



**Universidad
Europea**

UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
DISEÑO DE UNA PLANTA DE
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN
SAN ROQUE (CÁDIZ)**

Alumno: D^a. M^a TERESA ALONSO RODRÍGUEZ

Director: D. DAVID FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

SEPTIEMBRE 2022

TÍTULO: DISEÑO DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN SAN ROQUE (CÁDIZ).

AUTOR: M^a TERESA ALONSO RODRÍGUEZ

DIRECTOR DEL PROYECTO: DAVID FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

FECHA: 23 de Septiembre de 2022

RESUMEN

La contaminación del medio ambiente es uno de los problemas más importantes de la sociedad actual. Gracias a las medidas impuestas por los gobiernos de distintos países se procura reducir progresivamente las emisiones de los gases contaminantes a la atmósfera y hacer a la población mundial más consciente de las consecuencias que puede tener en nuestra calidad de vida.

Ante esta situación, han surgido numerosas alternativas que son capaces de almacenar energía eléctrica de origen renovable para reducir las emisiones de estos gases, entre ellas, una de las opciones más destacables es emplear el hidrógeno como vector energético.

En el presente Trabajo de Fin de Máster se analiza la viabilidad tanto económica como funcional de una planta de producción de hidrógeno verde basado en un sistema de electrólisis conectado a una fuente de energía renovable, produciendo el hidrógeno verde a través de la descomposición del agua. Se almacena conforme a los requerimientos de la instalación para finalmente ser suministrado a los clientes consumidores de hidrógeno en industria y en transporte, los dos sectores que más contribuyen a la emisión de gases procedentes de combustibles fósiles.

Palabras clave: Hidrógeno verde, contaminación, industria, transporte, electrólisis, energía renovable.

ABSTRACT

Environmental pollution is one of the most important problems of today's society. Thanks to the measures imposed by the governments of different countries, efforts are being made to progressively reduce emissions of polluting gases into the atmosphere and make the world population more aware of the consequences it can have on our quality of life.

Due to this situation, numerous alternatives have emerged that are capable of storing electricity from renewable sources to reduce emissions of these gases, among them, one of the most notable options is to use hydrogen as an energy vector.

In this Master's Thesis, it's analysed the economic and functional viability of a green hydrogen production plant based on an electrolysis system connected to a renewable energy source, producing green hydrogen through the decomposition of water. It is stored according to the requirements of the installation to finally be supplied to customers who consume hydrogen in industry and transport, the two sectors that contribute the most to the emission of gases from fossil fuels.

Key words: Green hydrogen, pollution, industry, transport, electrolysis, renewable energy.

Índice

RESUMEN	3
ABSTRACT	3
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.....	14
1.1 Planteamiento del Problema	14
1.2 Objetivos del Proyecto.....	20
1.3 Estructura del Proyecto.....	21
Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE	22
2.1 Normativa	22
2.2 Marco teórico.....	23
2.2.1 Propiedades del hidrógeno.....	24
2.2.2 Métodos de producción de hidrógeno verde.....	26
2.2.3 Tipos de electrólisis	27
2.2.4 Almacenamiento de hidrógeno.....	28
2.2.5 Transporte de hidrógeno	29
2.2.6 Industrias consumidoras de hidrógeno	30
Capítulo 3. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO.....	32
3.1 Identificación de la Ubicación	32
3.2 Consumo de Hidrógeno	37
3.2.1 Consumo de hidrógeno en la Refinería	37
3.2.2 Consumo de hidrógeno en la Flota de Autobuses	39
3.3 Dimensionamiento del Electrolizador	43
3.3.1 Cálculo de Electricidad.....	43
3.3.2 Cálculo de Agua	45
3.4 Dimensionamiento de la planta fotovoltaica	49
3.5 Dimensionamiento del electrolizador	54
3.6 Dimensionamiento de la superficie necesaria.....	58
3.7 Dimensionamiento del almacenamiento a baja presión.....	60
3.8 Dimensionamiento del almacenamiento en cascada.....	62
3.8.1 Almacenamiento a 300 bar	63

3.8.2	Almacenamiento a 500 bar	66
3.9	Dimensionamiento de compresor	68
3.10	Usos del hidrógeno producido	69
3.11	Esquema de la instalación.....	71
Capítulo 4.	PLAN DE PROYECTO	72
4.1	Diagrama de Gantt	72
Capítulo 5.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	76
5.1	CAPEX	76
5.2	PRÉSTAMO	77
5.3	OPEX	80
5.4	Análisis de viabilidad.....	85
Capítulo 6.	CONCLUSIONES.....	90
ANEXOS		91
ANEXO I:	Esquema de la refinería de Gibraltar- San Roque. [26]	91
ANEXO II:	Esquema de los procesos de la refinería Gibraltar – San Roque. [26]....	92
ANEXO III:	Líneas y Paradas del Bus Urbano de Algeciras. [28]	93
ANEXO IV:	Balance de planta de una refinería donde se consume y produce hidrógeno. [6].....	100
ANEXO V:	Mapa Hidrogeológico de España [29]	101
ANEXO VI:	Especificaciones técnicas de la placa solar monocristalina Canadian 450 Wp. [37]	102
ANEXO VII:	Especificaciones técnicas electrolizadores McPhy. [39]	103
Anexo VIII:	Especificaciones técnicas de los tanques de almacenamiento a 35 bar. [41]	104
Anexo IX:	Especificaciones técnicas del grupo compresor. [43]	106
Anexo X:	Especificaciones Técnicas CaetanoBus H2. City Gold. [46]	108
Anexo XI:	Plan de Proyecto.	111
Anexo XII:	Flujo de Caja.....	112
BIBLIOGRAFÍA		115

Índice de Ilustraciones

<i>Ilustración 1: Emisiones de gases de efecto contaminante (2019). [3]</i>	14
<i>Ilustración 2: Emisiones 2020 por sector [4]</i>	15
<i>Ilustración 3: Pasado, presente y futuro de los combustibles en relación con el incremento de temperatura global. [6]</i>	15
<i>Ilustración 4: Países/regiones con mayor volumen de emisiones de dióxido de carbono en 2020 (mil. de toneladas) [8]</i>	16
<i>Ilustración 5: Hoja de Ruta de la Unión Europea (UE). Fuente: Elaboración propia.</i>	17
<i>Ilustración 6: Evolución histórica de emisiones de CO₂ en España. [11]</i>	18
<i>Ilustración 7: Consumo de energía primaria en España por sectores y por fuentes de energía, 2018. [6]</i>	19
<i>Ilustración 8: Objetivo principal y secundarios del Trabajo de Fin de Máster. Fuente: Elaboración propia.</i>	20
<i>Ilustración 9: Estructura del Trabajo de Fin de Máster. Fuente: Elaboración propia.</i>	21
<i>Ilustración 10: Clasificación de H₂ por emisiones de CO₂. [15]</i>	23
<i>Ilustración 11: Símbolo del elemento químico hidrógeno. [14]</i>	24
<i>Ilustración 12: Propiedades físicas del hidrógeno y del gas natural. [6]</i>	25
<i>Ilustración 13: Rutas de producción de hidrógeno potencialmente bajo en emisiones en función de la procedencia del recurso. [6]</i>	26
<i>Ilustración 14: Desarrollo global de electrolizadores para fines energéticos en términos de capacidades acumulativas y tamaño medio de proyecto 1990-2019. [6]</i>	27
<i>Ilustración 15: Almacenamiento de hidrógeno verde. [17]</i>	28
<i>Ilustración 16: Transporte de hidrógeno verde. [18]</i>	29
<i>Ilustración 17: Características clave para la instalación de la planta en San Roque (Cádiz). Fuente: Elaboración propia.</i>	33
<i>Ilustración 18: Ubicación de San Roque en España. [20]</i>	34
<i>Ilustración 19: Ubicación de San Roque en la provincia de Cádiz. [20]</i>	34
<i>Ilustración 20: Radiación Solar del 17 de Agosto de 2022. [22]</i>	34
<i>Ilustración 21: Radiación solar del 31 de Agosto de 2022. [22]</i>	34
<i>Ilustración 22: Imagen representativa de la descarbonización de la economía. [23]</i>	35
<i>Ilustración 23: Refinería de Gibraltar – San Roque. [25]</i>	35
<i>Ilustración 24: Líneas y paradas del bus urbano de Algeciras. [28]</i>	36
<i>Ilustración 25: Balance de planta de una refinería donde se consume y produce hidrógeno. [6]</i>	38
<i>Ilustración 26: Principales acuíferos de la provincia de Cádiz. [30]</i>	46
<i>Ilustración 27: Masas de agua subterránea de la provincia de Cádiz. [30]</i>	47
<i>Ilustración 28: Interfaz inicial de PVGIS. [34]</i>	50
<i>Ilustración 29: Interfaz inicial de PVGIS. [34]</i>	50
<i>Ilustración 30: Interfaz de resultados de PVGIS. [34]</i>	51
<i>Ilustración 31: Placa solar monocristalina a instalar. [37]</i>	53
<i>Ilustración 32: Electrolizador alcalino (AEC). [6]</i>	55
<i>Ilustración 33: Electrolizados de membrana de intercambio de protones (PEM). [6]</i>	55

<i>Ilustración 34: Tabla de modelos de electrolizadores de la gama McLyzer. [39]</i>	<i>57</i>
<i>Ilustración 35: Mapa de situación de la Refinería de San Roque (Cádiz). [40].....</i>	<i>58</i>
<i>Ilustración 36: Mapa de ubicación de la planta de hidrógeno verde. [40].....</i>	<i>59</i>
<i>Ilustración 37: Mapa de ubicación de la planta de hidrógeno verde. [40].....</i>	<i>59</i>
<i>Ilustración 38: Tanques de almacenamiento de H₂ gas. [41]</i>	<i>61</i>
<i>Ilustración 39: Racks de Botellas Calvera Hydrogen. [42].....</i>	<i>67</i>
<i>Ilustración 40: Grupo Compresor HiperBaric 1KS 95. [43].....</i>	<i>68</i>
<i>Ilustración 41: Hidrogenera en Zona Franca (Barcelona). [45]</i>	<i>69</i>
<i>Ilustración 42: Autobús de hidrógeno verde CaetanoBus H2. City Gold. [46].....</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 43: Planta de hidrógeno verde. [47]</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 44: Esquema de la planta de hidrógeno verde. [47]</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 45: Diagrama de Gantt. Fuente: Elaboración propia.....</i>	<i>73</i>

Índice de Tablas

<i>Tabla 1: Matriz de decisión de ubicación.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 2: Número de kilómetros de la ruta de cada línea.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 3: Número de autobuses en función de la línea, día de la semana y tramo horario.</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 4: Número de autobuses al día que recorren cada línea.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 5: Número de recorridos por línea a la semana.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 6: Kilómetros totales recorridos por cada línea al día (L-V).....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 7: Datos iniciales para el cálculo de kilómetros por ruta.</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 8: Kilómetros totales recorridos por cada línea en una semana.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 9: Datos de electricidad requerida y disponible.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 10: Comparativa de agua requerida disponible.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 11: Requerimientos de Electricidad de la instalación.</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 12: Requerimientos de Electricidad de origen fotovoltaico para la instalación.</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 13: Datos relevantes del PVGIS.</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 14: Datos de electricidad requerida y producida.</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 15: Comparativa de electricidad requerida y producida.</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 16: Matriz de decisión del tipo de panel solar fotovoltaico.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 17: Matriz de decisión del tipo de panel solar fotovoltaico.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 18: Dimensiones del terreno.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 19: Tabla resumen de datos de la flota de autobuses.</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 20: Factor de compresibilidad en función de la presión.</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 21: Tiempo empleado por fases de desarrollo para la realización del proyecto.</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 22: CAPEX.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 23: Datos Préstamo sistema de amortización francés.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 24: Cálculos del Préstamo sistema de amortización francés.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 25: Factores para el cálculo del mantenimiento de los equipos.</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 26: OPEX del mantenimiento de los equipos.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 27: OPEX de los costes de operación.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 28: OPEX de los intereses del préstamo.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 29: OPEX para el año 1.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 30: OPEX total por años.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 31: Flujo de Caja para el año 1.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 32: Análisis de la Inversión.</i>	<i>89</i>

Índice de Ecuaciones

<i>Ecuación 1: Toneladas de hidrógeno verde para la refinería.</i>	38
<i>Ecuación 2: Cálculo del número de recorridos realizados por cada línea a la semana.</i>	40
<i>Ecuación 3: Cálculo del número de kilómetros recorridos un día de entre diario (L-V) por un autobús.</i>	40
<i>Ecuación 4: Cálculo del número de kilómetros totales recorridos por la Línea 1 en una semana.</i>	41
<i>Ecuación 5: Cálculo de kilómetros totales en una semana.</i>	41
<i>Ecuación 6: Cálculo de kilómetros totales en un año.</i>	42
<i>Ecuación 7: Cálculo de kilogramos de hidrógeno verde necesarios para la flota de autobuses.</i>	42
<i>Ecuación 8: Toneladas de hidrógeno verde para la flota de autobuses.</i>	42
<i>Ecuación 9: Toneladas totales de hidrógeno verde a suministrar.</i>	42
<i>Ecuación 10: Cálculo de kilogramos de H₂verde al día en la refinería.</i>	43
<i>Ecuación 11: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H₂ de la refinería en Nm³día.</i>	43
<i>Ecuación 12: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H₂ de la refinería en kWhdía.</i>	43
<i>Ecuación 13: Cálculo de kilogramos de H₂verde al día en la flota de autobuses.</i>	44
<i>Ecuación 14: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H₂ de la flota de autobuses en Nm³día.</i>	44
<i>Ecuación 15: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H₂ de la flota de autobuses en kWhdía.</i>	44
<i>Ecuación 16: Cálculo de kWh totales de electricidad al día necesarios para la electrólisis.</i>	44
<i>Ecuación 17: Cálculo de MWh totales de electricidad al día necesarios para la electrólisis.</i>	44
<i>Ecuación 18: Cálculo de kilogramos de H₂verde al día en la refinería.</i>	45
<i>Ecuación 19: Cálculo de kilogramos de H₂verde al día en la flota de autobuses.</i>	45
<i>Ecuación 20: Cálculo del volumen en litros de agua al día necesarios para la electrólisis.</i>	45
<i>Ecuación 21: Cálculo de litros de agua en el acuífero al año.</i>	47
<i>Ecuación 22: Cálculo de litros de agua necesarios para la electrólisis al año.</i>	47
<i>Ecuación 23: Cálculo de la Electricidad necesaria a producir por energía fotovoltaica.</i>	49
<i>Ecuación 24: Electricidad fotovoltaica mensual necesaria.</i>	52
<i>Ecuación 25: Electricidad fotovoltaica anual necesaria.</i>	52
<i>Ecuación 26: Kilogramos necesarios de H₂ al día.</i>	54
<i>Ecuación 27: Producción de H₂ por el electrolizador a la hora.</i>	54
<i>Ecuación 28: Horas de funcionamiento del electrolizador al día.</i>	54
<i>Ecuación 29: Cálculo de la Potencia del Electrolizador.</i>	57
<i>Ecuación 30: Cálculo de la superficie de la planta.</i>	58
<i>Ecuación 31: Kilogramos necesarios de H₂ al día en la refinería.</i>	60
<i>Ecuación 32: Número de tanques de almacenamiento a 35 bar para la refinería.</i>	60
<i>Ecuación 33: Kilogramos necesarios de H₂ al día en la refinería.</i>	60

<i>Ecuación 34: Número de tanques de almacenamiento a 35 bar para la flota de autobuses.</i>	<i>60</i>
<i>Ecuación 35: Número de tanques totales de almacenamiento a 35 bar.</i>	<i>60</i>
<i>Ecuación 36: Kilogramos de H₂ a repostar en el caso más desfavorable.</i>	<i>62</i>
<i>Ecuación 37: Litros de H₂O a rellenar en el caso más desfavorable.</i>	<i>62</i>
<i>Ecuación 38: Volumen de H₂ en Nm³.</i>	<i>63</i>
<i>Ecuación 39: Ecuación del volumen H₂O en Nm³.</i>	<i>63</i>
<i>Ecuación 40: Volumen H₂O en Nm³ a 300 bar.</i>	<i>63</i>
<i>Ecuación 41: Ecuación de los gases ideales.</i>	<i>63</i>
<i>Ecuación 42: Número de moles de H₂O para la presión de 300 bar.</i>	<i>63</i>
<i>Ecuación 43: Número de moles de H₂O para la presión residual de 10 bar.</i>	<i>64</i>
<i>Ecuación 44: Volumen H₂O total en L.</i>	<i>64</i>
<i>Ecuación 45: Número total de moles de H₂O.</i>	<i>64</i>
<i>Ecuación 46: Cálculo de la presión de equilibrio.</i>	<i>64</i>
<i>Ecuación 47: Fórmula de Interpolación.</i>	<i>64</i>
<i>Ecuación 48: Interpolación del factor de compresibilidad a la presión de equilibrio.</i>	<i>65</i>
<i>Ecuación 49: Volumen de H₂ en Nm³ para la presión de equilibrio.</i>	<i>65</i>
<i>Ecuación 50: Kilogramos de H₂ finales.</i>	<i>65</i>
<i>Ecuación 51:</i>	
<i>Kilogramos H₂ por diferencia de presión para el almacenamiento de 300 bar.</i>	<i>65</i>
<i>Ecuación 52: Volumen de H₂ en Nm³.</i>	<i>66</i>
<i>Ecuación 53: Ecuación del volumen H₂O en Nm³.</i>	<i>66</i>
<i>Ecuación 54: Volumen H₂O en Nm³ a 500 bar.</i>	<i>66</i>
<i>Ecuación 55: Volumen H₂ en Nm³ que queda en el tanque a 350 bar.</i>	<i>66</i>
<i>Ecuación 56: Kilogramos de H₂ que quedan en el tanque a 350 bar.</i>	<i>66</i>
<i>Ecuación 57:</i>	
<i>Kilogramos H₂ por diferencia de presión para el almacenamiento de 500 bar.</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 58: Kilogramos totales de H₂ suministrados por diferencia de presión.</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 59: Kilogramos totales de H₂ suministrados por compresor de apoyo.</i>	<i>68</i>
<i>Ecuación 60: Caudal del compresor.</i>	<i>68</i>
<i>Ecuación 61: Ecuación del cálculo de la Anualidad del Préstamo.</i>	<i>77</i>
<i>Ecuación 62: Cálculo de la Anualidad del Préstamo.</i>	<i>77</i>
<i>Ecuación 63: Cálculo del Interés del Préstamo.</i>	<i>78</i>
<i>Ecuación 64: Cálculo de la Amortización del Préstamo.</i>	<i>78</i>
<i>Ecuación 65: Cálculo del Capital Pendiente.</i>	<i>78</i>
<i>Ecuación 66: Cálculo del coste asociado al personal.</i>	<i>81</i>
<i>Ecuación 67: Cálculo del coste asociado al alquiler del terreno.</i>	<i>81</i>
<i>Ecuación 68: Cálculo del coste asociado a la electricidad.</i>	<i>81</i>
<i>Ecuación 69: Cálculo del coste asociado al agua.</i>	<i>81</i>
<i>Ecuación 70: Cálculo de los Ingresos.</i>	<i>85</i>
<i>Ecuación 71: Cálculo de los Costes.</i>	<i>85</i>
<i>Ecuación 72: Cálculo de la Depreciación.</i>	<i>85</i>
<i>Ecuación 73: Cálculo del Beneficio.</i>	<i>86</i>
<i>Ecuación 74: Cálculo de los Impuestos.</i>	<i>86</i>
<i>Ecuación 75: Cálculo del Flujo de Caja.</i>	<i>86</i>
<i>Ecuación 76: Cálculo del Acumulado Anual.</i>	<i>86</i>
<i>Ecuación 77: Ecuación del VAN.</i>	<i>88</i>

Ecuación 78: Ecuación del Payback..... 88

Índice de Abreviaturas

TFM	Trabajo de Fin de Máster
CO₂	Dióxido de Carbono
H₂O	Agua
OMS	Organización Mundial de la Salud
PVGIS	Photovoltaical Geographical Information System
GW	Gigavatios
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
MWp	Megavatio pico
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
h	Hora
t	Tonelada
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
ha	Hectárea
Nm³	Normo metro cúbico o Metro cúbico normal
ISO	International Organization for Standardization
CSA	Compliance, Safety, Accountability
SAE	Society of Automotive Engineers
SOEC	Celda de electrolizador de óxido sólido

PEM	Electrólisis de membrana polimérica protónica
AEC	Electrólisis alcalina
UE	Unión Europea
PNIEC	Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operating Expenses
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Rentabilidad o de Retorno

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se plantea la situación actual de la que nace el desarrollo del presente trabajo de fin de máster, la emisión de gases contaminantes al medio ambiente. Se presenta de forma amplia por qué se producen, cuáles son sus consecuencias y se exponen los acuerdos establecidos por los distintos países para combatir el cambio climático. Finalmente, se presenta la Hoja de Ruta a seguir por la Unión Europea y España para lograr la descarbonización del sector energético.

1.1 Planteamiento del Problema

Los gases de efecto invernadero son aquellos emitidos de forma natural o por la actividad humana a la atmósfera donde se acumulan y absorben la energía infrarroja del Sol. Este proceso denominado “efecto invernadero” contribuye al aumento de la temperatura del planeta y como consecuencia, acelera el calentamiento global y contribuye al cambio climático [1].

Los principales gases de efecto invernadero son el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O), el metano (CH_4) y el ozono (O_3). Además, se tienen algunos como los halocarbonos, el hexafluoruro de azufre (SF_6), los hidrofluorocarbonos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC) que han sido creados en su totalidad por la actividad humana [2].



Ilustración 1: Emisiones de gases de efecto contaminante (2019). [3]

El dióxido de carbono (CO_2) es uno de los gases de efecto invernadero más importantes en el calentamiento global y de los que suele emitirse a la atmósfera con mayor frecuencia a causa de la actividad humana [2].

La generación de emisiones de CO₂ surge como consecuencia de la producción de electricidad a nivel mundial que, hoy en día, tienen su origen en el consumo de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural, principalmente en los sectores de transporte e industria [4].

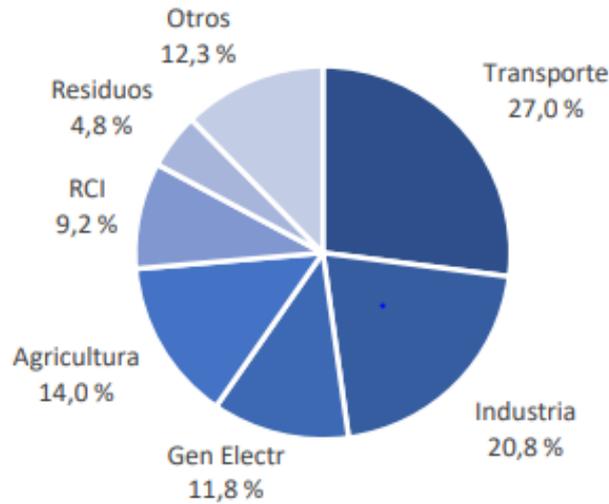


Ilustración 2: Emisiones 2020 por sector [4]

El uso intensivo de combustibles fósiles y, como consecuencia, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), fomentan la creación del efecto invernadero, aceleran el calentamiento global y deterioran el medio ambiente. Organismos de prestigio, como la Organización Mundial de la Salud (OMS), confirma la cifra de 7 millones de muertes al año a causa de la contaminación urbana [5].

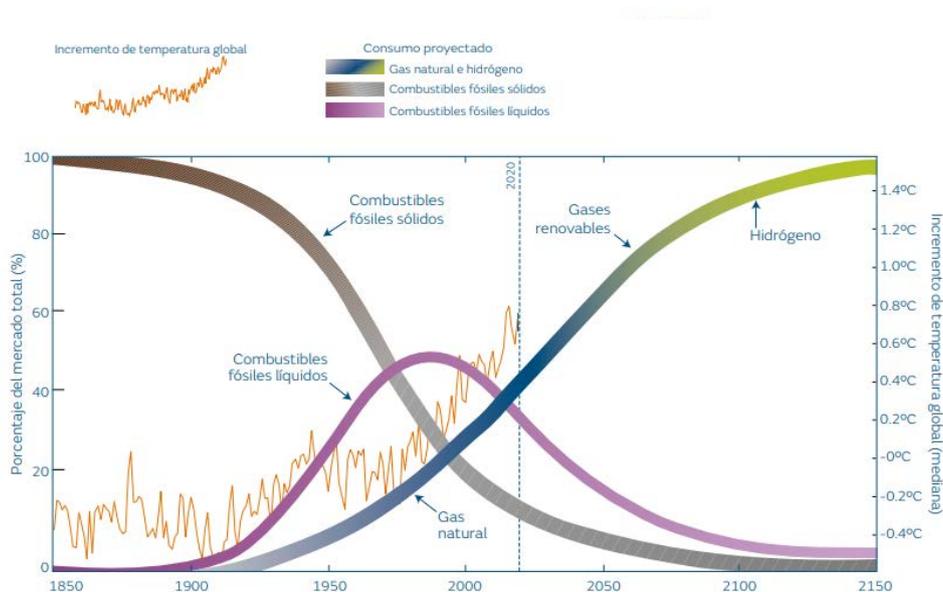


Ilustración 3: Pasado, presente y futuro de los combustibles en relación con el incremento de temperatura global. [6]

El punto de partida para combatir el cambio climático y preservar el medio ambiente se tiene en los acuerdos mundiales establecidos en el Protocolo de Kyoto (2005) y el Acuerdo de París (2015) [7]. Desde ese momento, se han ido sucediendo diversas políticas y estrategias medioambientales con la premisa de asegurar la continuidad y el cumplimiento de los objetivos marcados [6].

A finales del año 2019, la Comisión Europea presentó el “Pacto Verde Europeo” como hoja de ruta a seguir para alcanzar los objetivos marcados para 2030 y 2050. Se plantearon diferentes propuestas para abarcar todos los sectores económicos siendo de vital importancia para el sector de la energía, el auge de las energías renovables y la reducción de los combustibles fósiles para dar paso a la transición energética y la descarbonización [6].

Unión Europea

La Unión Europea, en su deseo de cumplir los hitos marcados en el Acuerdo de París [7], está actualizando de forma íntegra su política energética para facilitar la transformación de los combustibles fósiles en una energía más limpia reduciendo los gases nocivos que provocan el efecto invernadero [6].

En la lista de países/regiones que han emitido mayores cantidades de CO₂, la Unión Europea se encuentra en el tercer lugar coincidiendo el orden, en gran medida, con los territorios más poblados del mundo [8].

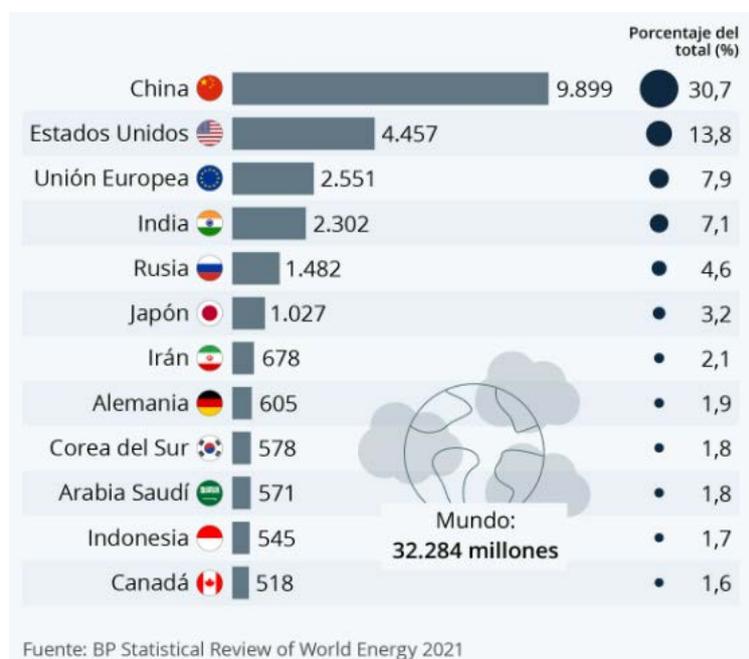


Ilustración 4: Países/regiones con mayor volumen de emisiones de dióxido de carbono en 2020 (mil. de toneladas) [8]

Actualmente, la Unión Europea ha identificado el hidrógeno renovable como uno de los vectores energéticos que puede tener una gran contribución en la descarbonización global, permitiendo conseguir de este modo, reducir las emisiones contaminantes y lograr los objetivos de neutralidad climática. Se trata de uno de los recursos más importantes para conseguir la reducción de emisiones en Europa, estimando una reducción del 8% entre 2020 y 2030 y del 25% entre 2030 y 2050 [9].

Diferentes estudios coinciden en que para 2030 el hidrógeno renovable puede ser competitivo técnica y económicamente para aplicaciones como el transporte, la industria o la generación de calor industrial, llegando a ser competitivo en casi la totalidad de las aplicaciones en 2050, lo cual representa el 60% del consumo mundial de energía [6].

La Hoja de ruta que seguirá la Unión Europea para llevar a cabo los cambios propuestos consta de tres fases:



Ilustración 5: Hoja de Ruta de la Unión Europea (UE). Fuente: Elaboración propia.

- 1) Primera fase, desde 2020 hasta 2024: El objetivo reside en instalar al menos 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable en la Unión Europea cerca de los centros de demanda y conseguir una producción de hasta un millón de toneladas de hidrógeno renovable.
- 2) Segunda fase, desde 2025 hasta 2030: El objetivo asciende a instalar al menos 40 GW de electrolizadores de hidrógeno y tener una producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable. En esta etapa, el hidrógeno renovable será considerado un elemento intrínseco del sistema energético y se encargará de equilibrar el sistema de electricidad basado en energías renovables al transformar energía eléctrica en hidrógeno cuando ésta sea abundante y barata.

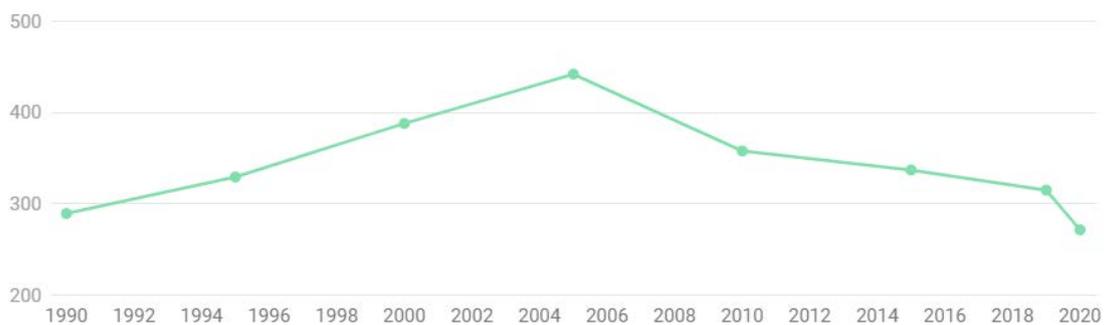
- 3) Tercera fase, desde 2030 en adelante hacia 2050: En esta etapa el hidrógeno renovable debe haber alcanzado su estado de madurez energética y ser capaz de desplegarse hacia todos los sectores. Se debe crear un marco propicio que impulse la demanda y aumente la producción del hidrógeno renovable y sus derivados con medidas de apoyo, normas de mercado e infraestructura además de fomentar la investigación y la innovación en las tecnologías del hidrógeno [9].

España

La Unión Europea ha solicitado que cada Estado Miembro desarrolle los llamados “Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)” para poder analizar en detalle la política y estrategia energética que va a llevar a cabo cada país, así como su cumplimiento [10].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima Español establece una estrategia a largo plazo para alcanzar una economía moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050 mediante políticas que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero con un objetivo del 90% con respecto a 1990 [10].

España ha redactado el 20 de Enero de 2020 un PNIEC con cinco ejes de actuación: descarbonización, incluidas las energías renovables, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad. Los objetivos que marca la hoja de Ruta del hidrógeno en España consisten en instalar entre 300 MW y 600 MW de electrolizadores para 2024 evolucionando hasta los 4 GW en 2030 [6].



Los datos recogidos por el Ministerio para la Transición Ecológica no detallan de forma anual la evolución histórica sino solo a partir del año 2015

Gráfico: Newtral • Fuente: [Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico](#) • Creado con [Datawrapper](#)

Ilustración 6: Evolución histórica de emisiones de CO₂ en España. [11]

Como se puede apreciar en la imagen, el descenso de emisiones de CO₂, intuye a pensar que se podrán cumplir los objetivos de reducción de emisiones marcados por el PNIEC.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que el principal causante de esta reducción fue el confinamiento debido a la pandemia por la COVID-19 y que, si no se toman medidas de refuerzo, con la recuperación de la actividad económica y energética habrá un repunte de emisiones de CO₂ [11].

Estudios recientes afirman que las emisiones de CO₂ aumentaron un 5,9 % en 2021 y un 14 % en el primer trimestre de 2022 [12]. Estos datos tienen su principal foco en la vuelta al consumo de combustibles fósiles para generación de electricidad y al transporte por carretera [13].

En España el 75% del consumo corresponde al uso de fuentes de energía de origen fósil, debido fundamentalmente al transporte y la industria. Es por eso por lo que el PNIEC centra todos sus esfuerzos en la descarbonización del sistema energético como elemento principal sobre el que se llevará a cabo la transición energética, destacando entre otros, el potencial del hidrógeno renovable como vector energético [6].

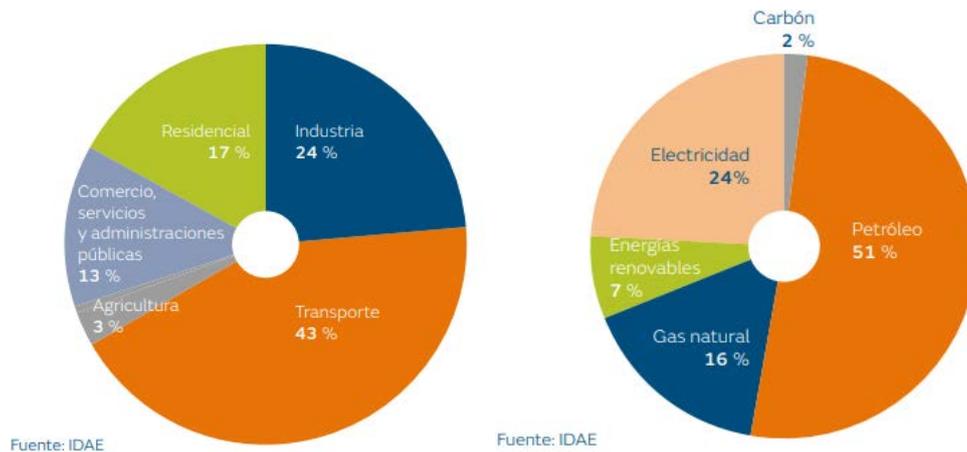


Ilustración 7: Consumo de energía primaria en España por sectores y por fuentes de energía, 2018. [6]

La Hoja de ruta que seguirá España para conseguir los objetivos marcados por el PNIEC trata fundamentalmente de identificar las prioridades y recursos necesarios además de los retos que presenta el hidrógeno renovable para poder desplegar el potencial de este vector energético en España y posicionar a nuestro país como un referente tecnológico futuro [10].

1.2 Objetivos del Proyecto

Este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo principal dimensionar una planta de producción de hidrógeno renovable con la finalidad de contribuir a la reducción de emisiones procedentes de fuentes de energía de origen fósil en diferentes sectores energéticos.

Entre los objetivos secundarios destacan:

- I. Realizar un estudio de campo sobre el estado del arte de la tecnología, sus avances más recientes y sus líneas futuras de investigación.
- II. Identificar una ubicación con recursos renovables suficientes para la generación de hidrógeno verde.
- III. Determinar un consumidor potencial de hidrogeno, principalmente un cliente industrial y una flota de autobuses.
- IV. Dimensionar una planta solar fotovoltaica capaz de suministrar energía necesaria para la producción de hidrógeno verde.
- V. Diseñar una planta de producción de hidrogeno mediante electrólisis, así como su posterior compresión y almacenamiento.
- VI. Estudiar la viabilidad económica del proyecto y analizar las conclusiones del proyecto.

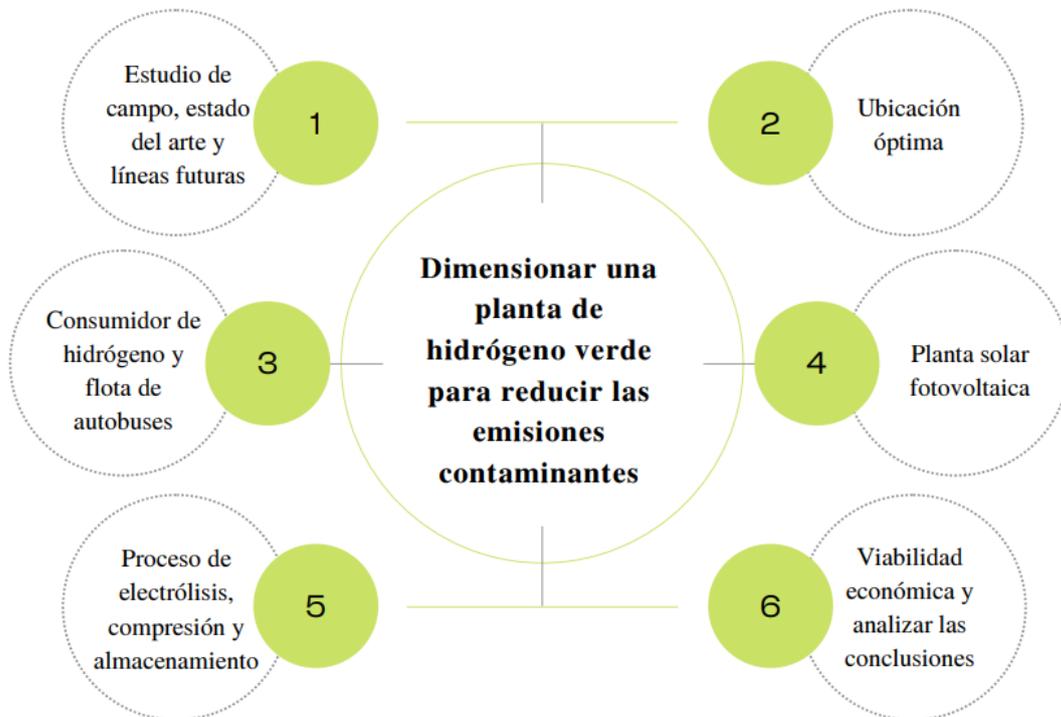


Ilustración 8: Objetivo principal y secundarios del Trabajo de Fin de Máster. Fuente: Elaboración propia.

1.3 Estructura del Proyecto

El proyecto estará constituido por la siguiente estructura de capítulos donde se abarcarán los distintos temas:



Ilustración 9: Estructura del Trabajo de Fin de Máster. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 1 “INTRODUCCIÓN”: En este capítulo se tratará el planteamiento del problema que supone la contaminación por emisión de gases nocivos, los objetivos principales y secundarios del proyecto, así como la estructura del mismo.

Capítulo 2 “ESTADO DEL ARTE”: En este capítulo se realiza una investigación en profundidad acerca del hidrógeno: sus propiedades, métodos de producción de hidrógeno, tipos de electrólisis, almacenamiento, transporte y los usos industriales más importantes.

Capítulo 3 “DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO”: En este capítulo se identifica la ubicación del proyecto y se realiza el dimensionamiento de la planta de energía renovable, del electrolizador, del almacenamiento y del suministro de hidrógeno para los usos destinados.

Capítulo 4 “PLAN DE PROYECTO”: En este capítulo se exponen los periodos en los que se ha realizado cada fase del proyecto representado en un Diagrama Gantt con las horas empleadas desglosadas en cada fase del proyecto.

Capítulo 5 “ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA”: En este capítulo se estudia la rentabilidad del proyecto analizando el CAPEX (Inversiones de capital), OPEX (Gastos operacionales), analizar precios de venta y la inversión con los valores del VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno) y Payback (Plazo de Recuperación).

Capítulo 6 “CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO”: En este capítulo se resumen las principales conclusiones del proyecto y se analizan los pasos a seguir en futuros trabajos o líneas de investigación para contribuir a los objetivos iniciales.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se profundiza en el estado del arte del hidrógeno como vector energético para la descarbonización energética: qué propiedades tiene, qué métodos de producción de hidrógeno existen, así como el almacenamiento y transporte con los usos industriales más demandados hoy en día.

2.1 Normativa

Existe un marco legislativo específico encargado de regular las medidas a tener en cuenta para las distintas fases del desarrollo del hidrógeno verde.

La normativa por considerar conforme a las especificaciones de la planta de hidrógeno que se va a dimensionar se va a dividir en varios bloques en función del ámbito de aplicación y son:

Generación/Electrolizadores H₂:

- *ISO 22734-1* Generadores de hidrógeno mediante el proceso de electrólisis del agua. Parte 1: Aplicaciones industriales y comerciales.
- *ISO 22734-2* Generadores de hidrógeno mediante el proceso de electrólisis del agua. Parte 1: Aplicaciones residenciales.
- *ISO/TR 15916* Consideraciones básicas para la seguridad de los sistemas de hidrógeno.
- *IGC DOC 75/07/E* Determinación de distancias de seguridad.

Transformación/Celdas de combustible H₂:

- *ISO 14687-2* Combustible de hidrógeno - especificación del producto. Parte 2: Celda de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM). Aplicaciones para vehículos de carretera.
- *ISO 14687-3* Combustible de hidrógeno - proceso del producto. Parte 3: Celda de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM). Aplicaciones para aparatos fijos.

Infraestructura H₂:

- *ISO/TS 20100* Estaciones de abastecimiento de hidrógeno gaseoso.
- *IGC DOC 15/06/E* Estaciones de hidrógeno gaseoso.
- *SAE J 2601* Protocolos de abastecimiento de combustible para vehículos ligeros de superficie de hidrógeno gaseoso.

- *SAE J 2799-70Mpa* Dispositivo de conexión de abastecimiento de combustible para vehículos de superficie de hidrógeno comprimido y comunicaciones opcionales entre el vehículo y la estación.

Almacenamiento H₂:

- *ISO 11114-4* Cilindros transportables de gas. Compatibilidad de: materiales de cilindros y válvulas con contenido de gas.
- *ISO 17268*: Dispositivos de conexión de repostaje de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso.
- *ISO/TS 15869* Tanques de combustible de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso y mezcla de hidrógeno.
- *CSA HGV2* Contenedores del sistema de combustible de hidrógeno.
- *IGC DOC 100/11/E* Cilindros de hidrógeno y recipientes de transporte [14].

2.2 Marco teórico

La transición energética está avanzando a grandes pasos en los últimos años y es un hecho decir que la producción y distribución de energía experimentará un gran cambio durante este siglo, tanto en el sector industrial como en el uso doméstico, calefacción o transporte [5].

El hidrógeno renovable supone un elemento de gran importancia en el proceso de descarbonizar los procesos industriales y los sectores económicos, siendo esencial en el camino hacia el objetivo neutralidad climática [9].

Se entiende como hidrógeno renovable, en diferencia con los otros tipos de hidrógeno, como aquel caracterizado por proceder de energías renovables y tener bajo impacto ambiental.

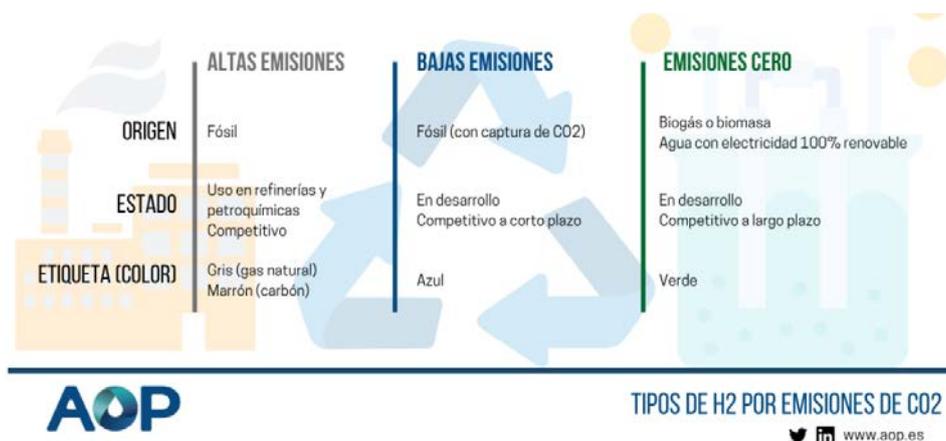


Ilustración 10: Clasificación de H₂ por emisiones de CO₂. [15]

El campo de oportunidades tan amplio que ofrece este recurso lo sitúa como una de las tecnologías más crecientes y sostenibles para lograr la transición energética.

2.2.1 Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más ligero que existe y está situado en el primer lugar de la tabla periódica. Es estable en su forma de molécula diatómica (H₂) y su núcleo está formado por un protón y un electrón [14].

El hidrógeno puede ser utilizado como vector energético, combustible, materia prima o almacenamiento de energía y, además, tiene un gran número de aplicaciones en sectores como la industria, la electricidad y el transporte [9].



Ilustración 11: Símbolo del elemento químico hidrógeno. [14]

Algunas de sus propiedades más representativas son:

- **Condiciones normales:** Estado gaseoso, insípido, incoloro e inodoro.
- **Abundante y ligero:** El hidrógeno es el elemento químico más pequeño y simple que abunda en el planeta, constituyendo aproximadamente el 75% de la materia del universo, y está constituido por una simplicidad estructural formada por un protón y un neutrón.
- **Vector energético:** El hidrógeno en la Tierra no se encuentra en estado libre sino que se encuentra básicamente en forma de agua, por lo que no le son atribuidas las características de energía primaria sino de vector energético almacenable y transportable.
- **Alta densidad energética en masa y baja densidad energética en volumen:** Tiene un elevado valor de energía por unidad de masa, sin embargo, debido a la baja densidad que presenta 0,0899 kg/Nm³, su contenido energético por unidad de volumen es muy reducido.
- **Cero contaminante:** El uso del hidrógeno como combustible no genera gases de efecto invernadero sino únicamente vapor de agua.
- **Reservas inagotables:** El uso de este tipo de recurso supone una fuente de energía inagotable porque se trata de un elemento muy abundante en la naturaleza.
- **Almacenamiento físico:** Este tipo de energía puede ser almacenado en forma de gas presurizado o líquido.

De la misma forma, la manipulación y uso de hidrógeno requiere de unos procedimientos y equipamientos específicos. Hay que tener en cuenta que, aunque el hidrógeno no es un elemento tóxico, se trata de una molécula con elevados coeficientes de difusión, lo cual aumenta el riesgo de fugas y deterioro de materiales como conectores, sellados o tuberías de acero de las instalaciones. Además, la detección del hidrógeno en incendios y fugas es complicada debido a que su llama es incolora e inodora [6].

Los efectos del uso del hidrógeno sobre la salud humana son prácticamente nulos. En espacios abiertos, debido a su baja densidad, cualquier riesgo se reduce radicalmente y en espacios cerrados, se necesitaría una alta concentración de hidrógeno. En cuanto a los efectos ambientales, su no toxicidad hace que no presente ningún indicio de riesgo contaminante o perjudicial para la naturaleza [16].

Propiedad	Hidrógeno
Densidad (gas)	0,089 kg/m ³ (0°C, 1bar)
Densidad (líquido)	70,79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)
Punto ebullición	-253°C, 1 bar
Densidad energética (masa)	120 MJ/kg
Densidad energética (volumen)	10,8 MJ/Nm ³
Índice de Woobe	11,29 kWh/Nm ³
Límites de inflamabilidad	4-75% de H ₂ en el aire
Coefficiente de difusión	0,61 cm ² /s

Ilustración 12: Propiedades físicas del hidrógeno y del gas natural. [6]

El hidrógeno dispone de cualidades que le otorgan la capacidad de producir energía segura, libre de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y económicamente competitiva. Puede que sus propiedades fisicoquímicas no sean las óptimas para su integración directa y masiva en el sistema económico, pero el gran potencial que tienen los beneficios que podría aportar son tales que lo convierten en un elemento muy significativo en la cadena de valor [6].

2.2.2 Métodos de producción de hidrógeno verde

Una de las principales ventajas que ofrece el hidrógeno es la capacidad de ofrecer un ciclo energético cerrado absolutamente limpio.

Debido a que el hidrógeno no se encuentra libre en la naturaleza sino combinado con otros elementos, para obtenerlo será necesario aportar energía externa por medio de energías renovables (hidrógeno verde) o mediante energías tradicionales contaminantes [5].

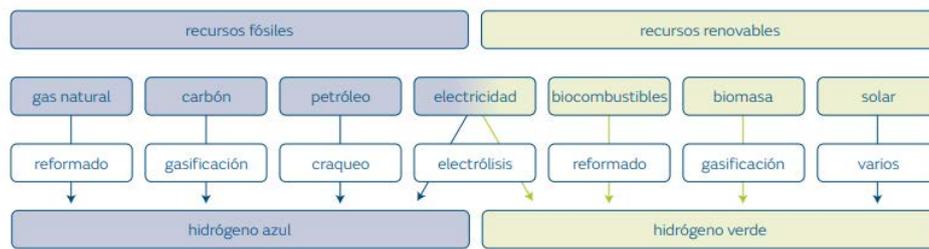
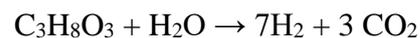


Ilustración 13: Rutas de producción de hidrógeno potencialmente bajo en emisiones en función de la procedencia del recurso. [6]

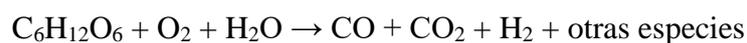
En este proyecto el estudio se va a centrar en los métodos de producción de hidrógeno verde, es decir, renovable:

- I. Reformado con biocombustibles: Se trata de hacer reaccionar compuestos renovables con vapor de agua para obtener como productos hidrógeno con bajas emisiones de dióxido de carbono.

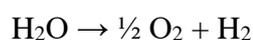
Un ejemplo de biocombustible para producir hidrógeno es el glicerol:



- II. Gasificación de biomasa: Consiste en transformar materia orgánica en gas de síntesis. Es un proceso termoquímico que necesita aporte de calor, el cual se genera por la oxidación parcial del combustible a elevadas presiones y temperaturas. El punto negativo de este método es que durante el proceso se producen alquitranes que aumentan los costes y disminuyen la eficiencia. La estequiometría más simplificada de la reacción es:



- III. Electrólisis del agua: Este proceso se basa en la descomposición de agua en hidrógeno y oxígeno molecular, la reacción básica de electrólisis es:



Se producen dos reacciones:

- En el cátodo: Reacción de reducción, se libera hidrógeno.
- En el ánodo: Reacción de oxidación, se libera oxígeno.
- La energía que requiere este proceso se suministra en forma de energía eléctrica y tienen unas eficiencias de entre el 75% y el 90% [5].

2.2.3 Tipos de electrólisis

La electrólisis como método de producción de hidrógeno se puede llevar a cabo mediante varios procesos. En líneas generales, los principales tipos de electrólisis son:

1. Electrólisis alcalina: Tienen una eficiencia del 60-65% y supone la tecnología más desarrollada hasta la fecha. Para obtener una mayor conductividad iónica, se utiliza como electrolito una disolución alcalina preferiblemente de KOH (potasa).
2. Electrólisis por membrana de electrolito polimérico (PEM): Actualmente es la tecnología más reciente en cuanto a la producción de hidrógeno se refiere. Es altamente flexible y puede trabajar en condiciones de altas densidades de corriente obteniendo eficiencias elevadas.
3. Electrolizadores de electrolito de óxido sólido (SOEC): Utiliza como electrolito un material compuesto por un material cerámico, siendo la tecnología menos madura de las mencionadas anteriormente.
4. Fotoelectrocatalisis: Consiste en utilizar la luz solar como fuente de energía para que en el dispositivo, con un material fotoactivo, se generen cargas eléctricas que separan la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno [6].

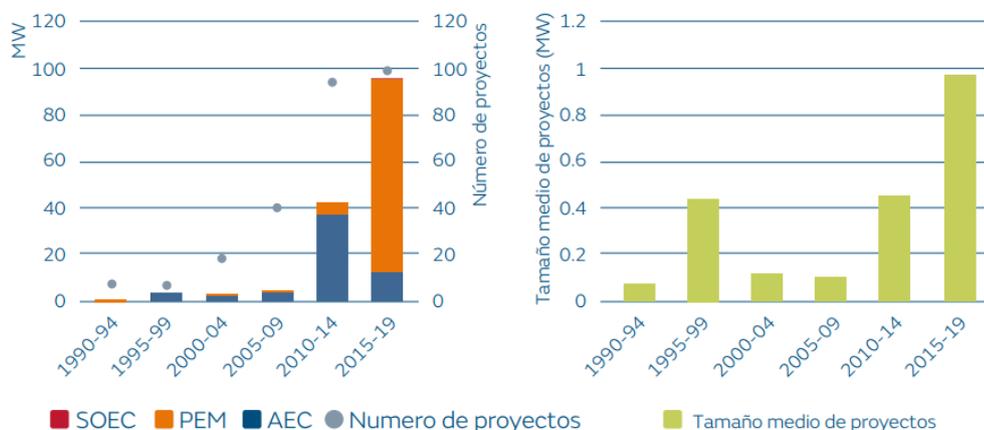


Ilustración 14: Desarrollo global de electrolizadores para fines energéticos en términos de capacidades acumulativas y tamaño medio de proyecto 1990-2019. [6]

2.2.4 Almacenamiento de hidrógeno

La baja densidad energética en términos volumétricos del hidrógeno dificulta en gran medida su almacenamiento y supone uno de los principales retos para la producción de hidrógeno a gran escala [5].



Ilustración 15: Almacenamiento de hidrógeno verde. [17]

En la actualidad, existen diversos métodos para el almacenamiento de hidrógeno en tanques de almacenamiento:

- **Hidrógeno presurizado:** Se trata del sistema más sencillo y consiste en almacenar el hidrógeno a presiones superiores a la presión normal. Se asume un comportamiento de gas ideal y de opera con presiones del rango de 200-700 bares. Para este tipo de almacenamiento se tienen dos configuraciones distintas:
 - *Almacenamiento estacionario:* Son estaciones de producción y suministro con una instalación fija. Si las instalaciones son pequeñas, se utilizan botellas de acero con presión de hasta 1000 bar y un volumen variable de 10 a 50 litros.
 - *Almacenamiento no estacionario:* Se utiliza en etapas de distribución o consumo, como por ejemplo durante el transporte a instalaciones de suministro. Este tipo de almacenamiento requiere de espacios más reducidos, por lo que requiere mayores presiones que incrementan los costes por compresión. Para este caso, las botellas de acero no cumplen los requisitos de presión necesarios y se necesitan materiales más avanzados como el aluminio, compuestos etc... que permiten el almacenamiento a presiones de hasta 500 bar.
- **Hidrógeno líquido:** El hidrógeno en estado líquido requiere unas condiciones de 1 bar de presión y -253 °C. El almacenamiento de hidrógeno líquido es una tecnología en desarrollo a pesar de presentar dificultades que hacen que no esté tan extendida como el hidrógeno presurizado. Este método incrementa los costes

para controlar las sobrepresiones y evitar pérdidas a causa de la evaporación. El tanque debe estar compuesto de un material con elevada resistencia a la corrosión y buen aislamiento térmico.

- Hidruros metálicos: Es una tecnología basada en la formación de enlaces covalentes reversibles entre algunos metales y el hidrógeno. De esta manera, al reaccionar se forman hidruros metálicos que pueden descomponerse de igual manera a altas temperaturas para liberar el hidrógeno cuando se necesite. La principal ventaja de este tipo de almacenamiento es la capacidad de los hidruros para ser utilizados durante un gran número de ciclos de asociación-disociación sin disminuir su capacidad. Sin embargo, a pesar de su seguridad y fiabilidad, el peso y el precio son sus principales problemas en la actualidad [5].

2.2.5 Transporte de hidrógeno

El medio de transporte escogido para el suministro debe ser adecuado y compatible con las características de las instalaciones y del tanque de almacenamiento. La opción comercial más utilizada a día de hoy es el transporte de hidrógeno mediante camiones en estado gaseoso, comprimido a 200 – 350 bar.

- Infraestructuras actuales: El transporte de hidrógeno gaseoso permite el uso de las infraestructuras actuales destinadas al transporte de gas reduciendo así los costes de operación. El mayor inconveniente salvar las restricciones y adaptar los criterios de inyección de hidrógeno renovable a las red del sector del gas. A día de hoy, la legislación vigente sólo permite la inyección de un 5% en volumen de hidrógeno en la red de gas actual.
- Hidroductos: El desarrollo de una red de tuberías propia para el transporte de hidrógeno es otra posibilidad por estudiar en función del nivel de inversión y del crecimiento de la demanda del hidrógeno.
- Transporte mediante semirremolques: Están compuestos por cilindros ligeros que almacenan el hidrógeno con la última tecnología en seguridad y durabilidad del equipo [6].



Ilustración 16: Transporte de hidrógeno verde. [18]

2.2.6 Industrias consumidoras de hidrógeno

La producción de hidrógeno verde supone un vector energético puntero para el mercado mundial y, aunque en la actualidad no interaccione en gran medida con el consumidor final, denota una gran importancia en materia prima para compuestos químicos, en movilidad y para la generación de calor [6].

❖ Materia prima: El hidrógeno puede ser usado para la obtención de materias primas en algunas industrias como, por ejemplo:

- Refinerías: El crudo de petróleo contiene mezcla de hidrocarburos, así como impurezas tales como azufre, oxígeno, nitrógeno y metales pesados. El hidrógeno en el proceso de refinado es utilizado en diversos procesos como, por ejemplo, el hidrot ratamiento, donde las reacciones por adición de hidrógeno eliminan productos nocivos para el medio ambiente.
- Fertilizantes: Hoy en día, esta industria supone el 27% de la demanda de hidrógeno, donde se requiere el hidrógeno para sintetizarlo con nitrógeno y obtener amoníaco.

Metalurgia: Actualmente representa el 3% del consumo y se prevé que aumente un 6% hasta el 2030. Esta industria requiere el hidrógeno como agente reductor gaseoso del hierro para la obtención del acero.

❖ Transporte y movilidad: El hidrógeno verde es uno de los principales motores de cambio del mundo como lo conocemos hoy en día, un recurso energético capaz de descarbonizar el transporte y disminuir los gases contaminantes que se emiten a la atmósfera. El transporte supone alrededor del 20% del consumo global de energía, por lo que ha sido uno de los primeros sectores en introducir el hidrógeno verde para conseguir una economía energética sostenible.

❖ Generación de calor: Se contempla tanto para uso doméstico como industrial:

- Uso doméstico: Los sistemas destinados a la generación de calor doméstico son alimentados principalmente por gas natural reformado. Actualmente las principales empresas gasistas están estudiando que porcentaje de hidrógeno se puede introducir en el gas natural, de modo que no afecte al funcionamiento normal de las calderas instaladas en los hogares. De esta forma, se conseguirá reducir de forma parcial las emisiones de CO₂ para generación de calor en uso residencial.

- **Uso industrial:** Los sistemas de combustión de hidrógeno necesitan materiales adecuados para evitar la corrosión y la fragilidad, así como quemadores especiales que permitan descarbonizar el sector. La generación de calor industrial supone un 10% de las emisiones de gases contaminantes por lo que, es necesario adaptar los procesos industriales al hidrógeno como fuente de calor industrial [6].

Capítulo 3. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO

En este capítulo muestran los cálculos que se han llevado a cabo para el dimensionamiento de la planta de hidrógeno verde. Se justifica la ubicación elegida para la planta de hidrógeno, así como los consumidores seleccionados para la venta del hidrógeno producido. Por un lado, un gran consumidor industrial de hidrógeno como es la refinería de San Roque (Cádiz) y por otro, la red de autobuses urbanos de Algeciras. Se muestran las hipótesis y los cálculos necesarios para el dimensionamiento de la planta.

3.1 Identificación de la Ubicación

El emplazamiento de la planta de hidrógeno debe ubicarse en una zona con características climatológicas y geográficas específicas para potenciar al máximo su rendimiento y beneficio económico.

Se van a tener en cuenta tres condiciones principales para la elección de la ubicación de la planta de hidrógeno:

1. Zona con alta irradiación solar/capacidad eólica: Para lograr cero emisiones contaminantes, el aporte de energía eléctrica para la producción de hidrógeno verde se producirá a partir de fuentes renovables.
El tipo de fuente renovable a considerar será la energía solar fotovoltaica o la energía eólica, motivo por el cual el emplazamiento de la infraestructura ha de situarse en una zona donde los recursos de energía solar y eólica sean abundantes.
2. Consumidor industrial de hidrógeno verde: La instalación de una planta de hidrógeno verde cobra sentido cuando un cliente consumidor de cualquier fuente de energía contaminante la sustituye por hidrógeno verde. Por lo tanto, será de vital importancia localizar una empresa que consuma hidrógeno en su totalidad o en alguno de sus subprocesos una cantidad de entre 300 – 400 toneladas al año a la que poder suministrar.
3. Ciudad con red urbana de autobuses a una distancia inferior a 100 km: La instalación de una hidrogenera en una ciudad de tamaño mediano para una flota de autobuses urbanos a una distancia inferior a 100 km para que no penalice el gasto por transporte abre un nuevo segmento de mercado y oportunidad de expansión para la planta de hidrógeno verde.

Para escoger una de entre las opciones que se tienen para comenzar con el dimensionamiento de la planta, se elabora una matriz de decisión con las principales condiciones a tener en cuenta:

	Recurso renovable	Ubicación cercana	Consumidor industrial	Flota de autobuses	Puntuación
	Peso: 5	Peso: 3	Peso: 4	Peso: 2	
Refinería de San Roque (Cádiz)	5 <i>(5 x 5 = 25)</i>	5 <i>(5 x 3 = 15)</i>	5 <i>(5 x 4 = 20)</i>	4 <i>(4 x 2 = 8)</i>	68
Acería ArcelorMittal de Sestao (Vizcaya)	4 <i>(4 x 5 = 20)</i>	2 <i>(2 x 3 = 6)</i>	5 <i>(5 x 4 = 20)</i>	3 <i>(3 x 2 = 6)</i>	52

Tabla 1: Matriz de decisión de ubicación.

Como resultado se puede apreciar que la mayor puntuación es para la Refinería de San Roque (Cádiz). Las características más destacables frente a otras opciones son que posee una gran potencia de recurso renovable y porque, en general, las distancias para dar servicio a la industria y a la flota de autobuses son menores.

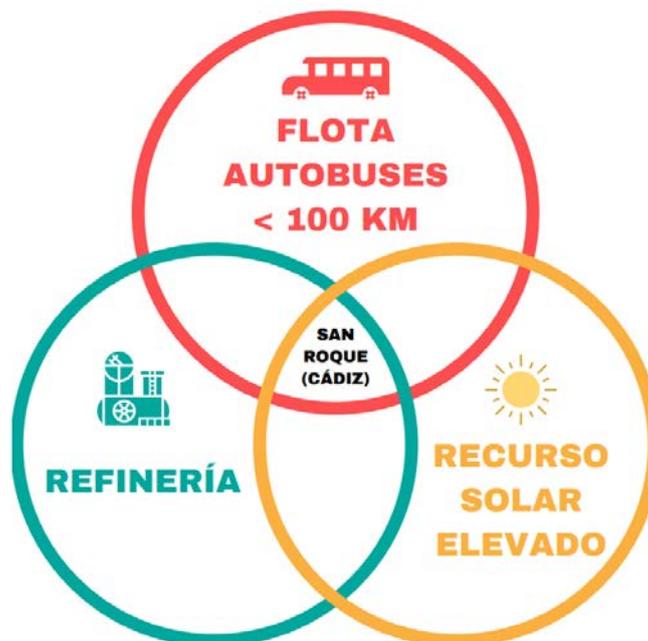


Ilustración 17: Características clave para la instalación de la planta en San Roque (Cádiz). Fuente: Elaboración propia.

San Roque es un municipio y ciudad española ubicada en el área del estrecho de Gibraltar, en la provincia de Cádiz, en la Comunidad Autónoma de Andalucía. Dispone de una superficie de 146,93 km² y una población de aproximadamente 32.178 habitantes [19].



Ilustración 18: Ubicación de San Roque en España. [20]



Ilustración 19: Ubicación de San Roque en la provincia de Cádiz. [20]

La radiación solar es la energía emitida por el Sol y que llega a la Tierra a través de ondas electromagnéticas.

La variedad de sus valores es debida al día y a la hora a la que se quiere aprovechar la luz del sol, así, por ejemplo, para dos días del mes de Agosto, a mediados y a finales, se tienen valores de radiación solar completamente diferentes [21]:

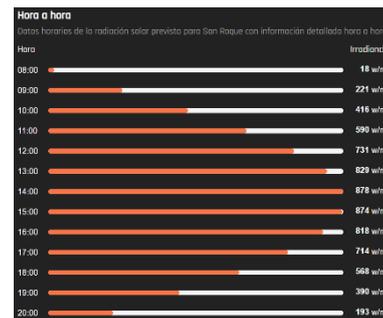


Ilustración 20: Radiación Solar del 17 de Agosto de 2022. [22]

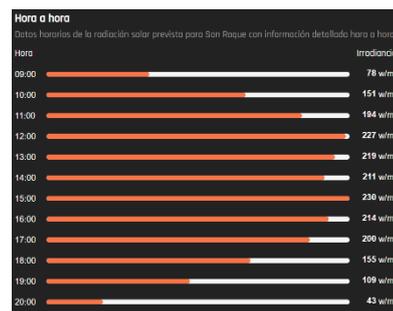
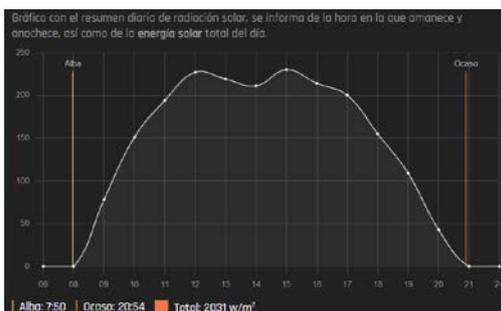


Ilustración 21: Radiación solar del 31 de Agosto de 2022. [22]

Se trata de una zona con alta radiación solar, en torno a los 6.000 W/m² de media anual, lo cual, dotará de alta eficiencia a la planta solar fotovoltaica durante las horas de sol [22].

San Roque cuenta con el mayor polígono industrial de Andalucía donde se ubica la refinería Gibraltar – San Roque, teniendo posibilidad de convertirse en uno de los potenciales valles de hidrógeno verde en España.

Las refinerías se ocupan de la transformación del petróleo crudo en productos de uso diario para las personas como, por ejemplo, la gasolina, el diésel, aceites o combustibles. El hidrógeno verde puede utilizarse para reemplazar al hidrógeno en diversos procesos de las refinerías, las cuales son responsables del 4% de las emisiones mundiales de CO₂, e incluso puede ser utilizado propiamente como combustible [23].



Ilustración 22: Imagen representativa de la descarbonización de la economía. [23]

La Refinería de Gibraltar – San Roque comenzó a construirse en el año 1965 y no fue hasta dos años más tarde cuando se puso en funcionamiento, a finales de 1967.

El proceso de construcción se basó en una metodología de ahorro energético y seguridad de las personas y las instalaciones en la que se buscó la máxima integración de las unidades de la planta con diseños más modernos [24].



Ilustración 23: Refinería de Gibraltar – San Roque. [25]

Actualmente, la refinería ocupa una superficie de 1,5 millones de m² y tiene una capacidad máxima de destilación de 12 millones de toneladas al año. Ha incorporado un área petroquímica y unidades de fabricación de lubricantes, por lo que la cantidad y diversidad de productos que fabrica la diferencian con respecto a otras refinerías [26]. Se puede apreciar el esquema de la instalación de la refinería de forma amplia en el ANEXO I: Esquema de la refinería de Gibraltar- San Roque [26] y los procesos en el ANEXO II: Esquema de los procesos de la refinería Gibraltar – San Roque. [26]

Además, se encuentra a aproximadamente 15 kilómetros de Algeciras, una ciudad que posee una red de autobuses urbanos con 6 líneas, óptimo para la instalación de una hidrogenera capaz de suministrar hidrógeno verde a la flota de autobuses [27].

El Servicio Urbano de Algeciras cuenta con una red urbana de autobuses compuesta por 6 líneas operadas por la empresa municipal Algesa con 175 paradas de autobús [28].

Los trayectos de las líneas 1,2,3,4 y 5 realizan trayectos longitudinales de norte a sur, atravesando la ciudad, mientras que la línea 6 opera desde el centro hacia el oeste de Algeciras [28].



Ilustración 24: Líneas y paradas del bus urbano de Algeciras. [28]

Las líneas en las que operan la red de autobuses urbanos son las siguientes:

LÍNEA 1: C.C PUERTA EUROPA – JULIANA (mañanas)

: C.C. PUERTA EUROPA – PUERTO (tardes)

LÍNEA 2: SAN BERNABÉ – GETARES

LÍNEA 3: RINCONCILLO – SAN GARCÍA

LÍNEA 4: LA MENACHA – HOSPITAL

LÍNEA 5: NUEVA CIUDAD – COBRE

LÍNEA 6: CORTIJO VIDES – PLAZA ALTA

El mapa de las líneas de forma amplia, así como las paradas de cada línea se pueden ver en el Anexo III: Líneas y Paradas del Bus Urbano de Algeciras [28].

3.2 Consumo de Hidrógeno

Para dimensionar la planta de hidrógeno verde se necesita en primer lugar, conocer el consumo de hidrógeno verde que van a requerir los dos sectores a los que se va a abastecer. Una vez localizados los potenciales consumidores, como punto de partida, se plantea que en torno al 60 % del total del hidrógeno producido se destine a industria (refinería de San Roque) y que el 40 % restante se destine a movilidad (flota de autobuses).

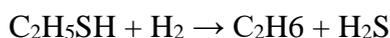
3.2.1 Consumo de hidrógeno en la Refinería

En la refinería, el uso de hidrógeno verde como materia prima es utilizado para sustituir el consumo de energías contaminantes en distintos procesos:

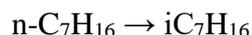
- *Hidrotratamiento*: Se trata del proceso más importante en el que se hace uso de hidrógeno verde. Consiste en adicionar hidrógeno para inducir reacciones de hidrogenación e hidrogenólisis para eliminar impurezas del petróleo crudo como el azufre, el nitrógeno o los metales [6].
- *Hidrocraqueo*: Se trata de un proceso de mejora de los crudos más pesados. Los hidrocarburos se rompen para transformar sus largas cadenas en otras más cortas [6].



- *Hidrodeshulfuración (HDS)*: Mediante la reacción de hidrogenación catalítica del crudo, se produce la eliminación de los compuestos que contienen azufre para producir ácido sulfhídrico [6].



- *Hidroisomerización (ISO)*: El hidrógeno se utiliza para que las parafinas se transformen en isoparafinas y así, se mejoren las propiedades del producto final [6].



- *Desaromatización*: Los compuestos aromáticos se transforman en cicloparafinas o alcanos por hidrogenación [6].



A continuación, se muestra un esquema de una refinería donde se puede apreciar el gran potencial que abarca el hidrógeno verde en los distintos subprocesos:

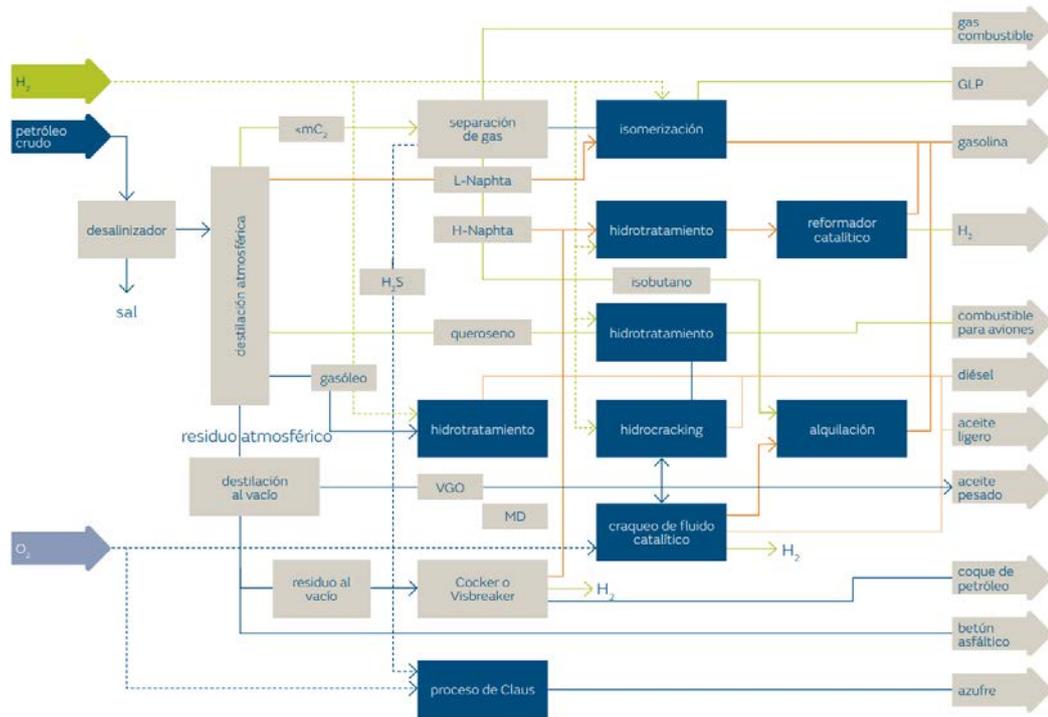


Ilustración 25: Balance de planta de una refinería donde se consume y produce hidrógeno. [6]

El Balance de planta de la refinería se puede consultar en más detalle en el ANEXO IV: Balance de planta de una refinería donde se consume y produce hidrógeno. [6]

Para comenzar con la implantación progresiva del hidrógeno verde en sustitución de los combustibles fósiles, se plantea una primera fase en la que se sustituyen 300 toneladas anuales de hidrógeno gris por hidrógeno renovable.

$$\text{Toneladas de } H_2 \text{ verde} = 300 \text{ t } H_2/\text{año}$$

Ecuación 1: Toneladas de hidrógeno verde para la refinería.

3.2.2 Consumo de hidrógeno en la Flota de Autobuses

En el cálculo del consumo de hidrógeno de la flota de autobuses se va a tener en cuenta:

- **Kilómetros recorridos:** Es específico de cada ruta y han sido aportados por el Ayuntamiento de Algeciras.

LÍNEA 1	LÍNEA 2	LÍNEA 3	LÍNEA 4	LÍNEA 5	LÍNEA 6
12,872 km	29,007 km	22,330 km	19,557 km	27,410 km	7,516 km

Tabla 2: Número de kilómetros de la ruta de cada línea.

- **Número de autobuses en cada ruta:** Cada día las rutas son recorridas por un número diferente de autobuses, como se puede en la siguiente tabla:

M: Mañana	L – V: De lunes a viernes
T: Tarde	S: Sábados
	D Y F: Domingos y festivos

	LÍNEA 1		LÍNEA 2		LÍNEA 3		LÍNEA 4		LÍNEA 5		LÍNEA 6	
	M	T	M	T	M	T	M	T	M	T	M	T
L – V	1	0	4	3	3	3	3	2	3	2	1	1
S	1	0	2	2	2	2	1	1	2	1	1	0
D Y F	0	0	2	2	2	2	1	1	1	1	0	0

Tabla 3: Número de autobuses en función de la línea, día de la semana y tramo horario.

Para el cálculo del consumo se va a tener en cuenta el número más desfavorable de autobuses a la semana por línea, es decir, la cifra mayor de autobuses que recorren cada ruta, resultando la siguiente tabla:

LÍNEA 1	LÍNEA 2	LÍNEA 3	LÍNEA 4	LÍNEA 5	LÍNEA 6
1	7	6	5	5	2

Tabla 4: Número de autobuses al día que recorren cada línea.

- **Número de veces que se realiza el recorrido de cada ruta:** A partir de los datos facilitados por el ayuntamiento de Algeciras se ha considerado una media de 10 recorridos por línea al día de lunes a viernes y una media de 5 recorridos al día los sábados y domingos.

Por lo tanto, a la semana:

$$N^{\circ} \text{ recorridos a la semana por cada línea} =$$

$$= 10 \text{ recorridos} \times 5 (L - V) + 5 \text{ recorridos} \times 2 (S - D) = 60 \text{ recorridos}$$

Ecuación 2: Cálculo del número de recorridos realizados por cada línea a la semana.

LÍNEA 1	LÍNEA 2	LÍNEA 3	LÍNEA 4	LÍNEA 5	LÍNEA 6
60	60	60	60	60	60

Tabla 5: Número de recorridos por línea a la semana.

Para tener una estimación de los kilómetros que recorre cada día de entre semana (L-V) un autobús, se realiza el siguiente cálculo, por ejemplo, para la LÍNEA 1:

$$N^{\circ} \text{ kilómetros recorridos un día por un autobus entre diario} (L - V) =$$

$$= 12,872 \text{ km} \times 10 \text{ recorridos} (L - V) = 128,72 \text{ km}$$

Ecuación 3: Cálculo del número de kilómetros recorridos un día de entre diario (L-V) por un autobús.

Si realizamos el cálculo anterior para cada una de las líneas, se obtienen los siguientes datos:

LÍNEA 1	LÍNEA 2	LÍNEA 3	LÍNEA 4	LÍNEA 5	LÍNEA 6
128,72 km	290,07 km	223,3 km	195,57 km	274,1 km	75,16 km

Tabla 6: Kilómetros totales recorridos por cada línea al día (L-V).

Para evitar penalizaciones por transporte y almacenamiento, se decide despreciar las rutas que recorren menos de 100 km al día y por lo tanto, a partir de ahora no se va a tener en consideración la LÍNEA 6.

Finalmente se obtiene la siguiente tabla resumen con los datos iniciales que se necesitan para el cálculo total de kilómetros:

LÍNEA	KM/LÍNEA	N.º AUTOBUSES/LÍNEA	N.º RECORRIDOS/LÍNEA
LÍNEA 1	12,872	1	60
LÍNEA 2	29,007	7	60
LÍNEA 3	22,33	6	60
LÍNEA 4	19,557	5	60
LÍNEA 5	27,41	5	60

Tabla 7: Datos iniciales para el cálculo de kilómetros por ruta.

El número total de kilómetros recorridos por cada línea en una semana resultará de multiplicar los kilómetros por línea, el número de autobuses de cada línea y el número de recorridos de cada línea.

Por ejemplo, para la LÍNEA 1:

$$\begin{aligned}
 & \text{Kilómetros totales recorridos en la LÍNEA 1 en una semana} = \\
 & = \text{KM LÍNEA 1} \times \text{N.º. AUTOBUSES LÍNEA 1} \times \text{N.º RECORRIDOS LÍNEA 1} \\
 & = 12,872 \text{ km} \times 1 \text{ autobus} \times 60 \text{ recorridos} = 772,32 \text{ km}
 \end{aligned}$$

Ecuación 4: Cálculo del número de kilómetros totales recorridos por la Línea 1 en una semana.

Si realizamos el cálculo anterior para cada una de las líneas, se obtienen los siguientes datos:

LÍNEA 1	LÍNEA 2	LÍNEA 3	LÍNEA 4	LÍNEA 5
772,32 km	12.182,94 km	8.038,8 km	5.867,1 km	8.223 km

Tabla 8: Kilómetros totales recorridos por cada línea en una semana.

Al sumar los kilómetros totales de todas las líneas a la semana, se obtiene:

$$\begin{aligned}
 & \text{Kilómetros totales en una semana} \\
 & = \sum \text{km cada línea a la semana} \\
 & = 772,32 + 12.182,94 + 8.038,8 + 5.867,1 + 8.223 = 35.084,16 \text{ km}
 \end{aligned}$$

Ecuación 5: Cálculo de kilómetros totales en una semana.

Para el dimensionamiento de la planta de hidrógeno se va a tener en cuenta el consumo en términos anuales, por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Kilómetros totales en un año} &= km \frac{\text{totales}}{\text{semana}} \times 4 \frac{\text{semanas}}{\text{mes}} \times 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}} \\ &= 35.084,16 km \times 4 \times 12 = 1.684.039,68 km \end{aligned}$$

Ecuación 6: Cálculo de kilómetros totales en un año.

En términos de consumo de hidrógeno en autobuses, para recorrer 350 kilómetros son necesarios 34 kg de hidrógeno verde, por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Kilogramos de hidrógeno verde para la flota de autobuses} \\ &= km \frac{\text{totales}}{\text{año}} \times \frac{34 kg H_2}{350 km} \\ &= 1.684.039,68 km \times \frac{34 kg H_2}{350 km} = 163.592.43 kg H_2/\text{año} \end{aligned}$$

Ecuación 7: Cálculo de kilogramos de hidrógeno verde necesarios para la flota de autobuses.

$$\text{Toneladas de } H_2 \text{ verde} = 163,59 t H_2/\text{año}$$

Ecuación 8: Toneladas de hidrógeno verde para la flota de autobuses.

Para el dimensionamiento de la planta de H_2 se debe tener en cuenta que tiene que ser capaz de suministrar las toneladas de hidrógeno verde resultante de la suma del consumo de la refinería y de la flota de autobuses:

$$\begin{aligned} \text{Toneladas de hidrógeno verde} &= \text{consumo refinería} + \text{consumo flota} = \\ &= 300 t + 163,59 t = 463,59 t H_2 / \text{año} \end{aligned}$$

Ecuación 9: Toneladas totales de hidrógeno verde a suministrar.

3.3 Dimensionamiento del Electrolizador

Para el dimensionamiento de la planta de producción de hidrógeno se va a utilizar el método de producción mediante electrólisis del agua, ya que nos permite un aporte de energía eléctrica mediante fuentes renovables generando un ciclo de producción no contaminante.

La electrólisis es un proceso químico que consiste en la separación del agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) cuando se le aplica una corriente eléctrica externa.

Por lo tanto, el dimensionamiento requiere calcular la cantidad de electricidad, a producir por la planta de energía renovable, y la cantidad de agua necesaria para la producción de hidrógeno verde necesaria para abastecer ambos consumos.

3.3.1 Cálculo de Electricidad

Se calcula la electricidad necesaria para ambos procesos: refinería y flota de autobuses, a partir del consumo de hidrógeno verde anual.

I. Refinería:

El dato inicial para el cálculo de electricidad es el consumo de hidrógeno verde al año en la refinería: 300 toneladas al año.

Se realiza un cambio de unidades para tener el dato inicial en kilogramos por día:

$$\begin{aligned} \text{Kilogramos de } H_2 \text{ verde al día} &= 300 \frac{t}{\text{año}} \times \frac{1000 \text{ kg}}{t} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \\ &= 821,92 \text{ kg/día } H_2 \end{aligned}$$

Ecuación 10: Cálculo de kilogramos de H_2 verde al día en la refinería.

Para calcular la electricidad necesaria para producir 821,92 kilogramos al día de H_2 verde es necesario saber que 1 kg/día son 0,0899 Nm^3 /día y que para producir 1 Nm^3 de hidrógeno se necesitan en torno a 5,1 kWh/ Nm^3 de electricidad.

$$\text{Electricidad} \left(\frac{Nm^3}{\text{día}} \right) = 821,92 \frac{kg}{\text{día}} \times \frac{0,0899 \frac{Nm^3}{\text{día}}}{1 \frac{kg}{\text{día}}} = 9.142,58 \text{ } Nm^3/\text{día}$$

Ecuación 11: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H_2 de la refinería en $\frac{Nm^3}{\text{día}}$.

$$\text{Electricidad} \left(\frac{kWh}{\text{día}} \right) = 9.142,58 \frac{Nm^3}{\text{día}} \times \frac{5,1 \text{ kWh}}{Nm^3} = 46.627,15 \text{ kWh/día}$$

Ecuación 12: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H_2 de la refinería en $\frac{kWh}{\text{día}}$.

II. Flota de Autobuses:

El dato inicial para el cálculo de electricidad es el consumo de hidrógeno verde al año en la refinería: 163,59 toneladas al año.

Se realiza un cambio de unidades para tener el dato inicial en kilogramos por día:

$$\begin{aligned} \text{Kilogramos de } H_2 \text{ verde al día} &= 163,59 \frac{t}{\text{año}} \times \frac{1000 \text{ kg}}{t} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \\ &= 448,19 \text{ kg/día } H_2 \end{aligned}$$

Ecuación 13: Cálculo de kilogramos de H_2 verde al día en la flota de autobuses.

Para calcular la electricidad necesaria para producir 448,19 kilogramos al día de H_2 verde es necesario saber que 1 kg/día son 0,0899 Nm^3 /día y que para producir 1 Nm^3 de hidrógeno se necesitan en torno a 5,1 kWh/ Nm^3 de electricidad.

$$\text{Electricidad} \left(\frac{Nm^3}{\text{día}} \right) = 448,19 \frac{kg}{\text{día}} \times \frac{0,0899 \frac{Nm^3}{\text{día}}}{1 \frac{kg}{\text{día}}} = 4.985,52 \text{ Nm}^3/\text{día}$$

Ecuación 14: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H_2 de la flota de autobuses en $\frac{Nm^3}{\text{día}}$.

$$\text{Electricidad} \left(\frac{kWh}{\text{día}} \right) = 4.985,52 \frac{Nm^3}{\text{día}} \times \frac{5,1 \text{ kWh}}{Nm^3} = 25.426,16 \text{ kWh/día}$$

Ecuación 15: Electricidad necesaria al día para cumplir con el consumo de H_2 de la flota de autobuses en $\frac{kWh}{\text{día}}$.

La cantidad de electricidad necesaria será la suma de la procedente del proceso de la refinería y de la flota de autobuses:

$$\begin{aligned} \text{kWh total de electricidad al día} &= \sum \text{kWh de electricidad de cada proceso} = \\ &= 46.627,15 \text{ kWh} + 25.426,16 \text{ kWh} = 72.053,31 \text{ kWh/día} \end{aligned}$$

Ecuación 16: Cálculo de kWh totales de electricidad al día necesarios para la electrólisis.

$$\text{MWh total de electricidad al día} = 72,05 \text{ MWh/día}$$

Ecuación 17: Cálculo de MWh totales de electricidad al día necesarios para la electrólisis.

3.3.2 Cálculo de Agua

Una vez obtenido el valor de la electricidad necesaria, hay que calcular el volumen de agua que requiere el proceso de electrólisis.

I. Refinería:

El dato inicial para el cálculo del volumen de agua es el consumo de hidrógeno verde al año en la refinería: 300 toneladas al año.

Se realiza un cambio de unidades para tener el dato inicial en kilogramos por día:

$$\begin{aligned} \text{Kilogramos de } H_2 \text{ verde al día} &= 300 \frac{t}{\text{año}} \times \frac{1000 \text{ kg}}{t} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \\ &= 821,92 \text{ kg/día } H_2 \end{aligned}$$

Ecuación 18: Cálculo de kilogramos de H_2 verde al día en la refinería.

II. Flota de Autobuses:

El dato inicial para el cálculo del volumen de agua es el consumo de hidrógeno verde al año en la refinería: 163,59 toneladas al año.

Se realiza un cambio de unidades para tener el dato inicial en kilogramos por día:

$$\begin{aligned} \text{Kilogramos de } H_2 \text{ verde al día} &= 163,59 \frac{t}{\text{año}} \times \frac{1000 \text{ kg}}{t} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \\ &= 448,19 \text{ kg/día } H_2 \end{aligned}$$

Ecuación 19: Cálculo de kilogramos de H_2 verde al día en la flota de autobuses.

Para producir 1 kg de hidrógeno verde mediante electrólisis, son necesarios aproximadamente 15 L de agua bruta (sin tratar).

Por lo tanto, para el consumo de hidrógeno que se necesita:

$$\begin{aligned} \text{Litros totales de agua al día} &= \sum \text{kg } \frac{H_2}{\text{día}} \times 15 \frac{L}{\text{kg}} \\ &= (821,92 + 448,19) \times 15 = 19.051,74 \text{ L/día} \end{aligned}$$

Ecuación 20: Cálculo del volumen en litros de agua al día necesarios para la electrólisis.

Posteriormente, se realiza un estudio de hidrogeología de la provincia para conocer los distintos acuíferos. Se puede apreciar el ANEXO V: Mapa Hidrogeológico de España [29].

Los acuíferos son formaciones geológicas con capacidad para almacenar y transmitir cantidades significativas de agua que puede extraerse mediante sondeos o presas. En la provincia de Cádiz, existen 19 acuíferos importantes: 15 en el interior de la provincia y los 4 restantes compartiendo superficie con Málaga [30].

Situando los principales acuíferos de la provincia de Cádiz, se puede identificar cuál de ellos, por cercanía, se ajusta a las necesidades de la instalación:

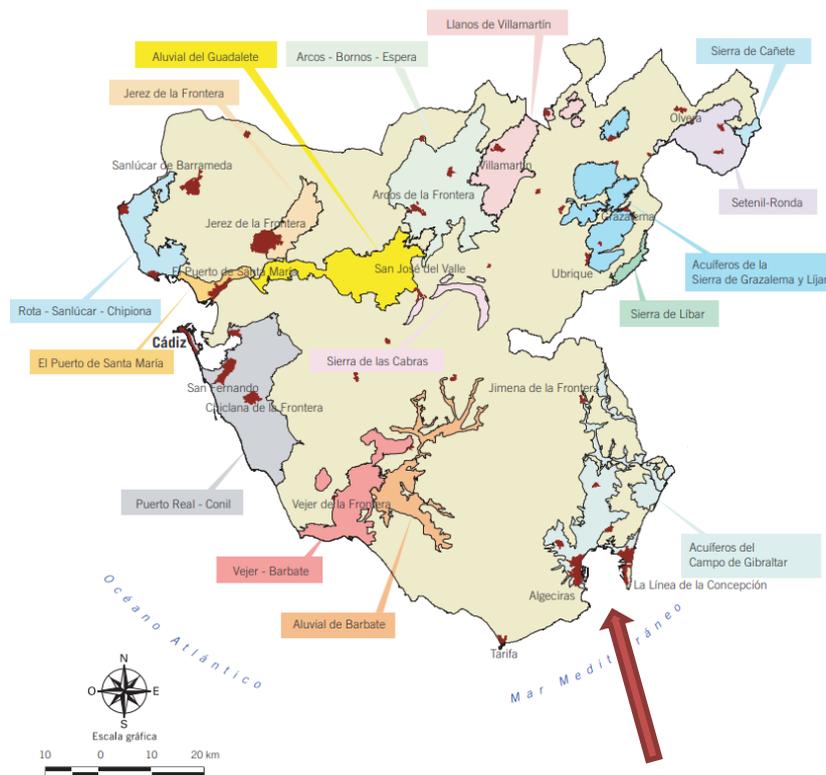


Ilustración 26: Principales acuíferos de la provincia de Cádiz. [30]

Ubicando la Refinería de Gibraltar – San Roque próxima a Algeciras, sería conveniente tomar el agua de los acuíferos de Campo de Gibraltar debido a que es el acuífero más cercano.

La Comarca Campo de Gibraltar dispone de 4 acuíferos y 1 acuífero de baja permeabilidad, todos ellos clasificados por su naturaleza como acuíferos detríticos. Este tipo de acuífero ha sido formado por la acumulación de partículas (arenas y gravas) transportadas por gravedad, viento o hielo y el agua, circula a través de los propios poros de la roca que constituye el acuífero. Sus características más destacables es que son permeables por porosidad intragranular, la circulación del agua es lenta y poseen una gran capacidad de almacenamiento [30].

Situando en el mapa los acuíferos divididos por unidades hidrogeológicas:

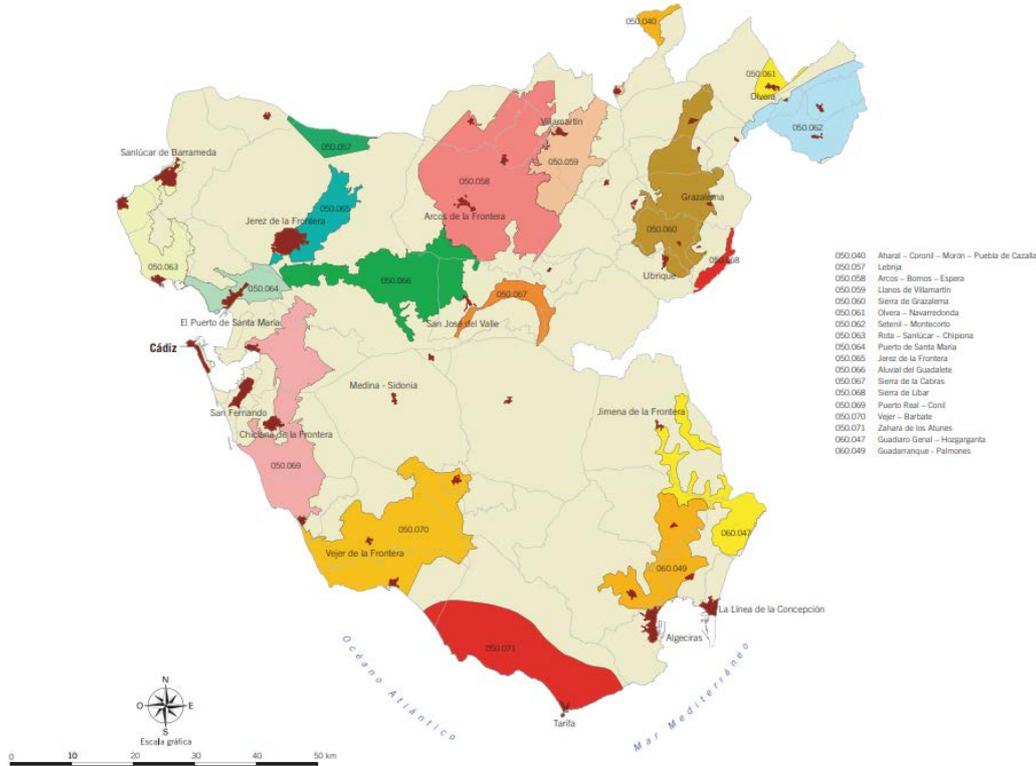


Ilustración 27: Masas de agua subterránea de la provincia de Cádiz. [30]

Se puede apreciar que en el conjunto de acuíferos de la comarca Campo de Gibraltar, la zona en la que se sitúa la planta de hidrógeno se corresponde con el acuífero de Guadarranque – Palmones, cuya unidad hidrogeológica es la 060.049 [30].

El acuífero Pliocuaternario de Guadarranque – Palmones es un acuífero de naturaleza detrítico de la comarca de Campo de Gibraltar. Se caracteriza por tener 105 km de superficie permeable con unas entradas de agua de 16,21 hm³/año [30].

$$\begin{aligned} \text{Litros totales de agua al año en el acuífero} &= \frac{\text{hm}^3}{\text{año}} \times 1.000.000.000 \frac{\text{L}}{\text{hm}^3} \\ &= 16,21 \times 1.000.000.000 = 16.210.000.000 \frac{\text{L}}{\text{año}} = 16.210.000 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

Ecuación 21: Cálculo de litros de agua en el acuífero al año.

$$\begin{aligned} \text{Litros totales de agua al año para electrólisis} &= 19.051,74 \frac{\text{L}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{día}}{\text{año}} \\ &= 6.953.885,1 \frac{\text{L}}{\text{año}} = 6.953,88 \frac{\text{m}^3}{\text{año}} \end{aligned}$$

Ecuación 22: Cálculo de litros de agua necesarios para la electrólisis al año.

A continuación, se realiza una comparativa entre los valores de litros de agua que es capaz de almacenar el acuífero durante un año y los litros de agua que son necesarios para realizar la electrólisis:

Dato	Requerimiento para Electrólisis (L/año)	Acuífero Pliocuaternario de Guadarranque – Palmones (L/año)
Agua	6.953.885,1	16.210.000.000

Tabla 9: Datos de electricidad requerida y disponible.

Se analizan finalmente los resultados y se tiene que extrayendo agua del acuífero Pliocuaternario de Guadarranque – Palmones se cumplen los requerimientos de agua necesarios para la planta de hidrógeno:

Dato	Comparativa (m ³)	Cumple
Agua	16.210.000 > 6.953,88	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabla 10: Comparativa de agua requerida disponible.

El método de extracción de agua más acorde al tipo de instalación que se va a realizar es el pozo. La construcción de pozos es un método inducido por el hombre que consiste en la perforación mecánica mediante un taladro con diámetro entre 4 – 10 pulgadas y alcanza profundidades de entre decenas y centenares de metros [31].

El agua procedente del acuífero incorpora en su composición los elementos y compuestos solubles que encuentra a su paso cuando circula a través de las fisuras, poros y huecos de las rocas. Su composición química dependerá de la naturaleza del terreno y del tiempo en el que se mantienen en contacto, siendo afectada constantemente por la actividad humana en plantas industriales, prácticas agrícolas o por vertido de residuos [30].

En particular, el acuífero Pliocuaternario de Guadarranque – Palmones se caracteriza por el predominio de facies bicarbonatadas cálcicas y facies sulfatadas y cloruradas, magnésicas y sódicas. Desde el punto de vista físico – químico las aguas presentan una buena calidad [32].

El agua extraída del acuífero no garantiza ser agua dulce limpia, tal y como se requiere en el proceso de electrólisis. Es por esto por lo que, a parte de los tratamientos preventivos para evitar su contaminación, se realizarán diferentes tratamientos para su utilización, como, por ejemplo:

- Utilización de bacterias para degradar los contaminantes orgánicos.
- Bombeo de la superficie del acuífero en el caso de que contenga productos no miscibles.
- Incorporación de aire o vapor de agua para volatilizar los contaminantes.

- Pretratamiento del agua para reducir su conductividad y adecuarse a los rangos de conductividad recomendados por los fabricantes de los equipos de electrólisis [33].

3.4 Dimensionamiento de la planta fotovoltaica

Para dimensionar los MWp de fotovoltaica que se requieren instalar para cumplir con la demanda de electricidad para la electrólisis se va a hacer uso del software “PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System” [34].

PVGIS, es un software oficial de la Unión Europea que permite facilitar el estudio del recurso solar y el potencial fotovoltaico para realizar cálculos sobre la producción de energía fotovoltaica en cualquier zona de los continentes de Europa, Asia y América [35].

Se definen las variables iniciales y se logran obtener resultados como la producción anual o producción mensual fotovoltaica y así, tener una estimación de las ventajas y desventajas de instalar la planta en una zona geográfica determinada [35].

En este apartado se pretende, con ayuda del PVGIS, conocer la potencia fotovoltaica (MWp) que se requiere instalar para cumplir con las necesidades energéticas de la instalación. Este dato, es uno de los datos iniciales a introducir del PVGIS “*Installed peak PV power (kWp)*”, por lo que se irán probando distintos valores hasta que, al visualizar los resultados, se cumpla con la producción de electricidad anual y mensual:

Dato (Cálculo de Electricidad)	MWh
Electricidad necesaria al día	72,05
Electricidad necesaria al año	26.299,46

Tabla 11: Requerimientos de Electricidad de la instalación.

Con el objetivo de aumentar las horas de funcionamiento del electrolizador y con ello amortizar de una manera más rápida la inversión inicial realizada en equipamiento, se ha planteado complementar las horas de funcionamiento por conexión directa con la planta fotovoltaica con compra en el mercado eléctrico de electricidad con garantía de origen renovable que nos garantice la producción de hidrógeno verde. Como punto de partida se considera que el 60% del total de la electricidad producida proceda de la planta fotovoltaica dedicada y el 40% restante de la compra de la red. Por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Electricidad necesaria de origen fotovoltaica} &= \frac{\text{Electricidad}}{\text{año}} \times 60 \% \\ &= 26.299,46 \text{ MWh/año} \times 0,6 = 15.779,67 \text{ MWh/año} \end{aligned}$$

Ecuación 23: Cálculo de la Electricidad necesaria a producir por energía fotovoltaica.

Por lo que finalmente, los resultados de PVGIS para 13 MWp tendrán que satisfacer únicamente el 60% de la electricidad que requiere la instalación:

Dato (Cálculo de Electricidad)	MWh
Electricidad de origen fotovoltaico necesaria al año	15.779,67
Electricidad de origen fotovoltaico necesaria al mes	1.314,97

Tabla 12: Requerimientos de Electricidad de origen fotovoltaico para la instalación.

En primer lugar, se introducen los datos iniciales tal y como se puede apreciar en la siguiente interfaz con 13 MWp:

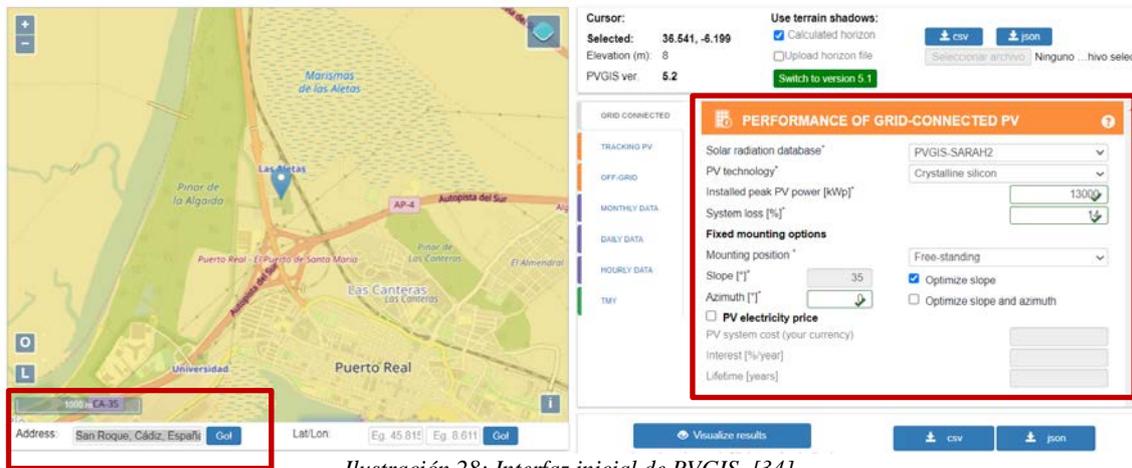


Ilustración 28: Interfaz inicial de PVGIS. [34]

Posteriormente, se pulsa la opción *visualize results*:

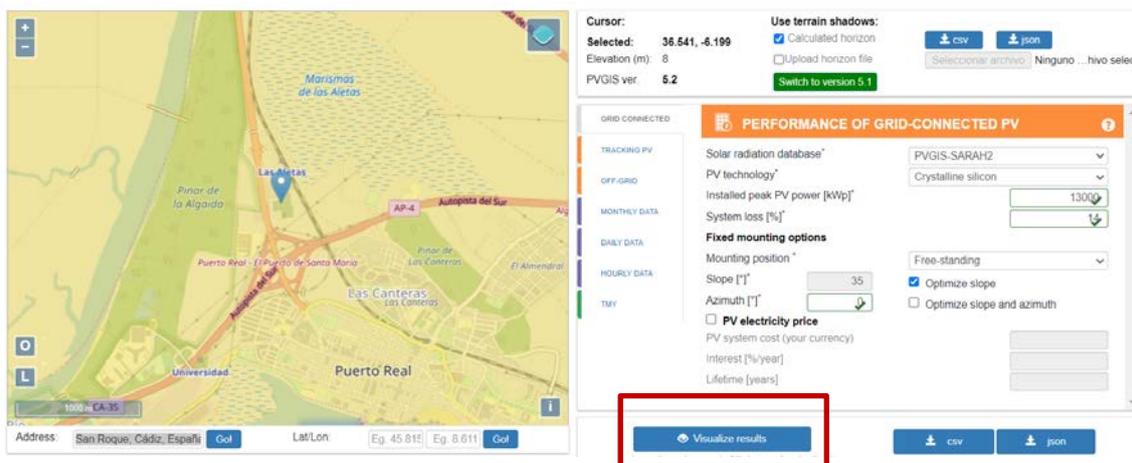


Ilustración 29: Interfaz inicial de PVGIS. [34]

Los resultados de la simulación se pueden apreciar en la siguiente imagen:

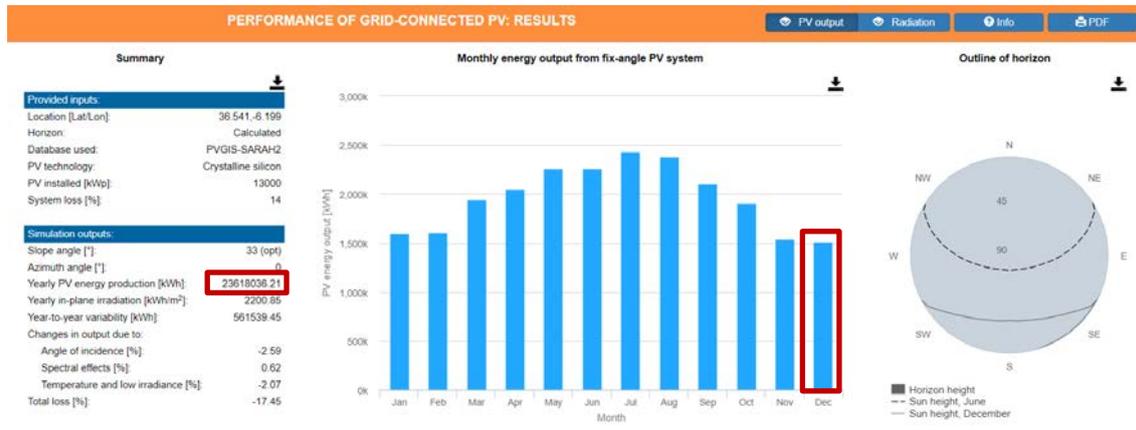


Ilustración 30: Interfaz de resultados de PVGIS. [34]

De los resultados extraídos se va a prestar atención a dos datos en concreto: la producción anual de energía fotovoltaica en kWh (“Yearly PV energy production (kWh)”) y la producción de energía fotovoltaica en el mes más desfavorable, que en el gráfico se puede identificar que se trata del mes de Diciembre.

Dato	kWh	MWh
Producción anual de energía fotovoltaica	23.618.036,21	23.618,04
Producción de energía fotovoltaica en el mes más desfavorable (Diciembre)	1.515.333,75	1.515,33

Tabla 13: Datos relevantes del PVGIS.

A continuación, se realiza una comparativa entre los valores de electricidad de origen fotovoltaica requerida para la instalación y la electricidad que producen 13 MWp de fotovoltaica instalada para comprobar si, tras varias pruebas realizadas con valores inferiores, se satisface el dimensionamiento de la instalación:

Dato	Requerimiento de fotovoltaica (MWh)	Producción con 13MWp en PVGIS (MWh)
Electricidad anual	15.779,67	23.618,04
Electricidad mensual	1.314,97	1.515,33

Tabla 14: Datos de electricidad requerida y producida.

Como se puede apreciar en la tabla, con 13 MWp instalados se cumple tanto en la producción anual como en la mensual.

Si bien, anualmente se produce bastante más del 60% estipulado a consumir por fotovoltaica, esto es debido a que se ha hecho teniendo en cuenta el criterio de asegurar que se llega al mínimo de producción del mes más desfavorable, Diciembre.

A su vez, teniendo en cuenta un consumo para el compresor y los auxiliares del 10%:

$$\text{Electricidad} \frac{\text{fotovoltaica}}{\text{mes}} = 1.314,97 + (0,1 \times 1.314,97) = 1.446,4 \text{ MWh/mes}$$

Ecuación 24: Electricidad fotovoltaica mensual necesaria.

$$\text{Electricidad} \frac{\text{fotovoltaica}}{\text{año}} = 1.446,4 \frac{\text{MWh}}{\text{mes}} \times 12 \frac{\text{mes}}{\text{año}} = 17.356,8 \text{ MWh/año}$$

Ecuación 25: Electricidad fotovoltaica anual necesaria.

Se analizan finalmente los resultados y se tiene que con 13 MWp instalados se cumplen los requerimientos de electricidad necesarios para la planta de hidrógeno:

Dato	Comparativa (MWh)	Cumple
Electricidad anual	23.618,04 > 17.356,8	<input checked="" type="checkbox"/>
Electricidad mensual	1.515,33 > 1.446,4	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabla 15: Comparativa de electricidad requerida y producida.

Se van a instalar paneles solares fotovoltaicos, celdas fotovoltaicas conectadas entre sí para generar electricidad en una instalación, que pueden ser monocristalinos o policristalinos.

	Calidad	Precio	Eficiencia	Durabilidad	Puntuación
	Peso: 3	Peso: 2	Peso: 5	Peso: 4	
Silicio Monocristalino	5 (5 x 3 = 15)	2 (2 x 2 = 4)	5 (5 x 5 = 25)	5 (5 x 4 = 20)	64
Silicio Policristalino	3 (3 x 3 = 9)	4 (4 x 2 = 8)	4 (4 x 5 = 20)	3 (3 x 4 = 12)	49

Tabla 16: Matriz de decisión del tipo de panel solar fotovoltaico.

Como resultado se puede apreciar que la mayor puntuación es para los paneles fotovoltaicos de tipo monocristalino. Las características más destacables frente a otras opciones son que este tipo de paneles tienen la mayor de las eficiencias rondando entre 17 % - 23 % y además, por este mismo motivo, necesitan menos espacio para alcanzar una potencia determinada. El proceso de fabricación, la eficiencia y la alta potencia nominal son factores que han incrementado su precio con respecto a otros tipos de paneles solares [36].

Se decide instalar la placa solar de tipo fijo monocristalina Canadian 450 Wp de potencia muy elevada de Canadian (Hiku): [37]



Ilustración 31: Placa solar monocristalina a instalar. [37]

Las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico se pueden encontrar en el ANEXO VI: Especificaciones técnicas de la placa solar monocristalina Canadian 450 Wp. [37]

Puesto que el objetivo de este TFM consiste en el dimensionamiento de la planta de hidrógeno, no se ha profundizado en el dimensionamiento de la planta fotovoltaica anexa.

3.5 Dimensionamiento del electrolizador

Para dimensionar el electrolizador de la planta de producción de hidrógeno verde es necesario conocer qué potencia de electrolizador escoger y cuántas horas estará trabajando para satisfacer la demanda del consumo de hidrógeno.

El electrolizador es un dispositivo capaz de separar las moléculas de agua en los átomos de oxígeno e hidrógeno que las forman. El proceso de separar los enlaces que unen esas moléculas es costoso, motivo por el cual es necesario el aporte de energía eléctrica [38].

Su estructura está formada por un apilamiento de electrodos conductores separados por una membrana a los que se les suministra una intensidad y voltaje elevados. Esta configuración provoca que se genere una corriente eléctrica en el agua que descompone la molécula en hidrógeno y oxígeno [38].

En primer lugar, es necesario conocer los kilogramos de hidrógeno verde que se necesitan producir al día:

$$\begin{aligned} \frac{\text{Kilogramos } H_2}{\text{día}} &= \sum \text{kg de } H_2 \text{ que requiere cada proceso} = \\ &= 821,92 \frac{\text{kg}}{\text{día}} + 448,19 \frac{\text{kg}}{\text{día}} = 1.270,12 \text{ kg } H_2/\text{día} \end{aligned}$$

Ecuación 26: Kilogramos necesarios de H₂ al día.

A continuación, se realizan varias pruebas con distintas potencias de electrolizadores para identificar cuál es el que se ajusta mejor a las necesidades de la planta.

Finalmente, se calcula la cantidad de hidrógeno verde que es capaz de producir un electrolizador de 7 MW de potencia, sabiendo que un electrolizador de 1 MW produce aproximadamente 18 kilogramos de H₂ verde a la hora.

$$\frac{\text{Kilogramos } H_2}{h} \text{ por el electrolizador} = 7 \text{ MW} \times \frac{18 \frac{\text{kg}}{h}}{1 \text{ MW}} = 126 \text{ kg } H_2/h$$

Ecuación 27: Producción de H₂ por el electrolizador a la hora.

Para determinar si el electrolizador de 7 MW es adecuado para la planta, se tendrá que calcular las horas de funcionamiento:

$$\text{Horas funcionamiento} = \frac{\text{Producción al día}}{\text{Producción a la hora}} = \frac{1.270,12}{126} = 10,08 \text{ h}$$

Ecuación 28: Horas de funcionamiento del electrolizador al día.

Previamente, se ha establecido que del total de electricidad sólo el 60 % será producida mediante la planta fotovoltaica mientras que el 40 % se compra a la red de suministro.

Por lo que, en términos generales, y a modo de aproximación, de las 10 horas de funcionamiento del electrolizador, 6 horas serán de la planta fotovoltaica y las 4 horas restantes de la red.

Esto supone el caso más desfavorable del dimensionamiento, los meses del año que tienen los días con el menor número de horas de sol, habrá meses en los que se produzcan más horas con la planta fotovoltaica.

A la hora de elegir la tecnología más apropiada de electrólisis, basándonos en la revisión del estado del arte realizada anteriormente, se consideran dos tipos fundamentalmente: electrolizador alcalino y PEM Electrolizador PEM y Alcalinos.

- **Electrolizador Alcalino (AEC):** Su estructura consta de una celda con un ánodo, un cátodo y una membrana y su funcionamiento se basa en el uso de una solución electrolítica líquida. Al aplicar la corriente a la celda, los iones de la solución se mueven desde el cátodo al ánodo generando burbujas de gas de hidrógeno en el cátodo y de gas de oxígeno en el ánodo [38].

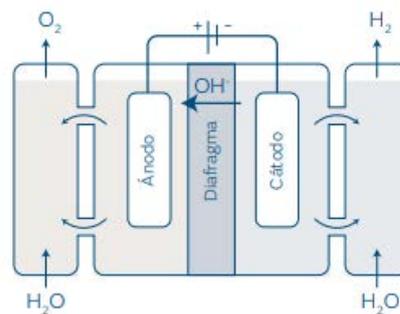


Ilustración 32: Electrolizador alcalino (AEC). [6]

- **Electrolizador PEM (Membrana de intercambio de protones):** Su funcionamiento se basa en el uso de una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Al aplicar la corriente, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno y los protones del hidrógeno traspasan la membrana para formar gas de hidrógeno en el cátodo [38].

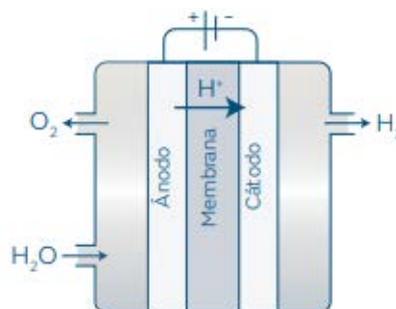


Ilustración 33: Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). [6]

La elección de un tipo de electrolizador u otro lo van a determinar dos factores: el coste y el tiempo de parada.

Cuando no hay electricidad el electrolizador se para. El electrolizador alcalino tarda aproximadamente una hora en arrancar desde el modo parada y, sin embargo, el electrolizador PEM sólo tarda entre diez y quince minutos.

En el dimensionamiento que se ha planteado para este estudio, puesto que la electricidad procedente de la planta fotovoltaica se complementa con electricidad comprada de la red se reduce el número de veces en las que el electrolizador entra en modo parada por falta de electricidad.

	Tiempo de parada	Precio	Desarrollo	Eficiencia	Puntuación
	Peso: 5	Peso: 3	Peso: 2	Peso: 4	
Electrolizador Alcalino (AEC)	5 (5 x 5 = 25)	5 (5 x 3 = 15)	5 (5 x 2 = 10)	3 (3 x 4 = 12)	62
Electrolizador PEM	5 (5 x 5 = 25)	2 (2 x 3 = 6)	3 (3 x 2 = 6)	5 (5 x 4 = 20)	57

Tabla 17: Matriz de decisión del tipo de panel solar fotovoltaico.

Como resultado se puede apreciar que la mayor puntuación es para el electrolizador alcalino ya que al no ser relevante el tiempo de parada para la instalación, en cuanto a menor coste y madurez de la tecnología, es la elección más adecuada.

Para la elección del dispositivo se han tenido en cuenta varios fabricantes de electrolizadores alcalinos como McPhy, John Cockerill o PERIC. Los requerimientos de la planta de hidrógeno se ajustan más a los electrolizadores alcalinos de McPhy por la variedad de potencias que disponen además de tener una presión de descarga de 30 bar [39].

En los cálculos del dimensionamiento del electrolizador se ha comprobado que la planta de hidrógeno requiere un electrolizador de 7 MW. No se puede adquirir comercialmente un único electrolizador de 7 MW por lo que, gracias a la variedad de potencias de la marca McPhy, se va a obtener la combinación adecuada de electrolizadores que permitan tener una potencia final de 7 MW.

Dentro del amplio catálogo de soluciones que proporciona McPhy, se va a escoger la gama McLyzer con modelos de 100 Nm³/h a 800 Nm³/h con una presión de 30 bar. [39]

Modelos	Presión (barg)	Salida nominal de H2 (Nm ³ /h)	Clase de potencia	Consumo específico de CC a potencia nominal (kWh/Nm ³)
McLyzer 100-30	30	100	0,5 megavatios	4.5
McLyzer 200-30	30	200	1 megavatio	4.5
McLyzer 400-30	30	400	2 megavatios	4.5
McLyzer 800-30 (McLyzer aumentado de módulo central)	30	800	4 megavatios	4.5

Ilustración 34: Tabla de modelos de electrolizadores de la gama McLyzer. [39]

Para conseguir una potencia de 7 MW se va a comprar un electrolizador de 4 MW, otro de 2 MW y uno de 1 MW. De esta manera se conseguiría la potencia deseada.

$$\begin{aligned}
 & \text{Potencia electrolizador} = \\
 & = 1 \times \text{Potencia (McLyzer 900 - 30)} + 1 \times \text{Potencia (McLyzer 400 - 30)} \\
 & \quad + 1 \times \text{Potencia (McLyzer 200 - 30)} = \\
 & = 4 \text{ MW} + 2 \text{ MW} + 1 \text{ MW} = 7 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Ecuación 29: Cálculo de la Potencia del Electrolizador.

Las especificaciones de la gama de electrolizadores McLyzer se pueden encontrar en ANEXO VII: Especificaciones técnicas electrolizadores McPhy. [39]

3.6 Dimensionamiento de la superficie necesaria

La planta de hidrógeno verde estará ubicada próxima a la Refinería de San Roque, una zona adecuada para el suministro tanto en la refinería como en la flota de autobuses interurbanos de Algeciras.

La superficie necesaria para la instalación dependerá de la potencia instalada y necesaria para poder abastecer el consumo total de hidrógeno verde.

En términos de superficie, 1 MWp de fotovoltaica necesita en torno a 3 hectáreas de superficie.

Por lo tanto, si se ha dimensionado una planta con 13 MWp instalados, se requiere:

$$M^2 \text{ de superficie de la planta} = 13 \text{ MWp} \times \frac{3 \text{ ha}}{\text{MWp}} \times \frac{10.000 \text{ m}^2}{\text{ha}} = 390.000 \text{ m}^2$$

Ecuación 30: Cálculo de la superficie de la planta

En las proximidades de la refinería de San Roque existe una gran parcela, de la que hemos tomado 429.312 m² para la instalación.

Comprobando con respecto a la superficie mínima necesaria se aprecia que el terreno escogido para la instalación es superior al mínimo indispensable:

$$429.312 \text{ m}^2 > 390.000 \text{ m}^2$$

A continuación, se muestran algunas imágenes de situación geográfica de la superficie donde se instalará la planta.

En primer lugar, una imagen amplia de la Refinería de San Roque:



Ilustración 35: Mapa de situación de la Refinería de San Roque (Cádiz). [40]

Se analiza el terreno cercano a la refinería con el fin de adecuar una parcela continua y ordenada, que no perturbe caminos, carreteras y vías de acceso y que, además, se encuentre cerca de la Refinería.

Por estos motivos se selecciona la parcela que se muestra recuadrada a continuación:

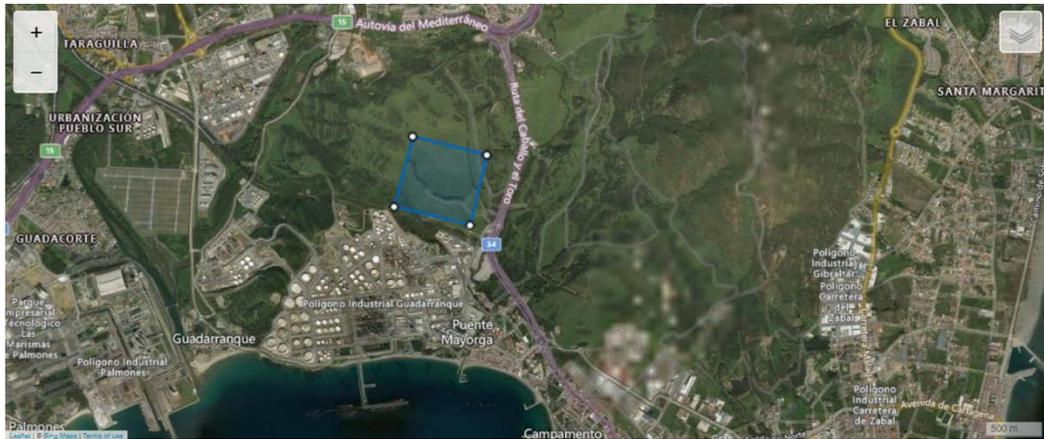


Ilustración 36: Mapa de ubicación de la planta de hidrógeno verde. [40]

Con mayor detalle, se dibuja en el mapa la forma y dimensión de la parcela para cumplir con los requisitos de superficie definidos previamente por el dimensionamiento energético y eléctrico de la planta.



Ilustración 37: Mapa de ubicación de la planta de hidrógeno verde. [40]

ÁREA	PERÍMETRO
429.312 m ²	2.619,52 m

Tabla 18: Dimensiones del terreno.

3.7 Dimensionamiento del almacenamiento a baja presión

Para el almacenamiento de hidrógeno a baja presión (presión de salida del electrolizador) se plantea la utilización de tanques con un volumen de agua de 200 m³ que permitirían almacenar 620 kg de hidrógeno verde a 35 bares.

I. Refinería:

En primer lugar, es necesario conocer los kilogramos de hidrógeno verde que se necesitan producir al día:

$$\frac{\text{Kilogramos } H_2}{\text{día}} = 821,92 \text{ kg/día}$$

Ecuación 31: Kilogramos necesarios de H₂ al día en la refinería.

Se define una autonomía de 1,5 días de almacenamiento para la refinería porque se trata de un proceso menos crítico debido a que si no disponen de hidrógeno, al ser una primera fase de la planta, se tomaría de hidrógeno gris y no afectaría al proceso. Se calcula el número de tanques necesarios a 35 bares:

$$N^{\circ} \text{ Tanques} = 821,92 \frac{\text{kg}}{\text{día}} \times 1,5 \times \frac{1 \text{ tanque}}{620 \text{ kg}} = 1,98 \text{ tanques}$$

Ecuación 32: Número de tanques de almacenamiento a 35 bar para la refinería.

II. Flota de autobuses

En primer lugar, es necesario conocer los kilogramos de hidrógeno verde que se necesitan producir al día:

$$\frac{\text{Kilogramos } H_2}{\text{día}} = 448,19 \text{ kg/día}$$

Ecuación 33: Kilogramos necesarios de H₂ al día en la refinería.

Se define una autonomía de 3 días de almacenamiento para la flota de autobuses porque se trata de un proceso crítico, donde si no hay hidrógeno no pueden circular los autobuses. Se calcula el número de tanques necesarios a 35 bares:

$$N^{\circ} \text{ Tanques} = 448,19 \frac{\text{kg}}{\text{día}} \times 3 \times \frac{1 \text{ tanque}}{620 \text{ kg}} = 2,16 \text{ tanques}$$

Ecuación 34: Número de tanques de almacenamiento a 35 bar para la flota de autobuses.

El número de tanques de almacenamiento total sería:

$$N^{\circ} \text{ Tanques} = 1,98 + 2,17 = 4,15 \text{ tanques} \approx 5 \text{ tanques}$$

Ecuación 35: Número de tanques totales de almacenamiento a 35 bar.

Los tanques de almacenamiento a baja presión serán depósitos horizontales de simple pared en acero carbono con una presión de diseño de 35 bar. Sus dimensiones constan de un diámetro de 3.500 mm con una longitud de 22.700 mm. Disponen de una capacidad total de 200.000 litros.

Se ha escogido el equipo comercial de los depósitos para almacenamiento de H₂ de la marca Lapesa. [41].



Ilustración 38: Tanques de almacenamiento de H₂ gas. [41]

Las especificaciones técnicas de este tipo de almacenamiento se pueden encontrar en el Anexo VIII: Especificaciones técnicas de los tanques de almacenamiento a 35 bar. [41]

3.8 Dimensionamiento del almacenamiento en cascada

Del hidrógeno almacenado a baja presión en los tanques a 35 bares, parte se envía directamente a industria mediante unos hidrodutos dedicados. El hidrógeno destinado a movilidad es necesario comprimirlo para aumentar su presión hasta la presión de 350 bares requerida en los tanques de los autobuses.

Para este último uso, se plantea un sistema de almacenamiento en cascada. En lugar, de aumentar la presión del hidrógeno directamente mediante un compresor contra los tanques de los autobuses, se plantea un sistema con almacenamientos intermedios de tal manera que los tanques de los vehículos se llenen por diferencia de presión. Para ello, se define almacenamiento de hidrógeno a presiones intermedias (300 bar y 500 bar).

En primer lugar, se recogen los datos más importantes del consumo de la flota de autobuses en una tabla resumen para comenzar con el cálculo del almacenamiento.

Km/día flota	Consumo diario flota (kg/día)	Nº autobuses flota
5.012,03	448,19	24

Tabla 19: Tabla resumen de datos de la flota de autobuses.

De cara a asegurar el suministro, para el dimensionamiento de la hidrogenera se parte del caso más desfavorable que consistiría en que todos los autobuses tuvieran que repostar el tanque completo en la misma noche:

$$Kg \text{ hidrógeno cargar} = 24 \text{ autobuses} \times 34,2 \frac{kg}{\text{autobus}} = 820,8 \text{ kg } H_2$$

Ecuación 36: Kilogramos de H_2 a repostar en el caso más desfavorable.

$$\begin{aligned} \text{Volumen } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} &= (820,8 \text{ kg} \times 1,236) \times \frac{350 \text{ bar}}{0,0899 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}} = 32,24 \text{ Nm}^3 \\ &= 32.242,45 \text{ L } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 37: Litros de H_2O a rellenar en el caso más desfavorable.

3.8.1 Almacenamiento a 300 bar

Para el almacenamiento en 300 bar se va a suponer un almacenamiento de 600 kg de H_2 y se calcula su volumen en Nm^3 :

$$\text{Volumen } H_2 (Nm^3) = 600 \text{ kg} \times \frac{1 \frac{\text{kg}}{\text{día}}}{0,0899 \frac{Nm^3}{\text{día}}} = 6.674,082 Nm^3 H_2$$

Ecuación 38: Volumen de H_2 en Nm^3 .

A continuación, se calcula el volumen de agua necesario en Nm^3 mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen } H_2O (Nm^3) = \frac{V H_2 (Nm^3) \times z}{P H_2 (bar)}$$

Ecuación 39: Ecuación del volumen H_2O en Nm^3 .

Donde el valor z se corresponde con el factor de compresibilidad del hidrógeno en función de la presión conforme la siguiente tabla:

P (bar)	1	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
Z	1	1,032	1,065	1,089	1,132	1,166	1,201	1,236	1,272	1,344	1,416	1,489	1,56	1,632	1,702

Tabla 20: Factor de compresibilidad en función de la presión.

Por lo tanto,

$$\begin{aligned} \text{Volumen } H_2O (Nm^3) &= \frac{6.674,08 Nm^3 \times 1,201}{300 \text{ bar}} = 26,72 Nm^3 H_2O \\ &= 26.718,57 L H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 40: Volumen H_2O en Nm^3 a 300 bar.

Finalmente se calcula el número de moles mediante la ecuación de gases ideales:

$$P (atm) \times V(L) = n(mol) \times R(atm \cdot L / K \cdot mol) \times T (°K)$$

Ecuación 41: Ecuación de los gases ideales.

Sustituyendo los datos:

$$n \text{ moles } H_2O = \frac{300 \text{ atm} \times 26.718,57 L}{0,082 (atm \cdot L / K \cdot mol) \times 298 (°K)} = 328.023,11 \text{ moles } H_2O$$

Ecuación 42: Número de moles de H_2O para la presión de 300 bar.

A continuación, se calcula el número de moles para una presión residual de 10 bar y el volumen necesario de agua a rellenar en el caso más desfavorable de la Ecuación 37.

$$n \text{ moles } H_2O = \frac{10 \text{ atm} \times 32.242,45 \text{ L}}{0,082 (\text{atm} \cdot \text{L} / \text{K} \cdot \text{mol}) \times 298 (\text{°K})} = 13.194,65 \text{ moles } H_2O$$

Ecuación 43: Número de moles de H₂O para la presión residual de 10 bar.

Para calcular los kilogramos de hidrógeno verde que se liberan por diferencia de presión es necesario calcular la presión de equilibrio, teniendo en cuenta como volumen y número de moles la suma de cada uno a 300 bar y a 10 bar:

$$\begin{aligned} \text{Volumen } H_2O \text{ total (L)} &= V H_2O \text{ a } 300 \text{ bar(L)} + V H_2O \text{ a } 10 \text{ bar(L)} = \\ &= 26.718,57 \text{ L} + 32.242,45 \text{ L} = 58.961,03 \text{ L } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 44: Volumen H₂O total en L

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ moles } H_2O \text{ total} &= N^{\circ} \text{ moles } H_2O \text{ a } 300 \text{ bar} + N^{\circ} \text{ moles } H_2O \text{ a } 10 \text{ bar} = \\ &= 328.023,11 \text{ mol} + 13.194,65 \text{ mol} = 341.217,77 \text{ moles } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 45: Número total de moles de H₂O.

Se calcula la Presión de equilibrio según la ecuación de gases ideales definida en la Ecuación 41:

$$\begin{aligned} \text{Presión equilibrio (bar)} &= \\ &= \frac{341.217,77 \text{ mol} \times 0,082 (\text{atm} \cdot \text{L} / \text{K} \cdot \text{mol}) \times 298(\text{°K})}{58.961,03 \text{ L}} \\ &= 141,42 \text{ bar} \end{aligned}$$

Ecuación 46: Cálculo de la presión de equilibrio.

Finalmente, se calculan los kilogramos de hidrógeno que se suministran por diferencia de presión desde el almacenamiento a 300 bar.

En primer lugar, se realiza una interpolación para calcular el factor de compresibilidad a la presión de equilibrio, 141,42 bar:

$$y = y_0 + \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} (y_1 - y_0)$$

Ecuación 47: Fórmula de Interpolación.

$$y = 1,065 + \frac{141,42 - 100}{150 - 100} (1,089 - 1,065) = 1,0848$$

Ecuación 48: Interpolación del factor de compresibilidad a la presión de equilibrio.

Se calcula el volumen de H_2 en Nm^3 a partir de la Ecuación 39 y con el dato de partida del volumen de agua del almacenamiento a 300 bar procedente de la Ecuación 40.

$$\text{Volumen } H_2 (Nm^3) = \frac{26,72 Nm^3 \times 141,42 \text{ bar}}{1,0848} = 3.482,8 Nm^3 H_2$$

Ecuación 49: Volumen de H_2 en Nm^3 para la presión de equilibrio.

A continuación, se calcula los kilogramos de H_2 finales:

$$Kg H_2 = 3.482,8 Nm^3 \times 0,0899 = 313,1 kg H_2$$

Ecuación 50: Kilogramos de H_2 finales.

Por lo tanto, por diferencia de presión se habrá suministrado la diferencia de los 600 kg iniciales y los 313,1 kg finales:

$$Kg H_2 \text{ por diferencia de presión} = 600 kg - 313,1 kg = 286,9 kg H_2$$

Ecuación 51: Kilogramos H_2 por diferencia de presión para el almacenamiento de 300 bar.

De esta primera etapa se puede concluir que instalando 600 kg de almacenamiento a 300 bar, se alcanza una presión de equilibrio de 141,42 bar y se liberarían por diferencia de presión 286,9 kg de H_2 .

3.8.2 Almacenamiento a 500 bar

Para el almacenamiento en 500 bar se va a suponer un almacenamiento de 350 kg de H_2 y se calcula su volumen en Nm^3 :

$$Volumen H_2 (Nm^3) = 350 \text{ kg} \times \frac{1 \frac{\text{kg}}{\text{día}}}{0,0899 \frac{Nm^3}{\text{día}}} = 3.893,22 Nm^3 H_2$$

Ecuación 52: Volumen de H_2 en Nm^3 .

A continuación, se calcula el volumen de agua necesario en Nm^3 mediante la siguiente ecuación:

$$Volumen H_2O (Nm^3) = \frac{V H_2 (Nm^3) \times z}{P H_2 (bar)}$$

Ecuación 53: Ecuación del volumen H_2O en Nm^3 .

Donde el valor z se corresponde con el factor de compresibilidad del hidrógeno en función de la presión conforme está definido en la Tabla 20.

Por lo tanto,

$$\begin{aligned} Volumen H_2O (Nm^3) &= \frac{3.893,22 Nm^3 \times 1,344}{500 \text{ bar}} = 10,46 Nm^3 H_2O \\ &= 10.464,96 L H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 54: Volumen H_2O en Nm^3 a 500 bar.

En este caso, la presión de equilibrio a la que se igualarían es conocida y son 350 bar.

Por lo tanto, se va a calcular el volumen de H_2 que queda en el tanque cuando la presión del tanque es de 350 bar utilizando de nuevo la Ecuación 52.

$$Volumen H_2 (Nm^3) = \frac{350 \text{ bar} \times 10,46 Nm^3}{1,236} = 2.963,38 Nm^3 H_2O$$

Ecuación 55: Volumen H_2 en Nm^3 que queda en el tanque a 350 bar.

A continuación, se traslada el volumen a los kilogramos de H_2 que quedan en el tanque a 350 bar:

$$Kg H_2 = 2.963,38 Nm^3 \times 0,0899 = 266,41 \text{ kg } H_2$$

Ecuación 56: Kilogramos de H_2 que quedan en el tanque a 350 bar.

Finalmente se calculan los kilogramos de H_2 suministrados desde el almacenamiento a 500 bar:

$$\text{Kg } H_2 \text{ por diferencia de presión} = 350 \text{ kg} - 266,41 \text{ kg} = 83,59 \text{ kg } H_2$$

Ecuación 57: Kilogramos H_2 por diferencia de presión para el almacenamiento de 500 bar.

Por lo tanto, los kilogramos totales que han sido suministrados por diferencia de presión será el resultado de sumar los liberados por el almacenamiento de 300 y 500 bar.

$$\begin{aligned} \text{Kg } H_2 \text{ totales por diferencia de presión} &= 286,9 \text{ kg} + 83,59 \text{ kg} \\ &= 370,49 \text{ kg } H_2 \end{aligned}$$

Ecuación 58: Kilogramos totales de H_2 suministrados por diferencia de presión.

Se han escogido racks de botellas para almacenar hidrógeno verde a 300 bar y a 500 bar de la marca Calvera Hydrogen [42]



Ilustración 39: Racks de Botellas Calvera Hydrogen. [42]

3.9 Dimensionamiento de compresor

Para el dimensionamiento del compresor de apoyo se va a definir una presión de succión de 10 bar y una presión de descarga de 35 bar para que sea compatible con los demás dispositivos instalados en la planta.

En la Ecuación 36, se ha calculado una cantidad de 820,8 kg de hidrógeno a suministrar en el caso más desfavorable, considerando el repostaje de todos los autobuses de la flota del 0 al 100% en aproximadamente 7 horas. Si como resultado de la Ecuación 57, se tiene que por diferencia de presión se suministran 370,49 kg de hidrógeno, la diferencia entre el valor total que se requiere repostar y el suministrado por el almacenamiento en cascada nos dará la cantidad de hidrógeno que hay que surtir mediante el compresor:

$$Kg \text{ H}_2 \text{ por compresor} = 820,8 \text{ kg} - 370,49 \text{ kg} = 450,31 \text{ kg H}_2$$

Ecuación 59: Kilogramos totales de H₂ suministrados por compresor de apoyo.

El compresor tiene que operar, en el caso más desfavorable, 7 horas durante la noche para el repostaje de la flota de autobús, por lo tanto, el caudal del compresor será:

$$\text{Caudal del compresor} \left(\frac{kg}{h} \right) = \frac{450,31 \text{ kg}}{7 \text{ h}} = 64,33 \text{ kg/h}$$

Ecuación 60: Caudal del compresor.

Por lo tanto, se necesita un compresor de apoyo con un caudal de 65 kg/h con presión de succión de 10 bar para coger hidrógeno de los tanques de 35 bar y con presión de descarga 525 bar para que sirva para llenar tanto los almacenamientos a 300 bar como los almacenamientos a 500 bar. Este compresor va a estar operando 7 horas durante la noche para llenar los 450,31 kg de hidrógeno y 5,7 horas por el día para rellenar en los almacenamientos los 370,49 kg que se suministran por diferencia de presión.

Se ha escogido el grupo compresor de hidrógeno HIPERBARIC 1KS 95 de la marca Hiperbaric. [43]



Ilustración 40: Grupo Compresor HiperBaric 1KS 95. [43]

Las especificaciones técnicas se encuentran en el Anexo IX: Especificaciones técnicas del grupo compresor. [43]

3.10 Usos del hidrógeno producido

La distribución de hidrógeno para su uso en movilidad se realiza mediante una red de estaciones de repostaje de hidrogeno o también conocidas como hidrogeneras.

Las hidrogeneras son estaciones de servicio que almacenan y dispensan el hidrógeno para el transporte. Las estaciones pensadas para ser utilizadas por vehículos pesados, como es el caso de la flota de autobuses, requieren una recarga de hidrógeno a 350 bar.

En primer lugar, se tiene una etapa de almacenamiento a baja presión a 35 bar con 5 tanques de almacenamiento de 200 m³ y posteriormente, el hidrógeno almacenado pasa a ser comprimido hasta una presión de 300 bar. De nuevo, se almacena el hidrógeno a 300 bar y siguiendo el procedimiento del almacenamiento en cascada, se comprime por segunda vez hasta una presión de 500 bar para ser almacenado.

El sistema de almacenamiento a alta presión o cascada está configurado por tres recipientes que operan a distintos niveles de presión. Se comienza por el recipiente a baja presión y cuando la velocidad de flujo alcanza un nivel definido, se cambia al recipiente de media presión hasta llegar al de alta presión y completar el llenado.

Para completar el suministro se hace uso de dispensadores que suministrarán el hidrógeno a los autobuses desde el almacenamiento a alta presión en cascada a 350 bar [44].



Ilustración 41: Hidrogenera en Zona Franca (Barcelona). [45]

La flota de autobuses que requiere el repostaje de hidrógeno verde son los autobuses Caetano H2. City Gold. Supone una solución innovadora aportando grandes e importantes beneficios económicos y medioambientales a una sociedad encaminada a las cero emisiones de carbono.

Entre las características más importantes de esta gama de autobuses son su modularidad, confort y seguridad, simplicidad de uso, autonomía hasta 400 km y gran capacidad [46].



Ilustración 42: Autobús de hidrógeno verde CaetanoBus H2. City Gold. [46]

Las especificaciones técnicas del Autobús Caetano H2. City Gold se pueden ver en el Anexo X: Especificaciones Técnicas CaetanoBus H2. City Gold. [46]

3.11 Esquema de la instalación

El esquema de instalación de la planta de hidrógeno consta de todos los elementos y equipos dimensionados y seleccionados:

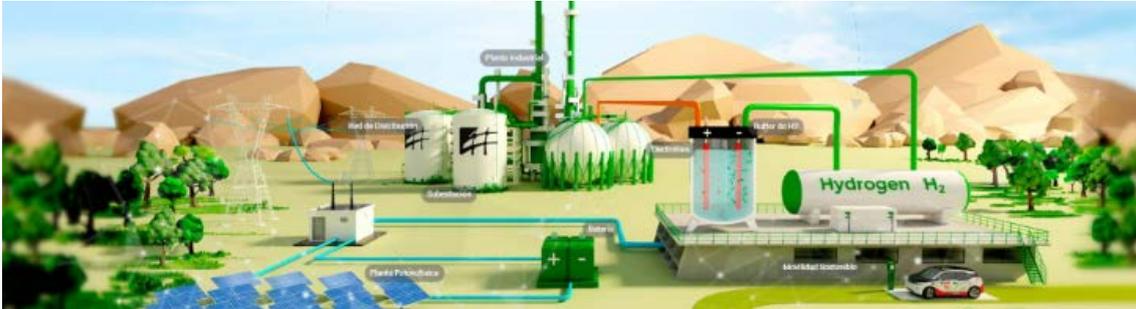


Ilustración 43: Planta de hidrógeno verde. [47]

La puesta en marcha de la planta de hidrógeno verde consta del siguiente funcionamiento:

1. Agua: El agua se obtiene como materia prima indispensable para la reacción del electrólisis.
2. Energía Renovable: Se obtiene energía eléctrica de origen renovable a través de placas solares fotovoltaicas aprovechando el potencial del recurso solar de la zona.
3. Electrólisis: Con el agua y la energía eléctrica de origen renovable se produce la reacción de electrólisis a través de la cual se produce la descomposición de la molécula de agua para dar como producto final, hidrógeno verde.
4. Almacenamiento: Más tarde, el hidrógeno verde va a parar a almacenamientos a distintas presiones en función del tipo de uso.
5. Usos del hidrógeno: Finalmente, el hidrógeno verde es suministrado a la industria de la refinería y a la flota de autobuses a presiones diferentes de acuerdo con sus requerimientos.

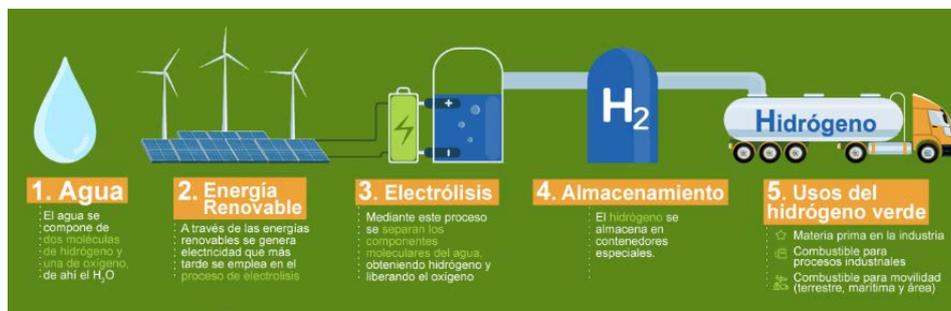


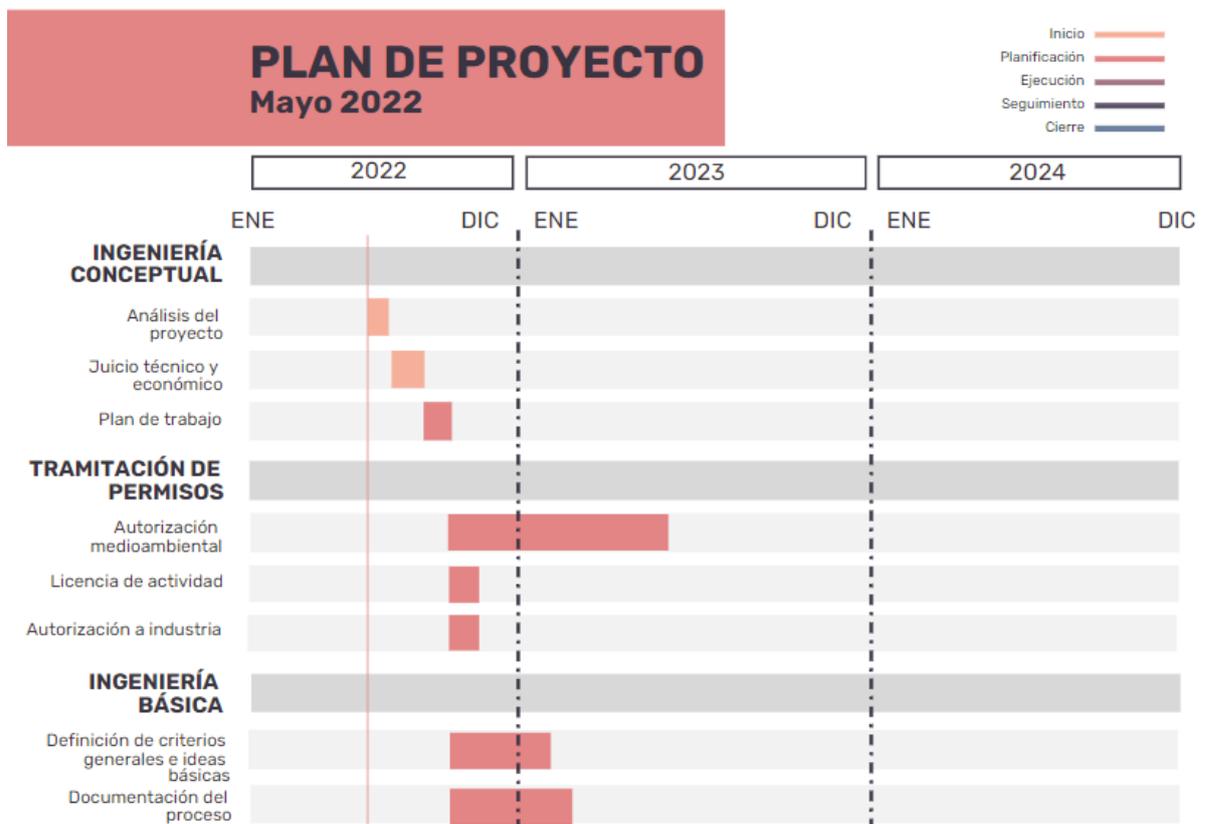
Ilustración 44: Esquema de la planta de hidrógeno verde. [47]

Capítulo 4. PLAN DE PROYECTO

En este capítulo se detalla el plan de proyecto a seguir para el desarrollo de la instalación de la planta de hidrógeno verde durante un periodo de dos años. Se define un diagrama de Gantt con la planificación estimada junto con las fases en las que se divide el proyecto, considerando una duración aproximada de las mismas.

4.1 Diagrama de Gantt

El plan de trabajo se muestra en el siguiente Diagrama de Gantt:



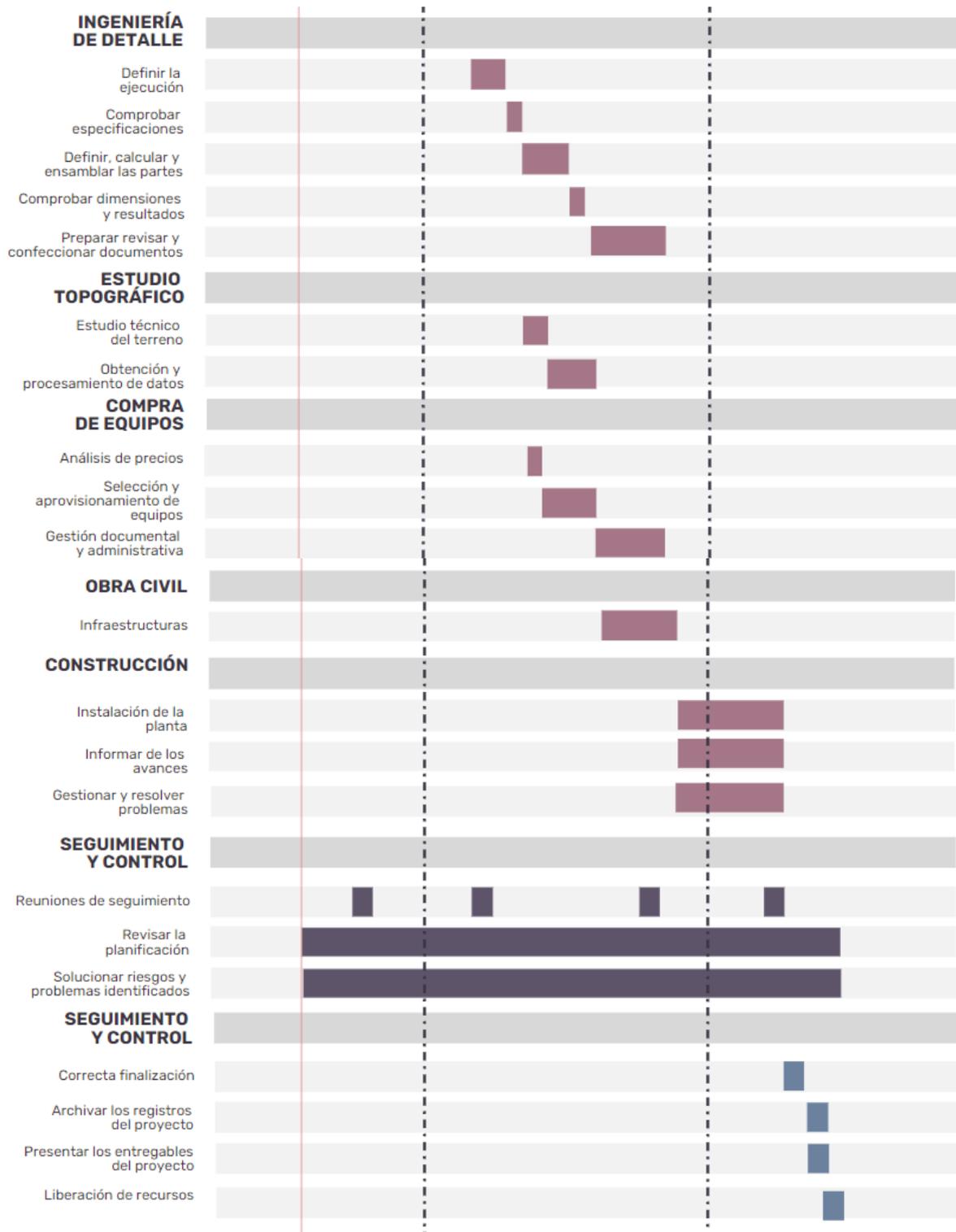


Ilustración 45: Diagrama de Gantt. Fuente: Elaboración propia.

El diagrama de Gantt completo en un solo bloque puede apreciarse en el Anexo XI: Plan de Proyecto.

Para establecer la planificación del proyecto se ha llevado a cabo una organización previa de distintas fases con las actividades más importantes a realizar en cada una:

- Fase I: Ingeniería conceptual
 - Análisis del proyecto: definición de objetivos e identificación de recursos.
 - Juicio técnico y económico.
 - Plan de trabajo.

- Fase II: Tramitación de permisos
 - Autorización medioambiental.
 - Licencia de actividad.
 - Autorización a industria.

- Fase III: Ingeniería básica
 - Definición de los criterios generales e ideas básicas del proyecto.
 - Documentación del proceso: especificación general y dimensionamiento de equipos.

- Fase IV: Ingeniería de detalle
 - Definir la ejecución del proyecto.
 - Comprobación de especificaciones.
 - Definición, cálculo y ensamblaje de las partes.
 - Comprobación de dimensiones y resultados.
 - Preparación, revisión y confección de documentos.

- Fase V: Estudio topográfico
 - Estudio técnico del terreno.
 - Obtención y procesamiento de datos.

- Fase VI: Compra de equipos
 - Análisis de precios.
 - Selección y aprovisionamiento de los equipos adecuados.
 - Gestión documental y administrativa de las compras.

- Fase VII: Obra Civil
 - Infraestructuras

- Fase VIII: Construcción
 - Instalación de la planta: monitorizar y controlar.
 - Informar sobre los avances.
 - Gestionar y resolver problemas.

- FASE IX: Seguimiento y control
 - Seguimiento del avance del proyecto.
 - Reuniones de seguimiento (a lo largo de toda la duración del proyecto).
 - Revisar la planificación del proyecto.
 - Solucionar riesgos y problemas identificados.

- FASE X: Puesta en marcha
 - Correcta finalización.
 - Archivar los registros del proyecto.
 - Presentar los entregables del proyecto.
 - Liberación de recursos.

FASES	TIEMPO EMPLEADO
Ingeniería Conceptual	4 meses
Tramitación de permisos	9 meses
Ingeniería Básica	5 meses
Ingeniería de Detalle	8 meses
Estudio Topográfico	3 meses
Compra de equipos	6 meses
Obra Civil	4 meses
Construcción	5 meses
Seguimiento y Control	24 meses
Puesta en marcha	2 mes

Tabla 21: Tiempo empleado por fases de desarrollo para la realización del proyecto.

El proyecto comienza en Mayo del 2022 y, teniendo en cuenta que algunas fases son simultáneas, terminaría alrededor de Mayo del 2024 estimando una duración de 2 años aproximadamente.

Capítulo 5. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se analizan los costes del proyecto derivados del CAPEX (gastos de capital) y del OPEX (gastos de mantenimiento u operación) teniendo en cuenta un préstamo de sistema de amortización francés. Finalmente se calcula el precio que es necesario definir para la venta del hidrógeno en industria y en la flota de autobuses para obtener una TIR de aproximadamente un 10 % y calcular el VAN y el Payback para analizar la viabilidad de la inversión.

5.1 CAPEX

En primer lugar, se calcula el CAPEX, entendiéndose como el gasto total en capital, es decir, el gasto que se realiza en bienes de equipo.

Para ello, se elabora una tabla con los costes de cada uno de los equipos que conforman la instalación:

EQUIPO	COSTE (€)
Fotovoltaica 13 MWp	7.800.000,00 €
Electrolizador alcalino 7 MW	5.000.000,00 €
Almacenamiento a 35 bar	1.500.000,00 €
Compresor de 10 a 525 bar de 65 kg/h	850.000,00 €
Almacenamiento de 600 kg a 300 bar	180.000,00 €
Almacenamiento de 350 kg a 500 bar	380.000,00 €
2 dispensadores	400.000,00 €
Costes integración	250.000,00 €
Costes obra civil	200.000,00 €
TOTAL COSTES	16.560.000,00 €

Tabla 22: CAPEX.

Se obtiene un CAPEX total de **16.560.000,00 €**

5.2 PRÉSTAMO

Para la realización del proyecto ha sido necesario pedir un préstamo de amortización francés sobre los costes de los equipos o CAPEX.

El sistema de amortización francés es aquel mediante el cual la persona que pide el préstamo se compromete a pagar unas cuotas periódicas constantes durante un periodo de tiempo, que incluyen tanto el capital como los intereses [48].

Se va a solicitar un préstamos del 70 % de la cantidad total del CAPEX y las condiciones serán las siguientes:

PRÉSTAMO SISTEMA DE AMORTIZACIÓN FRANCÉS	DATOS
Costes totales CAPEX	16.560.000,00 €
% Préstamo	70 %
Préstamo (C _o)	11.592.000,00 €
Interés efectivo anual (i)	5 %
Años (n)	10

Tabla 23: Datos Préstamo sistema de amortización francés.

En el préstamo, se va a calcular cuatro parámetros fundamentales: la anualidad, el interés, la amortización y el capital pendiente

Anualidad: La anualidad supone la cifra o cuota anual a pagar para devolver progresivamente el préstamo y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$a (\text{€}) = c_o \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

Ecuación 61: Ecuación del cálculo de la Anualidad del Préstamo.

Donde:

C_o: Préstamo

i: Interés Efectivo Anual

n: años

Para las condiciones del préstamo, la anualidad sería:

$$a (\text{€}) = 11.592.000 \frac{5}{1 - (1 + 5)^{-10}} = 1.501.217,03 \text{ €}$$

Ecuación 62: Cálculo de la Anualidad del Préstamo.

Intereses: Es la comisión que los prestamistas cobran a los prestatarios por hacer uso de su dinero. [48]

Se calcula multiplicando el 5 % de interés efectivo anual por el capital pendiente del año anterior. Así, por ejemplo, para el año 1:

$$\begin{aligned} \text{Interés (€) año } n &= \text{Capital pendiente (año } n - 1) \times 5\% = \\ &= 11.592.000 \times 5\% = 579.600,00 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 63: Cálculo del Interés del Préstamo.

Amortización: Hace referencia a cada uno de los pagos que se tiene pendiente con la entidad a la que se debe el dinero.

La amortización se calcula como la diferencia entre la anualidad y los intereses de ese mismo año. De manera que, para el año 1:

$$\begin{aligned} \text{Amortización (€)} &= \text{Anualidad (año } n) - \text{Intereses(año } n) = \\ &= 1.501.217,03 - 579.600 = 921.617,03 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 64: Cálculo de la Amortización del Préstamo.

Capital Pendiente: Es la cantidad que queda por pagar del préstamo.

El capital pendiente del año en curso se calcula como la diferencia entre el capital pendiente del año anterior y la amortización. Por ejemplo, para el año 1:

$$\begin{aligned} \text{Capital Pendiente (€)} &= \\ &= \text{Capital Pendiente (año } n - 1) - \text{Amortización (año } n) = \\ &= 11.592.000 - 921.617,03 = 10.670.382,97 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 65: Cálculo del Capital Pendiente.

De esta manera, realizando los cálculos pertinentes para el periodo de 10 años definido en el préstamo, se tiene la siguiente tabla:

AÑO	ANUALIDAD	INTERÉS	AMORTIZACIÓN	CAPITAL PENDIENTE
0	0,00 €	0,00 €	0,00 €	11.592.000,00 €
1	1.501.217,03 €	579.600,00 €	921.617,03 €	10.670.382,97 €
2	1.501.217,03 €	533.519,15 €	967.697,88 €	9.702.685,08 €
3	1.501.217,03 €	485.134,25 €	1.016.082,78 €	8.686.602,30 €
4	1.501.217,03 €	434.330,12 €	1.066.886,92 €	7.619.715,39 €
5	1.501.217,03 €	380.985,77 €	1.120.231,26 €	6.499.484,12 €
6	1.501.217,03 €	324.974,21 €	1.176.242,83 €	5.323.241,30 €
7	1.501.217,03 €	266.162,06 €	1.235.054,97 €	4.088.186,33 €
8	1.501.217,03 €	204.409,32 €	1.296.807,72 €	2.791.378,61 €
9	1.501.217,03 €	139.568,93 €	1.361.648,10 €	1.429.730,51 €
10	1.501.217,03 €	71.486,53 €	1.429.730,51 €	0,00 €

Tabla 24: Cálculos del Préstamo sistema de amortización francés.

5.3 OPEX

A continuación, se realiza la misma tabla con el OPEX, siendo los gastos que tienen que ver con el funcionamiento y operación del proyecto.

En primer lugar, se han considerado unos factores para calcular los costes de mantenimiento que requieren los equipos.

EQUIPO	COSTE (€)
Fotovoltaica 13 MWp	0,01
Electrolizador alcalino 7 MW	0,025
Almacenamiento a 35 bar	0,01
Compresor de 10 a 525 bar de 65 kg/h	0,07
Almacenamiento de 600 kg a 300 bar	0,01
Almacenamiento de 350 kg a 500 bar	0,01
2 dispensadores	0,04

Tabla 25: Factores para el cálculo del mantenimiento de los equipos.

Para calcular posteriormente la tabla con los costes totales del OPEX correspondiente al mantenimiento de los equipos:

EQUIPO	COSTE (€)
Fotovoltaica 13 MWp	78.000,00 €
Electrolizador alcalino 7 MW	125.000,00 €
Almacenamiento a 35 bar	15.000,00 €
Compresor de 10 a 525 bar de 65 kg/h	59.500,00 €
Almacenamiento de 600 kg a 300 bar	1.800,00 €
Almacenamiento de 350 kg a 500 bar	3.800,00 €
2 dispensadores	16.000,00 €

Tabla 26: OPEX del mantenimiento de los equipos.

También hay que tener en cuenta los costes asociados al personal, alquiler del terreno, electricidad y agua.

Personal: Para la planta de hidrógeno se requiere el trabajo de 2 operarios, cuyo sueldo será de 1.500 euros brutos al mes. Por lo tanto, al año supondrá un gasto de:

$$\begin{aligned} \text{Costes asociados a personal (€)} &= 2 \text{ op} \times 1.500 \text{ €} \times 12 \text{ meses} \times 1,3 = \\ &= 46.800 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 66: Cálculo del coste asociado al personal

Alquiler del terreno: La zona donde se va a instalar la planta de hidrógeno verde, San Roque (Cádiz), está valorada en aproximadamente 2.100 € la hectárea. Por lo tanto, para las dimensiones del terreno de la instalación supondrá:

$$\text{Costes asociados al alquiler del terreno (€)} = 43 \text{ hect} \times 2.100 \frac{\text{€}}{\text{hect}} = 90.300 \text{ €}$$

Ecuación 67: Cálculo del coste asociado al alquiler del terreno.

Electricidad: Para el cálculo de la electricidad tal y como se ha definido previamente, el 60 % de la electricidad es de origen fotovoltaica y, por lo tanto, proveniente del sol y el 40% restante se compra de la red eléctrica. El coste de la electricidad son 40 euros por MW y además, hay que considerar un 10 % del consumo del compresor. Por lo tanto, este gasto resulta:

$$\begin{aligned} \text{Costes asociados a la electricidad (€)} &= \\ &= \left(\left(40 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \times 40\% \right) + \left(0 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \times 60\% \right) \right) \times (72,05 \text{ MW} \times 365 \text{ días}) \times (72,05 \text{ MW} \times 365 \text{ días} \times 1,1) \\ &= 462.849,20 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 68: Cálculo del coste asociado a la electricidad.

Agua: Para el cálculo del coste que supone la extracción de agua del acuífero el coste es de 2,5 euros el m³. Por lo tanto, para la cantidad agua que requiere la instalación se tiene:

$$\text{Costes asociados al agua (€)} = 19,05 \text{ m}^3 \times 2,5 \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \times 365 = 17.383,13 \text{ €}$$

Ecuación 69: Cálculo del coste asociado al agua.

En resumen, los gastos derivados de la operación de la planta son:

TIPO DE GASTO	COSTE (€)
Personal	46.800,00 €
Alquiler del terreno	90.300,00 €
Electricidad	462.849,20 €
Agua	17.383,13 €

Tabla 27: OPEX de los costes de operación.

Finalmente, es necesario tener en cuenta que los intereses que se han generado por el préstamo constituyen un gasto de operación y por lo tanto, hay que tenerlos en cuenta para el cálculo del OPEX. Si bien, los intereses que hay que pagar varían en función del año, disminuyendo progresivamente, es por esto que, el coste total de OPEX será diferente en función del año.

INTERÉS	COSTE (€)
Año 0	0,00 €
Año 1	579.600,00 €
Año 2	533.519,15 €
Año 3	485.134,25 €
Año 4	434.330,12 €
Año 5	380.985,77 €
Año 6	324.974,21 €
Año 7	266.162,06 €
Año 8	204.409,32 €
Año 9	139.568,93 €
Año 10	71.486,53 €

Tabla 28: OPEX de los intereses del préstamo.

Por lo que finalmente, se obtiene una tabla de coste total de OPEX en función del año, siendo fijas las partes de equipos, personal, agua, alquiler y electricidad y variando la cantidad de intereses por año.

Por ejemplo, para el año 1:

OPEX AÑO 1	COSTE (€)
Fotovoltaica 13 MWp	78.000,00 €
Electrolizador alcalino 7 MW	125.000,00 €
Almacenamiento a 35 bar	15.000,00 €
Compresor de 10 a 525 bar de 65kg/h	59.500,00 €
Almacenamiento de 600 kg a 300 bar	1.800,00 €
Almacenamiento de 350 kg a 500 bar	3.800,00 €
2 dispensadores	16.000,00 €
Personal	46.800,00 €
Alquiler terreno	90.300,00 €
Electricidad	462.849,20 €
Agua	17.383,13 €
Gastos financieros Año 1	579.600,00 €
TOTAL COSTES	1.496.032,33 €

Tabla 29: OPEX para el año 1.

Se calcula de la misma manera el coste OPEX para cada año durante un periodo de estudio de 20 años:

OPEX	COSTE (€)
AÑO 1	1.496.032,33
AÑO 2	1.449.951,47
AÑO 3	1.401.566,58
AÑO 4	1.350.762,44
AÑO 5	1.297.418,094
AÑO 6	1.241.406,53
AÑO 7	1.182.594,39
AÑO 8	1.120.841,64
AÑO 9	1.056.001,26
AÑO 10	987.918,85
AÑO 11	987.918,85
AÑO 12	987.918,85
AÑO 13	987.918,85
AÑO 14	987.918,85
AÑO 15	987.918,85
AÑO 16	987.918,85
AÑO 17	987.918,85
AÑO 18	987.918,85
AÑO 19	987.918,85
AÑO 20	987.918,85

Tabla 30: OPEX total por años.

Como se puede apreciar en la tabla, a partir del año 10, los costes son los mismos debido a que el préstamo ha finalizado y no hay que incrementar el valor de los intereses.

5.4 Análisis de viabilidad

Para analizar la viabilidad de la inversión se pretende encontrar el precio de venta del hidrógeno, tanto a la industria como a la flota de autobuses, para obtener una TIR de aproximadamente el 10 % para que el proyecto resulte rentable.

Se realiza un flujo de caja para cada uno de los años hasta un periodo de estudio de 20 años y se calculan los siguientes parámetros, por ejemplo, para el primer año:

Previsión de ventas: Es la cantidad de hidrógeno verde que se va a vender a industria y a la flota de autobuses, es un dato previamente calculado en el consumo que requieren ambos procesos y son 463.592 kilogramos de hidrógeno verde.

Inversión: Constituye los costes de CAPEX que son necesarios para la instalación de la planta de hidrógeno. Es una cifra que se corresponde al año 0, cuando se está comenzando la instalación de la planta y suponen 4.968.000,00 euros, ya que únicamente se tiene en cuenta el 30 % porque la cantidad restante procede del préstamo.

Ingresos: Es la cantidad de dinero que se va a obtener al año con la venta de hidrógeno verde. Sabiendo que, de la producción total, el 65 % está destinado a la industria y el 35 % a la flota de autobuses, aproximando un precio de 3 €/kg para la industria y de 11,5 €/kg para la flota de autobuses se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Ingresos (€)} &= \left(65\% \times \frac{3\text{€}}{\text{kg}} \times 463.592 \right) + \left(35\% \times \frac{11,5\text{€}}{\text{kg}} \times 463.592 \right) \\ &= 2.769.962,00 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 70: Cálculo de los Ingresos.

Costes: Se corresponde con la cifra de gasto resultante del OPEX considerando adicionalmente una inflación del 7%.

$$\text{Costes (€)} = 1.496.032,33 (1 + 7\%) = 1.600.754,59 \text{ €}$$

Ecuación 71: Cálculo de los Costes.

Depreciación: Hace referencia a la disminución del valor de la moneda o de los bienes y se toma como un valor del 15 % sobre la resta entre los ingresos menos los costes.

$$\text{Depreciación (€)} = (2.769.962,00 - 1.600.754,59) \times 15\% = 175.381,14 \text{ €}$$

Ecuación 72: Cálculo de la Depreciación.

Beneficio: Es el resultado de restar a los ingresos la cantidad de gastos por costes y la depreciación.

$$\text{Beneficio (€)} = (2.769.962,00 - 1.600.754,59 - 175.381,14) = 993.826,47 \text{ €}$$

Ecuación 73: Cálculo del Beneficio.

Impuestos: Se trata de la contribución de carácter obligatorio en dinero con la que se coopera para fortalecer el país. Están estipulados unos impuestos del 9,15 % sobre el beneficio.

$$\text{Impuestos (€)} = 993.826,47 \times 9,15 \% = 90.935,12 \text{ €}$$

Ecuación 74: Cálculo de los Impuestos.

Amortización: Son las cantidades calculadas en la amortización del préstamo por cada año, para el primer año suponen 921.617,03 euros.

Flujo de caja: Son las distintas salidas y entradas de dinero que tiene una empresa o proyecto durante un periodo de tiempo determinado.

$$\begin{aligned} \text{Flujo de Caja (€)} &= 2.769.962,00 - 1.600.754,59 - 90.935,12 - 921.617,03 \\ &= 156.655,46 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 75: Cálculo del Flujo de Caja.

Para el siguiente cálculo se tiene en cuenta un tipo de interés nominal del 9 %.

$$Ffi \text{ (€)} = \left(\frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + k_n)^t} \right) = \left(\frac{156.655,46}{(1 + 9\%)^1} \right) = 143.720,60 \text{ €}$$

Ecuación 76: Cálculo del Acumulado Anual

De esta manera, se obtiene la primera columna del flujo de caja correspondiente al año 1:

FLUJO DE CAJA		1
AÑO	AÑO 0	AÑO 1
Previsión de ventas (kg)	0	463592
Inversión (30 % CAPEX)	-4.968.000,00 €	0,00 €
Ingresos		2.769.962,20 €
Gastos Financieros		0,00 €
Costes		-1.600.754,59 €
Ingresos - Costes		1.169.207,61 €
Depreciación (15%)		-175.381,14 €
Beneficio (Ingresos - Costes - Depreciación)		993.826,47 €
Impuestos (9,15% sobre los beneficios)		-90.935,12 €
Amortización	0,00 €	-921.617,03 €
Flujo de Caja	-4.968.000,00 €	156.655,46 €
$Ffi/(1+kn)^t$	-4.968.000,00 €	143.720,60 €
FF acumulado	-4.968.000,00 €	-4.824.279,40 €

Tabla 31: Flujo de Caja para el año 1.

Se procede a realizar los mismos cálculos para cada año hasta un periodo de estudio de 20 años en total. El flujo de caja completo se puede ver en el Anexo XII: Flujo de Caja.

Para comprobar si la inversión del proyecto es rentable, se van a calcular tres parámetros: el VAN, TIR y Payback.

- **VAN: VALOR ACTUAL NETO**

Es un indicador financiero que sirve para determinar si tras medir flujos de caja de futuros ingresos, egresos y descontar la inversión inicial el proyecto es económicamente viable.

Está definido mediante la siguiente ecuación:

$$VAN (\text{€}) = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_o$$

Ecuación 77: Ecuación del VAN.

Calculando el VAN para el flujo de caja obtenido, se tiene una cifra de 494.075,10 €

- **TIR: TASA INTERNA DE RETORNO**

Es un indicador de la rentabilidad que ofrece una inversión, el porcentaje de beneficio o pérdida del proyecto.

Se calcula igualando el VAN = 0 y despejando la k mediante una ecuación de segundo grado.

Para los precios definidos de 3 €/kg para la industria y de 11,5 €/kg para la flota de autobuses se obtiene una TIR del 10 %.

- **Payback: PLAZO DE RECUPERACIÓN**

Se trata de un criterio para evaluar inversiones y define el periodo de tiempo para recuperar el capital invertido en el proyecto.

Está definido mediante la siguiente ecuación:

$$Payback (\text{años}) = \frac{I_o}{\text{Resultado promedio Flujo de Caja}}$$

Ecuación 78: Ecuación del Payback.

Con los datos de precios definidos y flujo de caja calculado, la inversión se recuperaría en un plazo de 18 años, siendo viable para un precio de venta de 3 €/kg para la industria y de 11,5 €/kg para la flota de autobuses.

ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN	
VAN	494.075,10 €
TIR	10 %
Payback	18 años

Tabla 32: Análisis de la Inversión.

Capítulo 6. CONCLUSIONES

En este capítulo se resumen las principales conclusiones derivadas de este proyecto y del estudio de viabilidad realizado sobre el mismo.

De la revisión bibliográfica realizada se concluye que el hidrógeno no es una fuente de energía sino un vector energético. El hidrógeno verde tiene un papel fundamental en la descarbonización de sectores como la movilidad o la industria, donde la reducción de emisiones de CO₂ es prioritaria. El desarrollo de hidrógeno verde se ve obstaculizado por la falta de infraestructura en almacenamiento y transporte debido a su baja densidad energética.

En este estudio se ha concluido que la ubicación seleccionada para el proyecto es en San Roque (Cádiz) debido al gran potencial de recurso renovable.

Los consumidores son la refinería de San Roque y la flota de autobuses urbanos de Algeciras debido a su ubicación y a la capacidad de adaptación de ambos sectores al consumo de hidrógeno verde en sustitución de otros tipos de energía más contaminantes. Se dimensiona una planta de hidrógeno alimentada por una planta fotovoltaica de 13 MWp asociada a un electrolizador de 7 MW de tecnología alcalina. Para almacenar el hidrógeno producido y asegurar el hidrógeno a los consumidores se estima un almacenamiento de 5 tanques de 620 kg a 35 bar. Posteriormente, se realiza el dimensionamiento de una hidrogenera con 600 kg a 300 y 350 kg a 500 bar.

Del estudio de viabilidad realizado se concluye que el precio de venta del hidrógeno para obtener una rentabilidad (TIR) del 10% es de 3 euros por kilogramo a industria y 11,5 euros por kilogramo a movilidad. Como parámetros de rentabilidad se obtiene un VAN de 494.075,10 € y un payback de 18 años.

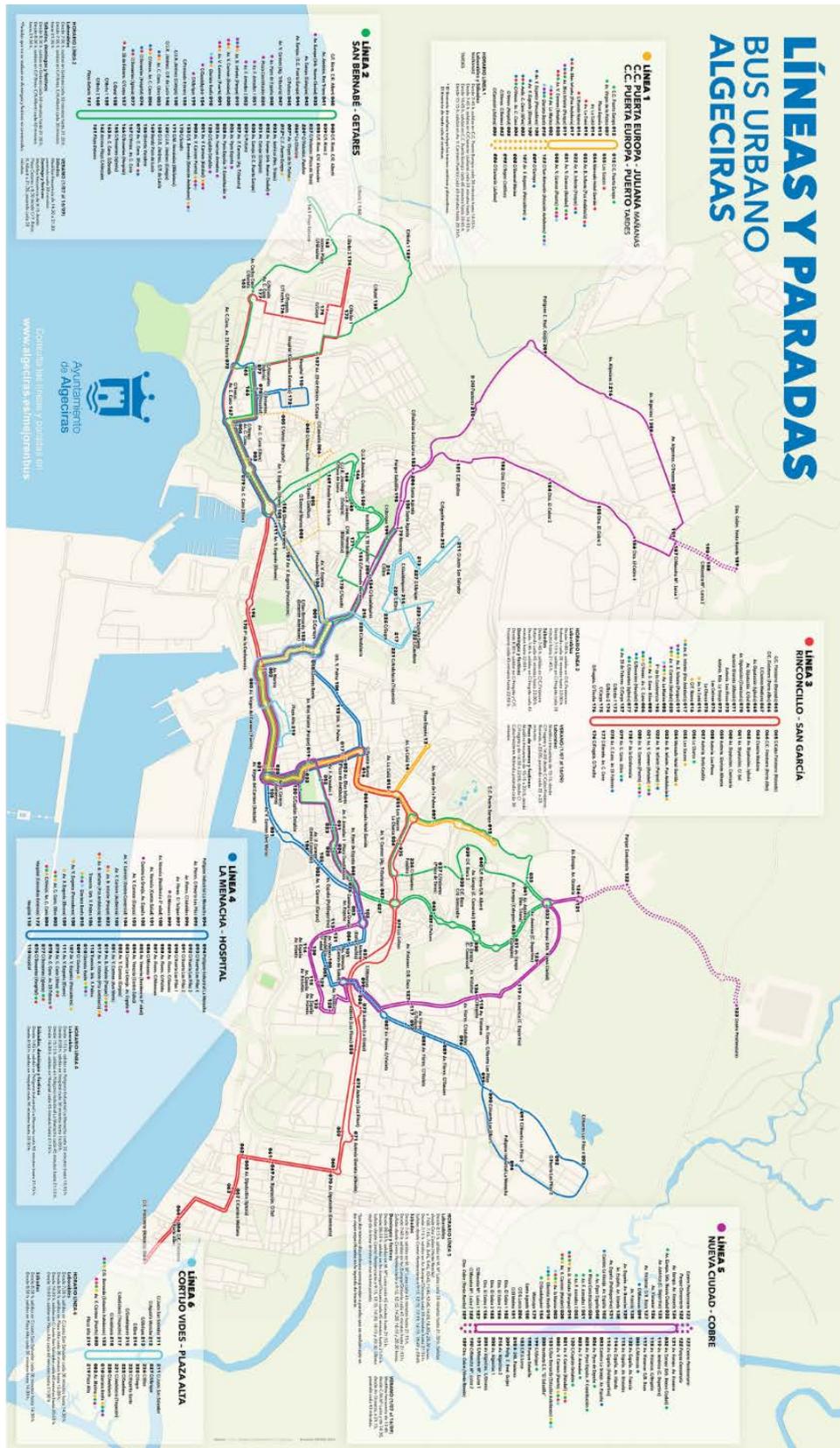
Estos precios no son competitivos con respecto los precios actuales del hidrógeno en la industria o con respecto a los combustibles actuales utilizados en movilidad. Sin embargo, se espera que en los próximos años se reduzca el precio de los electrolizadores mejorando la rentabilidad de este tipo de proyectos.

ANEXOS

ANEXO I: Esquema de la refinería de Gibraltar- San Roque. [26]



ANEXO III: Líneas y Paradas del Bus Urbano de Algeciras. [28]





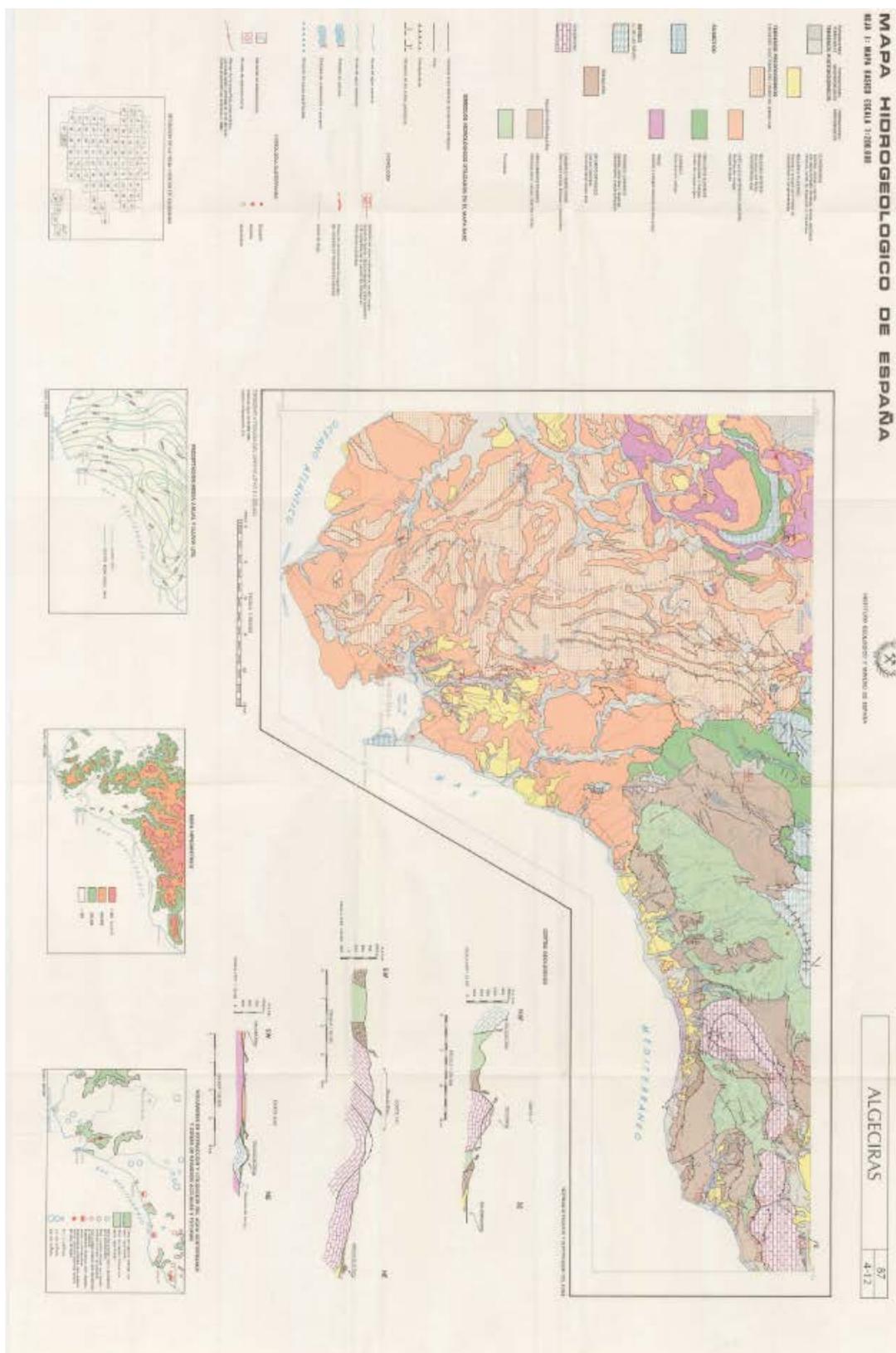








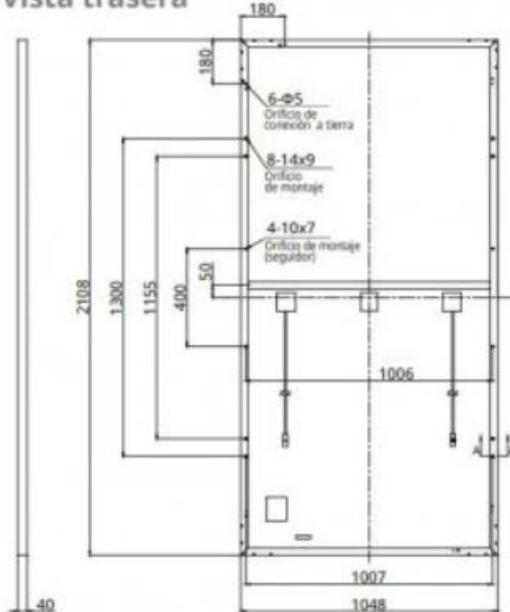
ANEXO V: Mapa Hidrogeológico de España [29]



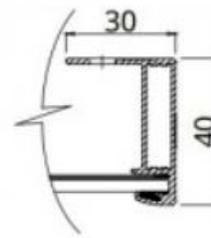
ANEXO VI: Especificaciones técnicas de la placa solar monocristalina Canadian 450 Wp. [37]

DIBUJOS TÉCNICOS (mm)

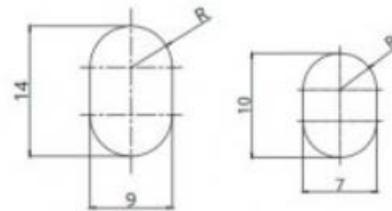
Vista trasera



Sección transversal del marco A-A



Orificio de montaje



Placa Solar Canadian 450 Wp STC*			
Potencia	450 Wp	Tipo de célula	Monocristalina (Dual Cell) Célula partida.
Tensión en punto de máxima potencia (Vmp)	41,1 V	Corriente en punto de máxima potencia (Imp)	10,96 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,1 V	Corriente de cortocircuito (Isc)	11,60 A
Eficiencia del módulo	20,4%	Temperatura de funcionamiento	-40 °C ~ +85 °C
Peso	24,9 kg	Dimensiones	2108 x1048 x40 mm
Garantía	12 años en materiales y 25 años en producción al 80%	Número de células	144 [2 x (12 x 6)]
*Bajo Condiciones Estándar de Medida (STC): irradiancia de 1000 W/m ² , distribución espectral AM 1,5 y temperatura de célula de 25 °C.			

ANEXO VII: Especificaciones técnicas electrolizadores McPhy. [39]

McPhy
Driving clean energy forward

MCLyzer
by McPhy

Produce your hydrogen on-site, on demand, according to your specifications

Produced by alkaline electrolysis from renewable electricity sources, zero-carbon hydrogen plays a crucial role in the energy transition. Our vision is pragmatic: it's all about using our hydrogen expertise to enhance your productivity, energy efficiency and economic performance.

- High pressure alkaline electrolysis, 30 bar directly at your process pressure, requiring no additional compression
- Fast dynamic response: perfectly suitable for coupling with renewable energies and qualified for grid services (primary reserve)
- High energy efficiency
- From 20 to 800 Nm³/h in series: a standardized range
- Supplemented with customized configuration systems (> 20 MW), based on our Augmented MCLyzer module design, for industry, mobility and energy markets

All of our products are designed according to the ISO 22796-1:2020 standard, and are CE marked. In full compliance with the European Union directives (machine, low voltage, electromagnetic compatibility, pressure equipment directives).

20 MW cluster design

Model	Pressure (bar(g))	Nominal hydrogen flow rate (Nm ³ /h)	Power Class	DC Energy Consumption at nominal flow rate (kWh/Nm ³)
Small				
MCLyzer 20-30	30	20	100 kW	4.5
MCLyzer 100-30	30	100	0.5 MW	4.5
MCLyzer 200-30	30	200	1 MW	4.5
MCLyzer 400-30	30	400	2 MW	4.5
Large				
MCLyzer 800-30 (core-module Augmented MCLyzer)	30	800	4 MW	4.5

Equipment selected and qualified by major industrial players

APPLICATIONS

- INDUSTRIAL H₂
- HYDROGEN MOBILITY
- ENERGY
- POWER TO GAS
- H₂ FOR THE TERRITORIES
- RESEARCH & INNOVATION

McPhy® | January 2022 | Non-binding document

Anexo VIII: Especificaciones técnicas de los tanques de almacenamiento a 35 bar. [41]

H₂

DEPÓSITOS PARA ALMACENAMIENTO DE H₂ A PRESIÓN

lapesa | Almacenamiento de **HIDRÓGENO** GAS

TIPO DE DEPÓSITO

Depósito para almacenamiento a presión de hidrógeno comprimido en estado gas, a temperatura ambiente.

Cilíndrico, instalación horizontal o vertical, sin aislamiento térmico.

DISEÑO

Presión máxima admisible (PS) hasta 40 bar (versión estándar).

Temperatura de trabajo: -20 °C - ambiente.

Homologado de acuerdo con la Directiva 2014/68/UE (Directiva Europea de Equipos a Presión).

FABRICACIÓN

Fabricado en acero al carbono (otros materiales consultar), con los controles e inspecciones necesarios para un adecuado almacenamiento de H₂ gas.

Procesos de soldadura controlados para uso hidrógeno.

Fabricación de acuerdo a código.

Con tratamiento térmico específico para H₂.

CONTROL DE CALIDAD

Control de defectos internos del acero para su utilización con hidrógeno gas a presión.

Radiografiado 100% cuerpo del depósito.

Prueba de resistencia a la presión.

Resto de controles según código.

Se acompaña al depósito con su correspondiente Declaración de Conformidad UE.

ACABADO EXTERIOR

Superficie exterior decapada por granallado y protegida por dos manos de pintura: imprimación de alto poder anticorrosivo y exterior en poliuretano color blanco reflectante.

EQUIPAMIENTOS

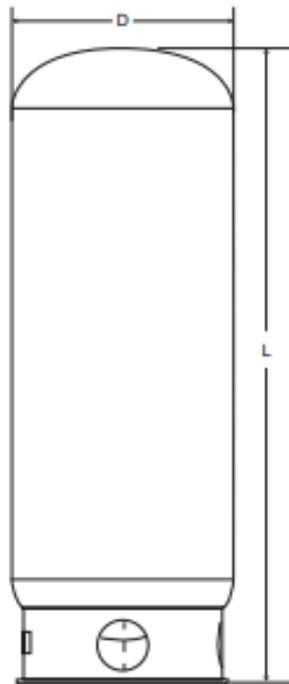
Las conexiones para equipos se pueden adaptar a las necesidades de cada cliente, previa definición en el momento de realizar el pedido.



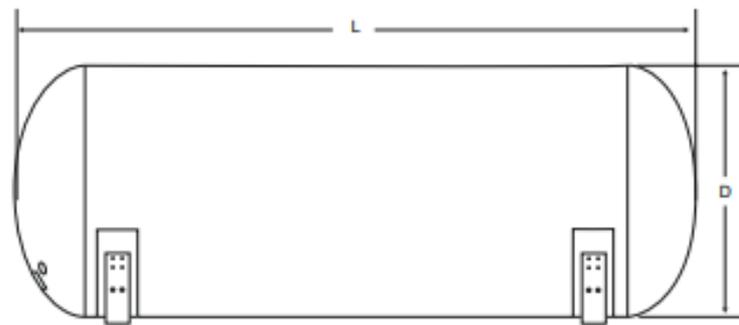
H₂

DEPÓSITOS PARA ALMACENAMIENTO DE H₂ A PRESIÓN

lapesa | Almacenamiento de **HIDRÓGENO GAS**



*Depósitos de diseño y fabricación específica para **HIDRÓGENO GAS** comprimido, destinados a estaciones de suministro de hidrógeno o uso industrial.*



MODELOS Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

MODELOS HORIZONTALES	LH 10H	LH 25H	LH 50H	LH 100H	LH 145H	LH 200H
Volumen nominal (m ³)	10	25	50	100	145	200
Diámetro exterior D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Longitud total L (mm)	5.950	7.350	11.550	15.350	21.850	22.300
Peso en vacío (Ton)	3,5	8,9	18,2	34,7	48,3	66,8
Peso contenido de H ₂ (kg) ¹	36	90	180	360	522	720

MODELOS VERTICALES	LH 10V	LH 25V	LH 50V	LH 100V	LH 145V	LH 200V
Volumen nominal (m ³)	10	25	50	100	145	200
Diámetro exterior D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Altura total L (mm)	6.300	7.850	12.000	15.850	22.350	22.800
Peso en vacío (Ton)	3,7	10,1	19,2	36	49,6	69
Peso contenido de H ₂ (kg) ¹	36	90	180	360	522	720

(1) Peso del gas a 40 bar y 0°C.

FECHA DEPÓSITOS HIDRÓGENO A3 200 F-01_ES

lapesa

lapesa.com



Lapesa Grupo Empresarial, S.L.

Pol. Industrial Malpica, Calle A, Parc. 1-A
50016 - ZARAGOZA - ESPAÑA

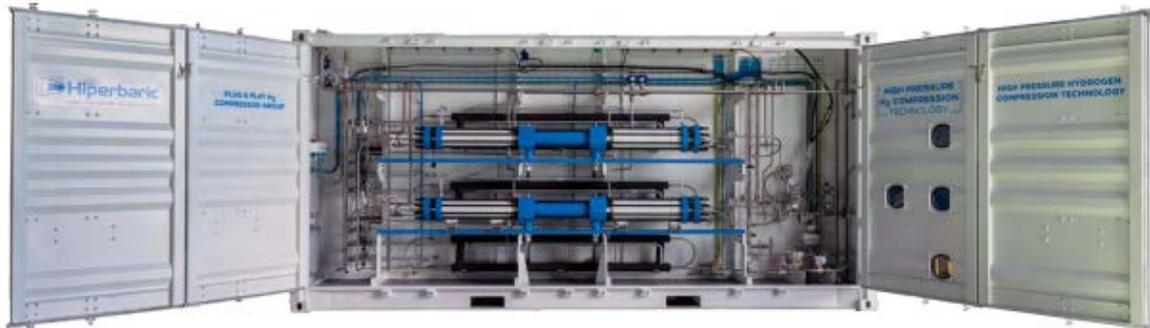
Tel. 0034 976465180 / Fax 0034 976574393

e-mail: lapesa@lapesa.es • www.lapesa.com



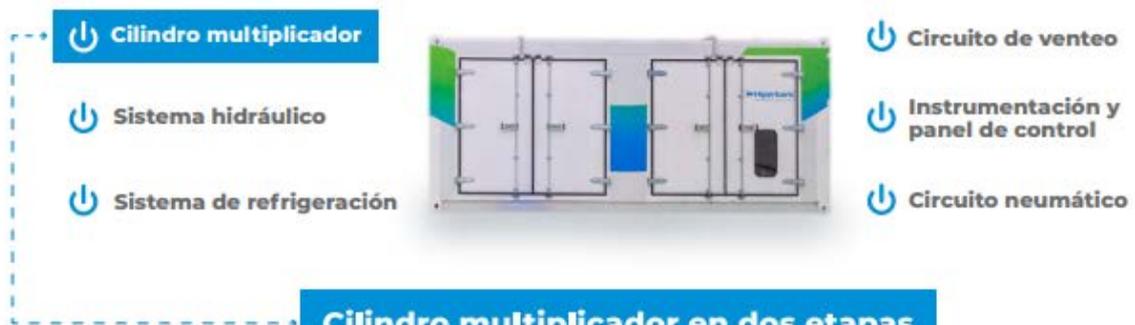
Anexo IX: Especificaciones técnicas del grupo compresor. [43]

Grupos compresores Plug&Play: seguros, eficientes y fiables



Gama de grupos compresores adaptables a cualquier nivel de producción y demanda, y a diferentes presiones de aspiración y descarga: desde 20 bar hasta 500 o 950 bar

Componentes del Grupo Compresor



El componente más importante del grupo compresor es el multiplicador o multiplicadores de alta presión, con distintas secciones para llevar a cabo la compresión.



Ciclo de compresión en dos etapas con refrigeración entre las mismas.



Refrigeración eficiente al producirse la extracción de calor cerca del foco.



Máxima pureza del H₂ por la ausencia de aceite en los pistones.



Características técnicas de los Grupos Compresores

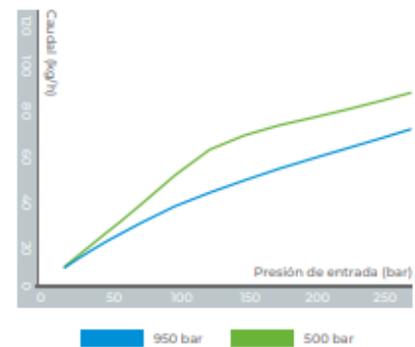
	Hiperbaric 1 KS 50	Hiperbaric 1 KS 95
Presión de admisión del H ₂	20-40 bar	20-200 bar
Presión de salida del H ₂	Hasta 500 bar	Hasta 950 bar
Número de etapas	2	2
Carrera	Simple	Simple
Reducción de la potencia	0 hasta el 100% del caudal *	0 hasta el 100% del caudal *
Caudal aproximado	26 kg/h (desde 30 hasta 500 bar)	15 kg/h (desde 30 hasta 950 bar)
Temperatura de salida	< 40°C	< 40°C
Superficie ocupada	Un contenedor Plug & PLayer de 20' **	
Variantes	Posibilidad de incluir un segundo compresor que duplica el caudal ***	

* Gracias a la unidad hidráulica de la bomba axial utilizada

** Incluye sistemas de enfriamiento, control, seguridad y ventilación

*** Modelos Hiperbaric 2 KS 50 (2 multiplicadores simples-500 bar) y Hiperbaric 2 KS 95 (2 multiplicadores simples-950 bar)

Caudal y presión de entrada (1 compresor 45 kW)



Inlet pressure	Hiperbaric 1 KS 50-caudal	Hiperbaric 1 KS 95-caudal
10 bar	9,31 kg/h	5,42 kg/h
20 bar	14,62 kg/h	10,34 kg/h
30 bar	17,55 kg/h	14,46 kg/h
40 bar	33,32 kg/h	18,28 kg/h
100 bar		37,72 kg/h
150 bar		49,16 kg/h
200 bar		59 kg/h

Ventajas y beneficios

- ⏻ El concepto "Oil Free" garantiza una alta pureza del hidrógeno.
- ⏻ Mayor eficiencia en la compresión requiriendo menos energía.
- ⏻ Mejor enfriamiento por las innovadoras camisas del multiplicador.
- ⏻ Diseño modular y escalable que puede incluir uno o dos multiplicadores en función del caudal de hidrógeno deseado.
- ⏻ Tecnología avanzada de pistón alternativo.
- ⏻ Seguro y fiable, gracias al sistema de venteo que monitoriza, evacua y detiene el compresor ante cualquier posible detección de gas.

Anexo X: Especificaciones Técnicas CaetanoBus H2. City Gold. [46]

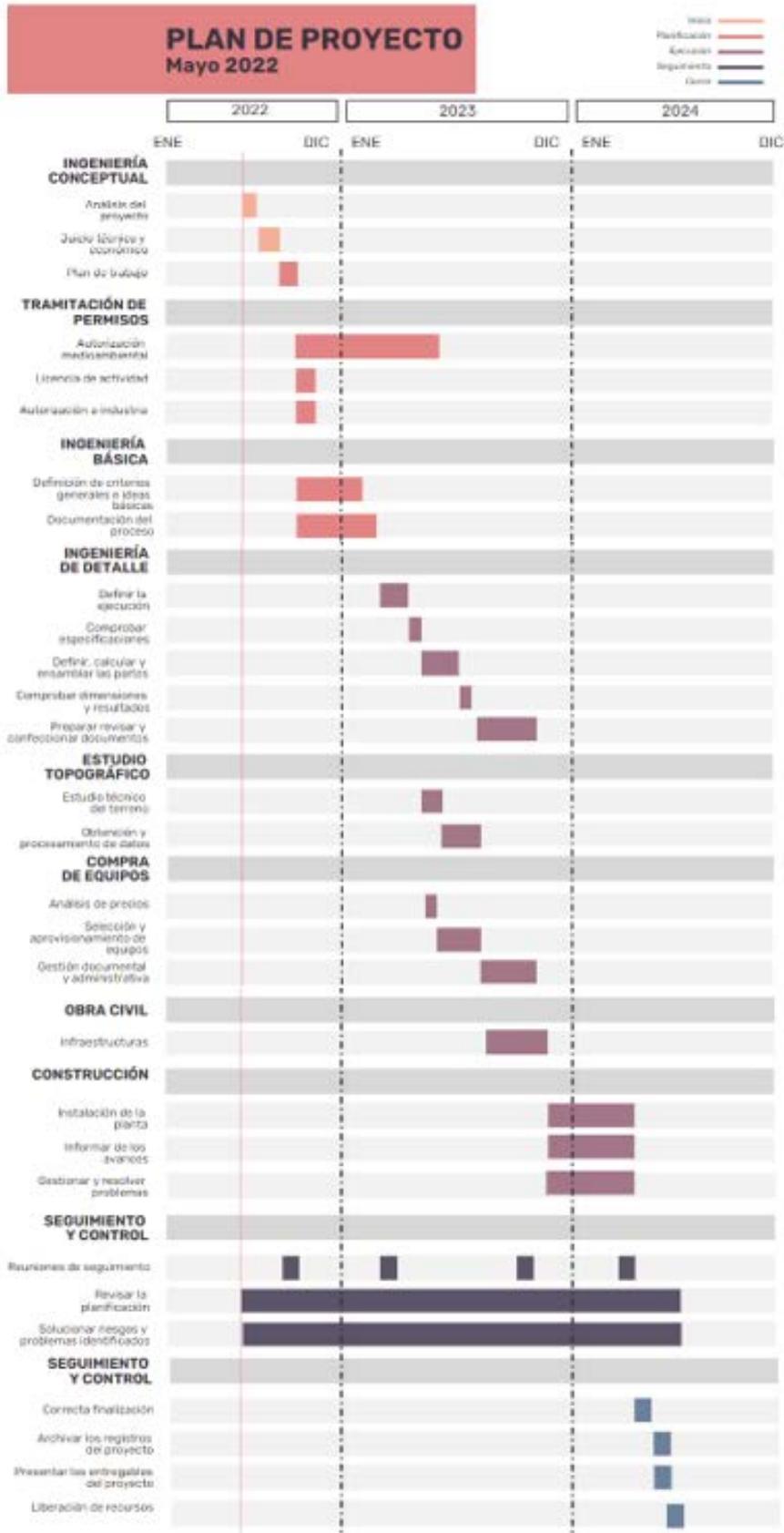
Carrocería	CAETANO
Longitud	10.740 mm
Ancho	2.500 mm
Altura	3.458 mm
Puertas	2 o 3 puertas
Capacidad	Hasta 64 pasajeros
Motor	Siemens síncrono de imanes permanentes (180 kW)
Sistema de pila de combustible	Tanques de hidrógeno - tipo 4 de composite: 5 x 3121 (máx. 37,5kg: 350 bar) Tipo de suministro - < 9 min (de acuerdo con SAE 32601-2 & SAE 32799 - IR] Potencia nominal de la pila de combustible - 60 kW (Toyota FC Stack)
Baterías	LTO
Carga	CCS Tipo 2 - AC/DC
Autonomía	Hasta 400 km
Consumo	Desde 6 kg/100 km

Carrocería	CAETANO
Longitud	11.995 mm
Ancho	2.500 mm
Altura	3.458 mm
Puertas	2 o 3 puertas
Capacidad	Hasta 87 pasajeros
Motor	Siemens síncrono de imanes permanentes (180 kW)
Sistema de pila de combustible	Tanques de hidrógeno - tipo 4 de composite: 5 x 3121 (máx. 37,5kg: 350 bar) Tipo de suministro - < 9 min (de acuerdo con SAE 32601-2 & SAE 32799 - IR] Potencia nominal de la pila de combustible - 60 kW (Toyota FC Stack)
Baterías	LTO
Carga	CCS Tipo 2 - AC/DC
Autonomía	Hasta 400 km
Consumo	Desde 6 kg/100 km



Grupo propulsor	Motor - 180 kW - Siemens (síncrono de imanes permanentes) Transmisión - directa al eje (sin caja de cambios)
Baterías	LTO (óxido de litio-titanato)
Sistema de pila de combustible	Tanques de hidrógeno - tipo 4 de composite: 5 x 312l (máx. 37,5kg: 350 bar) Tipo de suministro - < 9 min (de acuerdo con SAE 32601-2 & SAE 32799 - IR) Potencia nominal de la pila de combustible - 60 kW (Toyota FC Stack) Arranque en frío - desde - 25 °C sin energía externa - opcional
Autonomía estimada	Hasta 400 km
Consumo estimado	Desde 6 kg/100 km
Sistema de frenado	Sistema de frenado electroneumático (WABCO EBS 3), ABS con sistema de frenado regenerativo (ASR) Sistema electrónica de estabilidad (ESC) - opcional
Chasis	Chasis de piso bajo de acero de alta resistencia
Ejes	Eje delantero - Suspensión independiente ZF RL 82 EC Eje trasero - Eje motor tipo pórtico rebajado para autobuses de piso bajo
Suspensión	ECAS 2 - Suspensión neumática controlada electrónicamente Sistema de inclinación (Kneeling) Accionamiento manual y automático de subida y bajada de la carrocería
Carrocería	Carrocería de aluminio con sistema CO-BOLT
Capacidad	Hasta 64 pasajeros
Puertas	2 o 3 puertas

Anexo XI: Plan de Proyecto.



Anexo XII: Flujo de Caja.

FLUJO DE CAJA	
AÑO	AÑO 0
Previsión de ventas (kg)	0
Inversión (30 % CAPEX)	-4.968.000,00 €
Ingresos	
Gastos Financieros	
Costes	
Ingresos - Costes	
Depreciación (15%)	
Beneficio (Ingresos - Costes - Depreciación)	
Impuestos (9,15% sobre los beneficios)	
Amortización	0,00 €
Flujo de Caja (Ingresos - Costes - Impuestos - Amortización)	-4.968.000,00 €
Ffi/(1+kn)^t	-4.968.000,00 €
FF acumulado	-4.968.000,00 €

1	2	3	4	5
AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
463592	463592	463592	463592	463592
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
-1.600.754,59 €	-1.551.448,08 €	-1.499.676,24 €	-1.445.315,81 €	-1.388.237,36 €
1.169.207,61 €	1.218.514,12 €	1.270.285,96 €	1.324.646,39 €	1.381.724,84 €
-175.381,14 €	-182.777,12 €	-190.542,89 €	-198.696,96 €	-207.258,73 €
993.826,47 €	1.035.737,00 €	1.079.743,07 €	1.125.949,43 €	1.174.466,11 €
-90.935,12 €	-94.769,94 €	-98.796,49 €	-103.024,37 €	-107.463,65 €
-921.617,03 €	-967.697,88 €	-1.016.082,78 €	-1.066.886,92 €	-1.120.231,26 €
156.655,46 €	156.046,30 €	155.406,69 €	154.735,10 €	154.029,93 €
143.720,60 €	131.341,05 €	120.002,48 €	109.618,24 €	100.108,88 €
-4.824.279,40 €	-4.692.938,35 €	-4.572.935,87 €	-4.463.317,62 €	-4.363.208,74 €

6	7	8	9	10
AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
463592	463592	463592	463592	463592
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
-1.328.304,99 €	-1.265.376,00 €	-1.199.300,56 €	-1.129.921,34 €	-1.057.073,17 €
1.441.657,21 €	1.504.586,20 €	1.570.661,64 €	1.640.040,86 €	1.712.889,03 €
-216.248,58 €	-225.687,93 €	-235.599,25 €	-246.006,13 €	-256.933,35 €
1.225.408,63 €	1.278.898,27 €	1.335.062,40 €	1.394.034,73 €	1.455.955,68 €
-112.124,89 €	-117.019,19 €	-122.158,21 €	-127.554,18 €	-133.219,94 €
-1.176.242,83 €	-1.235.054,97 €	-1.296.807,72 €	-1.361.648,10 €	-1.429.730,51 €
153.289,50 €	152.512,04 €	151.695,72 €	150.838,58 €	149.938,58 €
91.401,52 €	83.429,31 €	76.130,97 €	69.450,27 €	63.335,68 €
-4.271.807,22 €	-4.188.377,91 €	-4.112.246,95 €	-4.042.796,67 €	-3.979.461,00 €

11	12	13	14	15
AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
463592	463592	463592	463592	463592
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
-980.582,59 €	-980.582,59 €	-980.582,59 €	-980.582,59 €	-980.582,59 €
1.789.379,61 €	1.789.379,61 €	1.789.379,61 €	1.789.379,61 €	1.789.379,61 €
-268.406,94 €	-268.406,94 €	-268.406,94 €	-268.406,94 €	-268.406,94 €
1.520.972,67 €	1.520.972,67 €	1.520.972,67 €	1.520.972,67 €	1.520.972,67 €
-139.169,00 €	-139.169,00 €	-139.169,00 €	-139.169,00 €	-139.169,00 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1.650.210,61 €	1.650.210,61 €	1.650.210,61 €	1.650.210,61 €	1.650.210,61 €
639.510,82 €	586.707,18 €	538.263,46 €	493.819,69 €	453.045,59 €
-3.339.950,18 €	-2.753.243,00 €	-2.214.979,53 €	-1.721.159,84 €	-1.268.114,25 €

16	17	18	19	20
AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
463592	463592	463592	463592	463592
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €	2.769.962,20 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
-980.582,59 €	-980.582,59 €	-980.582,59 €	-980.582,59 €	-980.582,59 €
1.789.379,61 €	1.789.379,61 €	1.789.379,61 €	1.789.379,61 €	1.789.379,61 €
-268.406,94 €	-268.406,94 €	-268.406,94 €	-268.406,94 €	-268.406,94 €
1.520.972,67 €	1.520.972,67 €	1.520.972,67 €	1.520.972,67 €	1.520.972,67 €
-139.169,00 €	-139.169,00 €	-139.169,00 €	-139.169,00 €	-139.169,00 €
0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1.650.210,61 €	1.650.210,61 €	1.650.210,61 €	1.650.210,61 €	1.650.210,61 €
415.638,16 €	381.319,41 €	349.834,32 €	320.948,92 €	294.448,55 €
-852.476,10 €	-471.156,69 €	-121.322,37 €	199.626,55 €	494.075,10 €

BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. Aquae, «Los gases de efecto invernadero, muy peligroso para nuestro planeta,» *Aquae Fundación*.
- [2] M. y. E. A. -. I. Instituto de Hidrología, «Información técnica sobre gases de efecto invernadero y el cambio climático,» Subdirección de Meteorología, 2007.
- [3] «Emisiones de gases de efecto invernadero por país y sector,» *Noticias. Parlamento Europeo.*, 2021.
- [4] M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, «Emisiones de Gases de Efecto Invernadero,» Secretaria de Estado de Medio Ambiente, España, 2022.
- [5] J. Thovar Puebla, «Modelo de una Hidrogenera sostenible para el abastecimiento de una flota de autobuses en la Isla de El Hierro,» Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, 2018.
- [6] J. R. Morante, T. Andreu, G. García, J. Guilera, A. Tarancón y M. Torrell, *Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada*, Madrid: Fundación Naturgy, 2020.
- [7] C. Europea, «Acuerdo de París,» 2015.
- [8] M. M. Roa, «Los países que más contaminan el aire,» *Statista*, 2021.
- [9] C. Europea, «Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra,» Bruselas, 2020.
- [10] M. p. l. T. E. y. R. Demográfico, «Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable,» Madrid, 2020.
- [11] C. Bazante, «El confinamiento por la COVID-19 permitió a España alcanzar los niveles más bajos de emisión de CO₂ de los últimos 30 años,» *Newtral*, 2021.
- [12] O. d. l. Sostenibilidad, «Emisiones Gases de Efecto Invernadero,» Europa Press, 2022.
- [13] infoLibre, «Las emisiones de CO₂ aumentaron en España un 5,9% en 2021 y un 14% en lo que va de 2022,» *infoLibre*, 2022.
- [14] C. N. d. Hidrógeno, «El hidrógeno,» Ciudad Real.

-
- [15] «Claves del papel del hidrógeno en la transición energética,» *AOP*, Septiembre 2020.
- [16] H. Rodríguez, «Propiedades del hidrógeno,» 2022.
- [17] D. Nuevo, «El almacenamiento de hidrógeno,» *TECPA*, 2022.
- [18] «Los 6 países del mundo que se hicieron potencia por el hidrógeno verde,» *Economía y Política*, 2021.
- [19] P. d. Cádiz, «San Roque,» *Andalucía Rústica*.
- [20] «San Roque (Cádiz),» 2021.
- [21] A. E. d. Meteorología, «La radiación solar,» Ministerio de Medio Ambiente y medio rural y marino.
- [22] E. Solar, «Radiación Solar en San Roque,» 2022.
- [23] Acciona, «El hidrógeno verde ¿La clave para descarbonizar la industria?,» *Sostenibilidad para todos*.
- [24] I. A. d. S. Roque, «CEPSA (Refinería Gibraltar - San Roque),» San Roque, Cádiz.
- [25] Redacción, «Cepsa invierte más de 400 millones en 2020 en San Roque y Huelva,» *EuropaSur*, 11 Febrero 2021.
- [26] CEPSA, «Refinería Gibraltar - San Roque».
- [27] A. d. Algeciras, «Bus Urbano,» Algeciras.
- [28] T. Algesa, «Líneas y paradas bus urbano Algeciras,» Algeciras.
- [29] C. d. IGME, «Mapa Hidrogeológico de España a escala 1:200.000,» Hoja 87, Cádiz.
- [30] R. M. G. Miguel Martín Machuca, «Hidrogeología general de la provincia,» Cádiz.
- [31] Á. Metropolitana, «Formas de extracción,» *Medio Sostenible*.
- [32] I. T. G. d. España, «Acuíferos del Campo de Gibraltar».
- [33] G. d. H. Subterránea, «Salinización de las aguas subterráneas en los acuíferos costeros mediterráneos e insulares españoles,» CETAQUA, Barcelona, 2017.

- [34] E. Comission, «PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [35] J. L. d. Benito, «Dime dónde vives y te diré la producción fotovoltaica que puedes conseguir,» *EnergyNews*, 2019.
- [36] «Tipos de paneles solares ¿Cuál me conviene para mi instalación?,» *Cambio Energético*.
- [37] «Cambio Energético. Especialistas en ahorro energético y renovables.,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/paneles-solares/3140-placa-solar-monocristalina-canadian-450-wp.html>.
- [38] Iberdrola, «¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?».
- [39] McPhy, «McPhy Electrolizadores,» [En línea]. Available: <https://mcphy.com/en/equipment-services/electrolyzers/large/>. [Último acceso: 2022].
- [40] CalcMaps, «Calcular área en el mapa».
- [41] Lapesa, «Almacenamiento de hidrógeno gas,» [En línea]. Available: <https://lapesa.es/es/productos-especiales-y-nuevos-combustibles>. [Último acceso: 2022].
- [42] C. Hydrogen, «Industrial Gases Stationary Storage,» [En línea]. Available: <https://www.calvera.es/products/industrial-gases/#stationary-storage>. [Último acceso: 2022].
- [43] Hiperbaric, «Grupo compresor Hiperbaric 1KS 95,» [En línea]. Available: https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/?gclid=Cj0KCQjwmdGYBhDRARIsABmSEeOjXoO_28l5QLBIpxeKQHLkGLd0s-hPs3nOUi3DdFtmzD6d_NMK0pIaAuIHEALw_wcB. [Último acceso: 2022].
- [44] F. J. S. S. Beatriz Nieto Calderón, «Diseño e Instalación de una estación de repostaje para vehículos de hidrógeno a 350 bar.,» *Iber Conappice*, 2016.
- [45] E. p. e. futuro, «La sostenibilidad del hidrógeno».
- [46] CaetanoBus, «H2. City Gold».
- [47] Iberdrola, «Hidrógeno verde».

- [48] Economipedia, «Sistema de amortización francés».
- [49] C. d. IGME, «Mapa Hidrogeológico de España a escala 1:200.000,» Hoja 87, Cádiz.
- [50] TECNALIA, *Electrolizador Alcalino*, 2006.