas las

consideraciones que este lleva asociadas. Debido a la escasa duración del ciclo de trabajo, la potencia del electrolizador deberá aumentar, lo que aumentará también el tamaño de los equipos y su coste.

El escenario de trabajo de 12 horas se planteó para observar la evolución del precio de producción y de los equipos, pero resultó no ser una opción interesante para este proyecto.

### 3.2. OPCIONES DE VALORIZACIÓN DEL HIDRÓGENO

En este apartado se describen las distintas de opciones de valorización del hidrógeno que se han expuesto anteriormente. En la Figura 3.1. se puede observar un esquema simplificado de la planta en el que se recogen los posibles usos finales del hidrógeno.

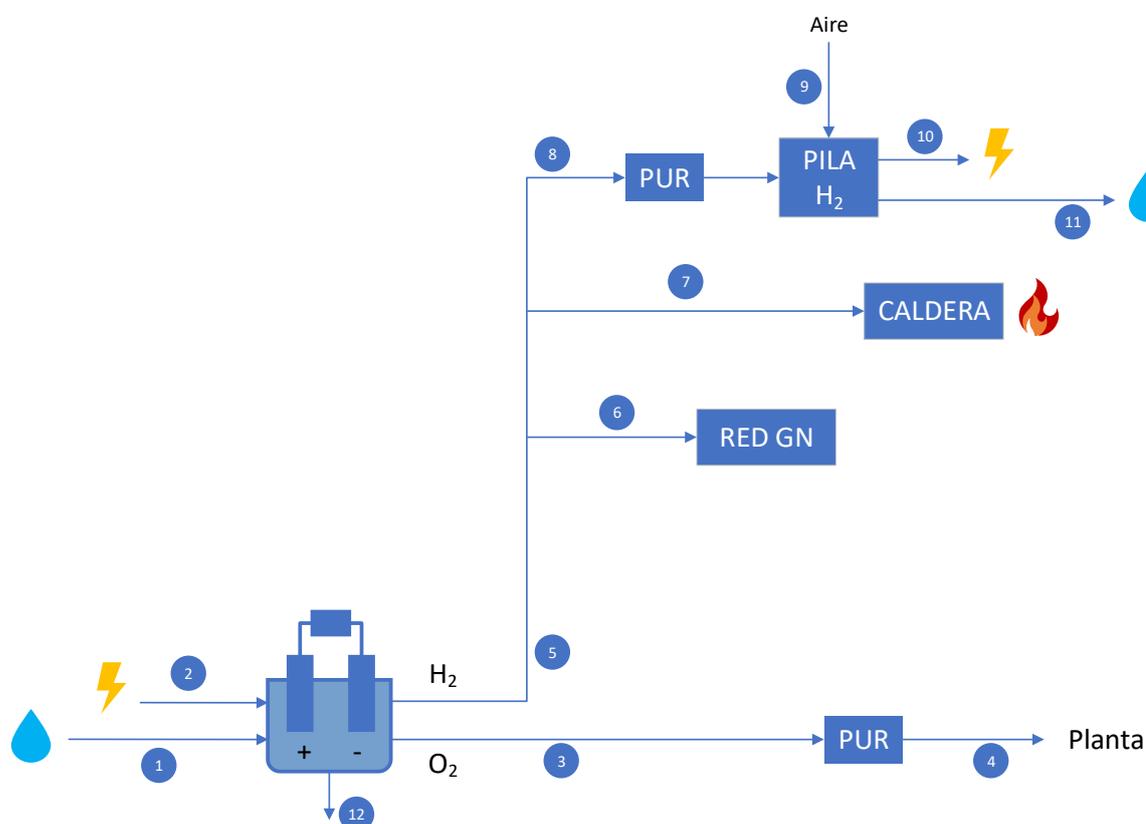


Figura 3.1. Diagrama base del sistema.

#### 3.2.1. Pila de hidrógeno

Una pila de hidrógeno funciona de manera inversa a un electrolizador, es decir, produce electricidad y agua a partir de hidrógeno y oxígeno (que puede estar presente en el aire). Resultaría interesante consumir la electricidad producida por el electrolizador (alimentando la pila con el

hidrógeno producido) durante las horas en las que esta tiene un mayor coste, reduciendo así el gasto en electricidad por parte de la planta.

Actualmente, la planta cuenta con una instalación fotovoltaica que supone la mitad de la potencia eléctrica que tiene contratada. Esto deriva en que, en caso de instalar una pila de hidrógeno, la potencia de esta deberá ser igual o menor a la de la planta fotovoltaica (si no se aumenta la potencia contratada), puesto que no está permitido contar con una producción de energía eléctrica de capacidad mayor a la contratada.

### 3.2.2. Caldera de hidrógeno

Esta solución pretende alimentar las calderas de la instalación con el hidrógeno producido por el electrolizador. En este caso, si se utilizan las calderas existentes, se podría consumir combustible con un 10-15% en volumen de hidrógeno (proveniente del electrolizador), destinando el resto a una pila según la alternativa anterior.

Sin embargo, esta solución resulta especialmente interesante si se incorpora a la instalación una caldera alimentada con 100% hidrógeno, lo que permite prescindir de la pila. Actualmente muchos fabricantes de calderas anuncian equipos capaces de funcionar con un elevado porcentaje de hidrógeno en los próximos años, pero ya existen en operación pilotos capaces de funcionar con 100% hidrógeno. La posibilidad de poder utilizar toda la producción de hidrógeno en la caldera simplifica de forma notable el sistema, y también abarata el coste total de la instalación.

### 3.2.3. Inyección de hidrógeno en la red

Por último, se valora la posibilidad de inyectar el hidrógeno producido en la red de gas natural. De esta manera también se evita el uso de la pila de hidrógeno, con lo que se reduce en cierta manera el grado de complejidad del sistema.

La inyección en red es una práctica común en hidrogeneras de mayor escala, por lo que habría que estudiar qué adaptaciones serían necesarias para el tamaño de esta instalación. Además, se ha de garantizar el cumplimiento de la legislación vigente<sup>2</sup>, que establece una limitación de composición de los gases procedentes de fuentes no convencionales introducidos en el sistema, que fija una composición máxima del hidrógeno del 5 % mol.

---

<sup>2</sup> (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013).

## 4. DISEÑO FINAL

En este capítulo se recogen los factores que han condicionado el diseño del sistema hasta llegar al diseño final, así como una serie de análisis que se han elaborado en las distintas etapas del proceso de diseño.

Los equipos principales de la instalación son el electrolizador, el tanque de oxígeno y la opción para valorizar el hidrógeno. No obstante, el equipo clave es el electrolizador, que determina el dimensionamiento del resto de equipos. A continuación, se describen las características del electrolizador escogido.

### 4.1. ELECCIÓN DEL ELECTROLIZADOR

Finalmente, se decidió instalar un electrolizador alcalino que funcione ininterrumpidamente. La tecnología utilizada por este tipo de electrolizadores es lo suficientemente madura como para que su operación, revisión y mantenimiento sean sencillos y económicos. Además, al trabajar durante las 24 horas del día, se reduce la potencia del electrolizador, reduciendo también sus dimensiones, sus consumos y su coste. Con este escenario de trabajo se simplifica también el funcionamiento del sistema, al no tener que sincronizar la operación de la planta fotovoltaica y el electrolizador para lograr que el sistema trabaje de forma óptima. Después de comparar distintos modelos, se optó por un equipo de un reconocido fabricante de electrolizadores, cuyas características se recogen en la siguiente tabla.

Tabla 4.1. Especificaciones del electrolizador.

<b>Electrolizador escogido</b>	
<b>Especificaciones técnicas</b>	
Presión de trabajo	8 barg
Producción de hidrógeno max	10 Nm <sup>3</sup> /h
Producción de oxígeno max	5 Nm <sup>3</sup> /h
Pureza de hidrógeno	Hasta 99.5% ± 3%
Rango de temperatura ambiente	5°C < T < 35°C
Electrolito	20% NaOH
Cantidad de electrolito aprox.	80 l
Consumo de agua aprox.	7.5 l/h
<b>Consumo eléctrico</b>	
Voltaje	3 x 400 V AC ± 5%

Fase	3 P + N + PE
Frecuencia	50 Hz ± 1%
Consumo esperado a carga máxima	60 kW
<b>Peso y dimensiones</b>	
Dimensiones (Largo x Ancho x Alto)	127 x 127 x 192 cm
Peso y dimensiones	980 kg
Nº de stacks	2

## 4.2. VALORIZACIÓN DEL HIDRÓGENO

Como se ha comentado anteriormente, se ha de decidir entre inyectar el hidrógeno en la red de gas natural, utilizarlo para alimentar una pila de combustible o valorizarlo como combustible para la caldera de la planta.

La opción de inyectar el hidrógeno producido en la red de gas natural se desestimó desde una fase temprana debido a la complejidad del sistema. La instalación de los equipos necesarios resulta demasiado costosa para el volumen de hidrógeno que produce el electrolizador. Además, inyectar hidrógeno en la red de gas natural supone incluir nuevos actores en el alcance del proyecto, lo que puede ocasionar problemas burocráticos asociados a normativas y contratos. Como en este caso es preferible valorizar el hidrógeno sin contar con un agente externo, se procede que analizar las opciones de la pila de hidrógeno y la caldera.

Si bien la pila de hidrógeno es una opción interesante y viable, resulta complicada en cierta medida debido a la instalación eléctrica y los sistemas de control que lleva asociados. Además, el coste de los equipos penaliza el CAPEX y OPEX del proyecto.

Por tanto, la solución óptima para esta instalación consiste en valorizar el hidrógeno como combustible para una caldera. Como se ha mencionado anteriormente, existen dos alternativas: utilizar los equipos existentes (alimentándolos con combustible 10% en hidrógeno y venteando el excedente) o incorporar una caldera alimentada con 100% hidrógeno.

Como se ha comentado al inicio del capítulo, es necesario estudiar el comportamiento energético de las calderas disponibles para respaldar con datos objetivos la decisión de qué equipo se instalará finalmente. También se debe realizar un estudio de las implicaciones económicas asociadas a cada una de las alternativas. Ambos estudios se presentan a continuación.

#### 4.2.1. Valoración energética de la caldera

Para realizar los cálculos, disponemos de los siguientes datos de partida:

$$\text{Densidad del H}_2 = 0.08988 \text{ kg/Nm}^3 \text{ H}_2$$

$$\text{Poder Calorífico del H}_2 = 2.99 \text{ kWh/Nm}^3$$

$$\text{Poder Calorífico del H}_2 = 33.267 \text{ kWh/kg}$$

$$\text{Poder Calorífico del GN} = 9.2 \text{ kWh/Nm}^3$$

Son conocidos también los consumos de gas natural de la planta en los años 2019 y 2020, pero únicamente se considerarán los datos del 2019 para realizar el análisis dada la atipicidad del año 2020. También se conoce la capacidad de producción del electrolizador. Partiendo de esta base, se realiza el siguiente análisis:

Tabla 4.2. Consumo de GN y producción de H<sub>2</sub>.

<b>Balance Gas Natural - Hidrógeno</b>				
	Consumo GN planta 2019 [kWh]	Consumo GN planta 2019 [Nm <sup>3</sup> ]	H2 producido electrolizador [Nm <sup>3</sup> ]	Energía eq. H2 prod. [kWh]
Ene	148.449	16.136	6.898	20.625
Feb	131.126	14.253	6.231	18.629
Mar	61.304	6.663	6.898	20.625
Abr	102.447	11.136	6.676	19.960
May	60.626	6.590	6.898	20.625
Jun	49.572	5.388	6.676	19.960
Jul	54.819	5.959	6.898	20.625
Ago	58.320	6.339	6.898	20.625
Sep	59.289	6.444	6.676	19.960
Oct	65.465	7.116	6.898	20.625
Nov	90.358	9.822	6.676	19.960
Dic	134.015	14.567	6.898	20.625
<b>Total</b>	<b>1.015.790</b>	<b>110.412</b>	<b>81.219</b>	<b>242.846</b>

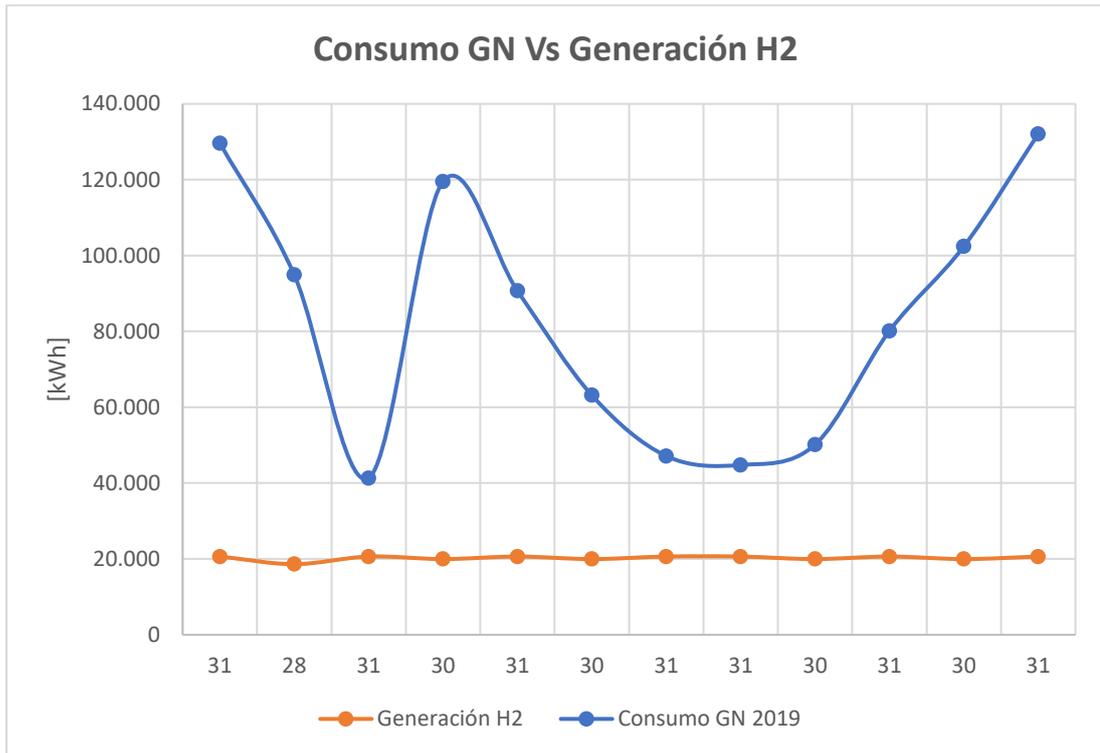


Figura 4.1. Consumo GN Vs Generación H2

En cuanto al ahorro energético, se han de considerar diferentes cuestiones. La inyección del hidrógeno en la caldera ha de calcularse en volumen, no en masa. Dado que los quemadores de la caldera original no están preparados para funcionar con grandes cantidades de hidrógeno, se ha decidido no sobrepasar el 10% en volumen de hidrógeno en la mezcla de gases del combustible final. El hidrógeno es energéticamente menos denso que el gas natural en volumen, por lo que se deberá ajustar el volumen de cada gas para cubrir la demanda de energía original manteniendo la relación 9/1 de gas e hidrógeno. Esta relación se refleja en las siguientes ecuaciones.

$$E. 4 \quad x \text{ Nm}^3 \text{ GN} * \frac{9.2 \text{ kWh}}{\text{Nm}^3 \text{ GN}} + y \text{ Nm}^3 \text{ H}_2 * \frac{2.99 \text{ kWh}}{\text{Nm}^3 \text{ H}_2} = 1 \text{ kWh demanda}$$

$$E. 5 \quad \frac{x}{y} = \frac{9}{1}$$

Considerando estas cuestiones y asumiendo una inyección de hidrógeno del 10% en volumen se obtiene lo siguiente:

Tabla 4.3. Ahorro energético de las calderas.

Balance Gas Natural - Hidrógeno				
	Ahorro GN caldera 100% H2 [kWh]	H2 necesario con inyec. [Nm3]	GN necesario con inyec. [Nm3]	Ahorro GN inyec. 10% vol [kWh]
Ene	20.625	1.730	15.573	5.174
Feb	18.629	1.528	13.756	4.570
Mar	20.625	715	6.431	2.137
Abr	19.960	1.194	10.747	3.571
May	20.625	707	6.360	2.113
Jun	19.960	578	5.200	1.728
Jul	20.625	639	5.751	1.911
Ago	20.625	680	6.118	2.033
Sep	19.960	691	6.220	2.066
Oct	20.625	763	6.868	2.282
Nov	19.960	1.053	9.479	3.149
Dic	20.625	1.562	14.059	4.671
<b>Total</b>	<b>242.846</b>	<b>11.840</b>	<b>106.564</b>	<b>35.403</b>
<b>% Ahorro</b>	<b>23,91%</b>			<b>3,49%</b>

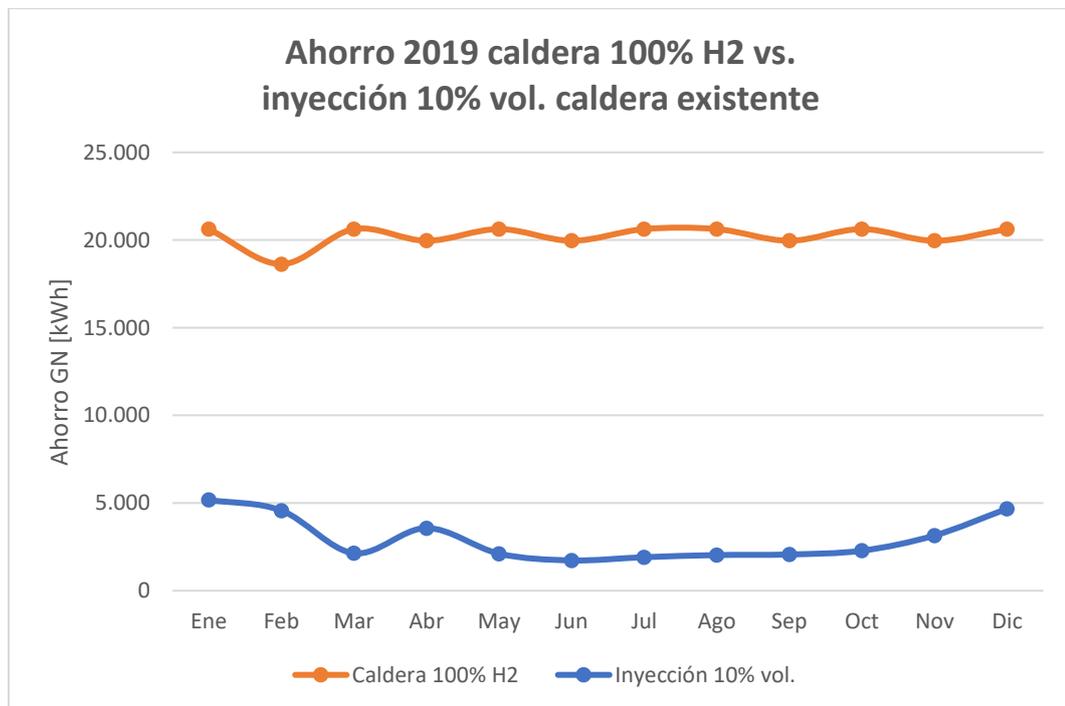


Figura 4.2. Ahorros de la caldera 100% hidrógeno y la existente

Como se puede apreciar, el ahorro energético es significativamente mayor en caso de utilizar una caldera alimentada con 100% hidrógeno. El ahorro anual de gas natural (en kWh) en caso de

implantar esta solución sería del 24% aproximadamente, mientras que utilizando la caldera existente se ahorraría alrededor del 3.5%.

Adicionalmente, se ha calculado la evolución del ahorro de gas natural en función del volumen de hidrógeno inyectado en la caldera. Esta evolución se muestra en la siguiente figura.

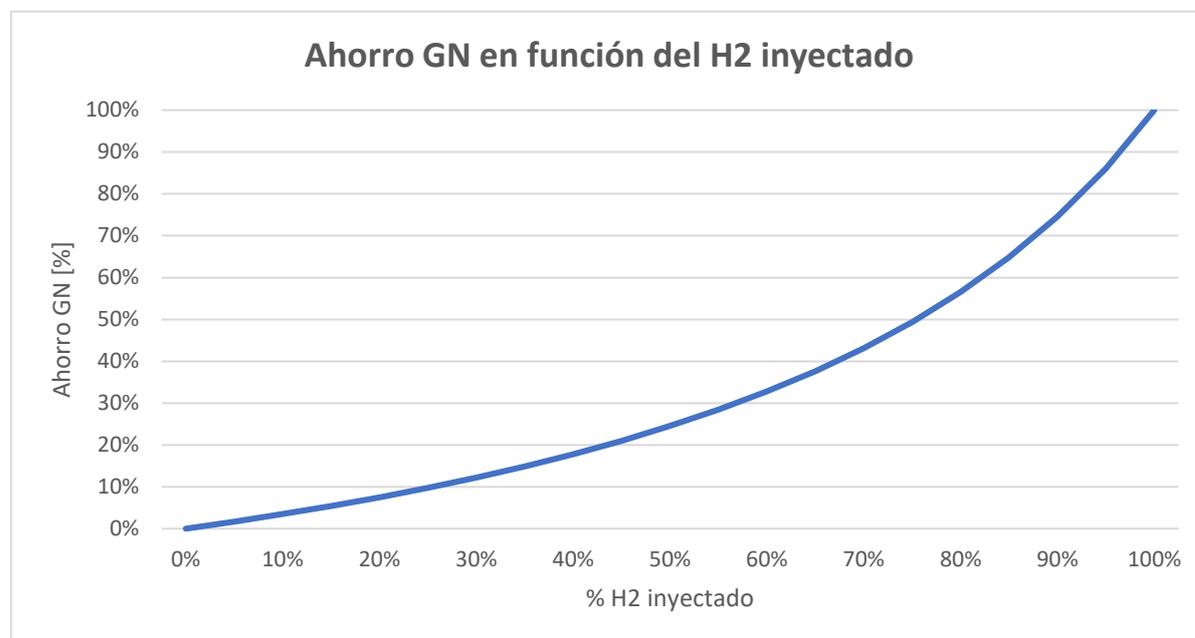


Figura 4.3. Evolución del ahorro de gas natural en función del hidrógeno inyectado en la caldera.

Como se puede observar, la inyección de hidrógeno no resulta muy interesante desde el punto de vista energético, y se necesitan grandes cantidades de hidrógeno para conseguir ahorros sustanciales. En el caso de la planta estudiada, e inyectando únicamente el hidrógeno producido por el electrolizador, el máximo porcentaje de hidrógeno que se podría llegar a inyectar es aproximadamente del 33%, lo que supondría un ahorro anual del 14% en kWh de gas natural si los quemadores de la caldera pudieran trabajar en esas condiciones.

#### 4.2.2. Valoración económica de la caldera

Para la valoración energética, se conoce el precio del gas natural pagado por la planta:

$$\text{Precio GN 2019} = 4.4 \text{ c€/kWh}$$

A partir de los consumos y ahorros de gas natural descritos en la valoración energética, se ha hecho un cálculo de impacto económico de los mismos:

Tabla 4.4. Ahorro económico de las calderas.

<b>Balance Gas Natural - Hidrógeno</b>			
	Importe 2019 GN [€]	Ahorro GN caldera 100% H2 [€]	Ahorro GN inyec. 10% vol [€]
Ene	6.532	908	228
Feb	5.770	820	201
Mar	2.697	908	94
Abr	4.508	878	157
May	2.668	908	93
Jun	2.181	878	76
Jul	2.412	908	84
Ago	2.566	908	89
Sep	2.609	878	91
Oct	2.880	908	100
Nov	3.976	878	139
Dic	5.897	908	206
<b>Total</b>	<b>44.695</b>	<b>10.685</b>	<b>1.558</b>

Como se puede apreciar, el ahorro de gas natural que supone operar una caldera 100% hidrógeno es casi siete veces mayor que el que supone inyectar hidrógeno en la caldera existente.

#### 4.2.3. Caldera seleccionada

La caldera seleccionada se trata, de acuerdo con las valoraciones anteriores, de una caldera 100% hidrógeno. Como se ha comentado en capítulos anteriores, este tipo de equipos están en una fase temprana de desarrollo, pero ya existen algunos pilotos en operación. Dada la escasa cantidad de hidrógeno que hay que consumir (en comparación con instalaciones industriales de gran escala), la capacidad de estos pilotos se ajusta perfectamente a las necesidades del proyecto. La potencia de la caldera a instalar es de 28kW.

### 4.3. ALMACENAMIENTO DE GASES

Siguiendo los criterios de diseño, se diseñaron los tanques de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno. La capacidad de estos tanques es igual a la capacidad de producción de un día en el caso del oxígeno, y de seis horas en el caso del hidrógeno. Inicialmente se consideró la fabricación de estos tanques en acero inoxidable, pero finalmente se decidió fabricarlos en acero al carbono con lo que se consigue reducir el coste de fabricación. Debido a que el proyecto se desarrolla en una planta existente, los tanques de almacenamiento se instalarán en posición vertical para ocupar la menor huella posible, maximizando así el espacio disponible en la planta.

#### 4.3.1. Tanques de oxígeno

Tabla 4.5. Características del almacenamiento de oxígeno.

<b>Almacenamiento de O2</b>	
Nº tanques	1
Medidas	7,5mx2,14m D
Presión	8 barg
Kg almacenados	53 kg
Material	Acero al carbono

#### 4.3.2. Tanque de hidrógeno

Tabla 4.6. Características del almacenamiento de hidrógeno.

<b>Almacenamiento de H2</b>	
Nº tanques	1
Medidas	6mx1,36m D
Presión	8 barg
Kg almacenados	5
Material	Acero al carbono

## 5. IMPACTO AMBIENTAL

En este capítulo se describe el comportamiento de la nueva instalación y, como se ha comentado en otros capítulos, se compararán los resultados obtenidos con los datos recogidos en años previos para estudiar su evolución.

### 5.1. CONSUMO DE GAS NATURAL

Como se observa en el apartado de valoración de las calderas, la caldera alimentada con 100% hidrógeno resulta más viable energética y económicamente. El consumo de gas natural se ve reducido al incorporar este equipo como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5.1. Consumo de gas natural de la instalación.

<b>Impacto ambiental- Consumo de GN</b>				
	Consumo GN planta 2019 [kWh]	Energía eq. H2 prod. [kWh]	Ahorro GN con caldera 100% H2 [kWh]	Ahorro GN con caldera H2 100% [%]
Ene	148.449	20.625	20.625	13,89%
Feb	131.126	18.629	18.629	14,21%
Mar	61.304	20.625	20.625	33,64%
Abr	102.447	19.960	19.960	19,48%
May	60.626	20.625	20.625	34,02%
Jun	49.572	19.960	19.960	40,26%
Jul	54.819	20.625	20.625	37,62%
Ago	58.320	20.625	20.625	35,37%
Sep	59.289	19.960	19.960	33,67%
Oct	65.465	20.625	20.625	31,51%
Nov	90.358	19.960	19.960	22,09%
Dic	134.015	20.625	20.625	15,39%
<b>Total</b>	<b>1.015.790</b>	<b>242.846</b>	<b>242.846</b>	<b>23,91%</b>

Como se comprobó en la comparación energética de las calderas, el ahorro anual de gas natural incorporando una caldera 100% hidrógeno es del 24% aproximadamente, pero el ahorro varía por mes en función del consumo de gas natural correspondiente.

## 5.2. CONSUMO ELÉCTRICO

Como se ha venido comentando en capítulos anteriores, la planta contará con una instalación fotovoltaica de 156 kWh de potencia pico cuando se instalen los nuevos equipos. El diseño y dimensionamiento de esta instalación se ha realizado de forma externa en un proyecto independiente, por lo que queda fuera del alcance de este proyecto. Durante el diseño de la instalación fotovoltaica se ha realizado una estimación de la potencia eléctrica producida mensualmente por la misma, que se utilizará como dato de partida para este análisis. También se conoce el consumo eléctrico de la planta en el año 2019, cuando aún no disponía de generación fotovoltaica.

El consumo eléctrico de la nueva planta aumentará debido a la incorporación del electrolizador y otros equipos a la instalación, y no será compensado por la fotovoltaica dado que su capacidad de producción no cubre el consumo de estos equipos. Para estimar el consumo eléctrico del electrolizador, se ha considerado que trabaja a carga máxima. El consumo eléctrico de la caldera es muy reducido, por lo que se considera despreciable para este análisis. Según la ficha técnica del electrolizador, y partiendo de los consumos de la planta, se obtiene lo siguiente:

$$\text{Consumo electrolizador carga max.} = 60 \text{ kW}$$

$$\text{Máxima producción de H}_2 = 10 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$\text{Consumo electrolizador} = 6 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3 \text{ H}_2} = 66.75 \frac{\text{kWh}}{\text{kg H}_2} = 8.34 \frac{\text{kWh}}{\text{kg O}_2}$$

$$\text{Producción de oxígeno requerida} = 180 \text{ kg/d}$$

Considerando todo ello, los consumos eléctricos mensuales se pueden ver recogidos en la siguiente tabla.

Tabla 5.2. Consumos eléctricos de la planta.

Impacto ambiental - Consumo eléctrico							
	Consumo planta 2019 [kWh]	Generación fotovoltaica [kWh]	Consumo electrolizador [kWh]	Nuevo consumo instalación [kWh]	Aumento consumo [kWh]	Aumento consumo [%]	Energía verde electrolizador [%]
Ene	108.224	11.479	41.389	138.134	29.910	27,64%	27,73%
Feb	83.640	12.307	37.383	108.716	25.076	29,98%	32,92%
Mar	96.870	17.688	41.389	120.571	23.701	24,47%	42,74%

Abr	122.026	22.457	40.053	139.622	17.596	14,42%	56,07%
May	138.569	27.969	41.389	151.989	13.420	9,68%	67,58%
Jun	155.076	28.926	40.053	166.203	11.127	7,18%	72,22%
Jul	201.071	28.612	41.389	213.848	12.777	6,35%	69,13%
Ago	61.252	24.669	41.389	77.972	16.720	27,30%	59,60%
Sep	140.896	18.938	40.053	162.011	21.115	14,99%	47,28%
Oct	125.628	14.427	41.389	152.590	26.962	21,46%	34,86%
Nov	99.499	10.825	40.053	128.727	29.228	29,38%	27,03%
Dic	94.798	9.161	41.389	127.026	32.228	34,00%	22,13%
<b>Total</b>	<b>1.427.549</b>	<b>227.458</b>	<b>487.316</b>	<b>1.687.407</b>	<b>259.858</b>	<b>18,20%</b>	<b>46,68%</b>

Los valores de los consumos se muestran en la siguiente gráfica.

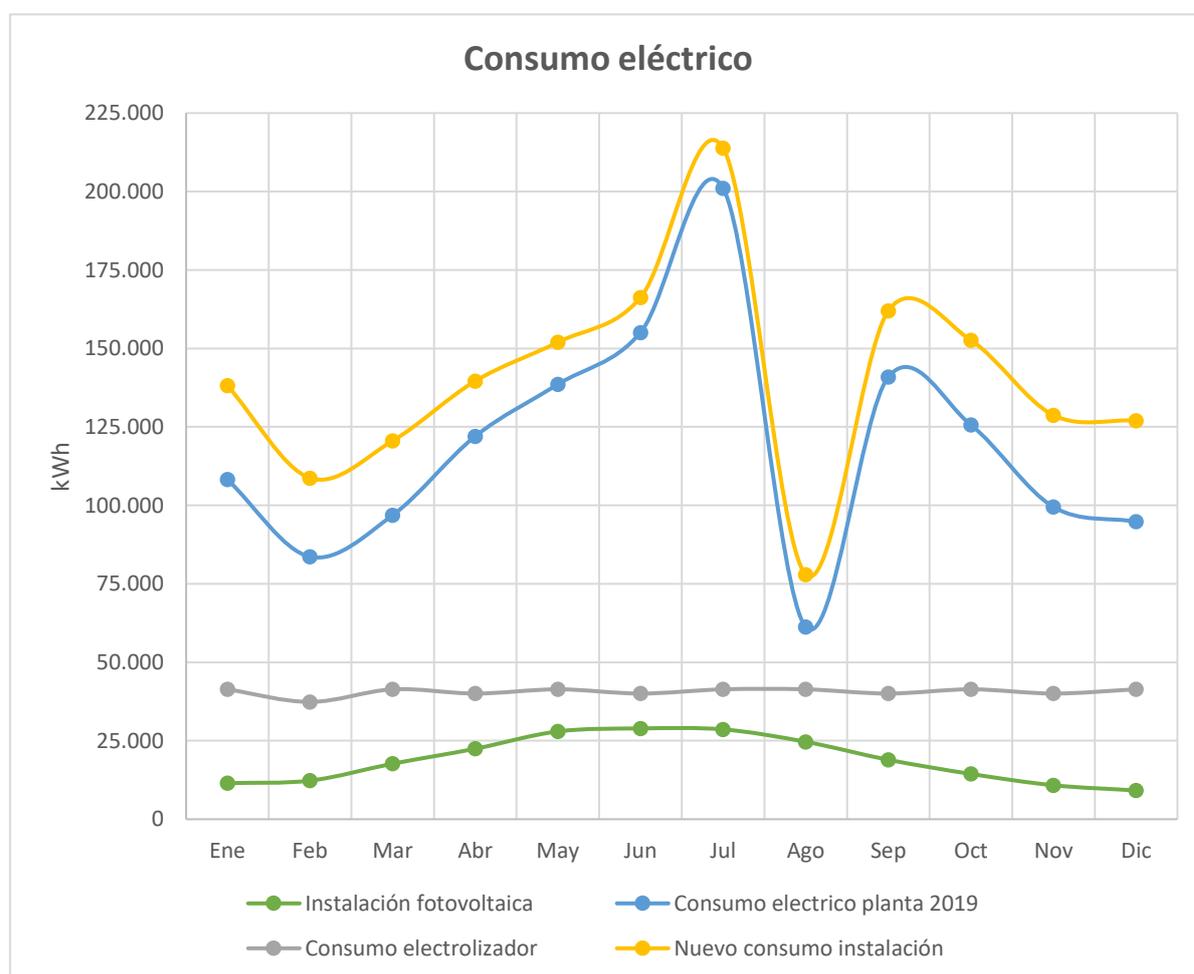


Figura 5.1. Consumos eléctricos de la instalación.

Como se puede apreciar, el consumo eléctrico anual aumenta aproximadamente un 18%. Además, la generación de la instalación fotovoltaica supone únicamente el 46% del consumo anual del electrolizador, por lo que el 54% restante habría de contratarse con garantía de origen renovable para poder asegurar que el oxígeno y el hidrógeno producidos son verdes. El porcentaje de energía

verde alimentada al electrolizador varía en función del mes (según las características de operación de la planta fotovoltaica), por lo que el porcentaje de energía contratada con certificado de origen se debería ajustar mensualmente.

### 5.3. EMISIONES DE CO<sub>2</sub> DE LA PLANTA

Para realizar un análisis completo de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de la planta, se considerarán las emisiones producidas por la caldera y las emisiones equivalentes derivadas del consumo eléctrico (dado que no va a ser completamente de origen renovable). Por tanto, este estudio se dividirá en dos partes: emisiones producidas por el consumo de gas natural y emisiones derivadas del consumo eléctrico.

#### 5.3.1. Emisiones por consumo de gas natural

Una de las principales ventajas de incorporar en el proyecto una caldera 100% hidrógeno es la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas en la caldera.

Dado que se conoce el consumo de gas natural de la planta en el año 2019, así como el ahorro de gas natural incorporando la nueva caldera, se puede estimar el ahorro en emisiones de la instalación en ese año utilizando un factor que relaciona los kilogramos de CO<sub>2</sub> emitidos por kWh de combustible consumido<sup>3</sup>. La equivalencia de emisiones es la siguiente:

$$\text{emisiones equivalentes} = 0.182 \text{ kg CO}_2/\text{kWh GN}$$

Por tanto, el ahorro en emisiones queda reflejado en la siguiente tabla:

Tabla 5.3. Análisis de emisiones de CO<sub>2</sub> de la nueva instalación.

Impacto ambiental - Emisiones caldera			
	Emisiones 2019 [kg CO <sub>2</sub> ]	Ahorro emisiones con caldera 100% H <sub>2</sub> [kgCO <sub>2</sub> eq]	Emisiones 2019 con caldera 100% H <sub>2</sub> [kg CO <sub>2</sub> ]
Ene	27.018	3.754	23.264

<sup>3</sup> (Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico, 2021)

Feb	23.865	3.391	20.474
Mar	11.157	3.754	7.404
Abr	18.645	3.633	15.013
May	11.034	3.754	7.280
Jun	9.022	3.633	5.389
Jul	9.977	3.754	6.223
Ago	10.614	3.754	6.860
Sep	10.791	3.633	7.158
Oct	11.915	3.754	8.161
Nov	16.445	3.633	12.812
Dic	24.391	3.754	20.637
<b>Total</b>	<b>184.874</b>	<b>44.198</b>	<b>140.676</b>

Los datos se presentan en la siguiente gráfica.

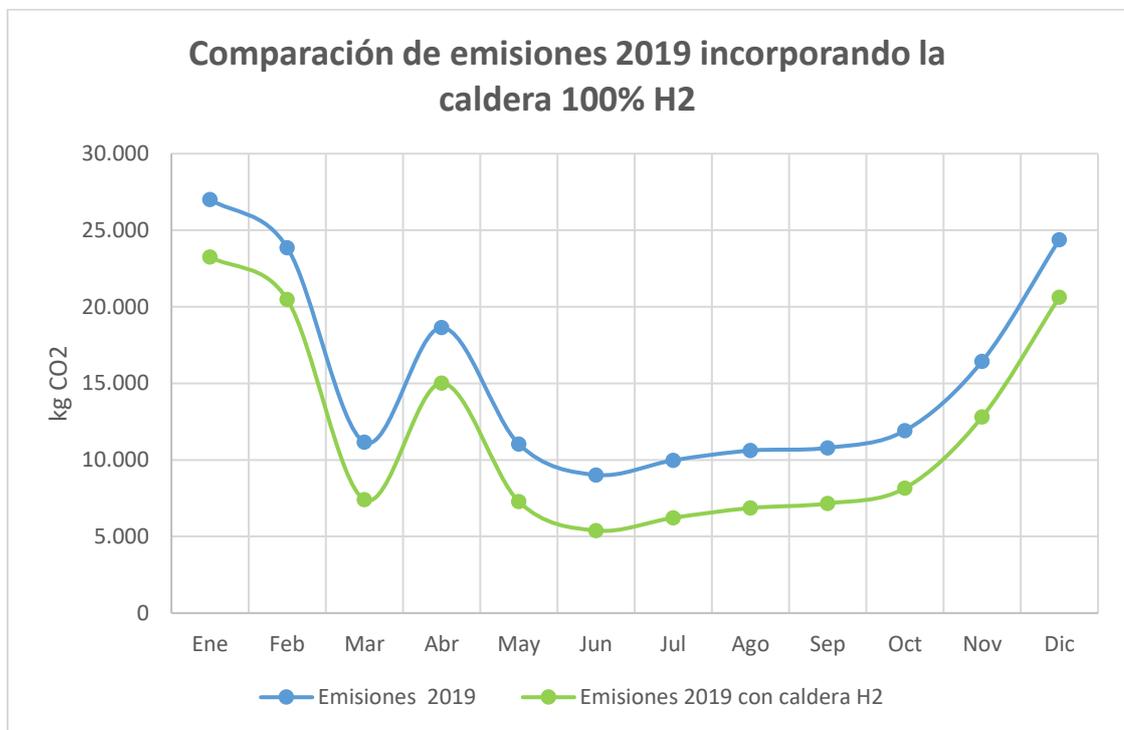


Figura 5.2. Comparativa de emisiones del año 2019.

El ahorro de gas natural se traslada directamente al ahorro de emisiones, siendo alrededor del 24%.

### 5.3.2. Emisiones derivadas del consumo eléctrico

En cuanto a las emisiones derivadas del consumo de electricidad, se han de valorar diferentes cuestiones. Debido a que el consumo eléctrico de la instalación no es 100% renovable, se han de considerar las emisiones generadas en los distintos puntos de generación de la red eléctrica. Por

tanto, se procede a aplicar un factor de equivalencia de emisiones por kWh eléctrico consumido, que depende del mix eléctrico de la comercializadora que suministra a la instalación<sup>4</sup>. En el caso de la planta objeto de estudio, el factor es el siguiente:

$$\text{emisiones equivalentes} = 0.17 \text{ kg CO}_2/\text{kWh eléctrico}$$

Por tanto, el análisis de las emisiones derivadas de la generación de la electricidad que se consume en la planta:

Tabla 5.4. Emisiones derivadas de la generación de la electricidad consumida.

Impacto ambiental - Emisiones eléctricas			
	Planta 2019 [kg CO <sub>2</sub> eq]	Planta nueva [kg CO <sub>2</sub> eq]	Aumento emisiones [kg CO <sub>2</sub> eq]
Ene	18.398	23.483	5.085
Feb	14.219	18.482	4.263
Mar	16.468	20.497	4.029
Abr	20.744	23.736	2.991
May	23.557	25.838	2.281
Jun	26.363	28.255	1.892
Jul	34.182	36.354	2.172
Ago	10.413	13.255	2.842
Sep	23.952	27.542	3.590
Oct	21.357	25.940	4.583
Nov	16.915	21.884	4.969
Dic	16.116	21.594	5.479
<b>Total</b>	<b>242.683</b>	<b>286.859</b>	<b>44.176</b>

Como se ha comentado anteriormente, se produce un aumento anual alrededor del 18% del consumo eléctrico que se traslada también a las emisiones.

### 5.3.3. Balance global de emisiones de CO<sub>2</sub>

Tal y como se ha ido señalando en los apartados anteriores, la instalación de los nuevos equipos conlleva un aumento en el consumo eléctrico y una reducción en el consumo de gas natural. Todo

<sup>4</sup> (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2020)

ello se traslada a la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, por lo que resulta necesario un balance en conjunto de las emisiones de la planta para poder analizar su comportamiento de forma global.

Tabla 5.5. Balance global de emisiones de CO<sub>2</sub>.

<b>Impacto ambiental - Emisiones totales</b>									
	<b>Gas natural</b>			<b>Consumo eléctrico</b>			<b>Total</b>		
	Planta 2019 [kg CO <sub>2</sub> ]	Planta nueva [kg CO <sub>2</sub> ]	Cambio [%]	Planta 2019 [kg CO <sub>2</sub> ]	Planta nueva [kg CO <sub>2</sub> ]	Cambio [%]	Total 2019 [kg CO <sub>2</sub> ]	Total planta nueva [kg CO <sub>2</sub> ]	Cambio [%]
Ene	27.018	23.264	-13,89%	18.398	23.483	27,64%	45.416	46.747	2,93%
Feb	23.865	20.474	-14,21%	14.219	18.482	29,98%	38.084	38.956	2,29%
Mar	11.157	7.404	-33,64%	16.468	20.497	24,47%	27.625	27.901	1,00%
Abr	18.645	15.013	-19,48%	20.744	23.736	14,42%	39.390	38.748	-1,63%
May	11.034	7.280	-34,02%	23.557	25.838	9,68%	34.591	33.118	-4,26%
Jun	9.022	5.389	-40,26%	26.363	28.255	7,18%	35.385	33.644	-4,92%
Jul	9.977	6.223	-37,62%	34.182	36.354	6,35%	44.159	42.577	-3,58%
Ago	10.614	6.860	-35,37%	10.413	13.255	27,30%	21.027	20.116	-4,33%
Sep	10.791	7.158	-33,67%	23.952	27.542	14,99%	34.743	34.700	-0,12%
Oct	11.915	8.161	-31,51%	21.357	25.940	21,46%	33.271	34.101	2,49%
Nov	16.445	12.812	-22,09%	16.915	21.884	29,38%	33.360	34.696	4,01%
Dic	24.391	20.637	-15,39%	16.116	21.594	34,00%	40.506	42.231	4,26%
<b>Total</b>	<b>184.874</b>	<b>140.676</b>	<b>-23,91%</b>	<b>242.683</b>	<b>286.859</b>	<b>18,20%</b>	<b>427.557</b>	<b>427.535</b>	<b>-0,01%</b>

Las emisiones anuales de la nueva planta prácticamente se compensan, pero en función del mes del año se pueden encontrar ligeramente por encima o por debajo del nivel marcado ese mes en el año 2019. La evolución de los niveles de emisión se puede ver en la siguiente gráfica.

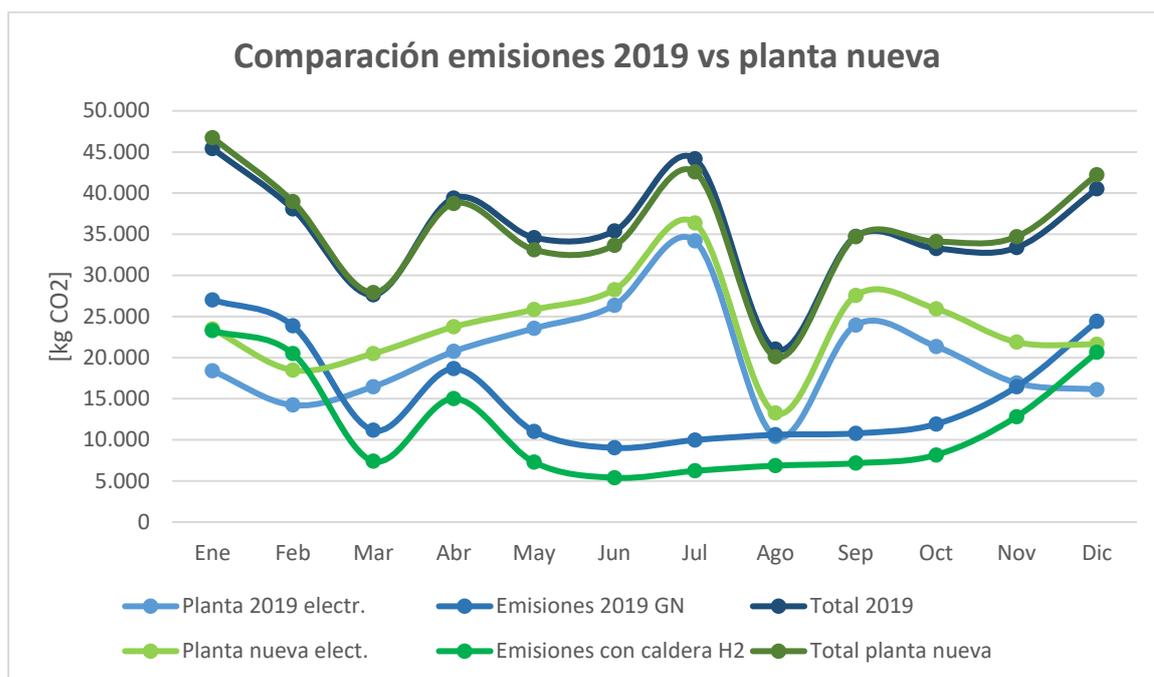


Figura 5.3. Comparación de emisiones entre la planta de 2019 y la nueva planta.

Si bien estos resultados no muestran que el nivel de emisiones de la nueva instalación sea peor, tampoco muestran una mejora significativa. Como se ha mencionado en apartados anteriores, el electrolizador está alimentado por la instalación fotovoltaica y por la red, por lo que su operación no es 100% verde. Adicionalmente se ha estudiado un escenario en el que sí lo fuera, para cuantificar el efecto que esto tendría en las emisiones totales de la nueva planta. Los resultados de ese escenario se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 5.6. Escenario de emisiones en caso de producir H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> 100% verdes.

Impacto ambiental - Emisiones totales (electrolizador 100% verde)									
	Gas natural			Consumo eléctrico			Total		
	Planta 2019 [kg CO <sub>2</sub> ]	Planta nueva [kg CO <sub>2</sub> ]	Cambio [%]	Planta 2019 [kg CO <sub>2</sub> ]	Planta nueva [kg CO <sub>2</sub> ]	Cambio [%]	Total 2019 [kg CO <sub>2</sub> ]	Total planta nueva [kg CO <sub>2</sub> ]	Cambio [%]
Ene	27.018	23.264	-13,89%	18.398	18.398	0,00%	45.416	41.662	-8,27%
Feb	23.865	20.474	-14,21%	14.219	14.219	0,00%	38.084	34.693	-8,90%
Mar	11.157	7.404	-33,64%	16.468	16.468	0,00%	27.625	23.871	-13,59%
Abr	18.645	15.013	-19,48%	20.744	20.744	0,00%	39.390	35.757	-9,22%
May	11.034	7.280	-34,02%	23.557	23.557	0,00%	34.591	30.837	-10,85%
Jun	9.022	5.389	-40,26%	26.363	26.363	0,00%	35.385	31.752	-10,27%
Jul	9.977	6.223	-37,62%	34.182	34.182	0,00%	44.159	40.405	-8,50%
Ago	10.614	6.860	-35,37%	10.413	10.413	0,00%	21.027	17.273	-17,85%

Sep	10.791	7.158	-33,67%	23.952	23.952	0,00%	34.743	31.110	-10,46%
Oct	11.915	8.161	-31,51%	21.357	21.357	0,00%	33.271	29.518	-11,28%
Nov	16.445	12.812	-22,09%	16.915	16.915	0,00%	33.360	29.727	-10,89%
Dic	24.391	20.637	-15,39%	16.116	16.116	0,00%	40.506	36.753	-9,27%
<b>Tot</b>	<b>184.874</b>	<b>140.676</b>	<b>-23,91%</b>	<b>242.683</b>	<b>242.683</b>	<b>0,00%</b>	<b>427.557</b>	<b>383.359</b>	<b>-10,34%</b>

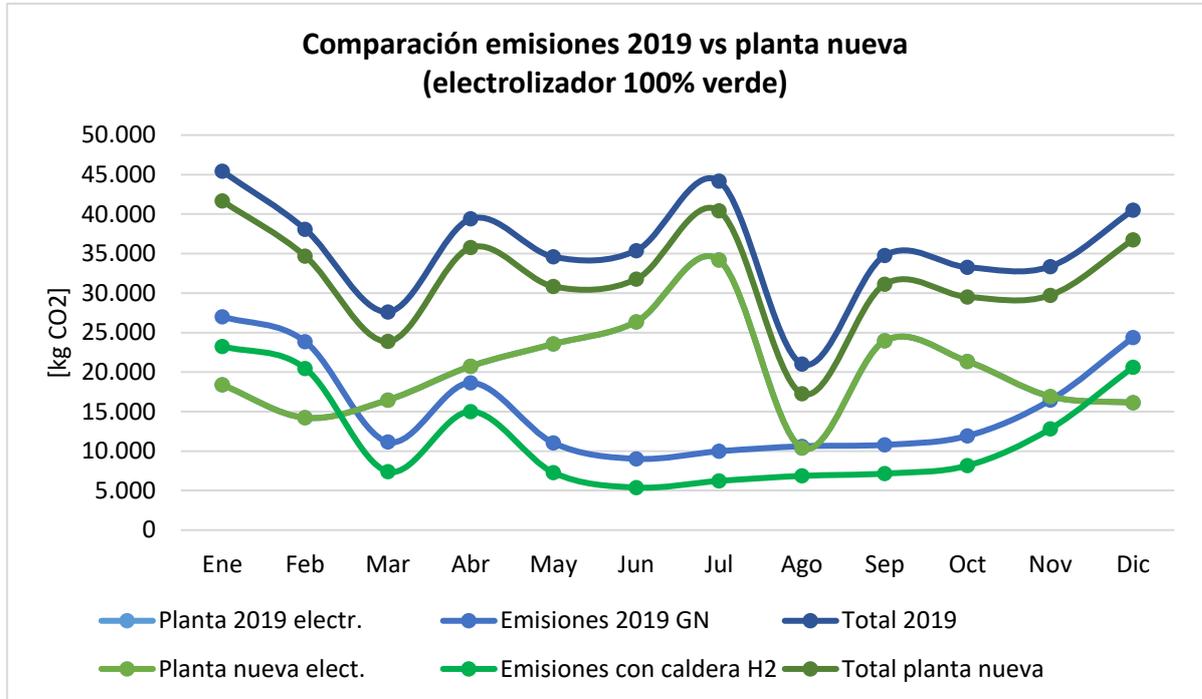


Figura 5.4. Comparación de emisiones nueva instalación vs. Instalación 2019.

Dado que el electrolizador estaría alimentado por energía verde, las emisiones derivadas del consumo eléctrico de la nueva planta serían iguales a las que tenía cuando no contaba con la fotovoltaica ni con el electrolizador. Esto supone, como se puede apreciar en la tabla, una reducción del 10,3% aproximadamente en las emisiones anuales de CO<sub>2</sub>. Esto se traduciría en que la nueva planta emitiría a la atmósfera 44,2 toneladas de CO<sub>2</sub> menos que en el año 2019.

## 5.4. CONSUMO DE AGUA

El electrolizador instalado tiene un consumo de agua asociado de 180 l/d. El consumo de agua de la planta del año 2019 es conocido, por lo que se puede hacer una estimación del nuevo consumo de agua de la planta al incorporar los nuevos equipos.



Figura 5.5. Consumo de agua de la planta en el año 2019.

Tabla 5.7. Análisis del consumo de agua de la nueva instalación.

Impacto ambiental - Agua			
	Consumo agua planta 2019 [m3]	Consumo agua electrolizador [m3]	2019 nuevo consumo [m3]
Ene	799	5,58	804,58
Feb	770	5,04	775,04
Mar	754	5,58	759,58
Abr	762	5,40	767,4
May	783	5,58	788,58
Jun	873	5,40	878,4
Jul	901	5,58	906,58
Ago	819	5,58	824,58
Sep	743	5,40	748,4
Oct	839	5,58	844,58
Nov	776	5,40	781,4
Dic	597	5,58	602,58
<b>Total</b>	<b>9.416</b>	<b>66</b>	<b>9.482</b>

Como se puede observar, el incremento en el consumo de agua debido al electrolizador es menor al 1%, por lo que no es un aumento significativo respecto al consumo original.

Por otro lado, la caldera de hidrógeno genera condensados durante su operación. Estos condensados pueden ser recogidos y utilizados como agua de baldeo o para un uso similar. El volumen de estos vertidos es reducido, no obstante, se considera que su reutilización puede ser provechosa para la planta.

## 5.5. OTROS IMPACTOS

El proyecto también supone otros impactos ambientales que no están recogidos en los apartados anteriores, y que se describen a continuación.

### 5.5.1. Residuo del electrolito

El electrolizador elegido funciona con un electrolito de 20 % NaOH, y la cantidad aproximada de electrolito que utiliza es de 80 litros. Este electrolito se degrada con el tiempo, por lo que ha de ser reemplazado periódicamente. Debido a la naturaleza del residuo, se estima que la mejor solución es externalizar el tratamiento de este vertido.

### 5.5.2. Impactos derivados de la construcción y operación

Los impactos durante la fase de construcción contemplan las actividades de obra, su limpieza y la instalación de los equipos. Algunos ejemplos de ellos son:

- Incremento de las emisiones y deterioro de la calidad del aire
- Consumo de agua y emisión de vertidos
- Generación de residuos
- Impacto visual
- Ruido

Algunos ejemplos de impactos durante la fase de operación se muestran a continuación:

- Peligros asociados al hidrógeno: fuegos y explosiones que afecten a trabajadores y áreas cercanas
- Consumo de agua
- Ruido

## 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Una vez hecho el análisis del impacto que supondría implantar en la planta los nuevos equipos, se pueden extraer las siguientes conclusiones.

Uno de los principales objetivos de este proyecto era eliminar la dependencia de oxígeno de la planta y se ha conseguido con la implantación del electrolizador en sus instalaciones. Esta solución supone un suministro estable y autogestionado de oxígeno, independiente del valor de mercado y de sus posibles variaciones.

Desde un punto de vista medioambiental, la nueva planta resulta prácticamente igual de contaminante que en 2019 debido al aumento del consumo eléctrico. Debido a este factor, las emisiones anuales de la planta se mantienen y no se puede afirmar que su comportamiento ambiental mejore notablemente. Si bien esto es cierto, se ha de considerar que el consumo de gas natural se vería reducido, algo que en el contexto actual del mercado gasista podría ser de gran importancia. El aumento en el consumo de agua es suficientemente pequeño como para considerarlo irrelevante.

Por otro lado, desde el punto de vista económico, la nueva planta ha sufrido un cambio positivo. Eliminando la compra de oxígeno e incorporando los nuevos equipos se consigue reducir el gasto total de la instalación. De esta manera se amortiza la inversión realizada a lo largo del tiempo.

La replicabilidad de este proyecto y su implantación en otras instalaciones de características similares no presentaría grandes dificultades, realizándose las adaptaciones pertinentes. Además, la escalabilidad de este proyecto presenta grandes oportunidades para la industria, bien optando por la configuración modular, o incorporando equipos de mayor capacidad.

De cara a realizar trabajos futuros, sería interesante aumentar la capacidad de la generación renovable para poder producir así oxígeno e hidrógeno verdes sin la intervención de agentes externos. Como se ha expuesto en capítulos anteriores, la instalación fotovoltaica no cubre la demanda de electricidad necesaria para catalogar el oxígeno y el hidrógeno como verdes. Esto hace necesario contratar parte del suministro eléctrico con garantía de origen renovable, lo que incurre directamente en los gastos de la planta. Por tanto, un aumento de la generación repercutiría positivamente tanto el comportamiento ambiental de la planta, así como en sus gastos de operación. Algunas alternativas pueden ser:

- Aumentar el parque solar existente.
- Incorporar equipos de generación mini-eólica: la combinación de un parque eólico-solar resulta más eficiente al producir también durante las horas en que no hay radiación solar.

Los objetivos marcados por la Unión Europea delimitarán el alcance de los posibles proyectos futuros, pero si algo se puede extraer de estos compromisos es que la descarbonización jugará un papel relevante en el futuro. En línea con esta estrategia, varias propuestas podrían ser valoradas para la modificación de la planta.

Una de estas opciones contempla que, a raíz de la reducción en el consumo de gas natural, se abra la puerta a una posible electrificación de las instalaciones de la planta, prescindiendo completamente de cualquier otro combustible. Al sustituir las calderas existentes por calderas alimentadas por hidrógeno, se limitarían en gran medida las emisiones de la planta. Esta solución pasa por añadir nuevos equipos de electrólisis capaces de suministrar el hidrógeno requerido por las calderas. Al incorporar nuevos equipos, el aumento de la generación renovable comentado anteriormente resulta esencial para obtener un proyecto viable. Además, el exceso de oxígeno que no es consumido por la propia planta podría ser valorizado y podría ser vendido a un consumidor para repercutir en beneficio de la planta.

Otra posibilidad sería reconcebir la planta, y convertirla en un edificio sostenible que maximice la utilización de sus recursos. Algunos ejemplos de los aspectos cubiertos por esta premisa serían la utilización de aerotermia en los sistemas de calefacción o el uso de sistemas para calentar agua recuperando calor de los electrolizadores o mediante la instalación de paneles solares térmicos de baja temperatura, entre otros.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (2020). *ACUERDO SOBRE EL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD RELATIVOS A LA ENERGÍA PRODUCIDA EN EL AÑO 2019*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Madrid.
- Enagás. (2021). *El Sistema Gasista Español Informe 2021*. Madrid: Dirección General de Comunicación y Relaciones Institucionales de Enagás.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013). *Protocolo de Detalle PD-01 Medición, Calidad y Odorización de Gas*. Madrid: Boletín Oficial del Estado.
- Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico. (2021). *FACTORES DE EMISIÓN: Registro de la huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono*. Oficina Española de Cambio Climático (OECC).
- Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. Madrid: Fundación Naturgy.

# ANÁLISIS ECONÓMICO

# 1. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se hará una valoración económica del proyecto que recogerá los gastos de operación de la nueva planta, así como los costes incurridos en la compra de equipos. Se presenta por tanto un estudio comparativo de los gastos de operación (OPEX) de la planta del año 2019 y la actual.

## 1.1. COSTES DE OPERACIÓN

El estudio de los costes de operación de la planta compara los valores del año 2019 con los obtenidos tras incorporar los nuevos equipos y la fotovoltaica. Los principales gastos de operación de la planta se derivan de sus consumos eléctricos, de gas natural, de agua y de oxígeno. Los precios de cada uno son conocidos para el año 2019, y el análisis se ha hecho en base a esos precios. Los resultados del análisis se presentan a continuación.

Tabla 1.1. Precios pagados por la planta en el año 2019.

Precios 2019		
Oxígeno	0,546	€/kg O <sub>2</sub>
Gas natural	4,4	c€/kWh
Electricidad	10,72	c€/kWh
Agua	3,24	€/m <sup>3</sup>

Tabla 1.2. Consumos de la planta en el año 2019.

Consumos planta 2019								
	Consumo GN [kWh]	Consumo GN [€]	Consumo oxígeno [kg]	Consumo oxígeno [€]	Consumo eléctrico [kWh]	Consumo eléctrico [€]	Consumo agua [m <sup>3</sup> ]	Consumo agua [€]
Ene	148.449	6.532	4.960	2.708	108.224	11.602	799	2.589
Feb	131.126	5.770	4.480	2.446	83.640	8.966	770	2.495
Mar	61.304	2.697	4.960	2.708	96.870	10.384	754	2.443
Abr	102.447	4.508	4.800	2.621	122.026	13.081	762	2.469
May	60.626	2.668	4.960	2.708	138.569	14.855	783	2.537
Jun	49.572	2.181	4.800	2.621	155.076	16.624	873	2.829

Jul	54.819	2.412	4.960	2.708	201.071	21.555	901	2.919
Ago	58.320	2.566	4.960	2.708	61.252	6.566	819	2.654
Sep	59.289	2.609	4.800	2.621	140.896	15.104	743	2.407
Oct	65.465	2.880	4.960	2.708	125.628	13.467	839	2.718
Nov	90.358	3.976	4.800	2.621	99.499	10.666	776	2.514
Dic	134.015	5.897	4.960	2.708	94.798	10.162	597	1.934
<b>Total</b>	<b>1.015.790</b>	<b>44.695</b>	<b>58.400</b>	<b>31.886</b>	<b>1.427.549</b>	<b>153.033</b>	<b>9.416</b>	<b>30.508</b>

Para el estudio de los consumos de la nueva planta hay que considerar que se elimina el consumo de oxígeno debido al electrolizador, pero que esto supone al mismo tiempo un aumento en el consumo de agua. Para calcular el consumo eléctrico, hay que incorporar el consumo del propio electrolizador, y la generación por parte de la planta fotovoltaica. En el caso del gas natural, su consumo se verá reducido debido a la incorporación de la caldera 100% hidrógeno. Todo ello se refleja en la siguiente tabla.

Tabla 1.3. Consumos de la nueva instalación.

Consumos nueva planta						
	Nuevo consumo GN [kWh]	Nuevo consumo GN [€]	Nuevo consumo eléctrico [kWh]	Nuevo consumo eléctrico [€]	Nuevo consumo agua [m3]	Nuevo consumo agua [€]
Ene	127.824	5.624	138.134	14.808	805	2.607
Feb	112.497	4.950	108.716	11.654	775	2.511
Mar	40.679	1.790	120.571	12.925	760	2.461
Abr	82.487	3.629	139.622	14.968	767	2.486
May	40.001	1.760	151.989	16.293	789	2.555
Jun	29.612	1.303	166.203	17.817	878	2.846
Jul	34.194	1.505	213.848	22.924	907	2.937
Ago	37.695	1.659	77.972	8.359	825	2.672
Sep	39.329	1.730	162.011	17.368	748	2.425
Oct	44.840	1.973	152.590	16.358	845	2.736
Nov	70.398	3.098	128.727	13.800	781	2.532
Dic	113.390	4.989	127.026	13.617	603	1.952
<b>Total</b>	<b>772.944</b>	<b>34.010</b>	<b>1.687.407</b>	<b>180.890</b>	<b>9.482</b>	<b>30.721</b>

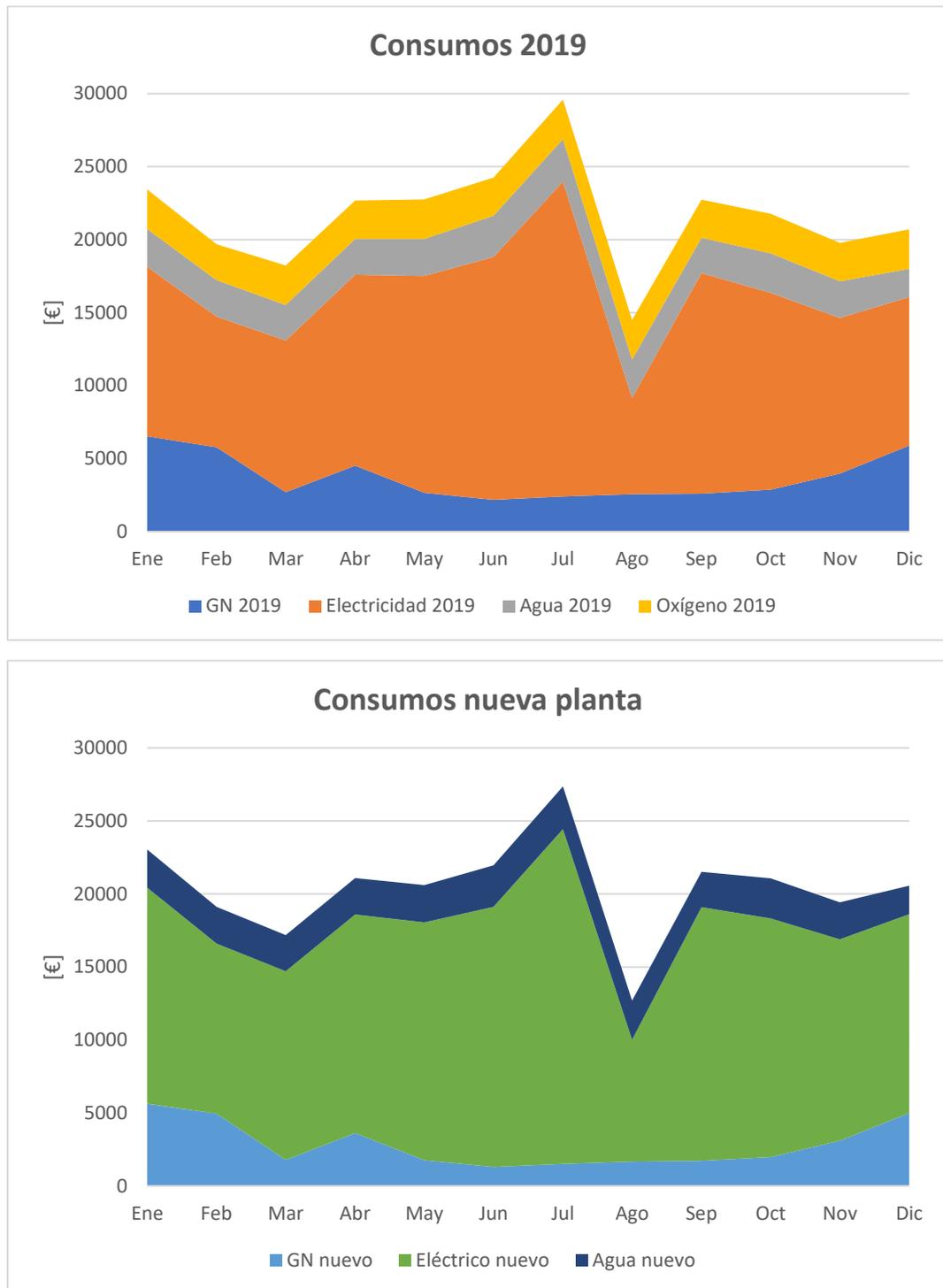


Figura 1.1. Consumos de la planta en el año 2019 e incorporando los nuevos equipos

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los gastos totales de la planta en ambos escenarios de operación.

Tabla 1.4.Comparación de gastos totales de la planta.

	<b>Gastos totales</b>	
	Gastos 2019 [€]	Nuevos gastos [€]
Ene	23.430	23.039
Feb	19.677	19.115
Mar	18.233	17.176
Abr	22.679	21.083
May	22.767	20.608
Jun	24.255	21.966
Jul	29.594	27.366
Ago	14.494	12.689
Sep	22.741	21.523
Oct	21.774	21.067
Nov	19.777	19.429
Dic	20.701	20.559
<b>Total</b>	<b>260.122</b>	<b>245.620</b>

Como se puede apreciar, se produce una reducción en los gastos de operación anuales de la instalación del 5.5% aproximadamente. También hay que considerar que el electrolito tendrá que ser reemplazado cuando sea necesario, pero al ser un gasto puntual no se ha incluido en este cálculo.

## 2. PLANIFICACIÓN Y PRESUPUESTO

### 2.1. PLANIFICACIÓN

Par la planificación, se elaboró una lista de tareas a realizar durante el desarrollo del proyecto, y se les asignó una duración.

Tabla 2.1. Lista de tareas del proyecto.

ID	Tarea
1.	<b>Evaluación del estudio del arte</b>
2.	<b>Evaluación de los requisitos técnicos del proyecto</b>
2.1.	Análisis técnico de los posibles equipos
3.	<b>Diseño de la nueva instalación</b>
3.1.	Elección de equipos
3.2.	Análisis del funcionamiento de la nueva instalación
4.	<b>Estudio del impacto ambiental</b>
4.1.	Estudio de emisiones
4.2.	Estudio de consumo de agua
5.	<b>Conclusiones y trabajos futuros</b>
6.	<b>Análisis económico del proyecto</b>
6.1.	Costes de operación
7.	<b>Planificación y presupuesto</b>
2.1.	Planificación
2.2.	Presupuesto
8.	<b>Edición de la documentación</b>
9.	<b>Entrega de la documentación</b>

En la tabla siguiente se presenta un cronograma de las actividades listadas.

Tabla 2.2. Cronograma del proyecto.

ID	Tarea	Abril				Mayo				Junio				Julio				Agosto			
		s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10	s11	s12	s13	s14	s15	s16	s17	s18	s19	s20
1.	<b>Evaluación del estudio del arte</b>	■	■	■	■																
2.	<b>Evaluación de los requisitos técnicos del proyecto</b>			■	■	■	■	■													
2.1.	Análisis técnico de los posibles equipos				■	■	■	■													
3.	<b>Diseño de la nueva instalación</b>								■	■	■	■	■								
3.1.	Elección de equipos								■	■	■	■									
3.2.	Análisis del funcionamiento de la nueva instalación									■	■	■	■								
4.	<b>Estudio del impacto ambiental</b>										■	■	■								
4.1.	Estudio de emisiones										■	■	■								
4.2.	Estudio de consumo de agua									■											
5.	<b>Conclusiones y trabajos futuros</b>																		■		
6.	<b>Análisis económico del proyecto</b>													■	■						
6.1.	Costes de operación													■	■						
7.	<b>Planificación y presupuesto</b>	■	■													■	■	■	■		
2.1.	Planificación	■	■																		
2.2.	Presupuesto															■	■	■	■		
8.	<b>Edición de la documentación</b>					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
9.	<b>Entrega de la documentación</b>																				■

## 2.2. PRESUPUESTO

### 2.2.1. Presupuesto de Ejecución Material

Para elaborar el presupuesto final, se ha de calcular en primer lugar el Presupuesto de Ejecución Material (PEM). Está formado por los materiales y la mano de obra necesarios, y se calcula multiplicando las cantidades por el precio unitario.

PPRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)				
ID	CONCEPTO	CARACTERÍSTICAS	PRECIO	TOTAL
	<b>MATERIALES</b>			
1	Electrolizador	Incluido rectificador	100.000 €	100.000 €
2	Caldera 100% H <sub>2</sub>		5.000 €	5.000 €
3	Almacenamiento O <sub>2</sub>	1 día, 8 barg; 170kg (7,5m x 2,14m D)	58.700 €	58.700 €
4	Almacenamiento H <sub>2</sub>	6 horas, 8 barg; 5kg (6m x 1,36m D)	30.000 €	30.000 €
5	Sistema de control O <sub>2</sub>	Analizadores de gas y control de suministro	41.500 €	41.500 €
6	Tratamiento de agua	<5µS/cm (actual 81µS/cm)	5.000 €	5.000 €
7	Transporte equipos		3.000 €	3.000 €
	<b>ACOMETIDAS DE OBRA</b>			
8	Obra civil		5.000 €	5.000 €
9	Acometida eléctrica	60kW	12.000 €	12.000 €
10	Acometida O <sub>2</sub>		3.000 €	3.000 €
11	Acometida H <sub>2</sub>		3.000 €	3.000 €
12	Acometida ósmosis	Tratamiento de agua	500 €	500 €
13	Contraincendios		1.000 €	1.000 €
14	Botellas N <sub>2</sub>	Purgas y limpieza de equipos	1.000 €	1.000 €
	<b>HORAS DE INGENIERÍA</b>			
15	Ingeniería de proyecto		43.000 €	43.000 €
16	Gestión de proyecto		20.000 €	20.000 €
17	Permisos y Licencias		16.000 €	16.000 €
				<b>TOTAL PEM</b>
				347.700 €

### 2.2.2. Presupuesto de Contrata

El siguiente paso es calcular el Presupuesto de Contrata (PC). Para ello se ha de calcular el beneficio industrial y los gastos generales a partir del PEM. Finalmente, considerando estos valores se obtiene el PC.

<b>PRESUPUESTO DE CONTRATA (PC)</b>	
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	347.700 €
13% Gastos Generales	45.201 €
6% Beneficio Industrial	20.862 €
	<b>Total PC</b>
	413.763 €

### 2.2.3. Presupuesto Final

Por último, para calcular el Presupuesto Final (PF) se toma el valor del PC y se le aplica el 21% de IVA.

<b>PRESUPUESTO FINAL (PF)</b>	
Presupuesto de Contrata (PC)	413.763 €
21% IVA	86.890 €
	<b>Total PF</b>
	500.653 €

# ANEXOS

# ANEXO I – ALINEACIÓN DEL TRABAJO CON LOS ODS

De acuerdo con los objetivos del proyecto, se busca reducir el impacto ambiental global de la nueva instalación, y mitigar aquellas repercusiones derivadas de las actividades de obra y puesta en marcha. Todo ello alinea el proyecto con los siguientes ODS:



ODS alineados con el proyecto.

- **7. Energía asequible y no contaminante.** Dado que se producirá hidrógeno con el electrolizador, su valorización posibilita la mejora del comportamiento energético de la instalación. El aprovechamiento del hidrógeno como combustible reduce la dependencia y uso de combustibles fósiles tradicionales.
- **9. Industria, innovación e infraestructura.** Puesto que la implantación de este proyecto está prevista en una planta industrial y puede ser replicada o adaptada a otras instalaciones similares. La inversión en infraestructura y la innovación son motores fundamentales del crecimiento y el desarrollo económico.
- **11. Ciudades y comunidades sostenibles.** Aumentando la independencia energética de las plantas industriales de las ciudades, se avanza hacia un futuro sostenible, en el que este tipo de instalaciones suponen un impacto menor en las comunidades.

- **13. Acción por el clima.** La incorporación de los nuevos equipos mejora el comportamiento energético de la planta, y se busca que el impacto ambiental también mejore. Como se utilizará el hidrógeno para sustituir parte del consumo de gas natural de la planta, se reducirán sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Resulta interesante analizar otros parámetros, por lo que realizará un estudio del impacto ambiental global de las instalaciones, y se comparará con datos de años anteriores para contrastar su evolución.

