



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA



**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

**Departamento de Ingeniería Química**

**Área de Ingeniería Química, Organización de Empresas y Proyectos  
de Ingeniería**

# TRABAJO FIN DE GRADO

**DISEÑO DE UNA PLANTA DE GENERACION DE H<sub>2</sub> VERDE A PARTIR  
DE AGUA REGENERADA EN LA COSTA DEL SOL**

**DESIGN OF A GREEN H<sub>2</sub> GENERATION PLANT FROM  
REGENERATED WATER IN THE SUNNY COAST**

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Autor: Roberto Montiel Sancho

Tutor/a: Dra. Dña. Olga Guerrero Pérez

MÁLAGA, junio de 2025



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA





*A la memoria de mi abuela Dolores, que me ha guiado durante  
esta etapa universitaria y me seguirá guiando toda mi vida.*



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA





## AGRADECIMIENTOS

---

A mi tutora académica Dra. Dña. Olga Guerrero Pérez, por darme la visión inicial para el desarrollo del trabajo, resolverme las dudas, brindarme importantes consejos y confiar en mí.

A mi familia, en especial a mis padres, por haberme apoyado en los buenos y malos momentos y por estar siempre ahí cuando lo he necesitado.

A mi novia, que a pesar de haber estado lejos todo este tiempo siempre ha sido una motivación constante para mí.

A mis amigos de la universidad, a los cuales he cogido mucho cariño y que con las risas y apoyo mutuo ha sido todo mucho más divertido y ameno.

## RESUMEN

---

Frente al doble desafío de una dependencia energética global de los combustibles fósiles, que no solo impactan negativamente al medio ambiente, sino que también son recursos menguantes, se impone la búsqueda inminente de alternativas más benignas con el medio ambiente y que no agoten los recursos naturales. Además, el aumento de la población en nuestra región ha hecho que el consumo de agua potable se haya disparado en los últimos años, y se espera que siga creciendo, siendo el agua dulce un recurso también limitado que es necesario optimizar.

En este contexto, el hidrógeno se presenta como una de las alternativas más prometedoras para sustituir a los combustibles fósiles en sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado o la industria intensiva. El hidrógeno verde, producido por electrólisis del agua con energía renovable, se perfila como una solución limpia, aunque hoy en día carece de infraestructuras de transporte, distribución y almacenamiento consolidadas, por lo que es recomendable producir hidrógeno en el mismo lugar en el que se consume.

El presente proyecto propone la construcción de una planta de producción de hidrógeno verde utilizando agua regenerada procedente de una de las depuradoras de aguas residuales de la Costa del Sol Occidental, con el objetivo de utilizar dos recursos disponibles y abundantes, como son el agua regenerada y la luz solar, para producir el combustible necesario para los camiones de recogida de residuos de la propia Costa Del Sol. De esta manera, además, se le da un uso a un recurso como es el agua regenerada, que actualmente se vierte al mar su mayoría, a pesar de su bajo contenido en sales. Energéticamente, carece de sentido verter agua con bajo contenido en sales al mar para luego desalar agua para producir agua potable, a través de procesos energéticamente costosos, por lo que es necesario reutilizar el agua regenerada.

Se ha realizado un estudio integral de todos los componentes del sistema – incluyendo el campo fotovoltaico, el electrolizador PEM, los compresores, los depósitos de almacenamiento de hidrógeno, el tratamiento de agua y la ubicación óptima -, así como un análisis económico comparando distintos escenarios de aplicación, con el objetivo de evaluar la viabilidad económica del proyecto.

**Palabras clave:** *EDAR, hidrógeno verde, agua regenerada, descarbonización, electrolizador PEM, Mancomunidad Municipios de la Costa del Sol.*

## ABSTRACT

---

Faced with the dual challenge of global energy dependence on fossil fuels – which not only harm the environment but are also depleting sources – there is an urgent need to seek alternatives that are more environmentally friendly and do not exhaust natural resources. Additionally, the growing population in our region has led to a sharp increase in potable water consumption in recent years, a trend that is expected to continue, making it essential to optimize the use of freshwater, which is also a limited resource.

In this context, hydrogen emerges as one of the most promising alternatives to replace fossil fuels in sectors that are difficult to electrify, such as heavy transport or energy-intensive industries. Green hydrogen, produced through the electrolysis of water using renewable energy, stands out as a clean solution. However, it currently lacks established infrastructure for transport, distribution, and storage, making it advisable to produce hydrogen at the point of consumption.

This project proposes the construction of a green hydrogen production plant using regenerated water from one of the wastewater treatment plants in the Western Sunny Coast. The objective is to utilize two locally available and abundant resources, regenerated water and solar energy, to produce the fuel needed for the region's municipal waste collection trucks. Moreover, this approach gives value to regenerated water, which is mostly discharged into the sea despite its low salt content. From an energy standpoint, it is illogical to discharge low-salinity water into the sea only to desalinate seawater later to produce potable water through energy-intensive processes. Therefore, reusing regenerated water is essential.

A comprehensive study has been conducted on all system components – including the photovoltaic field, the PEM electrolyzer, compressors, hydrogen storage tanks, water treatment, and optimal site selection - as well as an economic analysis comparing various application scenarios, to assess the overall feasibility of the project.

**Keywords:** *WWTP, green hydrogen, reclaimed water, decarbonization, PEM electrolyzer, Association of Municipalities of the Western Sunny Coast.*



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA



## Índice de figuras y tablas

---

Figura 01. Molécula de hidrógeno con su enlace covalente .....	17
Figura 02. Comparativa propiedades físicas del hidrógeno respecto de las del gas natural [4] .....	18
Figura 03. Rango inflamabilidad del hidrógeno en comparación a otros combustibles habituales .....	18
Figure 04. Green Hydrogen Delivered Price and Carbon Abatement Cost [73].....	22
Figure 05. Hydrogen demand by sector, historical and in the Net Zero Emissions (NZE) scenario for 2050 .....	24
Figure 06: Hydrogen used by región as a feedstock for refining [24] .....	24
Figure 07. Hydrogen used in industry by sector [24] .....	25
Figura 08. HRS by región and ratio of fuel cell electric vehicles per HRS [24].....	26
Figura 09. Cadena de valor actual del hidrógeno [3] .....	27
Figura 10. Clasificación del hidrógeno según colores .....	28
Figura 11. Producción de H <sub>2</sub> a partir de reformado [1] .....	30
Tabla 01. Ventajas e inconvenientes de los procesos termoquímicos y fotolíticos de la producción de hidrógeno .....	30
Figura 12. Analogía electrólisis agua y PtG. Elaboración propia.....	31
Figura 13. Propiedades termodinámicas electrólisis agua a 1 atm y 298K [18].....	32
Table 02. Reactions involved in PEMWE, AEMWE, and BPMWE technologies [46]. .....	33
Figure 14. BoP diagram of a PEM electrolyzer [20] .....	33
Figure 15. Alkaline electrolytic cell dynamics [5] .....	34
Tabla 03. Ventajas y desventajas de la tecnología alcalina .....	35
Figure 16. Dynamics of a PEM electrolyzer [5] .....	36
Figura 17. Celda electrolítica PEM [17].....	37
Figura 18. b) Celda electrolítica PEM. c) Componentes de celda; 1-Placa bipolar, 2- Colector de corriente del ánodo, 3-MEA, 4-Colector de corriente del cátodo [26].....	37
Figure 19. Cross-section of a PEM electrolytic cell [23].....	38
Tabla 04. Ventajas y desventajas tecnología PEM .....	39
Figura 20. Dinámica de un electrolizador SOEC [5].....	40
Figure 21. Electrolyzer costs based on current and announced projects, and cost breakdown by components[24] .....	41
Table 05. Pros and cons of the main types of hydrogen production [46].....	41
Tabla 06. Comparativa densidad hidrógeno según la forma de almacenamiento. Elaboración propia .....	42
Figura 22. Comparación densidad energética gasolina e hidrógeno compactado en diferentes condiciones [1].....	42
Figura 23. Límites legales de bending de hidrógeno en la infraestructura gasista para diferentes países [1] .....	44
Figure 24. ASTM D1193-06 Type I standard water and Grade A.....	45
Tabla 07. Características del agua ultrapura tipo I ASTM D1193-06 grado A.....	45
Figura 25. Esquema línea de aguas y fangos de una EDAR .....	47

Figura 26. Comparación ósmosis directa e inversa .....	47
Figure 27. Water flow diagram in reverse osmosis .....	48
Figuras 28 y 29. Izquierda, ósmosis inversa de 1 etapa; derecha, ósmosis inversa de 2 etapas .....	48
Figure 30. Typical water Flow diagram in a PEM electrolyzer stack .....	49
.....	52
Figura 31. Tipos de radiación sobre una superficie cualquiera .....	52
Figura 32. Piranómetro para medir la radiación en una placa solar inclinada.....	53
Figura 33. Efecto fotoeléctrico.....	53
Figura 34. Bandas electrónicas para distintos materiales .....	54
Figura 35 a) Silicio intrínseco sin impurezas, b) Silicio tipo n con fósforo como donador, c) Silicio tipo p con boro como dador [37] .....	54
Figura 36. Zona agotamiento celda solar.....	55
.....	56
Figura 37. Resumen variación de parámetros de la celda solar respecto a la temperatura .....	56
Figura 38. Varación de la $I_{sc}$ , $V_{oc}$ y potencia con respecto al aumento de la temperatura. ....	56
Figura 39. Variación de la $I_{sc}$ , $V_{oc}$ y potencia con respecto al aumento de la temperatura. ....	56
.....	56
Figura 40. Comparativa paneles monocristalinos frente a policristalino .....	57
Figura 41. Estructura de un módulo fotovoltaico .....	58
Figuras 41 y 42. A la izquierda, batería de plomo-ácido. A la derecha, batería de ion-litio. ....	58
Figura 43. Características convertidores DC-DC, obtenida del libro Electrónica de Potencia de Daniel-W-Hart. ....	59
Figura 44. Circuito y formas de onda de inversor PWM sinusoidal bipolar.....	60
Figura 45. Tipologías de conexión de inversores conectados a la red .....	60
Figura 46. Esquema de un transformador eléctrico .....	61
Figura 47. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada a nivel nacional .....	62
Figura 48. Evolución de la generación solar fotovoltaica nacional.....	62
Figura 49. Posibles modos de funcionamiento de nuestra planta de producción de hidrógeno verde. Elaboración propia .....	64
Figura 50. Saneamiento integral de la Costa del Sol occidental [47].....	65
Figura 51. Datos de la EDAR La Cala de Mijas.....	65
Figura 52. Parámetros eléctricos del electrolizador EL200N de la empresa H2B2 [49] ....	67
Figura 53. Diferentes modelos de camiones de recogida de RSU impulsados por hidrógeno .....	69
Figura 54. Vista de la EDAR de Guadalmanza desde Google Earth .....	71
71	
Figura 55. Parcela catastral considerada EDAR Guadalmanza .....	71
Figura 56. Desglose de subparcelas por tipo de cultivo .....	72
Figura 57. Vista de la EDAR Marbella-La Víbora desde Google Earth.....	72
Figura 58. Vista de la EDAR de La Cala De Mijas desde Google Earth.....	73

Figura 59. Parcela anexa a la EDAR de La Cala De Mijas vista desde arriba. Sede Electrónica del Catastro .....	73
Figura 60. Parcela catastral considerada EDAR La Cala de Mijas .....	74
Figura 61. Desglose de subparcelas por tipo de cultivo .....	74
Figura 62. Perfil de elevación de ruta 1 en la subparcela anexa a la EDAR de La Cala De Mijas .....	75
Figura 63. Perfil de elevación de ruta 2 en la subparcela anexa a la EDAR de La Cala De Mijas .....	75
Tabla 08. Cálculo de la inclinación óptima de los paneles, IDAE [35] .....	76
Figura 64. Interfaz inicial de PVGIS [53] .....	77
Figura 65. Irradiación total sobre la superficie por meses. ....	77
Tabla 09. Valores de irradiación media diaria sobre la superficie por meses, H(i)_d .....	78
Tabla 10. Características principales del electrolizador EL600N .....	79
Tabla 11. Estimación de la composición del agua a la salida del tratamiento terciario ....	80
Tabla 12. Estimación de contaminantes tras aplicación de tratamientos de OI e IX .....	81
Tabla 13. Especificaciones equipo de ósmosis inversa.....	82
Figura 66. Equipo de ósmosis inversa .....	82
Figura 67. Diagrama del tratamiento de agua a realizar. Elaboración propia .....	83
Tabla 14. Características técnicas del compresor de baja presión.....	83
Figura 68. Compresor baja presión [58] .....	84
Tabla 15. Especificaciones técnicas depósito baja presión [60].....	85
Tabla 16. Características técnicas del compresor de alta presión [59].....	85
.....	85
Figura 69. Depósito de alta presión en camiones .....	85
Tabla 17. Características del tanque de alta presión [61].....	86
Tabla 18. Potencia total que implementar.....	86
Figura 70. Parcela para la construcción civil .....	87
Tabla 19. Comparativa de los módulos fotovoltaicos considerados.....	88
Tabla 20. Características del módulo solar 580W Atersa .....	88
Tabla 21. Características del inversor seleccionado.....	89
Figura 71. Azimut de los paneles, IDEA .....	92
Figura 72. Estructura de soporte elegida, modelo 2 filas (4 módulos) con zapatas.....	92
Figura 73. Ejemplos de cimentaciones para la estructura elegida .....	93
Figura 74. Vista lateral de la estructura de soporte .....	93
Figura 75. Posibles disposiciones entre filas de un sistema fotovoltaico [35] .....	94
Figura 76. Características del cable y conector del módulo solar elegido.....	96
Figura 77. Distancia de ida del conductor del string al inversor, en metros .....	97
Tabla 22. Factores de corrección de intensidad para temperaturas diferentes de 40°C ..	98
Tabla 23. Factor de corrección por agrupamiento de circuitos.....	98
Tabla 24. Intensidades admisibles en amperios. ....	98
.....	100
Tabla 25. Factor corrección para cables enterrados en terrenos con temperatura diferente de 25°C (normalizado para cables XLPE) .....	100

Tabla 26. Sección mínima según la intensidad admisible en amperios en conductores de cobre para cables en instalación enterrada. Fuente: Tabla 5. ITC-BT-07.....	101
Figura 78. Método de instalación elegido. Tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52 .....	102
Tabla 27. Cálculo sección mínima (temperatura ambiente 40°C en el aire) .....	103
Tabla 28. Factores de corrección por agrupamiento.....	103
Tabla 29. Cálculo sección mínima (temperatura ambiente 40°C en el aire) .....	105
Tabla 30. Cálculo sección mínima (temperatura ambiente 40°C en el aire).....	106
Tabla 31. Secciones mínimas conductores de protección equipotencial PE para los equipos de consumo .....	109
Figura 79. Imagen del cuadro de distribución elegido .....	110
Figura 80. Producción anual total del sistema fotovoltaico .....	115
Tabla 32. Datos del préstamo.....	116
Tabla 33. Cuadro comparativo CAPEX y OPEX del proyecto .....	118
Tabla 34. Producción estimada de H2 en los 20 años de explotación de la instalación .	120
Figura 81. Cálculo del VAN del proyecto [80].....	124
Figura 82. Cálculo de la TIR del proyecto [81] .....	124
Tabla 35. Precio de venta considerado del hidrógeno para los 20 años .....	126
Tabla E1. Cuadro amortización del préstamo.....	143
Tabla E2. Cuadro amortización campo fotovoltaico exceptuando inversores .....	143
Tabla E3. Cuadro amortización de los inversores .....	144
Tabla E4. Cuadro de amortización de la planta de hidrógeno .....	144
Tabla E5. Cuadro de los gastos operativos OPEX.....	145
Tabla E6. Cuadro de flujos de caja del primer estudio considerado.....	145
Tabla E7. Cuadro de flujos de caja del segundo estudio considerado.....	146

# Contenido

---

AGRADECIMIENTOS .....	5
RESUMEN.....	6
ABSTRACT .....	7
Índice de figuras y tablas.....	9
1. INTRODUCCIÓN .....	16
2. MARCO TEÓRICO.....	17
2.1 El hidrógeno .....	17
2.1.1 El hidrógeno, propiedades .....	17
2.2.2 El hidrógeno como vector energético.....	19
2.2.3 Conceptos Power-to-X y Power-to-Gas.....	19
2.2.4. Marco normativo y estratégico del hidrógeno.....	20
2.2.5 Usos finales del hidrógeno .....	23
2.2.6 Producción de hidrógeno .....	27
2.2.8 Procesos electrolíticos para la producción de hidrógeno .....	31
2.2.9 Tipos de electrolizadores .....	33
2.2.10 Almacenamiento y transporte del hidrógeno.....	42
2.2 Tratamiento de aguas residuales.....	44
2.2.1 Requisitos de calidad de agua en electrolizadores PEM .....	44
2.2.2 Tratamientos de aguas residuales .....	46
2.2.3. Tratamientos de agua adicionales .....	47
2.2.4 Coste energético y económico del tratamiento de agua .....	50
2.3 Energía solar fotovoltaica.....	52
2.3.1 Energía solar fotovoltaica y radiación .....	52
2.3.2 Principio de funcionamiento .....	53
2.3.2 Células y módulos fotovoltaicos .....	57
2.3.3 Acumuladores y reguladores de carga.....	58
2.3.4 Convertidores DC-DC, inversores y transformadores.....	59
2.3.5 Contexto energía fotovoltaica en España.....	62
	13



4. Estudio preliminar del diseño de la instalación.....	64
4.1 Análisis del método de producción.....	64
4.2 Definición de la cantidad de hidrógeno a producir.....	68
4.3 Elección de la EDAR para la producción de hidrógeno.....	69
4.3.1 Estudio del emplazamiento óptimo de la instalación .....	70
4.4 Elección del electrolizador .....	75
4.5 Elección del equipo de purificación del agua .....	79
4.6 Elección del equipo de compresión y almacenamiento.....	83
4.7 Elección del terreno.....	87
4.8 Elección de los módulos fotovoltaicos .....	87
4.9 Elección inversor .....	88
5. Cálculos del proyecto .....	90
5.1 Número de módulos .....	90
5.2 Cálculo y disposición de strings .....	90
5.3 Disposición módulos e inversores en la parcela.....	92
5.3.1 Orientación de los módulos en la parcela .....	92
5.3.2 Estructura de soporte .....	92
5.3.3 Inclinación de los módulos .....	94
5.3.4 Separación mínima entre filas de módulos .....	94
5.4 Extensión de la instalación.....	95
5.5 Protecciones eléctricas y selección del cableado .....	96
5.5.1 Dimensionado y selección del cableado .....	96
6. Estudio económico .....	111
6.1 CAPEX.....	111
6.2 Generación de Hidrógeno .....	114
6.3 Préstamo y años de explotación del proyecto .....	115
6.4 OPEX.....	117
6.5 Análisis de viabilidad del proyecto.....	118
6.6 Conclusiones .....	127



7. Planimetría del proyecto .....	128
8. Bibliografía .....	137
9. Anexo económico .....	143
10. Anexos.....	147
10.1. Ficha técnica del inversor .....	147
10.2 Ficha técnica de los módulos .....	148
10.3 Ficha técnica de la estructura de los módulos .....	149
10.4 Ficha técnica electrolizador EL600N H2B2 .....	150
10.5 Ficha técnica cable Exzhellent-Solar ZZ-F (AS) de General Cable.....	151
10.6 Ficha técnica depósito de baja presión.....	153
10.7 Costes estimados de los electrolizadores de la marca H2B2 .....	155

# 1. INTRODUCCIÓN

---

La creciente presión sobre los recursos hídricos y la urgente necesidad de descarbonizar el modelo energético actual han convertido el hidrógeno verde en una de las soluciones más prometedoras para lograr una transición hacia una gestión de recursos más sostenible. Aunque en los últimos años se han identificado reservas naturales de hidrógeno importantes en determinadas formaciones geológicas, su explotación comercial aún es incipiente. En la mayoría de los casos, el hidrógeno gas ( $H_2$ ) debe ser producido artificialmente, lo que plantea un doble reto: la disponibilidad de recursos y la sostenibilidad del proceso. Hoy en día, gran parte del hidrógeno industrial se produce mediante reformado de gas natural o gasificación del carbón, procesos altamente emisores de  $CO_2$ . El hidrógeno verde, en cambio, se genera por electrólisis del agua usando energía renovable, y no produce emisiones contaminantes. Sin embargo, su producción todavía enfrenta importantes desafíos técnicos, económicos y logísticos, debido a la falta de infraestructuras consolidadas para su distribución y almacenamiento.

En este contexto, el presente Trabajo de Fin de Grado se plantea como una propuesta de aprovechamiento eficiente del agua regenerada que actualmente es vertida al mar por ACOSOL, la empresa pública que gestiona el ciclo integral del agua en la Mancomunidad de Municipios de la Costa del Sol Occidental. Esta entidad abastece a municipios como Mijas, Marbella, Estepona, Fuengirola o Benalmádena, prestando servicios de captación, tratamiento, distribución y depuración. Según datos oficiales de la propia empresa, en 2023 ACOSOL depuró 47 hectómetros cúbicos de aguas residuales, de los cuales una parte significativa es tratada pero no reutilizada, siendo descargada directamente al mar. Se trata, por tanto, de agua dulce perdida en un entorno con creciente estrés hídrico como lo es Málaga.

Este problema se agrava en verano, cuando la población de la Costa del Sol puede llegar a duplicarse debido al turismo estacional, incrementando de forma crítica la demanda de agua. Para cubrir esa demanda, se recurre al agua del mar que debe ser desalinizada mediante procesos de alto costo y energético. Por tanto, se realiza vertido de agua regenerada, con bajo contenido salino, al agua de mar, y luego se invierte mucha energía y recursos en desalinizar el agua de mar. Esto hace que sea necesario el desarrollo de procesos de aprovechamiento del agua regenerada procedente de las EDAR, para tener una mejor eficiencia energética del ciclo del agua.

Este proyecto no solo aborda el diseño técnico de la planta, sino que también incluye un análisis exhaustivo de su viabilidad económica, evaluando diferentes escenarios de aplicación y considerando las condiciones específicas de la región.

En resumen, el objetivo de este proyecto es transformar un recurso actualmente desaprovechado, como es el agua vertida al mar, en una oportunidad para impulsar la sostenibilidad y la innovación energética en la Costa del Sol.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 El hidrógeno

#### 2.1.1 El hidrógeno, propiedades

El hidrógeno (H) es el elemento más abundante y pequeño. Es el primer elemento de la tabla periódica, con número atómico  $Z=1$ , masa atómica 1.008 g/mol y configuración electrónica  $1s^1$  [1].

El hidrógeno en la naturaleza se encuentra formando diversos compuestos, como  $H_2O$ , hidruros, hidróxidos, ácidos y como gas diatómico  $H_2$ . Como  $H_2$ , no se encuentra de forma significativa en la corteza terrestre, por lo que es necesario obtenerlo a partir de distintos procesos de transformación para poder usarlo como combustible.

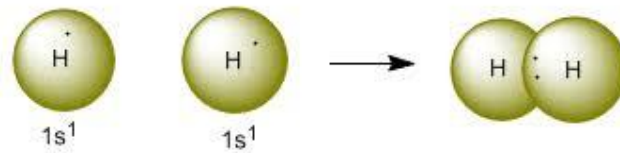


Figura 01. Molécula de hidrógeno con su enlace covalente

El hidrógeno, de muy reducido tamaño, presenta características particulares que dificultan su manipulación técnica. Su pequeño radio molecular y baja masa molar le confieren una alta velocidad de difusión y muy baja densidad volumétrica. Además, a menor masa molecular menores son las interacciones entre moléculas y por tanto se requiere menor energía térmica para pasar del estado líquido al gaseoso. Debido a todo lo anterior se requieren presiones elevadas (350-700bar) o licuefacción criogénica para reducir su volumen y hacerlo más manejable a nivel técnico e industrial.

En cuanto a sus propiedades energéticas medidas en TPE destaca por ser un gas ligero con una densidad de  $0.09 \text{ kg/m}^3$  (en estado líquido a  $-253 \text{ }^\circ\text{C}$  su densidad es mucho mayor,  $70.8 \text{ kg/m}^3$ ) y poseer una alta densidad energética por unidad de masa,  $120 \text{ MJ/kg}$ . El problema aquí reside en que a pesar de tener una elevada densidad energética por unidad de masa al ser un gas muy poco denso hace que tenga una baja densidad energética por unidad de volumen,  $10.8 \text{ MJ/kg}$ , es por ello por lo que se necesita de su compresión o licuación [1].

En general, comparado con la mayoría de combustibles que usamos normalmente como el gas natural, la gasolina o el propano, el hidrógeno tiene más energía por unidad de masa pero menos energía por unidad de volumen. De igual forma, si comparamos el Poder Calorífico Inferior (PCI) del hidrógeno,  $120.04 \text{ MJ/kg}$ , y su Poder Calorífico Superior (PCS),  $141.86 \text{ MJ/kg}$ , ambos valores están muy por encima de los PCI y PCS de los combustibles conocidos. En la siguiente figura se muestra una tabla comparativa entre el hidrógeno y el gas natural, cuyo componente principal es el metano,  $CH_4$ .

Propiedad	Hidrógeno	Respecto al gas natural
Densidad (gas)	0.089 kg/m <sub>3</sub> (0 °C, 1bar)	1/10
Densidad (líquido)	70,79 kg/m <sub>3</sub> (-253 °C, 1bar)	1/6
Punto ebullición	-253°C (1 bar)	-90 °C
Densidad energética (masa)	120 MJ/kg	x2
Densidad energética (volumen)	10,8 MJ/Nm <sub>3</sub>	1/3

Figura 02. Comparativa propiedades físicas del hidrógeno respecto de las del gas natural [4]

Como puede verse en la figura 02, comparándose las densidades energéticas de ambos, puede verse que se necesita tres veces el volumen del hidrógeno en comparación con el del gas natural para obtener la misma cantidad de energía.

En cuanto a las propiedades relacionadas con la seguridad en el uso del hidrógeno tenemos una velocidad de llama de en torno a 2-3 m/s, generalmente mayor que la de los combustibles usuales, lo cual puede resultar peligroso para su uso y manejo pero que a su vez puede aprovecharse en algún proceso industrial o de combustión en el que se necesite más rapidez [6].

Además, como puede verse en la figura 03, el porcentaje en volumen de hidrógeno que se necesita mezclado con aire para que se produzca la combustión, es decir, su rango de inflamabilidad, es muy amplio (4 %-75 %) [7].

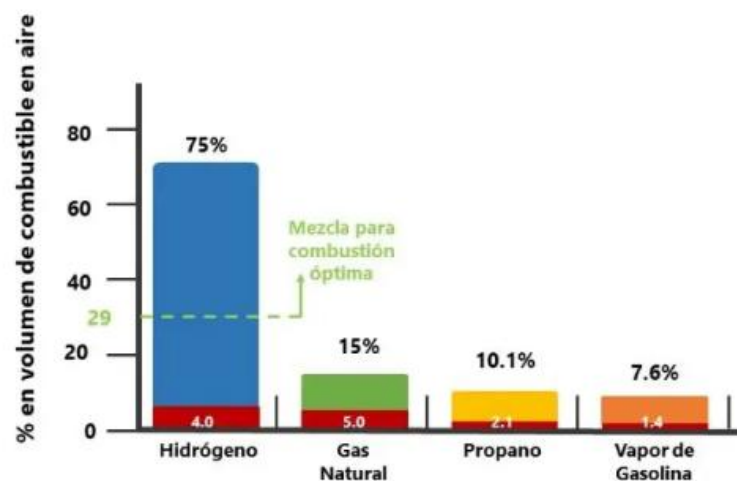


Figura 03. Rango inflamabilidad del hidrógeno en comparación a otros combustibles habituales

Las concentraciones para que explote suelen coincidir con el rango de inflamabilidad en el caso del gas natural, propano y vapor de gasolina, aunque en el hidrógeno varía del 18 %-59%. A pesar de estrecharse el margen, el hidrógeno cuenta con una energía de activación

de la combustión muy baja (0.02 mJ) y una velocidad de combustión elevada, y a ello hay que sumarle su alta difusividad, que en espacios cerrados (en espacios abiertos puede difundirse muy fácilmente y disminuir el riesgo de concentraciones peligrosas) puede ayudar a mezclarse con el aire y explotar.

Además, el hidrógeno es un gas incoloro e insípido, y su llama es invisible incluso aunque su combustión se produce a una temperatura muy elevada (2200 °C). Todo lo anterior hace que el hidrógeno sea uno de los combustibles más peligrosos en este sentido [7] [8].

Algunas conclusiones que podemos obtener de este apartado de las propiedades del hidrógeno son las siguientes:

- Su combustión con el aire ( $O_2$ ) no va a generar dióxido de carbono y solo generará agua y calor como productos, por tanto, es una energía limpia.
- El hidrógeno presenta una elevada densidad energética por unidad de masa, pero baja densidad energética por unidad de volumen, por lo que en principio va a ser necesaria una presión elevada para almacenarlo y transportarlo si no se quiere licuar por la baja temperatura que se necesita.
- Tiene una difusividad elevada y es una molécula muy pequeña por lo que el riesgo de fugas tanto en su transporte como almacenamiento es elevado, además de la posibilidad del debilitamiento estructural del material que lo contiene.
- Tiene multitud de propiedades que pueden hacer que se comporte de forma peligrosa para el operario que lo esté manejando o en general para el ser humano que esté en contacto con él.

### *2.2.2 El hidrógeno como vector energético*

Tradicionalmente, el hidrógeno ha sido necesario producirlo a partir de otras fuentes de energía primarias, como el agua mediante electrólisis o el gas natural mediante reformado, lo que lo ha situado como un vector energético, similar a la electricidad o la gasolina: un medio para almacenar, transportar y transformar energía.

Sin embargo, el creciente número de descubrimientos de hidrógeno blanco y algunos muy recientes, a fecha de finales marzo de 2025 [46], está modificando esta visión. Estos hallazgos, que apuntan a la existencia de reservas geológicas significativas y potencialmente explotables, plantean la posibilidad de que el hidrógeno pueda ser considerado también como una fuente de energía primaria. Aunque su aprovechamiento a gran escala aún requiere desarrollo tecnológico y económico, su existencia desafía la concepción clásica del hidrógeno únicamente como vector energético.

### *2.2.3 Conceptos Power-to-X y Power-to-Gas*

El concepto de Power-to-X es un concepto relativamente reciente que nace con la necesidad de descarbonizar la economía. Se refiere a la transformación de energía renovable (Power) a otras formas de energía o productos químicos (X), en otras palabras,

la conversión de la electricidad renovable como vector energético primario en un vector energético secundario, como calor, frío, combustibles, amoníaco o el propio hidrógeno.

El Power-to-Gas podríamos decir que es una subcategoría del Power-to-X, en el que la electricidad renovable (Power) se convierte en gas (Gas), principalmente hidrógeno o metano sintético mediante el proceso de metanización.

Esta conversión del hidrógeno en metano sintético hace que sea más fácil la introducción del gas portador de energía en la red existente de gas natural [12].

#### *2.2.4. Marco normativo y estratégico del hidrógeno*

La transición hacia una normativa baja en carbono ha sido impulsada desde hace décadas por compromisos internacionales frente al cambio climático. El protocolo de Kioto, firmado en 1997 y en vigor desde 2005, fue el primer tratado jurídicamente vinculante que comprometió a los países industrializados a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 5% respecto a los niveles de 1990, durante el período de 2008-2012 [1,27].

Posteriormente en el año 2015 se adoptó el Acuerdo de París, tratado internacional con el que se pretendía limitar el aumento de la temperatura global un máximo de 2 °C, preferiblemente 1.5 °C, en comparación con los niveles preindustriales. A diferencia del de Kioto, este acuerdo involucra a todas las naciones, obligándolas a presentar contribuciones determinadas a nivel nacional y a revisar sus compromisos cada cinco años [1,28].

En respuesta a estos compromisos internacionales la Unión Europea (UE) lanzó en 2019 el Pacto Verde Europeo, una hoja de ruta para adoptar a la UE de una economía sostenible. Tiene dos partes, un objetivo de alcanzar la neutralidad climática (el escenario NZE del que hablamos anteriormente) para 2050, y como meta intermedia reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos un 55 % para 2030 respecto a los niveles de 1990, este último paquete legislativo es conocido como Fit for 55 [1,29,30].

Para cumplir estos objetivos los Estados miembros de la UE deben elaborar los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC), que detallan las estrategias y medidas para alcanzar las metas en materia de eficiencia energética, energías renovables y reducción de emisiones [1,31].

Derivado de este marco estratégico han surgido diversas iniciativas para promover el desarrollo del hidrógeno, en concreto del renovables, como vector energético para una transición hacia una economía descarbonizada. Una de ellas es la Alianza Europea por el Hidrógeno Limpio [32], que reúne a la industria, autoridades y sociedad civil para impulsar la producción y uso del hidrógeno limpio en Europa. Además, se han creado mecanismo como el Banco Europeo del Hidrógeno, destinado a financiar proyectos a gran escala, y la Estrategia Europea del Hidrógeno (2020), que establece una hoja de ruta clara para el desarrollo de este vector energético en tres fases hasta 2050 [33].

Además, el 18 de mayo de 2022, se presentó en la Comisión Europea el plan REPowerEU enfocado en la reducción de la dependencia del gas ruso, acelerar la transición energética y fomentar energías renovables, especialmente tras la invasión de Ucrania, y en el que el hidrógeno renovable es considerado como un sustituto de los combustibles fósiles [46].

Este conjunto de marcos normativos refleja una apuesta firme de Europa para posicionarse como líder mundial en la economía del hidrógeno y alcanzar sus compromisos de forma estructurada, segura y sostenible.

La invasión rusa de Ucrania llevó también a Europa a mostrar sus vulnerabilidades en temas de energía, dependiendo en gran parte del gas ruso y llevando a la necesidad de diversificar las fuentes de energía.

En cuanto a España, alineada con los compromisos internacionales y europeos en materia de cambio climático y transición energética, ha desarrollado un marco normativo y estratégico que impulsa la descarbonización de su economía. Entre las principales herramientas encontramos el PNIEC español y la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable.

El PNIEC es el instrumento de planificación estratégica que define los objetivos y medidas para que España avance hacia una economía baja en carbono durante la próxima década. Se basa en cinco pilares como son la descarbonización, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior de energía e investigación e innovación [1,31].

La Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable fue aprobada por el congreso en octubre de 2020, sus objetivos principales incluyen:

- Capacidad instalada de electrolizadores: alcanzar 4 GW para 2030 para usarlo principalmente en transporte pesado, industrias (un 25 % debe ser renovable) y generación de energía [1,34].
- Estrategia de las 3I: incentivos, investigación e infraestructuras [1].
- Movilidad sostenible: contar con una flota de al menos 150 autobuses y 5000 vehículos ligeros propulsados por hidrógeno, además de 100 HRS operativas para 2030 [34].
- Se intentará promover también un incremento del empleo verde relacionado con las tecnologías del hidrógeno [1].

Además de las anteriores han surgido iniciativas complementarias como los Planes de Recuperación, Transformación y Resiliencia que incluyen inversiones en hidrógeno verde y energías renovables aprovechando los fondos europeos Next Generation para hacer frente a las consecuencias del COVID-19.

Sin embargo, a pesar del creciente interés político y mediático por el hidrógeno verde como solución energética sostenible, diversos estudios recientes advierten de sus limitaciones económicas y estructurales a largo plazo. Según una investigación publicada en Joule por el equipo del Salata Institute de la Universidad de Harvard (2024) [73], el hidrógeno verde

es demasiado costoso para desempeñar un papel relevante en el futuro energético global, no sólo por el proceso de producción, sino especialmente por los altos costes asociados a su almacenamiento, transporte y distribución.

Aunque se espera que el coste de los electrolizadores disminuya con el despliegue, el principal componente del coste de producción verde sigue siendo la electricidad. Operar sólo con renovables intermitentes reduce la eficiencia del resto de la infraestructura de almacenamiento y transporte, encareciendo el precio final. Para mantener una producción constante, los productores podrían conectarse a la red, aumentando las emisiones y perdiendo la certificación verde. Por tanto, la caída en el precio de los electrolizadores no es suficiente para hacer competitivo el hidrógeno verde a gran escala, ya que el coste de estos representa solo un 15 % del coste total de producción.

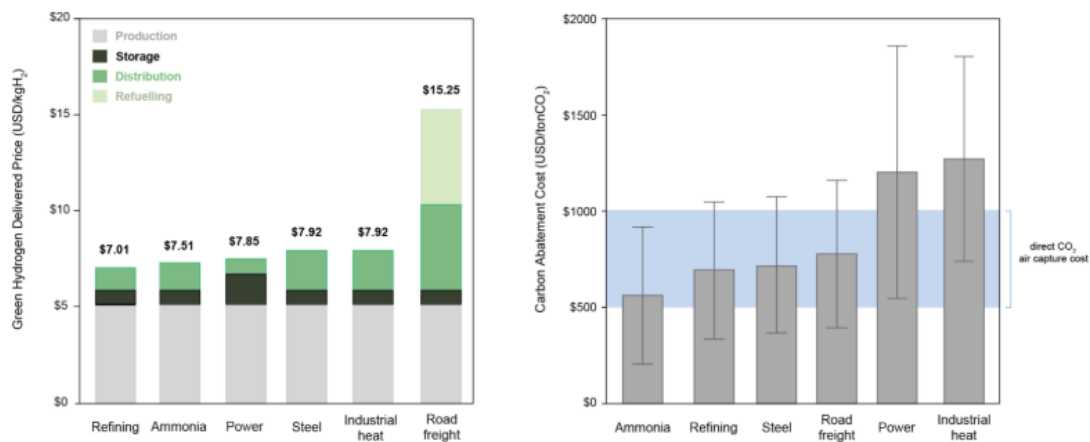


Figure 04. Green Hydrogen Delivered Price and Carbon Abatement Cost [73]

Según puede verse en el gráfico izquierdo de la figura 04, el coste de producción es relativamente constante en la mayoría de las aplicaciones. Sin embargo, cuando se suman los costes de almacenamiento, distribución y repostaje, el precio se duplica en sectores como el transporte por carretera, alcanzando 15,25 USD/kg.

Por otro lado, en el gráfico derecho, se muestra que el coste por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada mediante hidrógeno verde varía entre 500 y 1500 USD/t CO<sub>2</sub>, según el sector. Estos valores son mayores o comparables al coste de captura directa de CO<sub>2</sub> del aire, representado por la franja azul, es decir, en muchos sectores la captura directa de CO<sub>2</sub> es igual o incluso más efectiva que la propia producción del hidrógeno verde.

A falta de avances tecnológicos disruptivos, confiar únicamente en el hidrógeno verde implicaría asumir una transición energética más costosa de lo prevista. Es recomendable, por tanto, no apostar únicamente por el hidrógeno verde, sino apoyar un abanico más importante de tecnologías en todos los niveles de madurez, sin elegir la tecnología ganadora antes de que esté lista.

Otros estudios, como el citado por The Australian [74] revela que el 99 % de los proyectos de hidrógeno verde en Australia no ha superado la etapa de planificación debido a la escasa viabilidad económica, los altos costes logísticos y la incertidumbre de mercado.

Por estas razones, distintos análisis señalan que la rentabilidad a gran escala del hidrógeno verde podría no alcanzarse antes de 2070, salvo que se produzcan avances tecnológicos significativos y una transformación profunda del mercado energético. Por ello resulta de vital importancia el seguir profundizando en el estudio de las tecnologías asociadas al hidrógeno verde.

### *2.2.5 Usos finales del hidrógeno*

Aunque en la actualidad el hidrógeno está ganando protagonismo como vector clave para la transición energética, su uso industrial no es reciente. De hecho, lleva más de un siglo empleándose a gran escala, especialmente desde la implementación del proceso Haber-Bosch en 1908, que permitió sintetizar amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) a partir de nitrógeno e hidrógeno para su uso en fertilizantes.

Hoy en día, los principales usos del hidrógeno a nivel mundial son la producción de amoníaco, la síntesis del metanol y la producción de acero [24], así como el refino.

En España, sin embargo, de las 500.000 toneladas producidas por año en torno al 70 % se dedica al refino del petróleo. Esto se explica porque quedan pocas plantas activas de amoníaco, mientras que las refinerías siguen operativas y requieren grandes volúmenes de hidrógeno. El 25 % se destina a fabricar productos químicos y el 5 % restante a otros sectores [11].

Es importante señalar que, en la actualidad, más del 85% del hidrógeno que se consume a nivel mundial se obtiene mediante reformado de gas natural con vapor de agua (Steam Methane Reforming, SMR). Este proceso, aunque eficiente y consolidado tecnológicamente, es altamente emisor de  $\text{CO}_2$ .

Aunque para alcanzar los objetivos propuestos de cero emisiones para el año 2050 la demanda de hidrógeno producido con combustibles fósiles deberá ser sustituida por la demanda de hidrógeno de fuentes renovables, sin reducir su consumo. Además, el uso de hidrógeno de bajas emisiones deberá expandirse a nuevas aplicaciones donde las emisiones son difíciles de reducir, como la industria pesada, el transporte de larga distancia, la producción de combustibles a base de hidrógeno y la generación y almacenamiento de electricidad, como puede verse en la figura 05.

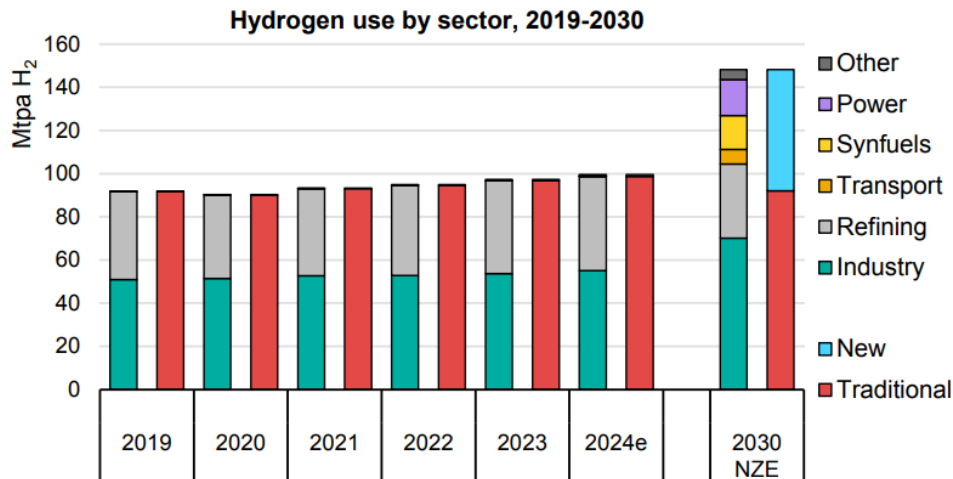


Figure 05. Hydrogen demand by sector, historical and in the Net Zero Emissions (NZE) scenario for 2050

Notes: 2024e = estimates for 2024 based on trends observed up to June 2024 [24]

Dividiremos los usos en dos categorías, una primera para los usos más antiguos, asentados y típicos que son los de la industria química y petroquímica y en los que el hidrógeno usado es mayoritariamente de origen fósil (gris) a los que llamaré “*usos convencionales*” y otra categoría para los usos del hidrógeno que están en proceso de desarrollo y para los que se pretende usar el hidrógeno verde con la intención de descarbonizar la economía, a los que llamaré “*nuevos usos*”.

Entre los usos convencionales encontramos:

- **Refinerías:** En las refinerías el hidrógeno se emplea principalmente para eliminar impurezas, como el azufre, de los combustibles fósiles, mejorando su calidad. Además, se produce como subproducto de algunas reacciones que luego se reutiliza [25]. Se espera que su consumo para el refino caiga para el escenario de NZE como puede verse en la figura 06.

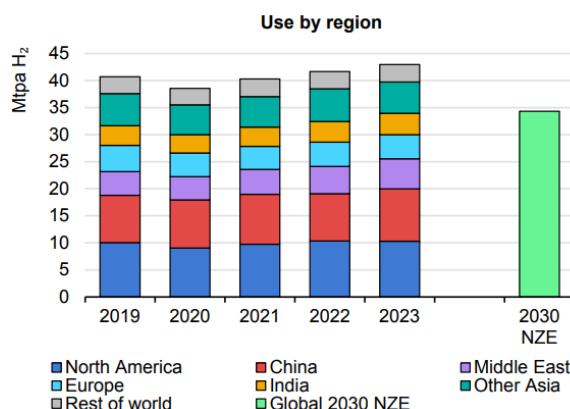
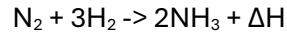


Figure 06: Hydrogen used by región as a feedstock for refining [24]

- **Amoníaco:** La producción de amoníaco es esencial para la agricultura ya que el hidrógeno es muy importante para la producción de fertilizantes. Mediante el

proceso no espontáneo y exotérmico conocido como Haber-Bosch el hidrógeno se combina con el nitrógeno del aire para producir amoníaco [25]. La reacción es la siguiente:



- Metanol: también se usa hidrógeno para producir metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), que sirve como materia prima en la elaboración de productos químicos y plásticos.
- Sector metalúrgico: En la industria metalúrgica suele usarse el hidrógeno como agente reductor en la producción de metales, disminuyendo el consumo de carbono y sus emisiones asociadas ya que el hidrógeno emite vapor de agua al reaccionar, lo que permite descarbonizar la producción de acero de forma significativa [25].

Para la industria química como es el caso del amoníaco, metanol y el sector metalúrgico en el escenario de NTE el uso de hidrógeno en la industria aumentará a 70 Mt para 2030. Satisfacer esas necesidades requeriría un aumento anual de producción cercano al 4 % en comparación con sólo el 1,3 % de los últimos 4 años [24]. Además, aproximadamente una cuarta parte de la demanda industrial deberá satisfacerse con hidrógeno de bajas emisiones para 2030, lo que exigiría que la mayoría de las nuevas ampliaciones sean de bajas emisiones y se modernicen algunas instalaciones existentes.

Toda esta información puede verse gráficamente en la figura 07.

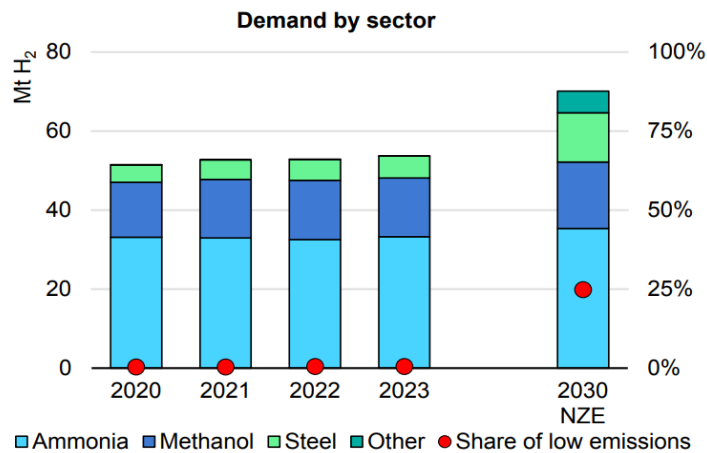


Figure 07. Hydrogen used in industry by sector [24]

Entre los nuevos usos del hidrógeno destacan:

- Movilidad y transporte: este sector depende en gran medida de los combustibles fósiles, excepto los trenes. El hidrógeno verde se usa en los vehículos eléctricos de pila de combustible, ofreciendo una alternativa de bajas emisiones ya que al quemarse produce agua. Aunque las baterías de litio son eficientes para vehículos ligeros a medida que aumenta el peso y la autonomía necesaria, el hidrógeno se vuelve más viable y además tiene tiempos de recarga similar al diésel. El crecimiento del 55 % de 2023 a 2022 en este sector se debe principalmente al desarrollo de camiones y autobuses con pila de combustible en China. A pesar de ello, la demanda de hidrógeno para transporte de carretera es solo de 60 kt a nivel

global, menos de un 0.1 % de la demanda global [24]. La venta y stock de coches y furgonetas es menor que la de autobuses y camiones, que sigue en aumento. A pesar de una serie de cierre de estaciones de repostaje de hidrógeno HRS (Hydrogen Refuelling Stations) en todo el mundo, el stock mundial aumentó en 2023 gracias al impulso de China y Europa (figura 08).

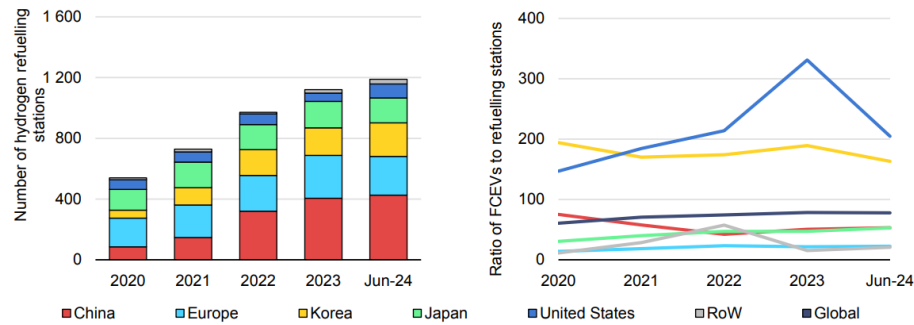


Figura 08. HRS by región and ratio of fuel cell electric vehicles per HRS [24]

Para el transporte marítimo y aéreo aún se están desarrollando e investigando tecnologías y posibles combustibles derivados del hidrógeno verde, como el amoníaco verde y el e-metanol.

- **Generación de electricidad:** el hidrógeno y el amoníaco pueden convertirse en una fuente importante de flexibilidad para sistemas eléctricos de bajas emisiones y se encuentran entre las pocas opciones para el almacenamiento a gran escala y estacional como las energías renovables, sin embargo es bastante probable que su contribución a la generación total de electricidad sea muy limitada ni un almacén masivo para regular la red eléctrica ya que las eficiencias de las pilas de combustible son bajas.

El uso del hidrógeno representa actualmente menos del 0.2 % de la producción mundial [24] y se espera que para el escenario NZE el hidrógeno y el amoníaco combinados representen menos del 2 % de la generación mundial en 2050.

- **Uso en edificios:** El hidrógeno tiene una contribución mínima en la calefacción de edificios y no ha mostrado avances significativos en 2023. Las bombas de calor son altamente eficientes para temperaturas inferiores a 150 °C, aunque para temperaturas mayores se convierte en una buena alternativa ya que se puede quemar al igual que los combustibles fósiles, pero con una temperatura de llama mayor.

Bajo las políticas actuales, el uso del hidrógeno en edificios seguirá siendo marginal alcanzando solo 20 kpa en 2030 (0.002 % de la demanda total en edificios [24]). Incluso en el escenario de NZE, el hidrógeno apenas cubriría el 0.13 % de la demanda de energía para 2050.

- **Uso en combustiones:** El hidrógeno también se está explorando como combustible directo en calderas, hornos, turbinas y motores, incluyendo posibles aplicaciones en aviación. Su principal ventaja es que al quemarse no emite CO<sub>2</sub> sino únicamente vapor de agua, lo que lo convierte como una opción prometedora para descarbonizar procesos térmicos.

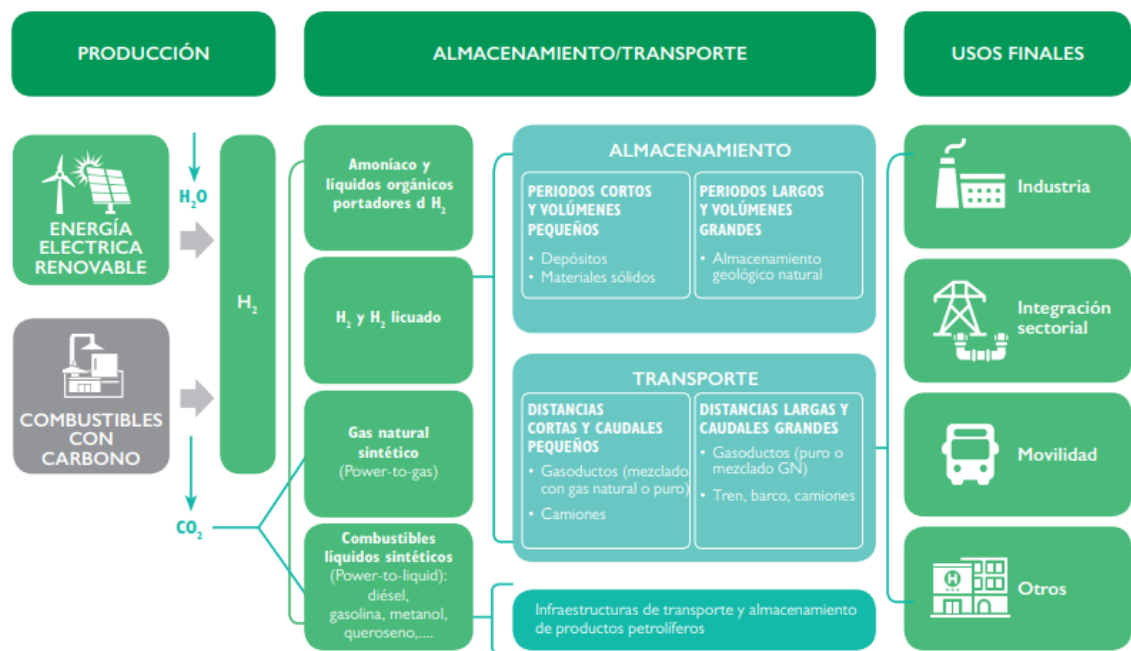


Figura 09. Cadena de valor actual del hidrógeno [3]

### 2.2.6 Producción de hidrógeno

Según el informe de la International Energy Agency IEA de 2024 [24] la demanda global de hidrógeno ha ido aumentando año tras año, exceptuando el año del covid, llegando a 97 Mt en 2023, incrementándose un 2,5 % respecto a 2022. La demanda del hidrógeno de bajas emisiones como el verde también ha aumentado casi un 10 % en 2023, pero aún se produce menos de 1 Mt, lo cual es bastante poco. Diversos escenarios pronostican un gran aumento para los próximos años debido a las legislaciones de bajas emisiones, como el Plan Repower EU [72], lanzado por la Comisión Europea en mayo de 2022, cuyo objetivo es el de reducir la dependencia de los combustibles fósiles rusos y acelerar la transición hacia una energía limpia.

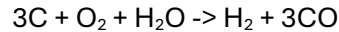
En España se consumen aproximadamente 500.000 toneladas al año, especialmente de hidrógeno gris [3], representando cerca del 6 % de la demanda nacional de gas natural.

Estas cifras desvelan la necesidad de sustituir la producción actual a una producción de hidrógeno exento de emisiones de gases contaminantes, aunque sin acciones políticas que puedan ayudar a abaratar su coste de producción o estimular el crecimiento de su mercado, la demanda de este hidrógeno se mantendrá limitada a empresas que tengan objetivos sostenibles ambiciosos o se quieran familiarizar con la tecnología verde a través de esfuerzos antes de que la tecnología pueda emerger [24].

El hidrógeno puede clasificarse usando colores dependiendo de su forma de producción y la materia prima utilizada.

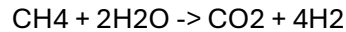
- **Hidrógeno negro o marrón:** se refiere al hidrógeno producido a partir de la gasificación del carbón, biomasa o residuos, usando vapor de agua y oxígeno como

agentes oxidantes y obteniendo gas de síntesis (mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono).



Es el más contaminante de todos y es el segundo proceso más usado para producir hidrógeno después del reformado del gas natural [1].

- **Hidrógeno gris:** es el formado principalmente a partir del reformado del gas natural u otros hidrocarburos ligeros.



Este proceso constituye el 95% de la producción mundial y el 99 % por ciento de la producción de hidrógeno española, aunque tiene emisiones de dióxido de carbono asociadas, un poco menos que el hidrógeno negro [10].

- **Hidrógeno azul:** se obtiene de la misma forma que el hidrógeno gris, pero aplicando técnicas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> que permiten reducir en un 95 % las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas [3].
- **Hidrógeno verde:** se obtiene mediante electrólisis del agua utilizando energía renovable, aunque también es referido a otras fuentes renovables como la biomasa. No tiene emisiones de CO<sub>2</sub> en su producción.
- **Hidrógeno blanco:** originado naturalmente en la Tierra debido a diferentes procesos químicos y geológicos. No se sabe aún mucho de él, ni cómo se forman los depósitos ni cuánto puede haber. Su tecnología de extracción es incipiente y su viabilidad económica es impredecible. No tiene emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas.
- **Hidrógeno turquesa:** obtenido mediante la pirólisis del gas natural. Se obtiene carbón sólido como subproducto que es fácilmente almacenable y utilizable como materia prima.
- **Hidrógeno rosa:** obtenido mediante electrólisis con electricidad proveniente de una central nuclear.
- **Hidrógeno amarillo:** obtenido también mediante electrólisis, pero con electricidad proveniente del mix eléctrico, desde energías renovables a combustibles fósiles.

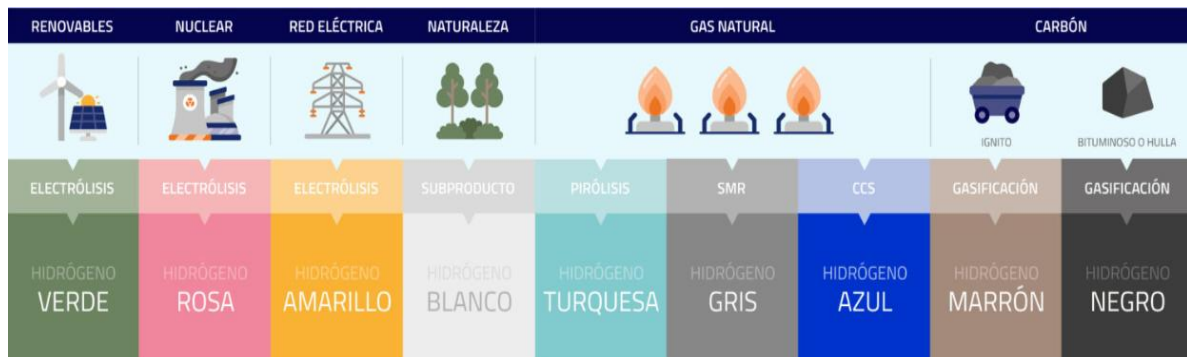


Figura 10. Clasificación del hidrógeno según colores

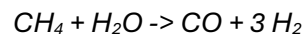
### 2.2.7 Procesos termoquímicos y fotolíticos para la producción de hidrógeno

Entre procesos termoquímicos destaca el reformado del gas natural que representa más del 95 % de la producción mundial, no es extraño debido a las grandes reservas de gas natural en la Tierra, el bajo coste que tiene y su composición química, ya que gran parte del gas natural es metano  $\text{CH}_4$ , es decir, en la molécula de metano el hidrógeno representa 4 u de masa atómica y el carbono 12 u. Dividiendo la masa del hidrógeno entre la masa total del metano resulta que el hidrógeno representa el 25 % del total másico, una cantidad grande en comparación con otros hidrocarburos [1].

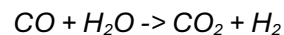
En el reformado se descompone la molécula de metano en hidrógeno y óxidos de carbono y se necesitan tres condiciones indispensables para dicho proceso: alta temperatura, presencia de un catalizador y un agente oxidante (agua y/o aire).

Dependiendo del tipo de agente oxidante tenemos:

- Reformado con vapor o Steam methane reforming (SMR): el gas natural reacciona con el vapor de agua a altas temperatura y presión en presencia de un catalizador para formar gas de síntesis [1].



El CO reacciona con vapor para obtener más hidrógeno



La estequiometría de la reacción puede hacernos pensar que no es demasiado contaminante ya que por cada cuatro moles de hidrógeno se genera sólo un mol de dióxido de carbono, pero como el hidrógeno tiene un peso molecular bajo si hablamos en términos másicos se genera mucho más dióxido de carbono que hidrógeno, y eso sin tener en cuenta el combustible quemado que se utiliza para alcanzar las altas temperaturas requeridas. Se estima que por cada tonelada de hidrógeno se generan en torno a nueve-once toneladas de dióxido de carbono, es por ello por lo que suelen usarse métodos de captura y almacenamiento de  $\text{CO}_2$  para reducir la contaminación (hidrógeno azul).

- Oxidación parcial o partial oxidation (POX): producción de gas de síntesis a partir de material sólido como carbón o biomasa.
- Reformado autotérmico o Autothermal reforming (ATR): mezcla de los dos anteriores en el que parte del calor para romper el metano proviene de la oxidación con oxígeno. Se requiere menos combustible, pero es menos eficiente que el SMR

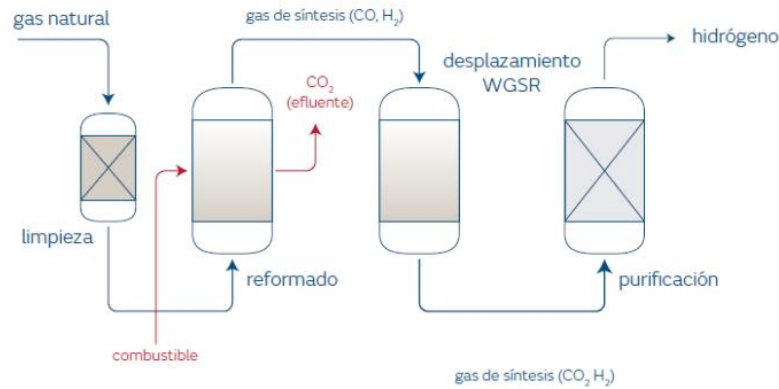


Figura 11. Producción de H<sub>2</sub> a partir de reformado [1]

Otros métodos termoquímicos son la gasificación del carbón o biomasa que se explicó cuando hablamos del hidrógeno negro o marrón y la pirólisis del gas natural (hidrógeno turquesa). Ésta última es una tecnología incipiente en la que el metano se descompone en hidrógeno y carbono sólido a altas temperaturas ( $CH_4 \rightarrow C + 2H_2$ ), no genera dióxido de carbono y el carbono sólido es almacenable y utilizable como materia prima [1].

Para terminar, los procesos fotolíticos para la obtención de hidrógeno están aún en vías de desarrollo y se basan en usar la radiación solar para que a través de tecnología de semiconductores se generen los pares de electrones-huecos necesarios para que se produzca la reacción redox de obtención del hidrógeno.

Método	Ventajas	Inconvenientes
Reformado de gas natural (SMR, EPOX, ATR)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia y tecnología madura</li> <li>- Infraestructura existente disponible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevadas emisiones de CO<sub>2</sub></li> <li>- Dependencia de combustibles fósiles</li> </ul>
Gasificación de carbón o biomasa	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aprovecha recursos abundantes</li> <li>- Permite valorización de residuos orgánicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta huella de carbono</li> <li>- Tecnología compleja y costosa (biomasa)</li> </ul>
Pirólisis del gas natural	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede producir hidrógeno sin CO<sub>2</sub> si se captura el carbono sólido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnología en desarrollo</li> <li>- Gestión del carbono sólido</li> </ul>
Procesos fotolíticos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencial totalmente renovable</li> <li>- Sin emisiones si se usa energía solar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Muy baja eficiencia actualmente</li> <li>- Tecnología aún experimental</li> </ul>

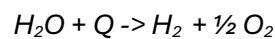
Tabla 01. Ventajas e inconvenientes de los procesos termoquímicos y fotolíticos de la producción de hidrógeno

### 2.2.8 Procesos electrolíticos para la producción de hidrógeno

Aunque el presente objeto de este TFG está enfocado en la producción de hidrógeno verde y hay otros métodos de producción de dicho tipo de hidrógeno como bien pueden ser la gasificación de la biomasa o el reformado de biocombustibles me centraré en el método que estudiaré y diseñaré, que es la electrólisis del agua. De aquí en adelante, la mención del hidrógeno verde hará referencia a aquel de origen electrolítico.

El proceso de electrólisis es el proceso que separa los elementos de un compuesto mediante electricidad. En el caso de la electrólisis del agua, mediante una corriente continua (no alterna) se produce la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno, y se produce por cada dos moléculas de agua una de oxígeno y dos de hidrógeno, pero como dije anteriormente para el ejemplo del reformado del metano, en cantidades másicas se produce mucho más oxígeno que hidrógeno.

La reacción global es la siguiente:



La electrólisis es una buena forma para poner en práctica el PtG y almacenar el excedente de energías renovables, como puede verse en la siguiente figura.

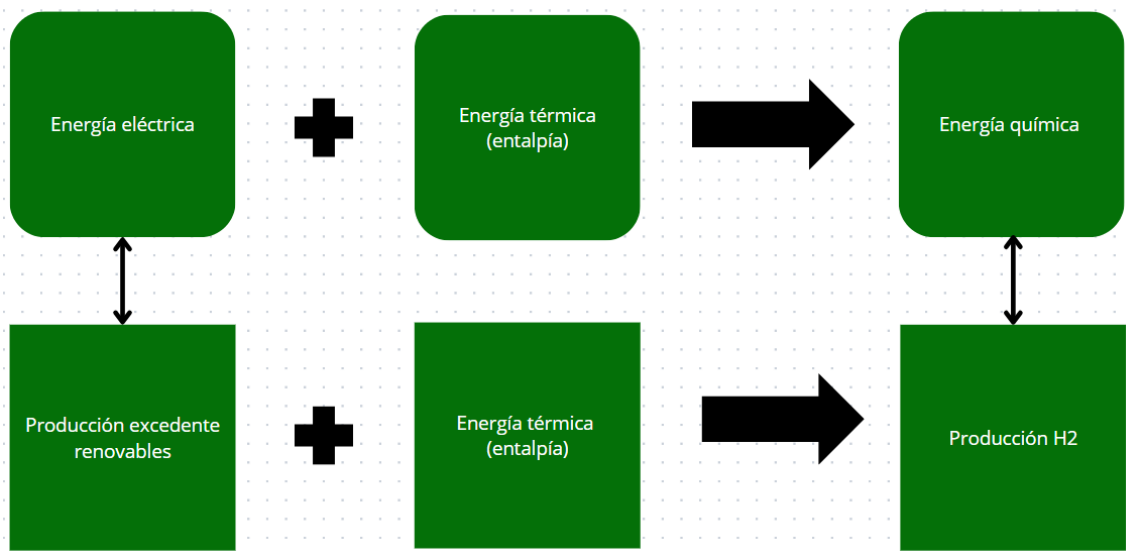


Figura 12. Analogía electrólisis agua y PtG. Elaboración propia

La molécula de agua está formada con enlaces covalentes fuertes (464 KJ/mol) [14] y la reacción de electrólisis del agua es una reacción no espontánea [13], es decir, que se necesita energía externa para que se produzca (en el caso de la electrólisis del agua  $\Delta G \approx +237$  KJ/mol [15]). Esa energía proviene del voltaje aplicado por la fuente de alimentación.

En general la energía eléctrica necesaria puede reducirse si se añade calor externo. Como dije en el párrafo anterior la energía de Gibbs de la reacción es  $\Delta G \approx +237$  KJ/mol, es decir, se necesita un aporte de energía externa, pero además se trata de una reacción endotérmica con una entalpía de  $\Delta H \approx + 286$  KJ en la que se absorbe calor, por tanto, la electrólisis puede absorber calor que le sea aportado para facilitar la reacción, en lugar de

que toda la energía provenga de la fuente de alimentación en forma de energía eléctrica [16].

Cantidad	H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub>	0,5 O <sub>2</sub>	Cambio
Entalpía	-285,83 kJ	0	0	$\Delta H = 285,83 \text{ kJ}$
Entropía	69,91 J/K	130,68 J/K	0,5 x 205,14 J/K	$T\Delta S = 48,7 \text{ kJ}$
$\Delta G = \Delta H - T\Delta S = 285.83 \text{ kJ} - 48.7 \text{ kJ} = 237,1 \text{ kJ}$				

Figura 13. Propiedades termodinámicas electrólisis agua a 1atm y 298K [18]

Para las mismas condiciones que la figura anterior se requiere 1.47 V; si se supera ese valor, se genera calor que se libera al ambiente. En cambio, si el voltaje aplicado es menor y se acerca al voltaje teórico, es necesario suministrar calor desde una fuente externa para que la reacción continúe. Esto puede ser beneficioso, ya que el coste de la energía térmica es generalmente menor que el de la electricidad [16].

Una celda electrolítica para la producción de hidrógeno está compuesta por tres elementos fundamentales: electrodos, electrolito y una membrana o separador.

Los electrodos son el ánodo y el cátodo. En el ánodo tiene lugar la reacción de oxidación, donde el agua o los iones hidroxido (según el tipo de celda) liberan oxígeno. En el cátodo, ocurre la reacción de reducción, donde se forman moléculas de hidrógeno. El material de los electrodos varía según el medio: en ambientes ácidos se requieren materiales nobles resistentes a la corrosión, mientras que en medios alcalinos pueden usarse metales más económicos.

El electrolito es el medio que permite el transporte de iones entre los electrodos. Puede ser una disolución líquida o un sólido conductor iónico, y su naturaleza química define qué especie iónica se transporta: protones (H<sup>+</sup>), aniones hidroxilo (OH<sup>-</sup>) u óxidos (O<sup>2-</sup>).

La membrana o separador cumple una doble función: facilitar la transferencia de iones y separar físicamente los gases generados (H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>), evitando su mezcla.

Cada uno de estos componentes influye directamente en el rendimiento, coste y viabilidad del sistema electrolítico.

Los distintos tipos de celdas electrolíticas de los tres procesos principales de producción de hidrógeno PEMWE (Proton Exchange Membrane Water Electrolysis), AEMWE (Anion Exchange Membrane Water Electrolysis) y BPMWE (Bipolar Membrane Water Electrolysis) se diferencian por el tipo de membrana, el electrolito usado y las reacciones implicadas, entre otros. En la PEMWE, las reacciones se dan en medio ácido, con transporte de protones (H<sup>+</sup>); en la AEMWE, en medio alcalino con transporte de aniones (OH<sup>-</sup>); y en la BPMWE, combinando ambos, con una membrana bipolar que separa H<sup>+</sup> y OH<sup>-</sup>. Esto condiciona el tipo de electrodos utilizados y la cinética de las reacciones de evolución de hidrógeno (HER) y oxígeno (OER) [46]. Todo lo anterior queda resumido en la tabla 02.

	PEMWE	AEMWE	BPMWE
Reactions occurring at the anode and cathode	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$ $\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}^+ + 0.5\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow 2\text{OH}^- + \text{H}_2$ $2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 0.5\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 0.5\text{O}_2 + 2\text{e}^-$ $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$
	HER acid OER acid	HER alkaline OER alkaline	HER acid OER alkaline
Membrane selective to:	Protons ( $\text{H}^+$ )	Anions ( $\text{OH}^-$ )	Bipolar membrane ( $\text{OH}^-$ and $\text{H}^+$ )

Table 02. Reactions involved in PEMWE, AEMWE, and BPMWE technologies [46].

Los electrolizadores se basan en celdas electrolíticas agrupadas o apiladas en serie o paralelo en los llamados “stacks”, que constituyen el núcleo del sistema. Estos stacks están integrados dentro de un conjunto más amplio denominado balance de planta (BoP) el cual incluye todos los sistemas auxiliares que gestionan el funcionamiento del stack, como bien puede ser el sistema de purificación de agua para su entrada al electrolizador, el sistema eléctrico (sistema fotovoltaico, rectificadores o convertidores DC/DC...) que proporciona la energía eléctrica, el separador de gases para separar hidrógeno y oxígeno o los sistemas de enfriamiento del agua para mantener eficiencia y evitar sobrecalentamientos, entre otros [16].

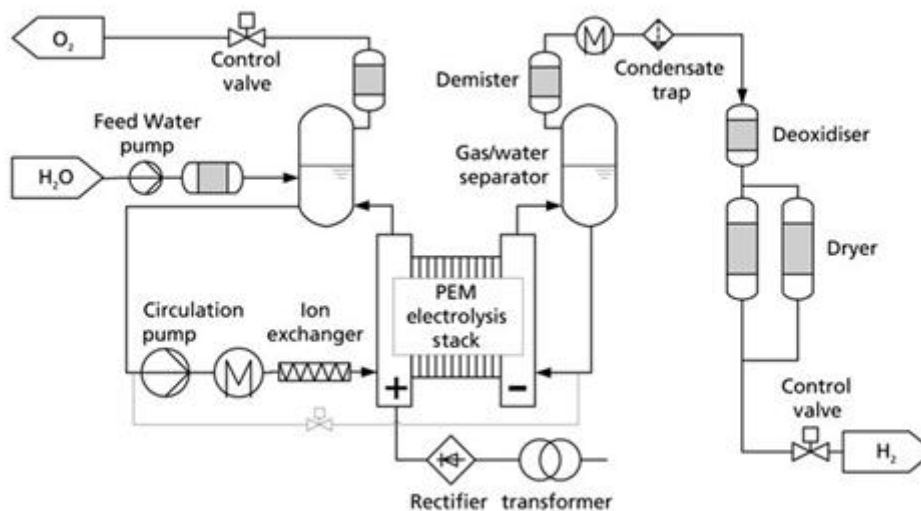


Figure 14. BoP diagram of a PEM electrolyzer [20]

Por último señalar que los electrolizadores suelen tener rendimientos altos entre el 65-80 % [16] y que puede producirse de manera descentralizada en lugares donde se tenga una fuente de energía y agua limpia sin depender de la red eléctrica (desde un punto de vista técnico, no legal).

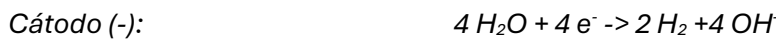
### 2.2.9 Tipos de electrolizadores

Los electrolizadores suelen clasificarse según el tipo de electrolito con el que operan. Los más usados y los que su tecnología está más desarrollada son los alcalinos y los de membrana polimérica.

Electrolizadores alcalinos o Alkaline Electrolyser Cell (AEC).

Es la tecnología más madura y económica actualmente. Su electrolito suele ser una disolución alcalina del hidróxido de potasio (KOH) en el agua que debe tener valores cercanos al 30 % de concentración de KOH [16] y cuyo papel es maximizar la conductividad iónica de los iones hidróxido  $\text{OH}^-$ . Está compuesto por un separador, membrana porosa o diafragma que es permeable a los iones y las moléculas de agua, pero no deja pasar los gases. Los electrodos suelen estar hechos de níquel y cubiertos por un material catalítico que mejora la eficiencia de la semirreacción de celda.

Las reacciones que ocurren en cada electrodo son las siguientes:



Los iones hidróxido  $\text{OH}^-$  migran al ánodo y se produce la siguiente reacción:

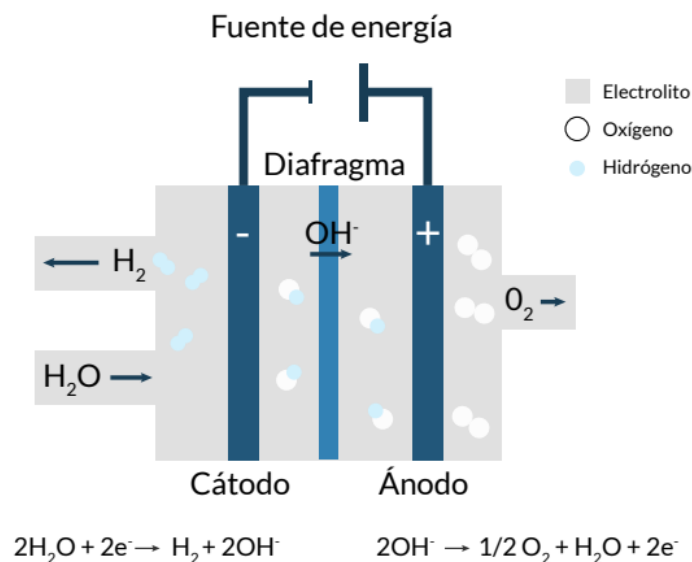


Figure 15. Alkaline electrolytic cell dynamics [5]

Si se usan densidades de corriente elevadas las burbujas de hidrógeno u oxígeno que se forman en los electrodos son más elevadas y se disminuye la superficie activa de los mismos, lo que supone un aumento de resistencia para el electrolito. Aunque existen soluciones para este problema como el “zero gap” (cero hueco o espacio en español) o Membrane Electrode Assembly (MEA) en el que el electrolito y la membrana están en contacto directo y ello reduce la resistencia iónica, aún se debe regular la densidad de corriente a valores no muy altos y al disminuir la densidad de corriente el hidrógeno producido por unidad de volumen también disminuye [16].

Además, deben trabajar en torno al 30-100 % de su potencia máxima ya que si se baja de ese valor los gases en lugar de ascender por gradiente de presión pueden difundirse por el

diafragma poroso y mezclarse, en el PEM o SOEC no ocurre esto [17], además que se necesita un tiempo de arranque elevado para llegar a la temperatura y presión necesaria.

Esto último es una de las razones por la que en este proyecto se usará un electrolizador PEM, ya que en un sistema fotovoltaico si por alguna razón la producción no es lo suficientemente elevada como para tener conectado un electrolizador alcalino que pueda encenderse/apagarse en función de la energía generada habría que conectarlo a baterías o a la red eléctrica, y eso es indeseable en nuestro proyecto, como se verá posteriormente.

En contraparte, la electrólisis alcalina es una tecnología consolidada con alta producción de hidrógeno, larga vida útil (del orden de 20 años con cambio de stack a las 80000 horas de funcionamiento [16]), bajo costo y gran estabilidad operativa, siendo preferible en aplicaciones que necesitan gran volumen de hidrógeno de forma continua, como la producción de amoníaco o en refinerías.

La electrólisis puede trabajar a baja presión (atmosférica), en este caso se puede construir con materiales más baratos, pero requiere de un compresor adicional que podría aumentar costos de producción y genera más impurezas en el hidrógeno, aunque no demasiadas. En los sistemas de alta presión se emplearían materiales más caros, pero se ahorraría el compresor adicional.

Se ha investigado el objetivo de aumentar la presión de salida y 15 bar es un objetivo práctico en 2025 [16] aunque se intenta llegar a los 30 bar. Ese aumento a 30 bar supondría usar materiales 3-4 veces más caros aumentando el coste de inversión un 20-30 % pero disminuyendo el coste de operación aproximadamente en un 5% [21].

La eficiencia de este tipo de electrolizadores suele rondar 60-70 % a escala comercial y algo más a escala piloto, y se trabaja a temperatura en torno a 60-80 °C y presiones de 10-30 bar. Los costes de producción dependen en gran medida del coste de la electricidad ya que es el recurso más en dicho proceso. Se ha calculado que para un coste de electricidad de 0.057 USD/KWh se llega a un precio de 3.69 USD/kg [22].

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Larga vida útil (en torno a 20 años)	Bajas densidades de corriente
Costo relativamente bajo	Arranque y dinámica lenta
Tolera agua con más impurezas	Es posible el cruce de gases
Catalizador no noble (más barato)	Electrolito corrosivo
Gran área de celda (más espacio)	Presión salida relativamente baja
Puede trabajar en sistemas de GW a MW	Régimen de carga $\geq 30\%$

Tabla 03. Ventajas y desventajas de la tecnología alcalina

### Electrolizadores de membrana de intercambio de protones o Proton Exchange Membrane Electrolyser (PEM)

Este es el segundo tipo de electrolizador más extendido y a diferencia del alcalino su electrolito es sólido, consistente en una membrana de intercambio protónico fabricada con un polímero fluorado y sulfonado de unos 25-250  $\mu\text{m}$  [16] que permite pasar los protones  $\text{H}^+$  aunque una cantidad de agua se puede disipar a través de esta. La membrana separa los dos electrodos y forman el ensamblaje MEA que explicamos antes. Cada electrodo posee un catalizador normalmente construido de metales preciosos como platino en el cátodo, resistente a la oxidación, y óxido de iridio en el ánodo, ya que facilita la reducción del hidrógeno, aunque se sigue investigando en nuevos materiales que mejoren la eficiencia.

Las reacciones que ocurren en cada electrodo son las siguientes:



El agua se consume en el ánodo formando oxígeno y el protón  $\text{H}^+$  se transfiere por efecto eléctrico hasta el cátodo.

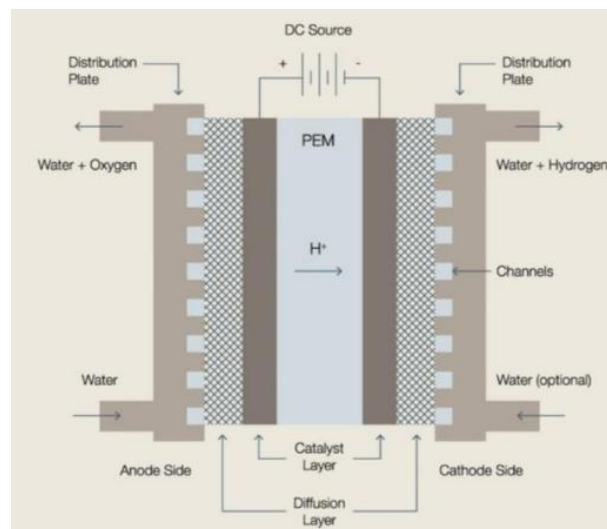


Figure 16. Dynamics of a PEM electrolyzer [5]

La celda electroquímica la delimitan dos placas conductoras normalmente de titanio que se conocen como placas bipolares (figura 17), cuya función es la de conectores eléctricos entre celdas conectadas en serie y que tiene grabadas en su superficie canales de flujo que ayudan a distribuir el agua y llevar el hidrógeno y el oxígeno hacia la salida [17].

La estructura interna dentro de las celdas o celda la cierra las placas terminales, que actúa como conexión entre la fuente de alimentación y las placas bipolares, dan soporte estructural al electrolizador y en algunos como el de la figura 18 tiene puertos para la entrada y salida de agua, así como para la extracción de los gases generados.

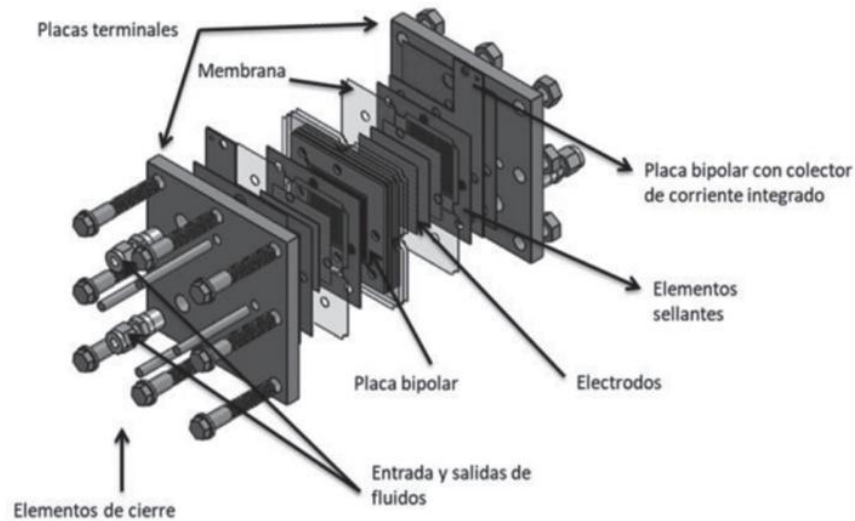


Figura 17. Celda electrolítica PEM [17]

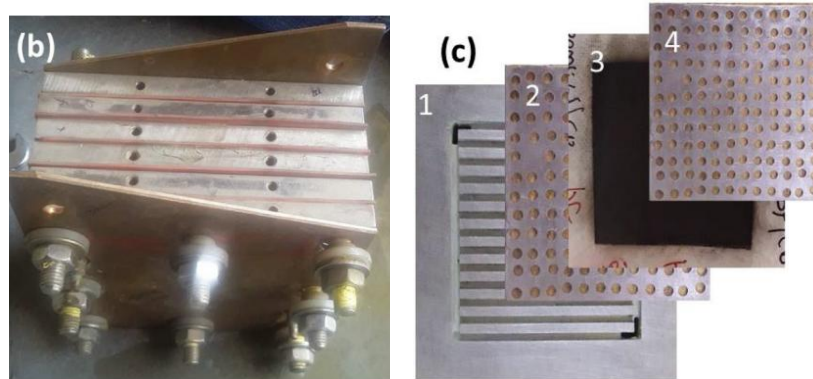


Figura 18. b) Celda electrolítica PEM. c) Componentes de celda; 1-Placa bipolar, 2-Colector de corriente del ánodo, 3-MEA, 4-Colector de corriente del cátodo [26]

Como se puede ver en la figura 19, entre las placas bipolares y la capa catalítica suele colocarse otra capa, la capa de transporte porosa (PTL) en el ánodo y la capa de difusión de gas en el cátodo (GDL).

Dado que el agua se descompone en el ánodo, la capa PTL debe ser capaz de manejar volúmenes más elevados de agua en comparación con la GDL, que sólo recibe pequeñas cantidades arrastradas por el movimiento de protones desde el ánodo. Además, la PTL tiene la función de facilitar la eliminación de las burbujas de oxígeno generadas en la superficie del electrodo y debe contar con una estructura que optimice el flujo de agua a lo largo del stack [23].

La PTL es de metal poroso como el titanio sinterizado ya que debe soportar un ambiente ácido y oxidante y conducir la corriente eléctrica y facilitar el paso de agua de la placa bipolar a la capa catalítica [23].

La GDL es de carbono poroso ya que trabaja en un ambiente menos agresivo, facilita la difusión del hidrógeno desde la capa catalítica a la salida del electrolizador, evita la acumulación de agua hidratando la membrana, pero sin bloquear los gases y como en el caso de la PTL distribuye la corriente de la placa bipolar a la capa catalítica [23].

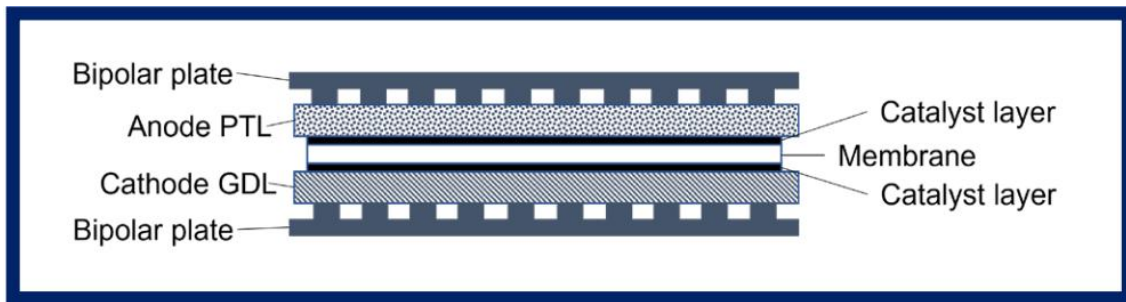


Figure 19. Cross-section of a PEM electrolytic cell [23]

Además de las capas GDL y PTL se usan colectores de corriente cuya función es transportar la corriente eléctrica de los electrodos a las placas bipolares.

Los electrolizadores PEM suelen ser más compactos y menos voluminosos que los alcalinos ya que tienen membrana sólida (ausencia de bombas, separación de gases, ...) y su BoP es menor, constituido por el sistema de tratamiento y alimentación de agua, sistema de alimentación eléctrica sistema de gestión y purificación de gases y sistema de control y seguridad [17].

Además, puede operar a diversas presiones en el ánodo y en el cátodo al contrario que la alcalina donde si la presión era diferente podrían mezclarse los gases. Esto sucede porque tenemos una membrana sólida que impide el paso de las burbujas y no es una membrana porosa con huecos vacíos como en el caso de la alcalina. Esto permite presurizar el hidrógeno y facilitar la compresión mecánica a la entrada a un compresor, aunque en los electrolizadores PEM actuales ya sale el hidrógeno en torno a 30-60 bar [16]. La otra salida de oxígeno y agua pueden realizarse a presión atmosférica, reduciendo costes, simplificando el diseño y evitando riesgos de comprimir el oxígeno [23].

A diferencia del sistema alcalino, pueden trabajar a densidades de corriente elevadas sin afectar la eficiencia de la celda, normalmente trabajan a unos  $1000-2000 \text{ mA/cm}^2$  y hay compañías de electrolizadores que afirman que con  $5000 \text{ mA/cm}^2$  seguiría sin afectarse la eficiencia ni la vida útil del electrolizador. Esto en parte se debe al diseño compacto de los electrodos y la membrana polimérica conductora que como dije es del orden de micrómetros, formando un MEA compacto que ayuda a disminuir la resistencia interna [23].

Uno de los motivos por lo que se usará este electrolizador en este proyecto es por el excelente comportamiento a las variaciones de potencia con la que trabaja y su dinámica de operación que permite trabajar con régimen de cargas que varíen del 10-100 %, así como su alta velocidad de repuesta, adecuado para integrarlo en un sistema fotovoltaico sin conexión a red eléctrica [16]. Aunque es necesario estabilizar el sistema en un rango de operación base para evitar los tiempos de arranque, que suelen rondar los 20-45 min.

Los electrolizadores PEM producen hidrógeno de muy alta pureza (99.9 %) y requiere agua desionizada y baja conductividad para llevarse a cabo, lo que incrementa los costes de producción del respectivo tratamiento que tenga que hacerse, así como el empleo de metales nobles como el platino que incrementan los costes de capital [16].

La vida útil es menor a los electrolizadores alcalinos y es sensible a la temperatura de operación, se estima en 4-5 años, aunque depende del mantenimiento y condiciones de operación.

El rango de temperatura de operación se encuentra entre 50-80 °C, su rendimiento oscila entre el 55-65 % [5] y su coste de operación teniendo en cuenta que lo más caro en el proceso como en el caso del alcalino es el precio de la electricidad y suponiendo el mismo precio de 0.057 USD/KWh se llega a un precio de 4.65 USD/kg [22].

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Alta densidad de corriente	Alto coste de los componentes
Amplio régimen de carga (10-100% o más)	Menor vida útil que el alcalino
Dinámica y arranque rápido	Recientemente potencia de MW, no GW
Stack compacto	Medio ácido corrosivo
Gas de salida muy puro y con más presión	Requiere agua ultrapura

Tabla 04. Ventajas y desventajas tecnología PEM

#### Electrólisis de alta temperatura o solid oxide electrolysis cell (SOEC)

La electrólisis de óxido sólido o alta temperatura está aún en desarrollo. Requiere temperaturas mucho mayores en torno a 800-1000 °C [17], el consumo eléctrico es menor y la eficiencia es mayor, en torno al 70-80 %. A esta temperatura tan elevada la alimentación se realiza en forma de vapor de agua. En este caso los iones que transporta la carga dentro del electrolito son iones óxido  $O^{2-}$ , aniones de oxígeno.

Las reacciones que tiene lugar son las siguientes:



Los aniones de oxígeno pasan del cátodo al ánodo y se forma el oxígeno:



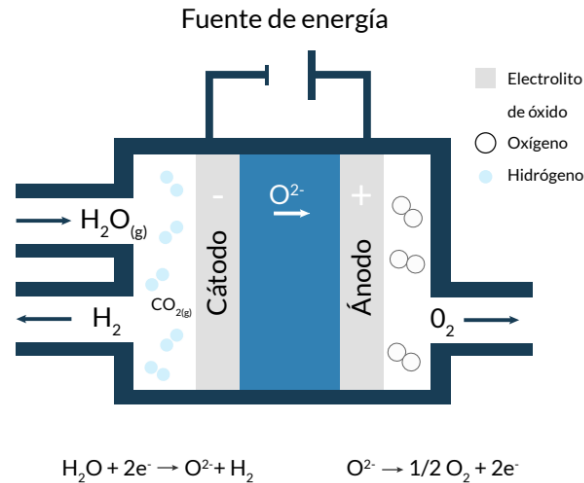


Figura 20. Dinámica de un electrolizador SOEC [5].

Al trabajar con altas temperaturas no se requieren catalizadores y si es necesario usarlo no se necesitan que sean de metales nobles, lo que abarata el coste de capital.

Esta tecnología no requiere que el vapor de agua tenga gran pureza, lo que lo dota de una gran ventaja operativa, pero se ha demostrado que las impurezas del vapor tienen un efecto negativo en la velocidad de degradación.

La desventaja suele ser la alta temperatura así que necesita un aporte extra de calor, aunque de esa forma se consiguen eficiencias mayores y aportar calor suele ser más barato que aportar electricidad.

### **Electrolizador aniónico o Anion Exchange Membrane Electrolyser (AEM)**

El electrolizador aniónico es una tecnología en desarrollo que combina las tecnologías PEM y AEC. Se utiliza una membrana aniónica en lugar de protónica así que son los aniones  $\text{OH}^-$  los que se difunden. Es entonces similar a la electrólisis alcalina, pero en lugar de usar una membrana protónica usa una aniónica.

Las reacciones que se dan son las siguientes:



No es necesaria una concentración elevada de electrolito, al contrario que la alcalina.

Según el informe de la International Energy Agency IEA 2024 [24] el costo de los electrolizadores ha aumentado en los últimos años debido a la inflación, mayores costos de material y mano de obra y el aumento de las tasas de interés. En 2023 se situaban en torno a 2000 USD/kW para AEC instalado y 2450 USD/kW para instalado, siendo mucho más baratos en China.

El costo total de los sistemas de electrólisis se divide en el stack (50-60 %) y el BoP (40-50 %) sin instalación. El costo de la instalación puede ascender al 50 % del costo total instalado [24].

Si las fábricas operan a plena capacidad, el costo de un stack alcalino ronda los 45-65 USD/kW pero como la demanda de electrolizadores aún no ha escalado la baja utilización de las fábricas hace que los costos suban hasta 130-260 USD/kW.

Como puede verse en la figura 21 la producción en masa y economías de escala, los costos de los electrolizadores pueden caer entre un 45-50 % hacia 2030 y en el escenario de NZE el costo podría reducirse hasta un 55-60 % con 560 GW instalados, aunque hay escenarios más conservadores.

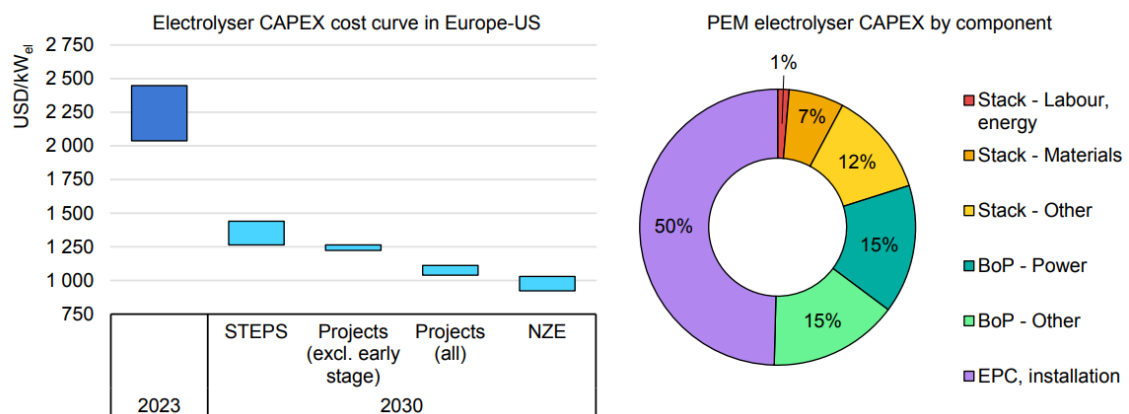


Figure 21. Electrolyser costs based on current and announced projects, and cost breakdown by components[24]

Para finalizar, en la siguiente tabla se recogen los pros y contras de los principales métodos de producción de hidrógeno.

	Black	Grey	Blue	Green	White
	Gasification of coal	Methane steam reforming	Produced from fossil fuels (i.e., grey or black), where CO <sub>2</sub> is captured and stored	Produced via electrolysis of water using electricity from renewable sources (wind or solar)	Naturally produced in the Earth's crust
Cons	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub> emissions.</li> <li>Fossil fuel source required.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub> emissions.</li> <li>Fossil fuel source required.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fossil fuel source required.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High production costs.</li> <li>Large amount of freshwater required.</li> <li>Solar energy requires the use of large surfaces of land or sea.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cheap (it does not require energy conversion/manufacturing processes).</li> <li>It is quite a new technology, and geological surveys are required.</li> </ul>
Pros	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low production costs.</li> <li>Available raw material.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low production costs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low production costs in comparison with green hydrogen.</li> <li>Low CO<sub>2</sub> emissions.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renewable</li> <li>Zero CO<sub>2</sub> emissions.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>May be renewable.</li> <li>Low environmental impact.</li> </ul>

Table 05. Pros and cons of the main types of hydrogen production [46]

### 2.2.10 Almacenamiento y transporte del hidrógeno

El hidrógeno puede almacenarse de distintas formas, aunque el problema principal es la baja densidad volumétrica. Además, hay que considerar diferentes factores entre los que se encuentran:

- **Seguridad:** riesgos de fugas, difusividad y explosiones a altas presiones. Hay regulaciones de cumplimiento obligatorio y estándares voluntarios. Con las tecnologías emergentes la estandarización puede preceder a la regulación hasta que exista un conocimiento considerado de la tecnología. Las normas suelen diferenciarse para espacios abiertos donde es más seguro o espacios cerrados.
- **Densidad energética:** al tener baja densidad volumétrica la energía que puede obtenerse varía dependiendo de cada forma del almacenamiento (tabla 06). Si se quisiera aplicar el hidrógeno para movilidad liviana como el caso de un coche incluso el hidrógeno líquido que tiene una de las densidades más elevadas seguiría siendo inferior a la de la gasolina (figura 22).

Método de almacenamiento	Densidad hidrógeno (kg/m <sup>3</sup> )
Gas comprimido (700 bar)	40 kg/ m <sup>3</sup>
Hidrógeno licuado (-253°C)	71kg/ m <sup>3</sup>
Amoníaco líquido (NH <sub>3</sub> )	121 kg/ m <sup>3</sup> (17.6% H <sub>2</sub> )
LOHC (líquidos orgánicos portadores hidrógeno)	57-65 kg/ m <sup>3</sup>
Hidruros metálicos	50-150 kg/ m <sup>3</sup>

Tabla 06. Comparativa densidad hidrógeno según la forma de almacenamiento.  
Elaboración propia

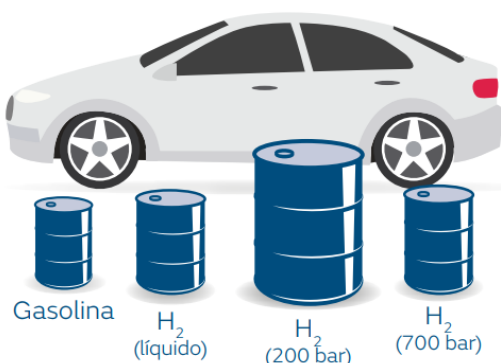


Figura 22. Comparación densidad energética gasolina e hidrógeno compactado en diferentes condiciones [1].

- **Consumo energético:** tanto al comprimir como licuar el hidrógeno hay que considerar el coste energético de la compresión o de la licuefacción. Para el caso

de la compresión se requiere en torno al 7 % de la energía contenida en el hidrógeno para alcanzar 825-950 bar [1] y para la licuefacción en torno al 30-35 % y eso sin contar las pérdidas que se producen por evaporación (hervir o boil-off en inglés), que suelen ser de un 1% diario [1].

Para el caso del almacenamiento químico como hidruros, amoniaco o LOHC el consumo energético principal viene a cargo de liberar el hidrógeno.

- Infraestructura de transporte: Dependiendo del tipo de almacenamiento del hidrógeno es preferible usar una opción de transporte u otra.
  - Transporte marítimo: la mayoría del hidrógeno producido actualmente se consume cerca del punto de producción. El transporte marítimo tiene la ventaja de cubrir largas distancias, pero requiere de una infraestructura costosa y la licuación, con las pérdidas de hidrógeno asociadas, que por otra parte podrían aprovecharse para alimentar el motor del barco. Existen varios proyectos en España de la empresa Enagás para llevar hidrógeno a Holanda y Francia por la terminal de Rotterdam.
  - Transporte terrestre: lo primero es que resulta preferible usar otros métodos debido al impacto ambiental. Suele transportarse en cilindros de alta presión en camiones cisterna (capacidad: 360 kg para hidrógeno comprimido y 4300 kg para hidrógeno líquido [3]), el licuado no se permite para menos de 500 km debido al impacto de su licuación y el gas comprimido para menos de 500 km está justificado [1]. Sin embargo, es un método costoso, tiene baja capacidad y al aumentar la presión aumenta el peso en los camiones. Le mejor opción es en tuberías.
  - Red actual de gas natural: es una de las opciones más factibles, ya que se aprovecharía la infraestructura existente de gas natural. Puede hacerse un *bending* o mezcla de hidrógeno puro en la red de gas natural, pero hay límites legales en cada país (figura 23), ya que no puede transportarse únicamente hidrógeno en la red sin modificaciones técnicas, además que habría que considerar cuánto hidrógeno pueden soportar las aplicaciones del usuario final que han sido diseñadas para el gas natural. Las soluciones que se pueden aportar son adaptar la infraestructura para que admita un porcentaje de hidrógeno mayor, introducir este hidrógeno parcialmente en forma de metano sintético o crear una red específica de hidrógeno. Es improbable una red independiente de hidrógeno y gas natural, una red de hidrógeno podría construirse para usos específicos. Con gran probabilidad la solución final será una mezcla de *bending* de hidrógeno, metano sintético y biometano [1].

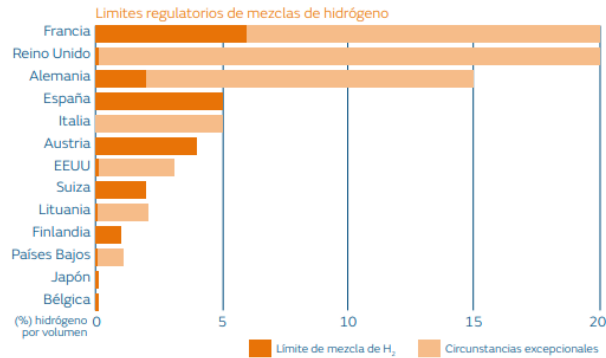


Figura 23. Límites legales de bending de hidrógeno en la infraestructura gasista para diferentes países [1]

Por último, hay que destacar que cuando los volúmenes de hidrógeno son muy elevados se pueden hacer depósitos a gran escala en almacenamientos geológicos profundos, como acuíferos agotados, cavernas de sal o yacimientos de gas agotados, aunque dependen de la disponibilidad local y se necesitan grandes medidas de seguridad [3].

Otra solución bastante prometedora es la del almacenamiento en compuestos químicos, pues suelen tener mayores densidades de almacenamiento, mayor seguridad, una infraestructura de transporte más sencilla (aprovechando la del amoníaco, por ejemplo), aunque requiere de procesos de conversión adicionales [1].

## 2.2 Tratamiento de aguas residuales

Como se comentó en la parte introductoria del proyecto, cada año ACOSOL, empresa que gestiona el tratamiento de las aguas residuales de la Mancomunidad de Municipios de la Costa del Sol Occidental, vierte al mar una importante cantidad de hectómetros cúbicos de agua tratada cada año. Una forma de darle una nueva vida a un recurso actualmente desaprovechado como es el agua vertida al mar es utilizar esa agua como materia prima para la producción de hidrógeno verde, que es lo que se analizará en este proyecto.

### 2.2.1 Requisitos de calidad de agua en electrolizadores PEM

Aunque el consumo de agua en la electrólisis es elevado, unos 45 kg de agua por cada 5 kg de hidrógeno producido, el aspecto más crítico no es la cantidad, sino la calidad del agua. Las impurezas incluso en concentraciones muy bajas pueden perjudicar la membrana y los electrodos, acelerar la degradación de componentes y limitar la vida útil del sistema.

Los parámetros clave que se deben cuidar para minimizar riesgos son la conductividad, el pH y los sólidos disueltos totales (TDS). Los TDS incluyen una variedad de sustancias inorgánicas disueltas en el agua, como bien pueden ser, iones metálicos (cobre Cu<sup>2+</sup>, Zinc Zn<sup>2+</sup>...), sales alcalinas (calcio Ca<sup>2+</sup>, magnesio Mg<sup>2+</sup>...), aniones comunes (cloruros Cl<sup>-</sup>, sulfatos SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>...), sílice (SiO<sub>2</sub>) soluble o fluoruros (F<sup>-</sup>) o sustancias orgánicas como compuestos orgánicos disueltos, especialmente los medidos como TOC (Total Organic

Carbon) u otros restos de contaminantes emergentes si el agua proviene de fuentes residuales, como trazas de fármacos, pesticidas, productos químicos...

Los fabricantes comerciales de electrolizadores especifican como mínimo una conductividad de agua  $<1 \mu\text{S}/\text{cm}$ , lo que equivale a una resistividad  $>1 \text{M}\Omega \cdot \text{cm}$  [39]. Algunos investigadores llegan incluso a utilizar agua ultrapura tipo I (ASTM D1193-06 [42]), que es la que se tendrá en cuenta en este proyecto como requisito para su entrada al electrolizador PEM. Usaremos el agua ultrapura tipo I ASTM D1193-06 grado A. Cabe destacar que el agua tipo I estándar y la de grado A que es la que se usará son iguales en cuanto a pureza química (conductividad, TOC, iones) pero se diferencian en el nivel de control microbiológico y endotoxinas, como puede verse en la siguiente figura:

**TABLE 1 Processes for Reagent Water Production**

Type	Grade	Production Process <sup>A,B,C,D</sup>	$\mu\text{S}/\text{cm}^E$ (max)	$\text{M}\Omega \cdot \text{cm}^E$ (min)	pH <sup>G</sup>	TOC $\mu\text{g}/\text{L}^H$ (max)	Sodium $\mu\text{g}/\text{L}^I$ (max)	Chloride $\mu\text{g}/\text{L}^J$ (max)	Total Silica $\mu\text{g}/\text{L}$ (max)	HBC <sup>K</sup> cfu/mL (max)	Endotoxin, EU/mL <sup>L</sup> (max)
I		Purify to 20 $\mu\text{S}/\text{cm}$ by dist. or equiv., followed by mixed bed DI, 0.2 $\mu\text{m}$ filtration <sup>A</sup>	0.0555	18		50	1	1	3		
I	A	Purify to 20 $\mu\text{S}/\text{cm}$ by dist. or equiv., followed by mixed bed DI, 0.2 $\mu\text{m}$ filtration <sup>A</sup>	0.0555	18		50	1	1	3	10/1000	0.03

Figure 24. ASTM D1193-06 Type I standart water and Grade A

Las características del agua ultrapura tipo I ASTM D1193-06 grado A quedan resumidas en la siguiente tabla:

Parámetro	Valor máximo permitido
Conductividad	$\leq 0.0555 \mu\text{S}/\text{cm}$
Resistividad	$\geq 18 \text{M}\Omega \cdot \text{cm}$
Carbono orgánico total (TOC)	$\leq 50 \mu\text{g}/\text{L}$
Sodio ( $\text{Na}^+$ )	$\leq 1 \mu\text{g}/\text{L}$
Cloruro ( $\text{Cl}^-$ )	$\leq 1 \mu\text{g}/\text{L}$
Sílice total ( $\text{SiO}_2$ )	$\leq 3 \mu\text{g}/\text{L}$
Bacterias viables (HBL)	$\leq 10 \text{UFC}/1000\text{mL}$
Endotoxinas	$\leq 0.03 \text{EU}/\text{mL}$

Tabla 07. Características del agua ultrapura tipo I ASTM D1193-06 grado A

Las unidades de medida UFC y EU miden la cantidad de bacterias viables capaces de crecer y formar colonias en una muestra de agua y la cantidad de endotoxinas bacterianas presentes en el agua, respectivamente.

En Europa, las guías técnicas de ensayo para electrolizadores PEM (JRC) exigen como mínimo agua tipo 2 según la norma ISO 3696, con conductividad  $<1 \mu\text{S}/\text{cm}$ , además de un

bucle de recirculación con resinas de intercambio iónico y control continuo de conductividad en el ánodo [39].

### 2.2.2 *Tratamientos de aguas residuales*

El objetivo principal de una Estación Depuradora de Aguas Residuales o EDAR es la de eliminar contaminantes del agua para que contenga una composición óptima antes de que sea devuelta el medio ambiente natural o reutilizada.

Las EDAR se estructuran en tres líneas diferentes, la línea de aguas por donde se aplican los principales procesos, la línea de fangos que son los subproductos derivados de la eliminación de los contaminantes procedentes de la depuración en la línea de agua y la línea de gas, que aparece en los casos en los que en las líneas de aguas se aplica un tratamiento secundario de carácter anaeróbico en el que se expulsan gases que pueden ser reutilizados [41]. Todas las líneas pueden verse en la figura 25.

Entre los tratamientos de la línea de aguas encontramos:

- Pretratamiento. Es el primer filtro y la primera etapa de la depuración de aguas, centrada en la eliminación de contaminantes sólidos y materiales flotantes (grasas y arenas) [41].
- Tratamiento primario. Una vez realizado el pretratamiento en esta etapa se siguen eliminando sólidos en suspensión y materia orgánica sedimentable (mediante procesos físicos como la gravedad) [40,41].
- Tratamiento secundario. Es el tratamiento más importante en las EDAR ya que en él se produce la reducción de contaminantes, degradando la materia orgánica disuelta mediante procesos biológicos. Se puede incluso llegar a eliminar la totalidad de los sólidos en suspensión [40,41].
- Tratamiento terciario. Esta etapa es opcional y sus tratamientos difieren dependiendo del uso final que vaya a darse al agua. La empresa de estudio en este proyecto, Acosol, incluye un tratamiento terciario enfocado al riego de grandes superficies verdes como los campos de golf de la costa del sol, así que su tratamiento terciario será distinto al de otra empresa enfocada en usar el agua para otro fin. Normalmente este tratamiento se centra en eliminar contaminantes específicos como fosfatos, minerales, bacterias...

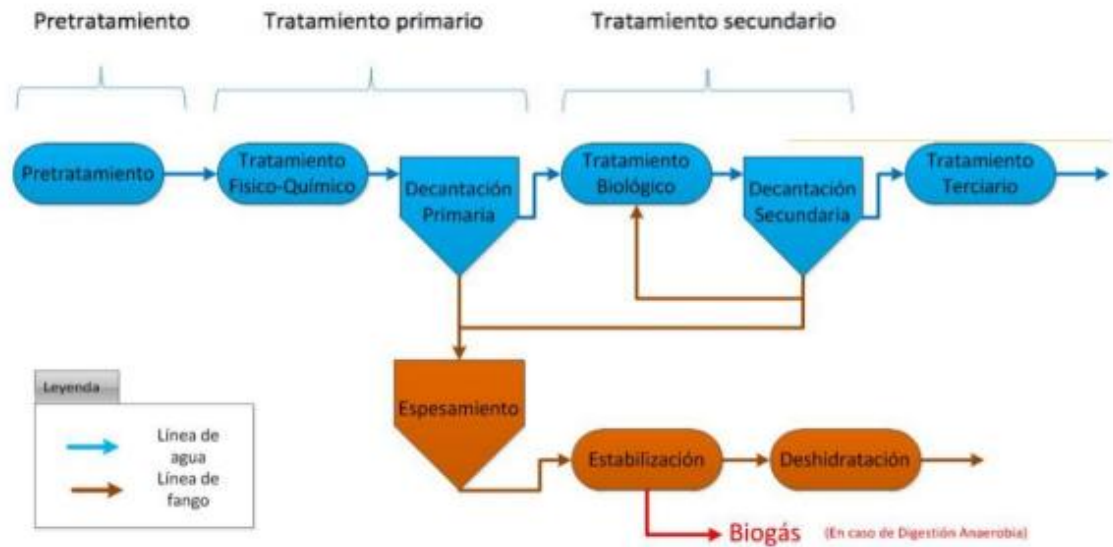


Figura 25. Esquema línea de aguas y fangos de una EDAR

Aunque puede usarse otro tipo de agua, para este proyecto se usará el agua del caudal terciario de la EDAR considerada.

El efluente del tratamiento terciario presente una calidad significativamente mejorada, pero aún puede contener trazas de sales disueltas, materia orgánica y microorganismos.

Para eliminarlos y conseguir la composición óptima que requiere nuestro proyecto como es el agua ultrapura tipo I ASTM D1193-06 grado A normalmente se exigen dos tratamientos adicionales, como son la ósmosis inversa y el intercambio iónico.

### 2.2.3. Tratamientos de agua adicionales

La ósmosis inversa (OI) es un proceso fisicoquímico usado para eliminar impurezas del agua mediante la aplicación del proceso de presión. Se basa en el proceso natural de la ósmosis, pero operando en sentido inverso, es decir, que en lugar de que el agua fluya de una solución diluida a una concentrada a través de una membrana semipermeable en la OI se aplica una presión mayor a la osmótica sobre el lado de mayor concentración para forzar el paso del agua a través de la membrana hacia el lado de menor concentración (figura 26) [44].



Figura 26. Comparación ósmosis directa e inversa

Esta membrana semipermeable actúa como una barrera selectiva: permite el paso de moléculas de agua, pero retiene sales, metales pesados, microorganismos, compuestos

orgánicos y otros contaminantes. De esta forma, se obtiene agua de alta pureza y baja conductividad.

La cantidad de presión depende de la cantidad de sales del agua de alimentación, cuantas más sales, más presión. El agua desalinizada se llama agua de permeado y la corriente que transporta los contaminantes concentrados que no pasaron la membrana se denomina corriente de concentrado o rechazo, como puede verse en la figura 27.

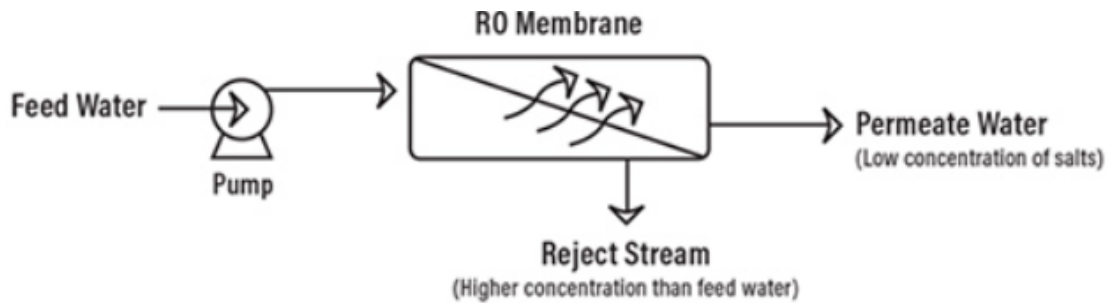


Figure 27. Water flow diagram in reverse osmosis

La OI puede implementarse en una o dos etapas en las que hay que valorar sus ventajas e inconvenientes que dependerán de la aplicación que quiera darse al agua de permeado [44].

Una OI con una sola etapa recuperará menos agua de permeado ya que gran parte corresponde a la corriente de rechazo, su calidad del agua de permeado en sales disueltas será peor y tendrás más consumo energético por litro de agua producido, pero su costo inicial será más bajo ya que se requerirán menos membranas y bombas. Por el contrario, una OI con dos etapas recuperará más agua de permeado, tendrá menor consumo energético por litro de agua producido y su calidad de agua de permeado será mejor, aunque requerirá de un cote inicial más alto y un mantenimiento más complejo. Ambas disposiciones pueden verse en las figuras 28 y 29.



Figuras 28 y 29. Izquierda, ósmosis inversa de 1 etapa; derecha, ósmosis inversa de 2 etapas

Por último, hay que destacar que la OI no elimina gases disueltos, compuestos orgánicos muy volátiles y endotoxinas bacterianas [44] y para garantizar la eficacia y durabilidad del proceso el agua de alimentación debe cumplir ciertos requisitos, que en el caso de que no se cumplan pueden aplicarse pretratamientos al agua de alimentación como ablandamiento, dosificación con antiincrustantes, prefiltración o ajuste del pH del agua de alimentación. Las limpiezas periódicas de la membrana también suelen ayudar, normalmente realizadas de 1 a 4 veces por año [44].

El intercambio iónico es una técnica de purificación de agua que permite eliminar iones disueltos, sustituyéndolos por otros de igual carga provenientes de una resina sintética. Estas resinas están compuestas por materiales poliméricos insolubles que contienen grupos funcionales capaces de intercambiar cationes o aniones con el agua que fluye a través de ellas.

Existen dos tipos principales de resinas: catiónicas (que retiene iones positivos como calcio, magnesio o sodio) y aniónicas (que eliminan iones negativos como cloruros, nitratos o sulfatos). En sistemas de lecho mixto ambas resinas se recombinan (la catiónica libera  $H^+$  y la aniónica  $OH^-$  recombinándose y formando agua) para lograr una desmineralización casi total del agua, obteniendo una resistividad muy elevada [45].

A diferencia de la OI que actúa como barrera física, el intercambio iónico es un proceso químico reversible. Las resinas pueden regenerarse periódicamente mediante soluciones concentradas de ácido o base, recuperando así su capacidad de intercambio.

Este método es útil en la etapa final de obtención de agua ultrapura para alimentar un electrolizador PEM.

Una vez obtenida el agua en condiciones óptimas para alimentar al electrolizador PEM nos basaremos en la figura XX para el análisis del proceso que tiene lugar dentro del stack del electrolizador PEM.

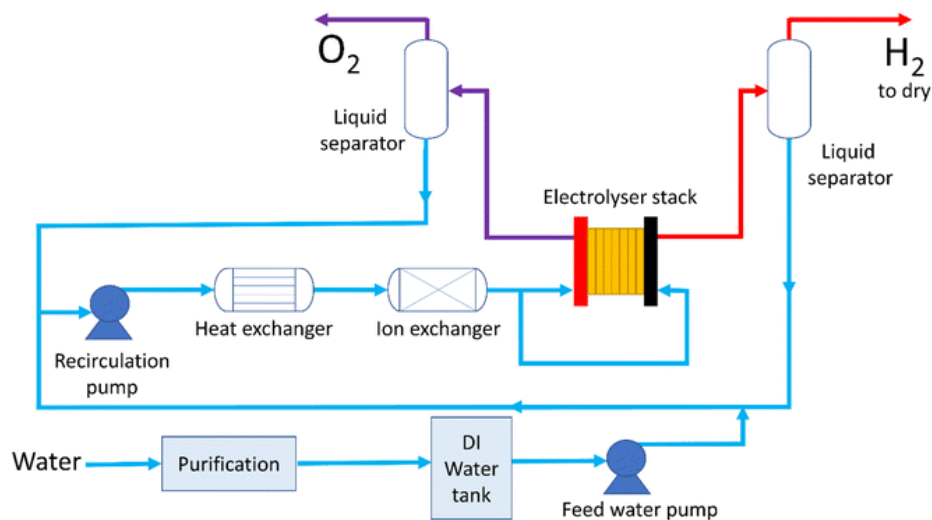


Figure 30. Typical water Flow diagram in a PEM electrolyzer stack

El agua proveniente de la fuente local sometida al tratamiento de purificación oportuno como en este caso serían los procesos explicados anteriormente (Purification en la figura 30) permite obtener agua desionizada almacenada en un tanque (DI water tank).

Desde allí, una bomba de alimentación (Feed water pump) impulsa el agua hacia el sistema, donde se incorpora al bucle de recirculación. Parte del agua “fresca” se mezcla con el agua recirculada para reponer las pérdidas por evaporación o consumo electroquímico.

El bucle de recirculación es una parte esencial del sistema y está compuesto por varios elementos claves como son la bomba de recirculación (recirculation pump) que mantiene

el flujo continuo de agua, un intercambiador de calor (heat exchanger) para mantener una temperatura estable de entrada al electrolizador PEM que normalmente suele ser entre 50-80 °C y un intercambiador iónico (ion exchanger) que elimina iones residuales que pueden haberse acumulado durante el ciclo, asegurando que la conductividad del agua se mantenga dentro de los límites requeridos ( $<1 \mu\text{S}/\text{cm}$ ). Este circuito ayuda no solo a alimentar la reacción de electrólisis, sino también a extraer el calor generado en el proceso.

Posteriormente el agua acondicionada entra al stack del electrolizador (electrolyser stack) donde se descompone electroquímicamente en hidrógeno y oxígeno. En tecnologías PEM que es la que se estudiará en este proyecto lo habitual es alimentar agua únicamente al ánodo ya que si vemos las reacciones en ambos electrodos es en el ánodo precisamente donde se produce la oxidación del agua. En el cátodo, el agua presente procede del arrastre de protones hidratados a través de la membrana, no de una alimentación directa.

Tras la reacción, tanto el gas como el agua líquida salen mezclados de cada electrodo y son enviados a separadores de líquido (liquid separator) que separan el producto gaseoso del agua. Esta agua separada se recircula al bucle de entrada cerrando el ciclo.

En la figura no está representado un sistema de secado posterior para obtener hidrógeno de muy alta pureza ( $<5\text{ppm}$  de agua).

La naturaleza de las impurezas puede ser exógena o endógena [39]. Exógenas para aquellas que provienen del agua de entrada y endógenas las que se generan dentro del sistema por degradación de materiales del stack o BoP. El impacto que pueden tener dichas impurezas sobre el electrolizador constituye aún hoy en día una gran incertidumbre, cuantitativamente hablando.

Como conclusión de este apartado podemos decir que el mantenimiento de la calidad del agua no depende solo del tratamiento inicial que se le haga en nuestra EDAR, sino también al control en la recirculación, lo que justifica la inclusión de intercambiadores iónicos y sensores de conductividad (estos últimos no se muestran en la figura 30).

#### *2.2.4 Coste energético y económico del tratamiento de agua*

La desionización del agua representa un coste importante en la producción de hidrógeno verde. En un sistema PEM de 1 MW, el tratamiento de agua puede suponer hasta el 22 % del coste del balance de planta (BoP) [39], y este porcentaje es poco sensible al tamaño o la producción anual del sistema.

En términos energéticos se estima que la purificación de agua requiere  $5 \text{ kWh}/\text{m}^3$ , lo que equivale a  $0.2 \text{ kWh}$  por cada  $5 \text{ kg}$  de hidrógeno producido, es decir, menos del 0.2 % de la energía contenida en el hidrógeno, lo cual es asumible desde el punto de vista energético [39].

Los costes de capital CAPEX y operativos OPEX depende del caudal de sistema de tratamiento. Para una planta de  $200 \text{ m}^3/\text{día}$ , se estiman  $500000 \text{ \$}$  de CAPEX y  $3 \text{ \$/m}^3$  de OPEX. Para  $1200 \text{ m}^3/\text{día}$ , el CAPEX sube a 2 millones de dólares, pero el OPEX baja a  $2 \text{ \$/m}^3$ .



Cabe destacar que estos costes suelen asumir agua de mar o salobre como entrada, pero si el agua como en el caso del presente proyecto proviene de un tratamiento previo en una EDAR como agua regenerada los costes reales pueden ser inferiores [39].

La necesidad de la alta pureza del agua a su vez condiciona los materiales en el stack y BoP, sistemas de recirculación y control continuo de calidad que además de aumentar la complejidad del sistema aumentan el coste económico del mismo. Las resinas de intercambio iónico a su vez impiden trabajar a temperaturas elevadas debido a su sensibilidad térmica.

## 2.3 Energía solar fotovoltaica

En este punto analizaremos el principio de funcionamiento de la energía solar fotovoltaica desde un punto de vista teórico, así como la explicación de sus componentes básicos, para posteriormente finalizar con un breve desarrollo del contexto socioeconómico de este tipo de energía en España y los dos esquemas de la planta de producción de hidrógeno verde que estudiaremos en nuestro proyecto.

Para la parte teórica y los componentes me basaré en los apuntes de la asignatura de energías renovables y electrónica de potencia de la Universidad de Málaga [35] y para el contexto socioeconómico me basaré en el informe de energías renovables del año 2024 de la Red Eléctrica de España, que elabora la información con datos provisionales a enero de 2025 [36].

### 2.3.1 Energía solar fotovoltaica y radiación

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que permite transformar la radiación solar directamente en electricidad mediante el uso de materiales semiconductores.

Es conveniente diferenciar los conceptos de radiación, irradiancia e irradiación ya que son de vital importancia para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, para estimar la cantidad de energía solar disponible y analizar los componentes de la instalación.

La radiación es el concepto general de energía emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas y se suele medir en *julios*, distinguiéndose a su vez entre *radiación directa*, la que proviene directamente del sol, *radiación difusa*, la que llega tras haber sido dispersada en la atmósfera por fenómenos de reflexión y refracción de nubes, gases y partículas y la *radiación difusa reflejada*, proveniente de la reflexión del entorno, suelo, nieve... Ésta última está íntimamente ligada a lo que se denomina *albedo*, que no es un tipo de radiación en sí, sino más bien un coeficiente que mide entre 0 y 1 la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar .

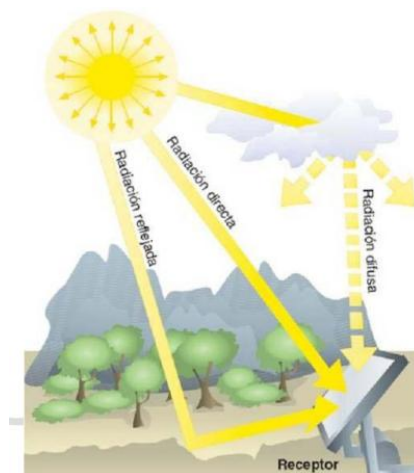


Figura 31. Tipos de radiación sobre una superficie cualquiera

La irradiancia es la potencia instantánea de la radiación solar que incide sobre una superficie por unidad de área y se suele medir en  $W/m^2$ , mientras que la irradiación mide la cantidad total de energía solar recibida en una superficie durante un período de tiempo determinado y suele medirse en  $Wh/m^2$ .

Comúnmente solemos referirnos a la irradiancia solar como radiación solar así que a partir de ahora cuando se mencione radiación solar se hará referencia a la irradiancia solar.

La radiación promedio justo afuera de la atmósfera en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación es aproximadamente constante e igual a  $1367 W/m^2$  y es lo que se conoce como constante solar. La radiación medida en la superficie terrestre, que es la que nos interesa, tendrá componentes deterministas como el movimiento de rotación y traslación de la Tierra, la posición del Sol, fecha y hora del día, latitud y longitud, entre otras, que se pueden predecir con relativa facilidad, mientras que tendrá otras componentes como la cobertura de nubes, humedad o contaminación que no se pueden predecir con exactitud y las llamamos componentes estocásticas.



Figura 32. Piranómetro para medir la radiación en una placa solar inclinada.

### 2.3.2 Principio de funcionamiento

La energía solar fotovoltaica es electricidad obtenida a partir de un proceso físico conocido como efecto fotovoltaico, que no es más que una consecuencia del efecto fotoeléctrico, fenómeno por el cual ciertos materiales emiten electrones al incidir sobre ellos una radiación electromagnética.

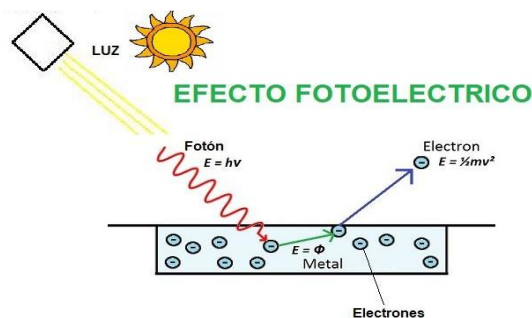


Figura 33. Efecto fotoeléctrico

El efecto fotovoltaico aprovecha el movimiento de esos electrones liberados para generar una corriente eléctrica.

Las células solares están fabricadas con materiales semiconductores, como el silicio. Estos materiales poseen una estructura de bandas electrónicas caracterizada por una banda de valencia, donde se encuentran los electrones ligados y una banda de conducción, donde los electrones pueden moverse libremente. Entre ambas se encuentra una banda prohibida o gap eléctrico, que debe ser superada por un electrón para generar corriente.

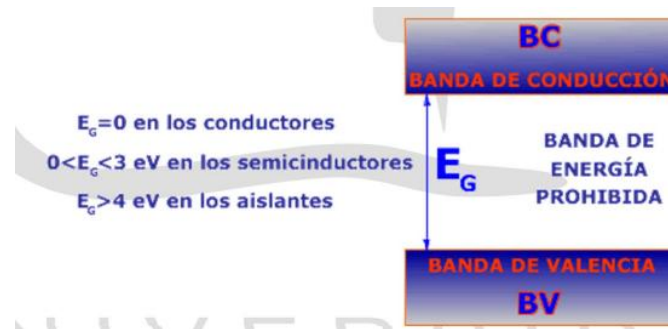


Figura 34. Bandas electrónicas para distintos materiales

Cuando un fotón de luz solar incide sobre el semiconductor y tiene una energía mayor que el gap, puede excitar un electrón desde la banda de valencia a la de conducción. Este salto libera un par electrón-hueco (una carga negativa libre y una positiva).

Para separar estas cargas y generar corriente, se utiliza una unión p-n, dopando el silicio con elementos como el boro que actúa como aceptor, creando un semiconductor tipo P con abundancia de huecos que facilitan la conducción y dopándolo normalmente con fósforo que actúa como donador, creando un semiconductor tipo N con abundancia de electrones libres para la conducción.

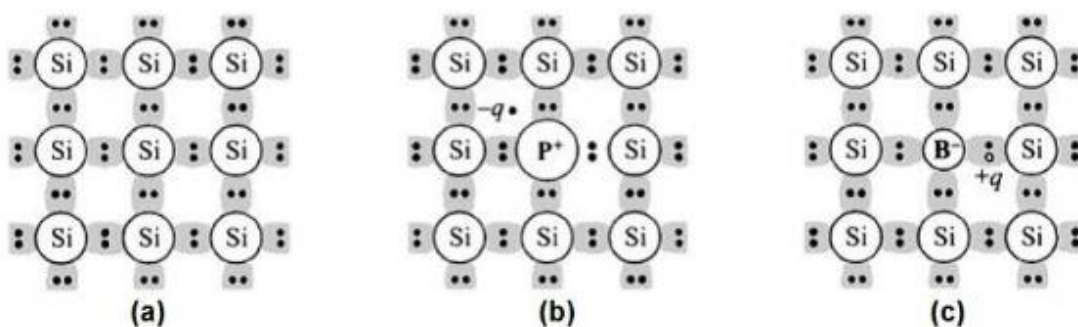


Figura 35 a) Silicio intrínseco sin impurezas, b) Silicio tipo n con fósforo como donador, c) Silicio tipo p con boro como dador [37]

En la zona de contacto entre ambos materiales se genera una región de agotamiento, donde los portadores mayoritarios se neutralizan y queda un campo eléctrico interno. Este campo actúa como una “barrera” que separa los pares electrón-hueco generados por la luz: los electrones son empujados hacia la zona n y los huecos hacia la zona p. En las

celdas solares la zona n suele estar muy dopada y es significativamente más estrecha que la zona p, que suele estar menos dopada. Esto crea una zona de agotamiento con un grosor mayor, aumentando el rendimiento de la celda. Cuando se conectan eléctricamente los extremos de la celda se genera una corriente eléctrica continua. Si el circuito está cerrado, la corriente fluye desde el lado p hacia el n, y puede alimentar una carga externa.

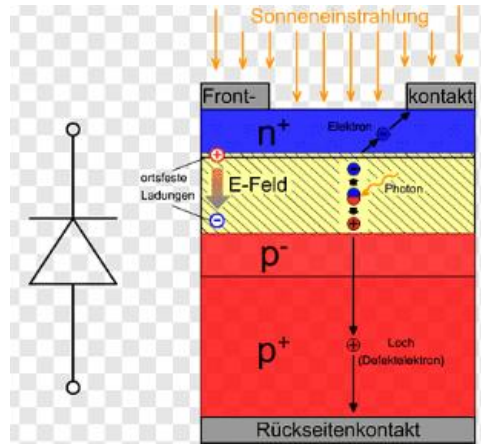


Figura 36. Zona agotamiento celda solar

Los parámetros más importantes proporcionados por los fabricantes son los siguientes:

- 1) Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ). Es la máxima corriente que puede generar la célula cuando sus terminales están directamente conectados entre sí mediante un conductor de resistencia despreciable, es decir, cuando la tensión es cero. Representa la respuesta de la célula a la iluminación, es proporcional a la radiación y se considera constante al aumentar la temperatura.
- 2) Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Corresponde a la tensión máxima que puede alcanzar la célula cuando no hay paso de corriente (circuito abierto). Generalmente aumenta con la radiación, pero disminuye con la temperatura.
- 3) Potencia nominal ( $P_{max}$ ). Es la máxima potencia que puede generar bajo condiciones estándar de prueba (STC, Standard Test Conditions), que corresponden a una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- 4) Punto de máxima potencia ( $P_{mpp}$ ). Punto donde la potencia entregada por la célula es máxima, es decir el producto voltaje por intensidad es máximo. Se verá ligeramente disminuido al aumentar la temperatura por el descenso de  $V_{oc}$ .
- 5) Eficiencia ( $\eta$ ). Mide el porcentaje de energía solar que la célula es capaz de convertir en energía útil. Su expresión es:

$$\eta = P_{mm}/(G \cdot A_c) \cdot 100$$

donde  $G$  es la irradiancia y  $A_c$  es el área de la celda o la superficie que estamos considerando.

- 6) Factor de forma (FF). Es un parámetro que mide la calidad de la célula, cuanto más se acerque a la unidad mejor. Se expresa como:

$$FF = P_{mpp}/(I_{sc} \cdot V_{oc})$$

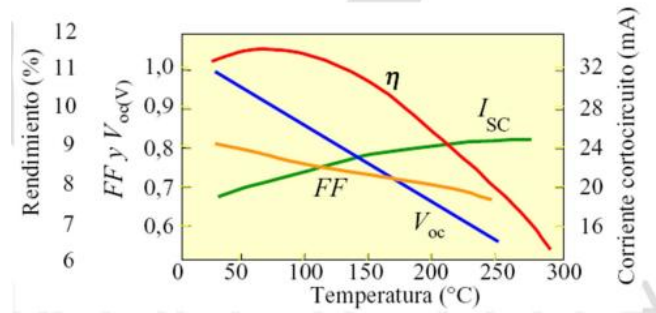


Figura 37. Resumen variación de parámetros de la celda solar respecto a la temperatura

- 7) Coeficiente de temperatura. Indica como disminuye la eficiencia del panel por cada °C por encima de la temperatura STC. Se expresa en %/°C.
- 8) Temperatura de operación nominal (TONC). Los fabricantes suelen proporcionar los parámetros ya expuestos a la temperatura de operación nominal de la célula. Las condiciones concretas son una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20 °C y velocidad de viento de 1.5 m/s. Su valor varía entre 43-49 °C y si no se dispone se adopta 45 °C. Es una temperatura que simula unas condiciones de uso más realistas que las condiciones STC.

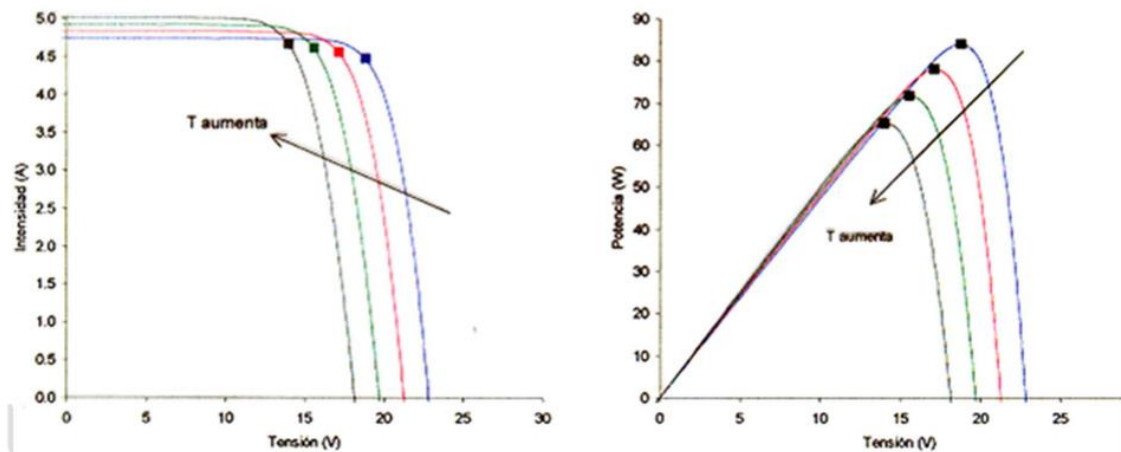


Figura 38. Variación de la  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y potencia con respecto al aumento de la temperatura.

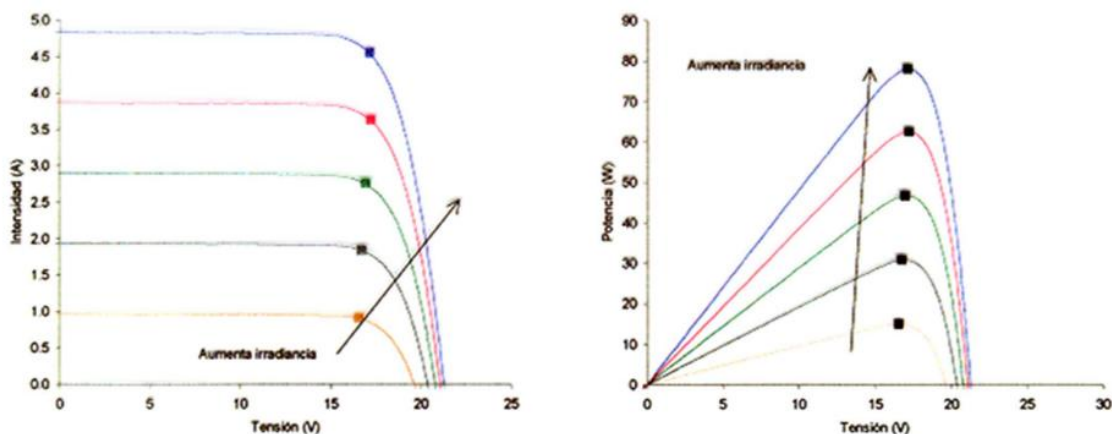


Figura 39. Variación de la  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y potencia con respecto al aumento de la irradiancia.

### 2.3.2 Células y módulos fotovoltaicos

La célula solar es la unidad básica de conversión fotovoltaica y consiste en una unión p-n. Una célula solar de unos 75 cm<sup>2</sup> es capaz de generar aproximadamente 0.4 V de tensión y 1W de potencia. No toda la radiación incidente en las placas fotovoltaicas es aprovechable. Por un lado, una parte es reflejada (se coloca una superficie antirreflexiva en la cubierta para evitarlo) mientras que la absorbida sólo tiene un porcentaje aprovechable. Con los avances tecnológicos cada vez se aumenta más el rendimiento de las células, que suele ser de en torno al 20 %. Además, la temperatura de una célula solar dentro del módulo fotovoltaico suele alcanzar unos 20 °C por encima de la temperatura ambiental, pudiendo llegar hasta los 75 °C, con una pérdida de hasta un 80 % de potencia, así que se debe cuidar el sobrecalentamiento de nuestra instalación.

Entre los tipos de células fotovoltaicas encontramos:

- Silicio monocristalino. Se fabrica a partir de un único cristal de silicio, altamente ordenado. Presenta grandes eficiencias (17-22 %), mejor rendimiento en condiciones de baja radiación y un número de fabricantes elevado, aunque suele ser costoso.
- Silicio policristalino. Está compuesto por múltiples cristales de silicio fundidos juntos. Su coste de fabricación es menor, pero tiene menor rendimiento que el monocristalino (15-18 %).



Figura 40. Comparativa paneles monocristalinos frente a policristalino

- Silicio amorfo. No tiene estructura cristalina definida. Se emplea en capas delgadas sobre superficies flexibles o rígidas. Tiene muy bajo coste, pero una eficiencia baja (6-10 %) y se degrada con el tiempo.

El módulo solar se constituye de un conjunto de células solares interconectadas eléctricamente, encapsuladas y protegidas por materiales como vidrio, polímeros y una estructura de soporte. Estas células pueden conectarse en serie y/o paralelo para aumentar la corriente total. Un módulo típico puede contener entre 36 y 72 células, y su potencia varía según la tecnología y diseño.

En el caso de un módulo con células en serie si se produce el sombreado de una de ellas ésta actúa como resistencia, disipando potencia y calentándose. Para solucionarlo en módulos con más de 33 células suelen incluirse diodos de paso. Análogamente puede ocurrir en la conexión de ramas en paralelo cuando la tensión en una de ellas es menor que el resto, se usan diodos de bloqueo en serie con cada rama, asumiendo pérdidas de entre 0.5-0.7 V.

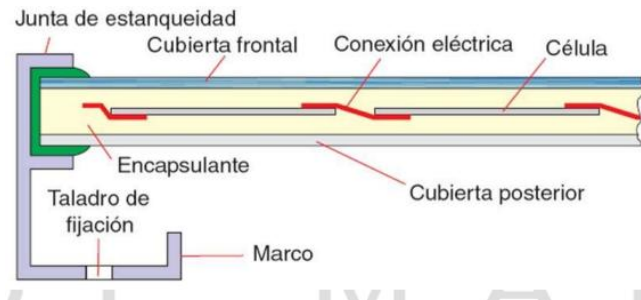


Figura 41. Estructura de un módulo fotovoltaico

### 2.3.3 Acumuladores y reguladores de carga

Los acumuladores eléctricos o baterías son dispositivos esenciales en los sistemas fotovoltaicos tanto autónomos, híbridos o conectados a la red (on-grid). Almacenan energía proveniente del sistema fotovoltaico, estabiliza el sistema eléctrico, actuando como reserva frente a variaciones de carga o generación, suministran energía en este caso al electrolizador cuando la radiación solar es insuficiente (noche, días nublados) y aportan corriente de arranque si es necesario.

Las tecnologías más usadas son las baterías de plomo-ácido y las baterías de ión-litio, cada una con sus ventajas e inconvenientes. Las baterías de plomo ácido requieren bajo mantenimiento, es económica, tiene una eficiencia moderada, aunque su vida útil es más limitada. Son las más tradicionales y usadas. Por otro lado, las baterías de ión-litio tienen mayor eficiencia, mayor vida útil, baja autodescarga y mayor velocidad de carga, pero son más costosas. Son las más recientes y cada vez se usan más.



Figuras 41 y 42. A la izquierda, batería de plomo-ácido. A la derecha, batería de ion-litio.

### 2.3.4 Convertidores DC-DC, inversores y transformadores

Los convertidores DC-DC son convertidores electrónicos de potencia de conmutación simple, diseñados para adaptar la tensión continua entre dos niveles distintos. Son utilizados en diversas aplicaciones industriales cuando requiere adaptar la tensión de suministro a las necesidades específicas de circuitos o equipos.

Su funcionamiento se basa en la variación del ancho de pulso (duty cycle, D) de los interruptores, es decir, modulando el ancho de pulso de la señal de conmutación.

Se pueden clasificar en los siguientes tipos:

- Reductor (Buck). Reduce la tensión de salida.
- Elevador (Boost). Eleva la tensión de salida.
- Reductor-Elevador (Buck-Boost). Puede actuar tanto aumentando como disminuyendo la tensión de salida.
- Cúk. Similar al Buck-Boost con la diferencia de que invierte la polaridad de la tensión de salida.

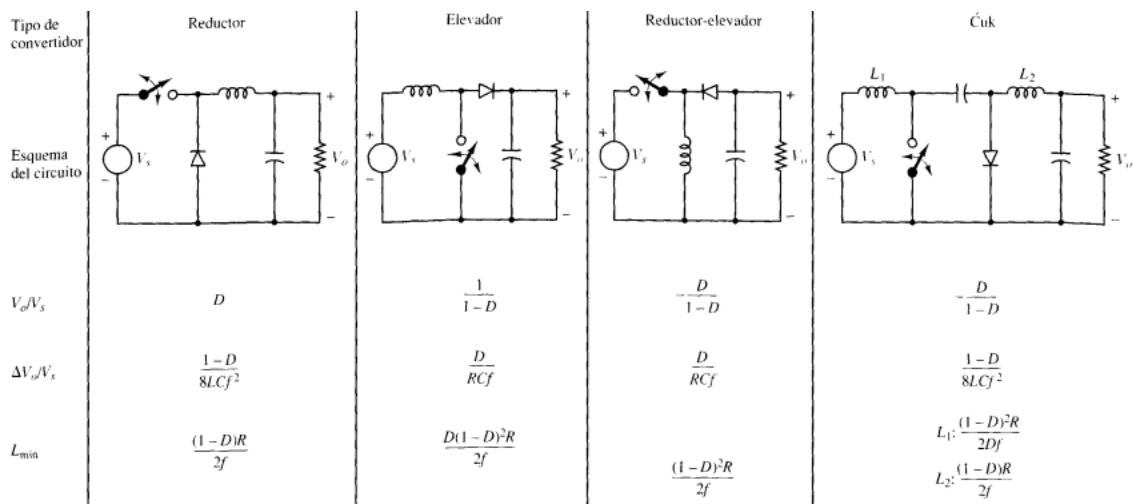


Figura 43. Características convertidores DC-DC, obtenida del libro *Electrónica de Potencia* de Daniel-W-Hart.

En la figura 43 puede verse una comparación de los convertidores DC-DC, comparando el duty cycle, el rizado de la tensión de salida y la inductancia mínima para que se trabaje en el modo de conducción continua que es en el que se interesa trabajar.

Otro de los componentes de electrónica de potencia muy usados en las instalaciones fotovoltaicas es el inversor, encargado de convertir la energía eléctrica de corriente continua a corriente alterna, ajustando la frecuencia, amplitud y forma de onda dependiendo del sistema al que esté conectado (en Europa por ejemplo 230 V y 50 Hz). Es útil para inyectar energía de las placas fotovoltaicas a red o para alimentar cargas en sistemas autónomos o híbridos.

Su principio de funcionamiento se basa en una etapa de conmutación electrónica (puente H) que modula la señal de salida mediante técnicas como modulación de ancho de pulso o pulse width modulation (PWM). Podemos obtener ondas de salida cuadradas, modificadas o senoides puras.

En la figura 44 puede verse el circuito, así como las formas de onda de un inversor monofásico sinusoidal unipolar, donde la frecuencia de la señal de salida es la misma que la señal sinusoidal moduladora y la frecuencia de conmutación es dada por la señal triangular o señal portadora.

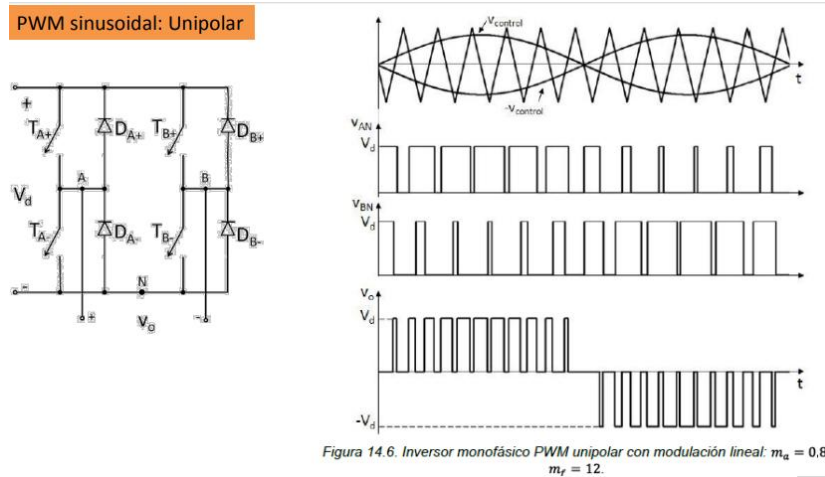


Figura 44. Circuito y formas de onda de inversor PWM sinusoidal bipolar

Según su conexión encontramos los inversores autónomos (off-grid) que no están conectados a la red y funciona con baterías o sistemas aislados, inversores conectados a la red (on-grid) que a su vez admite distintos tipos de conexiones como bien puede ser conexión central, conexión en cadena, conexión multicadena y conexión en el módulo. Todos esos tipos de conexiones están representados en la figura 45.

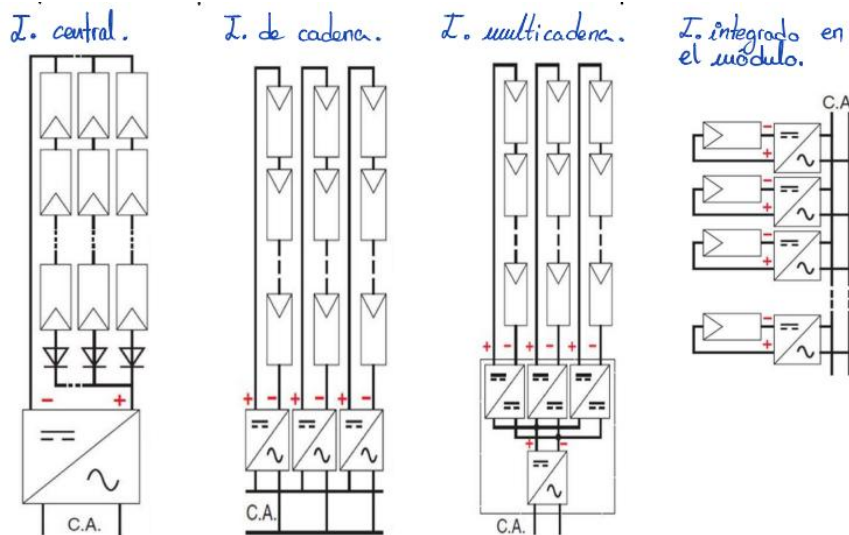


Figura 45. Tipologías de conexión de inversores conectados a la red

Entre los parámetros técnicos más importantes de los inversores destacamos:

1. Potencia nominal. Máxima potencia continua que puede suministrar.
2. Tensión de entrada. Rango de tensiones de la fuente de continua.
3. Tensión de salida. Debe adaptarse a la red o carga.
4. Frecuencia de salida. Normalmente 50 Hz en Europa.

5. Eficiencia. Relación entre la energía útil de salida y la energía consumida
6. THD (Total Harmonic Distorsión). Mide la pureza de la onda senoidal, cuanto menor, mejor
7. Protecciones incorporadas. Sobrecarga, cortocircuito, sobretemperatura...

Por último, tenemos los transformadores, que es lo primero que se debe conectar a la red eléctrica, ya sea para recibir de la red o para inyectar a la red. En este caso se utilizan para aumentar el voltaje de alta tensión de la red al voltaje de trabajo de la planta o para aumentar el voltaje generado en la planta solar al voltaje de la red eléctrica.

Su principio de funcionamiento se basa en la inducción electromagnética. El transformador consta de dos o más bobinas enrolladas sobre un núcleo común, normalmente de material ferromagnético. La bobina primera recibe una señal de entrada (AC) generando un campo magnético variable que induce una tensión en la bobina secundaria.

La relación entre las tensiones de entrada y salida depende directamente del número de espiras de cada bobina:

$$V_s/V_p = N_s/N_p = I_p/I_s = r_t$$

donde  $r_t$  es la relación de transformación

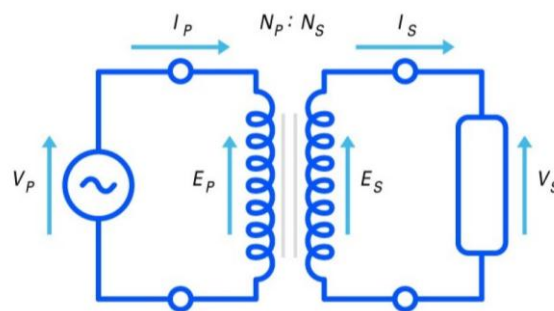


Figura 46. Esquema de un transformador eléctrico

Además, el transformador actúa como aislamiento galvánico y algunas veces a reducir los armónicos de salida del inversor mejorando la THD. Se pueden colocar fuera del inversor para sistemas de baja frecuencia y gran potencia o en algunos inversores modernos que ya lo incorporan en su interior.

### 2.3.5 Contexto energía fotovoltaica en España

En 2024, la potencia instalada de renovables creció un 9,3 % respecto al año anterior, con un aumento de 7279 W. Las renovables ya representan el 66 % del parque generador nacional. El mayor aporte fue la energía solar fotovoltaica, con 6003 MW (82.5 % del total de nueva potencia), posicionándose como la principal fuente de potencia instalada representando el 25.1 % del total nacional.

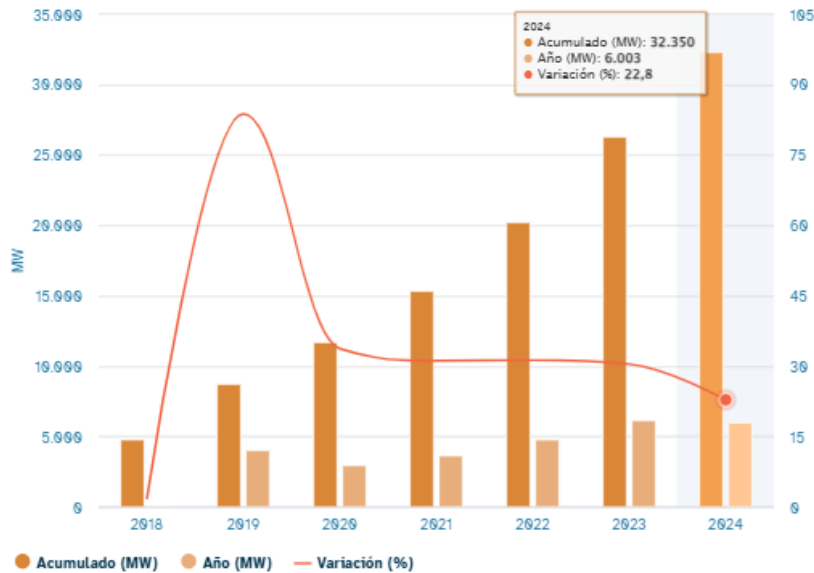


Figura 47. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada a nivel nacional

Por comunidades Andalucía junto con Extremadura son las comunidades con más potencia instalada del total, con un 24,3 % cada una.

En cuanto a generación la energía solar fotovoltaica ha alcanzado un máximo histórico con 44520 Gwh, un incremento de 18,9 % respecto al 2023. Su participación en el mix eléctrico también experimenta un aumento de un 17 %.

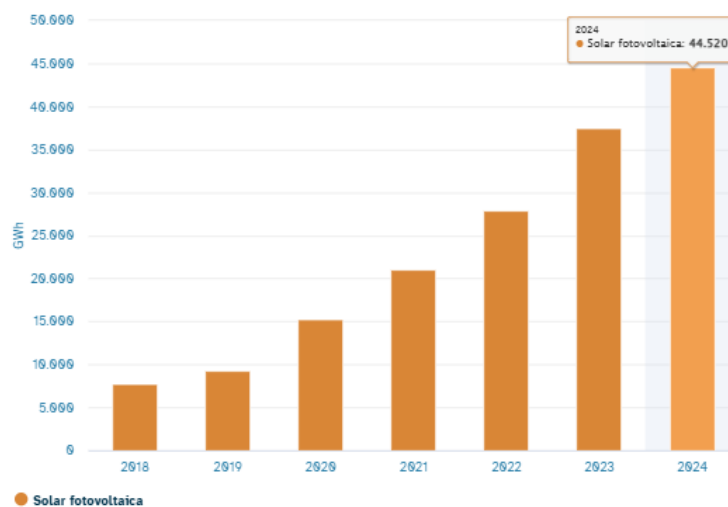


Figura 48. Evolución de la generación solar fotovoltaica nacional



Por comunidades Andalucía se sitúa en tercera posición con 10330 GWh que representan un 23,2 % del total de generación nacional, por detrás de Extremadura (23,3%) y Castilla-La Mancha (24.3 %). Además, la solar fotovoltaica ha sido la primera tecnología de generación en Andalucía aportando el 33.9 % de su generación solar.

## 4. Estudio preliminar del diseño de la instalación

### 4.1 Análisis del método de producción

Como hemos definido anteriormente nuestro principal objetivo en este proyecto es transformar un recurso actualmente desaprovechado, como es el agua vertida al mar, en la materia prima para el electrolizador que producirá hidrógeno verde siendo alimentado con un sistema fotovoltaico. Antes de nada, necesitamos establecer cuál va a ser nuestra dinámica de funcionamiento. Se han establecido tres posibles configuraciones que pueden verse en la siguiente figura.

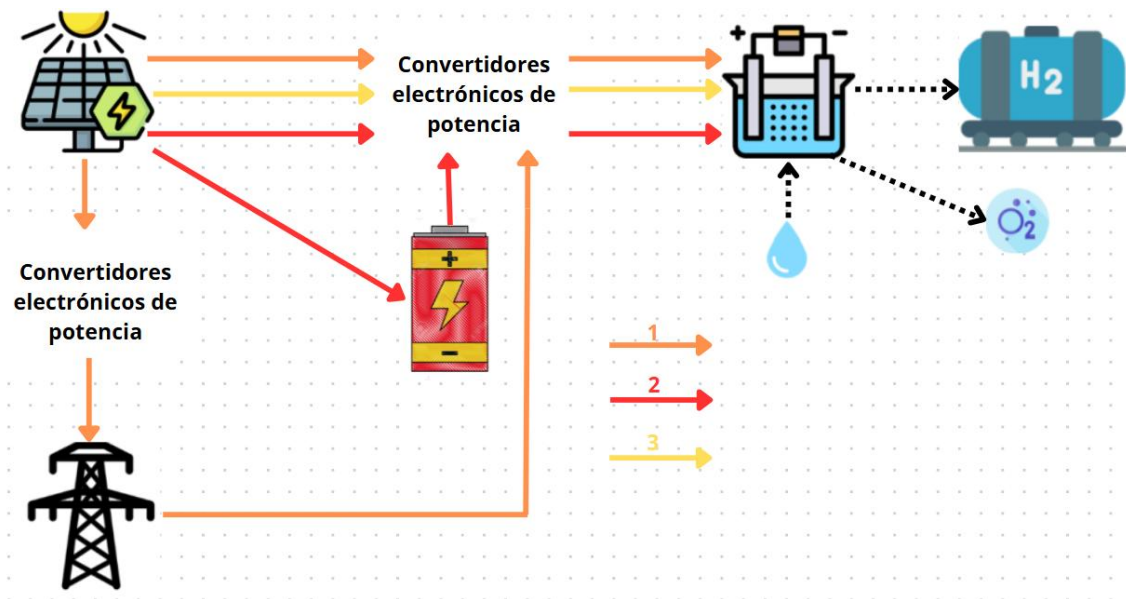


Figura 49. Posibles modos de funcionamiento de nuestra planta de producción de hidrógeno verde. Elaboración propia

Caso 1 (flecha naranja): En este caso la planta trabajaría en horario con suficiente radiación y cuando no la haya se inyectaría energía al electrolizador desde la red, ya sea para trabajar a potencia nominal o para poner el electrolizador en modo standby con las condiciones de presión y temperatura necesarias para ser arrancado rápidamente cuando vuelva a haber radiación suficiente. Además, la conexión a la red nos permitiría vender si hay algún excedente de energía eléctrica. Esta opción se descarta ya que el mix eléctrico nacional y el andaluz no es 100 % renovable como se vio en el punto 2.3.5, es decir, no estaríamos produciendo hidrógeno verde, que es lo que queremos.

Caso 2 (flecha roja): En este caso nos encontramos con un sistema de producción autónomo con baterías, es decir, funcionando en horas con radiación suficiente, en el que habría que sobredimensionar el sistema fotovoltaico para guardar el excedente necesario en las baterías, al igual que anteriormente ya sea para producir a potencia nominal o para poner el electrolizador en modo standby. Para descartar o no esta opción se han considerado dos situaciones. La primera situación ha sido considerar que va a usarse el 50 % del caudal terciario de la EDAR más desfavorable de la empresa Acosol para producir el

hidrógeno verde, es decir, aquella EDAR que tiene un caudal terciario más bajo, y haciendo estimaciones determinar si resulta realista o no incluir baterías.



Figura 50. Saneamiento integral de la Costa del Sol occidental [47]

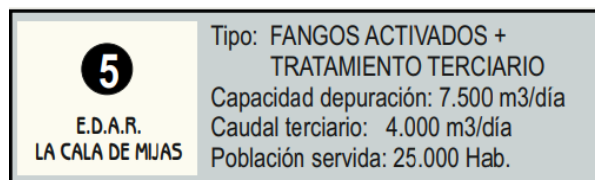


Figura 51. Datos de la EDAR La Cala de Mijas

Como puede verse en la figura 50 la EDAR de Casares es la que posee menor caudal, pero no cuenta con caudal terciario de agua regenerada que es la que nos interesa tratar a nosotros, por ello la siguiente es la EDAR de La Cala de Mijas, que posee un caudal de depuración diario total de 7.500 m<sup>3</sup> y de esa cantidad 4.000 m<sup>3</sup> corresponden al caudal terciario. Como dijimos antes, de esa cantidad supondremos que la mitad será destinada al riego de zonas verdes, campos de golf o lo que se considere oportuno y la mitad restante, es decir, 2.000 m<sup>3</sup>, se destinarán a la producción de hidrógeno verde. Considerando una densidad de agua de 1 L/kg tenemos 2.000.000 de kg de producción de agua diaria. La relación estequiométrica de la reacción de electrólisis es de 9 kg de agua para producir 1kg de hidrógeno, pero considerando tratamientos como ósmosis inversa para dejar el agua ultrapura y posibles pérdidas consideraremos 15 kg de agua para producir 1 kg de hidrógeno. De esa forma tenemos:

$$\text{Agua necesaria por kg de H}_2 = \frac{2.000.000 \text{ L H}_2\text{O}}{15 \text{ L H}_2\text{O/Kg H}_2} = 133.333 \text{ kg H}_2 \text{ al día}$$

Estimando un rendimiento del electrolizador PEM medio de 56.6 KWh/kg H<sub>2</sub> incluyendo el BoP obtenemos:

$$\text{Energía necesaria} = \frac{133.333 \text{ kg H}_2}{56.6 \text{ KWh/kg H}_2} = 7.546.667 \frac{\text{KWh}}{\text{día}} \cong \frac{7.547 \text{ MWh}}{\text{día}}$$

Y a su vez estimando una media anual de horas solares pico (HSP) en Málaga de 5.5 horas queriendo aprovechar toda el agua en ese tiempo queda:

$$\text{Potencia electrolizador} = \frac{7.547.667 \text{ KWh}}{5.5 \text{ h}} = 1372.121 \text{ KW} \cong 1.372 \text{ MW}$$

Si queremos usar las baterías para poner el electrolizador en standby en torno a un 5 % de su potencia nominal necesitaremos una potencia de baterías de:

$$\text{Potencia baterías} = 1.372.121 \text{ KW} \cdot 0.05 = 68.606 \text{ KW}$$

Y si queremos poner en standby el electrolizador sólo de noche (12 horas aproximadamente) sin considerar como es obvio que puede haber días o incluso semanas en Málaga que puede estar nublado o con mal tiempo queda una energía a almacenar en las baterías de:

$$\text{Energía para standby de noche} = 68.606 \text{ KW} \cdot 12 \text{ h} = 823.272 \frac{\text{KWh}}{\text{día}} \cong 823 \frac{\text{MWh}}{\text{día}}$$

Sin considerar si hubiese espacio suficiente o no en la EDAR de La Cala de Mijas para la construcción del sistema fotovoltaico que garantice la potencia y energía necesaria al electrolizador, así como espacio para el electrolizador o los electrolizadores y equipos de purificación del agua para los valores calculados anteriormente, nos daría una energía a almacenar diaria en las baterías de 823 MWh, algo absolutamente inviable. Se necesitarían baterías de gran escala industrial con un presupuesto millonario. Por poner un ejemplo, la marca Tesla ofrece baterías de almacenamiento masivo estacionario como son las Tesla Megapack [48], cada Megapack XL posee un almacenamiento de 3.9 MWh y considerando que necesitamos 823 MWh / 3.9 MWh = 211 unidades, y cada unidad tiene un precio estimado de 1.5 millones de dólares nos saldría un coste de 316.5 millones de dólares, sin contar otros costes asociados como la instalación, permisos o el recambio por ciclos de carga, entre otros.

Hemos visto que usando la mitad del caudal de agua del terciario de la EDAR más desfavorable nos sale una instalación a gran escala tanto en kilogramos de hidrógeno producidos al día, como en potencia del electrolizador, así como en tamaño de baterías.

Se hará ahora un análisis análogo al anterior para un escenario más realista. En este caso se escogerá el electrolizador con más capacidad de producción de hidrógeno de la empresa de electrolizadores H2B2, el modelo EL2000N [49], y a partir de su ficha técnica y sus parámetros se estudiará la viabilidad de las baterías. El electrolizador cuenta con un flujo de hidrógeno máximo de 178 kg/h cuando se trabaja a potencia nominal y los requerimientos eléctricos que tiene pueden verse en la siguiente figura.

- Voltage: 6.6–24 kV for rectifiers and 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) for BoP
- Frequency: 50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3%
- Total installed power: 14,000 kW
- Stack Consumption (\*): 4.7 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>
- AC power Consumption (BoP + stack) (\*): 5.1 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>

(\* ) This value could be lower, depending on final configuration

Figura 52. Parámetros eléctricos del electrolizador EL200N de la empresa H2B2 [49]

Sabiendo por la densidad del hidrógeno que 1 kg de H<sub>2</sub> ≈ 11.1 Nm<sup>3</sup>, podemos hallar el consumo energético del electrolizador, incluyendo stack y BoP:

$$\text{Energía total} = 5.1 \frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3 \text{H}_2} \cdot 11.1 \frac{\text{Nm}^3 \text{H}_2}{\text{kgH}_2} = 56.6 \frac{\text{KWh}}{\text{kgH}_2}$$

Como queremos producir a potencia nominal los kilogramos de hidrógeno máximos necesitaremos:

$$\text{Potencia necesaria} = 178 \frac{\text{kgH}_2}{\text{h}} \cdot 56.6 \frac{\text{KWh}}{\text{kgH}_2} = 10.074 \frac{\text{KWh}}{\text{h}} \cong 10 \text{ MW}$$

La energía diaria sería, considerando como en el caso anterior 5.5 h de HSP:

$$\text{Energía diaria} = 10 \text{ MW} \cdot 5.5 \text{ h} = 55 \frac{\text{MWh}}{\text{día}}$$

Y la producción diaria de hidrógeno:

$$\text{Producción diaria de hidrógeno} = \frac{55.000 \text{ KWh}}{56.6 \frac{\text{KWh}}{\text{kgH}_2}} \cong 972 \frac{\text{kgH}_2}{\text{día}}$$

Mantener el electrolizador en standby nocturno a un 5 % de su potencia nominal, es decir, 5 % de 10 MW, resultaría en un consumo de:

$$\text{Consumo standby} = 500 \text{ KW} \cdot 12 \text{ h} = 6 \frac{\text{MWh}}{\text{día}}$$

Si consideramos el mismo ejemplo que anteriormente con las baterías Tesla Megapack nos daría un coste superior a los 2 millones de euros.

Descartamos la opción de las baterías ya que aun considerando un escenario más realista de unos 1000 kg de producción de hidrógeno diarios el resultado es un presupuesto millonario, además de que pondría al electrolizador sólo en modo standby por la noche, consumiendo un ciclo de carga diario y reduciendo a su vez la vida útil de la batería, teniendo que apagar el electrolizador igualmente cuando haya días o semanas nubladas o con mal tiempo. Para una producción estable de hidrógeno a potencia nominal o a un valor más bajo, o más tiempo en modo standby, sería aún más costoso y tampoco hay muchas opciones disponibles en el mercado para ese tamaño de baterías. Se descarta por tanto el uso de baterías para el proyecto ya que lo encarecería y complicaría demasiado.

Caso 3 (flecha amarilla): El caso que elegiremos será el correspondiente a un sistema autónomo sin baterías, al descartarse los dos anteriores. Este método de producción tiene

una serie de ventajas e inconvenientes que serán discutidos posteriormente, aunque para el tamaño que tendrá nuestra planta será el más adecuado.

## 4.2 Definición de la cantidad de hidrógeno a producir

La Mancomunidad de Municipios de la Costa del Sol Occidental no cuenta con empresas que usen el hidrógeno de manera significativa como bien pueden ser empresas productoras de amoníaco, metanol, refinerías o acerías. Se plantea como opción viable y justificada destinar la producción local de hidrógeno verde al abastecimiento de la flota de camiones de recogida de residuos sólidos urbanos (RSU) de la Mancomunidad mediante pilas de combustible, permitiendo así un uso directo, fiable y alineado con los objetivos de descarbonización del transporte urbano, en concreto del transporte pesado.

Según la web de la Mancomunidad de Municipios de la Costa del Sol Occidental [50] dispone de un total de 11 camiones para la recogida de RSU, con las siguientes funcionalidades:

- 5 camiones recolectores de carga trasera con caja compactadora
- 2 camiones mixtos para carga trasera y superior, equipados con grúa-pluma
- 1 camión recolector con caja compactadora y grúa-pluma
- 3 camiones de carga lateral con caja compactadora

Como puede verse en la web de Mancomunidades también se posee flota de camiones para recogida de papel y cartón, vidrio y limpieza y mantenimiento, pero la producción del hidrógeno verde realizada en este proyecto se destinará principalmente a la flota de camiones de RSU. Esta decisión se justifica en función del mayor requerimiento operativo de este tipo de vehículos, que presentan una frecuencia de uso diaria más elevada (incluso en días festivos en muchos municipios), rutas de mayor extensión y carga media transportada, en comparación con los camiones asignados a la recogida selectiva (papel y cartón, envases ligeros o vidrio) o a labores de mantenimiento.

Además, hay que tener en cuenta la inversión inicial que habría que hacer, ya que ninguno de los camiones que operan actualmente son de pila de combustible.

Aunque el llenado del tanque de combustible de un camión de recogida de RSU de hidrógeno depende del modelo en general suelen requerir en torno a 15-20 kilogramos.

Se estimarán 20 kilogramos de hidrógeno para el llenado del tanque de combustible de los camiones, aunque puede ser menos o más dependiendo del modelo, siendo así la cantidad de hidrógeno a producir por día:

$$\text{Consumo hidrógeno diario} = 11 \text{ camiones} \cdot 20 \frac{\text{kgH}_2}{\text{camión/día}} = 220 \frac{\text{kgH}_2}{\text{día}}$$

Vehicle type	Main contractor	Chassis	Make & output of fuelcell	Battery & output	Pressure/ no of tanks / kg	Anticipated KMs on full charge
Refuse vehicle municipal waste	Geesinknorba (Holthausen)	Mercedes Econic low entry cab in electric configuration  Geesinknorba – supplier of collection body equipment & chassis	Hydrogenics	145 kWh	350 bar 4 x 5 kg tanks  Total 20 kg	120 km on H2
Refuse vehicle municipal waste	E-trucks	DAF CF truck GVW 27 ton	1 x 40 kW	136 kWh	15 kg 350 bar	120 km on H2
Refuse vehicle municipal waste as private operator under contract	E-trucks	DAF diesel base  HIAB crane  VDK Belgium compacting body	Proton Motor  1 x 45 kW	136 kWh	15 kg  350 bar	120 km on H2

Figura 53. Diferentes modelos de camiones de recogida de RSU impulsados por hidrógeno

Se adopta como base de cálculo el consumo diario de hidrógeno, al ser el parámetro que define de forma más realista la operación diaria del sistema, tanto en lo relativo a la producción fotovoltaica como al abastecimiento de la flota de vehículos. La estimación de los 165 kg de hidrógeno diarios responde a una demanda constante y previsible, vinculada a rutas de recogida de residuos que se repiten cada jornada.

No obstante, se van a incorporar también estimaciones mensuales y anuales obtenidas mediante extrapolación de ese valor diario, aunque dicha extrapolación debe interpretarse con cautela, ya que no garantiza que todos los días del mes o año puedan alcanzarse esas cifras, especialmente en sistemas autónomos expuestos a condiciones climáticas variables. Por ello, aunque el cálculo mensual o anual es útil como estimación acumulada, el análisis técnico se fundamenta principalmente en la capacidad de cubrir la demanda diaria de forma continua y fiable.

$$\text{Consumo hidrógeno mensual} = 165 \frac{\text{kgH}_2}{\text{día}} \cdot 30 \frac{\text{días}}{\text{mes}} = 6.600 \frac{\text{kgH}_2}{\text{mes}}$$

$$\text{Consumo hidrógeno anual} = 4950 \frac{\text{kgH}_2}{\text{mes}} \cdot 12 \frac{\text{meses}}{\text{año}} = 79.200 \frac{\text{kgH}_2}{\text{año}}$$

### 4.3 Elección de la EDAR para la producción de hidrógeno

Para la elección de la EDAR nos hemos basado en las siguientes consideraciones:

- Buenos datos de irradiación solar. Prácticamente todos los municipios pertenecientes a la Mancomunidad de Municipios de la Costa del Sol Occidental tienen unas tasas de irradiación solar muy similares, por lo que en este caso no se hace ninguna distinción favorable o desfavorable entre ninguno de ellos.

- Disponibilidad de agua regenerada con tratamiento terciario. Según puede verse en la figura 50 la EDAR de Guadalmanza es la que más caudal terciario dispone con 100.000 m<sup>3</sup>/día, mientras que la EDAR de la Cala de Mijas es la que menos dispone, con 4.000 m<sup>3</sup>/día. Se descarta la EDAR de Casares por no poseer caudal terciario. Aunque como se ha visto haciendo el estudio de la capacidad de las baterías el agua no será un problema, porque aun usando el 50 % del caudal terciario de la EDAR de la Cala de Mijas para la producción de hidrógeno y el resto para otros usos, podrían producirse aproximadamente 133.333 kg de hidrógeno diarios, cifra muy superior a la que se ha estimado de producción diaria. Este apartado de nuevo concluye en que no hay ninguna distinción para el estudio en ninguno de los municipios.
- Consumidor industrial de hidrógeno cercano. Como se dijo anteriormente no existe ninguna empresa cercana que destaque por el uso del hidrógeno, así que de nuevo no hay ningún municipio que destaque sobre otro en este aspecto.
- Cercanía a rutas o centros logísticos de camiones de recogida de RSU. Según la web de la Mancomunidad [50] existen numerosas rutas y todas ellas finalizan en el Complejo Ambiental Costa del Sol, que se ubica en Casares, donde se gestionan los residuos urbanos. Si se quiere instalar la hidrogenera para los camiones en la misma EDAR donde se produce el hidrógeno la solución óptima sería escoger un lugar centrado entre municipios para evitar trayectos demasiado largos de ida y vuelta ya que los camiones actuales en el mercado (figura 53) suelen tener una autonomía de unos 120 km con el depósito lleno. En ese caso las mejores opciones serían la EDAR de Guadalmanza, la EDAR de Marbella-La Víbora o la EDAR de La Cala De Mijas.
- Espacio para la construcción civil. En este apartado se ha tenido en cuenta principalmente que el terreno sea llano para facilitar la obra civil, que haya suficiente espacio en los alrededores para la construcción de la planta y una estimación de su valor catastral en caso de conllevar una expropiación o adquisición para su uso público, entre otros. Este caso será analizado en el apartado 4.3.1 en el que se estudiarán las tres EDAR mencionadas en el caso anterior.

#### *4.3.1 Estudio del emplazamiento óptimo de la instalación*

Comenzaremos el estudio por la EDAR de Guadalmanza. Como puede verse en la Figura 54 a simple vista se observan varias parcelas agrícolas en un terreno aparentemente llano e inmediatamente próximas a la EDAR. La parte de abajo de la figura por donde fluye el Río Guadalmanza sería inaccesible, ya que, aunque en la figura aparece seco no siempre es así. La parcela que más nos interesa es la que puede verse destacada en azul, ya que es la más grande y donde se podría ubicar la instalación fotovoltaica.

Dado que parece que está dedicada a cultivos se revisará en la Sede Electrónica del Catastro [52].



Figura 54. Vista de la EDAR de Guadalmanza desde Google Earth

**PARCELA CATASTRAL 29051A00500006**
3D

Croquis



Fotografía fachada



Parcela construida sin división horizontal  
Polígono 5 Parcela 6  
GUADALMANSA. ESTEPONA (MÁLAGA)  
30.635 m<sup>2</sup>

Más información de la parcela ▼

**INFORMACIÓN DE LOS INMUEBLES**
↗

**29051A005000060000MF**

Agrario | 235 m<sup>2</sup> | 1984

Figura 55. Parcela catastral considerada EDAR Guadalmanza

La parcela seleccionada presenta una superficie amplia de 30.635 m<sup>2</sup> con una superficie construida de 235 m<sup>2</sup>, clasificada como suelo rústico agrario y uso principal agrario, además construida sin división horizontal lo que facilitaría la instalación al tratarse de un terrero continuo. Como puede verse en la figura 56 hay superficies de cultivo de baja intensidad o improductivas lo que facilitaría la eventual adquisición o expropiación para uso público, al presentar un valor fiscal más bajo. Aunque esa superficie improductiva no es gran parte del total.

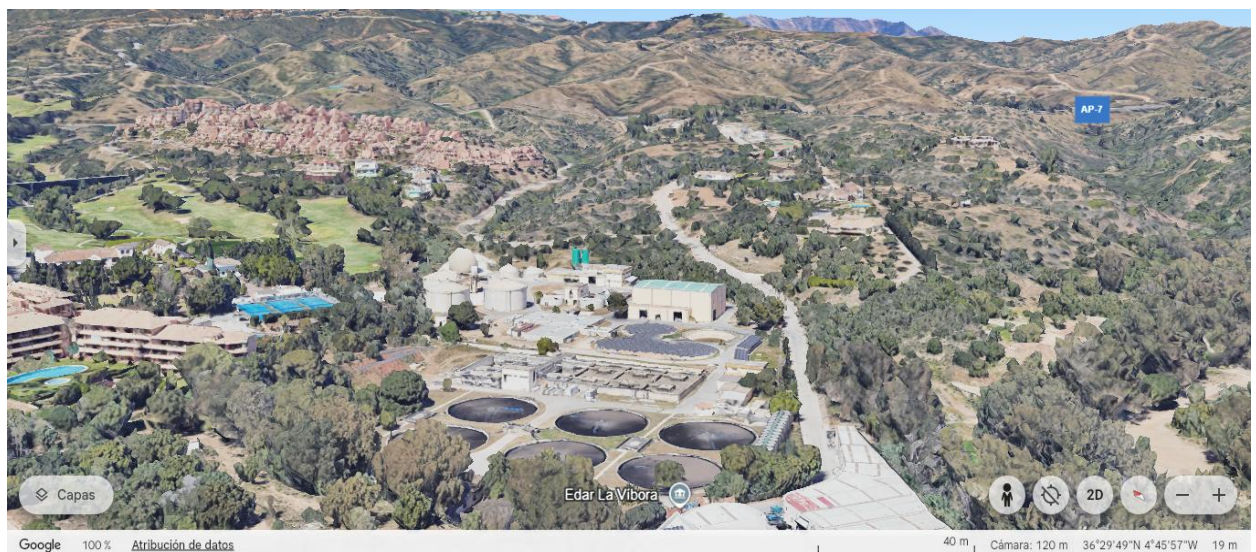
**CULTIVO**

Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
a	FA Frutales Tropicales o Subtropicales	01	24.383
b	I- Improductivo	00	3.428
c	NR Agrios regadío	02	58
d	I- Improductivo	00	3.376

*Figura 56. Desglose de subparcelas por tipo de cultivo*

La parcela presenta viabilidad técnica, accesibilidad y condiciones adecuadas para su desarrollo energético.

La siguiente a estudiar es la EDAR Marbella-La Víbora. Según puede verse en la figura 57 el terreno inmediato a la planta está bastante urbanizado y arbolado, sin grandes superficies diáfanas y con orografía montañosa, lo que reduce el terreno útil y eleva los costes de la obra civil, además de que puede generar sombreado a determinadas horas según la ubicación del sistema fotovoltaico. Además, la vía que puede apreciarse parece bastante estrecha, lo que a su vez dificultaría la entrada de maquinaria pesada. De momento queda descartada su ubicación para la planta de producción de hidrógeno verde.



*Figura 57. Vista de la EDAR Marbella-La Víbora desde Google Earth*

La última en estudiar será la EDAR de La Cala De Mijas. Como puede verse en la figura 58 existe un amplio terreno sin urbanizar, abierto y sin construcciones. Hay algunas zonas con olivos dispersos y el terreno es llano con zonas suavemente inclinadas, pudiéndose colocar el parque justo al lado de la EDAR sin necesidad de cruzar carreteras principales minimizando pérdidas eléctricas y simplificando permisos de interconexión. Además, la zona cuenta con buena accesibilidad vial en un entorno semiindustrial.



*Figura 58. Vista de la EDAR de La Cala De Mijas desde Google Earth.*

La parcela que nos interesa analizar es la que se sitúa justo al lado de la EDAR y que puede verse en la siguiente figura.



*Figura 59. Parcela anexa a la EDAR de La Cala De Mijas vista desde arriba. Sede Electrónica del Catastro*

Como puede verse en la figura 60 la parcela cuenta una superficie de aproximadamente 200.000 m<sup>2</sup> con suelo industrial construido de 159 m<sup>2</sup> que se usa como almacén.



Figura 60. Parcela catastral considerada EDAR La Cala de Mijas

El resto se clasifica íntegramente como suelo rústico improductivo (figura 61), sin actividad agrícola ni uso intensivo. Este dato es especialmente relevante desde el punto de vista técnico-económico, ya que facilita la expropiación o adquisición con un coste reducido, al presentar un valor catastral bajo y estar libre de cargas derivadas de su explotación.

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
a	I- Improductivo	00	41
b	I- Improductivo	00	201.928

Figura 61. Desglose de subparcelas por tipo de cultivo

Desde el punto de vista físico y operativo, se trata de una parcela amplia y continua, próxima a la EDAR y con algunas edificaciones tipo almacén que podrían integrarse o reconvertirse para un uso técnico o de mantenimiento del sistema de producción de hidrógeno. El terreno es ligeramente inclinado, aunque sin pendientes demasiado abruptas y la zona que interesa, que es la más próxima a la EDAR, es la que menos pendiente presenta. En las figuras 62 y 63 se ha hallado el perfil de elevación de dos líneas o rutas que se encuentran dentro del área de la subparcela a considerar justo al lado de la EDAR, gracias a la aplicación de escritorio Google Earth Pro.

Los perfiles de elevación de ambas rutas confirman que el terreno es muy apto para la instalación de una planta solar, con desniveles de no más de tres metros y pendientes poco pronunciadas. Aunque para realizar la obra civil será necesario allanar y preparar el terreno el poco desnivel y la poca pendiente facilitará el proceso.

Concluimos que la EDAR de La Cala De Mijas representa la opción más equilibrada y favorable por su parcela clasificada como rústica improductiva, su amplitud, su accesibilidad, su cercanía a la EDAR y su suavidad topográfica.

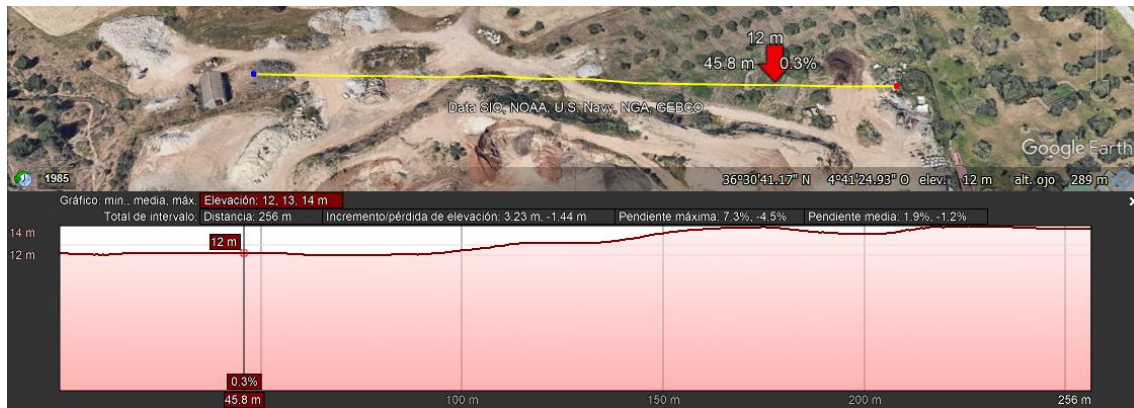


Figura 62. Perfil de elevación de ruta 1 en la subparcela anexa a la EDAR de La Cala De Mijas

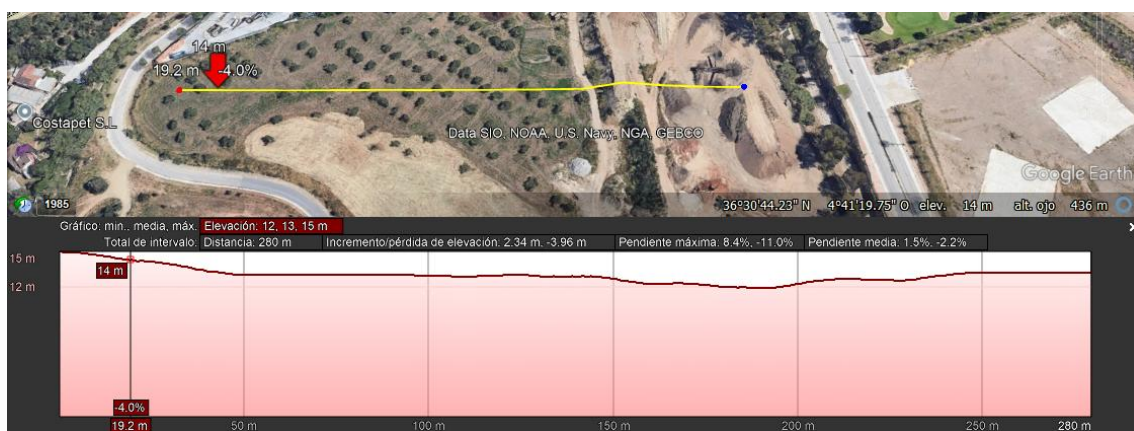


Figura 63. Perfil de elevación de ruta 2 en la subparcela anexa a la EDAR de La Cala De Mijas

## 4.4 Elección del electrolizador

Como se ha visto en el apartado anterior se ha elegido una parcela lo suficientemente amplia para despreocuparnos de que la producción de hidrógeno esté condicionada por la superficie disponible para los módulos fotovoltaicos. Al igual, se llegó a la conclusión de que se va a tener suficientemente agua regenerada como para que el agua disponible no sea un obstáculo o límite en la producción de hidrógeno.

Dado el carácter autónomo del sistema y la necesidad de asegurar una producción constante de hidrógeno verde durante todo el año, se ha optado por una estrategia de elección del electrolizador considerando que se debe cumplir dicha producción diaria de 200 kg de hidrógeno incluso en el mes más desfavorable, es decir, aquel mes en el que la media diaria de la irradiación global sobre una superficie es menor. A esa energía por unidad de superficie es la que llamamos Hora Solar Pico ( $HSP = 1000 \text{ Wh/m}^2$ ) y va directamente relacionada con la energía que nos va a generar un panel solar al día.

Ya que es una energía incidente por unidad de superficie, es lógico que el ángulo de inclinación del panel vaya a afectar al resultado de las HSP del mes más desfavorable. Por eso, antes de nada, se ha calculado la inclinación y orientación óptima de los paneles en

la parcela considerada. Situándose en el hemisferio norte la orientación óptima es dirigida hacia el sur, con azimut = 0°. A su vez la inclinación óptima según la latitud del lugar queda recogida en la tabla 08.

Al tratarse de una instalación concebida para operar todo el año, resulta preferible maximizar la producción anual, ya que optar por una inclinación muy vertical del panel como consecuencia de querer optimizar la instalación para el invierno resultaría en una pérdida significativa de eficiencia en verano, cuando la radiación solar es mucho mayor. Puede compensarse el excedente producido almacenando el hidrógeno o con una gestión flexible de carga.

Periodo de diseño	$\beta_{opt}$	$K = \frac{G_{dm}(0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

Tabla 08. Cálculo de la inclinación óptima de los paneles, IDAE [35]

Dicho lo anterior y teniendo en cuenta que la latitud de la parcela es  $\phi = 36.5^\circ$  se tiene que la inclinación óptima es de  $\beta = \phi - 10 = 36.5^\circ - 10 = 26.5^\circ$ .

Para adaptar la instalación a estructuras comerciales estándar, se optará por una inclinación de  $30^\circ$ . Con el fin de evaluar si esta modificación afecta significativamente a la captación solar, se calculará el factor de irradiación correspondiente a dicha inclinación y se comparará con el de la inclinación óptima. Esto permitirá evaluar el impacto real del cambio. Los valores de referencia se tomarán del documento técnico de instalaciones aisladas del IDAE.

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \quad 15^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$$

Donde  $\beta$  es el valor de la inclinación elegida,  $\beta_{opt}$  es el valor de la inclinación óptima calculado y  $\alpha$  es el azimut que como hemos orientado el panel al sur resulta  $0^\circ$ .

Calculando se obtiene:

$$FI = 1 - [1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 26.5)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot 0^2] = 0.999853$$

Según el resultado del factor de radiación sólo se perdería un 1.47 % de radiación percibida, lejos del 20 % admisible del IDEA.

Una vez que tenemos nuestra inclinación de  $30^\circ$  se pasa a calcular el mes con menor valor de HSP para dicha inclinación. Para ello se ha hecho uso del software gratuito de la Comisión Europea PVGIS [53], muy útil para calcular datos sobre la radiación solar en un lugar. Una vez buscada la ubicación exacta de la parcela en la pestaña de sistema conectado a red (nos da igual que esa no sea nuestra conexión para el cálculo de las HSP) se rellenan los datos correspondientes a la inclinación ( $30^\circ$ ) y azimut ( $0^\circ$ ), como se ve en la figura 64.

Tras pulsar en el botón de mostrar los resultados nos aparece una tabla con la irradiación sobre la superficie total mensual medida en  $\text{KWh/m}^2$ , que como puede verse en la gráfica de la figura 65 corresponde a una irradiación de  $127.89 \text{ KWh/m}^2$ . Para la media diaria puede dividirse entre el número de días, 31 en el caso de diciembre, o bien descargarse el archivo .csv en el que calcula el resultado de la media diaria para cada mes, recogido en la tabla 09, los  $127.89 \text{ KWh/m}^2$  en la columna  $H(i)_m$  del mes 12, diciembre, corresponde al total mensual y en la columna de  $H(i)_d$  para diciembre los  $4.13 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$  de media diarios, que equivalen a las 4.13 HSP.

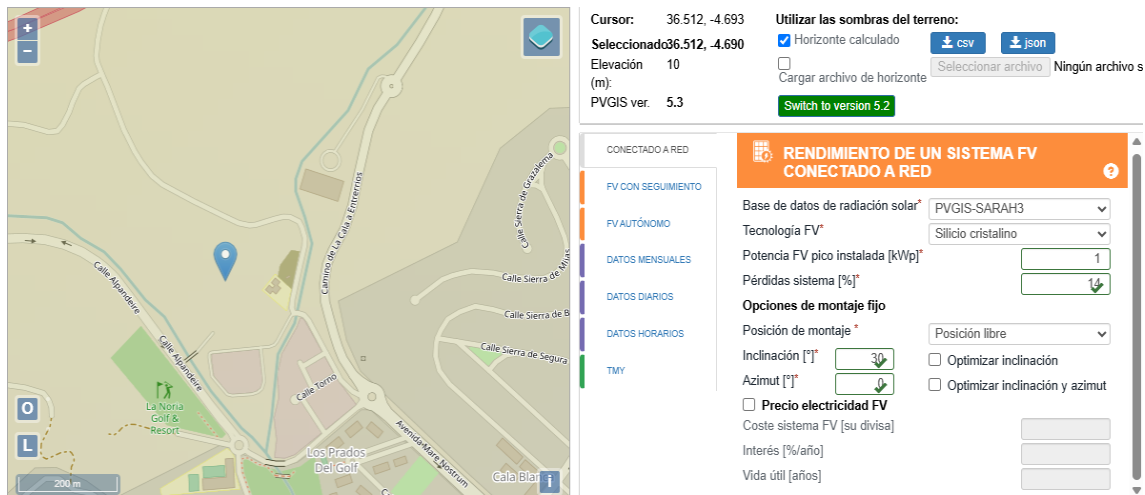


Figura 64. Interfaz inicial de PVGIS [53]

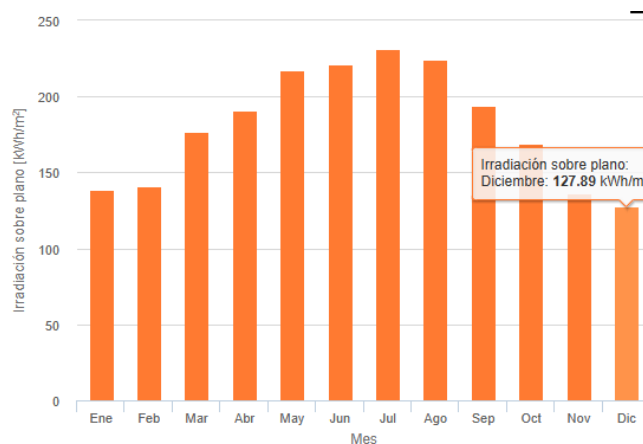


Figura 65. Irradiación total sobre la superficie por meses.

Conociendo las HSP ya tenemos la base para elegir el electrolizador. Se ha elegido la empresa H2B2 [54] por diversos motivos, tiene empresa en Andalucía cerca de la EDAR de La Cala de Mijas, sus electrolizadores están fabricados en España. Certificados desarrollados según los códigos y normas europeas o americanas, según la ubicación del cliente, ya que cuenta con sede en EE. UU. Además, suministra electrolizadores con la etiqueta CE (Conformidad Europea) y los estudios de seguridad requeridos, así como su participación en diferentes asociaciones naciones e internacionales de hidrógeno [16].

Month	E <sub>d</sub>	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>d</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>
1	3.69	114.26	4.47	138.68	11.75
2	4.11	115.19	5.04	141.03	13.12
3	4.58	142.13	5.7	176.79	18.28
4	5.01	150.38	6.36	190.83	12.51
5	5.44	168.66	7.02	217.58	9.96
6	5.61	168.39	7.37	220.99	5.33
7	5.61	173.91	7.46	231.35	4.05
8	5.44	168.79	7.23	223.98	5.27
9	4.98	149.36	6.47	194.09	7.24
10	4.29	132.98	5.46	169.26	11.1
11	3.68	110.46	4.55	136.56	11.94
12	3.4	105.45	4.13	127.89	10.59
Year	4.66	141.66	5.94	180.75	3.55

Tabla 09. Valores de irradiación media diaria sobre la superficie por meses, H(i)<sub>d</sub>

Primeramente, se ha hecho el estudio con el modelo EL400N que tiene un flujo de hidrógeno máximo trabajando a potencia nominal 35.6 kg/h, que multiplicado por las 4.13 HSP pico de diciembre darían aproximadamente 147 kg de hidrógeno al día. Es por ello por lo que finalmente se ha decidido por el electrolizador EL600N que presenta una capacidad de producción de 53.4 kg/h y un consumo energético de 58.1 KWh/kg H<sub>2</sub>. Si operamos entonces las 4.13 HSP de media de diciembre obtenemos:

$$\text{Producción diaria} = 53.4 \frac{\text{kgH}_2}{\text{h}} \cdot 4.13 \frac{\text{h}}{\text{día}} \cong 220.5 \frac{\text{kgH}_2}{\text{día}}$$

Que es casi exactamente el valor de 220 kilogramos diarios que planteamos como objetivo.

La energía diaria necesaria para sostener dicha producción sería:

$$\text{Energía diaria} = \frac{220.5 \text{kgH}_2}{\text{día}} \cdot 58.1 \frac{\text{KWh}}{\text{kgH}_2} \cong 12.811 \frac{\text{KWh}}{\text{día}}$$

La potencia mínima que debería tener el sistema fotovoltaico sería:

$$\text{Potencia mínima} = \frac{12.811 \frac{\text{KWh}}{\text{día}}}{4.13 \text{h}} \cong 3102 \frac{\text{KW}}{\text{día}}$$

Algunas de las características del electrolizador EL600N son recogidas en la siguiente tabla:

<b>Flujo nominal de hidrógeno</b>	53.4 Kg/h
<b>Presión de operación</b>	15-40bar
<b>Pureza del hidrógeno (antes de la purificación del gas)</b>	>99.9%; <25ppm O <sub>2</sub> ; H <sub>2</sub> O
<b>Voltaje</b>	6.6-24 kV para rectificadores y 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) para BoP

<b>Frecuencia</b>	50 Hz $\pm$ 5% / 60 Hz $\pm$ 3%
<b>Total de potencia instalada</b>	4.000KW
<b>Potencia AC consumida (BoP + stack)</b>	$\leq$ 58.1 kWh/kg H <sub>2</sub> (3,102.5 kW Potencia Nominal @ BoL, 100% Carga)
<b>Consumo agua</b>	< 1 L/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
<b>Conductividad agua</b>	> 10 M $\Omega$ cm (< 0.1 uS/cm)
<b>TOC</b>	< 30 ppb
<b>Presión y temperatura entrada agua</b>	8-10 bar, 5-35 °C
<b>Dimensiones (LxWxH)</b>	(2 x [40ft container (12.0m x 2.4m x 2.9m)])
<b>Tiempo de arranque en frío</b>	< 20min

Tabla 10. Características principales del electrolizador EL600N

## 4.5 Elección del equipo de purificación del agua

En el apartado 2.2.1 se mencionó que se requiere que la entrada del agua al electrolizador sea agua ultrapura tipo I ASTM D1193-06 grado A. Como no se tiene información disponible ni se ha podido contactar con ninguna empresa de la provincia de Málaga ni de Andalucía, se estimará una composición típica de salida de un tratamiento terciario. Las aguas de la provincia de Málaga suelen ser más duras con una mayor concentración de calcio y magnesio, aunque por normal general eso no afectará significativamente al tratamiento que se le tenga que hacer al agua posteriormente. La composición de salida del tratamiento terciario se estimará según las normativas exigidas para la aplicación que suele darle a dicha agua la empresa Acosol, es decir, principalmente el riego de zonas verdes o campos de golf. La composición estimada se recoge en la siguiente tabla:

<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor típico</b>
Conductividad eléctrica	$\mu$ S/cm	700-3.000
Resistividad	$\Omega$ ·cm	333-1.428
Sólidos totales disueltos (TDS)	mg/L	450-2.000
pH	-	6.5-8.5
Sílice (SiO <sub>2</sub> )	mg/L	5-25mg/l
Boro (B)	mg/L	$\leq$ 2
Sodio (Na <sup>+</sup> )	mg/L	$\leq$ 900

Cloruros ( $\text{Cl}^-$ )	mg/L	$\leq 1.100$
Sulfatos ( $\text{SO}_4^{2-}$ )	mg/L	$\leq 1.000$
Calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ )	mg/L	$\leq 400$
Magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ )	mg/L	$\leq 60$
Carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ )	mg/L	$\leq 3$
Bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ )	mg/L	$\leq 600$
Tasa de adsorción de sodio (TAS)	-	$\leq 15$
Nitrógeno total	mg/L	20-60
Fósforo total ( $\text{P}_2\text{O}_5$ )	mg/L	15-35
Potasio ( $\text{K}_2\text{O}$ )	mg/L	12-36

Tabla 11. Estimación de la composición del agua a la salida del tratamiento terciario

No se han incluido sólidos en suspensión (SS) que no estén disueltos en el agua ya que se ha considerado que el tratamiento terciario tiene filtración y procesos avanzados que ayuden a eliminarlos, al igual que la materia orgánica (TOC) y pesticidas, los cuales si queda algún residual serán eliminados en los tratamientos posteriores. Para la eliminación de las bacterias, virus y nematodos que tampoco se han incluido se podría optar por una desinfección con rayos UV, pero se ha descartado esa opción por consumir demasiada energía y se ha decidido incluir una cloración en el tratamiento terciario, dejando al agua libre de endotoxinas. Para la eliminación del cloro será necesaria una etapa de carbón activo que se incluirá como última etapa del proceso conjunto de tratamiento de agua (ver figura 67), ya que es importante dejar el agua libre de cloro, siendo este un agente oxidante fuerte que podría dañar la membrana del electrolizador. Dicha etapa de carbón activo ayudaría también a reducir los TOC.

Si nos vamos a la tabla 10 de características del electrolizador que se usará vemos que los requisitos exigidos para la entrada del agua se centran en la conductividad, resistividad, presión y temperatura. Aunque la forma en la que afectan las impurezas del agua a los electrolizadores PEM está aún en proceso de estudio [39], sí que se sabe que es necesario que la pureza del agua sea lo más elevada posible, es por ello por lo que nuestro requerimiento ha sido el uso del agua ultrapura tipo I ASTM D1193-06 grado A, cuyas características quedan recogidas en la tabla 11.

Para llegar a las condiciones requeridas de ese tipo de agua se ha optado por dos tratamientos. El primero de ellos sería la ósmosis inversa (OI), con la que se reducirían las sales, conductividad y TDS, así como la disminución de sílice, metales e iones disueltos, incluso si queda algo de TOC restante. El segundo proceso sería el intercambio iónico (IX) que en principio reduciría la conductividad final a los  $0.0555 \mu\text{S}/\text{cm}$  que es lo que se exige.

Para ver si se necesitaría una etapa o varias en el proceso de ósmosis se ha hecho un pequeño estudio del valor final que resultaría del rechazo tanto en la ósmosis como en el intercambio iónico. Para el rechazo de las TDS en la OI se ha considerado que esas TDS corresponden sólo a iones inorgánicos y que los compuestos no iónicos se han eliminado anteriormente, salvo el caso del sílice. Se escogerá el valor en el peor caso posible para la concentración de contaminantes y un valor medio de rechazo en las etapas de OI e IX.

Parámetro	Valor inicial	Rechazo en OI (%)	Valor tras OI	Rechazo en IX (%)	Valor final estimado
Conductividad	3.000 $\mu\text{S}/\text{cm}$	98%	60 $\mu\text{S}/\text{cm}$	99%	0.6 $\mu\text{S}/\text{cm}$
TDS	2.000 mg/L	98%	40 mg/L	99%	0.4 mg/L
Sílice ( $\text{SiO}_2$ )	25 mg/L	90%	2,5 mg/L	0%	2.5 mg/L

Tabla 12. Estimación de contaminantes tras aplicación de tratamientos de OI e IX

Atendiendo a la tabla 12 se obtendría una conductividad de 60  $\mu\text{S}/\text{cm}$ , una concentración de TDS de 0.4 mg/L y una concentración de sílice de 2.5 mg/L. La conductividad y las TDS están estrechamente ligadas así que se ha considerado que, si la conductividad cumple los requisitos, las TDS también lo hará. Si comparamos los resultados obtenidos con la tabla 11 vemos que se cumplen los valores de sílice obtenidos, pero no así los valores de conductividad, ya que se requieren valores  $\leq 0.0555 \mu\text{S}/\text{cm}$ . Se ha valorado el colocar una doble etapa de ósmosis inversa, pero encarecería mucho el proyecto, además de que no nos hace falta eliminar sílice, sólo sales e iones para disminuir un poco más la conductividad, así que se ha optado por incluir un sistema de doble etapa de IX de lecho mixto.

Para elegir el equipo de ósmosis inversa antes nos hace falta conocer el consumo de agua por hora. Sabemos que tenemos un flujo nominal de hidrógeno de 53.4 kg/h y que 1 kgH<sub>2</sub> = 11.126 Nm<sup>3</sup> obteniéndose un flujo de hidrógeno de:

$$\text{Flujo hidrógeno} = 53.4 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \cdot 11.126 \frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}} = 594.13 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

Y teniendo un consumo de agua de < 1 L/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> (tabla 13) resulta en un consumo de agua de:

$$\text{Consumo agua} = 594.13 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cdot 1 \frac{\text{LH}_2\text{O}}{\text{Nm}^3} = 594.13 \frac{\text{LH}_2\text{O}}{\text{h}} \cong 600 \frac{\text{LH}_2\text{O}}{\text{h}}$$

Por lo que aproximadamente nos harían falta unos 600 litros de agua por hora para el electrolizador. El equipo de ósmosis que se ha escogido es el equipo de 600 litros por hora de la marca Aquaenergy [55], ya que se adapta muy bien al caudal necesario. Las especificaciones principales del equipo se recogen en la siguiente tabla:

Producción nominal	600 l/h
Potencia eléctrica de la bomba	2.2 KW
Dimensiones (L x W x H)	1010x650x1800mm
Conversión	60%
Consumo agua	1000 l/h

Tabla 13. Especificaciones equipo de ósmosis inversa

El consumo total de agua de 1000 l/h no será ningún impedimento ya que el caudal terciario de la EDAR considerada es mucho mayor y el porcentaje diario total de agua usada en el equipo de ósmosis será un ínfimo del total del caudal terciario, cuyo excedente puede dejarse para los usos habituales, como los campos de golf. Además, se cumplen los requisitos del agua a su entrada, que debe ser con conductividad máxima de 3.000  $\mu\text{S}$  y  $\text{TDS} \leq 1.000$ .



Figura 66. Equipo de ósmosis inversa

Dado que no ha sido posible establecer contacto directo con proveedores específicos de sistemas de intercambio iónico para obtener fichas técnicas detalladas, se ha optado por realizar una estimación razonada de la potencia eléctrica del equipo, basada en su rango de caudal (600 l/h provenientes del equipo de OI) y en la experiencia técnica de sistemas similares. Esta potencia se sitúa en torno a los 0.5-0.9 kW, correspondiente al consumo de elementos auxiliares como bombas, válvulas automáticas y sistema de control.

En cuanto a los aspectos hidráulicos el equipo de OI trabaja a una presión de alimentación de 3-5 bar y generará un permeado a una presión de salida de 8-15 bar para alimentar el electrolizador sin necesidad de presión adicional.

Para mantener esta presión operativa sin pérdidas significativas, se solicitará expresamente al proveedor del sistema de intercambio iónico que diseñe el equipo con una caída de presión mínima, permitiendo así la conexión directa del efluente tratado al electrolizador sin incorporar bombas intermedias ni compresores auxiliares. Este enfoque no solo simplifica el sistema, sino que reduce el consumo energético global y mejora la eficiencia operativa del conjunto.

Cabe destacar que muchas empresas especializadas en tratamiento de agua como Aquarent [56] o NEWater [57] ofrecen soluciones a medida adaptadas a las necesidades del cliente. Por tanto, una vez definidos los requisitos del sistema, se solicitará el diseño y construcción de un equipo de intercambio iónico personalizado para asegurar que se cumplan tanto los requisitos de calidad del agua como las condiciones hidráulicas necesarias para el correcto funcionamiento del electrolizador.

Todo lo anterior queda resumido en la siguiente figura.

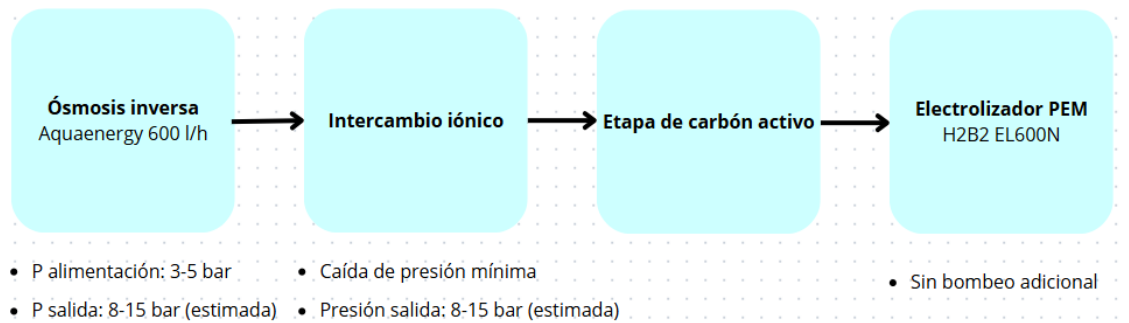


Figura 67. Diagrama del tratamiento de agua a realizar. Elaboración propia

## 4.6 Elección del equipo de compresión y almacenamiento

Como se comentó en el apartado 4.2, la producción de hidrógeno irá destinada al abastecimiento de camiones de RSU, cuya presión del tanque de combustible debe ser de 350 bar según los modelos consultados. Es por ello por lo que tras el electrolizador se dispondrá de un equipo de compresión para comprimir el hidrógeno.

Dicho proceso será llevado a cabo mediante un sistema de doble compresión con un buffer intermedio.

La presión de operación del electrolizador EL600N es de 15-45 bar con un flujo nominal de hidrógeno de 53.4 kg/h. En una primera etapa se incorporará un compresor de baja presión de la marca JRC compressors [58], construidos específicamente para trabajar con hidrógeno y con más de 40 modelos dependiendo de los requisitos exigidos, cuyas características del modelo con el que se trabajará quedan recogidas en la siguiente tabla:

No	Model	Gas flow	Inlet pressure	Outlet pressure	Gas	Power	Dimensions
		(Nm <sup>3</sup> /h)	(Mpa)	(Mpa)		(kw)	(mm)
31	DW-1.8/15-40	1500	1.5	4	Hydrogen	90	2800*2100*1400

Tabla 14. Características técnicas del compresor de baja presión

Como puede verse en la tabla el flujo máximo de salida de hidrógeno (1.500 Nm<sup>3</sup>/h equivalente a aproximadamente 135 kg/h) y la presión mínima de entrada (1.5 Mpa equivalente a 15 bar) del compresor de baja presión se adaptan perfectamente a las condiciones de flujo y presión de salida del electrolizador.



Figura 68. Compresor baja presión [58]

El hidrógeno a la salida del compresor de baja presión se almacenará en un depósito a baja presión, que es necesario debido al desajuste entre la producción y la capacidad de compresión inmediata del compresor de alta presión, cuyo caudal máximo será menor. El depósito a baja presión actuará como un buffer hidráulico, es decir, un sistema de compensación entre la producción de hidrógeno del electrolizador y el consumo del compresor de alta presión. Aunque en condiciones ideales el electrolizador podría operar de forma continua, en un sistema alimentado por energía fotovoltaica sin respaldo de red ni baterías su producción dependerá directamente de la disponibilidad solar, y por tanto puede ser intermitente o variable a lo largo del día. En este contexto el buffer permite:

- Almacenar temporalmente el hidrógeno generado en las horas solares pico, incluso si no se comprime de inmediato
- Garantizar presión y caudal estables a la entrada del compresor de alta presión, independientemente de la variabilidad de la generación
- Evitar ciclos de trabajo ineficientes o interrumpidos en el compresor, al desacoplar parcialmente la generación y la compresión
- Proteger el sistema frente a sobrepresiones o paradas por desajustes entre producción y consumo

Para determinar la cantidad mínima de almacenamiento del tanque de baja presión puede verse en la tabla 09 que el mes de julio tiene la mayor media de HSP, con 7.47. Se sobredimensionará el depósito para que se trabaje a 8 HSP. Funcionado esas HSP a potencia nominal se obtendría una cantidad de hidrógeno de:

$$\text{Masa hidrógeno} = 8 \text{ HSP} \cdot 53.4 \frac{\text{kgH}_2}{\text{HSP}} = 427.2 \text{ kgH}_2$$

Y sabiendo que el depósito de baja presión estará a una presión de 40 bar que es la presión de salida del compresor de baja presión:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T \text{ donde } n = \frac{m}{M} \Rightarrow V = \frac{m \cdot R \cdot T}{M \cdot P}$$

Donde V es el volumen en litros, m es la masa de hidrógeno en kg, R es la constante de los gases ideales en atm · L/K · mol, T es la temperatura de hidrógeno en Kelvin (se considerará el volumen a 25 °C), M es la masa molecular del hidrógeno en kg/mol y P es la presión del hidrógeno en atmósferas.

$$V_{40\text{bar}} = \frac{427.2 \cdot 0.082 \cdot 298}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 39.48} = 132.206,93 \text{ l}$$

Para el almacenamiento del hidrógeno a baja presión se ha escogido el modelo LH 145H de la empresa española Lapesa [60], con las especificaciones técnicas recogidas en la siguiente tabla:

MODELOS HORIZONTALES	LH 10H	LH 25H	LH 50H	LH 100H	LH 145H	LH 200H
Volumen nominal (m <sup>3</sup> )	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
MASA de H <sub>2</sub> (kg) <sup>1</sup>	36	90	180	360	522	720

Tabla 15. Especificaciones técnicas depósito baja presión [60]

El modelo LH 145H posee un volumen útil de 145 m<sup>3</sup> = 145.000 litros y está diseñado para 40 bar, adaptándose a nuestros requerimientos. La masa total que se puede almacenar se ha calculado a 40 bar y 0 °C.

Posteriormente, el hidrógeno almacenado se transfiere a un compresor de alta presión modelo MD 10-L 500/30-550 del fabricante suizo Burckhardt Compression [59], especializado en compresores para estaciones de repostaje de hidrógeno. Las características del compresor de alta presión se recogen en la siguiente tabla:

Type	MD 10-L 500/30-550
Pa barg	34-40
Rated power kW / hp	78 / 106
Pd barg	300-550
Mass flow Nm <sup>3</sup> / h / kg / h	500 / 45
Motor v-belt drive v / hz / rpm	400 / 50 / 1'450 498
Dimension l x w x h mm / In	6'050 x 2'430 x 3'250
Weight t	25

Tabla 16. Características técnicas del compresor de alta presión [59]

Este segundo compresor estará correctamente dimensionado para adaptar el hidrógeno a las condiciones requeridas por la aplicación de movilidad. Además, puede verse que su presión de entrada se adapta a la presión del depósito de baja presión, 40 bar.



Figura 69. Depósito de alta presión en camiones

Para determinar el tamaño del depósito de hidrógeno de alta presión se realizará el mismo cálculo que para el depósito de baja presión, pero ahora con una presión de hidrógeno de 350 bar.

$$V_{350bar} = \frac{427.2 \cdot 0.082 \cdot 298}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 345.42} = 7.211,72 \text{ l}$$

Para almacenar el hidrógeno a alta presión se elegirán tanques adaptados a la cantidad de hidrógeno que suelen requerir los modelos de los camiones de RSU. En la figura 53 se comprueba que, por ejemplo, el primer modelo requiere 4 x 5 kg de hidrógeno a 350 bar en el tanque. Se ha escogido los tanques de combustible de 210 litros a 350 bar de la marca Rubri [61], fabricados en compuestos de fibra de carbono y diseñados para vehículos propulsados por hidrógeno. Las características de los tanques se reflejan en la siguiente tabla:

Número de modelo	Material del revestimiento interior	Volumen nominal (L)	Diámetro exterior (mm)	longitud sin válvula (mm)	peso nominal (sin accesorios) (kg)	Presión de trabajo (MPa)
CHG3-390-210-35s/A	6061	210	422	2120	115	35

Tabla 17. Características del tanque de alta presión [61]

Usando la ecuación de los gases ideales puede verse que 210 litros de hidrógeno a 350 bar equivalen a aproximadamente 5.93 kilogramos, aunque en la práctica puede ser algo menos debido a factores de no linealidad.

Además de lo anterior, se valorará la incorporación de controles automáticos de presión y válvulas de seguridad para garantizar una operación segura y eficiente en todo el proceso de compresión y almacenamiento. Esta estrategia escalonada de compresión es adecuada tanto desde el punto de vista energético como operacional, ya que evita exigencias excesivas sobre un único equipo, mejora la eficiencia global del sistema y permite flexibilidad en la gestión del hidrógeno producido.

En la siguiente tabla se recoge la potencia total que debe instalarse:

Equipo	Potencia (KW)
Electrolizador	3.102
Ósmosis Inversa	2.2
Intercambio Iónico	0.9
Compresor baja presión	90
Compresor alta presión	78
Potencia total	<b>3273.1</b>

Tabla 18. Potencia total que implementar

## 4.7 Elección del terreno

Teniendo en cuenta la potencia a instalar y sabiendo que el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas incluyendo pasillos, espacio para mantenimiento y equipos ronda los 10 m<sup>2</sup>/KWp se necesitaría una superficie de unos 33.000 m<sup>2</sup>. Se ha escogido una parte de la parcela anexa que se comentó en el apartado 4.3.1, tomando una separación de la carretera que discurre y de la arboleda para evitar sombras.

La figura 70 muestra que la parcela considerada tiene un área de aproximadamente 63.400 m<sup>2</sup>, cerrada con trazo poligonal y con buena exposición solar hacia el sur. Además, se concluyó que está clasificada como suelo rústico improductivo.



Figura 70. Parcela para la construcción civil

## 4.8 Elección de los módulos fotovoltaicos

Para la elección de los módulos fotovoltaicos se ha considerado principalmente la potencia nominal de los módulos y su eficiencia, así como la relación €/Wp y Wp/m<sup>2</sup>. Otra consideración que se ha intentado cumplir ha sido que la empresa fabricante corresponda al Tier 1, que recoge a aquellos fabricantes de módulos que cumplen una serie de criterios de solvencia, experiencia y fiabilidad. Aunque los precios pueden variar considerablemente debido a la cantidad de módulos comprada, acuerdos con la empresa distribuidora... se ha hecho una estimación.

La comparación de los paneles estudiados se especifica en la siguiente tabla:

Modelo	580W A-580M ATERSA GS Mono N- Type Topcon	500W- DOBLE VIDRIO - N-TYPE - VERTEX S+ - TRINASOLAR	Jinko Solar 550W
<b>Potencia (Wp)</b>	580	500	550
<b>Eficiencia (%)</b>	22.5	22.5	21.29
<b>Dimensiones (mm)</b>	2279x1134	1961x1134	2278x1134

<b>Superficie (m<sup>2</sup>)</b>	2.59	2.23	2.59
<b>Densidad (Wp/m<sup>2</sup>)</b>	≈225	≈225	≈213
<b>Precio estimado (€)</b>	85	80	107
<b>Densidad precio (€/Wp)</b>	≈0.15	0.16	≈0.20
<b>Enlace bibliográfico</b>	[62]	[63]	[64]

Tabla 19. Comparativa de los módulos fotovoltaicos considerados

Se elegirá el modelo de la empresa Atersa perteneciente al grupo Elecnor (Tier 1). Las características principales del módulo se recogen en la siguiente tabla.

<b>Potencia máxima (Pmax)</b>	<b>Tensión máxima potencia (Vmpp)</b>	<b>Corriente máxima potencia (Impp)</b>	<b>Tensión de circuito abierto (Voc)</b>	<b>Corriente de cortocircuito (Isc)</b>	<b>Eficiencia (%)</b>
580Wp	42.52	13.64	50.90	14.25	22.5

Tabla 20. Características del módulo solar 580W Atersa

## 4.9 Elección inversor

En el presente proyecto se ha optado por seleccionar el inversor Huawei Trifásico SUN2000-100KTL [65] como componente base del sistema de conversión de corriente continua a corriente alterna en la instalación fotovoltaica, cuya potencia total asciende a aproximadamente 3 MW. Esta elección se ha fundamentado en un análisis comparativo entre diversos modelos disponibles en el mercado, atendiendo a criterios técnicos y económicos.

El modelo de Huawei presenta una potencia nominal de salida de 100 KW y una elevada eficiencia máxima del 98.8 %. Además, es totalmente compatible con una tensión de red trifásica de 400 V, requerida por el sistema BoP del electrolizador, así como una frecuencia de 50 Hz.

Desde un punto de vista económico, este modelo ofrece una buena relación €/KW instalado, con un precio unitario de aproximadamente 4.763,65 € [66] lo que equivale a aproximadamente 47.64 €/KW, más barato que la mayoría de las opciones del mercado.

Las especificaciones técnicas principales del inversor elegido se detallan en la siguiente tabla.

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Entrada (CC)</b>	<b>Entrada (CC)</b>
Tensión máxima entrada	1.100 V
Rango de tensión MPPT	200 -1.000 V

Corriente máxima por MPPT	26 A
Número de MPPTs	10
<b>Salida (CA)</b>	<b>Salida (CA)</b>
Potencia nominal salida	100 KW
Tensión nominal de la red	400 V
Frecuencia nominal de la red	50 Hz

Tabla 21. Características del inversor seleccionado

## 5. Cálculos del proyecto

### 5.1 Número de módulos

El número de módulos que hacen falta se calcula dividiendo la potencia total entre la potencia de cada módulo. Tenemos:

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{ módulos} &= \frac{\text{Potencia pico necesaria total}}{\text{Potencia pico por módulo}} = \frac{3273.1 \text{ KW}}{0.580 \text{ W}} \\ &\approx 5644 \text{ módulos} \end{aligned}$$

### 5.2 Cálculo y disposición de strings

Una vez determinado el número de módulos el siguiente caso es calcular el número de módulos a colocar en serie, lo que se conoce como string. Ese número máximo de módulos en serie vendrá restringido por la tensión máxima de entrada a los inversores, que según la ficha técnica es 1.100 V.

Se debe calcular el caso más desfavorable en cuanto a la tensión de los módulos, que coincide con su voltaje en circuito abierto  $V_{oc}$ . Si nos vamos a la ficha técnica del fabricante vemos que la  $V_{oc}$  está medida en Condiciones de Prueba Estándar (STC), a una temperatura de 25 °C. Sería tan fácil como multiplicar el número de módulos por dicho voltaje a circuito abierto para determinar el voltaje que se tendría en determinados módulos en serie, aunque la tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  aumenta al disminuir la temperatura ya que el coeficiente de temperatura es negativo. El caso más desfavorable correspondería para una temperatura lo más baja posible para La Cala De Mijas, que rara vez baja más de 3°C según la información obtenida de Weather Spark [68]. Se elegirá una temperatura de 0°C como margen de seguridad. De esta forma la expresión para calcular tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  más desfavorable sería:

$$V_{oc0^{\circ}C} = V_{oc} \cdot (1 + (T_{0^{\circ}C} - T_o) \cdot \beta)$$

Donde  $V_{oc0^{\circ}C}$  es el voltaje de circuito abierto 0 °C,  $V_{oc}$  el voltaje de circuito abierto a temperatura estándar,  $T_{0^{\circ}C}$  es la temperatura de 0 °C,  $T_o$  es la temperatura de 25 °C y  $\beta$  es el coeficiente de temperatura medido en %/°C. Mirando el datasheet del fabricante y sustituyendo valores obtenemos:

$$\begin{aligned} V_{oc0^{\circ}C} &= 50.90 \cdot (1 + ((0) - (25)) \cdot (-0.24\%)) \\ V_{oc0^{\circ}C} &= 53.95 \text{ V} \end{aligned}$$

Teniendo el voltaje a circuito abierto  $V_{oc}$  más desfavorable el número máximo de módulos por string en serie sería:

$$\frac{N^{\circ} \text{ módulos}}{\text{String}} = \frac{\text{Tensión máxima entrada al inversor}}{V_{oc} \text{ más desfavorable}} = \frac{1.100 \text{ V}}{53.95 \text{ V}} = 20.39$$

Se necesitarán máximo 20 módulos en serie para no sobrepasar la tensión máxima permitida del inversor.

Para calcular el número máximo de strings que se pueden colocar el parámetro limitante será la corriente máxima de entrada al inversor, que según el datasheet del fabricante es de 26 A por MMPT, con un total de 10 MPPTs por inversor. La intensidad de cortocircuito  $I_{sc}$  aumenta al aumentar la temperatura al tener un coeficiente de temperatura positivo, así que la situación más desfavorable será para una temperatura lo más alta posible para La Cala de Mijas. No se tiene un dato exacto, aunque registros históricos de temperatura para la provincia de Málaga sitúan la temperatura máxima registrada en 44.2 °C [68]. Se elegirá una temperatura de 45°C como margen de seguridad. La expresión para calcular la intensidad de cortocircuito más desfavorable es la siguiente:

$$I_{sc45^{\circ}C} = I_{sc} \cdot (1 + (T_{45^{\circ}C} - T_o) \cdot \mu)$$

Donde  $I_{sc0^{\circ}C}$  es el voltaje de circuito abierto 0 °C,  $I_{sc}$  el voltaje de circuito abierto a temperatura estándar,  $T_{45^{\circ}C}$  es la temperatura de 45 °C,  $T_o$  es la temperatura de 25 °C y  $\mu$  es el coeficiente de temperatura medido en %/°C. Mirando el datasheet del fabricante y sustituyendo valores obtenemos:

$$I_{sc45^{\circ}C} = 14.25 \cdot (1 + ((45) - (25)) \cdot 0.043\%)$$

$$I_{sc45^{\circ}C} = 14.37 A$$

Sabiendo que la corriente  $I_{sc}$  más desfavorable del módulo es 14.37 A, por cada MMPT sólo se puede conectar un string, ya conectar dos strings en paralelo ( $14.37 A \cdot 2$ ) por MMPT implicaría sobrepasar la corriente máxima de entrada de 26 A. Por tanto, el número máximo sería conectar 10 strings por inversor.

Si dividimos la potencia máxima de salida del inversor entre la potencia pico de cada módulo nos da una aproximación del número de paneles máximos que se pueden conectar al inversor.

$$\frac{N^{\circ} \text{ módulos}}{\text{Inversor}} = \frac{\text{Potencia máxima salida inversor}}{\text{Potencia módulo}} = \frac{100 \text{ KWp}}{0.580 \text{ KWp}} = 172.41$$

El número máximo de módulos que se pueden instalar por inversor son los 20 módulos por string multiplicado por los 10 strings máximos que da como resultado 200 módulos, sobrepasando el límite de potencia máxima de entrada al inversor, que se conseguiría con 172 módulos.

Una vez calculados los límites superiores para cada término queda por determinar la distribución óptima de los módulos y el número de inversores totales.

Para facilitar los cálculos y por seguridad se ha elegido operar con 10 strings de 17 módulos por inversor. La potencia nominal entregada al inversor sería:

$$\frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Inversor}} = 10 \text{ strings} \cdot 17 \frac{\text{módulos}}{\text{string}} \cdot 580 \frac{W}{\text{módulo}} = 98.600 W$$

Y dividiéndola entre el total de potencia estimada nos da el número estimado de inversores:

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{\text{Potencia estimada total de consumo}}{\text{Potencia estimada por inversor}} = \frac{3.273.100 W}{98.600 W} \approx 33$$

$$N^{\circ} \text{ módulos a instalar} = 33 \text{ inversores} \cdot 170 \frac{\text{módulos}}{\text{inversor}} = 5.610 \text{ módulos}$$

En resumen, se instalarán un total de 33 inversores, cada uno de ellos conectado a una serie de 10 strings fotovoltaicos con 17 módulos en serie en cada uno de ellos, 170 módulos en cada inversor. En total, 5.610 módulos y 330 strings.

Se ha comprobado a lo largo de este apartado que la disposición anterior cumple con todos los requerimientos y exigencias de entrada al inversor.

## 5.3 Disposición módulos e inversores en la parcela

### 5.3.1 Orientación de los módulos en la parcela

Como se comentó en el apartado 4.4 los módulos, al estar en el hemisferio norte, estarán orientados hacia el sur con un azimut  $\alpha$  de  $0^{\circ}$  ya que ahí es donde más radiación solar recibirán.

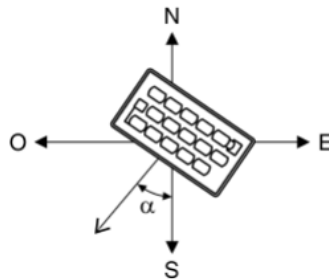


Figura 71. Azimut de los paneles, IDEA

### 5.3.2 Estructura de soporte

Para montar los módulos se ha elegido una estructura de soporte de módulos vertical remontados de la marca Sunfer [69], con modelos para 4-12 módulos, fabricado en aluminio de alta resistencia y tornillería de acero inoxidable. Tienen una inclinación de  $30^{\circ}$ , soporta velocidades de viento máximas de hasta 150 km/h dependiendo del modelo, cargas de nieve de  $40 \text{ kg/m}^2$ , paneles de hasta  $2279 \times 1150 \text{ mm}$  y espesores de 28 a 40 mm.



Figura 72. Estructura de soporte elegida, modelo 2 filas (4 módulos) con zapatas

La elección del sistema de cimentación es un aspecto fundamental en el diseño de instalaciones fotovoltaicas en suelo, ya que condiciona tanto la estabilidad estructural como los costes y plazos de ejecución del proyecto. Para la estructura seleccionada,

existen varias opciones de cimentación adaptadas a las características del terreno y a las condiciones ambientales del emplazamiento:

- Cimentación mediante zapata de hormigón. Consiste en la ejecución de una base de hormigón armado, sobre la que se fija la estructura mediante pernos de anclaje. Las zapatas pueden ser aisladas (una en cada pilar), descentradas (cuando se requiere equilibrar momentos flectores) o corridas (uniendo varios apoyos). Esta opción ofrece una elevada resistencia frente a cargas de viento y es adecuada para suelos poco compactos o en aquellos casos en los que se requiere una durabilidad máxima.
- Cimentación mediante micropilotes metálicos. Alternativamente es posible emplear micropilotes o perfiles de acero hincados directamente en el terreno. Esta solución, conocida como cimentación seca, no requiere el uso de hormigón y permite una instalación más fácil y limpia. Es especialmente recomendable en suelos firmes y homogéneos, y en instalaciones donde se prioriza la rapidez de ejecución y la reducción de costes. La profundidad y el tipo de micropilote se definen en función de los estudios geotécnicos y las cargas de la estructura.
- Cimentación combinada. Combinación de las dos anteriores, optimizando el balance entre coste, rapidez y seguridad.

En todos los casos la elección del sistema de cimentación debe basarse en un estudio previo del terreno y en el análisis de las cargas transmitidas por la estructura.

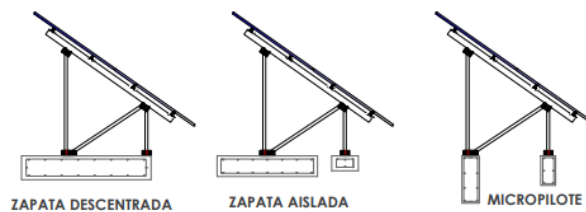


Figura 73. Ejemplos de cimentaciones para la estructura elegida

El perfil lateral de la estructura elegida con la altura de la fila que corresponde a la longitud vertical o alto del panel elegido (2279 mm) queda simplificado en la siguiente figura:

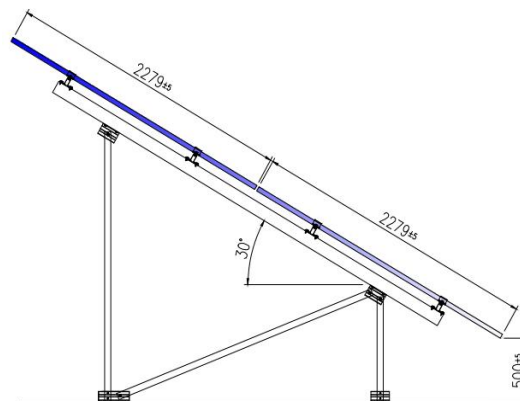


Figura 74. Vista lateral de la estructura de soporte

### 5.3.3 Inclinación de los módulos

De igual forma se comentó y se dedujo en el apartado 4.4 que la inclinación óptima de los módulos era de  $26.5^\circ$ , aunque para adaptarse a estructuras comerciales se eligió una inclinación de  $30^\circ$  comprobándose que la pérdida era de sólo un 1.47 % de radiación percibida.

### 5.3.4 Separación mínima entre filas de módulos

La separación mínima entre filas de módulos se define como la distancia mínima entre filas de módulos para garantizar 4 horas de sol en los días de menor elevación (solsticio de invierno). Las posibles disposiciones entre filas que pueden darse se pueden visualizar en la siguiente figura.

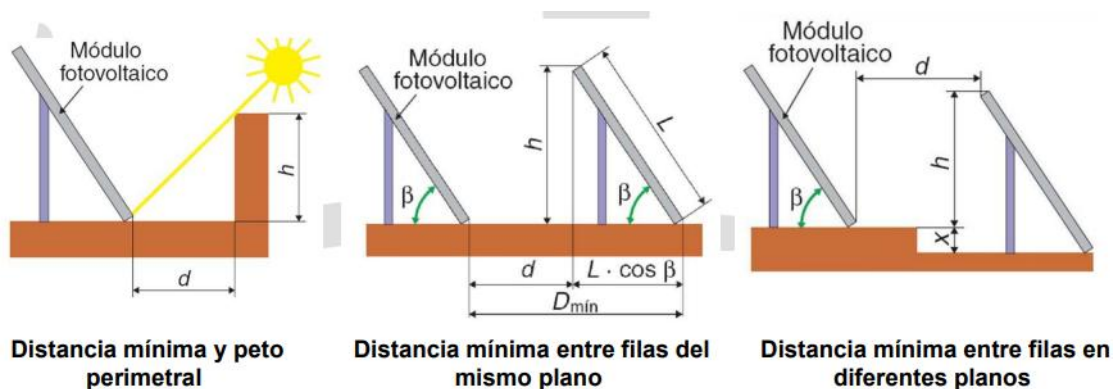


Figura 75. Posibles disposiciones entre filas de un sistema fotovoltaico [35]

En nuestro caso, una vez preparado el terreno donde se construirá el sistema fotovoltaico, nos encontraremos en el caso en el que la distancia mínima haya que calcularla entre filas correspondientes a un mismo plano. La fórmula para hallar la distancia entre filas depende de la latitud del lugar  $\phi$  y viene dada por la fórmula:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \phi)}$$

Para calcular la altura  $h$  de nuestra estructura de soporte (figura 75) debemos sumar a los 0.5 metros que presenta de elevación el módulo con respecto al terreno el cateto vertical correspondiente al triángulo rectángulo que forma la hipotenusa (altura vertical de los dos módulos en la figura) y el cateto horizontal (proyección sobre el terreno de los módulos). Para calcular el cateto vertical debe multiplicarse la altura vertical total  $L$  de los dos módulos por el seno del ángulo de inclinación de la estructura, quedando:

$$h = 500 + (2279 \cdot 2) \cdot \sin 30 = 2779 \text{ mm} \approx 2.78 \text{ m}$$

Igualmente puede calcularse la longitud del otro cateto horizontal, que corresponde a la proyección de los módulos sobre el terreno.

$$\text{Cateto horizontal} = (2279 \cdot 2) \cdot \cos 30 = 3947.34 \text{ mm} \approx 3.947 \text{ m}$$

Sabiendo ya la altura máxima de 2.78 m que presenta nuestra estructura se puede calcular la distancia mínima entre las filas de módulos, que sería la siguiente:

$$d = \frac{2.78m}{\operatorname{tg}(61^\circ - 36.5^\circ)} = 6.10m$$
$$d \geq 6.10m$$

Sabiendo la amplia parcela que tenemos dejaremos un espacio de **6.50 m** entre filas para asegurarnos más de que no se formen sombras.

## 5.4 Extensión de la instalación

Una vez calculada la separación mínima de las filas se calculará el área mínima de los strings. Se calculará primeramente el área mínima para un inversor y posteriormente se multiplicará dicha área por el número de inversores. Para calcular el área de los string de un inversor se usará la fórmula:

$$\text{Alto} = d_{\text{modalto}} \cdot N_{\text{strings}} + N_{\text{huecosinv}} \cdot d$$

Donde  $d_{\text{modalto}}$  es la proyección horizontal del módulo (cateto horizontal),  $N_{\text{strings}}$  es el número de strings por inversor,  $N_{\text{huecosinv}}$  es el número de huecos entre filas de string que corresponde a  $(N_{\text{strings}} - 2)$  y  $d$  es la distancia mínima entre filas de strings. Sustituyendo tenemos:

$$\text{Ancho} = 3.947 m \cdot 10 \text{ strings} + 8 \cdot 6.50 m = 91,47 m$$

Para calcular el alto usaremos la fórmula siguiente, considerando que los módulos del mismo string se colocarán en la estructura sin separación entre ellos salvo por los milímetros necesarios por el sistema de fijación:

$$\text{Alto} = N_{\text{mod}} \cdot d_{\text{modhor}}$$

Donde  $N_{\text{mod}}$  es el número de módulos por string y  $d_{\text{modhor}}$  es la distancia horizontal del módulo que puede verse en el datasheet del fabricante (1134 mm).

$$\text{Alto} = 17 \text{ módulos} \cdot 1,134 m = 19.278m$$

Si ya tenemos el ancho y el largo de los strings para un inversor podemos obtener el área mínima total multiplicando el área de un inversor por el número total de inversores, quedando:

$$\text{Área mínima total} = 19.278 m \cdot 91.47 m \cdot 33 \text{ inversores} = 58.190 m^2$$

Vemos que el área mínima, dejando margen de distancias para evitar sombras, tareas de mantenimiento... es de aproximadamente 58.000 m<sup>2</sup>. Considerando que la parcela elegida tiene aproximadamente 63.400 m<sup>2</sup> en primera instancia se estima que hay espacio suficiente para la construcción del sistema fotovoltaico.

## 5.5 Protecciones eléctricas y selección del cableado

En este apartado se aborda el diseño y dimensionado de los elementos de protección eléctrica y el sistema de cableado de la planta fotovoltaica proyectada, garantizando la seguridad, eficiencia operativa y el cumplimiento de la normativa vigente. Para ello se analizarán por separado las protecciones en corriente continua (CC) y en corriente alterna (CA), así como los criterios técnicos para la correcta selección de las secciones de los conductores tanto en el lado de generación fotovoltaica como en el de evacuación hacia los inversores. El capítulo se estructurará en los siguientes subapartados:

- Dimensionado y selección del cableado en DC y AC
- Selección y justificación de protecciones eléctricas en ambos lados del sistema
- Consideraciones sobre puesta a tierra

### 5.5.1 Dimensionado y selección del cableado

- **Conexión entre módulos solares**

La conexión entre los módulos solares en serie se realizará con cables de cobre de 4 mm<sup>2</sup> y conectores MC4, según puede verse especificado en la web del fabricante [62].

Cable (longitud/sección) / Conector      1400 mm. / 4 mm<sup>2</sup>/ JM / IP68

Figura 76. Características del cable y conector del módulo solar elegido

- **Conexión de strings a inversor**

La conexión de los strings al inversor se realizará en bandejas no perforadas que discurrirán a través de la estructura de los módulos. El dimensionado atenderá a tres cálculos principales, cálculo de sección por caída de tensión y cálculo de sección por intensidad admisible.

Para todos los tramos en corriente continua se deberá multiplicar el valor de la intensidad de cálculo por 1,25 según exige el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión REBT, concretamente la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40. Además, la máxima caída de tensión admisible debe ser de un 1,5 %.

La caída de tensión se calculará en el caso más desfavorable, tomando la temperatura de servicio máxima del cable que corresponde a 90°C. La distancia máxima que separa el string más lejano del inversor es de 1134 mm · 17 módulos · 4 ≈ 77.11m (figura 77). Se escogerá una distancia de 80 m por seguridad.

La tensión que usar es la tensión a máxima potencia  $V_{mpp}$  según exige el REBT. Para un string compuesto por 17 módulos la máxima tensión sería:

$$V = 17 \cdot V_{mpp} = 17 \cdot 42.52 V = 722.84 V$$

Una máxima variación de un 1,5 % da como resultado:

$$\Delta V = 1.5 \% \cdot 722.84 = 10.84 V$$

Igualmente, atendiendo al punto 5 de la ITC-BT 40 del REBT la caída de tensión y por consiguiente la sección mínima del conductor será calculada con el valor de intensidad nominal  $I_{mpp}$  en lugar de la intensidad de cortocircuito  $I_{sc}$ . Se multiplicará dicho valor por el factor de seguridad de 1.25.

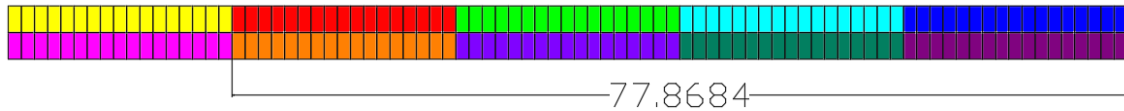


Figura 77. Distancia de ida del conductor del string al inversor, en metros

Si calculamos la sección mínima del conductor por caída de tensión para el lado de tensión tendríamos:

$$S_{min} = \frac{2 \cdot L \cdot I_{mpp} \cdot 1.25}{\gamma_{90} \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 77,87 \cdot 13.64 \cdot 1.25}{45 \cdot 10.84} = 5.44 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L es la longitud de ida del conductor del string, en metros.
- $I_{mpp}$  es la intensidad nominal del string, en amperios.
- $\gamma$  es la conductividad del conductor tomada a la temperatura máxima de servicio del cable que corresponde a 90 °C. Para el caso habitual de aislamiento termoestable a esa temperatura es de 45 s · m / mm<sup>2</sup>.
- $\Delta V$  es la caída máxima permitida, en voltios.

La sección que será escogida será de 1x6 mm<sup>2</sup> al ser la inmediata superior normalizada a 5.44 mm<sup>2</sup>.

Elegiremos el cable Exzhellent-Solar ZZ-F (AS) de General Cable [70], especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas porque cumple con la normativa EN 50618, lo que garantiza su resistencia a los rayos UV, la intemperie y las altas temperaturas.

Para calcular la sección según el criterio de máxima intensidad admisible se parte de la intensidad multiplicada por 1.25 según el ITC-BT-40, en nuestro caso 17.05 A. La tabla de intensidades admisibles en conductores al aire libre está calculada para una temperatura de 40 °C, así que se precisan dos factores de corrección en nuestra instalación, un factor de corrección de temperatura, ya que la temperatura ambiente es posible que pueda llegar a los 50 °C, y un factor de corrección por agrupación de 10 circuitos, el cual se da solamente en un pequeño tramo en la parte más cercana al inversor.

$$I_{adm} = \frac{17.05 A}{0.7 \cdot 0.89} = 27.37 A$$

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTES DE 40 °C A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES PARA CABLES AL AIRE															
Aislamiento	Temperatura ambiente (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
PVC (Termoplástico)	1,41	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	–	–	–	–
XLPE, EPR (Termoestable)	1,26	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55	0,45

Tabla 22. Factores de corrección de intensidad para temperaturas diferentes de 40°C

FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO DE VARIOS CIRCUITOS O DE VARIOS CABLES MULTICONDUCTORES A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES										
Punto	Disposición de los cables	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados sobre una superficie al aire, empotrados o embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o conducto)	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o bandejas sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre escaleras de cable, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Tabla 23. Factor de corrección por agrupamiento de circuitos

UNE 20460-5-523-2004. INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS. TEMPERATURA AMBIENTE 40 °C EN EL AIRE													
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
Ver tabla 4.7	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
	A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
	B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
	B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
	C					PVC3		XLPE3	PVC2	XLPE3	XLPE2		
	E						PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	
F							PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2	XLPE3	XLPE2	
Columna 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Sección (mm²)													
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	–	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	–	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	–	–	–	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	–	–	–	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	–	–	–	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	–	–	–	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	–	–	–	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	–	–	–	315	350	374	401	435	468	490	552	590	

Tabla 24. Intensidades admisibles en amperios.

Para hallar la sección mínima debemos entrar a la tabla 24 por la columna izquierda con el sistema de instalación tipo al tratarse un sistema de instalación en bandeja rejilla, con un

aislamiento tipo XLPE2 según puede consultarse en el datasheet del fabricante, lo que nos lleva a una sección por intensidad admisible de 2,5 mm<sup>2</sup>. Se selecciona en este caso la sección más restrictiva que en este caso ha sido la calculada por caída de tensión, con una sección comercial elegida de 1x6 mm<sup>2</sup>. Además, se puede ver que la intensidad máxima admisible calculada de 27.37 A es menor que la intensidad máxima admisible que se exige según el datasheet del fabricante en bandeja perforada al aire a 40 °C, que es de 59 A.

- **Conexión de inversores al cuadro de AC**

Para la conexión de los inversores al cuadro de distribución AC los conductores serán enterrados. Según la ICT-BT-07 del REBT, la profundidad mínima del tendido será de 0.7 metros en terreno natural (tierra) o 0.5 metros bajo acera o pavimento de hormigón no destinado a tráfico rodado, garantizando la protección de los conductores frente a agresiones externas. Ya sea que el terreno de la parcela se adapte a una disposición u otra se considerará una profundidad de 0.7 m.

Además, es obligatorio utilizar arena o tierra fina libre de piedras tanto por debajo como por encima de los cables, con un espesor mínimo de 10 cm en cada lado. Esta capa actúa como protección mecánica frente a impactos o presión del terreno.

Sobre la capa superior de arena se debe colocar una cinta de señalización plástica, a unos 30 cm por encima de los cables, para advertir de su presencia en futuras excavaciones. Finalmente, el resto de la zanja se rellena con la tierra original, debidamente compactada.

El tipo de cable recomendado para instalaciones enterradas es el RZI-K (AS), compuesto por conductor de cobre flexible y aislamiento de polietileno reculado (XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos Z1. Este cable soporta una temperatura máxima de servicio de 90 °C.

Los conductores irán bajo tierra discurriendo por la misma zanja. Cuando existen varios inversores, los conductores de cada uno deben ir preferentemente separados o identificados, especialmente si comparten la misma zanja, para facilitar mantenimiento y evitar interferencias. Si se agrupan en canalización, se deben aplicar factores de corrección. En nuestro caso irán separados una distancia de 0.1 m, ya que el REBT exige una separación de al menos 3 cm (ideal que sean más) para conductores de diferente circuito.

Para el cálculo de la intensidad admisible se debe considerar la temperatura del terreno. Según la ITC-BT-06, la temperatura estándar de cálculo es de 25°C en el suelo, pero si se prevé mayor temperatura se deberá aplicar un factor de corrección que reduce la intensidad admisible del conductor. Consideraremos una temperatura interior de 30°C tras el estudiar del terreno.

Para el cálculo de la intensidad mínima que debe soportar el cable se usará la intensidad nominal de salida del inversor  $I_n$  considerando que trabajamos a 400 V y que puede consultarse en el datasheet del fabricante y el factor de corrección de 1.15 que exige el REBT.

$$I_{min} = I_n \cdot 1.25 = 144,4 A \cdot 1.25 = 180.5 A$$

Una vez hallada la intensidad mínima sólo queda multiplicarla por el factor de corrección global:

$$F_c = F_r \cdot F_g \cdot F_p \cdot F_{ta} \cdot F_{te} \cdot F_{ex}$$

Donde:

$F_c$  = Factor de corrección para instalaciones enterradas

$F_r$  = Factor de resistividad térmica del terreno

$F_g$  = Factor de agrupación de circuitos

$F_p$  = Factor de profundidad

$F_{ta}$  = Factor de temperatura ambiente

$F_{te}$  = Factor de temperatura de terreno

$F_{ex}$  = Factor de riesgo de explosión

$F_{ex} = 1$ , al no haber atmósfera explosiva,  $F_{ta}$  no aplica en instalación enterrada pues se considera la del terreno,  $F_p = 1$  a una profundidad de 0.7 m y  $F_r = 1$  al haberse considerado condiciones estándar de resistividad del terreno de 1 K·m/W.

Para  $F_{te}$  debe aplicarse un factor de corrección según la temperatura del terreno diferente a 25 °C:

Temperatura del terreno $\theta_t$ °C	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Temperatura de servicio $\theta_s$ 90 °C	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Tabla 25. Factor corrección para cables enterrados en terrenos con temperatura diferente de 25°C (normalizado para cables XLPE)

Para calcular  $F_g$  nos basaremos en la norma UNE 20460-5-523, que exige un factor de corrección de 0.5 para agrupamiento de más de 20 cables, siendo el mismo factor para 33 cables separados 0.1 m que es el número de nuestra instalación. El factor global quedaría:

$$F_c = F_{te} \cdot F_g = 0.96 \cdot 0.50 = 0.48$$

Aplicando el factor de corrección a nuestra intensidad mínima:

$$I_{max} = \frac{I_{min}}{F_c} = \frac{180.5 A}{0.48} = 376.04 A$$

Una vez obtenida la intensidad máxima permitida podemos hallar la sección mínima.



SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 26. Sección mínima según la intensidad admisible en amperios en conductores de cobre para cables en instalación enterrada. Fuente: Tabla 5. ITC-BT-07.

Siendo la sección mínima de 150 mm<sup>2</sup> según figura en la tabla 26.

Debemos comprobar si se cumple la caída de tensión máxima permitida, para lo cual consideraremos el inversor más lejano.

La caída máxima de tensión en trifásica permitida será:

$$\Delta V_{max} = 1.5\% \cdot 400 V = 6 V$$

Y la sección mínima para receptores trifásicos:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 180.5 \cdot 288}{44 \cdot 6} = 341.05 \text{ mm}^2$$

Ya que sección mínima para la caída máxima de tensión admisible es más restrictiva se elegirá la sección comercial normalizada inmediatamente a 341.05 mm<sup>2</sup> que corresponde a 400 mm<sup>2</sup>.

Para el cálculo de la sección de los conductores de los inversores al cuadro AC, se ha considerado el inversor situado a mayor distancia, aplicando los criterios de caída de tensión establecidos en la ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y la norma UNE-HD 60364-5-52. Esta decisión garantiza el cumplimiento normativo para todos los tramos, aunque implica una posible sobredimensión en las líneas más cortas. No obstante, para una optimización técnica y económica, sería recomendable realizar este cálculo individualmente para cada inversor, adaptando la sección de los conductores a su distancia real al cuadro.

En cuanto a la instalación de los cables enterrados en una misma zanja, se ha considerado el factor de corrección por agrupamiento, exigido por la norma UNE-HD 60364-5-52. Este factor depende exclusivamente del número de circuitos agrupados, del método de instalación y de su disposición física, pero no de la sección individual de los conductores. Por tanto, aunque las secciones de los cables varíen, se aplica el mismo factor de corrección por estar ubicados en la misma canalización o zanja. Esta medida es

imprescindible para asegurar que la intensidad admisible corregida no se vea superada y que los conductores trabajen dentro de los límites térmicos establecidos por la normativa.

- **Conexión entre cuadro AC y equipos**

Para el dimensionado de los conductores del cuadro AC a los equipos se usará principalmente lo recogido en la norma UNE-HD 60364-5-52 de apoyo al REBT, que recoge la sección y caída de tensión mínima permitida para los conductores y los criterios para instalación en interior y exterior, entre otros. La caída de tensión máxima permitida en este caso será del 5 % del voltaje de línea (400 V), que corresponde a 20 V, ya que el ITC-BT-40 exige máximo 1.5 % entre generadores (módulos o inversores) y el punto de conexión de red y consumo, pero entre el cuadro de distribución y los equipos receptores se aplica el ITC-BT-19, que permite un 5 %.

- Electrolizador:

La conexión al electrolizador se realizará mediante cables unipolares de cobre RZ1-D (AS), con cubierta libre de halógenos, aislamiento XLPE y resistencia térmica hasta 90 °C. Los cables se instalarán en tubos cerrados fijos sobre pared hasta la toma de corriente del electrolizador. Este método de instalación facilita el mantenimiento, mejora la ventilación y reduce riesgos asociados a la humedad o daños mecánicos.

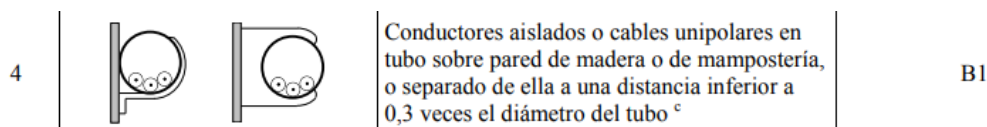


Figura 78. Método de instalación elegido. Tabla A.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52

La intensidad que circulará por los cables será la intensidad que consume el electrolizador multiplicada por el factor de 1.25 que exige el REBT.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{3.102.500}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 4713.76 \text{ A} \cdot 1.25 = 5892.2 \text{ A}$$

Donde:

- I es la intensidad máxima que circulará por el conductor en A.
- P es la potencia consumida por el electrolizador en W.
- V es el voltaje de línea en V.
- $\cos\phi$  es el factor de potencia.

Y atendiendo a la Tabla C.52.1 bis de la norma se puede hallar la sección mínima del conductor dependiendo de la intensidad admisible.

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
	A1	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2												
A2	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2													
B1					PVC3	PVC2				XLPE 3			XLPE 2						
B2					PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2									
C						PVC3			PVC2		XLPE 3		XLPE 2						
E							PVC3			PVC2		XLPE 3	XLPE 2						
F									PVC3			PVC2	XLPE 3	XLPE 2					
	1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup> Cobre																			
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	-
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	-
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	-
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	-
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	-
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	-
150	-	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	389	401	430	458
185	-	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Tabla 27. Cálculo sección mínima (temperatura ambiente 40°C en el aire)

El número de conductores a usar se calcula como:

$$N_{cond} = \frac{I_{electrolizador}}{I_{seccionelegida}} = \frac{5892.2 A}{489 A} = 12.05 \approx 13 \text{ conductores}$$

Se necesitarán 13 conductores por fase de 240 mm<sup>2</sup> conectados en paralelo juntos en la misma canalización. Al conectarse en la misma canalización se precisa corregir ese valor con el factor de corrección por agrupamiento atendiendo a la tabla Tabla C.52.3 de la norma:

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Tabla 28. Factores de corrección por agrupamiento

Interpolamos entre 12 y 16 cables y estimamos  $F_g = 0.434$  así que la intensidad corregida por cable es:

$$I_{corr} = 489 \text{ A} \cdot 0.434 = 212.23 \text{ A}$$

Y la intensidad total con los 13 cables:

$$I_{total} = 13 \cdot 212.23 \text{ A} = 2759 \text{ A}$$

Vemos que la intensidad total no cumple con los 5892.2 A requeridos. A partir de 20 cables se ve que el factor de agrupamiento es constante con valor de 0.40 por tanto la nueva intensidad corregida es de:

$$I_{corr} = 489 \text{ A} \cdot 0.40 = 195.6 \text{ A}$$

Si probamos con 31 cables:

$$I_{total} = 31 \cdot 195.6 \text{ A} = 6063.6 \text{ A}$$

Puede verse que 31 cables por fase de 240 mm<sup>2</sup> agrupados en paralelo en un único tubo sí que cumplirían con los requisitos de intensidad.

Teniendo en cuenta que a medida que la sección de un conductor aumenta su resistividad disminuye, la reactancia está más presente en conductores de gran sección como el elegido. Además, la intensidad es elevada y hay un número alto de cables unipolares en un mismo tubo (mayor inductancia). El valor de 0.08 Ω/km es un valor aceptado por la norma UNE-HD 60364-5-52 en su anexo G. La fórmula para la sección por caída de tensión en líneas trifásicas es la siguiente:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{\gamma \cdot (\Delta V - \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot x/n \cdot L \cdot I \cdot \sin\phi)}$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 5892.2 \cdot 0.95}{44 \cdot (20 - \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0.08}{31} \cdot 10 \cdot 5892.2 \cdot 0.312)} = 110.63 \text{ mm}^2$$

$$\frac{110.63 \text{ mm}^2}{n} = 3.56 \text{ mm}^2 \rightarrow 31 \text{ cables por fase de } 1 \times 4 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L = longitud de la línea en m.
- I = intensidad de corriente en A.
- cosφ = factor de potencia.
- γ es la conductividad del conductor tomada a la temperatura máxima de servicio del cable que corresponde a 90 °C. Para el caso habitual de aislamiento termoestable a esa temperatura es de 45 s · m / mm<sup>2</sup>.
- ΔV = caída de tensión máxima admisible en V.
- x = reactancia de la línea (0,08 Ω/km)
- n = número de conductores por fase

Nos quedamos con la sección más restrictiva que corresponde al criterio de la intensidad. Puede verse que el efecto de la reactancia es casi despreciable ya que la distancia de los conductores es muy corta.

- Compresor de alta presión

Para el caso del compresor de alta presión el tipo de conductor y método de instalación será el mismo que para el caso del electrolizador.

La intensidad que consume el compresor de alta presión se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{78.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 118.51 A \cdot 1.25 = 148.14 A$$

La intensidad ha sido multiplicada por 1.25 debido a las exigencias del REBT y porque lo que más corriente consume del compresor es el motor, y hay que tener en cuenta un consumo más alto durante el arranque.

Atendiendo a la tabla Tabla C.52.3 de la norma según el método de instalación elegido:

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2												
A1																		
A2	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2												
B1			PVC3	PVC2						XLPE 3		XLPE 2						
B2			PVC3	PVC2					XLPE 3	XLPE 2								
C					PVC3			PVC2		XLPE 3		XLPE 2						
E						PVC3			PVC2		XLPE 3	XLPE 2						
F								PVC3			PVC2	XLPE 3	XLPE 2					
I	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup> Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	110	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Tabla 29. Cálculo sección mínima (temperatura ambiente 40°C en el aire)

La sección mínima deberá ser de 50 mm<sup>2</sup>.

Calculamos ahora la sección mínima por caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 148.14}{44 \cdot 20} = 5.83 \text{ mm}^2$$

La sección elegida cumple los requerimientos por caída de tensión.

- Compresor de baja presión

Al igual que para el caso del compresor de alta presión, tanto el tipo de conductor como el método de instalación será el mismo que para el caso del electrolizador.

La intensidad que consume el compresor de baja presión se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{90.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 136.74 A \cdot 1.25 = 170.93 A$$

La intensidad ha sido multiplicada por 1.25 debido a las exigencias del REBT y porque lo que más corriente consume del compresor es el motor, y hay que tener en cuenta un consumo más alto durante el arranque.

Atendiendo a la tabla Tabla C.52.3 de la norma según el método de instalación elegido:

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	A1	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2											
A2	PVC3	PVC2			XLPE 3	XLPE 2												
B1			PVC3	PVC2						XLPE 3			XLPE 2					
B2			PVC3	PVC2				XLPE 3	XLPE 2									
C					PVC3			PVC2			XLPE 3	XLPE 2						
E						PVC3			PVC2		XLPE 3	XLPE 2						
F							PVC3			PVC2		XLPE 3	XLPE 2					
I	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup> Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	26	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	36	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	66	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	116	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Tabla 30. Cálculo sección mínima (temperatura ambiente 40°C en el aire)

La sección mínima deberá ser de 50 mm<sup>2</sup>.

Calculamos ahora la sección mínima por caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 170.93}{44 \cdot 20} = 6.73 \text{ mm}^2$$

Puede verse que la sección elegida cumple con los requerimientos por caída de tensión.

- Equipo de ósmosis inversa

Para el equipo de ósmosis elegirá el mismo método de instalación y tipo de cable que en el caso de los compresores. La intensidad, sabiendo que tiene una bomba hidráulica trifásica de 2.2 KW se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 3.34 \text{ A} \cdot 1.25 = 4.18 \text{ A}$$

Con la intensidad calculada se tendría la sección mínima que aparece en la tabla 30, que corresponde a 1.5 mm<sup>2</sup>. Sin embargo, siguiendo las directrices del REBT 1.5 mm<sup>2</sup> sólo se permite para circuitos de alumbrado o usos muy específicos. Para circuitos de fuerza (motores, bombas, ósmosis...) en locales industriales o instalaciones fijas se exige una sección de 2.5 mm<sup>2</sup> de cobre incluso si la intensidad es baja.

Vemos si cumple la sección mínima por caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 4.18}{44 \cdot 20} = 0.24 \text{ mm}^2$$

Se escogerá por tanto el conductor de 2.5 mm<sup>2</sup> de sección.

- Equipo de intercambio iónico

Para el equipo de intercambio iónico se elegirá el mismo método de instalación y tipo de cable que en el caso de los compresores y el equipo de ósmosis inversa. La intensidad consumida sabiendo que se estiman 0.9 KW de potencia activa se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 1.37 \text{ A} \cdot 1.25 = 1.71 \text{ A}$$

Al igual que el caso del equipo de ósmosis se instalará legalmente un mínimo de 2.5 mm<sup>2</sup>.

Vemos si cumple la sección mínima por caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 1.71}{44 \cdot 20} = 0.10 \text{ mm}^2$$

Se escogerá por tanto el conductor de 2.5 mm<sup>2</sup> de sección igualmente para el caso del equipo de intercambio iónico.

- **Puesta a tierra**

El sistema de puesta a tierra se encarga de garantizar la seguridad a personas y equipos, reduciendo riesgos de fugas de corriente, fallos de aislamiento o sobretensiones. El sistema garantiza la equipotencialidad de todas las masas metálicas, evitando tensiones peligrosas para las personas y asegurando el correcto funcionamiento de las protecciones eléctricas como el diferencial o el magnetotérmico. Adquiere importancia crítica en los sistemas fotovoltaicos debido a la presencia de numerosos elementos metálicos, equipos electrónicos sensibles y la exposición directa a las condiciones meteorológicas.

Las normativas será las que dicte el REBT y la norma UNE-HD 60364-5-54 para el diseño y dimensionado de instalaciones a tierra.

Los elementos que deben conectarse a tierra son los marcos metálicos de los módulos solares, estructuras de soporte, carcasas metálicas de inversores, cuadro de distribución AC, equipos de consumo y cualquier otra masa metálica accesible.

- Conductores de protección (PE), normalmente verde/amarillo.
- Barra de tierra en cuadro e inversor
- Conductor principal de puesta a tierra (mínimo 35 mm<sup>2</sup>)
- Electrodo de puesta a tierra (pica de cobre hincada en el terreno)

- Módulos solares

Los marcos metálicos de los módulos se conectarán a la estructura mediante puentes equipotenciales (PE) en paralelo, de forma que si un módulo se desconecta el resto de los módulos quedarán igualmente conectados. Se conectarán a la estructura de soporte mediante conductor PE (H07V-K o similar). Esta estructura se conectará a la puesta de tierra con cables de cobre de 4 mm<sup>2</sup>, misma sección activa o preinstalada que traen los cables de los módulos.

- Inversores

Se conectará la carcasa metálica de los inversores al borne PE mediante cables de color verde y amarillo. El conductor PE que sale del inversor se prolongará hasta la barra principal de puesta a tierra del cuadro eléctrico, que a su vez está unida al sistema de tierra general (pica de cobre). Para esta última conexión el conductor será igualmente H07V-K de 200 mm<sup>2</sup>, ya que la norma UNE exige que la sección de los conductores sea  $\geq 50\%$  de la sección de fase entre inversor y cuadro, que corresponde con 400 mm<sup>2</sup>.

- Cuadro AC

El cuadro AC contiene la barra de tierra interna donde se conectarán todos los cables PE. La carcasa metálica del cuadro también irá conectada a esta barra de tierra. Desde esta barra partirá un cable de cobre desnudo de mínimo 35 mm<sup>2</sup> hasta el sistema de puesta tierra general (pica de cobre).

- Equipos de consumo

Los chasis metálicos de los equipos se conectarán mediante conductor PE H07V-K a la barra de tierra del cuadro AC y de ahí a la toma de tierra general (pica de cobre). La norma UNE permite conectar directamente los equipos a la tierra general, aunque no es lo más recomendable, ya que se pueden crear lazos de tierra o diferencias de potencial. Todos los equipos pasarán primero por la toma del cuadro AC. La siguiente tabla recoge las secciones para cada equipo de consumo.

Elemento	Fase	Criterio	PE según REBT
Electrolizador	$S_{\text{fase total}} = 31 \cdot 240 = 7440 \text{ mm}^2$	$S_{\text{PE}} = \sum 0.5 \cdot S_i = 31 \cdot (0.5 \cdot 240) = 3720 \text{ mm}^2$	6 x 630 mm <sup>2</sup>
Compresor alta presión	$S_{\text{fase}} = 50 \text{ mm}^2$	Si $S_{\text{fase}} \geq 35 \text{ mm}^2$ , $S_{\text{PE}} \geq 0.5 S_{\text{fase}} = 0.5 \cdot 50 = 25 \text{ mm}^2$	1 x 25 mm <sup>2</sup>
Compresor baja presión	$S_{\text{fase}} = 50 \text{ mm}^2$		1 x 25 mm <sup>2</sup>

Equipo ósmosis	$S_{\text{fase}} = 2.5 \text{ mm}^2$	Si $S_{\text{fase}} \leq 16 \text{ mm}^2$ , $S_{\text{PE}} = S_{\text{fase}} = 2.5 \text{ mm}^2$	1 x 2.5 mm <sup>2</sup>
Equipo IX	$S_{\text{fase}} = 2.5 \text{ mm}^2$		1 x 2.5 mm <sup>2</sup>

Tabla 31. Secciones mínimas conductores de protección equipotencial PE para los equipos de consumo

- Puesta a tierra general

La toma de tierra general estará compuesta por una pica de cobre electrolítico que será enterrada en el terreno dentro de arqueta de registro accesible (ITC-BT-18), preferiblemente una zona húmeda y no compactada, con una longitud mínima de 1.5 metros y un diámetro de 14 mm para el caso del cobre, lo equivale a una sección de 150 mm<sup>2</sup>. Su resistencia debe ser  $< 10 \Omega$  según el ICT-BT-18. Si no se consigue dicha resistencia con una sola pica deben instalarse varias en paralelo separadas al menos 2 veces su longitud. Se requiere una prueba de verificación en la que se medirá la resistencia con un telurómetro y un ensayo antes de la puesta en servicio.

• **Protecciones en corriente continúa**

En el sistema fotovoltaico se han usado inversores Huawei SUN2000-100KTL-M1, cada uno con 10 MPPT independientes. A cada MPPT se conecta un único string de 17 módulos, sin realizar agrupación ni paralelo de strings en ninguna de sus entradas. Esta configuración es relevante desde el punto de vista normativo y de seguridad, ya que tiene implicaciones directas en la necesidad (o no) de incorporar protecciones adicionales de corriente continua.

Según la norma UNE-HD 60364-7-712, no es obligatorio incorporar fusibles o dispositivos de protección por sobreintensidad en la parte de corriente continua cuando no existen strings conectados en paralelo, ya que no hay riesgo de corriente inversa entre ellos. En nuestro caso, cada string opera de forma independiente y aislada en su propio MPPT, por lo que no existe riesgo de sobrecorrientes cruzadas.

Además, los inversores Huawei incorporan de fábrica un seccionador de corriente continua integrado y accesible por cada MPPT, cumpliendo la función de corte visible exigida por la ITC-BT-40 del REBT, lo que elimina la necesidad de instalar seccionadores DC adicionales en el campo.

En cuanto a la protección contra sobretensiones en la parte de corriente continua, los inversores también integran SPD tipo II DC para cada entrada MPPT. No obstante, y siguiendo la recomendación de la UNE 21186 sobre zonas de riesgo de descargas atmosféricas, se contempla la posibilidad de instalar SPD externos tipo 1+2 si la instalación se sitúa en un entorno rural, aislado o expuesto, aunque en este proyecto concreto no se considera necesario debido al bajo nivel de riesgo de descargas directas.

Por tanto, y de acuerdo con la normativa vigente y las características técnicas del sistema, no se requiere la instalación de un cuadro adicional de corriente continua ni protecciones

individuales por string, resultando suficiente con las protecciones integradas en los propios inversores.

- **Protecciones en corriente alterna**

Para recibir la energía proveniente de los inversores y distribuirla posteriormente hacia los equipos de consumo se elegirá un cuadro de baja tensión AC con sus protecciones eléctricas asociadas, que se instalará dentro de la nave. La intensidad máxima que circulará por él será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{3.300.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.95} = 5013.83 \text{ A}$$

Donde:

- I es la intensidad máxima que circulará por el cuadro AC
- P es la potencia nominal de los inversores en W
- V es la tensión de línea en W
- $\cos\phi$  es el factor de potencia

Se ha seleccionado el cuadro eléctrico de baja tensión modelo ABB MNS 3.0 Power Motor Control Center (PMCC) como cuadro general de distribución del lado AC [71].



Figura 79. Imagen del cuadro de distribución elegido

El cuadro admite una corriente nominal de hasta 7300 A. Además de acuerdo con el REBT y la ICT-BT-40 el cuadro permite incorporar las siguientes protecciones y dispositivos:

- Interruptor seccionador de cabecera, para corte visible.
- Interruptor automático de potencia tipo ACB ABB EMAX calibrado para 6300 A, para protección contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Interruptores diferenciales tipo B, necesarios para instalaciones con inversores por la posible presencia de corriente continua residual.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones tipo 2, para el lado AC.
- Sistema de embarrado con capacidad térmica adecuada.
- Dispositivos de medida y control energético para supervisión del consumo de los equipos.

## 6. Estudio económico

---

Este apartado presenta el análisis económico de la planta de hidrógeno verde diseñada, incluyendo el cálculo del CAPEX, OPEX y la evaluación de su rentabilidad mediante indicadores como el periodo de retorno (Payback), el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Se analiza también el coste asociado a la movilidad de los 11 camiones de RSU alimentados con hidrógeno, comparando frente a soluciones convencionales. Además, se cuantifican las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas y se les asigna un valor económico mediante un precio de referencia por tonelada, incorporándolas como ingreso adicional en el flujo de caja del proyecto.

### 6.1 CAPEX

El objetivo del CAPEX es calcular la inversión total necesaria para construir y poner en marcha la planta, es decir, el gasto total en capital (bienes de equipo).

Se dividirá en dos partes, una parte para calcular el gasto de la instalación fotovoltaica y otra para el gasto de la planta de generación de hidrógeno.

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio/ ud.	Precio total
<b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>				
<b>Preparación del terreno</b>				
m2	Limpieza y explanado del terreno	63150	0,55 €	34.732,50 €
m	Exacavado zanja de 0.7 m de profundidad y 7.8 m de ancho	6990	14,00 €	97.860,00 €
m3	Arena tamizada	600	24,92 €	14.952,00 €
m	Vallado con malla ciclónica	1409	8,00 €	11.272,00 €
ud.	Puerta de acceso	1	226,00 €	226,00 €
h	Mano de obra	450	18,00 €	8.100,00 €
h	Maquinaria	300	35,00 €	10.500,00 €
<b>Contrucción nave industrial</b>				
m2	Movimiento de tierras y cimentación	250	60,00 €	15.000,00 €
m2	Estructura metálica y cubierta	250	180,00 €	45.000,00 €
m2	Cerramientos verticales (panel sándwich)	250	100,00 €	25.000,00 €
ud.	Puerta acceso	1	4.000,00 €	4.000,00 €
h	Oficial electricista	120	20,00 €	2.400,00 €
h	Ayudante electricista (peón)	80	15,00 €	1.200,00 €
h	Oficial fontanero	60	20,00 €	1.200,00 €
h	Ayudante fontanero (peón)	40	15,00 €	600,00 €
<b>Módulos fotovoltaicos</b>				
ud.	580W A-580M ATERSA	5610	85,00 €	476.850,00 €
h	Oficial electricista	280	20,00 €	5.600,00 €
h	Ayudante electricista (peón)	188	15,00 €	2.820,00 €
<b>Inversores</b>				
ud.	Huawei SUN2000-100KTL	33	4.736,15 €	156.292,95 €
h	Oficial electricista	40	20,00 €	800,00 €
h	Ayudante electricista (peón)	26	15,00 €	390,00 €
<b>Conductores y protecciones eléctricas</b>				
m	Cable Exzhellent-Solar ZZ-F (AS) de General Cable 1x6 mm2	26400	1,12 €	29.568,00 €
m	Conductor tripolar trifásico de cobre con aislamiento XLPE (1 x 400 mm2)	6990	80,00 €	559.200,00 €
m	Conductor unipolar cobre con aislamiento XLPE (1 x 240 mm2)	10	25,00 €	250,00 €
m	Conductor unipolar cobre con aislamiento XLPE (1 x 50 mm2)	20	7,00 €	140,00 €
m	Manguera trifásica de cobre con aislamiento XLPE (1 x 2.5 mm2)	30	1,20 €	36,00 €

m	Conductor cobre desnudo (1 x 4 mm <sup>2</sup> )	2805	0,80 €	2.244,00 €
m	Conductor puesta a tierra PE H07V-K (1 x 315 mm <sup>2</sup> )	6990	55,00 €	384.450,00 €
m	Conductor puesta a tierra PE H07V-K (1 x 630 mm <sup>2</sup> )	60	110,00 €	6.600,00 €
m	Conductor puesta a tierra PE H07V-K (1 x 25 mm <sup>2</sup> )	20	3,00 €	60,00 €
m	Conductor puesta a tierra PE H07V-K (1 x 2.5 mm <sup>2</sup> )	30	0,60 €	18,00 €
m	Conductor cobre desnudo (1 x 35 mm <sup>2</sup> )	5	10,00 €	25,00 €
m	Cinta señalización cables eléctricos en zanjas	500	0,10 €	50,00 €
ud.	Pica cobre 1.5 m y 150 mm <sup>2</sup> de sección	1	15,00 €	15,00 €
m	Tubo acero galvanizado 40mm <sup>2</sup>	5	6,00 €	30,00 €
u	Soldadura exotérmica (CADWELD)	1	25,00 €	25,00 €
	Mortero + tierra compactada			5,00 €
m <sup>3</sup>	Base mortero (30 x 30 x 10cm) aprox	0.09	100,00 €	9,00 €
u	Fábrica de ladrillo (30 x 30 x 20cm) aprox.	5	0.5	2.5
u	Tapa hormigón armado (30 x 30cm)	1	18,00 €	18,00 €
m	Cinta señalización enterrada	5	0.8	4,00 €
m	Tubo corrugado de 135 mm de diámetro	6990	1,50 €	10.485,00 €
ud.	Cuadro AC con protecciones	1	50.000,00 €	50.000,00 €
h	Oficial electricista	620	20,00 €	12.400,00 €
h	Ayudante electricista (peón)	496	15,00 €	7.440,00 €
	<b>Estructuras módulos</b>			
ud.	Estructura 10 módulos Sunfer	561	475,00 €	266.475,00 €
h	Maquinaria	250	35,00 €	8.750,00 €
h	Mano de obra	500	18,00 €	9.000,00 €

PRESUPUESTO TOTAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

2.262.092,45 €

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio/ud.	Precio total
<b>PLANTA GENERACIÓN HIDRÓGENO</b>				
ud.	Electrolizador EL600N H2B2	1	3.800.000,00 €	3.800.000,00 €
ud.	Compresor alta presión modelo MD 10-L 500/30-550 Burckhardt	1	245.021,00 €	245.021,00 €
ud.	Compresor baja presión JR Compressors modelo DW-1.8/15-40	1	15.000,00 €	15.000,00 €
ud.	Tanque almacenamiento hidrógeno a baja presión	1	138.000,00 €	138.000,00 €
ud.	Tanques almacenamiento hidrógeno a alta presión	44	6.000,00 €	264.000,00 €
ud.	Equipo ósmosis Aquaenergy	1	11.979,00 €	11.979,00 €
ud.	Equipo intercambio iónico	1	30.000,00 €	30.000,00 €

<b>PRESUPUESTO TOTAL PLANTA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO</b>	<b>4.504.000,00 €</b>
---	-----------------------

<b>PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN</b>	
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	2.262.092,45 €
PLANTA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO	4.504.000,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>6.766.902,45 €</b>

Como puede verse, no se ha contemplado en el presupuesto la sustitución directa de la flota actual de camiones de RSU por camiones con pila de combustible de hidrógeno. Esa decisión se contempla como inversión complementaria en fases posteriores. En cualquier caso, la renovación progresiva de la flota será inevitable, ya que los camiones actuales alcanzarán su vida útil en los próximos años. Si el presente proyecto llegara a implementarse resulta lógico prever que dicha renovación se realice con camiones de pila de combustible, alineándose con la estrategia y objetivos de descarbonización de la economía.

## 6.2 Generación de Hidrógeno

Antes de pasar al siguiente apartado del análisis económico se hará una estimación de la cantidad total de hidrógeno que se producirá al año.

Dado que el sistema fotovoltaico ha sido dimensionado considerando la potencia pico total requerida por todos los equipos (electrolizador, compresores de alta y baja presión, y sistemas de tratamiento de agua), no es necesario restar sus consumos individuales en el

cálculo de la producción de hidrógeno. La energía total generada por la planta FV ya ha sido diseñada para cubrir simultáneamente todas estas demandas. Por tanto, la cantidad de hidrógeno anual puede estimarse directamente a partir de la energía fotovoltaica anual disponible, utilizando el consumo específico del electrolizador (KWh/kg H<sub>2</sub>), sin necesidad de aplicar correcciones adicionales por los consumos auxiliares. Se aplicará únicamente el rendimiento del inversor del 98.8 % al total de energía anual generada.

Para hallar la energía total anual producida se ha hecho uso del software PVGIS en el que se ha introducido la potencia total instalada de los 5610 módulos (5610 x 580 Wp ≈ 3254KWP), con una inclinación de 30° y un azimut de 0° para la parcela seleccionada. En la siguiente figura se recogen los resultados obtenidos:

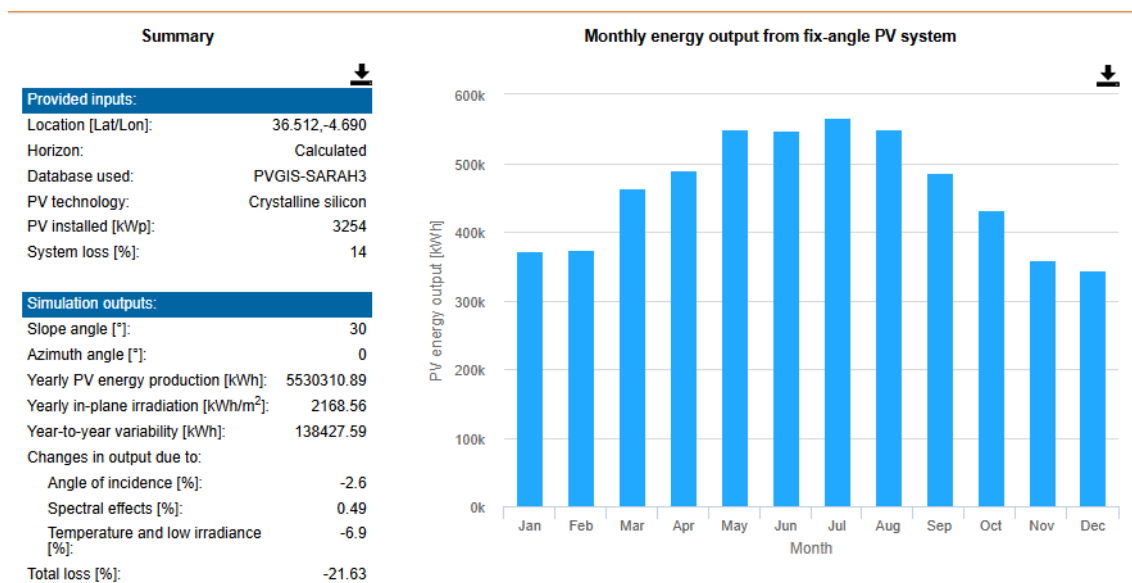


Figura 80. Producción anual total del sistema fotovoltaico

Según puede verse la energía anual generada por el sistema es de 5.530.319 KWh/año. La producción anual de hidrógeno se calcula a partir del cociente entre la energía disponible y el consumo específico del BoP del electrolizador:

$$H_2 \text{ anual} = \frac{5.530.319 \text{ KWh/año}}{58.1 \frac{\text{KWh}}{\text{kg H}_2}} \approx 95.206 \text{ kg/año}$$

Este resultado representa una estimación realista de la cantidad de hidrógeno verde que puede generarse anualmente bajo las condiciones planteadas.

### 6.3 Préstamo y años de explotación del proyecto

El proyecto cuenta con una inversión total (CAPEX) de 6.766.902,45€, distribuidos en el campo fotovoltaico (2.262.092,45€) y la planta de producción de hidrógeno (4.504.810,00€). Se ha optado por financiar el 80% del CAPEX total mediante un préstamo bancario a tipo fijo (préstamo de amortización francés) del 5%, a un plazo de 15 años y una comisión de apertura de un 1%, con un año de carencia de amortización de capital, es

decir, el primer año sólo se pagarán los intereses. Este tipo de préstamos es habitual en proyectos iniciales con una fase inicial de puesta en marcha. El 20% restante del CAPEX total se financiará con fondos o subvenciones públicas.

PRÉSTAMO BANCARIO A TIPO FIJO	DATOS
CAPEX total	6.766.902,45€
% financiado	80%
Préstamo (P)	5.413.521,96€
Interés efectivo anual (i)	5%
Comisión apertura	1%
Años (n)	15

Tabla 32. Datos del préstamo

La comisión de apertura (54.135,22€) no afecta a las cuotas anuales del préstamo, es decir, se trata de un gasto financiero único pagado al año 0, no forma parte del capital a devolver.

Se definen los parámetros principales del préstamo:

- **Anualidad:** valor a pagar cada año para devolver progresivamente el préstamo. Su fórmula es:

$$\text{Anualidad} = P \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

Donde:

P = Préstamo

i = Interés efectivo anual

n = Número de años a devolver el préstamo

En nuestro caso la anualidad sería:

$$\text{Anualidad} = 5.413.521,96 \frac{0.05}{1 - (1 + 0.05)^{-14}} = 546.895,48€$$

No se han considerado 15 años ya que como se ha comentado el primer año sólo se pagarán intereses.

- **Intereses:** cantidad adicional que se paga al prestamista por el uso del dinero prestado, es decir, parte de la anualidad dedicada a pagar intereses. Se calcula como:

$$\text{Interés del año } t = I_t = C_{t-1} \cdot i$$

Donde:

$C_{t-1}$  = Capital pendiente al inicio del año t

i = Interés efectivo anual

Para el año 1 en nuestro caso:

$$\text{Interés del año 1} = I_1 = 5.413.521,96 \cdot 0.05 = 270.676,1\text{€}$$

Amortización: parte de la anualidad que reduce la deuda, es decir, cada uno de los pagos que se tiene pendiente con la entidad que emite el préstamo. Se calcula como:

$$\text{Amortización del año } t = A_t = \text{Anualidad} - I_t$$

Para nuestro año 1:

$$\text{Amortización del año 1} = A_1 = 546.895,48 - 270.676,1 = 276.219,38\text{€}$$

Capital pendiente tras año t: Deuda restante tras pagar el año t, es decir, cantidad que queda por pagar del préstamo. Se calcula como:

$$\text{Capital pendiente tras año } t = C_t = C_{t-1} - A_t$$

Para el año 1:

$$\text{Capital pendiente tras año 1} = 5.413.521,96 - 0 = 5.413.521,96\text{€}$$

La tabla de amortización del préstamo se recoge en el anexo del estudio económico del proyecto.

Para la amortización de activos se ha optado por agruparlos en dos bloques. El bloque fotovoltaico, al cual se le ha asignado una vida útil técnica de 25 años correspondiente a los módulos. Los inversores, de vida inferior (10-15 años), se repondrán durante el ciclo de vida y su coste se contempla dentro del CAPEX. Para el bloque de la planta de hidrógeno se amortiza en un período de 20 años, en base a la vida útil técnica del electrolizador trabajando unas 8 horas diarias de media.

Dado que el horizonte de análisis del proyecto es de 20 años, se considerará que al final del proyecto los módulos conservarán un 20 % de su valor inicial (97.054 €), por tanto, se ha incorporado un valor residual en el último año.

## 6.4 OPEX

El análisis de los costes operativos u OPEX engloba el capital que hay que gastar para el funcionamiento de un sistema. Se ha estimado el OPEX a partir de valores técnicos y contables realistas para una planta de producción de hidrógeno verde con fuente fotovoltaica y tratamiento de agua regenerada. No se ha considerado costes asociados al agua pues se trabaja con agua regenerada procedente de la EDAR de La Cala de Mijas que, de una forma u otra, iba a ser destinada a otros usos o vertida directamente al mar, así como tampoco se ha considerado costes asociados al alquiler del terreno para el

emplazamiento de los equipos, ya que se ha optado por la construcción de una nave industrial y la expropiación de la parcela para uso público.

Por tanto, los costes operativos provienen principalmente de los costes de mantenimiento de los equipos e instalaciones y servicios auxiliares, que han sido estimados incluyéndose un incremento anual de un 2 %, ya sea por un mayor mantenimiento y repuestos con el tiempo o por una inflación general, entre otros factores. Para el mantenimiento del sistema fotovoltaico se ha estimado como un 1,5 % de su CAPEX total  $\approx$  2 M€ (33.000 €/año), el mantenimiento de la planta de hidrógeno como un 4 % del CAPEX total de dicha planta  $\approx$  4.5 M€ (180.000 €/año) y los seguros para la cobertura de la instalación como un 0.5 % del CAPEX total del proyecto  $\approx$  6.7 M€ (33.500 €/año). Dicha tabla para el OPEX del período analizado de 20 años puede consultarse en el anexo económico.

Por último, se adjunta la siguiente tabla comparativa del CAPEX y OPEX del proyecto para los 20 años de estudio.

Año	CAPEX	OPEX
0	6.766.902,45 €	
1		246.500,00 €
2		251.430,00 €
3		256.458,60 €
4		261.587,77 €
5		266.819,53 €
6		272.155,92 €
7		277.599,04 €
8		283.151,02 €
9		288.814,04 €
10	157.482,95 €	294.590,32 €
11		300.482,12 €
12		306.491,77 €
13		312.621,60 €
14		318.874,03 €
15		325.251,52 €
16		331.756,55 €
17		338.391,68 €
18		345.159,51 €
19		352.062,70 €

Tabla 33. Cuadro comparativo CAPEX y OPEX del proyecto

## 6.5 Análisis de viabilidad del proyecto

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto de producción de hidrógeno verde, se ha desarrollado un análisis financiero que contempla tanto los costes de inversión como los operativos a lo largo de la vida útil de la instalación. En primer lugar, se construye el flujo de caja a lo largo de los 20 años de explotación del proyecto y a partir de ese flujo de caja,

se procede al cálculo de los indicadores claves de rentabilidad, el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Plazo de Recuperación (Payback). Estos parámetros nos permitirán llegar a la conclusión de la viabilidad económica del proyecto bajo distintos escenarios de costes y condiciones de operación.

Primeramente, se ha optado por utilizar un flujo de caja económico como base para el análisis de viabilidad del proyecto. Esta metodología permite evaluar la rentabilidad intrínseca del proyecto, independientemente de cómo se financie (con deuda o fondos públicos).

Por tanto, se han considerado únicamente las entradas y salidas de efectivo operativas y de inversión, que en nuestro caso incluyen:

- Inversión inicial (CAPEX)
- Costes operativos (OPEX)
- Recambios inversores en el año 10
- Valor residual de los módulos en el año 20
- Impuestos sobre los beneficios obtenidos
- Depreciaciones contables (sólo para el cálculo del impuesto)

No incluyéndose:

- Intereses y amortización del préstamo
- Cuotas financieras
- Comisión de apertura del préstamo
- Otros flujos relacionados con la financiación externa si aplicaran en algún caso

Para el cálculo del beneficio estimado que se obtendrá primero vamos a definir una proyección del hidrógeno que se producirá en el horizonte de estudio. Según se vio en el apartado 6.2 el hidrógeno estimado que se podrá producir el primer año asciende a 95206 kilogramos. En general, para 8 horas diarias (unas 3.000 horas al año), una estimación de degradación en el rango de 0.5% anual sería un valor razonable [75] en términos de voltaje para mantener la misma producción (o equivalente pérdida de eficiencia).

Año	Producción H2 (kg/año)
1	95206,00
2	94729,97
3	94256,32
4	93785,04
5	93316,11
6	92849,53
7	92385,29
8	91923,36
9	91463,74
10	91006,42
11	90551,39
12	90098,63
13	89648,14
14	89199,90
15	88753,90
16	88310,13
17	87868,58
18	87429,24
19	86992,09
20	86557,13

Tabla 34. Producción estimada de H2 en los 20 años de explotación de la instalación

Ya que el hidrógeno producido no irá destinado a su venta o cualquier otro propósito distinto al abastecimiento de los 11 camiones de recogida de RSU de la Mancomunidad de Municipios de la Costa del Sol Occidental, el beneficio obtenido se basará y estudiará en base a dos pilares: por una parte, el ahorro en gasoil de los camiones actuales en funcionamiento según sus horas de uso anuales y, por otra parte, el ahorro en impuestos o costes por emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a dichos camiones en funcionamiento actuales.

Para estimar el ahorro en gasoil se supondrá que el hidrógeno producido es capaz de abastecer la ruta diaria de los 11 camiones todos los días de operación del año, por tanto, para calcular el ahorro en gasoil bastará con calcular la estimación de dichos litros de gasoil consumidos por los camiones en un año.

La ruta más larga que podría realizar un camión, considerando que la hidrogenera se sitúa en la EDAR de La Cala de Mijas, sería el trayecto de la propia EDAR al municipio más oriental, que es Torremolinos (≈ 30 kilómetros), de ahí al Complejo Ambiental Costa del Sol ubicado en Casares, donde se depositan los residuos (≈ 82 kilómetros), y desde ahí de vuelta a la EDAR de La Cala de Mijas (≈ 59 kilómetros), dando un total aproximado de 171 kilómetros. Se ha estimado un valor promedio conservador de 145 kilómetros diarios ya que el trayecto mínimo del camión sería el trayecto de ida y vuelta Casares-EDAR La Cala de Mijas (≈118 kilómetros).

Ya sea que la renovación de la flota de camiones actuales para su sustitución por camiones con pila de hidrógeno vaya destinada a la recogida selectiva de residuos orgánicos, con

frecuencia generalmente diaria, o a la recogida de residuos selectivos (envases, papel, cartón, vidrio...) cuya frecuencia suele ser menor y depende de diversos factores como el tipo de residuo o la estacionalidad, se ha estimado una media de 5 días a la semana contando festivos, que asciende a un total de 260 días al año. Esta estimación es coherente con el hecho de que la producción de hidrógeno no será continua (por días nublados o baja radiación) durante los siete días de la semana al año, diseñada para operar el mayor número de días posible y ajustada a la disponibilidad real de horas solares pico en Málaga.

Gracias al almacenamiento del hidrógeno en los depósitos de alta presión se mitiga esta intermitencia y se garantiza que el hidrógeno esté disponible para los camiones incluso si no se produce todos los días. Así, la media de 5 días de uso de los camiones se cubriría sin problema.

El consumo se ha estimado en 45 litros por cada 100 kilómetros [76], considerando que los camiones se someten a paradas frecuentes y cargas generalmente pesadas.

El precio medio para el carburante, en este caso diésel, se ha consultado en la web del MITECO [77], considerándose 1.55 € por litro.

Con todo lo anterior, el kilometraje anual resulta:

$$\text{Kilometraje anual} = 145 \frac{\text{km}}{\text{día}} \cdot 260 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 37.700 \frac{\text{km}}{\text{año}} \text{ por camión}$$

Y el consumo anual quedaría:

$$\text{Litros por camión en un año} = \frac{45 \text{ l}}{100 \text{ km}} \cdot 37700 \frac{\text{km}}{\text{año}} = 16.965 \frac{\text{l}}{\text{año}}$$

Quedando el total para los 11 camiones considerados:

$$\text{Litros totales} = 16965 \frac{\text{l}}{\text{año}} \cdot 11 \text{ camiones} = 186.615 \frac{\text{l}}{\text{año}}$$

Suponiendo el precio del diésel anterior se obtiene el gasto anual:

$$\text{Gasto anual en diésel} = 186615 \frac{\text{l}}{\text{año}} \cdot 1,55 \frac{\text{€}}{\text{l}} = 289.253,25 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Este valor sería el coste anual evitado al sustituir la flota diésel por vehículos de hidrógeno verde.

Siguiendo un análisis análogo al anterior se obtendrá el ahorro por emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al consumo de diésel de esos camiones.

Según la web del IDAE [78], se emite aproximadamente 2,64 kilogramos de CO<sub>2</sub> por litro de gasóleo consumido, siendo los kilogramos emitidos al año:

$$\begin{aligned} \text{Kilogramos de CO}_2 \text{ emitidos por año} &= 186615 \frac{l}{\text{año}} \cdot 2,64 \frac{kgCO_2}{l} \\ &\approx 492.670 \frac{kgCO_2}{\text{año}} = 492,670 \frac{tCO_2}{\text{año}} \end{aligned}$$

A su vez, se ha considerado un precio de 70 € por tonelada de CO<sub>2</sub>. Este valor se basa en los precios actuales del mercado europeo de derechos de emisión (EU ETS) [79], donde el precio de cierre del 22 de mayo de 2025 fue de 71,91 €, con una media en las últimas 5 sesiones de 71,03 € y de 68,64 € en los últimos doce meses. Se escogerá un valor de 70 € por tonelada de CO<sub>2</sub> para nuestro análisis. El ahorro adicional resulta:

$$\text{Ahorro por emisiones de CO}_2 \text{ evitadas} = 492,67 \frac{tCO_2}{\text{año}} \cdot 70 \frac{\text{€}}{tCO_2} = 34.486,90 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Ese valor representa el ahorro indirecto o ingreso ambiental por evitar emisiones, considerándose como un valor económico de sostenibilidad.

Finalmente, sumando ambas contribuciones quedaría un beneficio total anual estimado de:

$$\text{Beneficio total anual estimado} = 289.253,25\text{€} + 34.486,90 \text{€} = 323.740,15 \text{€}$$

Una vez obtenido el beneficio anual estimado puede obtenerse la tabla del flujo de caja del proyecto, que puede consultarse en el anexo económico. En dicha tabla, una vez obtenido el flujo neto antes de impuestos, se deduce la amortización contable del activo correspondiente a ese año. Esta amortización no representa una salida real de efectivo, pero sí reduce el beneficio imponible y, por tanto, los impuestos a pagar.

El beneficio fiscal se calcula así:

$$\text{Beneficio fiscal} = \text{FC antes de impuestos} - \text{Amortización contable}$$

A partir de ese valor, se ha aplicado el tipo impositivo general del Impuesto de Sociedades en España, que es:

$$\text{Impuesto de sociedades} = \text{Beneficio fiscal} \cdot 25\%$$

Una vez deducido ese impuesto, se obtiene el flujo de caja tras impuestos. A partir de ahí, dicho flujo se utiliza para calcular el flujo de caja reducido aplicando la tasa de descuento elegida, de un 7 %, valor habitual en estudios energéticos recomendada por el IDEA. El flujo de caja reducido es el resultado de descontar el flujo de caja neto de cada año con dicha tasa, aplicando la fórmula:

$$FCR_t = \frac{FF_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

$FCR_t$  = Flujo de caja reducido año t (valor presente flujo de caja de ese año)

$FF_t$  = Flujo de caja tras impuestos del año t

K = Tasa de descuento o coste de capital

t = Año correspondiente (0, 1, 2, 3, ..., 19, 20)

Se han obtenido también dos columnas, una columna con el flujo de caja acumulado tras impuestos sin descontar, que nos servirá para el análisis del payback, y otra columna de flujo de caja reducido acumulado que será útil para el análisis del VAN y TIR.

Con la tabla completada se pueden obtener los indicadores de rentabilidad más importantes.

El payback o plazo de recuperación es un indicador que mide el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja netos generados por el proyecto. Se puede interpretar como el momento en el que el proyecto “se paga a sí mismo”. El cálculo se realiza sumando los flujos de caja tras impuestos año tras año y cuando el valor acumulado cambie de negativo a positivo, se considera que se ha llegado al punto de equilibrio económico. En el presente proyecto según las consideraciones tomadas anteriormente puede verse que el flujo de caja acumulado tras impuestos sigue siendo negativo en el año 20, lo que implica que la inversión inicial no se ha recuperado en la vida útil considerada, reflejando una rentabilidad insuficiente en términos de recuperación directa de la inversión.

Otro parámetro representativo para valorar una inversión es el VAN (Valor Actual Neto), indicador financiero que indica la viabilidad económica de un proyecto considerando el valor temporal del dinero. Consiste en descontar todos los flujos de caja futuros a una tasa determinada (en nuestro caso un 7%) y compararlos con la inversión inicial. EL objetivo es determinar si, una vez descontados todos los ingresos y egresos, el proyecto genera valor. El VAN se calcula con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FF_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

$FF_t$  = Flujo de caja tras impuestos del año t

K = Tasa de descuento o coste de capital

t = Año correspondiente (0, 1, 2, 3, ..., 19, 20)

Como se ha comentado, en el presente proyecto se ha calculado previamente el flujo de caja reducido aplicando la tasa de descuento a cada año, sumando cada flujo reducido para obtener su acumulado y obtener el VAN total del proyecto. El resultado final es:

$$VAN = -6.429.065,02€$$

Se ha comprobado el correcto cálculo del VAN derivado de la tabla E6 del anexo económico con una calculadora financiera [80], corroborando el mismo resultado obtenido en ambos casos.

Rentabilidad requerida *	<input type="text" value="7,00%"/>			
Desembolso inicial	<input type="text" value="6.766.902,45"/>			
<table border="1"> <tr> <td>V.A.N.</td> <td>-6.429.064,45</td> <td>no aceptable</td> </tr> </table>		V.A.N.	-6.429.064,45	no aceptable
V.A.N.	-6.429.064,45	no aceptable		
<input type="button" value="LIMPIAR FORMULARIO"/>				

Figura 81. Cálculo del VAN del proyecto [80]

El valor negativo del VAN indica que el proyecto no es rentable en términos financieros, El proyecto tal y como está estructurado, destruye valor económico.

Por último, queda estudiar la TIR (Tasa Interna de Retorno), que es el tipo de interés que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. Representa la rentabilidad porcentual esperada del proyecto considerando todos los flujos de caja durante su vida útil. Se calcula buscando la tasa  $r$  que satisface:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FF_t}{(1+r)^t}$$

Donde  $r$  es la TIR y los  $FF_t$  son los flujos de caja tras impuestos y  $n$  el número de años de explotación del proyecto.

Para el cálculo de la TIR del proyecto con las consideraciones anteriores se ha hecho uso de una calculadora financiera [81], dando un resultado de **-24.373%**.

Tasa interna de retorno (TIR):	<input type="text" value="-24,373"/>	<input style="width: 30px;" type="text" value="%"/>
--------------------------------	--------------------------------------	---

Figura 82. Cálculo de la TIR del proyecto [81]

La TIR obtenida indica que el proyecto no es rentable en su estado actual. Esta tasa refleja una rentabilidad interna muy inferior a la tasa de descuento utilizada del 7 % en el análisis, lo que implica como se ha visto que el VAN es negativo y el proyecto destruye valor económico.

Es importante destacar que este análisis (como se explicó a la hora de realizar los cálculos del flujo de caja) se ha realizado desde un enfoque económico, es decir, evaluando la rentabilidad intrínseca del proyecto sin considerar financiación externa, considerando que se financia completamente con recursos propios o fondos públicos. En este contexto, la TIR se compara con la tasa de descuento escogida del 7 %.

En otros enfoques como el financiero, la TIR se compararía con el coste efectivo de financiación, por ejemplo, la TAE del préstamo. En ese caso el proyecto sería considerado rentable si su TIR es superior a la TAE. No obstante, este criterio no es aplicable aquí, ya

que el análisis ha sido realizado sin considerar deuda y, por tanto, la TIR se interpreta exclusivamente en relación con la rentabilidad mínima desde el punto de vista económico.

Tras analizar la viabilidad económica en el análisis anterior con la poca rentabilidad obtenida se ha propuesto a continuación un nuevo escenario de análisis económico. En esta segunda alternativa, el hidrógeno verde generado por la planta se destinará a su comercialización en el mercado, ya sea a nivel industrial, logístico o de movilidad, permitiendo así evaluar si esta nueva orientación productiva mejora los indicadores de rentabilidad del proyecto y alcanza un resultado económico positivo.

El análisis seguirá la misma metodología anterior: cálculo de flujos de caja anuales, el VAN, la TIR y el payback, asumiendo la misma tasa de descuento del 7 %.

El precio de venta del hidrógeno hoy en día es complejo ya que no existe un mercado global del hidrógeno totalmente maduro como ocurre con la gasolina o el diésel. Según el índice MIBGAS IBHYX [82] se establece 5,85 €/kg el primer precio de referencia de mercado para hidrógeno renovable en España. Refleja lo más parecido a un precio de venta mayorista o para contrato de compraventa directa entre un productor y un gran consumidor final.

Para estimar un valor más preciso se ha decidido calcular el valor estimado del Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) del proyecto, es decir, el costo promedio por kilogramo de hidrógeno producido a lo largo de la vida útil del proyecto. Se ha usado la fórmula siguiente:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + OtrosCostes_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{ProducciónH_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

$CAPEX_t$  = Gastos de capital en el año t

$OPEX_t$  = Gastos operativos año t

$OtrosCostes_t$  = Otros costes asociados al proyecto no incluidos en el CAPEX ni OPEX

$ProducciónH_t$  = Cantidad de hidrógeno producida en el año t

n = Vida útil del proyecto en años

r = Tasa de descuento considerada

Resolviendo la ecuación con el software Python para nuestro proyecto se obtiene un LCOH de aproximadamente 3,2 €/kg, lo que parece un coste de producción bastante competitivo, incluso cercano a valores como los costes del hidrógeno gris. Para aumentar el rango de beneficio se ha considerado un precio de venta inicial de 5,85 €/kg marcado por el índice ibérico [82], con una tasa de crecimiento del 2 % anual, considerando un aumento en la demanda del hidrógeno con el tiempo en transporte, industria... Aunque como se comentó en el estudio de Harvard [73] (figura 04) al incluir los costes de almacenamiento, distribución y repostaje, el precio puede duplicarse en sectores como el transporte por

carretera ( $\approx 15,25$  USD/kg). En la siguiente tabla se recoge el precio de venta del hidrógeno junto con los ingresos obtenidos para los 20 años de estudio.

Año	Producción H2 (kg/año)	Precio de venta (€/kg)	Ingresos (€)
1	95206,00	5,85 €	556.955,10 €
2	94729,97	5,97 €	565.253,73 €
3	94256,32	6,09 €	573.676,01 €
4	93785,04	6,21 €	582.223,78 €
5	93316,11	6,33 €	590.898,92 €
6	92849,53	6,46 €	599.703,31 €
7	92385,29	6,59 €	608.638,89 €
8	91923,36	6,72 €	617.707,61 €
9	91463,74	6,85 €	626.911,45 €
10	91006,42	6,99 €	636.252,44 €
11	90551,39	7,13 €	645.732,60 €
12	90098,63	7,27 €	655.354,01 €
13	89648,14	7,42 €	665.118,79 €
14	89199,90	7,57 €	675.029,06 €
15	88753,90	7,72 €	685.086,99 €
16	88310,13	7,87 €	695.294,79 €
17	87868,58	8,03 €	705.654,68 €
18	87429,24	8,19 €	716.168,93 €
19	86992,09	8,36 €	726.839,85 €
20	86557,13	8,52 €	737.669,76 €

Tabla 35. Precio de venta considerado del hidrógeno para los 20 años

Teniendo los ingresos se puede calcular el flujo de caja para cada año, que puede verse en la tabla E7 del anexo económico. Siguiendo la misma metodología de cálculo que para el caso anterior llegamos a un payback que no se alcanza en los 20 años, un VAN de negativo de -3.589.279,67 € y una TIR de -1.39 %.

El nuevo escenario de venta de hidrógeno, aunque mejora los ingresos respecto al caso de abastecimiento de la flota de camiones, no alcanza la rentabilidad deseada ya que el VAN continúa siendo negativo, la TIR es muy inferior al 7 % y el payback no se alcanza en los 20 años evaluados.

## 6.6 Conclusiones

En el presente proyecto se ha diseñado una planta de producción de hidrógeno verde utilizando luz solar y agua regenerada, para ser instalada en una EDAR de la Costa del Sol, con el objetivo de producir hidrógeno necesario para que circulen los camiones de recogida de residuos que se utilizan en la Mancomunidad de Municipios de la Costa del Sol Occidental. De esta manera, dichos vehículos no precisarían de combustibles fósiles, lo cual supondría un ahorro económico y una disminución en sus emisiones contaminantes.

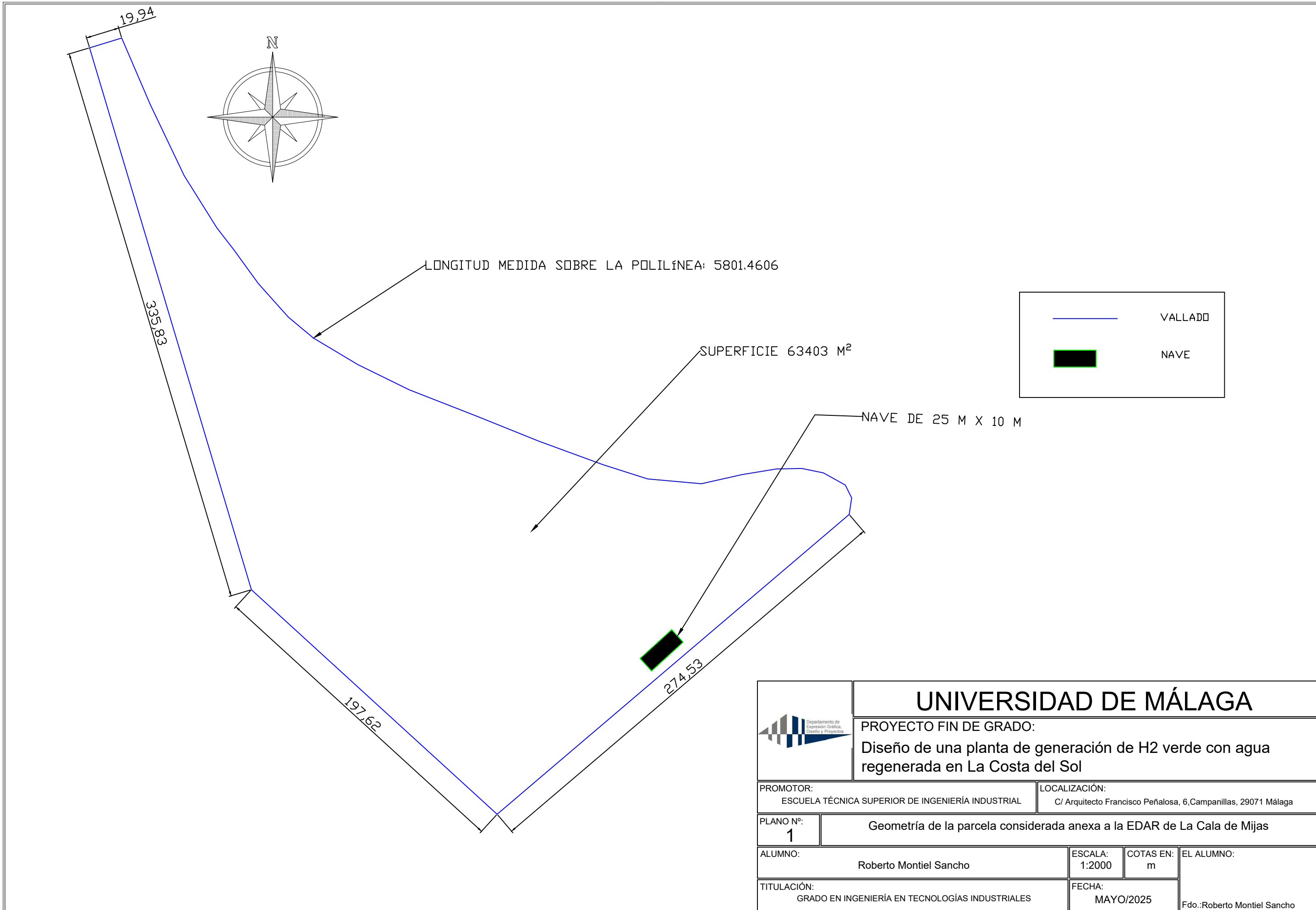
De esta manera, se ha diseñado la planta y se han calculado los principales indicadores financieros para dos escenarios principales de la planta de producción de hidrógeno verde propuesta. En ambos casos, los resultados financieros han sido negativos, demostrando que incluso con mayores flujos de caja el proyecto no genera retorno suficiente para recuperar la inversión inicial. Del análisis conjunto se desprenden varios factores que explican la falta de rentabilidad en ambos escenarios, como bien puede ser un CAPEX extremadamente alto, superando los 6.7 millones de euros, de los cuales más de la mitad corresponden al coste del electrolizador, una fiscalidad elevada sobre los beneficios o la exclusión en el análisis del uso de fondos públicos.

Pero también hay resultados favorables, ya que ha podido verse que el Levelised Cost of Hydrogen del proyecto se sitúa en torno a 3,2 €/kg, un coste bastante competitivo que puede permitir tener un margen respecto al precio de venta y distribuirlo a un precio razonable para su implantación acelerada en la sociedad, aunque es necesario seguir investigando en estas tecnologías para abaratar los costes iniciales de capital asociados a su producción, así como los relacionados al almacenamiento y distribución .

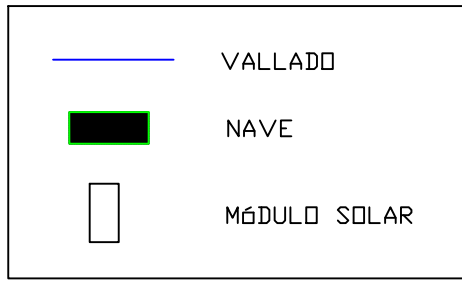
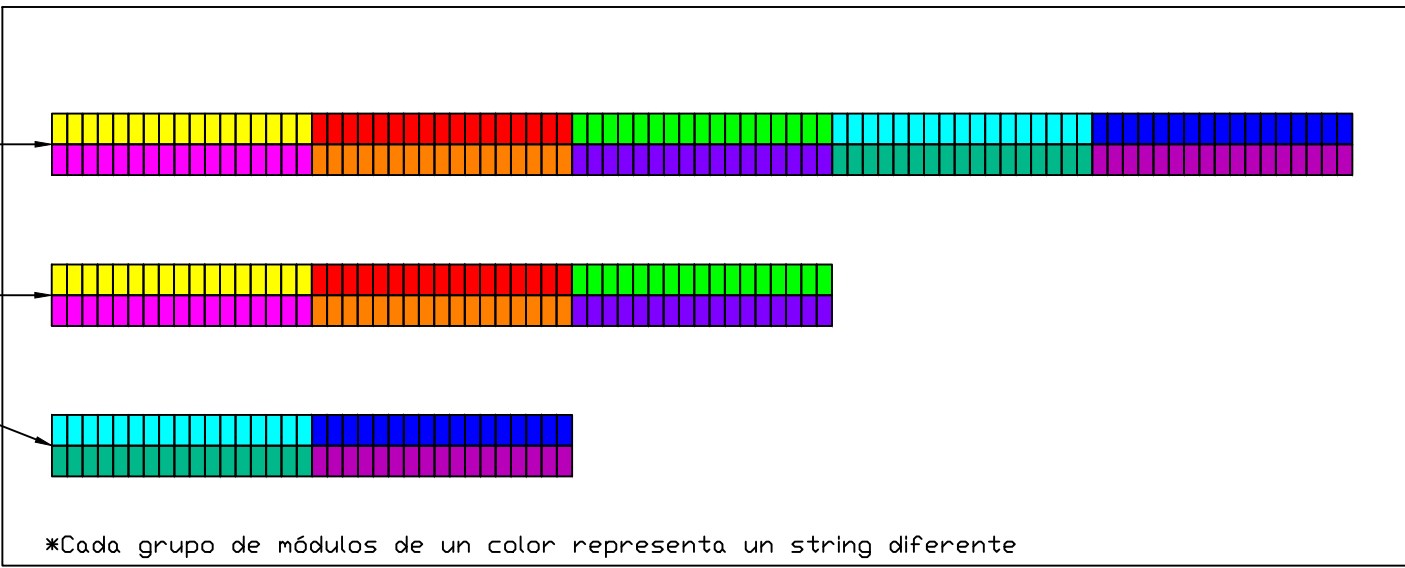
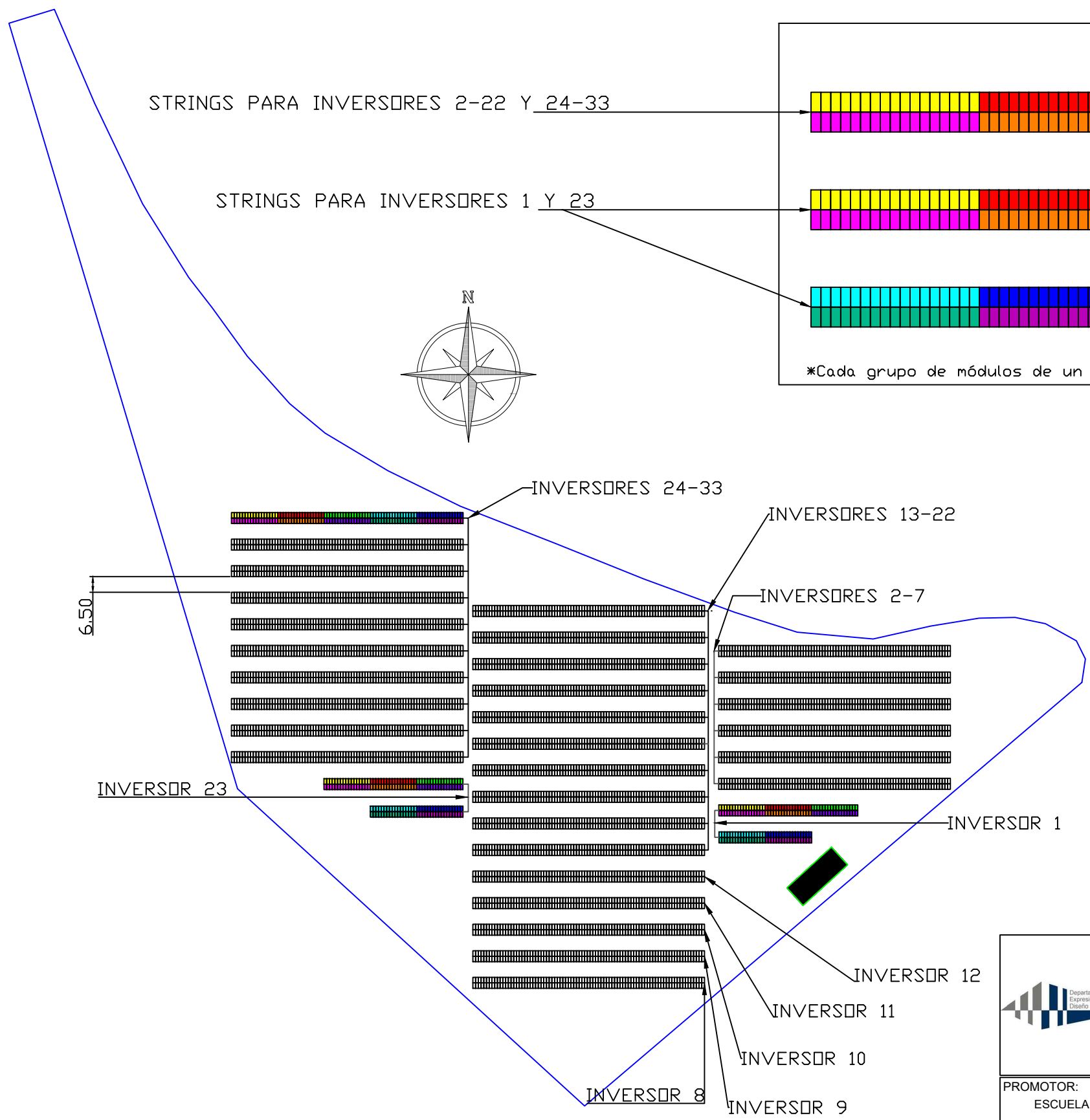
## 7. Planimetría del proyecto

---

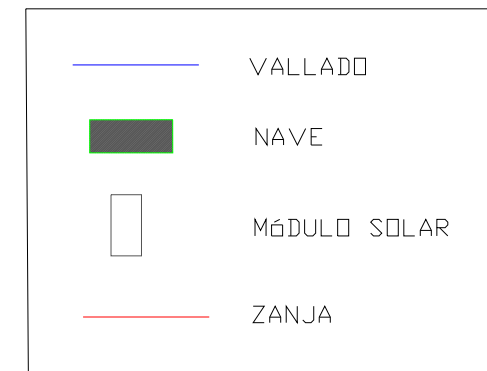
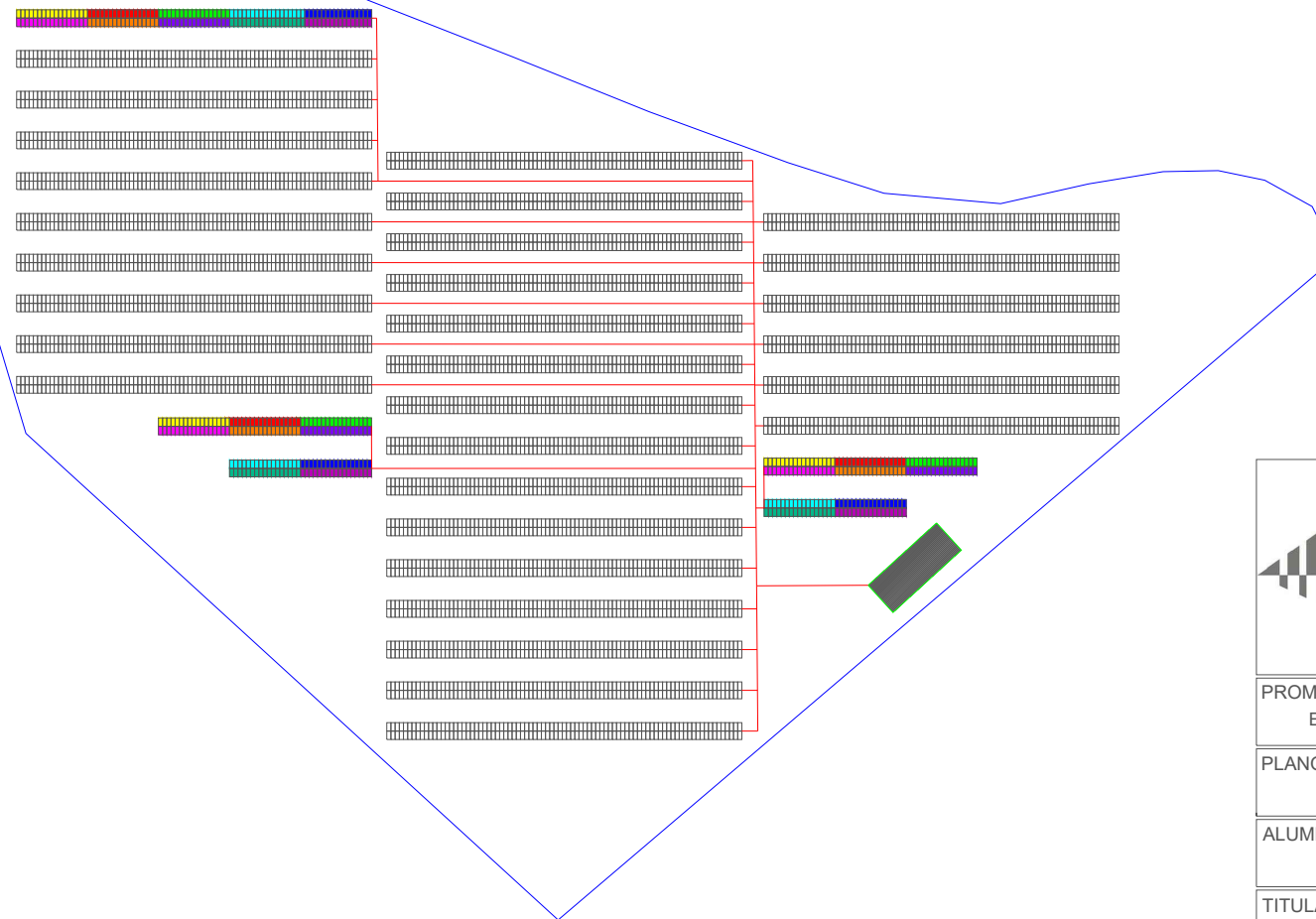
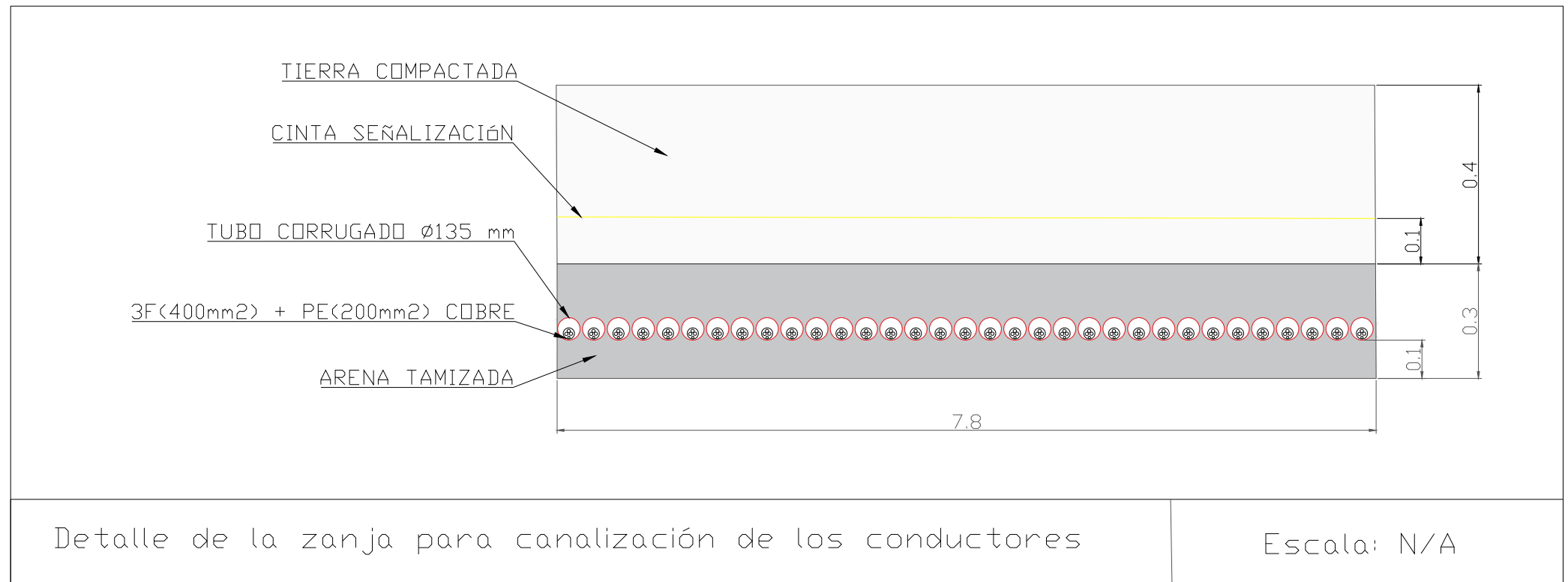
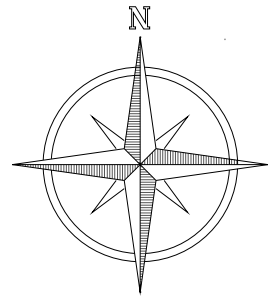
A continuación, se presentan los planos técnicos desarrollados para el diseño de la planta de generación de hidrógeno verde a partir de agua regenerada. Estos dibujos recogen de forma gráfica los detalles constructivos, distribución de los elementos principales, canalizaciones eléctricas y esquemas necesarios para la correcta comprensión e implementación del proyecto. Se ha procurado una representación clara, coherente y ajustada a normativa, facilitando la lectura e interpretación tanto técnica como visual del conjunto del sistema.



		<b>UNIVERSIDAD DE MÁLAGA</b>		
		<b>PROYECTO FIN DE GRADO:</b> Diseño de una planta de generación de H2 verde con agua regenerada en La Costa del Sol		
<b>PROMOTOR:</b> ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL		<b>LOCALIZACIÓN:</b> C/ Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga		
<b>PLANO Nº:</b> <b>1</b>	Geometría de la parcela considerada anexa a la EDAR de La Cala de Mijas			
<b>ALUMNO:</b> Roberto Montiel Sancho		<b>ESCALA:</b> 1:2000	<b>COTAS EN:</b> m	<b>EL ALUMNO:</b>  
<b>TITULACIÓN:</b> GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		<b>FECHA:</b> MAYO/2025		Fdo.: Roberto Montiel Sancho

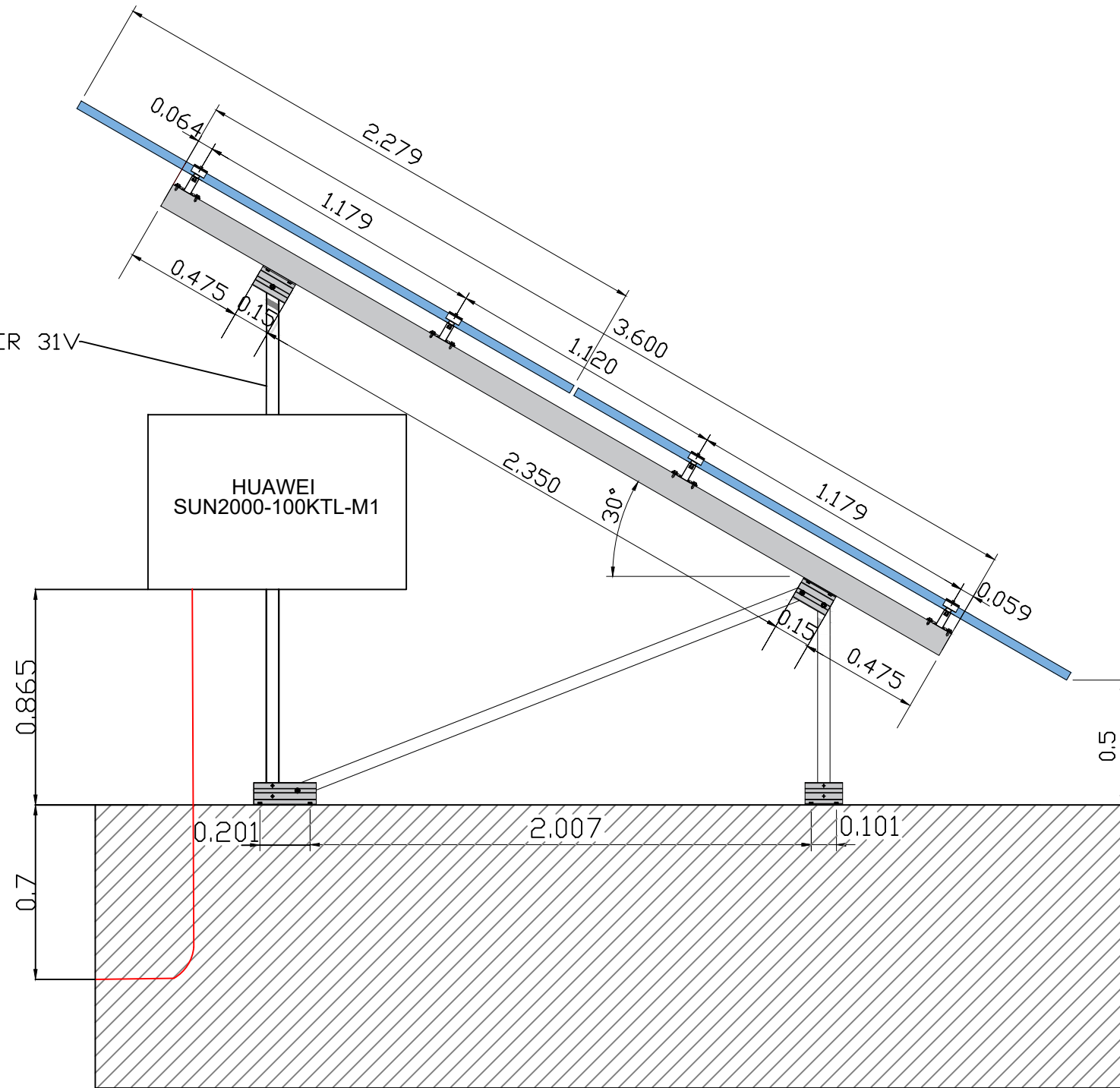


	<b>UNIVERSIDAD DE MÁLAGA</b>			
	<b>PROYECTO FIN DE GRADO:</b> Diseño de una planta de generación de H2 verde con agua regenerada en La Costa del Sol			
PROMOTOR: ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL		LOCALIZACIÓN: C/ Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga		
PLANO Nº: <b>2</b>	Distribución de los módulos fotovoltaicos en la parcela			
ALUMNO: Roberto Montiel Sancho		ESCALA: 1:2000	COTAS EN: m	EL ALUMNO:
TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		FECHA: MAYO/2025		Fdo.: Roberto Montiel Sancho



	<b>UNIVERSIDAD DE MÁLAGA</b>			
	<b>PROYECTO FIN DE GRADO:</b> Diseño de una planta de generación de H2 verde con agua regenerada en La Costa del Sol			
PROMOTOR: ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL		LOCALIZACIÓN: C/ Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga		
PLANO Nº: <b>3</b>	Distribución de las zanjas de canalización desde los inversores al cuadro AC			
ALUMNO: Roberto Montiel Sancho	ESCALA: <b>1:2000</b>	COTAS EN: m	EL ALUMNO:	
TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		FECHA: MAYO/2025		Fdo.: Roberto Montiel Sancho

ESTRUCTURA DE MÓDULOS SUNFER 31V



# UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

PROYECTO FIN DE GRADO:

Diseño de una planta de generación de H2 verde con agua regenerada en La Costa del Sol

PROMOTOR:  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

LOCALIZACIÓN:  
C/ Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga

PLANO Nº:  
**4**

Vista lateral de la estructura de los módulos fotovoltaicos

ALUMNO:  
Roberto Montiel Sancho

ESCALA:  
N/A

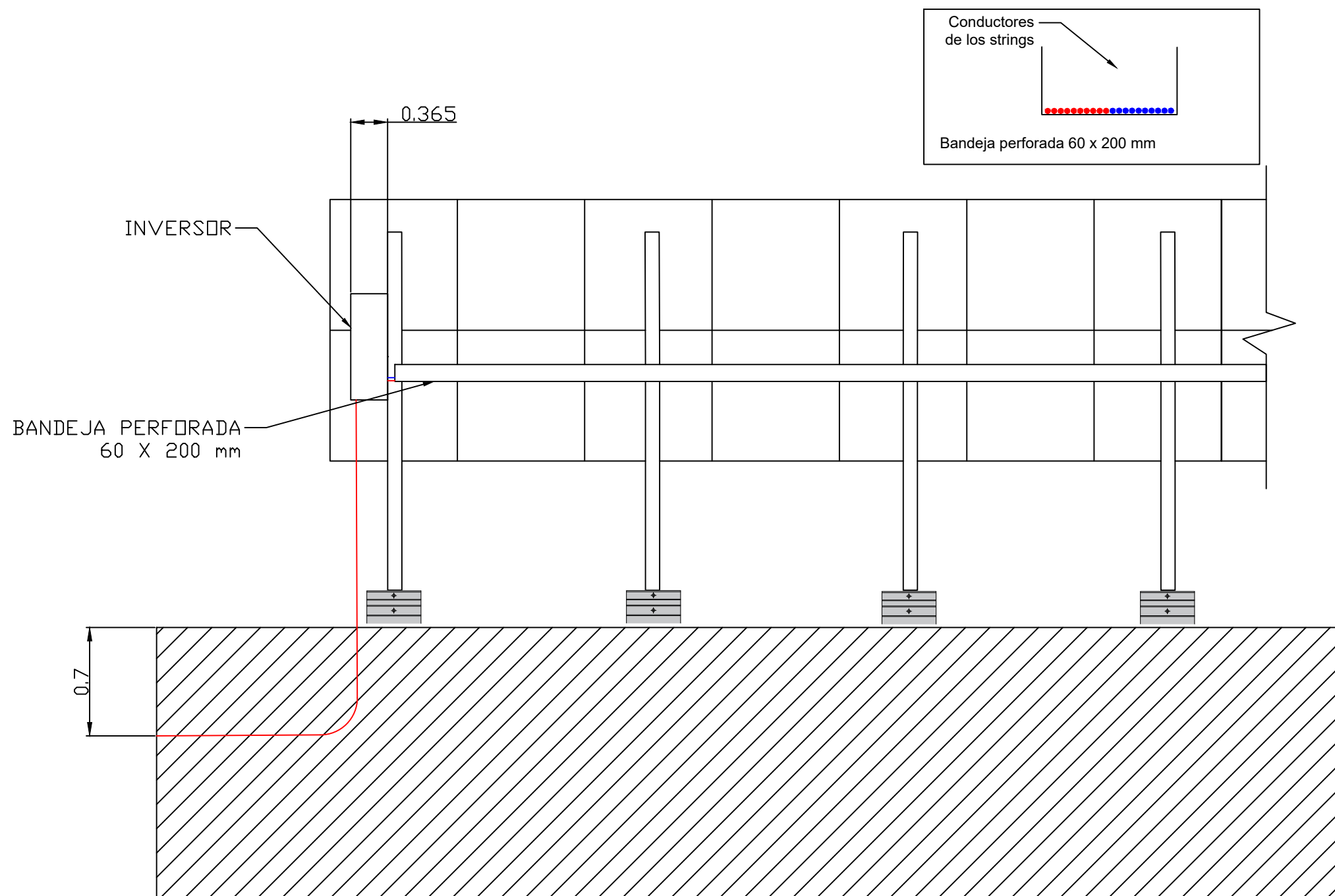
COTAS EN:  
m

EL ALUMNO:

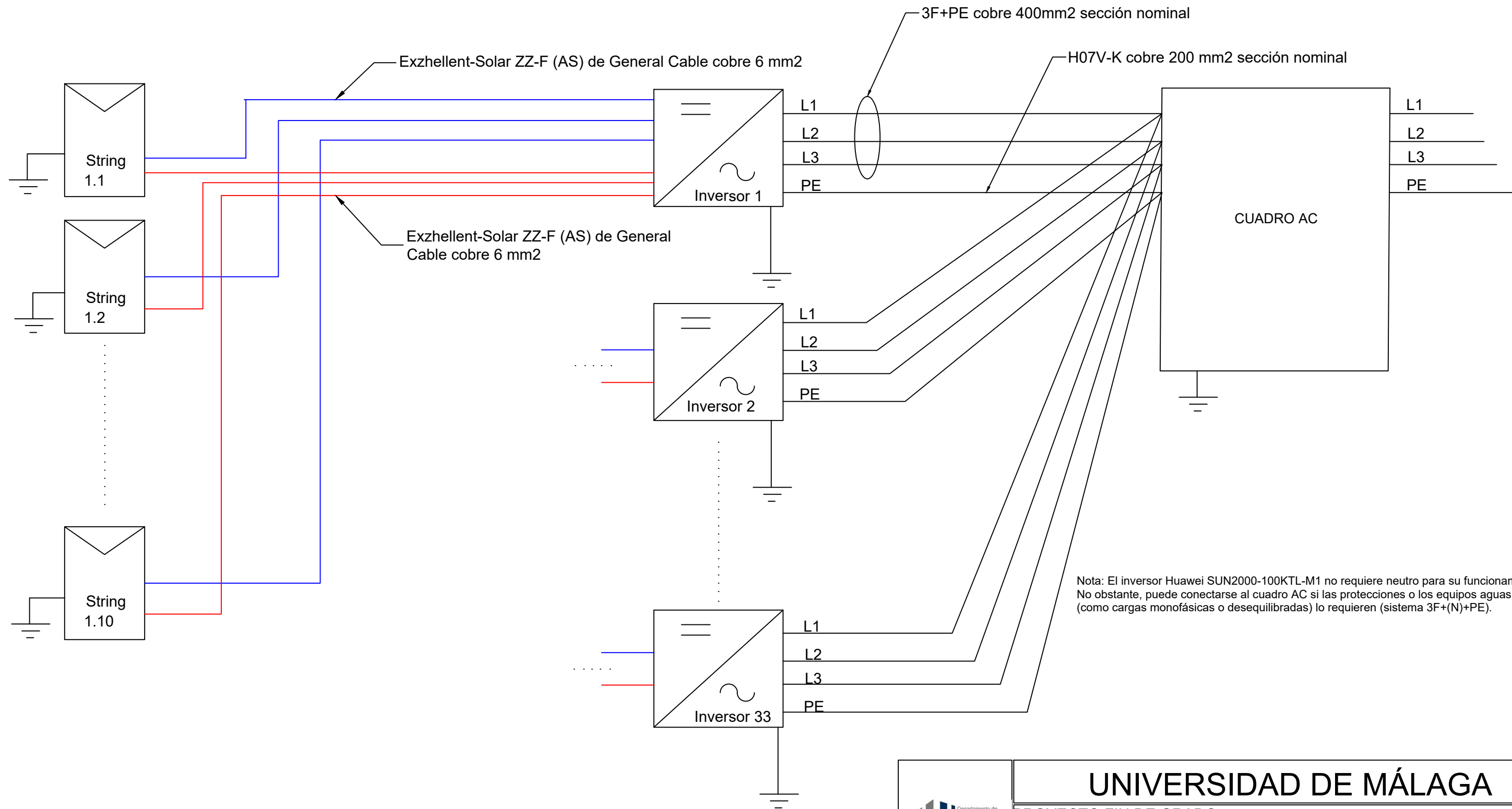
TITULACIÓN:  
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

FECHA:  
MAYO/2025

Fdo.: Roberto Montiel Sancho

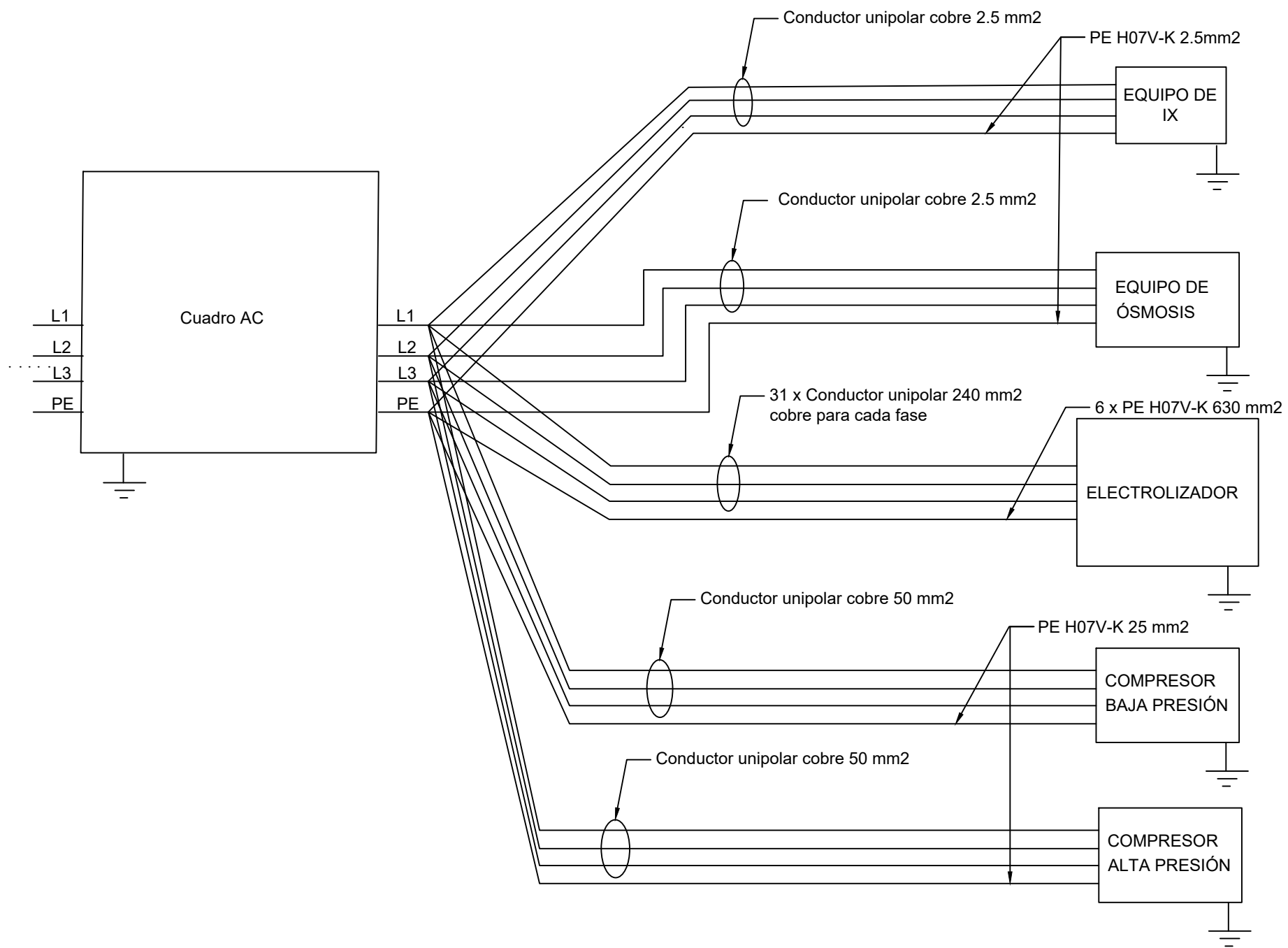


	<b>UNIVERSIDAD DE MÁLAGA</b>			
	<b>PROYECTO FIN DE GRADO:</b> Diseño de una planta de generación de H2 verde con agua regenerada en La Costa del Sol			
PROMOTOR: ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL		LOCALIZACIÓN: C/ Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga		
PLANO Nº: <b>5</b>	Vista posterior de la estructura de los módulos fotovoltaicos			
ALUMNO: Roberto Montiel Sancho	ESCALA: N/A	COTAS EN: m	EL ALUMNO:	
TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		FECHA: MAYO/2025		Fdo.: Roberto Montiel Sancho



Nota: El inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1 no requiere neutro para su funcionamiento. No obstante, puede conectarse al cuadro AC si las protecciones o los equipos aguas abajo (como cargas monofásicas o desequilibradas) lo requieren (sistema 3F+(N)+PE).

	<b>UNIVERSIDAD DE MÁLAGA</b>			
	<b>PROYECTO FIN DE GRADO:</b> Diseño de una planta de generación de H2 verde con agua regenerada en La Costa del Sol			
PROMOTOR: ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL		LOCALIZACIÓN: C. / Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga		
PLANO Nº: <b>6</b>	Esquema de conexiones desde los módulos fotovoltaicos hasta el cuadro AC			
AUTOR: Roberto Montiel Sancho		ESCALA: N/A	COTAS EN: m	AUTOR:
TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		FECHA: MAYO, 2025		Fdo.:Roberto Montiel Sancho

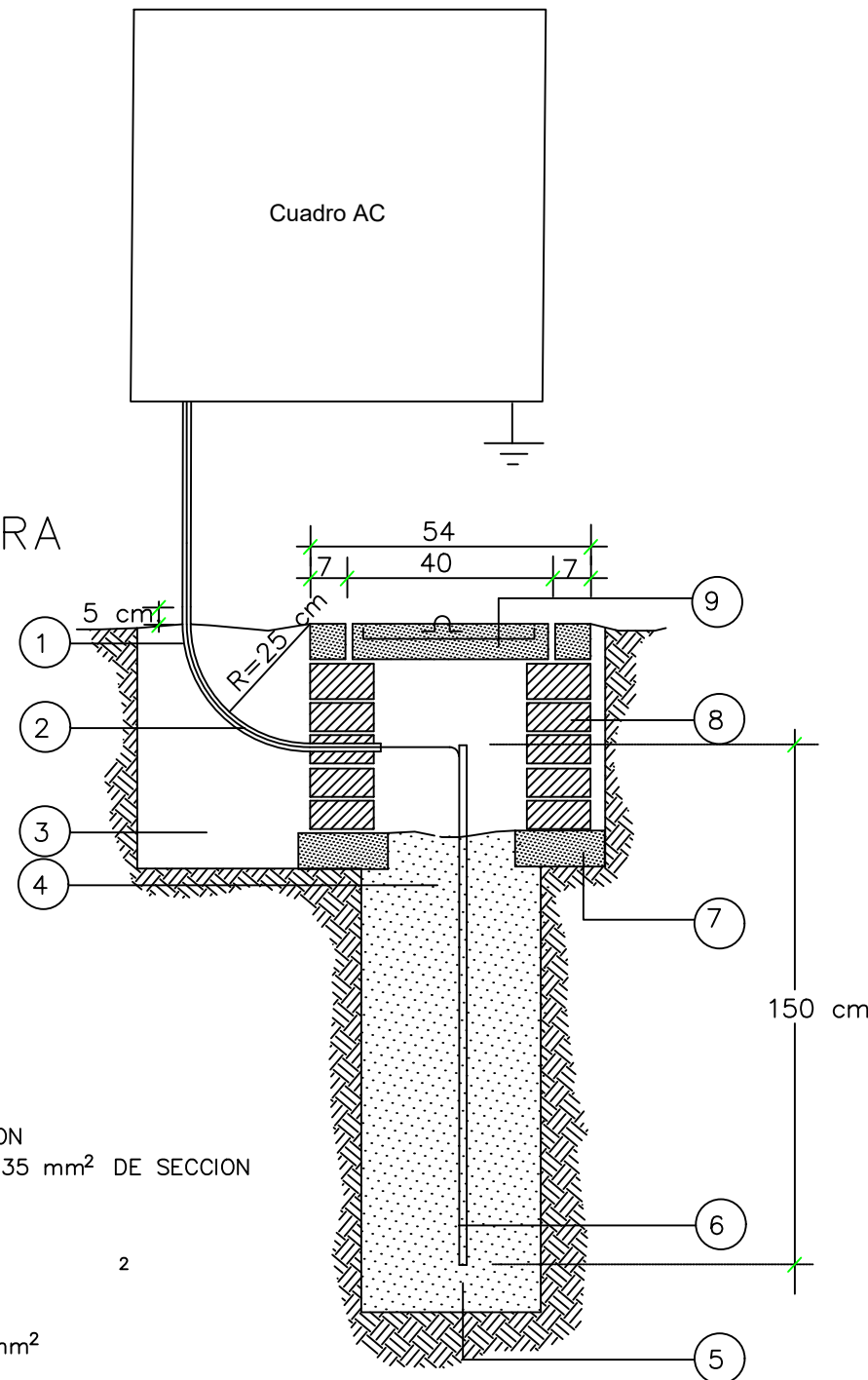


	<b>UNIVERSIDAD DE MÁLAGA</b>			
	<b>PROYECTO FIN DE GRADO:</b> Diseño de una planta de generación de H <sub>2</sub> verde a partir de agua regenerada en La Costa del Sol			
<b>PROMOTOR:</b> ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL		<b>LOCALIZACIÓN:</b> C/ Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga		
<b>PLANO Nº:</b> <b>7</b>	<b>Esquema de conexiones desde el cuadro AC hasta los equipos de consumo</b>			
<b>ALUMNO:</b> Roberto Montiel Sancho		<b>ESCALA:</b> N/A	<b>COTAS EN:</b> m	<b>EL ALUMNO:</b>
<b>TITULACIÓN:</b> GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		<b>FECHA:</b> MAYO/2025		Fdo.: Roberto Montiel Sancho

## ARQUETA DE PUESTA A TIERRA ELECTRODO DE PICA VERTICAL

RESISTENCIA DE TIERRA  $R < 10$  Ohmios  
RESISTIVIDAD DEL TERRENO (debe estudiarse)

- 1 TUBO DE ACERO GALVANIZADO DE 40 mm<sup>2</sup> DE SECCION
- 2 LINEA PRINCIPAL DE TIERRA, CON HILO DE COBRE DE 35 mm<sup>2</sup> DE SECCION
- 3 ZONA EXCAVADA
- 4 SOLDADURA DE COBRE DE ALTO PODER DE FUSION
- 5 RELLENO DE TIERRAS
- 6 PICA DE COBRE ENTERRADA  $\varnothing 14$ MM L=1.5M
- 7 BASE DE MORTERO
- 8 FABRICA DE LADRILLO MACIZO
- 9 TAPA DE HORMIGON ARMADO ARMADURA # 6x6.  $\varnothing 6$  mm<sup>2</sup>



ARQUETA DE 30x30x30  
ALZADO

	<b>UNIVERSIDAD DE MÁLAGA</b>		
	<b>PROYECTO FIN DE GRADO:</b> Diseño de una planta de generación de H2 verde a partir de agua regenerada en La Costa del Sol		
PROMOTOR: ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL	LOCALIZACIÓN: C/ Arquitecto Francisco Peñalosa, 6, Campanillas, 29071 Málaga		
PLANO Nº: <b>7</b>	Esquema de conexión de puesta a tierra general		
ALUMNO: Roberto Montiel Sancho	ESCALA: N/A	COTAS EN: cm	EL ALUMNO:
TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES	FECHA: MAYO/2025		Fdo.: Roberto Montiel Sancho

## 8. Bibliografía

---

«Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada». Fundación Naturgy, <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/> [1]

Energía para un futuro neutro desde el punto de vista climático | Heinrich Böll Stiftung - Santiago de Chile | Chile | Perú | Bolivia. <https://cl.boell.org/es/2023/03/20/energia-para-un-futuro-neutro-desde-el-punto-de-vista-climatico> [2]

«Hoja de Ruta del Hidrógeno». Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno.html>. [3]

Energía. «[Informe] Hidrógeno: ¿la nueva panacea? • Ecologistas en Acción». Ecologistas en Acción, 16 de septiembre de 2021, <https://www.ecologistasenaccion.org/178945/informe-hidrogeno-la-nueva-panacea/> [4]

Asociación Chilena del Hidrógeno. (s.f.). *Manual del hidrógeno verde*. AH2V Biobío. <https://www.ah2vbiobio.cl/manual-del-hidrogeno-verde/>[5]

Redacción. «Gas Natural vs Hidrógeno, ¿qué es mejor?» Noticias de la Ciencia y la Tecnología (Amazings® / NCYT®), 22 de septiembre de 2023, <https://noticiasdelaciencia.com//art/48041/gas-natural-vs-hidrogeno-que-es-mejor.>[6]

«Seguridad». *Centro Nacional del Hidrógeno*, <https://www.cnh2.es/seguridad/> [7]

Alemany, Marcos Carbonell. «¿Puede el hidrógeno sustituir al gas natural?» Blog de Ingeniería Industrial, 18 de julio de 2023, <https://blogs.udima.es/ingenieria-industrial/puede-el-hidrogeno-sustituir-al-gas-natural/> [8]

Kumar, A. (2025, 22 marzo). India's ally in Europe hits jackpot worth \$92 trillion, uncovers world's largest white hydrogen deposit. Times Now. <https://www.timesnownews.com/business-economy/economy/indias-ally-france-hits-jackpot-worth-92-trillion-uncovers-worlds-largest-hydrogen-deposit-article-118882884> [9]

Corporativa, I. (s. f.). Día Mundial del Hidrógeno: fecha, origen y futuros retos. Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/dia-hidrogeno#:~:text=Actualmente%2C%20el%2099%20%25%20del%20hidr%C3%B3geno,con%20emisiones%20de%20CO2> [10]

«Sitio web del Hidrógeno». *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*, <https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno.html>. [11]

Redacción20/08/2019. «¿Cómo funcionan las tecnologías Power-to-X?» *El Periódico de la Energía*, 20 de agosto de 2019, <https://elperiodicodelaenergia.com/como-funcionan-las-tecnologias-power-to-x/>. [12]

- «Electrólisis». *Wikipedia, la enciclopedia libre*, 13 de febrero de 2025. *Wikipedia*, <https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Electr%C3%B3lisis&oldid=165387867>. [13]
- «8.1: Enlace de hidrógeno». *LibreTexts Español*, 30 de octubre de 2022, [https://espanol.libretexts.org/Quimica/Qu%C3%ADmica\\_Introductoria%2C\\_Conceptual\\_y\\_GOB/Libro%3A\\_%C2%A1Qu%C3%ADmica\\_Introductoria\\_en\\_L%C3%ADnea!\\_\(Joven\)/08%3A\\_%C3%81cidos%2C\\_Bases\\_y\\_pH/8.1%3A\\_Enlace\\_de\\_hidr%C3%B3geno](https://espanol.libretexts.org/Quimica/Qu%C3%ADmica_Introductoria%2C_Conceptual_y_GOB/Libro%3A_%C2%A1Qu%C3%ADmica_Introductoria_en_L%C3%ADnea!_(Joven)/08%3A_%C3%81cidos%2C_Bases_y_pH/8.1%3A_Enlace_de_hidr%C3%B3geno). [14]
- «Electrólisis del agua». *Wikipedia, la enciclopedia libre*, 3 de febrero de 2025. *Wikipedia*, [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Electr%C3%B3lisis\\_del\\_agua&oldid=165179029](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Electr%C3%B3lisis_del_agua&oldid=165179029). [15]
- Brey, José Javier. «La electrolisis como una herramienta clave de la descarbonización del siglo XXI». *Economía industrial*, n.º 424, 2022, pp. 87-96. *dialnet.unirioja.es*, <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8763313>. [16]
- Nieto Gallego, Emilio. «Tecnologías de la economía del hidrógeno». *Economía industrial*, n.º 424, 2022, pp. 75-86. *dialnet.unirioja.es*, <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8763312>. [17]
- Electrolysis of Water and Fuel Cell Operation*. <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/thermo/electrol.html>. [18]
- Reyes, Álvaro. *Balance de Planta (BoP) de un Electrolizador - SynerHy*. 3 de febrero de 2022, <https://synerhy.com/2022/02/balance-de-planta-bop-de-un-electrolizador/>. [20]
- «Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis». *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*, <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/catf.html>. [21]
- admin. *From Cost to Competitiveness: Alkaline Electrolysis in Hydrogen Production - Hande Hydrogen*. 26 de noviembre de 2023, <https://handehydrogen.com/2023/11/26/from-cost-to-competitiveness-alkaline-electrolysis-in-hydrogen-production/>, <https://handehydrogen.com/2023/11/26/from-cost-to-competitiveness-alkaline-electrolysis-in-hydrogen-production/> [22]
- Hydrogen's big shot. (2021). *The Electrochemical Society Interface*, 30(4), 1-102. <https://doi.org/10.1149/2.20214if> [23]
- «Global Hydrogen Review 2024 – Analysis». *IEA*, 2 de octubre de 2024, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> [24]
- Nuevo, David. «Las aplicaciones industriales del hidrógeno». *eshidrogeno*, 20 de agosto de 2024, <https://eshidrogeno.com/aplicaciones-industriales-del-hidrogeno/>. [25]
- Shiva Kumar, S., y V. Himabindu. «Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review». *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, n.º 3, diciembre de 2019, pp. 442-54. *ScienceDirect*, <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002> [26]
- «El Protocolo de Kioto». *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*, <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/protocolo-kioto.html> [27]

«El Acuerdo de París». *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*, <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.html> [28]

Consejo de la Unión Europea. (s.f.). *Pacto Verde Europeo*. <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/european-green-deal/> [29]

Consejo de la Unión Europea. (s.f.). *Objetivo 55: adaptación al nuevo objetivo climático para 2030*. <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/fit-for-55/> [30]

«Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030». *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>. [31]

*Empresa Común para un Hidrógeno Limpio | Unión Europea*. [https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/institutions-and-bodies/search-all-eu-institutions-and-bodies/clean-hydrogen-joint-undertaking\\_es](https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/institutions-and-bodies/search-all-eu-institutions-and-bodies/clean-hydrogen-joint-undertaking_es). [32]

Gonzalez, Francisco. «La estrategia de hidrógeno en Europa». *eshidrogeno*, 18 de diciembre de 2024, <https://eshidrogeno.com/estrategia-hidrogeno/>. [33]

*El Gobierno aprueba la “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable” | Idae*. <https://www.idae.es/noticias/el-gobierno-aprueba-la-hoja-de-ruta-del-hidrogeno-una-apuesta-por-el-hidrogeno-renovable> [34]

*Escuela de Ingenierías Industriales*. <https://eii.cv.uma.es/>. [35]

*Informe de energías renovables | Informes del sistema*. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables>. [36]

Researchgate.net. [https://www.researchgate.net/figure/Figura-17-Tres-imagenes-de-los-enlaces-basicos-de-un-semiconductor-a-Silicio\\_fig4\\_336471459](https://www.researchgate.net/figure/Figura-17-Tres-imagenes-de-los-enlaces-basicos-de-un-semiconductor-a-Silicio_fig4_336471459) [37]

*INGECON H2 D-lyzer*. [https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/hidrogeno-verde/p15\\_98\\_712/ingecon-h2-d-lyzer.aspx](https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/hidrogeno-verde/p15_98_712/ingecon-h2-d-lyzer.aspx). [38]

Becker, Hans, et al. «Impact of Impurities on Water Electrolysis: A Review». *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 7, n.º 7, 2023, pp. 1565-603. *pubs.rsc.org*, <https://doi.org/10.1039/D2SE01517J>. [39]

Torregrosa López, J. (2008). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada para abastecimiento de una vivienda unifamiliar* [Trabajo final de carrera, Universitat Politècnica de Catalunya]. UPCommons. <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/5942/05.pdf?sequence=6&isAllowed=y> [40]

Fundación Canal. (2016). *La depuración del agua*. <https://www.fundacioncanal.com/canaleduca/wp-content/uploads/2016/02/Depuracion-del-agua.pdf> [41]

ASTM International. (2018). ASTM D1193-06(2018): Standard Specification for Reagent Water.

<https://cdn.standards.iteh.ai/samples/99605/37d074ed08d94150b7100a898490578e/AS-TM-D1193-06-2018-.pdf> [42]

Khaliq, A., & Anwar, A. (2023). *Design, Modeling, and Control of a PEM Electrolyzer for Hydrogen Production Using Renewable Energy Sources* [Preprint]. Preprints.org. <https://www.preprints.org/manuscript/202305.1511/v1/download> [43]

Nuevo, David. *La ósmosis inversa | Formación de ingenieros*. <https://www.tecpa.es/la-osmosis-inversa/>. [44]

Shook. «¿Qué es el intercambio iónico en el tratamiento del agua? - Guía completa». *Agua nueva*, 31 de julio de 2024, <https://www.newater.com/es/que-es-el-intercambio-ionico-en-el-tratamiento-del-agua/>. [45]

Guerrero-Pérez, M. O. (2024). Perspectives and State of the Art of Membrane Separation Technology as a Key Element in the Development of Hydrogen Economy. *Membranes*, 14(11), 228. <https://doi.org/10.3390/membranes14110228> [46]

*Infraestructuras | Acosol*. <https://www.acosol.es/infraestructuras> [47]  
[https://www.tesla.com/es\\_es/megapack](https://www.tesla.com/es_es/megapack) [48]

*Hydrogen Electrolyser EL2000N - H2B2 Electrolysis Technologies*. (2024, 8 mayo). H2B2 Electrolysis Technologies. <https://www.h2b2.es/el2000n/> [49]

Costa del Sol occidental. (2024, 15 febrero). *La Mancomunidad mantiene sus servicios de recogida de residuos*. Mancomunidad de Municipios. <https://mancomunidad.org/la-mancomunidad-mantiene-sus-servicios-de-recogida-de-residuos/> [50]

[https://vb.nweurope.eu/media/16802/hector\\_pre-operation-handbook\\_final.pdf](https://vb.nweurope.eu/media/16802/hector_pre-operation-handbook_final.pdf) [51]

*Sede electrónica del Catastro - Inicio*. (s. f.). <https://www.sedecatastro.gob.es/> [52]

*JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. (2016, 11 enero). [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/) [53]

*H2B2 Electrolysis Technologies*. (2025, 7 abril). H2B2 Electrolysis Technologies. <https://www.h2b2.es/> [54]

Aqua Energy. (2020, 9 enero). *Osmosis Inversa Industrial 600 litros/hora - Aquaenergy* -. Aquaenergy. <https://aquaenergy.es/producto/osmosis-inversa-industrial-600-litros-hora/> [55]

*Aquarent® - Sitio oficial Aqua rent, SA de CV. México*. (s. f.). <https://aquarent.mx/> [56]

Agua nueva. (2023, 5 enero). *Fabricante integral de sistemas de tratamiento de agua por intercambio iónico*. Agua Nueva. <https://www.newater.com/es/sistemas-de-tratamiento-de-agua-por-intercambio-ionico/> [57]

*quality Hydrogen sulfide compressor-Jier New Energy Equipment*. (s. f.). [https://www.jrcompressor.com/Products\\_detail/10.html?gad\\_source=1&gbraid=0AAAAA-lb0xliESil0DON0qIRlofZcqhGa&gclid=Cj0KCQjwh\\_i\\_BhCzARIsANimeoFhe-MqT7AV4lqBvbp0haAXun0-fHudOcAuhalgThobqeuZlGEXEOMaApOfEALw\\_wcB](https://www.jrcompressor.com/Products_detail/10.html?gad_source=1&gbraid=0AAAAA-lb0xliESil0DON0qIRlofZcqhGa&gclid=Cj0KCQjwh_i_BhCzARIsANimeoFhe-MqT7AV4lqBvbp0haAXun0-fHudOcAuhalgThobqeuZlGEXEOMaApOfEALw_wcB) [58]

Burckhardt Compression. (s. f.). *Hydrogen fuel station - Burckhardt Compression*.  
<https://www.burckhardtcompression.com/applications/hydrogen-mobility-and-energy/hydrogen-fuel-station/> [59]

PRODUCTOS ESPECIALES y NUEVOS COMBUSTIBLES. (s. f.). Lapesa.  
<https://www.lapesa.es/es/productos-especiales-y-nuevos-combustibles#bloque-2> [60]

*Fabricante y fábrica de China Tanque De Hidrógeno De 140 Litros Y 350 Bar Para Automóviles | Hfsinopower.com*. (s. f.-b). <https://es.hfsinopower.com/140l-350bar-hydrogen-tank-for-automobiles> [61]

*Panel solar 580W monocristalino ATERSA GS y 144 medias células*. (2023, 6 julio).  
<https://atersa.shop/panel-solar-580w-a-580m-atersa-gs-mono-n-type-topcon-144-medias-celulas/> [62]

Kitsolaire Discount. (2025). *Panneau Solaire 500W Biverre N-Type Vertex S TrinaSolar*. Recuperado el 17 de abril de 2025 de <https://kitsolaire-discount.com/es/paneles-solares-clasicos/2398-panneau-solaire-500w-biverre-n-type-vertex-s-trinasolar-9085823108820.html> [63]

Autosolar. (2025). *Panel solar 500W N-Type TopCon Tensite*. Recuperado el 17 de abril de 2025 de <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-500w-n-type-topcon-tensite> [64]

*Datos técnicos*. (s. f.). <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-M1.pdf> [65]

*Inversor Huawei Trifásico SUN2000-100KTL*. (2025, 9 abril). Wccsolar.  
[https://www.wccsolar.net/inversor-huawei-trifasico-hibrido-sun2000-60ktl-m0-1/?gad\\_source=1&gbraid=0AAAAADGvH1dD5CjSvXPY47alQm2PL-A0R&gclid=Cj0KCQjw5azABhD1ARIsAA0WFUE6lgijy2muUAPeOynRspkdOQW7UgyvLnsP2z3MrzPLJFiG7QvLwaAj\\_LEALw\\_wcB](https://www.wccsolar.net/inversor-huawei-trifasico-hibrido-sun2000-60ktl-m0-1/?gad_source=1&gbraid=0AAAAADGvH1dD5CjSvXPY47alQm2PL-A0R&gclid=Cj0KCQjw5azABhD1ARIsAA0WFUE6lgijy2muUAPeOynRspkdOQW7UgyvLnsP2z3MrzPLJFiG7QvLwaAj_LEALw_wcB) [66]

*El clima en Mijas, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark*. (s. f.). Weather Spark. <https://es.weatherspark.com/y/35190/Clima-promedio-en-Mijas-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o> [67]

Soto, J. (2023, 19 julio). Málaga iguala el récord histórico de temperatura máxima con 44,2 grados. *Diario Sur*. <https://www.diariorur.es/malaga/malaga-igual-a-record-historico-temperatura-maxima-44-2-20230719191026-nt.html> [68]

31V. (s. f.). Sunfer Energy. <https://sunferenergy.com/product/31v-sistema-para-terreno/> [69]

*Exzhellent Class Solar E-SENS 1,5 KVDC | H1Z2Z2-K | ECA*. Prysmian España.  
<https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/General-Cable-Exzhellent-Class-Solar-e-SenS-1-5-kVdc-H1Z2Z2-K-Eca> [70]

MNS3.0. (s. f.). Low Voltage Products. <https://new.abb.com/low-voltage/es/productos/cuadros-de-distribucion-de-potencia-de-baja-tension-y-ccm/mcc-and-iec-low-voltage-switchgear/mns3.0> [71]

[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131) [72]

[https://www.cell.com/joule/abstract/S2542-4351\(24\)00421-5?returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2542435124004215%3Fshowall%3Dtrue](https://www.cell.com/joule/abstract/S2542-4351(24)00421-5?returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2542435124004215%3Fshowall%3Dtrue)) [73]

[https://www.theaustralian.com.au/subscribe/news/1/?sourceCode=TAWEB\\_WRE170\\_a\\_GGL&dest=https%3A%2F%2Fwww.theaustralian.com.au%2Fbusiness%2Fgreen-hydrogen-hopes-up-in-smoke%2Fnews-story%2Ff3b69233bb8ee730083f87e73764a232&memtype=anonymous&mode=premium&v21=GROUPA-Segment-1-NOSCORE&V21spcbehaviour=append#:~:text=Green%20hydrogen%20hopes%20up%20in,and%20meet%20net%2Dzero%20goals.](https://www.theaustralian.com.au/subscribe/news/1/?sourceCode=TAWEB_WRE170_a_GGL&dest=https%3A%2F%2Fwww.theaustralian.com.au%2Fbusiness%2Fgreen-hydrogen-hopes-up-in-smoke%2Fnews-story%2Ff3b69233bb8ee730083f87e73764a232&memtype=anonymous&mode=premium&v21=GROUPA-Segment-1-NOSCORE&V21spcbehaviour=append#:~:text=Green%20hydrogen%20hopes%20up%20in,and%20meet%20net%2Dzero%20goals.) [74]

Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Medina, E. R., Busto, C., Masson, G., Bosch, E., & Jäger-Waldau, A. (2021). True Cost of Solar Hydrogen. *Solar RRL*, 6(5).  
<https://doi.org/10.1002/solr.202100487> [75]

Profesional, R. (2020, 22 diciembre). *La recogida neumática de residuos evita que los camiones de basura recorran 360.000 km cada año*. Residuos Profesional.  
<https://www.residuosprofesional.com/recogida-neumatica-evita-camiones/#:~:text=Los%20sistemas%20de%20recogida%20neum%C3%A1tica,de%20CO2%20a%20la%20atm%C3%B3sfera.> [76]

*Precios de carburantes y recargas eléctricas*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.  
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/servicios/consultas-de-carburantes.html> [77]

Idae. (s. f.). *IDAE* -. <https://coches.idae.es/consumo-de-carburante-y-emisiones> [78]

Sendeco2. (s. f.). <https://www.sendeco2.com/es/> [79]

*Gábilos - Calcular el VAN, valor actual neto de una inversión*. (s. f.).  
[https://www.gabilos.com/calculadoras/van\\_tir/calculovan.htm](https://www.gabilos.com/calculadoras/van_tir/calculovan.htm) [80]

*Calculadora de VAN y TIR | Calcuvio*. (s. f.). <https://www.calcuvio.com/van-tir> [81]

MIBGAS. (2024, diciembre 16). *MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable se publica a partir de*. <https://www.mibgas.es/es/news/mibgas-ibhyx-el-primer-indice-iberico-del-precio-del-hidrogeno-renovable-se-publica-partir-de> [82]

## 9. Anexo económico

Año	Cuota anual	Intereses (€)	Amortización (€)	Amortización acumulada (€)	Capital pendiente (€)
1	270.676,10 €	270.676,10 €	- €	- €	5.413.521,96 €
2	546.895,48 €	270.676,10 €	276.219,38 €	276.219,38 €	5.137.302,58 €
3	546.895,48 €	256.865,13 €	290.030,35 €	566.249,73 €	4.847.272,23 €
4	546.895,48 €	242.363,61 €	304.531,87 €	870.781,60 €	4.542.740,36 €
5	546.895,48 €	227.137,02 €	319.758,46 €	1.190.540,06 €	4.222.981,90 €
6	546.895,48 €	211.149,09 €	335.746,39 €	1.526.286,45 €	3.887.235,51 €
7	546.895,48 €	194.361,78 €	352.533,70 €	1.878.820,15 €	3.534.701,81 €
8	546.895,48 €	176.735,09 €	370.160,39 €	2.248.980,54 €	3.164.541,42 €
9	546.895,48 €	158.227,07 €	388.668,41 €	2.637.648,95 €	2.775.873,01 €
10	546.895,48 €	138.793,65 €	408.101,83 €	3.045.750,78 €	2.367.771,18 €
11	546.895,48 €	118.388,56 €	428.506,92 €	3.474.257,70 €	1.939.264,26 €
12	546.895,48 €	96.963,21 €	449.932,27 €	3.924.189,97 €	1.489.331,99 €
13	546.895,48 €	74.466,60 €	472.428,88 €	4.396.618,85 €	1.016.903,11 €
14	546.895,48 €	50.845,16 €	496.050,32 €	4.892.669,18 €	520.852,78 €
15	546.895,48 €	26.042,64 €	520.852,84 €	5.413.522,02 €	- €

Tabla E1. Cuadro amortización del préstamo

Año	Amortización (€)	Amortización acumulada (€)	Valor pendiente (€)
1	100.377,78 €	105.230,48 €	2.004.231,73 €
2	100.377,78 €	200.755,55 €	1.903.853,95 €
3	100.377,78 €	301.133,33 €	1.803.476,18 €
4	100.377,78 €	401.511,10 €	1.703.098,40 €
5	100.377,78 €	501.888,88 €	1.602.720,63 €
6	100.377,78 €	602.266,65 €	1.502.342,85 €
7	100.377,78 €	702.644,43 €	1.401.965,08 €
8	100.377,78 €	803.022,20 €	1.301.587,30 €
9	100.377,78 €	903.399,98 €	1.201.209,53 €
10	100.377,78 €	1.003.777,75 €	1.100.831,75 €
11	100.377,78 €	1.104.155,53 €	1.000.453,98 €
12	100.377,78 €	1.204.533,30 €	900.076,20 €
13	100.377,78 €	1.304.911,08 €	799.698,43 €
14	100.377,78 €	1.405.288,85 €	699.320,65 €
15	100.377,78 €	1.505.666,63 €	598.942,88 €
16	100.377,78 €	1.606.044,40 €	498.565,10 €
17	100.377,78 €	1.706.422,18 €	398.187,33 €
18	100.377,78 €	1.806.799,95 €	297.809,55 €
19	100.377,78 €	1.907.177,73 €	197.431,78 €
20	100.377,78 €	2.007.555,50 €	97.054,00 €

Tabla E2. Cuadro amortización campo fotovoltaico exceptuando inversores

Año	Amortización (€)	Amortización acumulada (€)	Valor pendiente (€)
1	15.748,30 €	15.748,30 €	141.734,66 €
2	15.748,30 €	31.496,59 €	125.986,36 €
3	15.748,30 €	47.244,89 €	110.238,07 €
4	15.748,30 €	62.993,18 €	94.489,77 €
5	15.748,30 €	78.741,48 €	78.741,48 €
6	15.748,30 €	94.489,77 €	62.993,18 €
7	15.748,30 €	110.238,07 €	47.244,89 €
8	15.748,30 €	125.986,36 €	31.496,59 €
9	15.748,30 €	141.734,66 €	15.748,30 €
10	15.748,30 €	157.482,95 €	- €
11	15.748,30 €	15.748,30 €	141.734,66 €
12	15.748,30 €	31.496,59 €	125.986,36 €
13	15.748,30 €	47.244,89 €	110.238,07 €
14	15.748,30 €	62.993,18 €	94.489,77 €
15	15.748,30 €	78.741,48 €	78.741,48 €
16	15.748,30 €	94.489,77 €	62.993,18 €
17	15.748,30 €	110.238,07 €	47.244,89 €
18	15.748,30 €	125.986,36 €	31.496,59 €
19	15.748,30 €	141.734,66 €	15.748,30 €
20	15.748,30 €	157.482,95 €	- €

Tabla E3. Cuadro amortización de los inversores

Año	Amortización (€)	Amortización acumulada (€)	Valor pendiente (€)
1	225.200,00 €	225.200,00 €	4.278.800,00 €
2	225.200,00 €	450.400,00 €	4.053.600,00 €
3	225.200,00 €	675.600,00 €	3.828.400,00 €
4	225.200,00 €	900.800,00 €	3.603.200,00 €
5	225.200,00 €	1.126.000,00 €	3.378.000,00 €
6	225.200,00 €	1.351.200,00 €	3.152.800,00 €
7	225.200,00 €	1.576.400,00 €	2.927.600,00 €
8	225.200,00 €	1.801.600,00 €	2.702.400,00 €
9	225.200,00 €	2.026.800,00 €	2.477.200,00 €
10	225.200,00 €	2.252.000,00 €	2.252.000,00 €
11	225.200,00 €	2.477.200,00 €	2.026.800,00 €
12	225.200,00 €	2.702.400,00 €	1.801.600,00 €
13	225.200,00 €	2.927.600,00 €	1.576.400,00 €
14	225.200,00 €	3.152.800,00 €	1.351.200,00 €
15	225.200,00 €	3.378.000,00 €	1.126.000,00 €
16	225.200,00 €	3.603.200,00 €	900.800,00 €
17	225.200,00 €	3.828.400,00 €	675.600,00 €
18	225.200,00 €	4.053.600,00 €	450.400,00 €
19	225.200,00 €	4.278.800,00 €	225.200,00 €
20	225.200,00 €	4.504.000,00 €	- €

Tabla E4. Cuadro de amortización de la planta de hidrógeno

Año	Mantenimiento FV (€)	Mantenimiento H2 (€)	Seguros (€)	OPEX
1	33.000,00 €	180.000,00 €	33.500,00 €	246.500,00 €
2	33.660,00 €	183.600,00 €	34.170,00 €	251.430,00 €
3	34.333,20 €	187.272,00 €	34.853,40 €	256.458,60 €
4	35.019,86 €	191.017,44 €	35.550,47 €	261.587,77 €
5	35.720,26 €	194.837,79 €	36.261,48 €	266.819,53 €
6	36.434,67 €	198.734,54 €	36.986,71 €	272.155,92 €
7	37.163,36 €	202.709,24 €	37.726,44 €	277.599,04 €
8	37.906,63 €	206.763,42 €	38.480,97 €	283.151,02 €
9	38.664,76 €	210.898,69 €	39.250,59 €	288.814,04 €
10	39.438,05 €	215.116,66 €	40.035,60 €	294.590,32 €
11	40.226,82 €	219.419,00 €	40.836,31 €	300.482,12 €
12	41.031,35 €	223.807,38 €	41.653,04 €	306.491,77 €
13	41.851,98 €	228.283,52 €	42.486,10 €	312.621,60 €
14	42.689,02 €	232.849,19 €	43.335,82 €	318.874,03 €
15	43.542,80 €	237.506,18 €	44.202,54 €	325.251,52 €
16	44.413,66 €	242.256,30 €	45.086,59 €	331.756,55 €
17	45.301,93 €	247.101,43 €	45.988,32 €	338.391,68 €
18	46.207,97 €	252.043,46 €	46.908,09 €	345.159,51 €
19	47.132,13 €	257.084,32 €	47.846,25 €	352.062,70 €
20	48.074,77 €	262.226,01 €	48.803,17 €	359.103,95 €

Tabla E5. Cuadro de los gastos operativos OPEX

Año	Inversión	Cobros		Pagos	FC	Amortización	FC tras impuestos	FC reducido	Fe acumulado tras impuestos	FC acumulado reducido
		Ahorros	Otros ingresos	OPEX						
0	6.766.902,45 €				- 6.766.902,45 €		- 6.766.902,45 €	- 6.766.902,45 €	- 6.766.902,45 €	- 6.766.902,45 €
1		323.740,15 €		246.500,00 €	77.240,15 €	341.326,08 €	77.240,15 €	72.187,06 €	- 6.689.662,30 €	- 6.694.715,39 €
2		323.740,15 €		251.430,00 €	72.310,15 €	341.326,08 €	72.310,15 €	63.158,49 €	- 6.617.352,15 €	- 6.631.556,91 €
3		323.740,15 €		256.458,60 €	67.281,55 €	341.326,08 €	67.281,55 €	54.921,79 €	- 6.550.070,60 €	- 6.576.635,12 €
4		323.740,15 €		261.587,77 €	62.152,38 €	341.326,08 €	62.152,38 €	47.415,75 €	- 6.487.918,22 €	- 6.529.219,37 €
5		323.740,15 €		266.819,53 €	56.920,62 €	341.326,08 €	56.920,62 €	40.583,62 €	- 6.430.997,60 €	- 6.488.635,75 €
6		323.740,15 €		272.155,92 €	51.584,23 €	341.326,08 €	51.584,23 €	34.372,75 €	- 6.379.413,37 €	- 6.454.263,00 €
7		323.740,15 €		277.599,04 €	46.141,11 €	341.326,08 €	46.141,11 €	28.734,36 €	- 6.333.272,26 €	- 6.425.528,64 €
8		323.740,15 €		283.151,02 €	40.589,13 €	341.326,08 €	40.589,13 €	23.623,24 €	- 6.292.683,13 €	- 6.401.905,40 €
9		323.740,15 €		288.814,04 €	34.926,11 €	341.326,08 €	34.926,11 €	18.997,49 €	- 6.257.757,02 €	- 6.382.907,91 €
10	157.482,95 €	323.740,15 €		294.590,32 €	- 128.333,12 €	341.326,08 €	- 128.333,12 €	- 65.238,05 €	- 6.386.090,14 €	- 6.448.145,96 €
11		323.740,15 €		300.482,12 €	23.258,03 €	341.326,08 €	23.258,03 €	11.049,72 €	- 6.362.832,11 €	- 6.437.096,23 €
12		323.740,15 €		306.491,77 €	17.248,38 €	341.326,08 €	17.248,38 €	7.658,49 €	- 6.345.583,73 €	- 6.429.437,75 €
13		323.740,15 €		312.621,60 €	11.118,55 €	341.326,08 €	11.118,55 €	4.613,80 €	- 6.334.465,18 €	- 6.424.823,94 €
14		323.740,15 €		318.874,03 €	4.866,12 €	341.326,08 €	4.866,12 €	1.887,17 €	- 6.329.599,06 €	- 6.422.936,78 €
15		323.740,15 €		325.251,52 €	- 1.511,37 €	341.326,08 €	- 1.511,37 €	- 547,79 €	- 6.331.110,43 €	- 6.423.484,57 €
16		323.740,15 €		331.756,55 €	- 8.016,40 €	341.326,08 €	- 8.016,40 €	- 2.715,43 €	- 6.339.126,83 €	- 6.426.200,00 €
17		323.740,15 €		338.391,68 €	- 14.651,53 €	341.326,08 €	- 14.651,53 €	- 4.638,30 €	- 6.353.778,36 €	- 6.430.838,30 €
18		323.740,15 €		345.159,51 €	- 21.419,36 €	341.326,08 €	- 21.419,36 €	- 6.337,22 €	- 6.375.197,72 €	- 6.437.175,52 €
19		323.740,15 €		352.062,70 €	- 28.322,55 €	341.326,08 €	- 28.322,55 €	- 7.831,42 €	- 6.403.520,27 €	- 6.445.006,94 €
20		323.740,15 €	97.054,00 €	359.103,95 €	61.690,20 €	341.326,08 €	61.690,20 €	15.941,92 €	- 6.341.830,07 €	- 6.429.065,02 €

Tabla E6. Cuadro de flujos de caja del primer estudio considerado

Año	Inversión	Cobros		Pagos	FC	Amortización	FC tras impuestos	FC reducido	Fc acumulado tras impuestos	FC acumulado reducido
		Venta	Otros ingresos	OPEX						
0	6.766.902,45 €				- 6.766.902,45 €		- 6.766.902,45 €	- 6.766.902,45 €	- 6.766.902,45 €	- 6.766.902,45 €
1		556.955,10 €		246.500,00 €	310.455,10 €	341.326,08 €	310.455,10 €	290.144,95 €	- 6.456.447,35 €	- 6.476.757,50 €
2		565.253,73 €		251.430,00 €	313.823,73 €	341.326,08 €	313.823,73 €	274.105,80 €	- 6.142.623,62 €	- 6.202.651,70 €
3		573.676,01 €		256.458,60 €	317.217,41 €	341.326,08 €	317.217,41 €	258.943,90 €	- 5.825.406,21 €	- 5.943.707,80 €
4		582.223,78 €		261.587,77 €	320.636,01 €	341.326,08 €	320.636,01 €	244.611,68 €	- 5.504.770,20 €	- 5.699.096,12 €
5		590.898,92 €		266.819,53 €	324.079,39 €	341.326,08 €	324.079,39 €	231.064,13 €	- 5.180.690,81 €	- 5.468.032,00 €
6		599.703,31 €		272.155,92 €	327.547,39 €	341.326,08 €	327.547,39 €	218.258,66 €	- 4.853.143,42 €	- 5.249.773,34 €
7		608.638,89 €		277.599,04 €	331.039,85 €	341.326,08 €	331.039,85 €	206.154,98 €	- 4.522.103,57 €	- 5.043.618,36 €
8		617.707,61 €		283.151,02 €	334.556,59 €	341.326,08 €	334.556,59 €	194.714,98 €	- 4.187.546,98 €	- 4.848.903,38 €
9		626.911,45 €		288.814,04 €	338.097,41 €	341.326,08 €	338.097,41 €	183.902,59 €	- 3.849.449,57 €	- 4.665.000,79 €
10	157.482,95 €	636.252,44 €		294.590,32 €	341.589,36 €	341.326,08 €	341.589,36 €	173.476,51 €	- 3.695.972,06 €	- 4.517.473,44 €
11		645.732,60 €		300.482,12 €	345.250,48 €	341.326,08 €	345.250,48 €	163.150,43 €	- 3.532.821,63 €	- 4.448.353,92 €
12		655.354,01 €		306.491,77 €	348.862,24 €	341.326,08 €	348.862,24 €	152.824,35 €	- 3.370.000,28 €	- 4.332.179,67 €
13		665.118,79 €		312.621,60 €	352.497,19 €	341.326,08 €	352.497,19 €	142.498,27 €	- 3.207.502,01 €	- 4.222.474,32 €
14		675.029,06 €		318.874,03 €	356.155,03 €	341.326,08 €	356.155,03 €	132.172,19 €	- 3.045.329,82 €	- 4.118.882,02 €
15		685.086,99 €		325.251,52 €	359.835,47 €	341.326,08 €	359.835,47 €	121.846,11 €	- 2.888.483,71 €	- 4.021.066,32 €
16		695.294,79 €		331.756,55 €	363.538,24 €	341.326,08 €	363.538,24 €	111.520,03 €	- 2.731.963,68 €	- 3.928.709,09 €
17		705.654,68 €		338.391,68 €	367.263,00 €	341.326,08 €	367.263,00 €	101.193,95 €	- 2.576.770,73 €	- 3.841.509,54 €
18		716.168,93 €		345.159,51 €	371.009,42 €	341.326,08 €	371.009,42 €	90.867,87 €	- 2.422.902,86 €	- 3.759.183,32 €
19		726.839,85 €		352.062,70 €	374.777,15 €	341.326,08 €	374.777,15 €	80.541,79 €	- 2.270.361,07 €	- 3.681.461,56 €
20		737.669,76 €	97.054,00 €	359.103,95 €	378.561,15 €	341.326,08 €	378.561,15 €	70.215,71 €	- 2.119.145,36 €	- 3.589.279,67 €

Tabla E7. Cuadro de flujos de caja del segundo estudio considerado

## 10. Anexos

### 10.1. Ficha técnica del inversor

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
<b>Eficiencia</b>	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
<b>Entrada</b>	
Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
<b>Salida</b>	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
<b>Protecciones</b>	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
<b>Comunicación</b>	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

## 10.2 Ficha técnica de los módulos

Características eléctricas		A-570M GS 144	A-575M GS 144	A-580M GS 144	A-585M GS 144
<b>Potencia Máxima (Pmax)</b>		570 Wp	575 Wp	<b>580 Wp</b>	585 Wp
<b>Tensión Máxima Potencia (Vmp)</b>		42.22 V	42.37 V	<b>42.52 V</b>	42.70 V
<b>Corriente Máxima Potencia (Imp)</b>		13.50 A	13.57 A	<b>13.64 A</b>	13.70 A
<b>Tensión de Circuito Abierto (Voc)</b>		50.60 V	50.75 V	<b>50.90 V</b>	51.10 V
<b>Corriente en Cortocircuito (Isc)</b>		14.11 A	14.18 A	<b>14.25 A</b>	14.31 A
<b>Eficiencia del Módulo (%)</b>		22.1	22.3	<b>22.5</b>	22.7
<b>Tolerancia de Potencia (W)</b>		0/+5			
<b>Máxima Serie de Fusibles (A)</b>		25			
<b>Máxima Tensión del Sistema (IEC)</b>		DC 1.500V			
<b>Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)</b>		45±2			

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m2, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.  
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±3% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).  
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%  
Clasificación protección eléctrica: CLASS II  
Clasificación seguridad al fuego: CLASS C

### Especificaciones mecánicas

<b>Dimensiones</b> (± 2.0 mm.)	2279x1134x30 mm
<b>Peso</b> (± 0.5 kg)	26.7 kg
<b>Máx. carga estática, frontal</b> (nieve y viento)	5400 Pa (**)
<b>Máx. carga estática, posterior</b> (viento)	2400 Pa (**)
<b>Máx. impacto granizo</b> (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

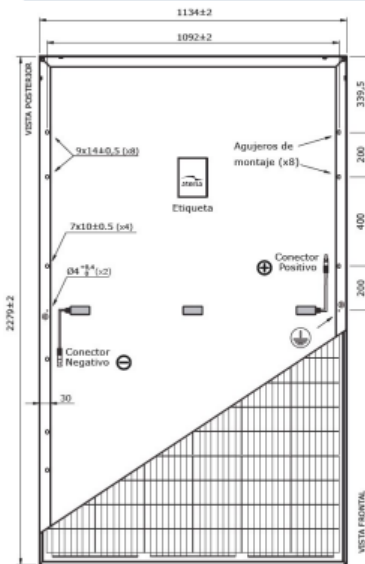
(\*\*) Instalación en Tracker en latidos centrales (400mm) máx carga 1800 Pa (frontal y posterior).

### Materiales de construcción

<b>Cubierta frontal</b> (material/tipo/espesor)*	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
<b>Células</b> (cantidad/tipo/dimensiones)**	144 células (6x24) / Mono N-Type 10BB (TOPCon) / 182x91 mm
<b>Marco</b> (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
<b>Caja de conexiones</b> (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
<b>Cable</b> (longitud/sección) / Conector	1400 mm. / 4 mm²/ JM / IP68

[\*] Con capa anti-reflectante / Bajo contenido en hierro (Fe)  
[\*\*] Tecnología célula TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact)  
Parte posterior panel: TPT (blanco)

### Dimensiones mecánicas



B dibujo no está a escala

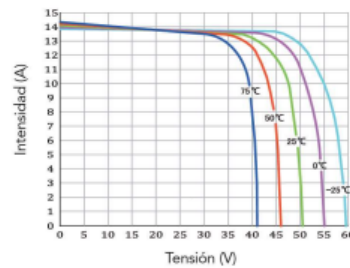
### Características de temperatura

<b>Coefficiente Temp. de Isc</b> (TK Isc)	0.043 % /°C
<b>Coefficiente Temp. de Voc</b> (TK Voc)	-0.24 % /°C
<b>Coefficiente Temp. de Pmax</b> (TK Pmax)	-0.30 % /°C
<b>Temperatura de funcionamiento</b>	-40 a +85 °C

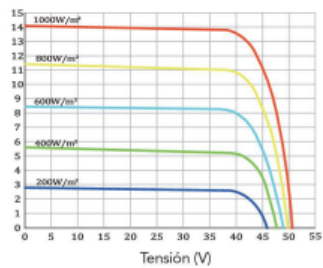
### Embalaje

<b>Módulos/palé</b>	36 pzcs
<b>Palés/contenedor 40' HQ</b>	20 palés
<b>Módulos/contenedor 40' HQ</b>	720 pzcs

### I-V Temperatura

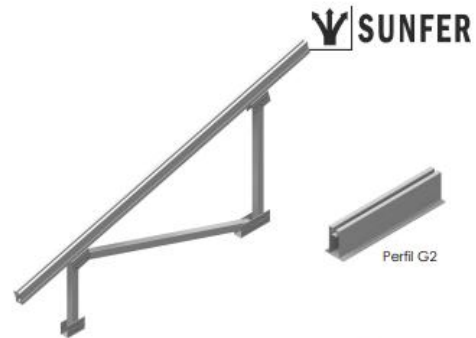


### I-V Irradiación



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

## 10.3 Ficha técnica de la estructura de los módulos



Ejemplo y pueden diferir del original.

- Soporte inclinado de 2 filas de módulos para terreno.
- Anclaje a hormigón.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 5°-10°-15°-20°-25°-35°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 28 hasta 40 mm.
- Kits disponibles de 4 hasta 12 módulos.
- Tornillería de anclaje no incluida.

**NOTA:**  
Debido a las tolerancias del producto NO colocar los anclajes en la losa de hormigón antes de tener montado el pórtico. Una vez ensamblado el pórtico, marcar los agujeros de anclaje y perforar la losa para colocar los anclajes.

**Se recomienda** realizar un estudio geotécnico del terreno

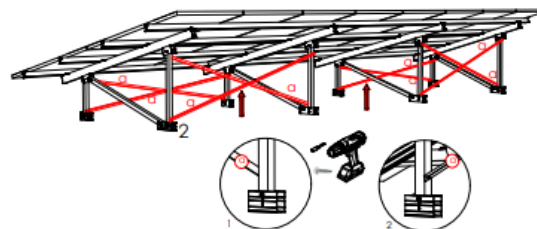
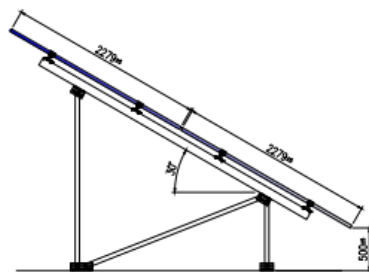
**Viento:** Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)  
**Materiales:** Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70  
Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.

Ejemplos de cimentaciones

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150

Carga de nieve: 40 kg/m²



Tornillo de anclaje hasta M10 (No incluido)

**Par de apriete:**  
Tornillo Presor 7 Nm  
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm  
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm  
Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm  
Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal 6 Nm

Herramientas necesarias:



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento						
Tamaño del módulo	4	6	8	10	12	nº de módulos
2279x1150	150	150	110	150	130	Velocidad de viento km/h

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

Ejemplo y pueden diferir del original.

## 10.4 Ficha técnica electrolizador EL600N H2B2

<b>Main Characteristics</b>		<b>EL600N</b>	
Electrolysis Type	PEM (Proton exchange membrane, caustic free)		
Number of Cell Stacks	3		
<b>Hydrogen Gas Production</b>			
Max. Nominal Hydrogen Flow	53.4 kg/h		
Hydrogen Flow Range	10 - 100%		
Operating Pressure	15 - 40 barg (217-580 psig)		
Hydrogen Purity (before Gas Purification)	> 99.9% ; < 25 ppm O <sub>2</sub> ; H <sub>2</sub> O saturated		
Hydrogen Purity (after Gas Purification)	As per ISO 14687		
<b>Electrical Requirements</b>			
Voltage	6.6-24 kV for rectifiers and 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) for BoP		
Frequency	50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3%		
Total installed power	4,000 kW		
Stack Consumption (*)	≤ 54.0 kWh/kg H <sub>2</sub>		
AC Power Consumption (BoP + Stack) (*)	≤ 58.1 kWh/kg H <sub>2</sub> (3,102.5 kW Nominal Power @ BoL, 100% Load)		
<b>Feed Water - Demi Water (optional Water Treatment Plant is not included)</b>			
Consumption	< 1 L/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>		
Conductivity	> 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb		
Pressure	8-10 barg (116-145 psig)		
Temperature	+5 °C to +35 °C (+41 °F to +95 °F)		
<b>Control System</b>			
PLC	Fully automated and unattended with 15" color touch screen		
Communication	Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port)		
<b>Environmental Conditions</b>			
Ambient Temperature Range	+5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F)		
Humidity	0 to + 95% (non-condensing)		
Air Ventilation	Available from a non-hazardous area		
Installation Area	Indoor/Outdoor		
<b>Dimensions and weight</b>			
Dimensions (LxWxH)	2 x (40 ft container (12.0m x 2.4m x 2.9m) (39.4ft x 7.9ft x 9.5ft))		
Approx. Weight	45,000 kg (99,207 lb)		
<b>Standards &amp; Regulations</b>			
Compliance (**)	CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2020 & NFPA 70		
<b>Other Characteristics</b>			
Duty Cycle	100% (24/7)		
Start-up Time (from Stand-by)	< 30 sec		
Cold Start Time	< 20 min		
Nitrogen System	For each purge, consumption is <0.2 kg at >1 barg (to be supplied by the customer)		
Instrumentation Air System	Consumption 7 Nm <sup>3</sup> /h at 10 barg (to be supplied by the customer) Class V as per ISO 8573.1		
(*) This value could be lower, depending on final configuration			
(**) H2B2 can accommodate to local standards if required			
<b>Included</b>		<b>Additional Options</b>	
Hydrogen Cooling System	Oxygen Processing System		
Emergency Shutdown System	Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011)		
Overpressure Relief System	Water Treatment System		
Redundancy on Critical Safety Parameters	Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp)		
Uninterruptible Power Supply (UPS)	Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H <sub>2</sub> O & O <sub>2</sub> Sensors)		
Heat Management (No Cooling Water is Needed)	Instrumentation Air System		
Virtual Private Network (VPN) connection	Nitrogen System		
	Heat Recovery System		
	Medium Voltage Connection		

## 10.5 Ficha técnica cable Exzhellent-Solar ZZ-F (AS) de General Cable

**exzhellent**SOLAR

### EXZHELLENT® SOLAR

ZZ-F - Libre de halógenos

1.8 kV DC - 0,6/1 kV AC

#### NORMAS:

##### CONSTRUCCIÓN

TÜV 2Pfg 1169  
EN 50618

##### REACCIÓN AL FUEGO

IEC 60332-1-2	IEC 61034-2
EN 60332-1-2	EN 61034-2
IEC 60754-1	
EN 60754-1	



#### CONSTRUCCIÓN:

##### 1. CONDUCTOR

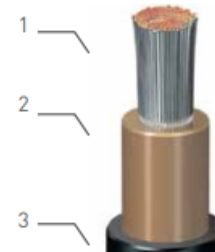
Cobre, clase 5 según IEC 60228.

##### 2. AISLAMIENTO

Compuesto de EVA reticulado.  
Color natural.

##### 3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto de EVA reticulado.  
Colores rojo o negro.

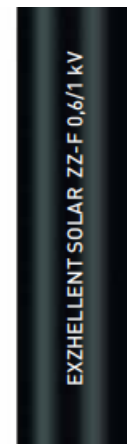


#### APLICACIONES:

Pensados para la interconexión de paneles en instalaciones fotovoltaicas y para la conexión de estos con las cajas de conexión y los inversores, tanto en interiores, exteriores e instalaciones fijas o móviles (seguidores solares), como en tierra, tejados o integrados en edificios. No recomendado para instalación subterránea, ya sea bajo tubo o directamente enterrado.  
Estos cables no están diseñados para ser sumergidos.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas)

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.



## CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 60 °C * (A)	Caída de tensión DC system (V/A.km)
1614107	1x2,5	4,8	45	20	41	22,9
1619108	1x4	6,0	65	25	55	14,2
1619109	1x6	6,6	85	25	70	9,45
1619110	1x10	8,0	135	35	96	5,43
1614111	1x16	8,5	195	35	132	3,46
1614112	1x25	10,2	290	45	176	2,22
1614113	1x35	11,5	390	50	218	1,57
1614114	1x50	13,7	550	55	267	1,10
1614115	1x70	15,2	750	65	332	0,772
1614116	1x95	17,1	970	70	397	0,585
1614117	1x120	19,1	1.215	80	471	0,457
1614118	1x150	21,2	1.525	85	541	0,368
1614119	1x185	23,1	1.830	95	615	0,301
1614120	1x240	26,7	2.415	135	745	0,228
1614121	1x300	29,8	3.045	150	857	0,182

## 10.6 Ficha técnica depósito de baja 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). Otras presiones a consultar.  
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 H<sub>2</sub> gas.  
Procesos de soldadura controlados para uso hidrógeno.  
Fabricación de acuerdo a código.  
Con tratamiento térmico específico para H<sub>2</sub>.

### 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.

# 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 <sup>3</sup> )	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
MASA de H <sub>2</sub> (kg) <sup>1</sup>	36	90	180	360	522	720

MODELOS VERTICALES	LH 10V	LH 25V	LH 50V	LH 100V	LH 145V	LH 200V
Volumen nominal (m <sup>3</sup> )	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
MASA de H <sub>2</sub> (kg) <sup>1</sup>	36	90	180	360	522	720

(1) MASA del gas a 40 bar y 0°C. Otras presiones a consultar

## 10.7 Costes estimados de los electrolizadores de la marca H2B2

Estimated cost for the EL200N:	<b>1,495,500 €</b>
Additional cost of the purification system for EL200N (optional):	121,000 €
Additional cost of the WTS (optional):	82,000 €
Estimated cost for the EL100N (WTS & purif. included):	<b>1,420,000 €</b>
Estimated cost for the EL400N (WTS & purif. included):	<b>2,998,275 €</b>
Estimated cost for the EL600N (WTS & purif. included):	<b>4,211,700 €</b>