



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno
verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR/A: Mora González, Juan Francisco

Tutor/a: Marí Soucase, Bernabé

Cotutor/a: Guaita Pradas, Inmaculada

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
DE HIDRÓGENO VERDE ALIMENTADA POR UNA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 1MW

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR: Mora González, Juan Francisco

Tutor: Marí Soucase, Bernabé

Cotutora: Guaita Pradas, Inmaculada

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022

Índice general

Resumen	XIII
Abstract	XV
Agradecimientos	XVII
1. Introducción	1
1.1. Contextualización	3
1.1.1. Actualidad de la movilidad	3
1.1.2. Combustibles fósiles	4
1.1.3. Alternativas verdes	9
1.2. Motivaciones	10
1.3. Objetivo	11
2. Marco teórico	13
2.1. Hidrógeno	14
2.1.1. Métodos de obtención	14
2.1.2. Electrólisis	16
2.1.3. Tipos de electrolizadores	17
2.1.4. Pilas de hidrógeno	21
2.2. Energías renovables	23
2.2.1. Energía solar fotovoltaica	24
3. Proyecto	28
3.1. Memoria	29
3.1.1. Planta de generación de H ₂	31
3.1.2. Terreno	37
3.1.3. Instalación fotovoltaica	38

3.1.4. Cableado	52
3.2. Planos	70
3.3. Pliego de condiciones	79
3.3.1. Objeto	79
3.3.2. Normativa	79
3.3.3. Ámbito de aplicación	81
3.3.4. Condiciones de los equipos y materiales	81
3.3.5. Condiciones de ejecución	85
3.3.6. Pruebas de servicio	92
3.3.7. Condiciones facultativas	92
3.3.7.1. Contratista. Derechos y obligaciones	92
3.3.7.2. Propiedad. Derechos y obligaciones	93
3.3.8. Condiciones económicas	93
3.3.8.1. Precios	93
3.3.8.2. Plazos de pago	94
3.3.8.3. Penalizaciones por incumplimiento de plazos de pago	94
3.3.8.4. Plazos y condiciones de garantía	94
3.3.9. Condiciones legales	94
3.4. Presupuesto	95
4. Estudio económico	99
4.1. Generación de H ₂	100
4.2. Tiempo de explotación	104
4.3. Financiación del proyecto	105
4.4. Coste de generación de H ₂ verde	105
4.5. Precio de venta del H ₂	106
4.6. Capex y Opex	106
4.7. Payback, VAN y TIR	107
4.8. Coste de la movilidad con H ₂ verde	109
4.9. Conclusiones	110

5. Bibliografía	112
6. Anexos al estudio económico	116
A. Cuadros de estudio económico	117

Índice de figuras

Figura 1.1. Consumo total según fuente, Mundial 1990-2019, IEA	6
Figura 1.2. Emisiones de CO2 según fuente, Mundial 1990-2019, IEA	7
Figura 1.3. Consumo de petróleo según sector, Mundial 1990-2019, IEA	8
Figura 1.4. Consumo de carbón según sector, Mundial 1990-2019, IEA.	8
Figura 2.1. Ilustración de electrólisis alcalina, Kumar & Himabindu, 2019	18
Figura 2.2. Ilustración de electrólisis PEM, Kumar & Himabindu, 2019	19
Figura 2.3. Ilustración de electrólisis SOE, Kumar & Himabindu, 2019	20
Figura 2.4. Esquema ilustrativo de una pila de hidrógeno, Cnh2	22
Figura 2.5. Esquema ilustrativo del funcionamiento de un panel fotovoltaico, American Chemical Society	25
Figura 2.6. Imagen del montaje de paneles solares sobre estructura metálica, Ambientum.....	26
Figura 3.1. Vista en mapa de la localización de la instalación	29
Figura 3.2. Vista aérea del emplazamiento de la instalación	30
Figura 3.3. Vista aérea de las parcelas donde se ubicará la instalación	30

Figura 3.4. Electrolizador EL200N	32
Figura 3.5. Compresor de baja presión	33
Figura 3.6. Compresor de alta presión	34
Figura 3.7. Equipo de ósmosis	34
Figura 3.8. Depósito de alta presión y tipo IV	37
Figura 3.9. Representación de la parcela, vallado y camino	37
Figura 3.10. Ilustración de la disposición de los paneles	43
Figura 3.11. Ilustración del montaje de los paneles	44
Figura 3.12. Distribución de los paneles sobre el terreno	44
Figura 3.13. Detalle de las dos primeras mesas de paneles fotovoltaicos	45
Figura 3.14. Ilustración de azimut de los paneles, IDEA	45
Figura 3.15. Ilustración de separación entre paneles	48
Figura 3.16. Ilustración de inclinación de los paneles	48
Figura 3.17. Ilustración de montaje de los inversores en la estructura	50
Figura 3.18. Ilustración de distancia entre inversor y string	54
Figura 3.19. Ilustración de distancia entre inversor y nave	59
Figura 3.20. Detalle de puesta a tierra de paneles fotovoltaicos	69
Figura 4.1: Datos de HSP obtenidos de PVGIS	101
Figura 4.2: Representación de VAN en función de la tasa de descuento	108

Índice de tablas

Tabla 3.1. Comparación de electrolizadores	31
Tabla 3.2. Potencia total de equipos de generación de H ₂	38
Tabla 3.3. Comparación de distintos paneles fotovoltaicos	39
Tabla 3.4. Comparación de dimensiones de paneles fotovoltaicos	39
Tabla 3.5. Comparación de inversores	40
Tabla 3.6. Cálculo de la inclinación óptima de los paneles, IDAE	46
Tabla 3.7. Valores de k para cálculo de distancia entre paneles	49
Tabla 3.8. Características técnicas del módulo fotovoltaico	52
Tabla 3.9. Características técnicas del conductor de strings a inversor	53
Tabla 3.10. Factores de corrección debido a temperatura	54
Tabla 3.11. Factores de corrección debido a la disposición	54
Tabla 3.12. Factores de corrección debido a temperatura del terreno	57
Tabla 3.13. Factores de corrección debido al número de cables en zanja	58
Tabla 3.14. Cálculo de sección nominal de conductor subterráneo	58
Tabla 3.15. Referencias en función de tipo de canalización	62
Tabla 3.16. Cálculo de sección de conductor	62
Tabla 3.17. Referencias en función de tipo de canalización	64
Tabla 3.18. Cálculo de sección de conductor	65

Tabla 3.19. Referencias en función de tipo de canalización	66
Tabla 3.20. Cálculo de sección de conductor	67
Tabla 3.21. Color y sección de conductores de puesta a tierra de equipos	70
Tabla 3.22. Características técnicas de los compresores	84
Tabla 3.23. Especificación de características del cableado	87
Tabla 3.24. Especificación de canalización del cableado	88
Tabla 3.25. Especificación de colores del cableado	89
Tabla 3.26. Especificación del cableado de puesta a tierra	89
Tabla 3.27. Presupuesto	95
Tabla 4.1. Características técnicas del panel fotovoltaico	101
Tabla 4.2. Producción energética según HSP	102
Tabla 4.3. Características de los paneles fotovoltaicos	102
Tabla 4.4. Producción energética según irradiación recibida	103
Tabla 4.5. Consumo energético de los compresores	104
Tabla 4.6. Tabla de cálculo de generación de H ₂	104
Tabla 4.7. Cálculo de coste de generación de H ₂ verde	106
Tabla 4.8. Capex y opex	107
Tabla 4.9. Payback, VAN y TIR de la inversión	108
Tabla 4.10. Cálculo de VAN y TIR para tae del préstamo	109
Tabla 4.11. Cálculo de la movilidad con hidrógeno verde	109

Tabla A.1. Cuadro de amortización de planta fotovoltaica	117
Tabla A.2. Cuadro de amortización de equipos de generación de H ₂ comprados en año 0	118
Tabla A.3. Cuadro de amortización de equipos de generación de H ₂ comprados en año 18.....	118
Tabla A.4. Cuadro de amortización del préstamo	119
Tabla A.5. Parámetros del préstamo	119
Tabla A.6. Cuadro de ventas	120
Tabla A.7. Flujos de caja de la inversión.....	121

Índice de expresiones

2.1. Reacción de electrólisis	16
2.2. Reacción en el ánodo de una pila de hidrógeno	23
2.3. Reacción en el cátodo de una pila de hidrógeno	23
2.4. Reacción global de una pila de hidrógeno	23
3.1. Ecuación de los gases ideales	35
3.2. Ecuación de tensión máxima de entrada a inversor	41
3.3. Cálculo de inclinación óptima según latitud	46
3.4. Cálculo de irradiación recibida según inclinación	46
3.5. Cálculo de separación entre filas de paneles	49
3.6. Cálculo de intensidad para corriente alterna trifásica	51
3.7. Cálculo de sección mínima según caída de tensión	55
3.8. Cálculo de sección mínima contemplando efecto de reactancia	63

Resumen

La dependencia energética global de los combustibles fósiles, los cuales tienen un efecto nocivo para el medio ambiente y cuya abundancia escasea, hace urgente la búsqueda de una alternativa verde.

El hidrógeno se destaca en este ámbito como un vector energético capaz de sustituirlos, ya que en su uso emite vapor de agua como único residuo. Además, permite obtener energía eléctrica, mediante el uso de pilas de combustible, bastante interesante para el sector de la movilidad; así como energía térmica, que puede ser aplicable a sectores difícilmente electrificables como el transporte pesado o a la industria de alta temperatura.

La problemática del hidrógeno es que no se encuentra aislado en la naturaleza, sino que hay que generarlo. Actualmente el método más usado para la generación de hidrógeno es el reformado de hidrocarburos, pero esto acarrea emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Sin embargo, se conoce una alternativa libre de CO₂ para este fin: la electrólisis. La electrólisis es un proceso que permite separar el agua en sus dos componentes (hidrógeno y oxígeno) mediante el uso de energía eléctrica. Esto combinado con fuentes de energía renovables hace del hidrógeno una alternativa verde muy prometedora.

Para un uso generalizado del mismo es necesario comprimirlo y distribuirlo, para lo que actualmente, no hay una infraestructura suficiente. El objetivo de este trabajo es diseñar una planta de producción y compresión de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW de potencia, estudiando y comparando las distintas tecnologías actuales, y posteriormente estudiar su viabilidad económica.

Palabras clave: *Hidrógeno, Movilidad sostenible, Electrólisis, Electrolizadores, Energías renovables*

Abstract

Global energetic dependence on fossil fuels, which have a harmful effect on the environment and whose reserves will run out in short term, makes it critical to find a green substitute for them.

Hydrogen stands out in this scenario as an energy vector capable of replacing them, since through its use the only residue emitted is water vapor. In addition, you can get electrical energy if you use it in a fuel cell, interesting for sustainable mobility; as well as thermal energy, which can be usable in sectors where it is difficult for electricity to reach such as heavy transport or high-temperature industry.

The problem with hydrogen is that it cannot be found isolated, it needs to be generated. Nowadays, the most used method for this purpose is hydrocarbon steam reforming, but this process emits large amounts of CO₂ into the atmosphere.

However, a carbon-free alternative is known for this purpose: electrolysis. Electrolysis is a process by which water can be split into its two components (hydrogen and oxygen) by using electrical energy. This process combined with renewable energy sources makes hydrogen a promising green alternative.

To reach an extended use, it needs to be compressed and distributed, but nowadays there is not such infrastructure. The main objective of this project is to design a green hydrogen production and compression plant powered by a 1MW photovoltaic installation, studying, and comparing different technologies, and subsequently make an economic study.

Key words: *Hydrogen, Sustainable mobility, Electrolysis, Electrolysers, Renewable energy.*

Agradecimientos

Quiero mostrar mi agradecimiento a mis padres y a mi hermano, por apoyarme incondicionalmente y darme la oportunidad de estudiar la carrera que siempre he querido.

También quiero agradecer a mi tutor D. Bernabé Marí Soucase y a mi cotutora Dña. Inmaculada Guaita Pradas su apoyo ante cuestiones técnicas y académicas.

Y, por último, quiero dar las gracias a Teresa, por confiar en mí en todo momento, apoyarme y darme la fuerza que necesito para seguir adelante.

Gracias.

Introducción

1

Históricamente el ser humano ha tendido a aspirar a formas de sociedad cada vez más complejas y desarrolladas, últimamente obsesionado con el progreso, la tecnología y el confort.

Estas nuevas formas de sociedad facilitan la vida del hombre, pero también causan un gran impacto en el medio ambiente y hoy por hoy, son discutiblemente sostenibles.

Una de las piezas fundamentales en este desarrollo constante ha sido el transporte, el ser humano ha tenido históricamente una gran dependencia por él, tanto de personas como de mercancías. Tanto es así que a lo largo de la historia las ciudades más prósperas siempre han sido aquellas que se encontraban en las rutas de transportistas y mercaderes, teniendo de esta forma una mejor conexión con el resto del mundo.

Esto no ha ido a menos y actualmente constituye una de las piezas clave de la globalización, que es en lo que se basa la forma de sociedad del siglo en el que vivimos.

La problemática de todo esto es que el sector transporte es adicto a los combustibles fósiles, cuya extracción y explotación es una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero actuales.

Por esto, y con la conciencia actual de conformar una sociedad sostenible, es urgente buscar un cambio de paradigma y encontrar alternativas respetuosas con el medio ambiente, con las que se pueda seguir prosperando a la par que conservamos el planeta.

En esta búsqueda urgente de un combustible del futuro es en la que entra en juego el hidrógeno. El hidrógeno es el elemento más abundante de la Tierra, por lo que se puede considerar inagotable, y es un combustible respetuoso con el medio ambiente ya que en su uso el único producto generado es agua. El problema que tiene es que no se encuentra solo en la naturaleza, sino que hay que separarlo y necesitamos que esté aislado para poder usarlo como combustible.

Actualmente el método más usado para generarlo es el reformado de hidrocarburos con vapor de agua. El problema de esto es que, si bien el uso de este hidrógeno no contamina, su generación sí. Durante este proceso de reformado con vapor de agua se liberan grandes cantidades de CO₂, el principal contaminante actual.

Sin embargo, se conoce una alternativa de generación libre de CO₂ y esta es la electrólisis. Se trata de un proceso de generación de hidrógeno en el que, mediante el uso de energía eléctrica, conseguimos separar el agua en hidrógeno y oxígeno. Esto hace que el hidrógeno en combinación con las energías renovables tenga un futuro muy prometedor como el combustible verde de la sociedad venidera.

1.1. Contextualización

1.1.1. Actualidad de la movilidad

Según cifras de la Dirección General de Tráfico recogidas en el Informe Anual de la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y camiones, el parque de vehículos español tiene un tamaño de 29.7 millones de unidades a finales de 2020, de los cuales más de 25 millones son turismos.

De este enorme parque, con una cifra de 530 turismos por cada 1000 habitantes, únicamente un 0.2% está calificado por la DGT como vehículo 0 emisiones (eléctricos de batería, híbridos enchufables con una autonomía de más de 40 km o eléctricos de pila de combustible) y un 1.61% goza de etiqueta ECO (híbridos enchufables con autonomía menor a 40 km, vehículos propulsados por gas natural o GLP y que además son compatibles con combustibles como la gasolina cumpliendo las normas Euro 4, 5 o 6 o diésel Euro 6).[1]

En lo que respecta a vehículos pesados las cifras tienden aún más hacia los combustibles fósiles, comprensible ya que la sustitución de estos combustibles por alternativas verdes en este tipo de vehículos es más complicada que en los turismos.

Estos datos nos muestran que España tiene una situación bastante cruda en lo que tiene que ver con los vehículos de cero emisiones y confirman nuestra dependencia de los combustibles fósiles en el transporte y movilidad.

1.1.2. Combustibles fósiles

Son una fuente de energía que provienen de la descomposición de restos de materia orgánica enterrados bajo capas de roca y sedimentos durante millones de años.

Se clasifican en tres tipos: carbón, petróleo y gas natural, y cubren el 80% de la demanda energética mundial.

- **Carbón**

Hace unos 2000 años que el humano comenzó a aprovecharse de esta fuente de energía cuando en China se utilizó el carbón mineral como combustible. Aun así, no fue hasta unos mil años después cuando se empezó a usar de forma más generalizada. Hay registros de que en el siglo XIII los ingleses exportaban este producto a Londres y otros grandes puntos de consumo para la producción de calor. [2]

Desde entonces y hasta principios de nuestro siglo el consumo de este combustible ha sido creciente y es una de las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero.

- **Petróleo**

El uso del petróleo fue más tardío que el del carbón; fue en el año 1859 cuando Edwin Drake perforó el primer pozo de extracción de petróleo, y desde entonces el uso de este recurso natural ha tenido una tendencia creciente hasta tal punto que hoy por hoy es la fuente energética más consumida del mundo.[3]

El petróleo es un aceite mineral, líquido y viscoso compuesto por una mezcla de hidrocarburos, producto de restos de materia orgánica sometidos al efecto de la presión de capas de sedimentos y las altas temperaturas durante millones de años.

Este petróleo se somete a un proceso de refinación, en el cual el crudo alcanza altas temperaturas y se aprovechan las distintas densidades y puntos de ebullición de sus

componentes para obtener de él productos que van desde GLP, querosenos o gasolina hasta lubricantes, diésel y alquitranes.

Su uso está tan extendido en la sociedad actual que es la fuente de energía más consumida a nivel mundial. Centrando la mirada en el medio ambiente, resulta preocupante esta dependencia tanto por su carácter no renovable como por el impacto perjudicial que tiene sobre el medio ambiente.

- **Gas Natural**

Se trata de un gas principalmente compuesto por metano, que se encuentra en depósitos rocosos formados hace millones de años a partir de materia en descomposición. Es el tercer mayor emisor de CO₂, por detrás del carbón y el petróleo, y la tercera fuente de energía más consumida de todo el mundo.

Se extrae mediante la técnica conocida como perforación por rotación directa, en la que se va penetrando el suelo extrayendo materia al exterior a la vez que se va recolectando el gas que escapa de los depósitos que lo retienen, que se van rompiendo.

Por otra parte, estos últimos años se ha puesto en práctica una nueva práctica conocida como *fracking*. Ha tenido un auge importante por las ventajas técnicas que facilita, pero también ha causado gran revuelo y controversia. Esta técnica consiste en inyectar un líquido penetrante, formado mayormente por agua, a gran profundidad en el suelo y a una gran presión. Esto causa que los depósitos subterráneos de gas se rompan y este escape por el conducto inyector hasta la superficie. [4]

El problema que supone esta técnica es que el terreno y los depósitos de aguas subterráneas cercanas se contaminan y puede hasta llegar a inducir terremotos.

Los usos de este combustible son bastante amplios, ya que su transporte y suministro está bastante generalizado y es bastante versátil, pero se usa principalmente en la industria, para procesos de alta temperatura y altos hornos y en el ambiente doméstico como combustible para cocinas y calderas. Además, pero en menor medida, se usa como combustible de autobuses urbanos y algunos otros vehículos de transporte público.

Si hablamos de datos, para nadie es sorpresa que nuestra sociedad es adicta a estos combustibles y lo podemos comprobar con los siguientes gráficos.

En la siguiente figura podemos observar un gráfico elaborado por la Agencia Internacional de la Energía en el que se muestra el consumo de energía mundial (en Terajulios) de cada una de las fuentes a lo largo de los años.

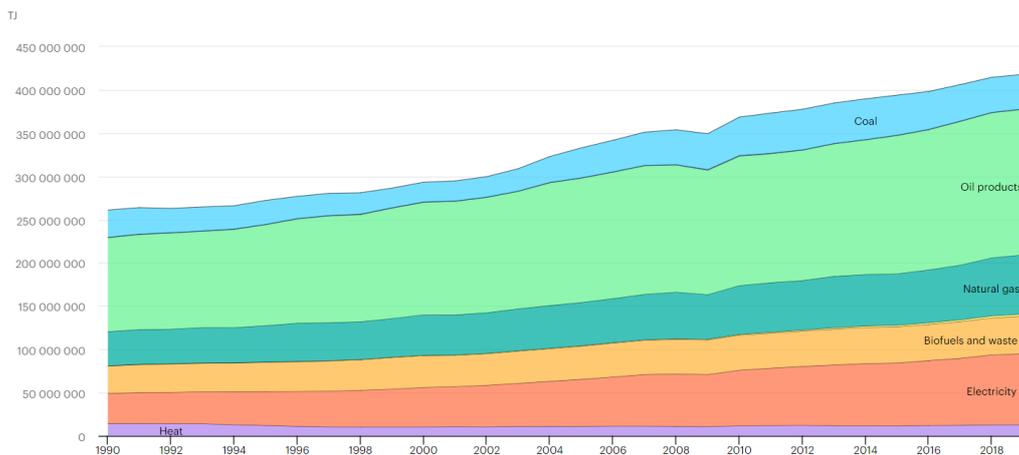


Figura 1.1: Consumo energético total según fuente, Mundial 1990-2019, IEA.

Como podemos ver, el petróleo (color verde) se sitúa en cabeza como el más consumido durante los casi 30 años que representa este gráfico. Por detrás está la electricidad (color rojo) la cual en cierta parte depende de los combustibles fósiles ya que se emplean para su generación. Por detrás encontraríamos al carbón y el gas natural, ocupando una buena parte del gráfico.

A continuación, en otro gráfico de la Agencia Internacional de la Energía, se puede observar la cantidad de CO₂ emitido (en millones de toneladas) por cada una de las fuentes de energía consumidas mundialmente.

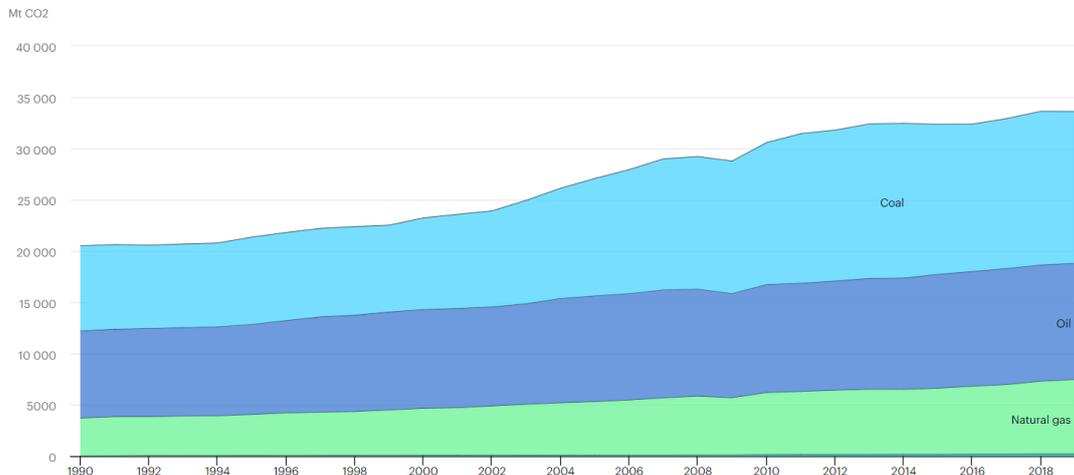


Figura 1.2: Emisiones de CO₂ según fuente, Mundial 1990-2019, IEA.

Como podemos observar, los combustibles fósiles están a la cabeza de ambas estadísticas, cosa que nos confirma una vez más nuestra dependencia de ellos y su nocividad para el medio ambiente.

Es por eso por lo que se necesita encontrar una alternativa capaz de sustituir a estos combustibles, y hoy por hoy todas las miradas se centran en el hidrógeno.

Dentro de los combustibles fósiles, si tenemos en cuenta tanto su consumo como emisiones, podemos concluir que los más críticos son el carbón y el petróleo. Precisamente estos dos combustibles son las principales fuentes de energía para el sector de la industria y del transporte respectivamente.

Este es otro factor favorable para el hidrógeno, ya que se cree que donde más aplicable será es en el transporte con las pilas de combustible y en la industria, proporcionando energía térmica para altos hornos y procesos de alta temperatura.

En los siguientes gráficos podemos observar el consumo (en Terajulios) de petróleo y carbón respectivamente, por sectores y a lo largo de los años.

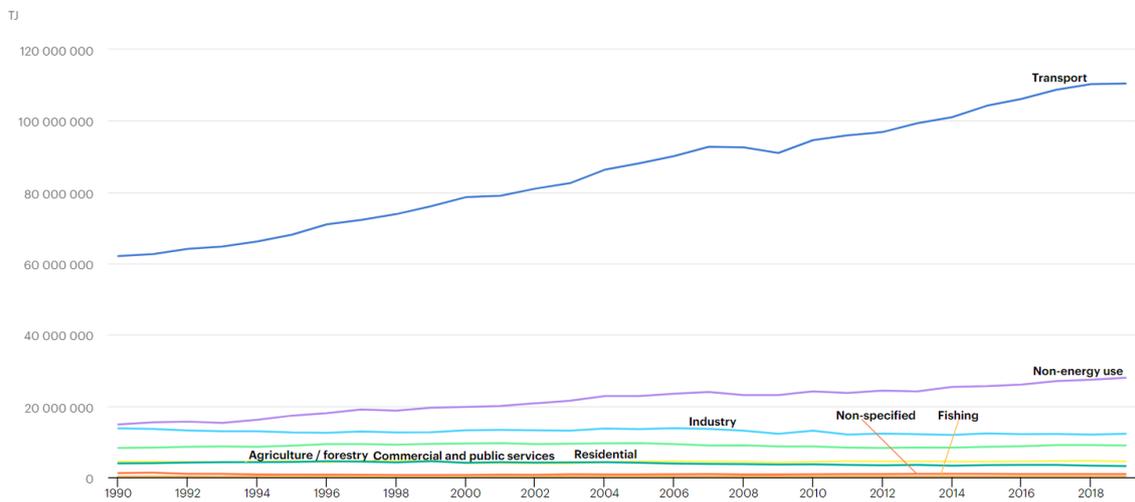


Figura 1.3: Consumo de petróleo según sector, Mundial 1990-2019, IEA.

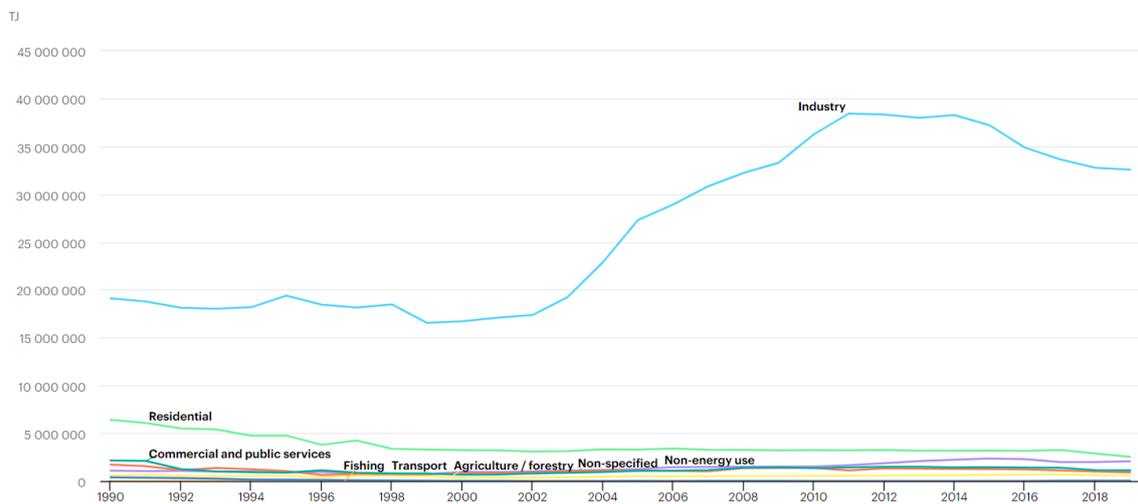


Figura 1.4: Consumo de carbón según sector, Mundial 1990-2019, IEA.

1.1.3. Alternativas verdes

- **Coches eléctricos a batería**

Aunque el coche eléctrico a batería surgiera a principios de siglo XX y tuvo cierto auge posteriormente durante la Segunda Guerra Mundial debido a la escasez de combustible, no fue hasta el año 1996 cuando surgió el coche eléctrico moderno tal y como lo conocemos en la actualidad. Este coche fue el EV-1 de General Motors, del cual solo se construyeron unas 1100 unidades que tras unos años se destruyeron, y actualmente solo se conservan unas 40 en todo el mundo. Este vehículo equipaba una batería de plomo y ácido que le otorgaba una autonomía de unos 160 km; posteriormente se actualizaron por baterías de Ni-MH (níquel-metalhidruro) con las que se consiguió una autonomía de 220 km.[5]

En 2008, la compañía fabricante de coches eléctricos más famosa de la actualidad, Tesla, hizo resurgir el interés por el coche eléctrico con el lanzamiento del Tesla Roadster. Este vehículo conseguía una autonomía de hasta 300 km gracias a sus baterías de ion litio y una velocidad máxima de 200 km/h.

La tecnología de estos vehículos ha ido mejorando hasta el punto de que en la actualidad Mercedes Benz ha conseguido con el EQS una autonomía de hasta 741 km. Esto se consigue a costa de usar enormes baterías de ion litio que acarrear con ellas vehículos y pesados, largos tiempos de carga o la instalación de cargadores de alta potencia, los mayores inconvenientes del coche eléctrico.

- **Coches eléctricos con pila de hidrógeno**

En este apartado, la compañía General Motors también fue pionera con la fabricación en 1966 de la Electrovan, un concepto de furgoneta a la cual daba potencia una pila de hidrógeno con una autonomía de unos 240 km. Esta no fue más allá del circuito de pruebas de la compañía ya que ponía en entredicho la seguridad de los usuarios y no fue más que una especie de experimento.

Desde entonces marcas como Toyota, Honda, Mercedes, Ford o Hyundai han seguido apostando y dedicando recursos a la investigación de esta tecnología.

Se tiene fe en este tipo de vehículo ya que solventa los dos problemas que presentan sus rivales (el coche convencional de combustión interna y el coche eléctrico a batería): las emisiones contaminantes y los tiempos de recarga.

Con el coche eléctrico con pila de hidrógeno se quiere conseguir un automóvil de cero emisiones que tenga un tiempo de repostaje similar al de un vehículo de combustión interna convencional. Sin embargo, esta tecnología presenta sus propias contras, y la principal es el almacenamiento del hidrógeno dentro del vehículo, ya que se trata de un gas muy poco denso que para contener una cantidad de energía razonable dentro de un depósito obliga o bien a comprimirlo a altas presiones (unos 700 bar) o llevarlo a bajísimas temperaturas (algo que demanda demasiada energía).[6]

Se ha avanzado mucho en el tema desde esa Electrovan hasta la actualidad, que podemos encontrar en el mercado modelos comerciales de coches con pila de hidrógeno como pueden ser el Toyota Mirai o el Hyundai Nexa, con autonomías de hasta 600km.

1.2. Motivaciones

La sociedad actual está sumida en una crisis energética y un cambio climático, cuyo origen reside en la dependencia de los combustibles fósiles. Es por esto que encontrar un combustible respetuoso con el medio ambiente es crítico para mitigar los problemas asociados al uso de estos combustibles tradicionales.

Para este fin, el hidrógeno se desmarca como un candidato bastante prometedor. Aun así, se requiere aún de mucho estudio e investigación en este campo para que seamos capaces de valorar su potencial real y su inserción en la sociedad.

1.3. Objetivo

Diseñar una planta fotovoltaica de 1 megavatio de potencia, seleccionando los componentes más rentables.

Estudiar las tecnologías actuales para la generación de hidrógeno y seleccionar las más eficientes y rentables para diseñar un sistema de generación de hidrógeno que se alimente de la energía proveniente de la planta fotovoltaica.

Exponer los criterios de selección de componentes con el fin de que sean lo más eficientes y rentables posible.

Describir los procesos a llevar a cabo, así como los cálculos e instalaciones para desarrollar dicha instalación.

Marco teórico

2

2.1. Hidrógeno

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, representado como H y con número atómico 1. Su átomo está compuesto por un protón y un electrón y es el elemento más ligero que existe. Es uno de los elementos más abundantes del planeta y se encuentra formando parte de los hidrocarburos y el agua, difícilmente se encuentra en estado puro. Para poder usarlo como combustible es necesario que esté en estado gaseoso y diatómico (H_2).

En la actualidad se está adquiriendo gran interés por su utilidad como combustible verde ya que el producto de su uso tanto en la combustión como en las pilas de combustible es únicamente vapor de agua. Sin embargo, no se trata de una fuente de energía primaria, como el carbón o el petróleo, sino que hay que generarlo para usarlo como combustible.

Pero el uso de este elemento como combustible no es algo nuevo, ya que lleva décadas siendo usado como tal en cohetes espaciales. Ya en el año 1969 en la misión Apollo 11 permitió que el ser humano llegara a la Luna.

El hidrógeno tiene un futuro muy prometedor y es considerado el combustible del futuro por varias razones. En primer lugar, además de que su uso no genera ningún tipo de residuo contaminante, como ya se ha comentado, si en su producción se emplean energías renovables contaríamos con un combustible 100% verde. Por otra parte, tiene una versatilidad y un rango de aplicaciones que la electricidad no, ya que puede usarse desde el hogar hasta la industria y transporte pesado pasando por la movilidad. Además, el hidrógeno tiene un altísimo contenido energético, conteniendo en 1 kg de este casi la misma energía que en 3 kg de diésel. Gracias a esto también puede ser una buena solución para el almacenamiento y transporte de energía.

2.1.1. Métodos de obtención

Actualmente se conocen diversos métodos de obtención de hidrógeno, pero entre los más relevantes se encuentran:

- **Reformado de hidrocarburos**

Como su nombre indica, los hidrocarburos contienen entre sus moléculas átomos de hidrógeno. Para conseguir aislar este hidrógeno hay que llevar a cabo un proceso conocido como reformado con vapor de agua, que consigue como productos H_2 por un lado y CO_2 y CO por otro.

El gas natural es un hidrocarburo bastante atractivo para este proceso ya que mayormente está compuesto por metano (CH_4), el cual tiene una alta relación H/C.

Este proceso de reformado consiste en exponer el gas natural a alta temperatura (800-900°C) y una presión de unos 25 bar. Lo que se consigue con esto es que las moléculas de metano se rompan y obtengamos H_2 , CO_2 y CO . Posteriormente esta mezcla se trata para hacer desaparecer el CO casi por completo y finalmente mediante el proceso *Pressure Swing Adsorption* (PSA) se consigue obtener un hidrógeno de altísima pureza (99.99%). [8][7]

Es un proceso que consigue obtener hidrógeno de calidad, pero tiene como contra que se genera una cantidad en masa unas diez veces mayor de CO_2 que de H_2 , lo que le quita el valor en una sociedad con vista de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

- **Biomasa**

Se denomina así a la materia que proviene de los seres vivos tanto animales como vegetales.

Esta biomasa resulta interesante ya que abunda en compuestos hidrogenados. Para poder extraer el hidrógeno que contiene es necesario someterla a procesos termoquímicos tales como licuefacción, pirólisis, combustión o gasificación.

- **Electrólisis**

Descubierta en el año 1800, se trata de una técnica de generación de hidrógeno que tiene un gran potencial en la actualidad y es una de las piezas claves de este trabajo fin de grado.

Se trata de un proceso en el que el agua se separa en hidrógeno y oxígeno haciendo circular una corriente eléctrica por ella.

El principal atractivo de esta técnica es que no se genera nada de CO₂ ni otro gas de efecto invernadero durante su operación. Esto hace que en combinación con fuentes de energía renovables se pueda contar con un método de generación de hidrógeno libre de CO₂, hidrógeno verde.

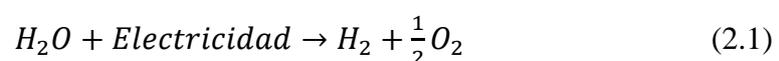
Además de esto, se trata de un proceso fácilmente escalable, permitiendo su uso en instalaciones de un amplio rango de potencias.

2.1.2. Electrólisis

Desde que Alessandro Volta inventó la primera pila eléctrica -la pila voltaica- en el año 1799, distintos químicos de la época anduvieron experimentando con la misma. Ese mismo año William Nicholson y Anthony Carlisle llevaron a cabo un experimento que consistía en conectar los polos de esta pila en un recipiente con agua. Al hacerlo, descubrieron que de los electrodos emanaban burbujas, estas eran hidrógeno y oxígeno y habían descubierto la electrólisis.[9]

La electrólisis es un proceso en el cual se separan los elementos que forman un compuesto mediante el uso de electricidad. Para ello se cuenta con dos electrodos, ánodo y cátodo, sumergidos en un electrolito. En la electrólisis del agua, al circular la corriente del ánodo al cátodo por medio de esta se disocia en sus dos elementos: hidrógeno y oxígeno.

A grandes rasgos la reacción que se da en la electrólisis es la siguiente:



El beneficio que tiene este proceso a la hora de generar hidrógeno es que es totalmente libre de CO₂. Esto sumado a una fuente de energía renovable que proporcione la energía necesaria hace que el hidrógeno verde sea posible y resulte una solución bastante atractiva a la problemática de los combustibles fósiles. Pero para ello se necesitan electrolizadores que lleven a cabo este proceso y sean capaces de usar esta energía de manera eficiente.

2.1.3. Tipos de electrolizadores

Los electrolizadores son dispositivos capaces de disociar las moléculas de agua en átomos de hidrógeno y oxígeno en un proceso llamado electrólisis mediante un aporte de energía eléctrica exterior.

Estos aparatos juegan un papel fundamental en el futuro del hidrógeno ya que la aparición de electrolizadores más eficientes ayudará a que este resulte una opción atractiva como vector energético y se asiente en la sociedad de una forma más rápida.

Los tipos de electrolizador más importantes son: alcalino, PEM y SOE.

- **Electrolizadores alcalinos**

Estos equipos constan de dos electrodos sumergidos en una solución electrolítica líquida y separados por una membrana.

El electrolito está formado por una disolución acuosa de una sustancia alcalina como puede ser el hidróxido de potasio (KOH) o el hidróxido de sodio (NaOH).

En este tipo de electrolizador al aplicar una corriente eléctrica los iones de hidróxido del electrolito se mueven a través de la membrana hacia el ánodo, en el que se forma gas de oxígeno. Por su parte en el cátodo se rompe la molécula de H₂O formándose el hidrógeno gaseoso.[10]

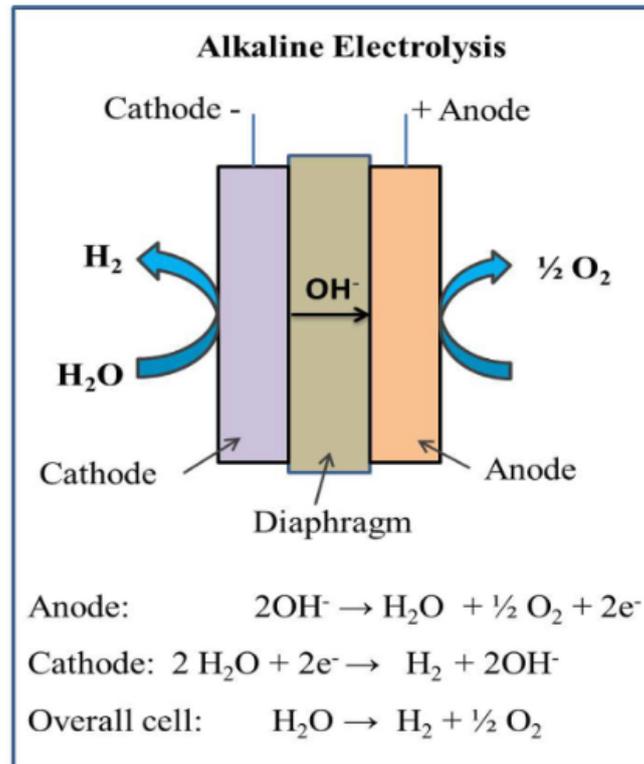


Figura 2.1: Ilustración de electrólisis alcalina, Kumar & Himabindu, 2019.

Estos electrolizadores se componen de varias celdas unitarias conectadas entre sí que pueden operar en dos configuraciones distintas: monopolar o bipolar. En la configuración monopolar las celdas están conectadas eléctricamente en paralelo, es decir ánodos con ánodos y cátodos con cátodos. Suelen trabajar entre 60-90 ° C y a una presión cercana a la atmosférica.[10]

En la configuración bipolar las celdas están conectadas en serie y suele ser la más usada para electrolizadores que funcionan a sobrepresión.

El electrolizador alcalino se lleva utilizando por más de 100 años, siendo el más maduro de todos los conocidos, aunque presentan la problemática de que la eficiencia que se puede llegar a obtener con ellos ronda el 80% y el hidrógeno generado no es tan puro como el obtenido con otros tipos de electrolizador.

Por su parte, tienen una ventaja y es que los electrodos que usan no son especialmente caros (acero recubierto de níquel aleado con platino, iridio o rodio).

La problemática de estos electrolizadores es el elevado precio de los materiales que se necesitan para su construcción. Esto se debe a que la membrana de la que disponen es altamente ácida, lo que obliga a utilizar metales muy nobles como pueden ser el platino, rutenio, iridio o rodio, algo que encarece su precio.[10]

Otra ventaja que tienen aparte de la pureza del hidrógeno que se obtiene es que tienen un grado de operación amplio, funcionando bien con sistemas de energías renovables en las que el suministro energético fluctúa notablemente.

- **Electrolizadores de óxido sólido SOE**

Los electrolizadores de óxido sólido o SOEC (*Solid Oxide Electrolyzer*) son el tipo de electrolizador más reciente. Surgieron en torno a 1980 de la mano de Donitz y Erdle. En estos electrolizadores el agua llega en forma de vapor al cátodo, en el que mediante un aporte externo de electricidad se forma hidrógeno e iones de oxígeno. Estos iones posteriormente se desplazan hasta el ánodo donde se reducen y transforman en O_2 . [10]

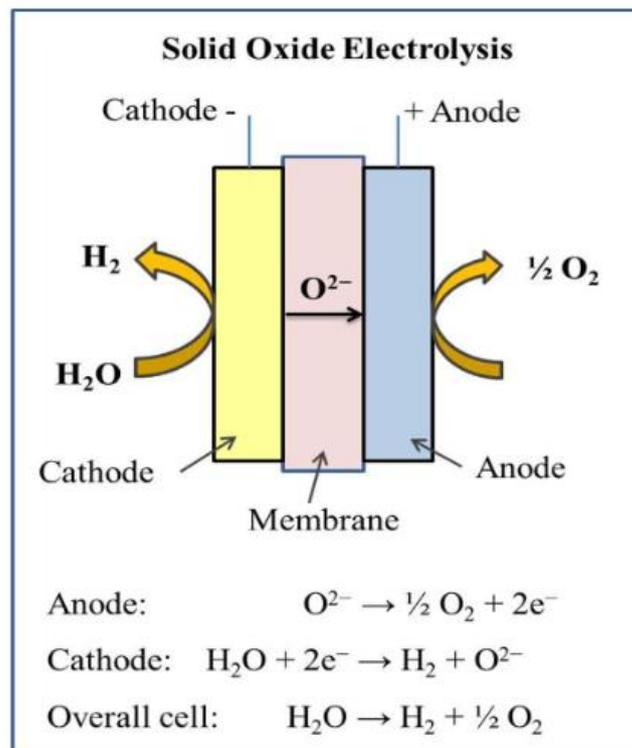


Figura 2.3: Ilustración de electrólisis SOE, Kumar & Himabindu, 2019.

En este tipo de electrolizador el proceso que se lleva a cabo se denomina electrólisis de alta temperatura (HTE-*High Temperature Electrolysis*) ya que operan entre 500 y 85 °C. Usan como electrolito un material que suele ser una cerámica de circonita estabilizada con itria o níquel. [10]

Se trata de una tecnología bastante prometedora ya que consigue hidrógeno de altísima pureza operando con una eficiencia energética superior a cualquier otro tipo de electrolizador.

Sin embargo, se encuentran tecnológicamente menos desarrollados que los demás electrolizadores y por tanto hay pocas soluciones comerciales.

En la actualidad, el electrolizador más potente del mundo se encuentra en Bécancour (Canadá). Se trata de un electrolizador del tipo PEM con una potencia de 20 MW que es capaz de producir hasta 8,2 toneladas de hidrógeno al día a base de energías renovables. Este récord durará poco según china, ya que llevan desde finales de 2021 poniendo en marcha un electrolizador de tipo alcalino de una potencia de 150 MW alimentado por una instalación de paneles solares de 200 MW que según Baofeng, la empresa que está impulsando este proyecto, generará la friolera de 27000 toneladas de hidrógeno al año.

Pero no solo son estos los países involucrados con el hidrógeno, en España y de la mano de Iberdrola junto con Fertiberia se ha construido la planta de generación de hidrógeno verde más grande de Europa. La planta se sitúa en Puertollano (Ciudad Real) y consta de un electrolizador de tipo PEM de 20MW alimentado por una instalación fotovoltaica de 100MW. El hidrógeno generado en estas instalaciones tiene como finalidad producir amoníaco verde usado para sintetizar fertilizantes libres de emisiones.

2.1.4. Pilas de hidrógeno

Las pilas de combustible, y en este caso de hidrógeno, son dispositivos electroquímicos capaces de transformar directamente la energía química de un combustible en energía eléctrica. Suministran energía eléctrica a partir de la reacción de oxidación y reducción que sufren el combustible (hidrógeno) y oxidante (oxígeno) que circulan por su interior. Tras este proceso, los únicos productos que se obtienen son electricidad en forma de

corriente continua, agua y calor. A modo aclaratorio, serían el dispositivo opuesto al electrolizador.[11]

Constan de diferentes partes:

- **Electrodos**

Por una parte, el ánodo, que es donde el H_2 se reduce para dar lugar a dos protones. Y por otra parte el cátodo, a donde llegan los protones y reaccionan con el O_2 para formar agua.

- **Electrolito**

Se encarga de separar el gas de hidrógeno y oxígeno, sirve de aislante para los electrones y permite el paso de protones al cátodo.

- **Placas bipolares**

Forman la carcasa exterior y sirven como separación entre celdas. Además, se encargan de conducir los gases de H_2 y O_2 y evacuar el agua que resulta como producto.

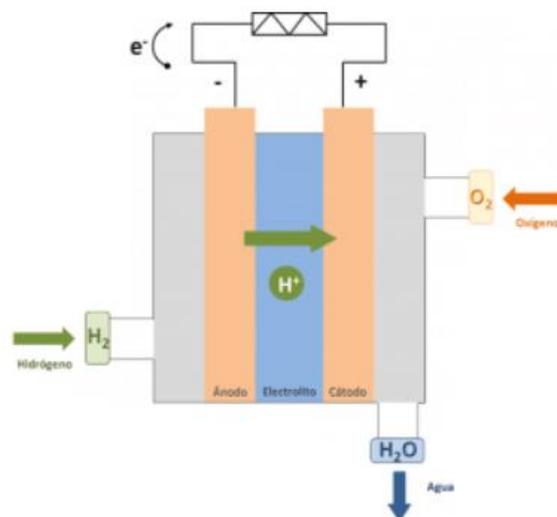
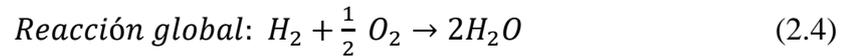
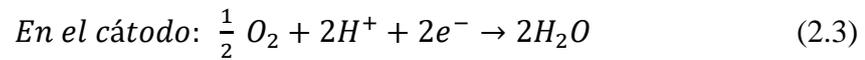
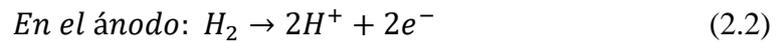


Figura 2.4: Esquema ilustrativo de una pila de hidrógeno, Cnh2.

El hidrógeno, en el ánodo se disocia en 2 protones y dos electrones. Los dos protones atraviesan la membrana, desplazándose hasta el cátodo mientras que los electrones que no han podido atravesarla porque está aislada eléctricamente, pasan por un circuito exterior generando energía eléctrica. En el cátodo, los 2 protones junto con los 2 electrones y el oxígeno que hay allí presente reaccionan para formar H₂O.[11]

Las reacciones que ocurren son:



2.2. Energías renovables

Se denomina así a aquella energía que proviene de una fuente inagotable, como puede ser el sol, el viento o las mareas. Las fuentes de energía renovables, además, tienen la ventaja sobre las no renovables de que no emiten gases de efecto invernadero en su explotación, por lo que son respetuosas con el medio ambiente.

Además de beneficiar al medio ambiente, su carácter autóctono e independiente aunado a un clima tan favorable para estas explotaciones como el de España, puede hacer que nuestro país disminuya notablemente su dependencia energética.

España siempre ha sido un país muy dependiente energéticamente, y esto es algo que en periodos de incertidumbre y recesión económica -como pudo ser la crisis del 2008 o la situación actual con la crisis del Covid-19 y la invasión rusa en Ucrania- azota fuertemente la economía.

Según datos del Libro de la Energía en España, a fecha de 2019 el 73% de la energía consumida provenía del exterior y se espera reducir esa cifra hasta el 61% en 2030.

España tiene un potencial enorme en lo que se refiere a las energías renovables, siendo el país con mayor radiación solar de toda Europa. Es por esto que en esta transición hay que apostar por las renovables, que son las que liderarán y serán capaces de aprovechar todo nuestro potencial.[12]

“La mejora del grado de autoabastecimiento propiciada por la creciente participación de las energías renovables ha contribuido a moderar el impacto sobre el saldo del comercio exterior de la aún elevada dependencia energética (73,0%)” (*libro-energia-espana-2019.pdf*, s. f.)[12]

2.2.1. Energía solar fotovoltaica

En la instalación que ocupa este trabajo, nos vamos a centrar en la energía solar fotovoltaica, debido a su escalabilidad y a la radiación solar del emplazamiento de esta.

La energía solar fotovoltaica es aquella obtenida de la incidencia de la radiación del sol sobre un panel denominado panel fotovoltaico, formado por celdas de un material semiconductor capaz de transformar esta radiación en energía eléctrica de corriente continua.

El funcionamiento de estas celdas se basa en el uso de semiconductores dopados. Este dopado consiste en añadir átomos ajenos al semiconductor para modificar su estructura cristalina y generar un exceso o defecto de electrones en la misma, lo cual modifica sus propiedades eléctricas.

Los paneles están formados por dos capas de silicio; la primera, y donde incide directamente la radiación solar, dopada de tipo N (con exceso de electrones) y la segunda dopada de tipo P (con defecto de electrones).

Cuando estos paneles reciben la radiación solar, esta incide sobre la primera capa de silicio tipo N, excitando los electrones que tiene en exceso y saltando hasta la segunda capa tipo P, que los atrae por su falta de electrones. Esto genera una diferencia de potencial entre capas y si se conecta un circuito externo, una corriente eléctrica.[13]

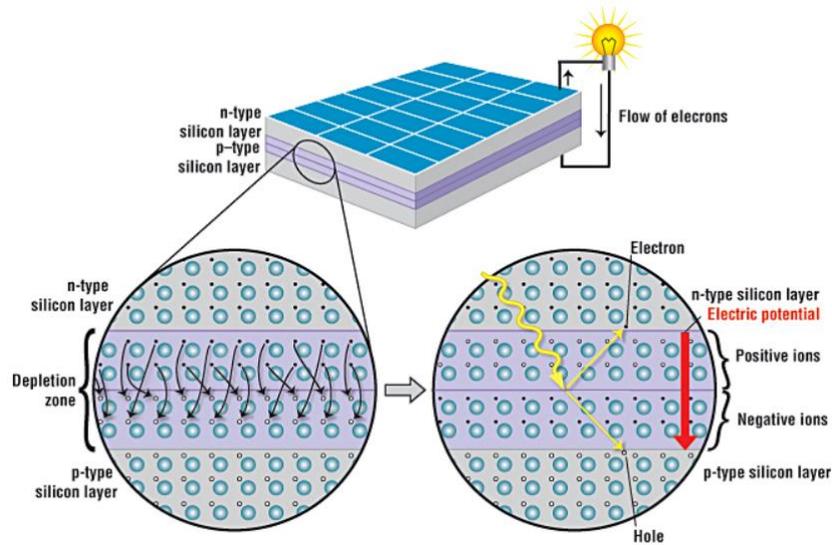


Figura 2.5: Esquema ilustrativo del funcionamiento de un panel solar, American Chemical Society.

Los componentes principales de una instalación fotovoltaica son:

- Paneles fotovoltaicos
- Soportes
- Inversores
- Transformadores (si está conectada a la red de alta tensión)

Los paneles fotovoltaicos se disponen sobre una estructura metálica que se puede o bien anclar al suelo o sobre la cubierta de un edificio. En la siguiente figura se puede apreciar un montaje de paneles solares sobre una estructura metálica anclada al suelo.



Figura 2.6: Imagen del montaje de paneles solares sobre estructura metálica, Ambientum.

La energía eléctrica que generan estos paneles solares es de corriente continua; estos paneles se conectan en serie y paralelo de forma que se ajuste al voltaje del inversor. El inversor es el dispositivo que se encarga de transformar la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna o bien monofásica o trifásica dependiendo del tipo y potencia de la instalación.

Proyecto

3

3.1. Memoria

El objeto de este capítulo es describir el proceso de diseño y cálculo de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW, así como justificar la elección de los distintos componentes y establecer las condiciones y un presupuesto para su ejecución.

La instalación constará de una instalación fotovoltaica compuesta por 2160 paneles fotovoltaicos de 540W de potencia pico, los cuales darán una potencia de 1166,4 kW. La energía producida irá destinada a alimentar la planta de generación de hidrógeno.

Esta potencia eléctrica irá destinada principalmente a alimentar un electrolizador PEM de la marca H2B2 y modelo EL200N, con 1030 KW de potencia máxima, que genera un máximo de 18 kg/h de hidrógeno. Este electrolizador consumirá una cantidad de 200 l/h de agua -cuando el electrolizador esté funcionando a máxima potencia- de alta pureza que provendrá de un equipo de osmosis inversa.

El hidrógeno generado por el electrolizador sale con una presión de 15 a 40 bar; este se comprimirá hasta 50 bar en un compresor de baja presión para posteriormente elevarse hasta los 900 bar en un compresor multietapa de alta presión. Después se almacenará en depósitos de alta presión para su posterior distribución.

La instalación se situará en un terreno de 27000 m² en la pedanía de La Escucha, a 15 km de la ciudad de Lorca, en la Región de Murcia.

Coordenadas: 37.551680748651584, -1.6998918898424324



Figura 3.1: Vista en mapa de la localización de la instalación.



Figura 3.2: Vista aérea del emplazamiento de la instalación.



Figura 3.3: Vista aérea de las parcelas donde se ubicará la instalación.

3.1.1. Planta de generación de H₂

Se requiere diseñar una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW de potencia pico. Para ello, hay que seleccionar los equipos necesarios que se adecúen a estas condiciones.

- Electrolizador

El electrolizador es el elemento principal de la planta de generación de hidrógeno. Por lo tanto, sabiendo la potencia que proporcionará la instalación fotovoltaica, lo primero que se hará es valorar diversas soluciones de electrolizadores y elegir la más adecuada.

Para este orden de potencia, se han encontrado dos modelos de electrolizador de tipo PEM:

Marca	H2B2	ITM
Modelo	EL200N	HGAS1SP
Potencia [kW]	1030	707
Generación máx. H₂ [kg/h]	18	11
Relación generación/potencia [kg/kWh]	0,0175	0,0155
Flujo de H₂ [Nm³/h]	200	200

Tabla 3.1: Comparación de electrolizadores.

Como se puede comprobar, el electrolizador EL200N ofrece una mejor relación generación/potencia que el electrolizador HGAS1SP. Además, su potencia se acerca más a los requerimientos de la instalación.

Se trata de un electrolizador que viene integrado en un contenedor de 40 pies (12m x 2,4m x 2,9m) y es apto para instalarse en exteriores.

Se alimenta mediante corriente alterna trifásica estándar a 50Hz, consumiendo un máximo de potencia de 1030 kW. Con un consumo de agua de unos 200 l/h, es capaz de producir hasta 18 kg de H₂ por hora de alta pureza (<5 ppm H₂O, <5 ppm O₂).



Figura 3.4: Electrolizador EL200N.

- Compresores

Para distribuir el hidrógeno se necesitará que el mismo se encuentre a una presión superior a 700 bar, que es la presión de recarga requerida en los vehículos actuales de pila de hidrógeno.

Para llevar a cabo esta tarea se instalarán 2 compresores: uno de baja presión (compresión hasta 50 bar) y otro de alta presión (compresión hasta 900 bar).

El hidrógeno generado sale a una presión de entre 15 y 40 bar del electrolizador, este se canalizará hasta un compresor de baja presión que lo subirá hasta una presión de 50 bar y se almacenará en el depósito de baja presión. A la salida de este depósito se encontrará un presostato regulado a 50 bar que no permitirá la salida del hidrógeno si la presión del mismo en el depósito es menor de la indicada. Esto servirá como buffer entre el compresor de baja presión y el de alta. Tras pasar por este presostato el hidrógeno pasará al compresor de alta presión, donde alcanzará los 900 bar necesarios para almacenarse en los depósitos de alta presión y estará listo para distribuirse.

Aparte de los requisitos de presión, será necesario que los compresores sean capaces de trasegar un flujo de hidrógeno de hasta $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

El compresor de baja presión será de la marca Sollant y modelo GL4-300/6-30. Es un compresor de diafragma metálico con una potencia de 45 kW, una presión máxima de 60 bar y un flujo máximo de $300 \text{ Nm}^3/\text{h}$.



Figura 3.5: Compresor de baja presión.

El compresor de alta presión será un compresor multietapa de la marca Sollant y modelo D Type. Se trata de un compresor de diafragma metálico con una potencia de 100 kW, una presión máxima de 1000 bar y un flujo de $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$, que elevará la presión del hidrógeno hasta 900 bar.



Figura 3.6: Compresor de alta presión.

- Equipo de ósmosis

Para alimentar el electrolizador se necesita agua de alta pureza, y para ello se instalará un equipo de osmosis. El consumo de agua del electrolizador EL200N de H2B2 a máxima potencia es de unos 200 l/h, según la ficha técnica proporcionada por el fabricante.

En este caso se ha escogido un equipo de 400l/h de la marca Aquaenergy con bomba incorporada de 1,5 kW, que cumple de sobra con los requerimientos del electrolizador:



Figura 3.7: Equipo de ósmosis.

- Depósito de baja presión

Para conocer la capacidad del depósito de baja presión, primero necesitamos saber la cantidad de hidrógeno que generará el electrolizador en un día. Para ello se realizará una estimación al alza en la que el electrolizador esté funcionando durante 8 horas a máxima potencia (8 horas solares pico).

$$m_{H_2} = 8h \cdot \frac{18 \text{ kg}}{h} = 144 \text{ kg } H_2$$

Puesto que la presión de salida del compresor de baja presión es de 50 bar, el volumen que ocupará esa masa de hidrógeno a una temperatura de 25°C será de:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T; \text{ donde } n = \frac{m}{M} \quad (3.1)$$

$$V = \frac{m \cdot R \cdot T}{M \cdot P}$$

Donde:

- V es el volumen, en litros.
- m es la masa de hidrógeno en kg.
- R es la constante de los gases ideales en $\frac{\text{atm} \cdot \text{l}}{\text{k} \cdot \text{mol}}$
- T es la temperatura del hidrógeno en kelvin.
- M es la masa molecular del H₂ en $\frac{\text{kg}}{\text{mol}}$
- P es la presión del hidrógeno en atmósferas.

$$V = \frac{144 \cdot 0,082 \cdot 298}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 49,35} = 35651,3 \text{ l}$$

Se instalará entonces un depósito de hidrógeno marca LAPESA de 36000l, apto para contener los 144kg de hidrógeno a unos 50 bar, que cumplirá con el reglamento de equipos a presión.

- Depósito de alta presión

Tras la acción del compresor de alta presión para llevar el hidrógeno hasta 900 bar, hay que calcular el volumen necesario para albergarlo.

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

$$V = \frac{m \cdot R \cdot T}{M \cdot P}$$

Donde:

- V es el volumen, en litros.
- m es la masa de hidrógeno en kg.
- R es la constante de los gases ideales en $\frac{\text{atm}\cdot\text{l}}{\text{k}\cdot\text{mol}}$
- T es la temperatura del hidrógeno en kelvin.
- M es la masa molecular del H₂ en $\frac{\text{kg}}{\text{mol}}$
- P es la presión del hidrógeno en atmósferas.

$$V = \frac{144 \cdot 0,082 \cdot 298}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 888,23} = 1980,78 \text{ l}$$

Para este fin se instalará un volumen de 2000l de depósitos a presión de tipo IV de la marca NPROXX, que están fabricados en fibra de carbono con un interior de poliamida, capaces de soportar presiones de hasta 1000 bar.



Figura 3.8: Depósito de alta presión y tipo IV.

3.1.2. Terreno

Teniendo en cuenta que el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas ronda los $10 \text{ m}^2/\text{kW}$ pico, para una potencia de 1MW será necesario un espacio mínimo de 10.000 m^2 .

El terreno escogido se trata de una parcela de 27366 m^2 , de forma casi rectangular, actualmente preparada para el cultivo y que cuenta con una nave de 300 m^2 , donde se alojarán los distintos equipos de la instalación.

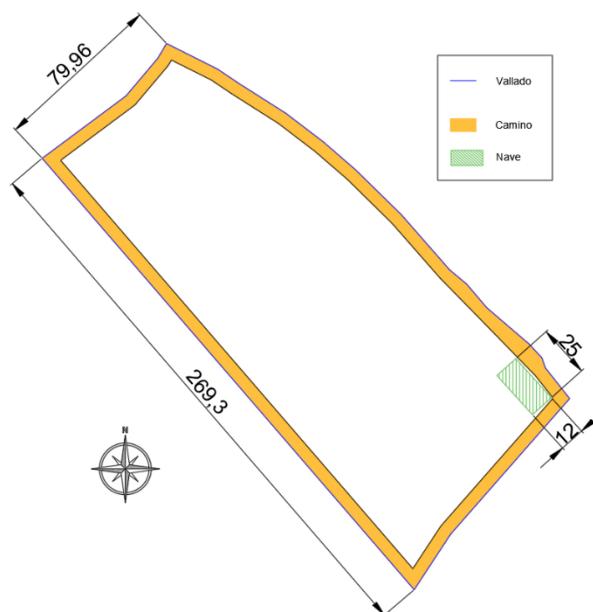


Figura 3.9: Representación de la parcela, vallado y camino.

Para adecuarlo a las necesidades de la instalación se llevará a cabo un proceso de desbrozado, nivelado y explanado del terreno.

Se respetará un margen de 6m (en la parte más estrecha) por todo el perímetro, que servirá de camino para poder acceder con cualquier tipo de maquinaria necesaria tanto en la etapa de construcción como posteriormente para tareas de mantenimiento.

Además, se instalará valla ciclónica por todo el perímetro de la parcela para proteger la instalación del exterior.

3.1.3. Instalación fotovoltaica

La energía eléctrica necesaria provendrá de una instalación fotovoltaica de 1MWp. En este apartado calcularemos y dimensionaremos sus componentes.

- Potencia total de los equipos de generación de H₂

Una vez se han decidido los equipos que se emplearán, es necesario calcular la suma de la potencia de estos para dimensionar la instalación fotovoltaica:

Equipo	Potencia [kW]
Electrolizador	1030
Compresor alta presión	100
Compresor baja presión	45
Equipo de ósmosis	1,5
Potencia total [kW]	1176,5

Tabla 3.2: Potencia total de equipos de generación de H₂.

- Paneles fotovoltaicos

Se han escogido unos paneles de 540W de potencia de la marca HT SOLAR y modelo HT72-18X 540W, debido a que tienen una relación precio/potencia pico bastante baja en comparación con otras soluciones comerciales encontradas. Asimismo, la relación

potencia pico/superficie del panel también es la más alta de las encontradas, lo que ayuda a ahorrar espacio.

Panel	Wp [W]	Rend	Precio (€)	€/Wp
HT72-18X 540W	540	21%	199,57	0,37
Ja 450W mono PERC	450	20,30%	200,01	0,44
JA 455W mono PERC	455	20,50%	206,75	0,45
JA 405W mono	405	20,70%	166,25	0,41
JA 400W mono	400	20,5	163,35	0,41

Tabla 3.3: Comparación de distintos paneles fotovoltaicos.

Panel	Largo (mm)	Ancho (mm)	Área (m2)	Wp/m2
HT72-18X 540W	2285	1133	2,59	208,58
Ja 450W mono PERC	2120	1052	2,23	201,77
JA 455W mono PERC	2112	1052	2,22	204,79
JA 405W mono	1722	1134	1,95	207,40

JA 400W mono	1722	1134	1,95	204,84
-----------------	------	------	------	--------

Tabla 3.4: Comparación de dimensiones de paneles fotovoltaicos.

Dada la potencia de los equipos de consumo y la de los paneles, el número de paneles será de aproximadamente:

$$Np = \frac{1176500}{540} \approx 2178 \text{ paneles}$$

- Inversores

Para esta instalación se han escogido unos inversores marca Huawei y modelo SUN2000-100KTL-M1, de 100 kW de potencia, que la proporcionarán en forma de corriente alterna trifásica. Estos ofrecen un rendimiento superior al 98%, y tienen una relación precio/potencia bastante mejor que otras opciones disponibles en el mercado.

Inversor	Potencia(kW)	Rend.	Precio (€)/ud.	€/kw
Huawei sun 2000-100KTL-M1	100	98,80%	4598	45,98
Growatt 125KTL3-XLV	125	98,80%	7260	58,08

Tabla 3.5: Comparación de inversores.

- Número de módulos por *string*

Para adecuarse a las condiciones de entrada de los inversores, los paneles fotovoltaicos deben agruparse en *strings*; estos son grupos de paneles conectados en serie para elevar la tensión y que sea adecuada para los inversores.

El parámetro limitante es la tensión máxima de entrada a los inversores, la cual según su ficha técnica es de 1100V DC. Se tendrá en cuenta el escenario más desfavorable posible que será la tensión de circuito abierto (V_{oc}) de los paneles a una temperatura anormalmente baja para la ubicación de la instalación como pueden ser -10°C , ya que el coeficiente de temperatura de los paneles es negativo (disminuye el voltaje con el aumento de temperatura).

Para calcular esta tensión se usará la expresión:

$$V_{OC-10^{\circ}} = V_{OC} \cdot (1 + (T_{-10^{\circ}\text{C}} - T_0) \cdot \beta) \quad (3.2)$$

$$V_{OC-10^{\circ}} = 49,4 \cdot (1 + ((-10 + 273) - (25 + 273)) \cdot (-0,29\%))$$

$$V_{OC-10^{\circ}} = 54,41 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{ paneles en serie} = \frac{1100}{54,41} = 20,21 \approx 20 \text{ paneles}$$

Donde:

- $V_{OC-10^{\circ}C}$ es el voltaje de circuito abierto a $-10^{\circ}C$.
- V_{OC} es el voltaje de circuito abierto a temperatura estándar ($25^{\circ}C$).
- $T_{-10^{\circ}C}$ es la temperatura de $-10^{\circ}C$.
- T_0 es la temperatura estándar.
- β es el coeficiente de temperatura de los paneles, en $\%/K$.

Para estar del lado de la seguridad y facilitar los cálculos, el número de paneles en serie por *string* será de 18.

- Número de *strings* por inversor

La potencia máxima que puede manejar cada uno de estos inversores es de 100kW; siendo 540W la potencia pico de los paneles (la cual se conseguirá en momentos puntuales) el número máximo de paneles por inversor sería de:

$$N^{\circ} \text{ paneles/inversor} = \frac{\text{Potencia Inversor}}{\text{Potencia panel}} = \frac{100000}{540} \approx 185$$

Previamente se ha elegido que el tamaño de cada *string* será de 18 paneles. Para facilitar los cálculos y no sobrepasar la potencia de los inversores, se conectarán 10 *strings* a cada inversor, resultando finalmente 180 paneles por inversor.

$$\text{Potencia pico} = 10 \text{ strings} \cdot 18 \frac{\text{paneles}}{\text{string}} \cdot 540 \frac{W}{\text{panel}} = 97200 W$$

Como podemos comprobar, la potencia conectada al inversor es inferior a la máxima que puede soportar.

Por otra parte, la intensidad máxima de entrada del inversor es de 260 amperios DC. Con esta configuración de 18 placas en serie y atendiendo a su corriente en cortocircuito I_{SC} (máxima posible):

$$N^{\circ} \frac{\text{strings}}{\text{inversor}} = \frac{I \text{ máx. inversor}}{I_{SC}} = \frac{260}{14.36} \approx 18 \text{ strings/inversor}$$

Por lo que podemos afirmar que es seguro conectar 10 de estos *strings* a cada inversor.

- Número de paneles e inversores

Sabiendo los paneles que se conectarán a cada inversor y la potencia necesaria, calcularemos el número de inversores que se instalará:

$$N \text{ inversores} = \frac{\text{Potencia consumo}}{\text{Potencia fotovoltaica}} = \frac{1176500W}{97200W} \approx 12 \text{ inversores}$$

$$N \text{ paneles} = 12 \cdot 180 = 2160 \text{ paneles}$$

Se instalarán 2160 paneles de 540W, gestionados por 12 inversores.

- Disposición y orientación de los paneles

Los paneles se colocarán de forma vertical, formando dos filas de paneles por estructura, con una altura respecto al suelo de 0.5m en la parte más baja, de la siguiente manera:

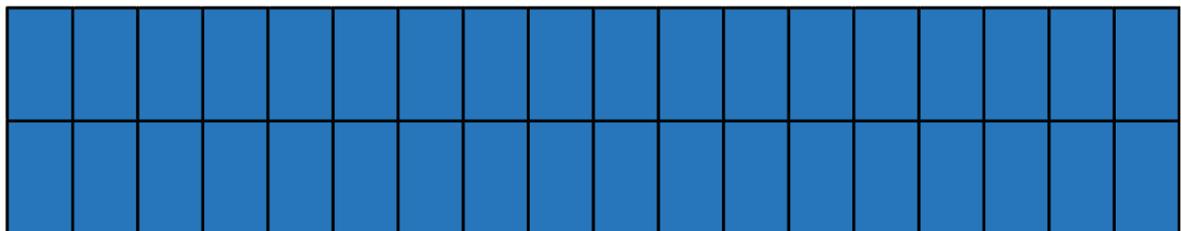


Figura 3.10: Ilustración de la disposición de los paneles.

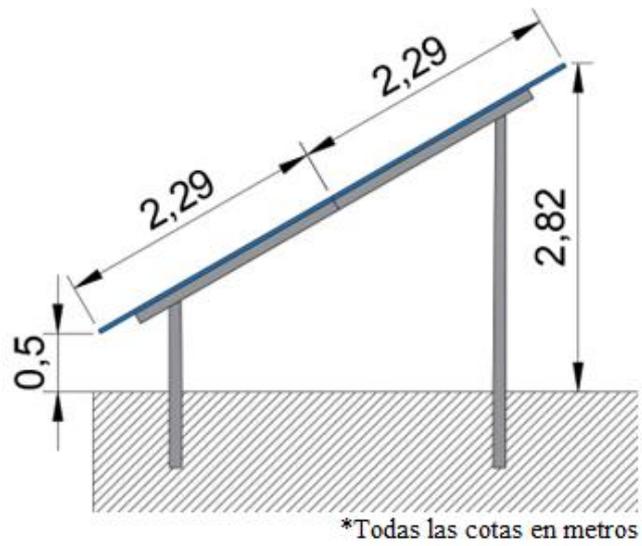


Figura 3.11: Ilustración del montaje de los paneles.

Se distribuirán de la siguiente forma en el terreno:

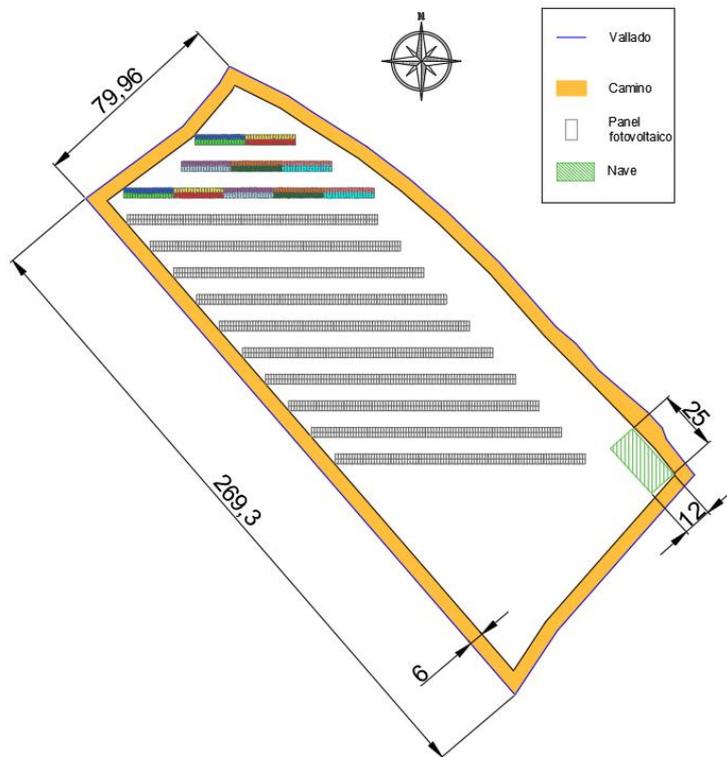


Figura 3.12: Distribución de los paneles sobre el terreno.

En la figura se pueden observar 2 primeras filas de paneles más pequeñas, de 72 y 108 de arriba hacia abajo. De la tercera hasta la duodécima, las filas son de 180 paneles cada una. Estas dos primeras filas se han dispuesto así para adaptarse a la forma de la parcela y aprovechar mejor el espacio.

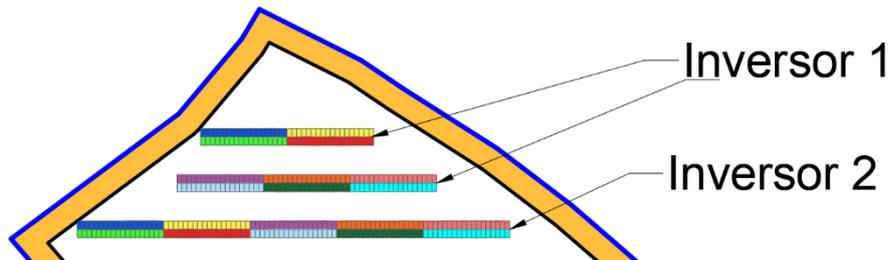


Figura 3.13: Detalle de las dos primeras mesas de paneles fotovoltaicos.

Dado que la instalación se encuentra en el hemisferio norte, la orientación de los paneles será completamente hacia el sur (azimut 0°) ya que será en la que más radiación solar se recibirá.

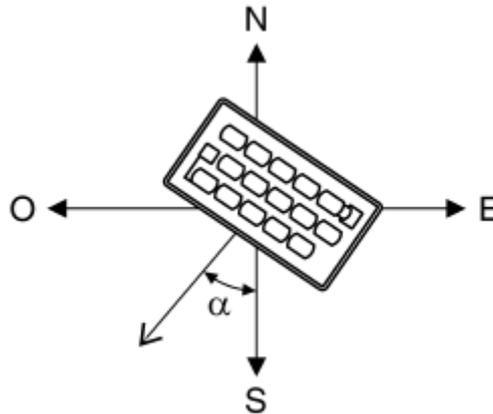


Figura 3.14: Ilustración de azimut de los paneles, IDAE

- Inclinación de los paneles

Para el cálculo de la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos se han seguido las directrices establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE. Según dicta este documento:

“Se determinará la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.” (*documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf*, s. f.)

<i>Período de diseño</i>	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Tabla 3.6: Cálculo de la inclinación óptima de los paneles, IDAE

Como la instalación estará activa durante todo el año, el valor de la inclinación óptima según la latitud del lugar será:

$$\beta_{opt} = \phi - 10 \quad (3.3)$$

$$\beta_{opt} = 37,55 - 10 = 27,55^\circ$$

Sin embargo, para adaptar las condiciones de la instalación a ángulos de estructuras comerciales, se adoptará una inclinación de 30° . Para valorar si este cambio perjudicará de manera excesiva la irradiación recibida por los paneles, se calculará el factor de irradiación para la inclinación elegida y se comparará con el factor de irradiación para las condiciones óptimas. Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]; \quad (3.4)$$

$$\text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

Donde:

- ϕ es el valor en grados de la latitud del lugar.
- β es el valor en grados de la inclinación escogida.
- β_{opt} es el valor en grados de la inclinación óptima para dicha latitud.
- α es el valor en grados del azimut.

Para $\beta = 30^\circ$:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (30 - 27,55)^2 + 3,5 \times 10^{-5} 0^2]$$

$$FI = 0,999$$

En vista de los resultados del factor de irradiación se puede considerar que una inclinación de 30° para dicha ubicación es correcta, ya que supone una pérdida de percepción de radiación del 0,1%, siendo el máximo permitido por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE del 20%.

- Separación entre filas

Para evitar la formación de sombras en los paneles, lo cual reduciría considerablemente el rendimiento de la instalación, hay que colocar las filas de paneles a cierta distancia que dependerá de la altura de los obstáculos y el ángulo de incidencia del sol.

Para calcular la separación entre las distintas filas de paneles nos hemos apoyado en el documento “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” del IDAE.

Según este documento:

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

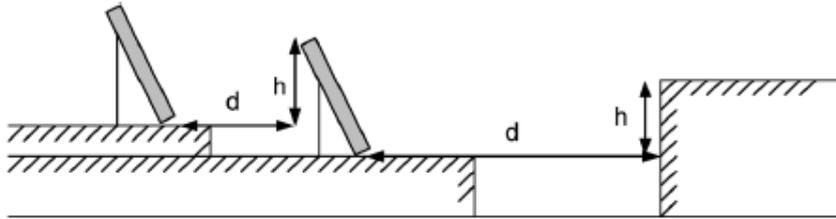


Figura 3.15: Ilustración de separación entre paneles.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$. (Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, IDAE, 2011, p. 44)

Puesto que el terreno se encuentra libre de obstáculos, los únicos elementos que pueden formar sombras son los propios paneles fotovoltaicos. Con una inclinación de 30° , la parte más alta de los paneles queda a 2,82 metros del suelo, por lo que $h = 2,82$ m.

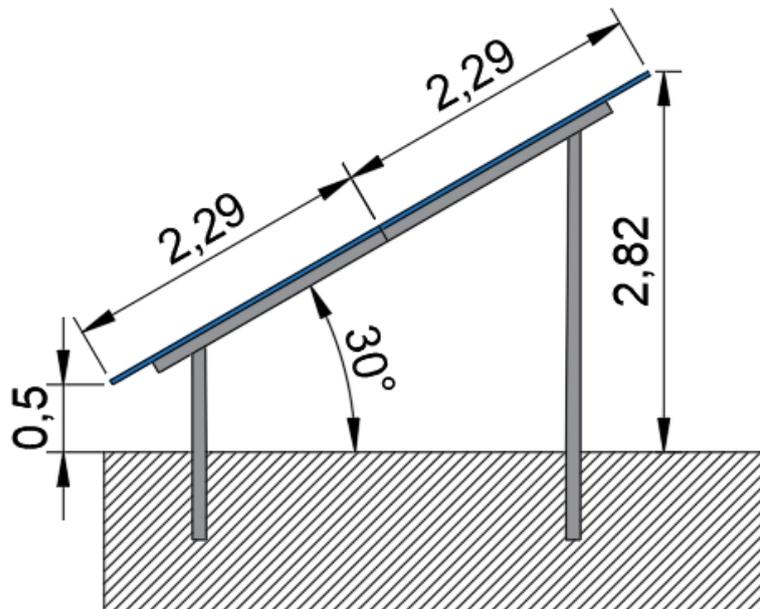


Figura 3.16: Ilustración de inclinación de los paneles.

Dependiendo de la latitud, se tienen distintos valores para k :

<i>Latitud</i>	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 3.7: Valores de k para cálculo de distancia entre paneles.

Para el caso que nos ocupa:

$$Latitud \approx 37^\circ \rightarrow k = 2,246$$

$$d \geq h \cdot k; d \geq 2,82 \cdot 2,246 \quad (3.5)$$

$$d \geq 6,33 \text{ m}$$

Resulta una distancia entre filas de 6,33 metros, pero debido a la amplitud del terreno se ampliará hasta 7 metros, asegurando aún más que no se formen sombras.

- Estructura

Para montar los paneles fotovoltaicos se dispondrá de estructuras metálicas biposte, de la marca IJES Solar, construidas en acero galvanizado en caliente y con tornillería en acero inoxidable. La inclinación de las mismas será de 30°.

Este tipo de estructura se fija al suelo mediante el hincado de sus patas, sin necesidad de cimentación, lo cual abarata costes y acelera el proceso de instalación. La profundidad de hincado vendrá determinada por el fabricante.

En estas estructuras también se montarán los inversores, al inicio de cada mesa de placas, sujetos al pilar más alto de la estructura a una altura de 1,2 m mediante los anclajes que incluyen los propios inversores. Esto es posible ya que los equipos tienen una protección IP66 (Equipo hermético al polvo y protegido contra chorros de agua potentes) que los hace aptos para su montaje en ambientes exteriores.

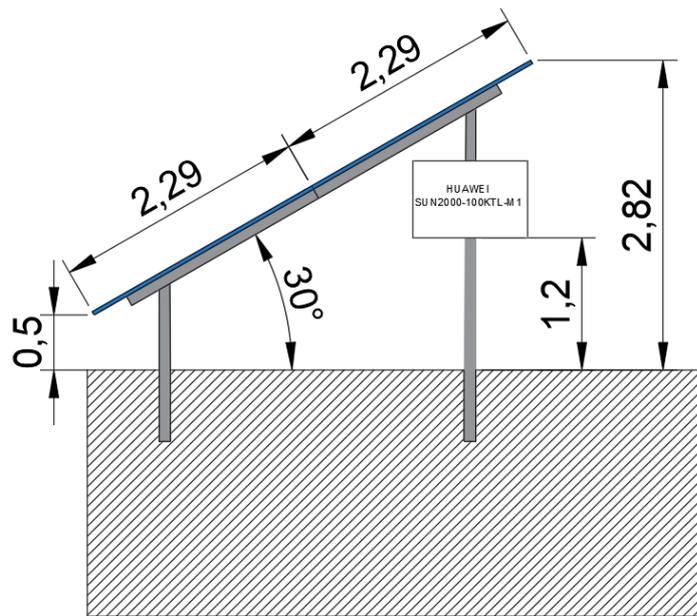


Figura 3.17: Ilustración de montaje de los inversores en la estructura.

- Protecciones en corriente continua

Los inversores Huawei SUN 2000-100KTL-M1 que se han escogido para la instalación cuentan con protección contra sobretensiones y seccionadores para cortar el paso de corriente de los *strings* al inversor, por lo que no será necesaria la instalación de un cuadro de corriente continua ni de protecciones adicionales. Por otra parte, no habrá problemas de sobreintensidad ya que la corriente máxima que puede entrar al inversor es la de cortocircuito de los paneles y esta es de 14,36A, soportando los inversores una entrada de corriente de hasta 26 A por *string*.

- Cuadro de corriente alterna y protecciones (Cuadro AC)

Para canalizar la energía eléctrica proveniente de los inversores hasta los equipos de consumo, se instalará un cuadro eléctrico de baja tensión con las protecciones necesarias en el interior de la nave, en su pared orientada al noroeste.

Para determinar los requerimientos a cumplir por el cuadro eléctrico, se calculará la intensidad máxima que circulará por el:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{1166400}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 2104,5 \text{ A}$$

(3.6)

Donde:

- I es la intensidad máxima que atravesará el cuadro eléctrico.
- P es la potencia pico de la instalación fotovoltaica.
- V es la tensión entre fases.
- $\cos(\varphi)$ es el factor de potencia (se ha escogido 0,8 ya que es un caso inusual y desfavorable).

Se escogerá un cuadro eléctrico de la marca Ormazábal y modelo Addibo. Se trata de un cuadro de baja tensión que soporta intensidades de hasta 2500A a 440V en corriente alterna y cuenta con las siguientes características:

- Embarrado de acometida y distribución.
- Unidad de seccionamiento.
- Interruptor diferencial.
- Unidad de protección contra sobretensiones y sobreintensidades.
- Unidad de acometida de socorro.
- Control de flujo de energía.
- Control de curvas de carga.
- Control de tensiones.

Con este cuadro se tendrá un equipo capaz de conectar los inversores con los equipos, ofreciendo las protecciones necesarias y controlando el flujo de energía.

3.1.4. Cableado

Para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación, es necesario que los conductores eléctricos tengan una sección y aislamiento suficientes. La instalación se dividirá en 4 tramos de cableado:

- Conexión entre paneles solares

La conexión entre los distintos paneles solares en serie que conforman un *string* se efectuará con el cableado que tienen los paneles ya preinstalados y el patrón de conexión a seguir será el denominado “en salto de rana” que permite realizar una conexión en serie ahorrando metros de conductor. La conexión entre los conductores de los distintos paneles se realizará con conectores de tipo MC4, como indica su ficha técnica.

Mechanical Characteristics	
Solar Cells	monocrystalline 182 × 91 mm
No. of Cells	144(6 × 24)
Dimensions	2285mm×1133mm×35mm
Weight	28.5kg
Front Glass	High transmission tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68
Cable	4mm ² (IEC) Length (+)200mm, (-)300mm
Connectors	MC4 / MC4 Compatible
Packaging Configuration	31pcs / box, 620pcs / 40'HQ Container

Tabla 3.8: Características técnicas del módulo fotovoltaico.

- Conexión de *strings* a inversor

Para la conexión entre los *strings* y el inversor se usarán conectores MC4 y cable de cobre P-Sun 2.0 CPRO de 6 mm² de sección; se trata de un cable especialmente fabricado para usarse en instalaciones fotovoltaicas. Este cable discurrirá a lo largo de la mesa de paneles solares a lo largo de una bandeja no perforada.

Para calcular la intensidad admisible que puede circular por él se supondrán las condiciones más desfavorables posibles; estas serán la agrupación de 10 circuitos (lo cual

se da únicamente en un pequeño tramo en la parte más cercana al inversor) y una temperatura ambiente inusualmente alta de 45°C. Se usará la siguiente expresión:

$$I_{adm} = I_{tabla} \cdot K_T \cdot K_A$$

$$I_{adm} = 59 \cdot 0,96 \cdot 0,7$$

$$I_{adm} = 39,65 A$$

Donde:

- I_{adm} será la intensidad admisible por el conductor en las condiciones de la instalación.
- I_{tabla} será la intensidad admisible por el conductor en las condiciones del fabricante.
- K_T será el factor de corrección por temperatura (45°C).
- K_A será el factor de corrección por agrupación de conductores (10 conductores).

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (Ø)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (t)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (Z) A
1x1,5	1,8	4,5	31	13,3	24
1x2,5	2,4	5	43	7,98	34
1x4	3	5,6	59	4,95	46
1x6	3,9	6,2	79	3,30	59
1x10	5,1	7,2	122	1,91	82
1x16	6,3	8,6	182	1,21	110
1x25	7,8	10,1	274	0,780	146

Tabla 3.9: Características técnicas del conductor de strings a inversor.

Factores de corrección de la intensidad admisible para temperatura ambiente diferente de 40 °C (instalaciones al aire)

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ _a) (°C)											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57	
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78	

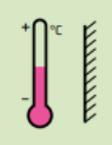


Tabla 3.10: Factores de corrección debido a temperatura.

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
3	Capa única fijada al techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, soportes, bridas de amarre, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Tabla 3.11: Factores de corrección debido a la disposición.

La corriente máxima que circulará por estos conductores será la corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos será de 14,36 A, por lo que este conductor cumple en términos de intensidad:

$$I_{adm} = 39,65 A > I_{SC} = 14,36 A$$

Por otra parte, hay que comprobar que la caída de tensión sea menor del 1,5% tal como manda el ITC-BT 40 del REBT. Esta caída de tensión se calculará para una temperatura de trabajo del conductor de 90°C y se considerará una vez más el caso más desfavorable de la instalación que se trata de la línea más larga de conductor de toda la agrupación de strings.

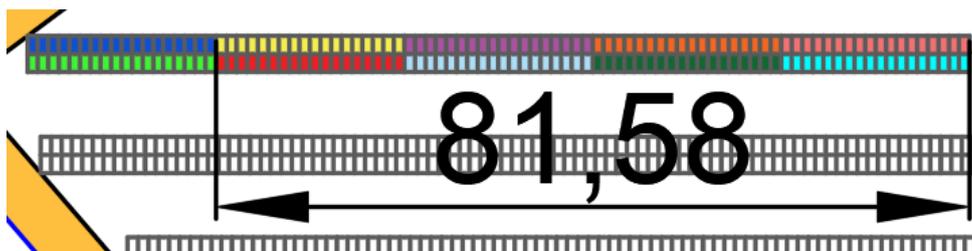


Figura 3.18: Ilustración de distancia entre inversor y string.

Esta línea tiene una distancia de ida de 81,58 m, al igual que la de vuelta; por tanto, la longitud total será de:

$$L_T = 81,58 \cdot 2 = 163,16 \text{ m} \approx 170 \text{ m}$$

Este valor se redondeará a 170 m para dar margen a posibles curvas o cambios de nivel que hagan que el conductor sea algo más largo.

Para un *string* de 18 paneles en serie la tensión será de:

$$V = 49,8 \cdot 18 = 889,2 \text{ V}$$

Por lo tanto, una variación del 1,5% equivaldría a:

$$\Delta V = 1,5\% \cdot 889,2 = 13,34 \text{ V}$$

Usando la siguiente expresión:

$$S_{min} = \frac{L_T \cdot I}{\gamma_{90^\circ C} \cdot \Delta V} = \frac{170 \cdot 14,36}{44 \cdot 13,34} = 4,15 \text{ mm}^2$$

(3.7)

$$S_{min} = 4,15 \text{ mm}^2 > S_{conductor} = 6 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L_T es la longitud de ida y vuelta del conductor en metros.
- I es la intensidad máxima que circulará por el conductor en amperios.
- $\gamma_{90^\circ C}$ es la conductividad en $[\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2]$ del cobre a 90°C .
- ΔV es la variación de voltaje máxima admisible en Voltios.
- S es la sección mínima en mm^2 para que el conductor cumpla.

Como se puede comprobar, la sección de 6 mm² del conductor elegido es superior a la mínima necesaria, por lo que consideramos que es adecuado.

- Conexión de inversores a cuadro AC

Puesto que estos conductores irán enterrados en zanjas que irán desde la base del inversor hasta el cuadro AC situado en la nave, nos apoyaremos en el REBT, en concreto en la ITC-BT-07, que hace referencia a las redes subterráneas de distribución en baja tensión.

El cableado se realizará con conductor de cobre trifásico recubierto con XLPE (Temperatura de servicio 90°C), que concurrirá por el interior de una zanja de 0,7m de profundidad, y con una separación de 0,1m entre conductores, desde la ubicación de los inversores hasta el cuadro de corriente alterna.

En este apartado se calculará el cableado para el caso más desfavorable que será el inversor más lejano. Se asume que, si el cable calculado cumple para este caso, cumplirá para el resto de los inversores ya que la potencia a trasegar será la misma y la distancia será menor (lo cual es un aspecto favorable).

Tras un estudio del terreno, se han obtenido los distintos valores del mismo:

- La temperatura ambiente del terreno a 0,7 m de profundidad es de 35°C.
- La resistividad térmica media del terreno es de 1 km/W

La intensidad que circula por los conductores se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 180,42 \text{ A}$$

Donde:

- I es la intensidad máxima que circulará por el conductor en amperios.

- P es la potencia máxima que circulará por el conductor, que será la potencia que sea capaz de proporcionar el inversor
- V es la tensión entre fases.
- $\cos(\varphi)$ es el factor de potencia (se ha escogido 0,8 ya que es un caso inusual y desfavorable).

Esta intensidad será la usada como referencia para escoger el conductor con las siguientes condiciones (según el ITC-BT-07):

- El conductor está a 0,7 m de profundidad.
- La temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad es de 25°C.
- La resistividad térmica media del terreno es de 1 km/W
- Se tiene un solo cable tripolar o tetrapolar.
- Están enterrados en toda la longitud de la zanja.

Ahora, se aplican unos factores de corrección ya que hay ciertas condiciones que no se cumplen.

Tras el estudio del terreno, la temperatura media del mismo es de 35°C:

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 3.12: Factores de corrección debido a temperatura del terreno.

La cantidad de cables que pasan por la zanja es de 12, con una separación de 0,1m entre ellos, así que:

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 3.13: Factores de corrección debido al número de cables en zanja.

Calculamos el factor de corrección global:

$$F_G = f_t \cdot f_{nc} = 0,92 \cdot 0,53 = 0,487$$

Donde f_t es el factor de corrección por temperatura y f_{nc} es el factor de corrección por número de cables en la zanja.

Ahora calculamos la intensidad que comprobaremos en la tabla para escoger el conductor:

$$I_{tabla} = \frac{I}{F_G} = \frac{180,42}{0,487} = 370,5 A$$

Una vez tenemos este dato, escogemos una sección de la tabla:

Sección nominal mm ²	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	67	65	55	64	63	51
25	93	90	75	85	82	68
35	115	110	90	105	100	82
50	140	135	115	130	125	100
70	180	175	145	165	155	130
95	220	215	180	205	195	160
120	260	255	215	235	225	185
150	300	290	245	275	260	215
185	350	345	285	315	300	245
240	420	400	340	370	360	290
300	480	465	390	425	405	335
400	560	545	455	500	475	385
500	645	625	520	-	-	-
630	740	715	600	-	-	-

Tabla 3.14: Cálculo de sección nominal de conductor subterráneo.

Para un cable del tipo XLPE y una intensidad de 370,5 A, la sección nominal mínima ha de ser de 300 mm².

Para el cálculo de la caída de tensión se tendrá en cuenta el más lejano, que es el inversor número 1.

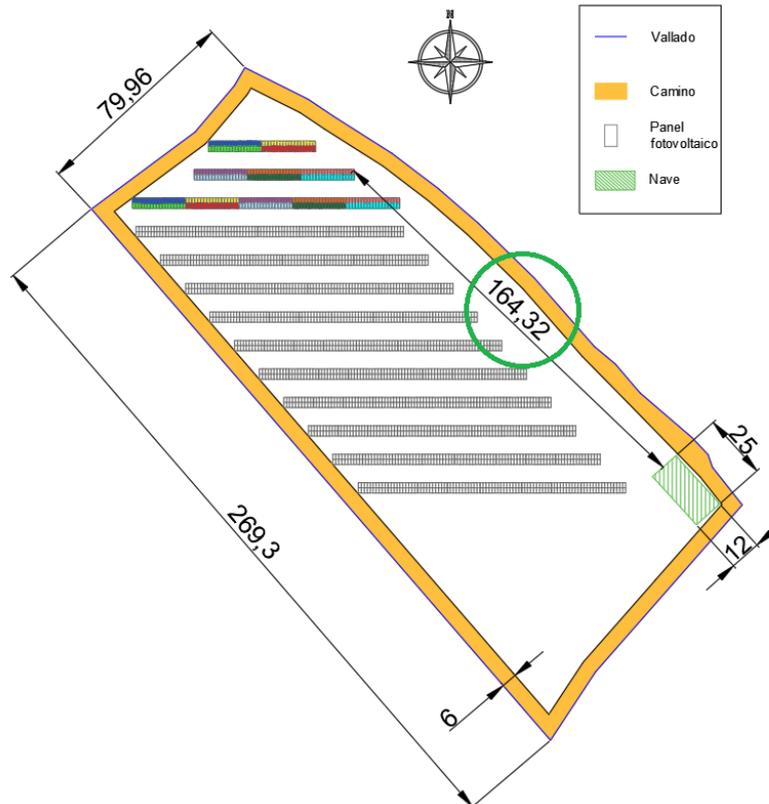


Figura 3.19: Ilustración de distancia entre inversor y nave.

Esta línea tiene una distancia de ida de 164,32 m, al igual que la de vuelta; por tanto, la longitud total será de:

$$L_T = 164,32 \cdot 2 = 328,64 \text{ m} \approx 350 \text{ m}$$

Este valor se redondeará a 350 m para dar margen a posibles curvas o cambios de nivel que hagan que el conductor sea algo más largo.

Para una red trifásica la tensión será de:

$$V = 400 \text{ V}$$

Por lo tanto, para una variación del 1,5% (cumple holgadamente con lo exigido por el REBT) equivaldría a:

$$\Delta V = 1,5\% \cdot 400 = 6 \text{ V}$$

Usando la siguiente expresión:

$$S = \frac{L_T \cdot I}{\gamma_{90^\circ\text{C}} \cdot \Delta V} = \frac{350 \cdot 180,42}{44 \cdot 6} = 239,2 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L_T es la longitud de ida y vuelta del conductor.
- I es la intensidad máxima que circulará por el conductor.
- $\gamma_{90^\circ\text{C}}$ es la conductividad del cobre a 90°C .
- ΔV es la variación de voltaje máxima admisible.
- S es la sección mínima para que el conductor cumpla.

Por ello, un conductor XLPE de cobre de 300mm^2 de sección nominal cumple con los requerimientos.

- Conexión entre cuadro AC y equipos

Los elementos de la instalación que más energía consumirán serán principalmente el electrolizador y el compresor. Para el cálculo de estos conductores nos apoyaremos en la norma UNE-HD 60364-5-52.

- Electrolizador:

Para el electrolizador, la línea de alimentación se realizará con cable de cobre unipolar recubierto con XLPE (Temperatura de servicio 90°C), que discurrirá empotrado en el suelo desde el cuadro AC hasta la toma de corriente del electrolizador.

La intensidad que circula por los conductores se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{1030000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9} = 1651,9 \text{ A}$$

Donde:

- P es la potencia del electrolizador en W.
- I es la intensidad máxima que circulará por el conductor.
- V es la tensión de la línea
- $\cos(\varphi)$ es el factor de potencia.

Consultando la tabla A.52.3, según el método de instalación, la referencia a usar para obtener las intensidades admisibles es B1:

47		Cables unipolares o multipolares: - en hueco en el techo - en suelo suspendido ^{h,i}	$1,5 D_e \leq V < 5 D_e$ B2 $5 D_e \leq V < 50 D_e$ B1
50		Conductores aislados o cable unipolar en canales empotrados en el suelo	B1
51		Cable multipolar en canales empotrados en el suelo	B2
52		Conductores aislados o cable unipolar en canal empotrada ^c	B1
53		Cable multipolar en canal empotrada ^c	B2

Tabla 3.15: Referencias en función de tipo de canalización.

Atendiendo a la tabla C.52.1 bis:

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
	A1	PVC3	PVC2				XLPE 3	XLPE 2										
A1		PVC3	PVC2				XLPE 3	XLPE 2										
A2	PVC3	PVC2				XLPE 3	XLPE 2											
B1				PVC2	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 ² 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	-	-	-	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	-	-	-	-	-	320	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Tabla 3.16: Cálculo de sección de conductor.

La intensidad máxima que puede soportar es de 419 A usando la sección máxima contemplada (conductor de 240 mm² de cobre). Puesto que esta intensidad es menor que la consumida por el electrolizador, se instalarán varios conductores por fase:

$$N_{\text{conductores}} = \frac{1651,9}{419} = 3,94 \approx 4 \text{ conductores}$$

Puesto que el consumo es tan elevado y son necesarios varios conductores por fase, se considerará el efecto de la reactancia.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos(\varphi)}{\gamma_{90^{\circ}\text{C}} \cdot (\Delta V - \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot x \cdot L \cdot I \cdot \text{sen } \varphi)} \quad (3.8)$$

Donde:

- S es la sección necesaria.
- I es la intensidad máxima que circulará por el conductor.
- L es la longitud del conductor.
- $\cos(\varphi)$ es el factor de potencia.
- $\gamma_{90^{\circ}\text{C}}$ es la conductividad del cobre a 90°C.
- ΔV es la caída de tensión admisible.
- x es la reactancia aproximada (Anexo G norma UNE-HD 60364-5-52).

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 1651,9 \cdot 0,9}{44 \cdot (20 - \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,08}{4} \cdot 20 \cdot 1651,9 \cdot 0,436)} = 20\text{mm}^2$$

Ya que la distancia de los conductores es tan corta, el efecto de la reactancia es despreciable.

- Compresor de alta presión:

Para el compresor, la línea de alimentación se realizará con cable de cobre unipolar recubierto con XLPE (Temperatura de servicio 90°C), que discurrirá por el interior de un tubo sobre la pared de la nave, desde el cuadro de AC.

La intensidad que circula por los conductores se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} \cdot 1,25 = 225,6 \text{ A}$$

Esta intensidad ha sido mayorada por 1,25 ya que lo que más corriente consume del compresor es su motor, y hay que tener en cuenta un consumo más alto durante el arranque.

Consultando la tabla A.52.3, según el método de instalación, la referencia a usar para obtener las intensidades admisibles es B1:

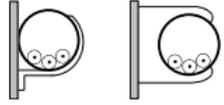
4		Conductores aislados o cables unipolares en tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo ^c	B1
5		Cable multipolar en un tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo ^c	B2

Tabla 3.17: Referencias en función de tipo de canalización.

Atendiendo a la tabla C.52.1 bis:

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 ² 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	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
70	-	-	-	148	155	156	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 3.18: Cálculo de sección de conductor.

Para la intensidad calculada, la sección mínima necesaria para los conductores de cada fase será de 95 mm² de cobre.

Calculamos ahora la sección mínima para evitar una caída de tensión mayor al 1,5%, para una distancia de 25m:

$$S = \frac{L_T \cdot I}{\gamma_{90^\circ C} \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 225,6}{44 \cdot 20} = 12,81 \text{ mm}^2$$

Como se puede comprobar, la solución elegida cumple con los requerimientos.

– Compresor de baja presión:

Para el compresor, la línea de alimentación se realizará con cable de cobre unipolar recubierto con XLPE (Temperatura de servicio 90°C), que discurrirá por el interior de un tubo sobre la pared de la nave, desde el cuadro de AC.

La intensidad que circula por los conductores se calcula como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{45000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} \cdot 1,25 = 101,5 \text{ A}$$

Esta intensidad ha sido mayorada por 1,25 ya que lo que más corriente consume del compresor es su motor, y hay que tener en cuenta un consumo más alto durante el arranque.

Consultando la tabla A.52.3, según el método de instalación, la referencia a usar para obtener las intensidades admisibles es B1:

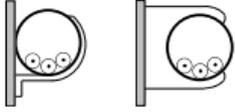
4		Conductores aislados o cables unipolares en tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo °	B1
5		Cable multipolar en un tubo sobre pared de madera o de mampostería, o separado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo °	B2

Tabla 3.19: Referencias en función de tipo de canalización.

Atendiendo a la tabla C.52.1 bis:

Tabla C.52.1 bis – Corrientes admisibles en amperios – Temperatura ambiente 40 °C en el aire

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 ² 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	-	-	-	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 3.20: Cálculo de sección de conductor.

Para la intensidad calculada, la sección mínima necesaria para los conductores de cada fase será de 35 mm² de cobre.

Calculamos ahora la sección mínima para evitar una caída de tensión mayor al 1,5%, para una distancia de 25m:

$$S = \frac{L_T \cdot I}{\gamma_{90^\circ C} \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 225,6}{44 \cdot 20} = 12,81 \text{ mm}^2$$

Como se puede comprobar, la solución elegida cumple con los requerimientos.

- Equipo de ósmosis

El equipo de ósmosis cuenta con una bomba hidráulica trifásica de 1,5 kW de potencia. Se tomará una longitud de conductor de 10 m.

En primer lugar, calculamos la intensidad que circulará por los conductores:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 2,71 \text{ A}$$

Una variación en el voltaje del 1,5% equivaldría a:

$$\Delta V = 1,5\% \cdot 400 = 6 \text{ V}$$

Ahora, calcularemos la sección

$$S = \frac{L_T \cdot I}{\gamma_{90^\circ C} \cdot \Delta V} = \frac{10 \cdot 2,71}{44 \cdot 6} = 0,1 \text{ mm}^2$$

No obstante, se escogerá un conductor de 2,5 mm² de sección, puesto que es la sección mínima exigible en un circuito de fuerza.

- Tomas de tierra

Para proteger a las personas y los equipos, es necesario instalar conductores de puesta a tierra que limiten la tensión respecto a tierra que puedan presentar distintas masas metálicas y aseguren el funcionamiento de distintos equipos de protección como el interruptor diferencial.

Se instalarán tomas de tierra en los siguientes elementos:

- Paneles fotovoltaicos y estructura.

Los marcos de aluminio de los paneles fotovoltaicos y la estructura de acero galvanizado donde irán montados podría ser erróneamente asumido como una toma de tierra, pero esto no es correcto ya que los recubrimientos de ambos elementos harían que la conexión a tierra sea pobre. Esto podría hacer que no se evacúen

correctamente corrientes eléctricas, como en el caso de un rayo, o que se den diferencias de potencial entre estos elementos y tierra ante la rotura de un conductor.

Para conseguir una correcta toma a tierra se hará una conexión con conductor de cobre desnudo de 4 mm² de sección (según indica el REBT para conductores sin protección mecánica) entre los puntos de toma de tierra de paneles adyacentes y el larguero longitudinal de la estructura mediante terminales atornillados. Si este larguero no fuera continuo en una sola pieza, será necesario realizar una conexión en los puntos de unión entre los diferentes tramos con conductor de cobre desnudo de 4 mm² de sección, realizando la conexión entre largueros con terminales atornillados.

En la siguiente figura se muestra un detalle de la conexión de tierra entre paneles.

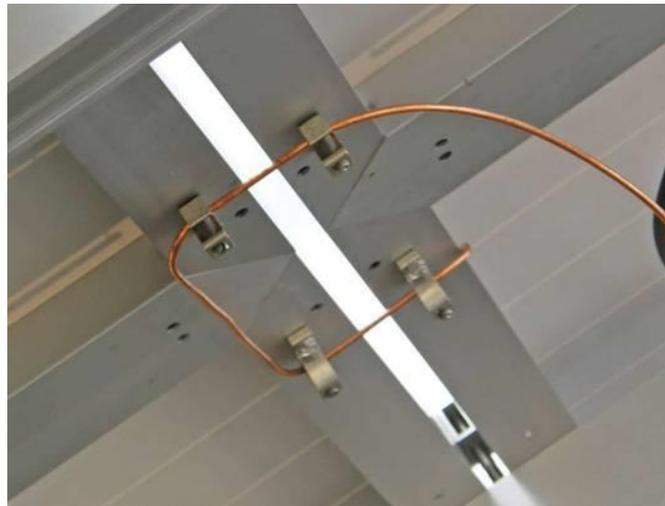


Figura 3.20: Detalle de puesta a tierra de paneles fotovoltaicos

En el extremo de la mesa de paneles solares, a pie de la estructura se clavará en el terreno una pica de cobre de 1,5 m de longitud y 150 mm² de sección, a la que se conectará la estructura mediante un conductor de cobre desnudo de 4 mm² de sección con terminales atornillados.

- Inversores.

La conexión a tierra de los inversores se realizará mediante cable de cobre de 50 mm² con recubrimiento de PVC o XLPE, de color verde y amarillo. Este se conectará entre

la toma de tierra del inversor y la pata de la estructura en la que se encuentra montado con terminales atornillados.

o Cuadro AC.

La puesta a tierra del cuadro de corriente alterna se realizará mediante la conexión de su tierra a la tierra de la instalación eléctrica ya existente en la nave con tres conductores de cobre de 240 mm² con recubrimiento de PVC o XLPE de color verde y amarillo.

o Equipos de consumo.

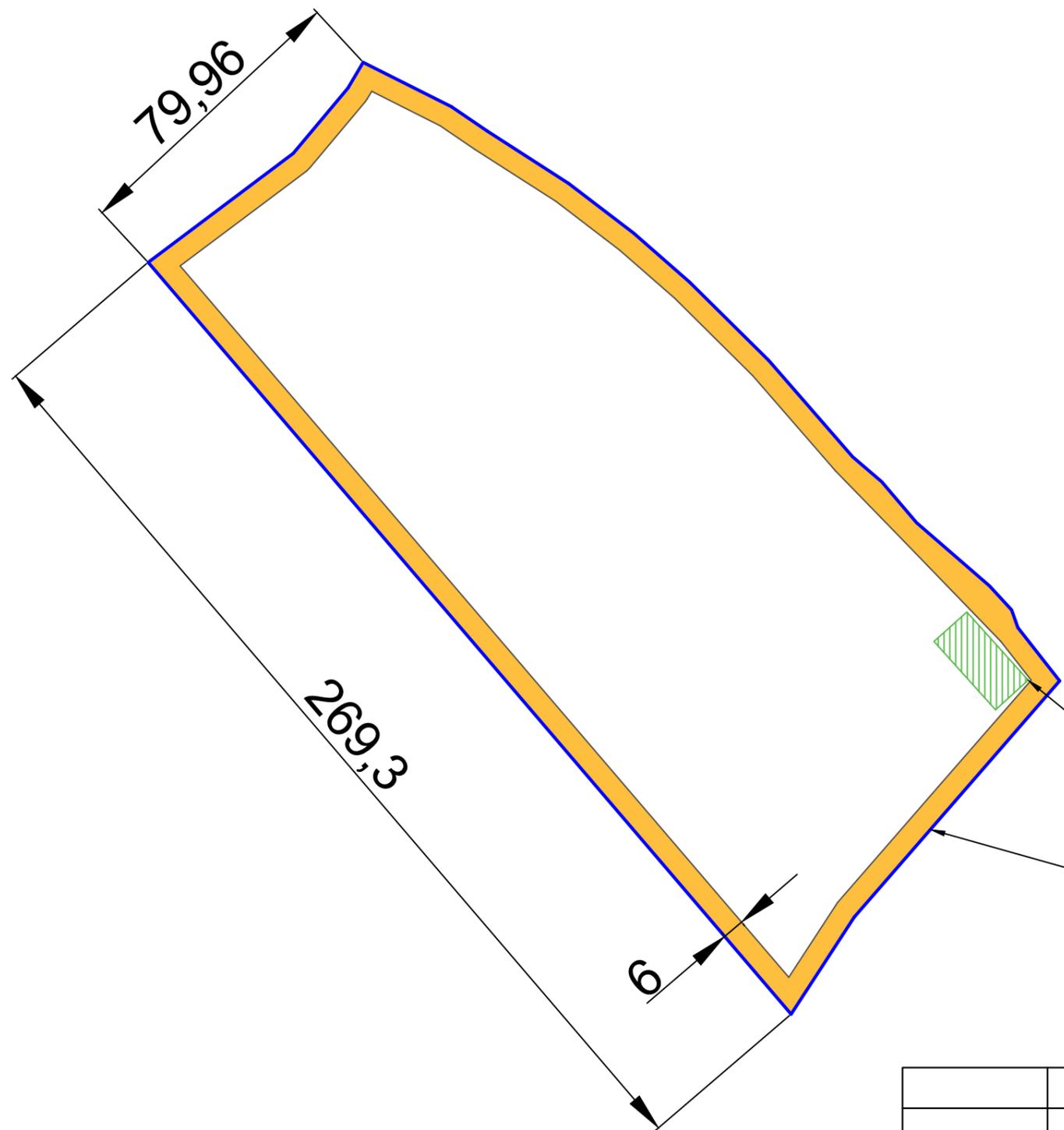
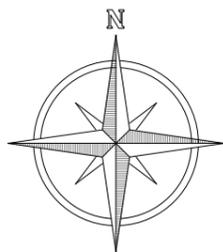
La conexión a tierra de los equipos de consumo se realizará mediante conductor de cobre con recubrimiento de PVC o XLPE de color verde y amarillo de la mitad de sección que los conductores de una de sus fases:

Equipo	Color	Sección (mm²)
Electrolizador	Verde y amarillo	2 conductores 240 mm ²
Compresor alta presión	Verde y amarillo	50
Compresor baja presión	Verde y amarillo	25
Equipo de ósmosis	Verde y amarillo	2,5 (mínimo según REBT)

Tabla 3.21: Color y sección de conductores de puesta a tierra de equipos.

3.2. Planos

El objeto de este documento es mostrar una especificación gráfica de las operaciones que hay que llevar a cabo y de qué forma deberán ejecutarse siguiendo un orden lógico. Asimismo, se muestran esquemas que muestran de forma gráfica el montaje de los componentes en la instalación.

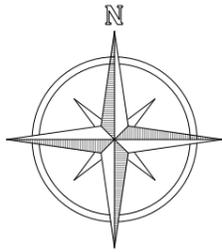


	Vallado
	Camino
	Nave

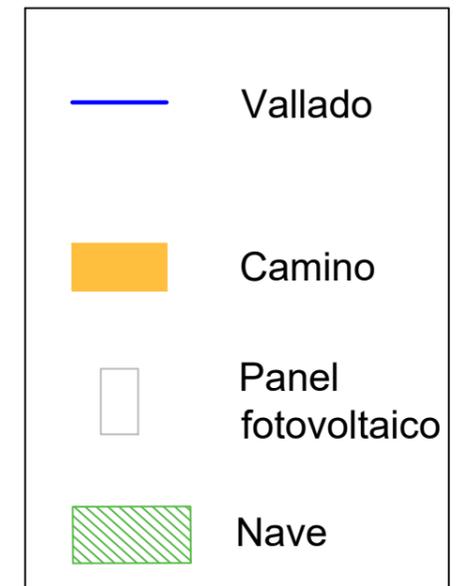
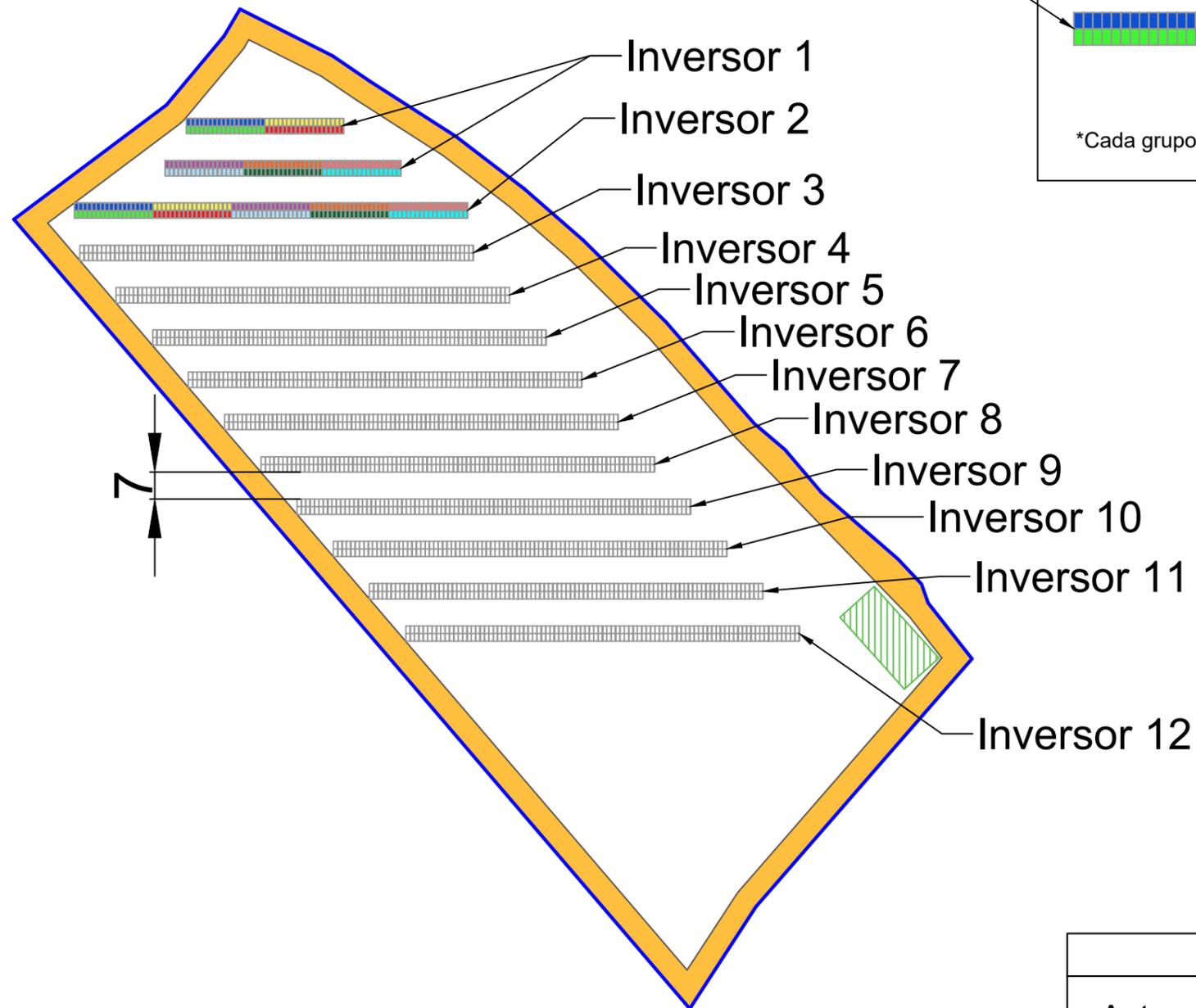
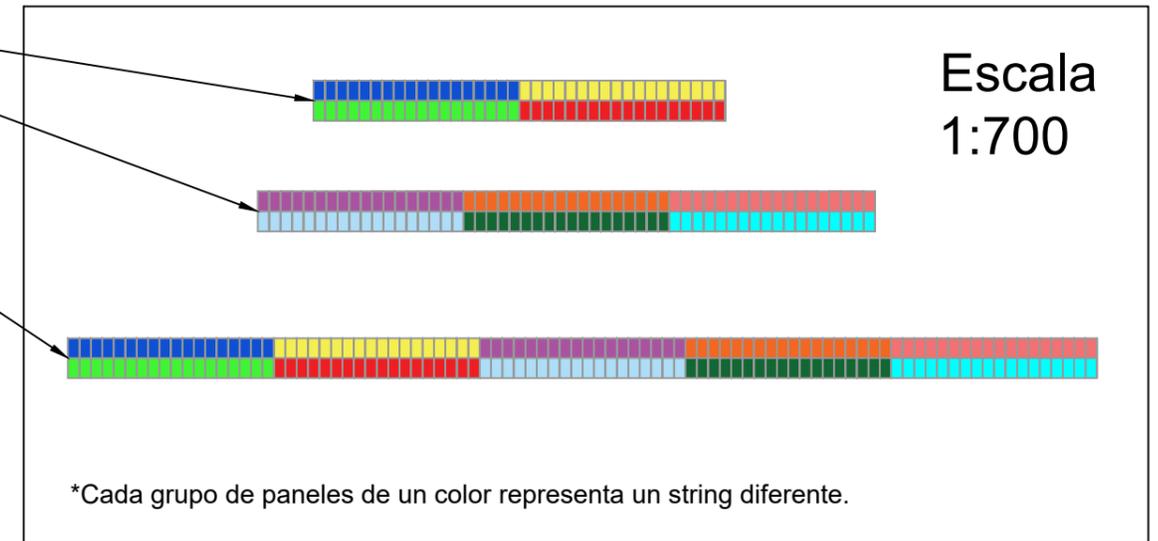
Nave 25m x 12m

Superficie: 27366 m²

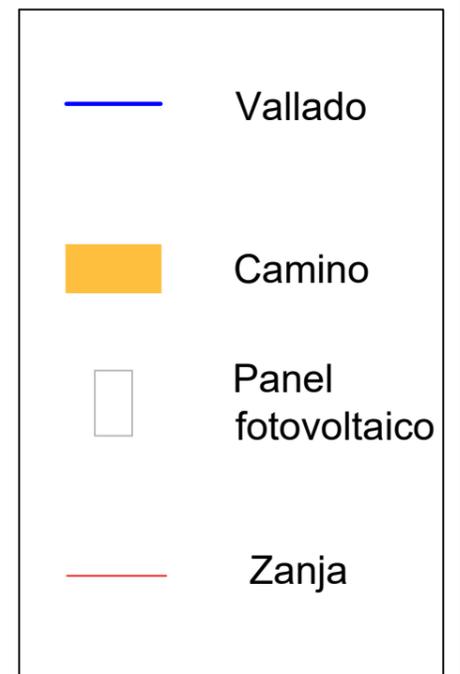
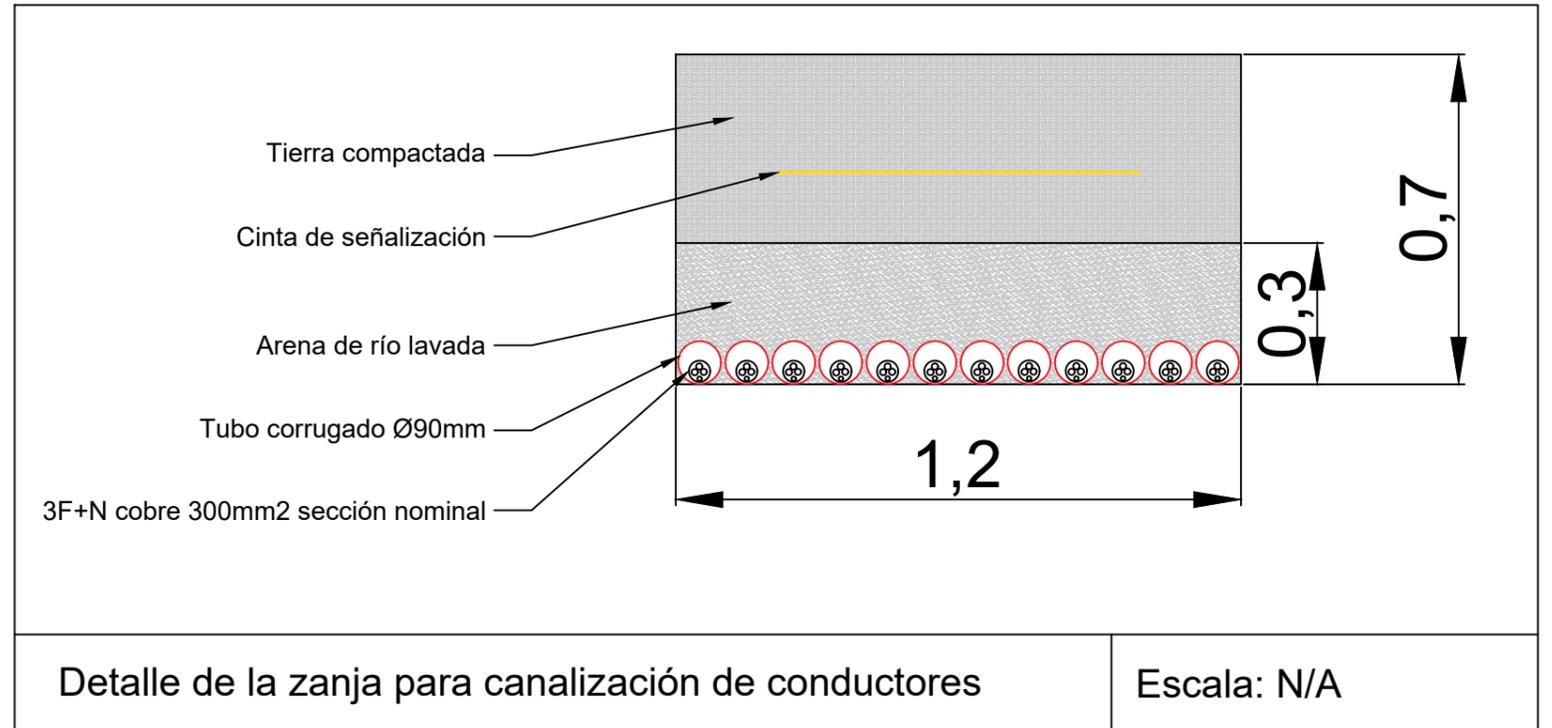
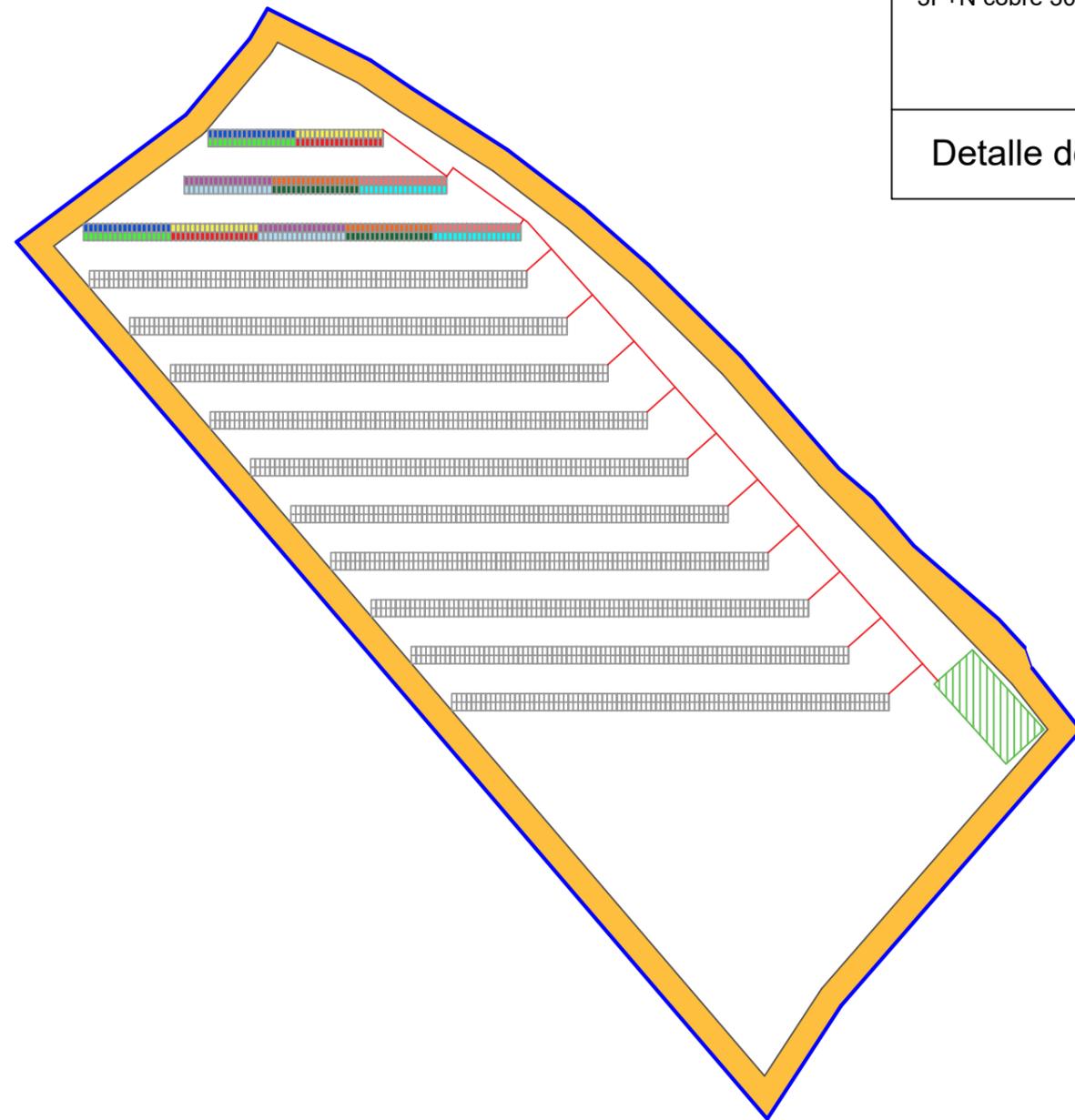
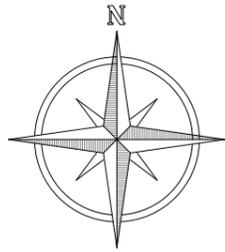
	Nombre		
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala DIN A3 1:1500	Título	Terreno	Nº 1
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	



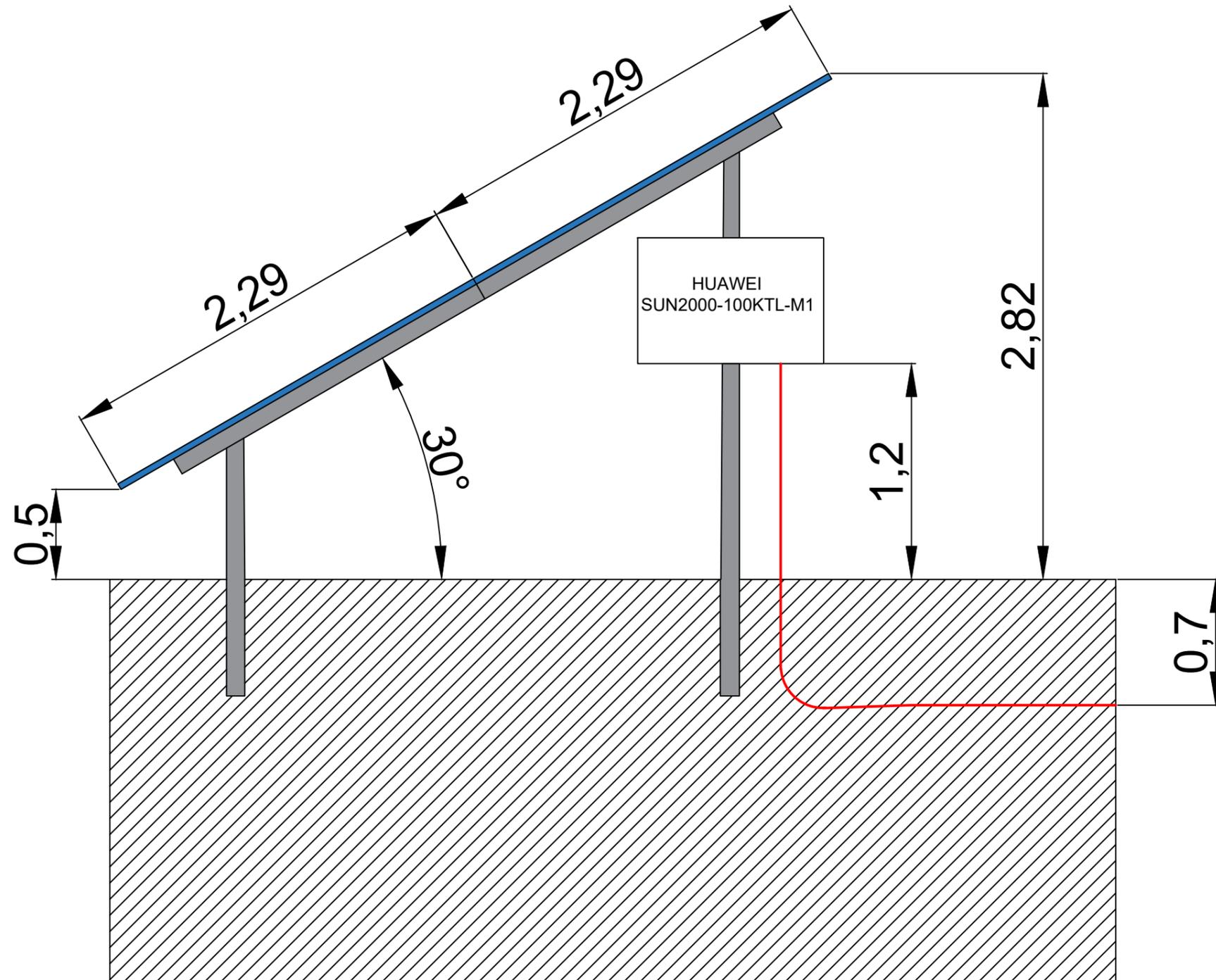
Strings para inversor 1
 Strings para inversores 2 a 12



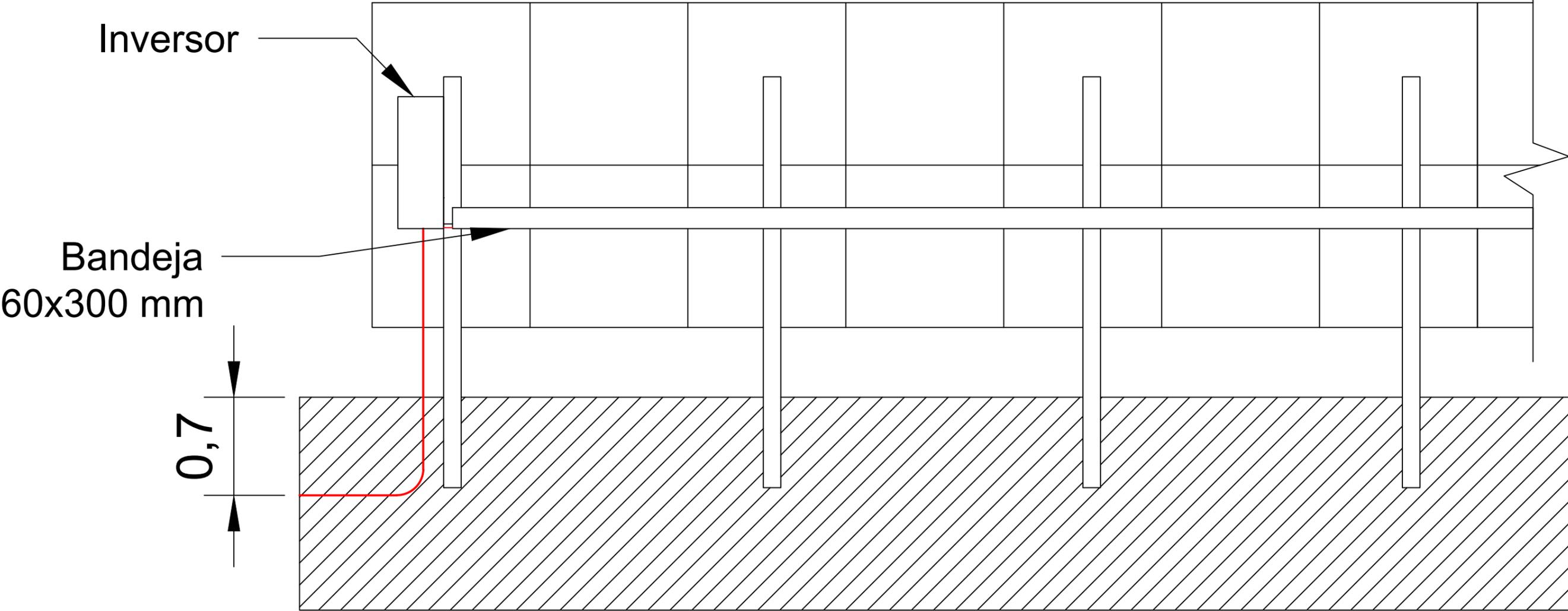
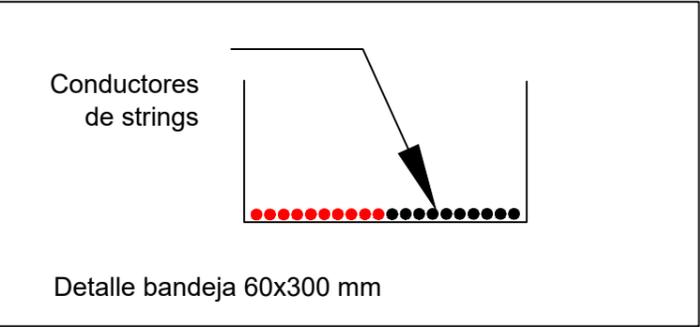
	Nombre		 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala DIN A3 1:1500	Título	Disposición de los paneles fotovoltaicos	Nº 2
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	



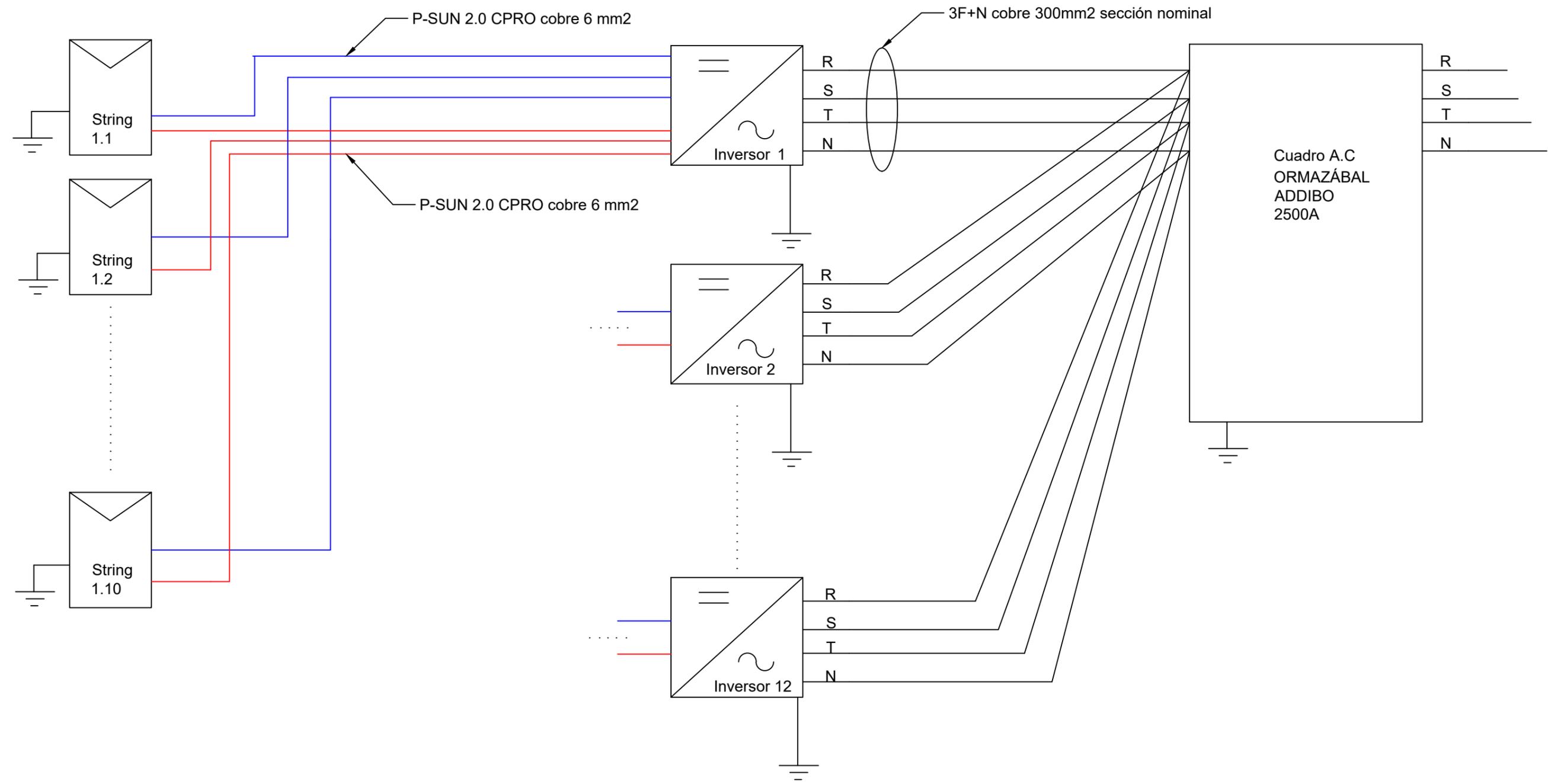
	Nombre		 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala DIN A3 1:1500	Título	Zanjas para canalización de conductores	Nº 3
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	



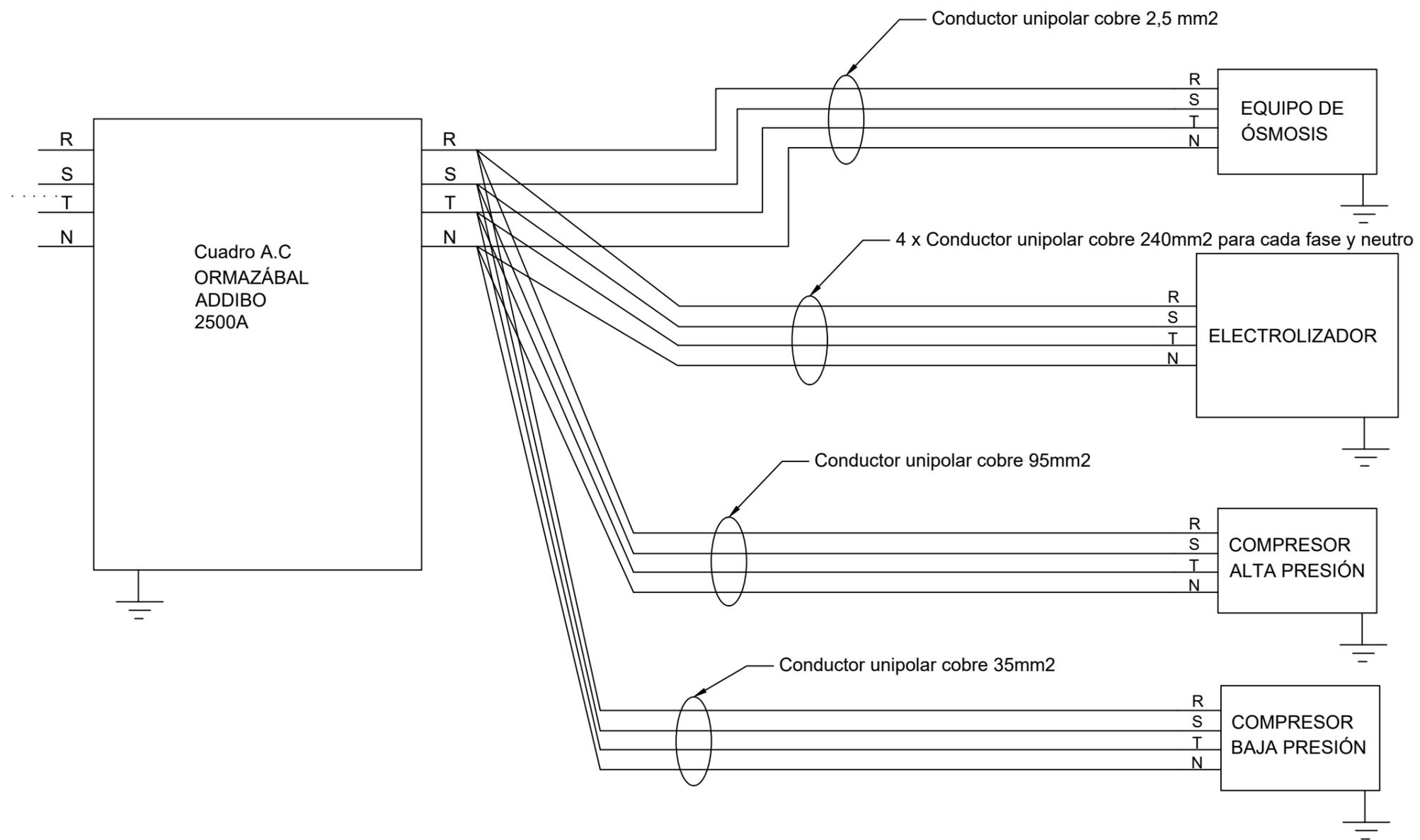
	Nombre		 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala	Título	Vista lateral de mesa de paneles	Nº 4
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	



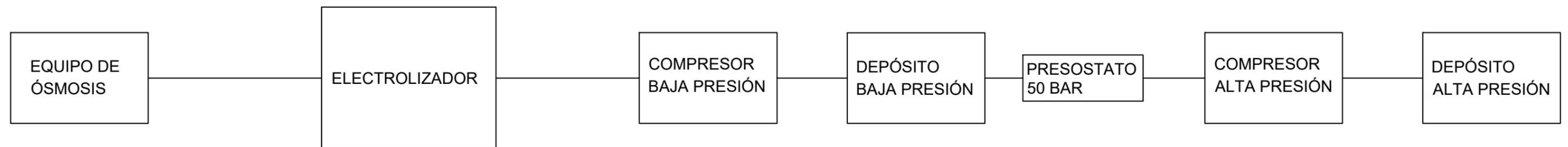
	Nombre		 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala	Título	Vista trasera de mesa de paneles	Nº 5
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	



	Nombre		 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala	Título	Esquema de conexión eléctrica desde paneles hasta cuadro AC	Nº 6
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	



	Nombre		 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala	Título	Esquema de conexión desde cuadro AC hasta equipos de consumo	Nº 7
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	



	Nombre		 <small>Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño</small>
Autor	Juan Francisco Mora González		
Escala	Título	Esquema unifilar de conexión entre equipos	Nº 8
	Proyecto	Estudio y diseño de una planta de generación de hidrógeno verde alimentada por una instalación fotovoltaica de 1 MW	

3.3. Pliego de condiciones

3.3.1. Objeto

Este documento tiene como objeto establecer una especificación técnica relativa a la instalación solar fotovoltaica y la planta de generación de hidrógeno, localizada en la pedanía de La Escucha, perteneciente al municipio de Lorca, en la Región de Murcia.

Coordenadas: 37.551680748651584, -1.6998918898424324

En este pliego de condiciones se incluye todo lo relativo a la instalación solar fotovoltaica y la planta de generación y compresión de hidrógeno, incluyendo el trabajo del terreno y la canalización de conductores por medio de zanjas hasta los puntos de consumo. No obstante, no se incluye cualquier tipo de obra de fontanería o albañilería que fuera necesaria.

En ciertas situaciones, se podrán adoptar soluciones distintas a las mencionadas en este pliego de condiciones, siempre que su necesidad esté justificada y no suponga una disminución en la calidad de los materiales y la instalación.

3.3.2. Normativa

Para que la ejecución de este proyecto sea segura y de calidad, se tomará en cuenta la aplicación de la siguiente normativa:

- Instalación y equipos eléctricos:
 - Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (BOE 18/09/02).

- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.

- Instalación y equipos a presión:
 - Real Decreto 809/2021, de 21 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias (BOE-A-2021-16407).

- Seguridad y salud:
 - Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales (Referencia: BOE-A-1995-24292).

 - Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. (Referencia: BOE-A-1997-22614).

 - Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. (Referencia: BOE-A-1997-8668).

 - Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores. (Referencia: BOE-A-1997-8670)

 - Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual. (Referencia: BOE-A-1997-12735).

 - Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo. (Referencia: BOE-A-1997-12735).

3.3.3. Ámbito de aplicación

Este pliego de condiciones hace referencia a todos los elementos mecánicos, hidráulicos, eléctricos y electrónicos que conforman la instalación solar fotovoltaica y la planta de generación y compresión de hidrógeno, así como al trabajo del terreno donde se situará. Sin embargo, no se incluirá cualquier obra de fontanería ni albañilería necesarias.

3.3.4. Condiciones de los equipos y materiales

Todos los materiales que se utilicen en este proyecto serán de la mayor calidad posible y en ningún momento pondrán en compromiso la seguridad de las personas o la propia instalación:

- Instalación fotovoltaica
 - Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos serán de silicio monocristalino, con una potencia pico de 540 W, de la mayor calidad posible y deben satisfacer la norma UNE-EN 61215.

Los paneles deberán llevar de forma visible e indeleble la marca y el modelo, así como el número de serie.

Cualquier panel que muestre algún tipo de defecto tanto en el encapsulado como en la estructura será descartado, reemplazándose por otro nuevo en perfectas condiciones.

La potencia máxima de los paneles debe estar en un margen de $\pm 10\%$ respecto a la potencia máxima indicada por el fabricante en condiciones CEM (STC en inglés), descartándose cualquier panel que no entre en este intervalo.

Los paneles fotovoltaicos garantizarán un rendimiento mínimo del 80% transcurridos 25 años desde su puesta en uso.

Tendrán marcado CE, que asegurará el cumplimiento de la normativa necesaria en el ámbito europeo y garantizará su calidad y seguridad.

Los paneles deben contar con una ficha técnica emitida por el fabricante en la que se reflejen los parámetros más importantes tales como: Intensidad de cortocircuito, tensión de circuito abierto, potencia máxima, corriente en el punto de máxima potencia, voltaje en el punto de máxima potencia y eficiencia.

– Inversores

Los inversores utilizados serán de la mayor calidad y eficiencia posible y cumplirán con la norma UNE-EN 62109-1, que garantiza la seguridad de su uso. Tendrán una potencia de 100 kW y constarán de 10 entradas MPPT para la conexión de strings.

Los inversores deberán llevar de forma visible e indeleble la marca y el modelo, así como el número de serie.

Contarán con las siguientes protecciones: protección contra cortocircuitos en alterna, seccionador a la entrada, sobretensiones en continua y en alterna.

Deben poseer un grado de protección IP66 o superior, que los haga aptos para su instalación a la intemperie.

Tendrán marcado CE, que asegurará el cumplimiento de la normativa necesaria en el ámbito europeo y garantizará su calidad y seguridad.

Dispondrá de una ficha técnica emitida por el fabricante.

– Estructura

Las estructuras en las que irán montados los paneles fotovoltaicos estarán fabricados en acero galvanizado en caliente y constarán de dos patas en su sección transversal que servirán para el anclado de las mismas mediante hincado al suelo.

Tendrán una inclinación de 30° respecto al suelo.

El fabricante de dichas estructuras debe garantizar que satisfacen el Código Técnico de la Edificación, garantizando su calidad y la seguridad de la instalación y las personas.

Dispondrá de una ficha técnica emitida por el fabricante.

- Material eléctrico

Los conductores a utilizar en la instalación serán de la mayor calidad posible, descartando aquellos que presenten daños o defectos de fabricación. Deben cumplir con la norma UNE-EN 60228, que regula los conductores de cables aislados y garantiza su calidad y seguridad.

El cuadro eléctrico cumplirá con la norma IEC 61439-1 y debe tener la marca y modelo grabado de forma visible e indeleble, así como el número de serie. El cuadro debe ser apto para funcionar en baja tensión hasta 480V y 2500 A. Deberá contar con interruptor diferencial, magnetotérmico, seccionador y contador de energía.

Tanto los conductores como el cuadro eléctrico dispondrán de una ficha técnica emitida por el fabricante.

- Equipo de ósmosis

El equipo de tratamiento de agua por ósmosis deberá ser capaz de suministrar un caudal de 200 l/h o superior a una presión entre 2 y 3 bar.

- Electrolizador

El electrolizador debe ser de tipo PEM (Intercambio de protones por membrana) y proveer una pureza del hidrógeno de: > 99.999%; < 5 ppm O₂; < 5 ppm H₂O.

Será capaz de suministrar 18 kg/h de hidrógeno y tendrá una potencia máxima de 1030kW.

Deberá llevar de forma visible e indeleble la marca y el modelo, así como el número de serie.

Constará de marcado CE, que garantizará la seguridad de su uso.

Dispondrá de una ficha técnica y un manual de instrucciones, ambos emitidos por el fabricante.

- **Compresores**

Ambos compresores (baja presión y alta presión), serán de membrana metálica y deben cumplir las siguientes características técnicas:

	Potencia máxima [kW]	Presión máxima [bar]	Flujo máximo [Nm ³ /h]
Compresor alta presión	100	900	200
Compresor baja presión	45	60	300

Tabla 3.22: Características técnicas de los compresores.

Deberán llevar de forma visible e indeleble la marca y el modelo, así como el número de serie.

Constarán de marcado CE, que garantizará la seguridad de su uso.

Dispondrán de una ficha técnica y un manual de instrucciones, ambos emitidos por el fabricante.

- **Depósito de baja presión**

Deberá llevar de forma visible e indeleble la marca y el modelo, así como el número de serie.

Constará de marcado CE, que garantizará la seguridad de su uso

Será apto para instalar en espacios exteriores.

Será apto para el almacenamiento de 36000 l de hidrógeno a 50 bar de presión.

- Depósito de alta presión

Deberá llevar de forma visible e indeleble la marca y el modelo, así como el número de serie.

Constará de marcado CE, que garantizará la seguridad de su uso.

Será apto para almacenar 2000l de hidrógeno a 900 bar de presión.

Será de tipo IV y será apto para instalar en espacios exteriores.

3.3.5. Condiciones de ejecución

- Terreno

El terreno donde se emplazará la instalación será desbrozado, explanado y alisado, con el fin de hacerlo apto para el proyecto.

Se vallará con malla ciclónica todo el perímetro del mismo para proteger la instalación del exterior.

Se respetará un margen de 6 m en todo el perímetro del terreno en el cual servirá como camino para circular con la maquinaria necesaria para las tareas de instalación y mantenimiento.

- Paneles fotovoltaicos

Se instalarán un total de 2160 paneles. Se organizarán en 10 strings de 18 paneles en serie para cada uno de los inversores, rindiendo la instalación una potencia pico total de 1166400 W.

Se dispondrán sobre el terreno de acuerdo al plano n°2 del documento Planos, dejando una separación de 7m entre cada mesa de paneles fotovoltaicos. Se orientarán hacia el sur (azimut 0°) y formarán un ángulo de 30° respecto al suelo, tal y como se indica en el documento planos (plano n°4).

Se anclarán a la estructura con los herrajes incluidos por el fabricante.

- Inversores

Se instalarán 12 inversores, que serán adecuados para manejar cada uno 180 paneles fotovoltaicos (97200 W).

Se anclarán en la pata más larga de la estructura de los paneles al principio de cada mesa de paneles, a una altura de 1,20 m desde la parte más baja del inversor al suelo, como se indica en el documento planos (plano n°4). Se anclarán usando los herrajes incluidos por el fabricante.

- Conductores

Para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de la instalación, los conductores que canalizarán la energía eléctrica deben ser seguros y suficientes. Se usarán conductores del tipo y sección estipulados en este pliego de condiciones técnicas. No se aceptará el uso de conductores que presenten desperfectos o sean distintos de los aquí mencionados.

Los conductores a utilizar han sido calculados en la memoria de este proyecto y serán los mostrados en la siguiente tabla:

Tramo de la instalación	Tipo de conductor
Conexión entre paneles	Conductor preinstalado en los paneles con conectores MC4
Conexión entre <i>strings</i> e inversores	Cable de cobre de 6 mm ² de sección específico para instalaciones fotovoltaicas, con conectores MC4
Conexión entre inversores y cuadro AC	Cable 3f+n de cobre de 300 mm ² de sección nominal con recubrimiento XLPE
Cuadro AC a electrolizador	4 conductores por fase de cable unipolar de cobre de 240 mm ² de sección
Cuadro AC a compresor de alta presión	Cable de cobre unipolar de 95 mm ² de sección
Cuadro AC a compresor de baja presión	Cable de cobre unipolar de 35 mm ² de sección
Cuadro AC a equipo de ósmosis	Cable de cobre unipolar de 2,5 mm ² de sección

Tabla 3.23: Especificación de características del cableado.

Tramo de la instalación	Tipo de canalización
Conexión entre paneles	N/A
Conexión entre <i>strings</i> e inversores	Sobre bandeja no perforada fijada a la estructura de la mesa de paneles (plano nº5).
Conexión entre inversores y cuadro AC	Por tubo corrugado rojo de 90mm de diámetro a través de zanja de 0,7m de profundidad y 1,2m de anchura excavada en el terreno. Circulará un único conductor por tubo corrugado (plano nº3).
Cuadro AC a electrolizador	Canal empotrado en el suelo.
Cuadro AC a compresor de alta presión	Por tubo de PVC o similar fijado a la pared, sin coincidir con otros conductores en el mismo tubo.
Cuadro AC a compresor de baja presión	Por tubo de PVC o similar fijado a la pared, sin coincidir con otros conductores en el mismo tubo.
Cuadro AC a equipo de ósmosis	Por tubo de PVC o similar fijado a la pared, sin coincidir con otros conductores en el mismo tubo.

Tabla 3.24: Especificación de canalización del cableado.

Con el fin de identificar los conductores de manera adecuada, se respetará el código de color establecido por la norma UNE-EN 60446:

Tipo de corriente	Fase o polo	Color del conductor
Continua	Positivo	Rojo
Continua	Negativo	Negro
Alterna Trifásica	Fase R	Marrón
Alterna Trifásica	Fase S	Negro
Alterna Trifásica	Fase T	Gris
Alterna	Neutro	Azul
Alterna	Tierra	Verde y amarillo
Alterna Monofásica	Fase	Marrón

Tabla 3.25: Especificación de colores del cableado.

- Tomas de tierra

Las conexiones a tierra de los distintos elementos se harán de acuerdo con lo expresado en la siguiente tabla:

Elemento	Conductor y ejecución	Sección (mm²)
Paneles fotovoltaicos	Conductor desnudo de cobre de paneles a estructura	4

Estructura	Conductor desnudo de cobre de estructura a pica de toma de tierra	4
Inversores	Conductor con recubrimiento XLPE o PVC de color verde y amarillo de inversor a pata de estructura de paneles	50
Cuadro AC	3 conductores con recubrimiento XLPE o PVC de color verde y amarillo cuadro ac a toma de tierra de la instalación existente en la nave.	3 x 240
Electrolizador	2 conductores de color verde y amarillo con recubrimiento XLPE o PVC	2 x 240
Compresor alta presión	Conductor de color verde y amarillo con recubrimiento XLPE o PVC	50
Compresor baja presión	Conductor de color verde y amarillo con recubrimiento XLPE o PVC	25
Equipo de ósmosis	Conductor de color verde y amarillo con recubrimiento XLPE o PVC	2,5 (mínimo según REBT)

Tabla 3.26: Especificación del cableado de puesta a tierra.

- Cuadro eléctrico

Este se instalará en el interior de la nave en la pared orientada al noroeste.

- Estructura de paneles

Irá hincada al suelo a la profundidad especificada por el fabricante, en el espacio y orientación especificados en el documento planos.

- Equipo de ósmosis

Se instalará en el interior de la nave.

- Electrolizador

Se situará en el exterior de la nave, junto al depósito de hidrógeno de baja presión.

- Compresor de baja presión

Se instalará en el interior de la nave.

- Compresor de alta presión

Se instalará en el interior de la nave.

- Depósito de baja presión

Se instalará en el exterior de la nave, junto al electrolizador.

- Depósito de alta presión

Se instalará en el interior de la nave.

3.3.6. Pruebas de servicio

Una vez se termine la instalación, se realizarán las siguientes pruebas de servicio a una hora con alta radiación solar, que servirán para determinar que la instalación funciona correctamente:

- Se medirá la tensión de los *strings*. Si el valor fuera anormalmente bajo se revisarán los paneles que conformen dicho *string*.
- Se revisará la potencia máxima generada. Si no se alcanza un valor cercano a la potencia pico de la instalación se revisarán las distintas mesas de paneles solares.
- Se medirán los consumos de los equipos instalados, comprobando que no se dan valores anormalmente bajos o altos.

3.3.7. Condiciones facultativas

3.3.7.1. Contratista. Derechos y obligaciones

El contratista será la persona física o jurídica que asume el compromiso de ejecutar la totalidad o parte de las obras ciñéndose al proyecto y contrato.

Serán sus obligaciones y derechos:

- Conocer la normativa aplicable
- Conocer todas las partes del proyecto

- Estar localizable durante la ejecución del proyecto
- Asumir las indicaciones del proyecto
- Cumplir los plazos especificados
- Disponer de los medios necesarios para el correcto desarrollo del proyecto
- Reponer cualquier trabajo o material que no se ajuste a las calidades especificadas en el proyecto
- Tendrá derecho a recibir los pagos correspondientes en los plazos establecidos

3.3.7.2. Propiedad. Derechos y obligaciones

Serán sus derechos y obligaciones:

- Obtener información acerca del estado de desarrollo del proyecto.
- Cumplimiento de plazos de entrega.
- Obtención de soluciones a errores de diseño sin coste adicional.
- Obtención de una instalación funcional y acorde a lo descrito en el proyecto.
- Cumplimiento de los plazos de pago.

3.3.8. Condiciones económicas

3.3.8.1. Precios

Los precios se ajustarán a lo especificado en el presupuesto de ejecución del proyecto, dejando lugar a modificación en el precio de los materiales, siempre que se notifique y se apruebe por todas las partes.

Los precios relativos a mano de obra serán cerrados y no modificables

3.3.8.2. Plazos de pago

Los pagos se abonarán al contratista de acuerdo con los siguientes plazos y porcentajes, expresados respecto del presupuesto total:

- Señal del 20% antes del inicio de la ejecución del proyecto.
- Pago del 20% al inicio de la ejecución del proyecto.
- Pago del 30% al término de la ejecución del proyecto.
- Pago del 30% a los 3 meses de la finalización de la ejecución del proyecto.

3.3.8.3. Penalizaciones por incumplimiento de plazos de pago.

En el caso de incumplimiento de pago, se sumará un 0,1% a la cantidad a abonar en ese pago por día hábil de retraso.

3.3.8.4. Plazos y condiciones de la garantía.

Se garantizará un correcto funcionamiento de la instalación durante un periodo de 5 años. En este periodo, cualquier fallo no ocasionado por el mal uso de la misma será reparado de forma gratuita y se restablecerá su correcto funcionamiento.

3.3.9. Condiciones legales

El contratista deberá responder por sí mismo o por medio de compañía de seguros ante los posibles siniestros o daños contra bienes propios, colindantes o de terceros.

El contratista se obliga a exigir el cumplimiento de lo expresado en el presente pliego a cualquier subcontratista o instalador que pudiera intervenir en la ejecución del proyecto.

3.4. Presupuesto

Ref.	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio/ ud.	Precio total
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
1					
Preparación y vallado de terreno					
1.1	m2	Limpieza y explanado del terreno	27000	0,65 €	17.550,00 €
1.2	m	Excavado de zanja de 0,7 m de profundidad y 1,2 m de ancho	320	16,00 €	5.120,00 €
1.3	m3	Arena de río lavada	120	24,60 €	2.952,00 €
1.4	m	Vallado con malla ciclónica	740	9,70 €	7.178,00 €
1.5	Ud.	Puerta de acceso	1	338,84 €	338,84 €
1.6	h	Mano de obra	200	15,00 €	3.000,00 €
1.7	h	Maquinaria	120	30,00 €	3.600,00 €
1.8	%	Costes directos complementarios	2%	39.738,84 €	794,78 €
2.					
Paneles Fotovoltaicos					
2.1	Ud.	Panel fotovoltaico HT72-18X 540W	2160	164,94 €	356.270,40 €
2.2	h	Oficial 1ª electricista	750	18,00 €	13.500,00 €
2.3	h	Ayudante electricista	750	15,00 €	11.250,00 €
3					
Inversores					
3.1	Ud.	Inversor solar Huawei SUN-100KTL-M1	11	3.800,00 €	41.800,00 €
3.2	h	Oficial 1ª electricista	2,2	18,00 €	39,60 €
3.3	h	Ayudante electricista	2,2	15,00 €	33,00 €
4					
Material eléctrico					
4.1	Ud.	Conectores MC4 (macho y hembra)	2280	0,38 €	866,40 €
4.2	m	Cable de cobre P-Sun 2.0 CPRO de 6 mm2	10080	0,40 €	4.032,00 €
4.3	m	Conductor trifásico de cobre con aislamiento XLPE (sección nominal 300 mm2)	1200	37,20 €	44.640,00 €
4.4	m	Conductor unipolar de cobre con aislamiento XLPE 240 mm2 de sección	320	25,10 €	8.032,00 €
4.5	m	Conductor unipolar de cobre con aislamiento XLPE 95 mm2 de sección	80	13,00 €	1.040,00 €
4.6	m	Conductor unipolar de cobre con aislamiento XLPE 35 mm2 de sección	80	6,70 €	536,00 €
4.7	m	Manguera trifásica de cobre con aislamiento XLPE de 2,5 mm2 de sección	20	1,50 €	30,00 €

4.8	m	Conductor de cobre desnudo de 4mm2	1100	1,30 €	1.430,00 €
4.9	m	Conductor toma de tierra 240 mm2 con recubrimiento de PVC o XLPE de color verde y amarillo	30	25,10 €	753,00 €
4.10	Ud.	Pica toma de tierra de cobre de 1,5 m 150 mm2 de sección	12	14,50 €	174,00 €
4.11	Ud.	Terminal de conexión	104	5,65 €	587,60 €
4.12	Ud.	Cuadro eléctrico de baja tensión Ormazábal Addibo 2500A	1	1.500,00 €	1.500,00 €
4.13	m	Cinta señalización de cables eléctricos en zanjas	250	0,10 €	25,00 €
4.14	m	Tubo corrugado rojo de 90 mm de diámetro	2600	0,90 €	2.340,00 €
4.15	h	Oficial 1ª electricista	300	18,00 €	5.400,00 €
4.16	h	Ayudante electricista	300	15,00 €	4.500,00 €
4.17	%	Costes directos complementarios	2%	58.722,60 €	1.174,45 €
5					
Estructuras metálicas para los paneles fotovoltaicos					
5.1	Wp	Estructura de acero galvanizado en caliente biposte a 30° de inclinación IJES SOLAR para paneles fotovoltaicos con tornillería y accesorios de anclaje de paneles	1166400	0,25 €	291.600,00 €
5.2	h	Maquinaria	200	30,00 €	6.000,00 €
5.3	h	Mano de obra	400	15,00 €	6.000,00 €
5.4	%	Costes directos complementarios	2%	303.600,00 €	6.072,00 €

PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	850.159,07 €
--	---------------------

Ref.	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio/ unidad	Precio total
PLANTA GENERACIÓN H₂					
6		Electrolizador			
6.1	Ud.	Electrolizador H2B2 EL200N 1030 Kw	1	1.030.000,00 €	1.030.000,00 €
7		Compresor baja presión			
7.1	Ud.	Compresor Sollant 45 kW	1	14.500,00 €	14.500,00 €

8					
		Compresor alta presión			
8.1	Ud.	Compresor Sollant 100 kW	1	35.600,00 €	35.600,00 €
9					
		Equipo de osmosis			
9.1	Ud.	Equipo de osmosis Aquaenergy 400l/h 1,5 kW	1	8.200,00 €	8.200,00 €
10					
		Depósito baja presión			
10.1	Ud.	Deposito LAPESA 36000l 50bar	1	34.500,00 €	34.500,00 €
10.2	Ud.	Presostato 50 bar	1	300,00 €	300,00 €
10.3	Ud.	Válvulas antirretornos	4	170,00 €	680,00 €
11					
		Depósitos alta presión			
11.1	1	Depósitos alta presión NPROXX	1300	15,00 €	19.500,00 €

PRESUPUESTO TOTAL DE LA PLANTA DE GENERACIÓN DE H₂	1.143.280,00 €
--	-----------------------

PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN	
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	850.159,07 €
PLANTA GENERACIÓN H ₂	1.143.280,00 €
TOTAL	1.993.439,07 €

Tabla 3.27: Presupuesto.

Estudio económico

4

Para decidir si el desarrollo del proyecto es interesante, es necesario tener en cuenta su desempeño económico y de esta forma valorar si resulta rentable como inversión.

En primer lugar, se calculará la cantidad de hidrógeno que es capaz de producir la instalación y se estimará un precio de venta, según estimaciones de mercado.

Después, se propondrá un método de financiación para la misma y para valorar su potencial, se han seleccionado los parámetros más representativos de una inversión económica como son: *Capex*, *Opex*, *Payback*, VAN y TIR.

Por último, puesto que el principal interés del hidrógeno verde es su uso como combustible, se ha calculado el coste de la movilidad con el hidrógeno verde generado en la instalación.

4.1. Generación de H₂

Para calcular la generación de hidrógeno verde de la instalación, en primer lugar, es necesario conocer la producción de energía eléctrica por parte de los paneles fotovoltaicos.

Para este fin se han usado 2 métodos:

- Según horas solares pico (HSP) y potencia pico de los paneles

Se entiende por hora solar pico la irradiación solar que se recibiría con una radiación constante de 1000W/m² durante un periodo de tiempo de 1 hora.

Este parámetro es especialmente interesante cuando se habla de paneles fotovoltaicos ya que los fabricantes expresan la potencia de sus productos en las fichas técnicas considerando estas condiciones de funcionamiento.

En el caso de los paneles escogidos, según su ficha técnica:

Electrical Characteristics

Module	HT72-18 X				
Maximum Power at STC(Pmax)	540W	545W	550W	555W	560W
Open-Circuit Voltage(Voc)	49.4V	49.5V	49.6V	49.7V	49.8V
Short-Circuit Current(Isc)	14.36A	14.46A	14.56A	14.66A	14.76A
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.0V	41.1V	41.2V	41.3V	41.4V
Optimum Operating Current(Imp)	13.18A	13.27A	13.36A	13.45A	13.54A
Module Efficiency	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Power Tolerance	0 ~ +5W				
Maximum System Voltage	1500V DC(IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	20A				
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C				

*STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25, AM=1.5
Optional black frame and 44% front glass according to customer requirements

Tabla 4.1: Características técnicas del panel fotovoltaico.

Por lo tanto, se asume que la producción eléctrica del panel escogido durante una hora y bajo una radiación de 1000 W/m² es de 540 Wh.

Ahora será necesario conocer las horas solares pico de las que se disfruta en el emplazamiento de la instalación para la orientación e inclinación seleccionadas para nuestros paneles. Para ello, se hará uso de la herramienta PVGIS:

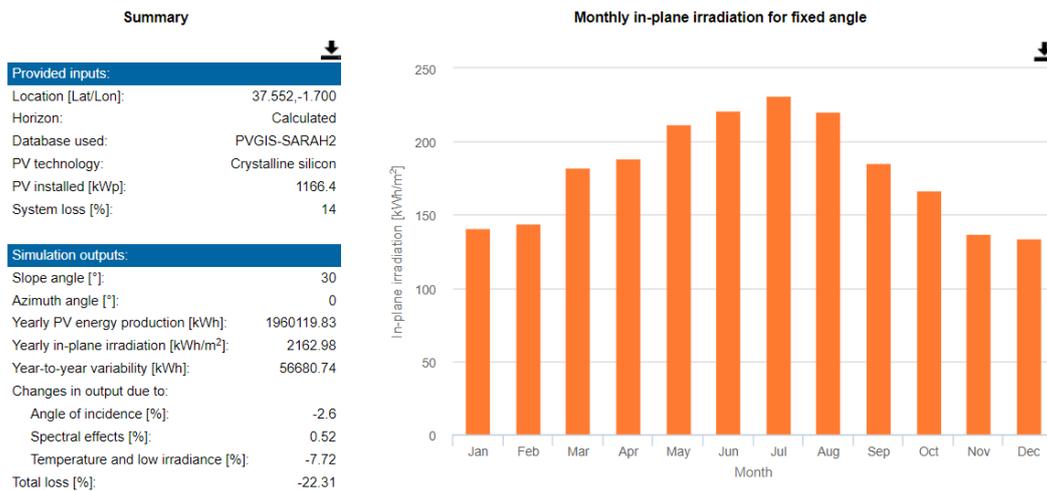


Figura 4.1: Datos de HSP obtenidos de PVGIS.

Datos año 2021	Ubicación: Lorca, Murcia	30º, Azimut 0º; Fuente PVGIS
Mes	HSP	Producción mensual [MWh]
Enero	141,31	164,82
Febrero	143,97	167,93
Marzo	182	212,28
Abril	188,78	220,19
Mayo	211,96	247,23
Junio	221,17	257,97
Julio	230,97	269,40
Agosto	220,33	256,99
Septiembre	185,01	215,80
Octubre	166,33	194,01
Noviembre	136,87	159,65
Diciembre	134,31	156,66
Promedio [MWh]		210,24
Producción anual [MWh]		2522,93

Tabla 4.2: Producción energética según HSP.

Conociendo estos datos, multiplicando las horas solares pico por la potencia (540W) y número de paneles (2160), obtendremos la producción eléctrica de la instalación:

Tras realizar los cálculos descritos, se obtiene una producción eléctrica anual de 2522,93 MWh.

- Según irradiación recibida y rendimiento de los paneles

Este método de cálculo se basa en aplicar el rendimiento de conversión de irradiación solar a energía eléctrica de los paneles para conocer su producción eléctrica. Para ello, se multiplicará la irradiación por unidad de superficie que se registra en la ubicación de la instalación para la orientación e inclinación de los paneles por la superficie y el rendimiento de estos. Multiplicando esta producción energética por el número total de paneles, obtendremos la producción de energía eléctrica:

Número de paneles	2160
Rendimiento paneles	21%
Área [m2]	2,59

Tabla 4.3: Características de los paneles fotovoltaicos.

Datos año 2021		
Mes	Irradiación [kWh/m²]	Producción mensual [MWh]
Enero	141,31	166,01
Febrero	143,97	169,14
Marzo	182	213,82
Abril	188,78	221,78
Mayo	211,96	249,02
Junio	221,17	259,84
Julio	230,97	271,35
Agosto	220,33	258,85
Septiembre	185,01	217,35
Octubre	166,33	195,41
Noviembre	136,87	160,80
Diciembre	134,31	157,79
	Promedio [MWh]	211,76
	Producción anual [MWh]	2541,16

Tabla 4.4: Producción energética según irradiación recibida.

Tras realizar los cálculos descritos anteriormente, se obtiene una producción eléctrica anual de 2541,16 MWh.

En vista de los resultados obtenidos por los dos métodos, se escogerá el método de cálculo por horas solares pico, ya que es algo más conservador.

A esta producción energética habrá que aplicar una minoración a causa del rendimiento de los inversores, que es del 98,8%.

Ahora será necesario calcular la cantidad de hidrógeno que la instalación es capaz de generar y comprimir. Para ello se estimará un tiempo de funcionamiento de los compresores de 8 horas diarias, con el que se calculará la energía eléctrica que consumirán. Esta energía se restará a la producción energética total y con la energía restante se calculará la producción de hidrógeno por el electrolizador.

La energía consumida por los compresores será:

P compresor alta presión [kW]	100
P compresor baja presión [kW]	45
H/día (2 compresores)	8
H/año (2 compresores)	2920
Energía anual (2 compresores) [kWh]	423400
Energía anual (2 compresores) [MWh]	423,4

Tabla 4.5: Consumo energético de los compresores.

Por lo tanto, conociendo la producción fotovoltaica que habrá finalmente tras aplicar el rendimiento de los inversores y restar la energía consumida por los compresores podremos calcular la producción de hidrógeno:

Producción fotovoltaica [MWh]	2522,93
Rendimiento Inversores	98,8%
Producción fotovoltaica final [MWh]	2492,66
Energía anual (2 compresores) [MWh]	423,4
Producción fotovoltaica restante [MWh]	2069,26
Potencia máxima electrolizador [MW]	1,03
Generación H2 potencia máxima [kg/h]	18
Generación anual de H2 [kg]	36162

Tabla 4.6: Tabla de cálculo de generación de H₂.

Tras multiplicar la producción fotovoltaica final por la generación de hidrógeno del electrolizador y dividirlo por su potencia, obtenemos una generación anual de hidrógeno de 36162 kg, lo que equivale a una producción media diaria de 99 kg.

4.2. Tiempo de explotación

Para estudiar el desempeño económico de la instalación a lo largo del tiempo, es necesario establecer un periodo durante el cual se explotará.

Este periodo se ha decidido que sea de 25 años, que es el tiempo estimado en el que, según datos habituales, el rendimiento de un panel fotovoltaico es del 80% respecto a su capacidad de producción en el año 0. Transcurridos estos 25 años, estos equipos se venderán por su valor residual que se ha estimado en un 5% respecto a su valor inicial.

Sin embargo, los equipos de generación y compresión de hidrógeno no son tan longevos, y aunque es arriesgado hacer predicciones en el tiempo con aparatos tan innovadores, se ha decidido que su periodo de explotación y amortización será de 18 años (tiempo máximo establecido por la Agencia Tributaria para amortización de maquinaria). Al término del año 18, los equipos se venderán por su valor residual y se adquirirán nuevos equipos que cumplan el mismo fin que los anteriores, que también se venderán al término del año 25 por su valor residual.

4.3. Financiación del proyecto

Para afrontar el coste de la inversión, se ha decidido pedir un préstamo que cubra el 80% del presupuesto total de ejecución. El principal del préstamo asciende a los 1.594.751,26 €, a devolver en cuotas constantes anuales durante 25 años. La entidad bancaria ha establecido un interés anual del 5,5%, con una comisión de apertura del 0,5% (7.973,76 €) y unos gastos de estudio de 3000 €. Con estas condiciones, la TAE del préstamo se sitúa en 5,57%.

4.4. Coste de generación H₂ verde

Durante la operación de la instalación, los únicos costes variables que se tiene son los derivados del consumo de agua y el mantenimiento y servicios exteriores. El coste del agua consumida se ha calculado según la tarifa de Aguas de Lorca, el cual asciende a los 182,26 € en el primer año de operación.

Con mantenimiento y servicios exteriores se ha contemplado el coste de manutención (limpieza, revisión de los equipos, posibles averías) y de cualquier bien que sea necesario para que la instalación se mantenga funcionando correctamente a lo largo de los años. Este gasto se ha establecido en un 5% respecto a los ingresos.

Como costes fijos se tiene la amortización de los equipos de generación fotovoltaica y de generación y compresión de hidrógeno y el alquiler del terreno y la nave.

Sabiendo los gastos que conlleva la generación de hidrógeno y las unidades producidas, calculamos su coste de generación:

Hidrógeno verde generado año 1 [kg]	36161,82
Gastos fijos año 1	104.045,82 €
Gastos variables año 1	11.030,80 €
Coste variable generación H2 verde [€/kg] año 1	0,31 €
Coste fijo generación H2 verde [€/kg] año 1	2,88 €
Coste generación H2 verde [€/kg] año 1	3,18 €

Tabla 4.7: Cálculo de coste de generación de H₂ verde.

El kilogramo de hidrógeno verde producido en la instalación tiene un coste de generación de 3,18 €.

4.5. Precio de venta del H₂

Actualmente, el precio del hidrógeno en estaciones de servicio alemanas ronda los 9,50 €/kg. Este dato sirve para dar orden de magnitud al precio del hidrógeno, y establecer un precio de venta razonable.

El precio de venta del hidrógeno generado se ha establecido en 6 €/kg. Se ha elegido este precio para dejar cierto margen a la etapa de distribución y de esta manera hacerlo competitivo.

4.6. Capex y Opex

El término *capex* proviene de la fusión de dos términos: *Capital Expenditures*, en español gastos de capital. Este concepto hace referencia al capital que se invierte en un activo fijo. En el caso de esta instalación, el *capex* corresponderá al capital desembolsado en la compra de equipos en el año 0 y en el año 18.

Por otra parte, se encuentra el *opex*, que como el *capex*, tiene su origen en la fusión de dos términos: *Operational Expenditures*. El *opex* por su parte engloba al capital que hay que gastar para el funcionamiento de un sistema. Se podría traducir como gastos de

funcionamiento. En este caso se ha computado el gasto en agua, en mantenimiento y suministros exteriores y en alquiler.

Para la instalación que nos ocupa los valores son de:

Años	Capex	Opex
0	1.993.439,07 €	-
1		22.430,80 €
2		24.131,53 €
3		25.960,83 €
4		27.928,36 €
5		30.044,56 €
6		32.320,60 €
7		34.768,53 €
8		37.401,27 €
9		40.232,73 €
10		43.277,86 €
11		46.552,72 €
12		50.074,58 €
13		53.862,00 €
14		57.934,93 €
15		62.314,81 €
16		67.024,68 €
17		72.089,33 €
18	1.189.011,20 €	77.535,35 €
19		83.391,38 €
20		89.688,13 €
21		96.458,67 €
22		103.738,48 €
23		111.565,73 €
24		119.981,42 €
25		129.029,59 €

Tabla 4.8: Capex y opex.

4.7. Payback, VAN y TIR

Se entiende como *payback* el tiempo que tarda una inversión en igualar la suma de los flujos de caja generados al desembolso inicial requerido. Para un precio de venta de 6 €/kg, el *payback* de la inversión se sitúa en 9 años.

Precio [€/kg]	6,00 €
Inversión total	1.993.439,07 €
Σ Flujos de caja hasta año 9	2.004.816,22 €
Payback	9 años

Tabla 4.9: Payback, VAN y TIR de la inversión.

A la hora de valorar una inversión, otro parámetro representativo es el VAN (Valor Actual Neto). Este parámetro representa el valor de la suma de todos los flujos de caja de una inversión actualizados al presente bajo una tasa de actualización o descuento. Esto quiere decir que, si el VAN de una inversión es mayor que cero, esta podría ser interesante de desarrollar. Por el contrario, si es menor que cero podemos afirmar que esta inversión no es viable. Estrechamente relacionado con el VAN, existe otro parámetro denominado TIR (Tasa Interna de Rentabilidad). Esta representa la tasa de rentabilidad de una inversión y es el valor que debería tomar la tasa de descuento para que el valor del VAN sea cero.

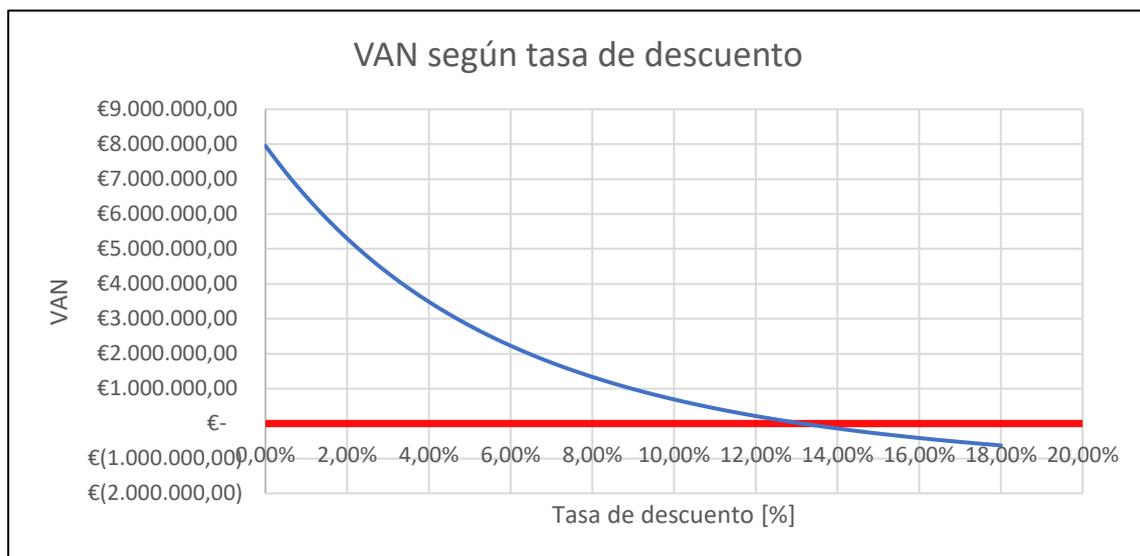


Figura 4.2: Representación de VAN en función de la tasa de descuento.

En este gráfico se puede observar la evolución del VAN de la inversión en función del valor de la tasa de actualización.

Para el valor de la tae del préstamo, el valor del VAN será:

tae	5,57%
VAN (tae)	2.461.932,34 €
TIR	13,14%

Tabla 4.10: Cálculo de VAN y TIR para tae del préstamo.

Como se puede comprobar, el valor de la TIR es superior a la tae del préstamo, lo cual nos dice que la rentabilidad de la inversión es mayor al coste del préstamo. Por lo tanto, el valor del VAN contemplando la tae como tasa de actualización resulta positivo.

4.8. Coste de la movilidad con H₂ verde

Para estimar el coste de la movilidad con hidrógeno verde, en primer lugar, hay que establecer el precio de venta de este en hidrogeneras. Para esto, se ha considerado un aumento del 10% en el precio a causa de su distribución y venta en estaciones de servicio.

Por otra parte, se han considerado dos de los coches de pila de hidrógeno más famosos de la actualidad como son el Toyota Mirai y el Hyundai Nexu.

Precio hidrógeno verde [€/kg]	6,60 €
Consumo Toyota Mirai [kg/100km]	0,8
Coste movilidad Toyota Mirai [€/100km]	5,28 €
Consumo Hyundai Nexu [kg/100km]	0,7
Coste movilidad Hyundai Nexu [€/100km]	4,62 €

Tabla 4.11: Cálculo de la movilidad con hidrógeno verde.

En vista de los resultados se puede decir que el precio de la movilidad con esta combustible resulta bastante atractivo. Sin embargo, el precio de uno de estos automóviles (en torno a los 70.000€) está bastante por encima del precio de un coche de su segmento, pero con motor térmico. Además, este tipo de coche se encuentra con otro problema añadido que es el de la falta de puntos de repostaje de hidrógeno. Sin embargo, esto es

algo en lo que se ha de trabajar y se puede mitigar en un futuro no muy lejano, haciendo posible la movilidad sostenible mediante el uso del hidrógeno como combustible.

4.9. Conclusiones

La realización de este estudio económico ha permitido conocer el precio de generación de H₂ verde, fundamental para valorar si su uso generalizado en la sociedad resulta viable. De la misma manera se han obtenido parámetros de gran interés que describen el rendimiento económico de la inversión y servirán para tomar decisiones a la hora de compararla con otro tipo de inversión.

En principio, los resultados obtenidos parecen bastante favorables ya que el coste de generación del hidrógeno verde no es elevado (3,18 €/kg), lo cual es clave para poder suministrarlo a un precio competitivo que ayude a acelerar su implantación en la sociedad; además permite disfrutar de un cierto margen respecto al precio de venta, lo que resultará útil para adaptarse a la evolución del mercado y los precios.

Por otra parte, parámetros como el VAN y la TIR han arrojado valores en principio favorables, pero no será hasta que se compare con otro tipo de inversión que estos sirvan como criterio de decisión final.

Además, tras la estimación del precio de la movilidad con hidrógeno verde y en vista de los resultados obtenidos (~5 €/100km), se puede afirmar que es una tecnología con gran potencial y que su atractivo continuará creciendo a medida que se amplíe el uso de estos vehículos de pila de hidrógeno y sus precios se vean reducidos.

Bibliografía

5

- [1] ANFAC (2021), Informe anual 2021.
- [2] León, J. de C. y. (s. f.). *Historia del carbón* (Castilla y León) [Text]. Junta de Castilla y León. Recuperado 22 de junio de 2022, de <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/historia-carbon.html>
- [3] BBVA. *Cuál es el origen y la historia del petróleo*. BBVA NOTICIAS. Recuperado 27 de junio de 2022, de <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/cual-es-el-origen-la-historia-y-el-impacto-del-petroleo-en-el-medioambiente/>
- [4] *¿Cómo se obtiene el Gas Natural? | Blog | Nedgia*. (2019, marzo 29). *Blog*. <https://www.nedgia.es/blog-gas-natural/como-se-obtiene-gas-natural/>
- [5] CORPORATIVA, I. *Historia del coche eléctrico*. Iberdrola. Recuperado 28 de junio de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/historia-coche-electrico>
- [6] Paloma Asensio (2007), *Hidrógeno y pila de combustible*
- [7] Guinea, D., & Olbeter, R. (. (2008). *OIKOS, agua y energía = water and energy = eau et energie: Exposiciónn Internacional de Zaragoza 2008 del 14 de Junio al 14 de septiembre de 2008*. Expoagua Zaragoza 2008.
- [8] Juliana Piña (2003), *Simulación y Optimización de Reactores de Reformado de Metano con Vapor*.
- [9] Tinmar. *Electrolysis: The Way of the Future*. Owlcation. Recuperado 1 de septiembre de 2022, de <https://owlcation.com/stem/Electrolysis-The-Way-of-the-Future>
- [10] S. Shiva Kumar, V. Himabindu (2019), *Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review*.

- [11] Centro Nacional de Hidrógeno. *Pilas de Combustible*. Recuperado 17 de junio de 2022, de <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>
- [12] MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2019), *La energía en España*.
- [13] American Chemical Society. *How a Solar Cell Works*. Recuperado 29 de junio de 2022, de <https://www.acs.org/content/acs/en/education/resources/highschool/chemmatters/past-issues/archive-2013-2014/how-a-solar-cell-works.html>
- [14] IDAE (2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*.

Anexos al estudio económico

6

Apéndice A

Cuadros de estudio económico

D1	850.159,07 €	Valor residual	5,00%
n (años)	25	Valor venta	42.507,95 €
Amort.lineal			
Amortización Planta fotovoltaica			
Año	Amortización	Amortización acumulada	Valor del activo
0		0	850.159,07 €
1	32.306,04 €	32.306,04 €	817.853,03 €
2	32.306,04 €	64.612,09 €	785.546,98 €
3	32.306,04 €	96.918,13 €	753.240,94 €
4	32.306,04 €	129.224,18 €	720.934,89 €
5	32.306,04 €	161.530,22 €	688.628,85 €
6	32.306,04 €	193.836,27 €	656.322,80 €
7	32.306,04 €	226.142,31 €	624.016,76 €
8	32.306,04 €	258.448,36 €	591.710,71 €
9	32.306,04 €	290.754,40 €	559.404,67 €
10	32.306,04 €	323.060,45 €	527.098,62 €
11	32.306,04 €	355.366,49 €	494.792,58 €
12	32.306,04 €	387.672,54 €	462.486,53 €
13	32.306,04 €	419.978,58 €	430.180,49 €
14	32.306,04 €	452.284,63 €	397.874,44 €
15	32.306,04 €	484.590,67 €	365.568,40 €
16	32.306,04 €	516.896,71 €	333.262,36 €
17	32.306,04 €	549.202,76 €	300.956,31 €
18	32.306,04 €	581.508,80 €	268.650,27 €
19	32.306,04 €	613.814,85 €	236.344,22 €
20	32.306,04 €	646.120,89 €	204.038,18 €
21	32.306,04 €	678.426,94 €	171.732,13 €
22	32.306,04 €	710.732,98 €	139.426,09 €
23	32.306,04 €	743.039,03 €	107.120,04 €
24	32.306,04 €	775.345,07 €	74.814,00 €
25	32.306,04 €	807.651,12 €	42.507,95 €

Tabla A.1: Cuadro de amortización de planta fotovoltaica.

D2	1.143.280,00 €	Valor residual	5%
n (años)	18	Valor venta	57.164,00 €
Amort.lineal			
Amortización de planta generación H2 (Equipos comprados en año 0)			
Año	Amortización	Amortización acumulada	Valor del activo
0			1.143.280,00 €
1	60.339,78 €	60.339,78 €	1.082.940,22 €
2	60.339,78 €	120.679,56 €	1.022.600,44 €
3	60.339,78 €	181.019,33 €	962.260,67 €
4	60.339,78 €	241.359,11 €	901.920,89 €
5	60.339,78 €	301.698,89 €	841.581,11 €
6	60.339,78 €	362.038,67 €	781.241,33 €
7	60.339,78 €	422.378,44 €	720.901,56 €
8	60.339,78 €	482.718,22 €	660.561,78 €
9	60.339,78 €	543.058,00 €	600.222,00 €
10	60.339,78 €	603.397,78 €	539.882,22 €
11	60.339,78 €	663.737,56 €	479.542,44 €
12	60.339,78 €	724.077,33 €	419.202,67 €
13	60.339,78 €	784.417,11 €	358.862,89 €
14	60.339,78 €	844.756,89 €	298.523,11 €
15	60.339,78 €	905.096,67 €	238.183,33 €
16	60.339,78 €	965.436,44 €	177.843,56 €
17	60.339,78 €	1.025.776,22 €	117.503,78 €
18	60.339,78 €	1.086.116,00 €	57.164,00 €

Tabla A.2: Cuadro de amortización de equipos de generación de H₂ comprados en año 0.

D3	1.189.011,20 €	Valor residual	5,00%
n (años)	7	Valor venta	59.450,56 €
Amort.lineal			
Amortización planta generación H2 (Equipos comprados en año 18)			
Año	Amortización	Amortización acumulada	Valor del activo
18			1.189.011,20 €
19	161.365,81 €	161.365,81 €	1.027.645,39 €
20	161.365,81 €	322.731,61 €	866.279,59 €
21	161.365,81 €	484.097,42 €	704.913,78 €
22	161.365,81 €	645.463,22 €	543.547,98 €
23	161.365,81 €	806.829,03 €	382.182,17 €
24	161.365,81 €	968.194,83 €	220.816,37 €
25	161.365,81 €	1.129.560,64 €	59.450,56 €

Tabla A.3: Cuadro de amortización de equipos de generación de H₂ comprados en año 18.

Años	Cuota Periodica	Intereses	Amortizacion Capital	Capital Amortizado	Capital Pendiente	Flujos de Caja Empr	Intereses Anuales	Amotz	Cuota Anual
0					0	1.594.751,26 €	1.583.777,50 €		
1	-118.887,67 €	-87.711,32 €	-31.176,36 €	31.176,36 €	1.563.574,90 €	-118.887,67 €	-87.711,32 €	-31.176,36 €	-118.887,67 €
2	-118.887,67 €	-85.996,62 €	-32.891,05 €	64.067,41 €	1.530.683,85 €	-118.887,67 €	-85.996,62 €	-32.891,05 €	-118.887,67 €
3	-118.887,67 €	-84.187,61 €	-34.700,06 €	98.767,47 €	1.495.983,78 €	-118.887,67 €	-84.187,61 €	-34.700,06 €	-118.887,67 €
4	-118.887,67 €	-82.279,11 €	-36.608,57 €	135.376,04 €	1.459.375,22 €	-118.887,67 €	-82.279,11 €	-36.608,57 €	-118.887,67 €
5	-118.887,67 €	-80.265,64 €	-38.622,04 €	173.998,08 €	1.420.753,18 €	-118.887,67 €	-80.265,64 €	-38.622,04 €	-118.887,67 €
6	-118.887,67 €	-78.141,42 €	-40.746,25 €	214.744,33 €	1.380.006,93 €	-118.887,67 €	-78.141,42 €	-40.746,25 €	-118.887,67 €
7	-118.887,67 €	-75.900,38 €	-42.987,29 €	257.731,62 €	1.337.019,64 €	-118.887,67 €	-75.900,38 €	-42.987,29 €	-118.887,67 €
8	-118.887,67 €	-73.536,08 €	-45.351,59 €	303.083,21 €	1.291.668,04 €	-118.887,67 €	-73.536,08 €	-45.351,59 €	-118.887,67 €
9	-118.887,67 €	-71.041,74 €	-47.845,93 €	350.929,14 €	1.243.822,11 €	-118.887,67 €	-71.041,74 €	-47.845,93 €	-118.887,67 €
10	-118.887,67 €	-68.410,22 €	-50.477,46 €	401.406,60 €	1.193.344,65 €	-118.887,67 €	-68.410,22 €	-50.477,46 €	-118.887,67 €
11	-118.887,67 €	-65.633,96 €	-53.253,72 €	454.660,32 €	1.140.090,94 €	-118.887,67 €	-65.633,96 €	-53.253,72 €	-118.887,67 €
12	-118.887,67 €	-62.705,00 €	-56.182,67 €	510.842,99 €	1.083.908,26 €	-118.887,67 €	-62.705,00 €	-56.182,67 €	-118.887,67 €
13	-118.887,67 €	-59.614,95 €	-59.272,72 €	570.115,71 €	1.024.635,54 €	-118.887,67 €	-59.614,95 €	-59.272,72 €	-118.887,67 €
14	-118.887,67 €	-56.354,95 €	-62.532,72 €	632.648,43 €	962.102,82 €	-118.887,67 €	-56.354,95 €	-62.532,72 €	-118.887,67 €
15	-118.887,67 €	-52.915,66 €	-65.972,02 €	698.620,45 €	896.130,80 €	-118.887,67 €	-52.915,66 €	-65.972,02 €	-118.887,67 €
16	-118.887,67 €	-49.287,19 €	-69.600,48 €	768.220,93 €	826.530,32 €	-118.887,67 €	-49.287,19 €	-69.600,48 €	-118.887,67 €
17	-118.887,67 €	-45.459,17 €	-73.428,51 €	841.649,44 €	753.101,82 €	-118.887,67 €	-45.459,17 €	-73.428,51 €	-118.887,67 €
18	-118.887,67 €	-41.420,60 €	-77.467,07 €	919.116,51 €	675.634,74 €	-118.887,67 €	-41.420,60 €	-77.467,07 €	-118.887,67 €
19	-118.887,67 €	-37.159,91 €	-81.727,76 €	1.000.844,28 €	593.906,98 €	-118.887,67 €	-37.159,91 €	-81.727,76 €	-118.887,67 €
20	-118.887,67 €	-32.664,88 €	-86.222,79 €	1.087.067,07 €	507.684,19 €	-118.887,67 €	-32.664,88 €	-86.222,79 €	-118.887,67 €
21	-118.887,67 €	-27.922,63 €	-90.965,04 €	1.178.032,11 €	416.719,15 €	-118.887,67 €	-27.922,63 €	-90.965,04 €	-118.887,67 €
22	-118.887,67 €	-22.919,55 €	-95.968,12 €	1.274.000,23 €	320.751,02 €	-118.887,67 €	-22.919,55 €	-95.968,12 €	-118.887,67 €
23	-118.887,67 €	-17.641,31 €	-101.246,37 €	1.375.246,60 €	219.504,66 €	-118.887,67 €	-17.641,31 €	-101.246,37 €	-118.887,67 €
24	-118.887,67 €	-12.072,76 €	-106.814,92 €	1.482.061,52 €	112.689,74 €	-118.887,67 €	-12.072,76 €	-106.814,92 €	-118.887,67 €
25	-118.887,67 €	-6.197,94 €	-112.689,74 €	1.594.751,26 €	-0,00 €	-118.887,67 €	-6.197,94 €	-112.689,74 €	-118.887,67 €
							-1.377.440,60 €	-1.594.751,26 €	

Tabla A.4: Cuadro de amortización del préstamo.

Inversión	1.993.439,07 €
Principal	1.594.751,26 €
Interés anual	5,50%
Nº cuotas/año	1
Gastos de estudio	3.000,00 €
Duración (años)	25
Nº periodos amort.	25
Comisión de apertura	0,50%
Comisión de apertura	7.973,76 €
Percepción neta	1.583.777,50 €
k	5,57%
TAE	5,57%

Tabla A.5: Parámetros del préstamo.

Ventas (Aumento IPC anual del 8%)			
Año	Unidades vendidas [kg]	Precio de venta [€]	Ingresos
0			
1	36.161,82	6	216.970,91 €
2	35.872,52	6,48	232.453,96 €
3	35.583,23	7,00	249.025,68 €
4	35.293,94	7,56	266.761,16 €
5	35.004,64	8,16	285.740,56 €
6	34.715,35	8,82	306.049,40 €
7	34.426,05	9,52	327.778,91 €
8	34.136,76	10,28	351.026,42 €
9	33.847,46	11,11	375.895,75 €
10	33.558,17	11,99	402.497,60 €
11	33.268,87	12,95	430.950,02 €
12	32.979,58	13,99	461.378,83 €
13	32.690,28	15,11	493.918,18 €
14	32.400,99	16,32	528.711,00 €
15	32.111,70	17,62	565.909,60 €
16	31.822,40	19,03	605.676,22 €
17	31.533,11	20,56	648.183,68 €
18	31.243,81	22,20	693.616,00 €
19	30.954,52	23,98	742.169,12 €
20	30.665,22	25,89	794.051,60 €
21	30.375,93	27,97	849.485,39 €
22	30.086,63	30,20	908.706,66 €
23	29.797,34	32,62	971.966,62 €
24	29.508,04	35,23	1.039.532,46 €
25	29.218,75	38,05	1.111.688,24 €

Tabla A.6: Cuadro de ventas.

Año	Inversión	Cobros		Pagos			FC	Impuesto	FC tras impuestos
		Ventas	Otros ingresos	Agua	Mantenimiento	Alquiler			
0	1.993.439,07 €	- €	- €	- €	- €	- €	-1.993.439,07 €	- €	- 1.993.439,07 €
1	- €	216.970,91 €	- €	182,26 €	10.848,55 €	11.400,00 €	194.540,11 €	18.630,69 €	175.909,43 €
2	- €	232.453,96 €	- €	196,84 €	11.622,70 €	12.312,00 €	208.322,42 €	22.504,94 €	185.817,48 €
3	- €	249.025,68 €	- €	212,58 €	12.451,28 €	13.296,96 €	223.064,85 €	26.642,80 €	196.422,05 €
4	- €	266.761,16 €	- €	229,59 €	13.338,06 €	14.360,72 €	238.832,80 €	31.061,91 €	207.770,89 €
5	- €	285.740,56 €	- €	247,96 €	14.287,03 €	15.509,57 €	255.696,01 €	35.781,08 €	219.914,92 €
6	- €	306.049,40 €	- €	267,79 €	15.302,47 €	16.750,34 €	273.728,79 €	40.820,33 €	232.908,46 €
7	- €	327.778,91 €	- €	289,22 €	16.388,95 €	18.090,37 €	293.010,38 €	46.200,99 €	246.809,39 €
8	- €	351.026,42 €	- €	312,35 €	17.551,32 €	19.537,60 €	313.625,15 €	51.945,76 €	261.679,39 €
9	- €	375.895,75 €	- €	337,34 €	18.794,79 €	21.100,60 €	335.663,01 €	58.078,81 €	277.584,21 €
10	- €	402.497,60 €	- €	364,33 €	20.124,88 €	22.788,65 €	359.219,74 €	64.625,87 €	294.593,87 €
11	- €	430.950,02 €	- €	393,48 €	21.547,50 €	24.611,74 €	384.397,29 €	71.614,32 €	312.782,97 €
12	- €	461.378,83 €	- €	424,95 €	23.068,94 €	26.580,68 €	411.304,25 €	79.073,30 €	332.230,95 €
13	- €	493.918,18 €	- €	458,95 €	24.695,91 €	28.707,14 €	440.056,18 €	87.033,80 €	353.022,39 €
14	- €	528.711,00 €	- €	495,67 €	26.435,55 €	31.003,71 €	470.776,08 €	95.528,77 €	375.247,31 €
15	- €	565.909,60 €	- €	535,32 €	28.295,48 €	33.484,01 €	503.594,79 €	104.593,27 €	399.001,52 €
16	- €	605.676,22 €	- €	578,15 €	30.283,81 €	36.162,73 €	538.651,54 €	114.264,57 €	424.386,96 €
17	- €	648.183,68 €	- €	624,40 €	32.409,18 €	39.055,75 €	576.094,35 €	124.582,28 €	451.512,07 €
18	1.189.011,20 €	693.616,00 €	57.164,00 €	674,35 €	34.680,80 €	42.180,21 €	- 515.766,55 €	-	- 515.766,55 €
19	- €	742.169,12 €	- €	728,30 €	37.108,46 €	45.554,62 €	658.777,75 €	147.327,95 €	511.449,80 €
20	- €	794.051,60 €	- €	786,56 €	39.702,58 €	49.198,99 €	704.363,47 €	159.848,13 €	544.515,33 €
21	- €	849.485,39 €	- €	849,49 €	42.474,27 €	53.134,91 €	753.026,73 €	173.199,51 €	579.827,21 €
22	- €	908.706,66 €	- €	917,44 €	45.435,33 €	57.385,70 €	804.968,18 €	187.435,64 €	617.532,53 €
23	- €	971.966,62 €	- €	990,84 €	48.598,33 €	61.976,56 €	860.400,89 €	202.613,38 €	657.787,51 €
24	- €	1.039.532,46 €	- €	1.070,11 €	51.976,62 €	66.934,69 €	919.551,04 €	218.793,06 €	700.757,98 €
25	- €	1.111.688,24 €	101.958,51 €	1.155,72 €	55.584,41 €	72.289,46 €	1.084.617,17 €	236.038,67 €	848.578,50 €

Tabla A.7: Flujos de caja de la inversión.

