



TRABAJO FIN DE GRADO
GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA
CURSO ACADÉMICO 2023-2024
CONVOCATORIA JULIO 2024

**PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE A PARTIR DE FUENTES
RENOVABLES: EÓLICA Y FOTOVOLTAICA**

AUTOR(A): Ruiz Zafra, Alfonso

DNI (o documento equivalente, indicar en su caso): 50247555F

En Madrid, a 8 de JULIO de 2024

ÍNDICE

1-. RESUMEN	3
2-.INTRODUCCION.....	4
3-. OBJETIVOS	9
4-. SOLUCIÓN TÉCNICA.....	10
4.1-. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	10
4.2 ESTUDIO DE DEMANDA.....	11
4.3 DIMENSIONAMIENTO CAMPO FOTOVOLTAICO.....	14
4.4 CAMPO EÓLICO	19
4.5 DIMENSIONAMIENTO PLANTA DE PRODUCCIÓN DE H2	21
4.6 IMPLEMENTACION INSTALACION	25
4.6.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA	25
4.6.2 BALANCE ENERGÉTICO GENERACIÓN INSTALACION-CONSUMO HABITANTES Y PLANTA DE HIDRÓGENO	28
4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO	33
5-. CONCLUSIONES	43
6-. BIBLIOGRAFÍA.....	44
7-. ANEXOS	46
ANEXO 1: CALCULADORA DE PERFILES DE CONSUMO	46
ANEXO 2: DIMENSIONAMIENTO CABLEADO INSTALACION FOTOVOLTAICA [14]	46
ANEXO 2: ANÁLISIS ECONÓMICO.....	52

1-. RESUMEN

En la actualidad se está evolucionando cada vez más rápido en el desarrollo de energías no contaminantes que favorezcan el desarrollo sostenible y mitiguen los efectos del cambio climático. Desde el descubrimiento del fuego hasta bien entrado el siglo XX el ser humano ha basado el suministro energético en los combustibles fósiles. A raíz de los efectos climáticos adversos surgen las energías renovables, cuya generación no implica la emisión de gases de efecto invernadero. Estas energías se han ido adaptando a la sociedad, produciendo directamente energía eléctrica que llega a las núcleos urbanos, que pueden disponer de equipos eléctricos que satisfagan sus necesidades.

Este desarrollo no ha llegado a las zonas rurales, cuya calefacción sigue siendo a través de la combustión de gasóleo y sus trabajos agrarios se basan en quema de combustible que facilite la labor a través de diversas máquinas. Esto hace necesario llevar a cabo una transición energética tanto para evitar estos focos de contaminación, como para favorecer la inmigración a estas zonas rurales cada vez más despobladas por la falta de inversión económica en el mantenimiento de estos pueblos.

En el presente estudio se diseñará una instalación para garantizar el suministro energético de la población de Campos del Paraíso. Dicha población se nutre energéticamente a través de calefacciones de combustibles fósiles, además de la red eléctrica, cuya generación, aunque en menor proporción, también proviene de la utilización de combustibles fósiles. El suministro que aportará la instalación será en forma de energía eléctrica a través de un campo fotovoltaico y un campo eólico, este último ya existente en la serranía de la zona, produciendo energía cuando haya recurso solar y eólico. En los tramos horarios en los que esté cubierta la demanda energética, los excedentes energéticos se enviarán a una planta de producción de hidrógeno verde. Este hidrógeno producirá energía eléctrica en los momentos en los que no se disponga de recurso que haga funcionar el campo fotovoltaico ni el eólico a través de una pila de combustible.

Para la realización de este proyecto se cuentan con ayudas económicas provenientes de los fondos “Next Generation” que facilitan la financiación y puesta en marcha de proyectos pioneros que ayuden a descarbonizar el planeta a través de energías limpias, aunque el objetivo fundamental es la obtención de energía limpia y barata para estas zonas rurales, creando un foco de inversión para empresas y diversos lugares de emigración para evitar esta despoblación.

2-.INTRODUCCION

La evolución del ser humano ha ido siempre ligada a un consumo energético creciente según avanzaba el tiempo. Desde el descubrimiento del fuego en la prehistoria, hasta la actualidad con el uso de energías renovables y diferentes centrales térmicas, el ser humano se ha ido desarrollando según las diferentes necesidades y problemas que iba afrontando. Estas dificultades se iban superando gracias a un aumento del consumo energético, como se puede observar por ejemplo en la etapa previa y posterior al descubrimiento del fuego.

Algunos hitos importantes a lo largo de la historia en lo referente a la evolución energética fueron el descubrimiento del fuego, logrando un cambio en los hábitos de consumo alimenticio, calefacción y la máquina de vapor que permitió que las aplicaciones de transporte y carga realizadas por animales a pasaran a realizarse por motores de combustión, generando más energía que estos. Este descubrimiento facilitó un desarrollo importante en el mundo de transporte, acortándose los viajes en duración y alargándolos en las distancias que hasta entonces eran posibles recorrer, además de otras aplicaciones utilizadas en la industria.

A finales del siglo XIX se produce un hito fundamental sin el cual la sociedad actual no se entendería como es: el uso de la energía eléctrica a gran escala. Hasta el siglo XIX se tenían indicios de la existencia de dicha atracción, pero no fue hasta el experimento que realizó Benjamin Franklin, atando a una cometa unas llaves, donde se descubrió la electricidad. Al incidir un rayo sobre la cometa la llave captaba esta energía eléctrica, actuando de una manera similar a los actuales pararrayos, siendo este el primer paso en su invención.

Se había descubierto la electricidad, pero no se tenía la distribución de esta energía sobre los establecimientos que la requirieran. No fue hasta la aparición de Thomas Edison y Nikola Tesla cuando se transporta energía eléctrica en largas distancias, cubriendo la demanda energética de una superficie más amplia, llegando a distribuir la energía a través del alumbrado de una ciudad.

Esta evolución, tanto en la producción como en el transporte de la energía, ha favorecido el desarrollo e innovación de todos los avances tecnológicos que ha realizado el ser humano, contribuyendo a lograr un estado de bienestar y comodidad cada vez mayor según pasaba el tiempo.

Avances en la medicina, descubrimientos en los diferentes ámbitos de la industria no habrían sido posibles sin disponer de la energía en primer lugar y sin que sea posible su transporte a través de la red eléctrica.

A lo largo del siglo XX han surgido multitud de energías que han contribuido a la generación eléctrica global. Desde el descubrimiento de la energía nuclear, a principios de siglo, como con el desarrollo de las energías renovables (solar, eólica,..) se ha conseguido una mayor independencia energética de los combustibles fósiles, además de la obtención de una energía libre de los contaminantes asociados a la quema de estos hidrocarburos.

En la actualidad las energías renovables más desarrolladas y que aún tienen un margen de mejora considerable son la solar fotovoltaica y la eólica. La energía solar fotovoltaica consiste en aprovechar la radiación emitida por el sol a través de paneles de silicio, produciendo directamente energía eléctrica.

Estas placas de silicio se encuentran 'dopadas' con distintos materiales. Sin el aporte de estos elementos (boro, aluminio, fósforo, etc.), la estructura de los átomos de silicio permanece fija, ya que cuentan con 4 electrones en su última capa, encontrándose unidos por dichos electrones. Si inyectamos en la estructura cristalina estos elementos se produce un desequilibrio en el número de electrones, ya que estos elementos poseen 3 y 5 electrones en su última capa respectivamente. Esto provoca que haya electrones libres que no se encuentran unidos a ningún elemento, por lo que al incidir la radiación solar sobre los paneles, los electrones se mueven sobre la estructura generando energía eléctrica.

En lo referente a la energía eólica, esta consiste en aprovechar la energía cinética del viento para transformarla en energía eléctrica. Esto lo consigue a través de aerogeneradores, que se orientan frente al viento y mediante sus palas transforman esa energía del viento en energía mecánica haciendo rotar un eje. Este eje se encuentra a una caja multiplicadora, que a través de diversos engranajes y mecanismos aumenta el régimen de giro que recibe del giro de las palas del aerogenerador. De esta manera se generan las suficientes revoluciones para que a través de un generador que se encuentra conectado a la caja multiplicadora se produzca energía eléctrica.

Gracias al desarrollo de estas fuentes de energía en la actualidad en España en torno a un 40 % del total de la energía generada proviene de estas 2 fuentes. Esto no quiere decir que únicamente se dependa de estas fuentes renovables, sino que junto con el aporte de otros tipo de energía como la nuclear o las centrales de ciclo combinado se logra mantener el abastecimiento energético dependiendo no solo de una única fuente de energía, sino disponiendo de varias en función de la demanda y generación de energía del momento. De esta manera se logra una independencia no solo energética, sino de diferentes recursos materiales necesarios para la instalación de otras centrales energéticas.

Esto ha producido un éxodo poblacional desde las zonas menos desarrolladas económicamente (zonas rurales) hacia las zonas que han experimentado un mayor progreso (zonas más urbanas del país), provocando una desigualdad entre ambos núcleos poblaciones. Esta desigualdad se plasma en todos los aspectos de la vida cotidiana, como por ejemplo en el tipo de trabajo que se ejerce en cada zona (predominando el sector terciario en las ciudades y el secundario y primario en los pueblos), el tipo de economía consecuencia de la fuerte influencia de la agricultura y ganadería, además de los estilos de vida.

La industria energética ha sido testigo directo de esta evolución social, que en paralelo con el progreso tecnológico e innovador, ha ido generando energía cada vez más limpia y menos contaminante. Mientras que en la década de 1980 aproximadamente un 70% de la energía generada en España provenía de la quema de combustibles fósiles en centrales térmicas, en la actualidad más de las tres quintas partes de la energía generada en España es de origen renovable, ganando mucho protagonismo la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, mientras que tan solo un 15 % de la energía generada del mix tiene procedencia fósil.

Esta energía de origen renovable se consume en su mayoría en los grandes núcleos urbanos, logrando una disminución en la emisión de gases contaminantes, pero en las zonas rurales este desarrollo aún no ha llegado en la misma proporción. A día de hoy, en los núcleos urbanos tanto el consumo energético en general, como los consumos por calefacción tanto de hogares como de los diferentes establecimientos que la integran ha evolucionado desde calderas de gasoil, hasta calderas de gas natural y equipos eléctricos de calefacción.

Desgraciadamente este desarrollo energético no ha llegado a todos los núcleos poblacionales por igual, ya que en las zonas rurales aún se encuentran muy presentes las calderas de gasoil y otros combustibles de origen fósil para la calefacción de sus viviendas y establecimientos, así como la quema de diferentes tipos de gasóleos para el transporte y el trabajo agrícola y ganadero.

Esto lleva consigo la emisión de gases contaminantes, además de un aumento en los costes de vida en cuanto al consumo energético en estas zonas, ya que en su día a día dependen menos de la electricidad proveniente de la red eléctrica que, como se ha mencionado previamente proviene en su mayoría de las fuentes renovables, lo que facilita una disminución en el coste de la energía. Esto sumado a otras asuntos, como la falta de transporte que facilite la conexión con las grandes ciudades, la ausencia en muchos casos de centros de educación y salud, provoca que la mayoría de las personas emigren hacia las ciudades para paliar estas deficiencias del sistema.

A pesar de que más de la mitad de la energía que se genera en España es de origen renovable, estas fuentes cuentan con un inconveniente. Aunque dicha generación no implique la emisión de partículas contaminantes, tanto la energía eólica como la solar dependen de recursos algo volátiles (sol, viento). Esto implica que son energías no gestionables, es decir, que generan energía únicamente cuando haya recurso, siendo este un factor que no es controlable. Por ello en la actualidad surge la necesidad de almacenar dicha energía para suministrarla cuando sea necesario,

Hay múltiples líneas de investigación para lograr disponer de “reservas” de esta energía renovable. Desde baterías con gran capacidad fabricadas de sodio fundido, hasta el uso de nuevos vectores energéticos, como el amoníaco que sean capaces de captar esta energía en grandes cantidades para disponer de esta cuando sea necesario, abarcan las diferentes rutas de estudio en lo referente al almacenamiento energético. El vector más prometedor actualmente es el hidrógeno, que se puede obtener disociando una molécula de agua en dicho hidrógeno y oxígeno. Para separar la molécula de agua es necesario un aporte de energía, separando de esta manera el hidrógeno del oxígeno.

Observando la disponibilidad de los recursos existentes en las energías renovables, en estos momentos en los que, además de disponer de recurso se produzcan excedentes energéticos, se puede usar esta energía en la producción de “hidrógeno verde”.

De esta manera no se perdería energía en los momentos en los que se necesita, acumulándose para los períodos en los que la curva de carga de consumo lo requiera.

Esta terminología, “hidrógeno verde”, proviene del origen de dicho hidrógeno, considerándose “verde” al producirse a través del uso de energías que no emiten gases de efecto invernadero, contribuyendo a los planes de sostenibilidad del medio ambiente. Hay otras categorías en las que se clasifica el hidrógeno, desde el hidrógeno gris o marrón, que es el que proviene de energías no renovables tales como el gas natural, el petróleo o el carbón, hasta el hidrógeno azul y rosa, que provienen del reformado del gas natural con captura de CO₂ y de la energía nuclear, con la que se disocia la molécula de agua respectivamente.

La generación de energía eléctrica usando el hidrógeno se puede realizar de diferentes maneras. Estas tecnologías abarcan desde la quema con hidrógeno en motores de combustión, ya que posee un poder calorífico superior a los combustibles de procedencia fósil (12,306 Kwh/Kg de gasolina frente a 16,81 Kwh/Kg del hidrógeno), hasta su uso en pilas de combustible para la obtención directa de energía eléctrica a través de la electrolisis, donde se produce electricidad a través de un equilibrio redox, siendo el combustible el ánodo de la pila (donde se produce la oxidación), y el comburente el cátodo (donde se produce la reducción) .

Esta comparativa en términos de energía, junto a la nula generación de partículas ni componentes contaminantes, hacen que el uso de hidrógeno tanto como combustible como recurso que sea un factor a tener en cuenta en el futuro más próximo, siendo un elemento muy atractivo para la generación de energía eléctrica.

3-. OBJETIVOS

Para solucionar la actual situación se propone la instalación de un campo de placas fotovoltaicas que abastezcan de electricidad a las zonas rurales que se encuentran más aisladas que las grandes ciudades, además de utilizar un campo de aerogeneradores ya instalado en el caso de que no esté disponible el recurso solar.

Debido al carácter algo imprevisible de los recursos en los que se basa dicha instalación, se dispondrá de una planta de producción de hidrógeno verde, que producirá dicho vector energético en el caso en el que la demanda energética esté cubierta y la producción de energía sea en forma de excedentes.

Este hidrógeno se utilizará para la producción de energía eléctrica a través de una pila de combustible para suministrar electricidad en los momentos en los que no se disponga de recurso solar y eólico.

En primer lugar se elegirá el emplazamiento del campo fotovoltaico, además de fijar la población a la cual se va a suministrar dicha energía. Posteriormente se procederá al diseño y dimensionamiento del campo fotovoltaico, que debe ser capaz de asegurar el suministro de la población del estudio de demanda, como de generar hidrógeno con los excedentes energéticos para poder aportar energía cuando no se disponga de recurso solar y eólico.

En segundo lugar se mencionarán las características técnicas y el cálculo de la energía producida por el campo eólico que se encuentra ya construido, para posteriormente diseñar la planta de producción de hidrógeno verde,

Se expondrá un mes a modo de ejemplo para facilitar la comprensión del funcionamiento de la instalación, y se realizará un análisis económico, observando la inversión que es necesaria realizar para llevar a cabo dicha industria, y analizando su rentabilidad a largo plazo, aunque se destaca que no es el objetivo principal del proyecto, sino que es aportar energía renovable y barata a la zona rural de Campos del Paraíso, que será un factor determinante para el aumento de inversión de diferentes empresas, además de fomentar un éxodo poblacional de los grandes núcleos urbanos a los pueblos más deshabitados.

4-. SOLUCIÓN TÉCNICA

4.1-. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

A la hora de la elección de la ubicación del campo solar y de la planta de producción de hidrógeno es necesario tener una serie de factores en cuenta:

- 1). Proximidad a campo eólico para aumentar la independencia energética de la instalación.
- 2). Presencia de subestación eléctrica para distribuir la energía desde la instalación hacia los pueblos.
- 3). Cercanía a un caudal de agua para la producción de hidrógeno con los excedentes eléctricos de la instalación energética. Se encuentra un depósito de agua al norte del campo eólico.
- 4). Poseer una superficie lo suficientemente extensa para la instalación tanto de la potencia fotovoltaica necesaria para el abastecimiento energético de las zonas rurales, como para la implantación de la planta de producción de hidrógeno.

La parcela elegida para la instalación se ubica al sur del campo eólico de Campos del Paraíso ($39,978^\circ$ N ; $2,757^\circ$ W), en una parcela de aproximadamente 56,5 ha según se muestra en la Figura 1. Se destaca que en la misma parcela se procederá a la instalación tanto del campo fotovoltaico, como de la planta de hidrógeno.

Dicha parcela se encuentra muy próxima a la serranía de la zona, donde se encuentra el campo eólico que nos permitirá obtener una mayor independencia energética, al depender nuestra instalación no solo de una fuente, sino de dos.

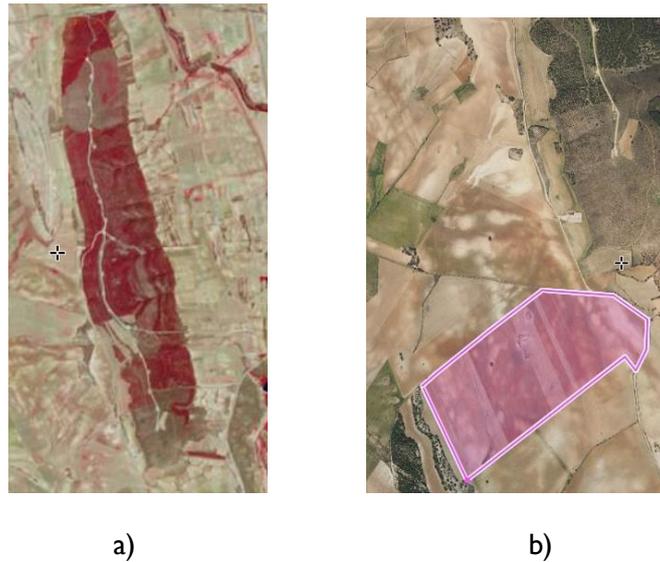


Figura 1: a) Campo eólico Campos del Paraíso, b) Parcela instalación campo solar y planta de hidrógeno

A continuación, se desarrollará tanto el diseño como la elección de los componentes que integrarán la instalación energética, tanto la producción de energía fotovoltaica y eólica, como la planta de producción de hidrógeno.

4.2 ESTUDIO DE DEMANDA

El objetivo del estudio es suministrar energéticamente a la población de Campos del Paraíso, así como otros pueblos que se encuentran a su alrededor. Dicha población se muestra en la Figura 2:

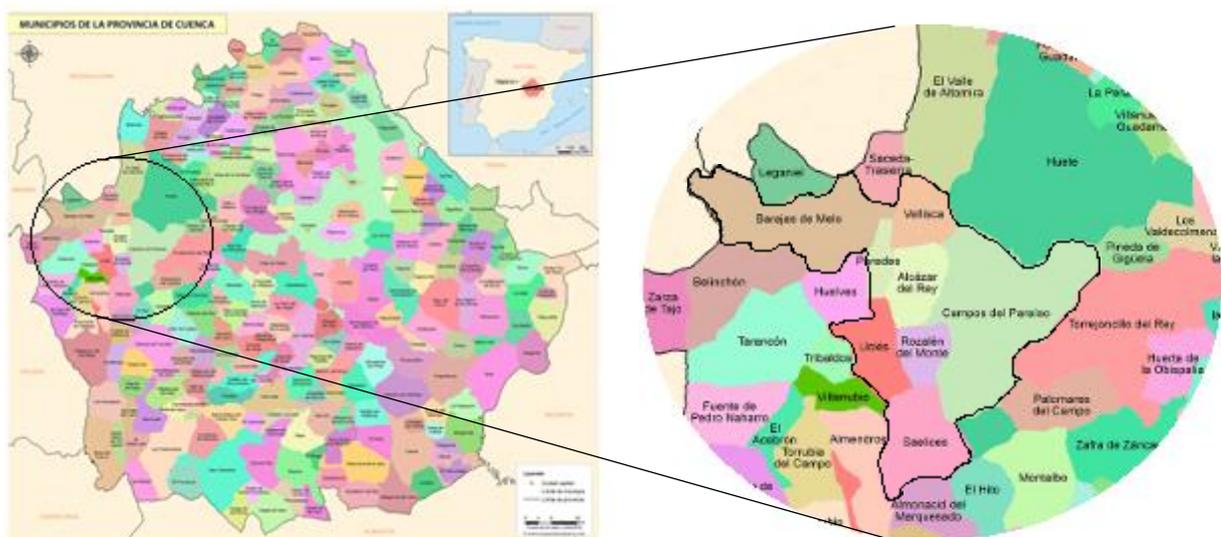


Figura 2: Población estudio demanda

Para saber exactamente la población a cubrir se obtienen del “INE” los siguientes datos de habitantes correspondientes a cada municipio.

- Barajas de Melo: 987 hab.
- Campos del Paraíso: 767 hab.
- Uclés: 223 hab.
- Paredes: 55 hab.
- Saelices: 505 hab.
- Alcázar del Rey: 137 hab.
- Rozalén del Monte: 58 hab.
- Vellisca: 114 hab.

La población total para suministrar es de 2846 habitantes. A continuación es necesario conocer el consumo energético de dicha población, para lo cual se realizará la siguiente estimación.

En primer lugar se obtiene el consumo energético total anual de la provincia de Cuenca. Dicho resultado se obtiene en euros, con un valor de 384.581.000€. Seguidamente se calculará el consumo por habitante, asumiendo un precio de la energía medio de 150 €/MWh:

$$\text{Consumo por habitante} \left(\frac{\text{MWh}}{\text{año habitante}} \right) = \frac{\text{Consumo} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right)}{\text{Precio energía} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right)} \cdot \frac{1}{\text{Población (habitantes)}} \quad (1)$$

Finalmente se obtiene un consumo medio de 1,20953 MWh anual por habitante. Por último se obtiene el consumo total anual para nuestra población mencionada en el estudio de demanda multiplicando el resultado de la ‘Ecuación 1’ por la población total, obteniéndose un consumo total de 3.560,167 MWh/año.

Seguidamente nos interesa conocer el consumo que se va a producir en cada hora del día por nuestra población. Para ello se divide el consumo total previamente calculado entre los meses del año y se realiza una estimación de consumo en función al mes del año, suponiendo que habrá un consumo mayor en los meses de invierno y un consumo menor en los meses de verano. Se llega a esta deducción observando las facturas de las compras de gasóleo para las calefacciones actuales en dichas zonas rurales, donde se observa que estas se realizan desde los meses de otoño-invierno (octubre-noviembre) hasta finalizar el invierno (marzo). Los consumos que se van a asociar a cada mes son los siguientes:

Tabla I: Consumos mensuales estimados

MES	CONSUMO (KWh)
ENERO	345.975
FEBRERO	330.848
MARZO	310.975
ABRIL	286.836
MAYO	269.654
JUNIO	257.238
JULIO	253.825
AGOSTO	255.878
SEPTIEMBRE	277.743
OCTUBRE	297.268
NOVIEMBRE	332.647
DICIEMBRE	341.273
TOTAL	3.560.160
MEDIA MENSUAL	296.680

Este será el consumo que se deberá cubrir a través del campo fotovoltaico y del campo eólico. En los momentos en los que se cubran dichos consumos y haya energía que no se aproveche en la población se destinará a la planta de producción de hidrógeno. En los períodos en los que no se disponga de recurso eólico o solar se utilizará una pila de combustible para producir energía eléctrica a través del hidrógeno previamente producido..

Para realizar un estudio más completo es necesario conocer el consumo por hora que es necesario cubrir. Para ello se recurrirá a una calculadora de perfiles, obtenida a través de la empresa WATIOTEC SL (Solprolux). Esto consiste en archivo Excel en el cual se inserta los consumos por mes y calcula los consumos por hora que se van a producir a lo largo del año (ANEXO I).

Estos consumos por hora serán los que tenga que cubrir nuestra instalación, detallándose esto en los siguientes puntos.

4.3 DIMENSIONAMIENTO CAMPO FOTOVOLTAICO

La instalación fotovoltaica se llevará a cabo en la parcela previamente descrita en el punto 2, pero no se utilizará en su totalidad para el campo solar. Se realizará una partición en dicha parcela tanto para el campo solar, como para la planta de producción de hidrógeno.



Figura 2: Fracción parcela campo fotovoltaico.

En esta parcela de 22,06 ha se planteará nuestro campo fotovoltaico que abastecerá energéticamente a nuestra población a estudio.

Dicha instalación solar constará de los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos, que aprovecharán la radiación solar incidente en ellos y producirán energía eléctrica en corriente continua. Se han elegido como modelo los módulos “ATERSA A-450M” cuyas características técnicas se detallan en bibliografía [1].
- Inversores “FRONIUS Tauro Eco 100-3P”, cuya función es convertir la corriente eléctrica producida en continua a alterna, así como suministrar dicha energía al voltaje de la red (380 V) características técnicas se detallan en bibliografía [2].

La parcela se dividirá en lazos/strings, que a su vez se dividirán en ramas con un número determinado de placas por rama. Cada lazo poseerá un inversor, de tal manera que es necesario saber el área ocupada por cada lazo, para lo que es necesario en primer lugar calcular el número de paneles por rama y el área que ocupa cada rama.

El rango de operación del inversor en cuanto al voltaje oscila entre 650 V (tensión de arranque) y 1000 V (tensión máxima), mientras que la intensidad de entrada no puede superar los 175 A, ya que a partir de este valor el inversor entrará en saturación, trabajando en condiciones no óptimas.

El voltaje máximo que generará nuestro lazo viene determinado por el número de placas que se asociarán en serie en cada rama. Cada placa genera un potencial máximo de 49,1 V, según ficha técnica del fabricante "ATERSA" [1], por lo que el voltaje de trabajo será dicho potencial por el número de placas que se combinarán en serie (20), resultando el voltaje máximo de la rama 982 V.

La intensidad máxima que se obtendrá en cada lazo dependerá de la suma de intensidades que generará cada rama. Por cada rama circulará una intensidad máxima de 11,6 A, según ficha técnica del fabricante "ATERSA" [1], por lo que la intensidad total que recibirá el inversor será el número de ramas que se ha fijado (15) por dicha intensidad máxima que circulará por cada rama, obteniéndose una intensidad máxima por lazo de 174 A.

Esto quiere decir que el inversor recibirá como máximo 982 V y 174 A. Estos valores se encuentran dentro de los rangos de operación, previamente mencionados, con los que nuestro lazo quedará definido con 20 paneles por rama y 15 ramas.

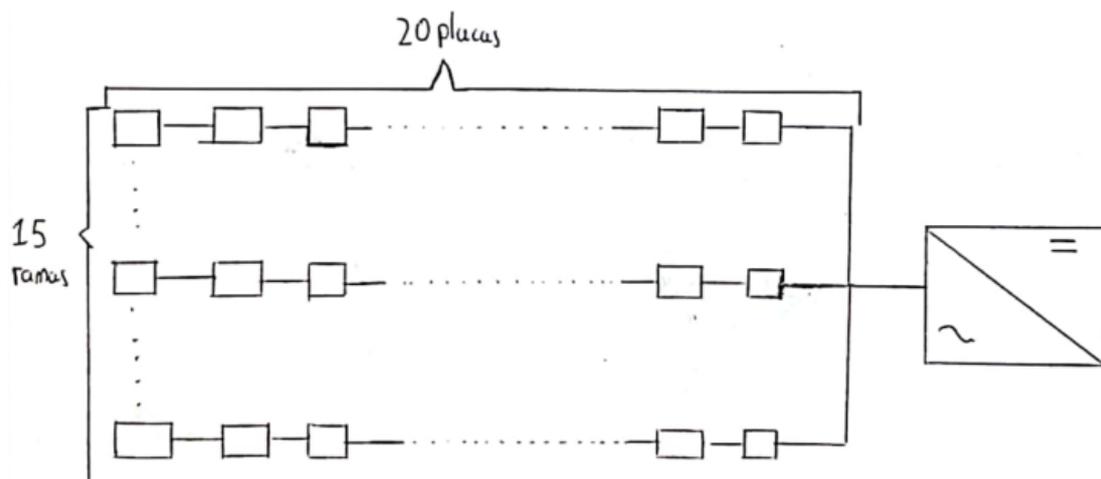


Figura 3: Esquema lazo instalación fotovoltaica

Seguidamente se debe conocer el número de lazos que caben en nuestra parcela. Para ello se procederá al cálculo del área que ocupa cada lazo para conocer el número de lazos de los que se dispondrá.

En primer lugar se calculará el área de 1 rama. Para ello es importante conocer no solo las dimensiones del panel, sino la sombra que proyectará cuando le incida la radiación.

Los paneles se colocarán en una disposición horizontal (2,094 mm x 1,038 mm), inclinados un determinado ángulo respecto a la horizontal (ver orientación pendiente). Dicho ángulo vendrá determinado por la latitud del emplazamiento ('θ') según la siguiente ecuación:

$$\beta = 3,7 + (0,69 \cdot \theta) = 3,7 + (0,69 \cdot 39,978) = 31,284^\circ$$

(Ecuación 5)

Se debe tener en cuenta tanto la pendiente del terreno como la orientación de la pendiente para conocer si es necesario o no de la instalación de una estructura que oriente el panel hacia el sol. Según datos del "SIGPAC" [3] la pendiente del terreno es del 6% (3,43 °). Este valor es una inclinación media que estima el "SIGPAC" de la parcela en cuestión, pero en la realidad la parcela no posee en toda su extensión esta inclinación. Cuenta con algunas irregularidades que se solucionaran a través de una estructura que levantará los paneles 0,5 m para que el campo fotovoltaico se adapte a la orografía del terreno. Esta estructura "Solarblock" se situará detrás del panel de la siguiente manera:



Figura 4: Estructura "Solarblock" paneles fotovoltaicos.

Otro factor importante a tener en cuenta es la distancia entre filas debe haber para evitar que los paneles se den sombra a sí mismos. Esta distancia ('d') depende en primer lugar del ángulo de inclinación previamente calculado, así como del ancho del panel ('h'), al colocarlos estos en disposición horizontal.

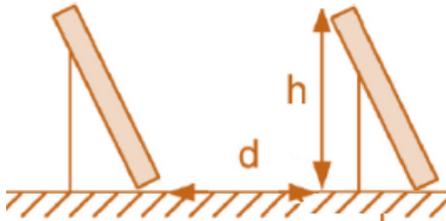


Figura 5: Esquema Disposición de los paneles

$$d \text{ (m)} = \frac{h \text{ (m)}}{\tan(61-\theta)} = \frac{(1,038 \text{ sen}(\beta)+0,5)}{\tan(61-\theta)} = 1,82 \text{ m}$$

(Ecuación 6)

Seguidamente se diseñará la distribución de los paneles en el terreno. Como previamente se ha mencionado, la estructura del campo fotovoltaico se dividirá en lazos, que a su vez estarán formados por 15 ramas con paneles conectados en serie cada una. Para calcular el número de lazos es necesario conocer el área que ocupan, para lo que primero es necesario calcular el área de cada rama.

$$\text{Área rama (m}^2\text{)} = \frac{\text{N}^\circ \text{ Placas}}{\text{rama}} \cdot (\text{Longitud panel} \cdot (\text{Altura panel} + \text{distancia entre ramas}))$$

$$\text{Área rama (m}^2\text{)} = \frac{20 \text{ Placas}}{\text{rama}} \cdot (2,094 \cdot (1,038 + 1,82)) \frac{\text{m}^2}{\text{placa}} = 119,693 \text{ m}^2$$

(Ecuación 7)

Conocida el área de una rama, sabiendo que cada lazo posee 15 ramas, el área que ocupará cada lazo es 1799,39 m². Teniendo en cuenta el área que ocupará el inversor se redondeará a 1800 m² (dimensiones en bibliografía). Observando la Figura 4, el área de la parcela en la que se dimensionará el campo fotovoltaico es 22,06 ha, ya que por lo que el número de lazos máximo que poseerá la instalación es la siguiente:

$$\text{N}^\circ \text{ Lazos máximo} = \text{Área campo (ha)} \cdot \left(\frac{10000 \text{ m}^2}{1 \text{ ha}}\right) \cdot \left(\frac{1 \text{ Lazo}}{1800 \text{ m}^2}\right) = 122,55 > 122 \text{ Lazos}$$

(Ecuación 8)

Estos 122 lazos equivaldrían a 36.600 placas, con una potencia pico de 16,47 MW. Esta instalación estaría sobredimensionada teniendo en cuenta que el consumo medio horario que se debe cubrir es de 0,412 MWh, por lo que se dimensionará una instalación de 37 lazos con 11.100 placas en total, que suman una potencia de instalación de 5 MW. A continuación se muestra una estimación de la producción anual de energía que tendría nuestra instalación utilizando el software “PVGIS” [4].

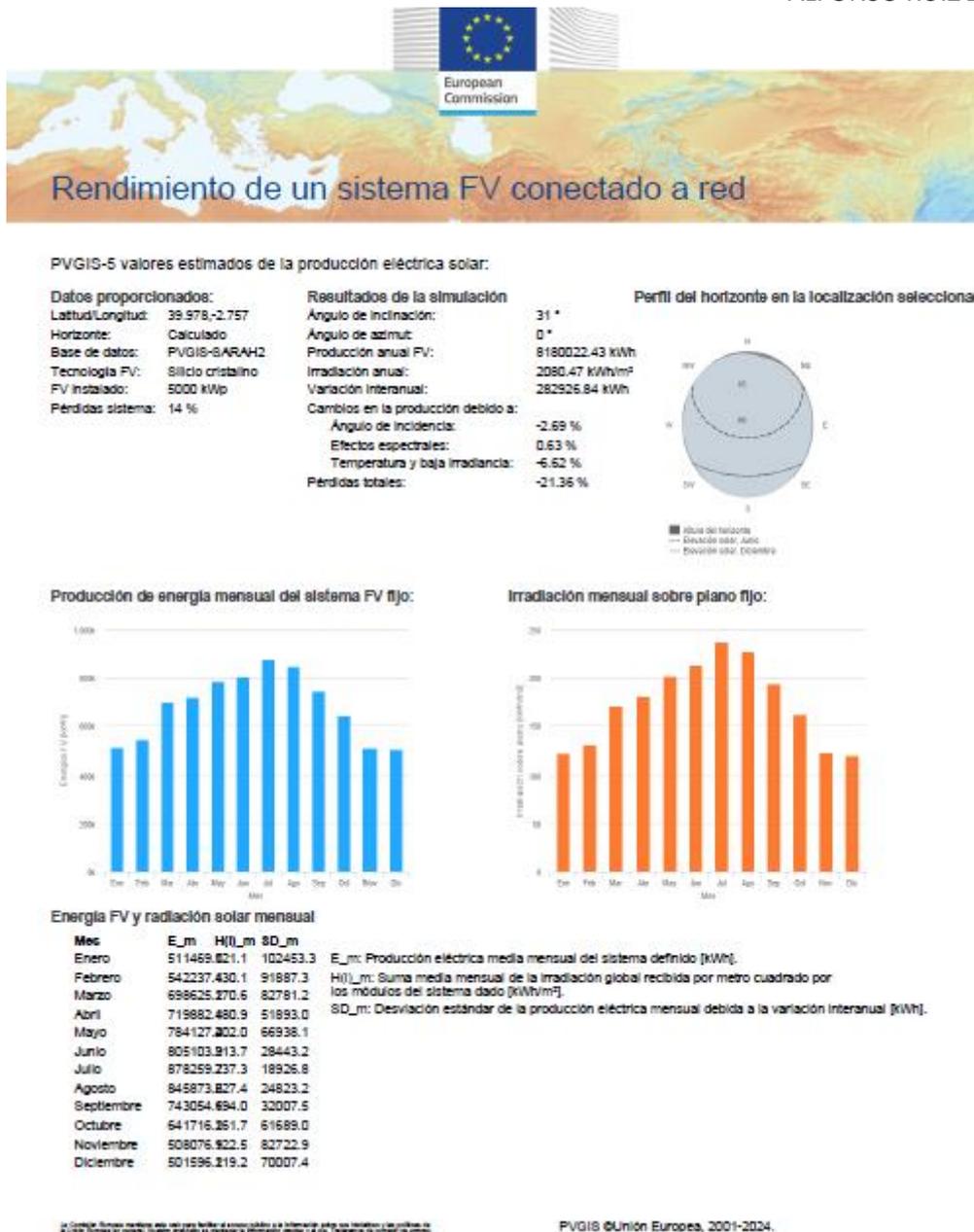


Figura 6: Estimación producción anual instalación fotovoltaica

Observando la “Figura 6” se estima que la instalación fotovoltaica de 5 MW producirá 8.180.022,43 kWh anuales, lo que se traduce en producción horaria media de 933,79 kWh. Realizando una media horaria del consumo mensual mostrado en la “Tabla I”, se obtiene un consumo medio horario de 412,05 kWh. Esto muestra que en los tramos horarios en los que haya recurso solar la instalación cubre de manera holgada la demanda energética de la población objeto de estudio, sobrando energía para la producción de hidrógeno.

Se destaca que hay tramos horarios en los que nuestra instalación no producirá energía, utilizándose hidrógeno a través de una pila de combustible para la obtención de energía eléctrica.

Por este motivo la instalación fotovoltaica se sobredimensionará en comparación con el consumo de los habitantes previamente mostrado para que en los períodos en los que se disponga de recurso solar se utilice la energía, en primer lugar para cubrir el consumo de la población y posteriormente cubrir el consumo de la planta de producción de hidrógeno verde.

4.4 CAMPO EÓLICO

Como se ha mencionado previamente, para que la instalación adquiera más funcionalidad y no dependa de una única fuente de energía, en los momentos en los que no se disponga de recurso solar (meses de invierno) se producirá esa energía necesaria del campo eólico situado en la sierra de Campos del Paraíso, cerca de nuestra instalación fotovoltaica.

Dicho campo eólico consta de 19 aerogeneradores Gamesa G90 de 2 MW de potencia cada uno [6], conectado cada uno a una subestación eléctrica que distribuye la energía a la red. Para nuestro proyecto no se utilizará la energía de todo el campo, sino que se recurrirán a un número determinado de aerogeneradores para suplir la demanda en un tramo horario.

Estos aerogeneradores únicamente producirán energía cuando el viento lleve unas velocidades dentro del intervalo 3-21 m/s. Esto indica que a velocidades menores de 3 m/s las palas del aerogenerador no rotarán, mientras que para velocidades mayores de 21 m/s el aerogenerador variará el ángulo de las palas a través de su sistema de pitch y en casos muy extremos se activarán medidas de emergencia que frenarán la rotación del aerogenerador.

La energía que producirá un aerogenerador depende de tanto la velocidad (v) como la densidad (ρ) del viento que dependerá de la climatología del momento.

También depende del área del círculo que abarca el giro de las palas. Estas miden 45 m de longitud, de tal manera que en su giro resulta un círculo de 90 m de diámetro, resultando un área total de barrido de 6362 m².

Para el cálculo de la energía que producirá un aerogenerador se recurre a la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot v^3$$

(Ecuación 19)

Esta energía también depende de un “coeficiente de potencia” que mide la energía que es capaz de captar el aerogenerador de la corriente de aire. Este factor se calcula con los valores de la curva de potencia del aerogenerador, y con la energía que produce el viento.

$$C_p = \frac{P_0}{P} = \frac{P_0}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot v^3}$$

(Ecuación 20)

Al disponer de la curva de potencia del modelo de aerogenerador clase III [7], ya que funciona para velocidades inferiores a 7,5 m/s, no es necesario conocer dicho factor de potencia. Para conocer los datos de viento se recurrirá a la estación meteorológica de Alcázar del Rey, donde se dispone con los datos históricos de viento de los años 2019 y 2020, que serán los años en los que realizaremos los cálculos de nuestra instalación solar-eólica. En este registro se obtiene en tramos horarios la velocidad del viento, así como la humedad de este. Dichos datos se consiguen a través del enlace de la estación meteorológica mostrado en bibliografía.

Para conocer la densidad del viento se recurrirá al software “DAIKIN” diagrama psicrométrico, que a través de la humedad relativa del aire y la densidad interpolada con las curvas del modelo de aerogenerador permitirá obtener un valor exacto para dicha densidad. Estos datos se obtendrán a través de la curvas de potencia de aerogenerador, mostrados en bibliografía, además del enlace al dicho software DAIKIN también mostrado.

4.5 DIMENSIONAMIENTO PLANTA DE PRODUCCIÓN DE H₂

En los momentos en los que se aporte un extra de energía por encima de la demanda, se aprovechará para producir hidrógeno. Dicha energía se suministrará a la planta de hidrógeno para su obtención y uso como combustible para una pila en el caso de que sea necesaria energía y no haya ni recurso solar ni eólico.

El hidrógeno se obtendrá a través del aporte eléctrico previamente mencionado y de un suministro de agua del depósito que se encuentra en el extremo contrario del parque eólico. Con esa energía se descompondrá el agua, obteniéndose el hidrógeno:



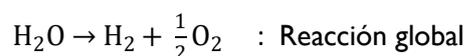
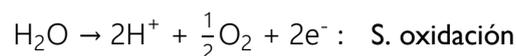
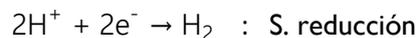
(Ecuación 10)

Dicha reacción es endotérmica, requiriendo esta de un aporte de energía para romper la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno y que se produzca dicha reacción.

El hidrógeno producido se almacenará en diferentes tanques a la presión de salida de los electrolizadores (40 bar), para que, cuando se necesite energía, este se queme en una pila de combustible y se suministre la energía eléctrica que se necesite.

El equipo que se va a usar en la planta es el siguiente:

- **Electrolizador:** Permite obtener hidrógeno a través de la “electrolisis”, funcionando como una pila electroquímica, en la que se descompone la molécula de agua usando como fuente de energía para ello la energía eléctrica, en oxígeno e hidrógeno. Las reacciones que se llevan a cabo son las siguientes:



En función de la temperatura a la que se produzca la electrolisis y al tipo de electrolito empleado se diferencian varios tipos de electrolizadores.

Por sus características, se ha elegido un electrolizador tipo 'PEM' (membrana de intercambio de protones), que usan una membrana a través de la cual se intercambian los protones del proceso "REDOX" del agua y un electrolito formándose una pila electrolítica. Al aplicarle energía eléctrica, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno, moviéndose los protones al cátodo de la pila.

Para que el dispositivo pueda llevar a cabo dichas reacciones es necesario que el agua que llega del depósito este limpia de agentes minerales, como el sodio y el potasio.

Para ello, previo al electrolizador se instalará un sistema de tratamiento de agua, que nos permitirá obtener agua desionizada, apta para evitar que acumulaciones de sales en las partes del electrolizador y que impidan su funcionamiento.

El electrolizador consta de unas celdas electroquímicas dispuestas en serie, que es donde se produce el equilibrio REDOX previamente mencionado. Dichas celdas están formadas por :

- Membrana polimérica: Malla que permite el paso de protones del ánodo de la celda al cátodo de la celda, donde se produce el hidrógeno.
- Catalizadores: Elementos que permiten aumentar la velocidad de la reacción. Se utilizan 2, uno para el cátodo y el ánodo de la celda. En el caso del cátodo se utiliza elementos base platino, mientras que en el ánodo se utiliza iridio. Se depositan sobre la membrana a través de un aerosol que los emite en estado líquido sobre la capa porosa de transporte.
- Capa de transporte porosa: Fabricada de titanio, permite el transporte de agua desde las placas bipolares hasta los catalizadores, además del tránsito de los gases desde los catalizadores a la placa bipolar.
- Placas bipolares: Formadas por titanio de grado 2, con una elevada resistencia a la corrosión y conductividad, facilita el aporte de agua y electricidad del resto de la planta a la celda. Los problemas en los materiales empleados tanto en el lado del ánodo, como en el del cátodo son similares a los que se producen en la capa de transporte porosa.

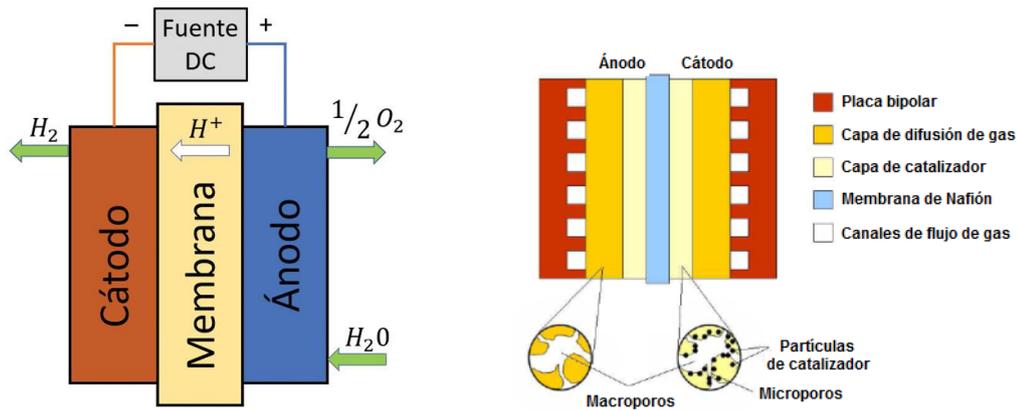


Figura 7: Funcionamiento y componentes electrolizador tipo PEM.

Además del oxígeno e hidrógeno obtenidos, también se obtendrá un caudal de agua, ya que el rendimiento de la máquina no es del 100%, que se recirculará al electrolizador.

El oxígeno producido se utilizará posteriormente en la pila de combustible de hidrógeno para la producción de energía eléctrica.

En nuestra instalación se utilizaran 3 electrolizadores [8], siendo cada uno de potencia alta, media y baja para ganar flexibilidad y versatilidad con la energía producida tanto por el campo fotovoltaico, como por el campo eólico.

- Tanques de hidrógeno: Almacenamiento del hidrógeno producido en el electrolizador a la presión de salida de este. Los electrolizadores producen a una presión máxima de 40 bar, siendo esta la presión máxima de almacenamiento de los tanques Lapesa [9]. Por este motivo no es necesario el uso de compresores que adapte la presión de salida del electrolizador con la presión de los depósitos.
- Botellas de oxígeno: Almacenamiento del oxígeno producido en el electrolizador a una presión de 200 bar [10]. Los electrolizadores producen hidrógeno y oxígeno a una presión máxima de 40 bar, siendo necesario el uso de compresores de oxígeno para almacenar dicho oxígeno a la presión previamente mencionada.

Esta diferencia de presiones entre el almacenamiento de oxígeno y de hidrógeno deriva del volumen que van a ocupar ambos componentes. El oxígeno a 200 bar en botellas de 50 L pueden almacenar 71,45 Kg de O₂, mientras que los depósitos de hidrógeno son a menor presión (40 bar), ocupando un espacio mayor 200 m³.

- Compresor de oxígeno: Aumentan la presión de salida del oxígeno que se produce en el electrolizador a la presión de las botellas en las que se van a almacenar, pasando de 40 a 200 bar [11].

- Pila de combustible: Producción de energía eléctrica a través del hidrógeno producido con los excedentes eléctricos. El funcionamiento es inverso a las celdas electroquímicas que poseen los electrolizadores, donde el equilibrio redox que se produce es la formación de agua, haciendo reaccionar el hidrógeno previamente mencionado con oxígeno, obteniendo como productos agua y energía eléctrica. [12]

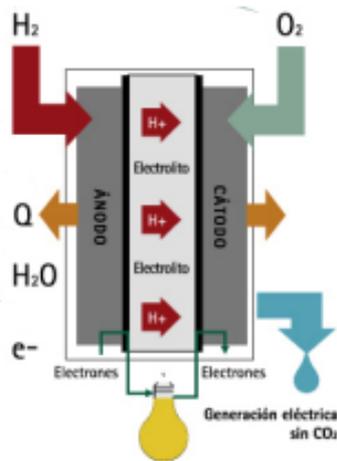


Figura 8: Funcionamiento pila de hidrógeno

4.6 IMPLEMENTACION INSTALACION

A continuación se mostrará el funcionamiento de la instalación conjunta en su totalidad, dividiéndola en las siguientes partes:

- 1-. Generación de energía a través del campo solar y eólico.
- 2-. Balance energético entre la generación de energía y el consumo de los habitantes de nuestra población de estudio.
- 3-. Producción de hidrógeno.
- 4-. Generación de electricidad cuando no haya abastecimiento a través de los campos solar y eólico.

Para tener un análisis conjunto de todas las partes que integran nuestra instalación, se mostrarán los cálculos realizados para el mes de enero del año 2019, realizándose de la misma manera para el resto de meses que integran el año

4.6.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA

Como se ha mencionado en los epígrafes anteriores, la producción de energía se realizará a través del campo fotovoltaico previamente dimensionado y del campo eólico que se encuentra en las inmediaciones de nuestra parcela.

En primer lugar se explicará la producción del campo fotovoltaico. Dicha instalación recibirá en cada hora una cantidad de radiación por unidad de superficie (Irradiancia global) que se aprovechará para producir energía eléctrica a través de las 11.100 placas.

La obtención de los datos horarios de irradiación global se obtendrán a través de "PVGIS", cogiéndose el día 15 como día representativo de cada mes. Seguidamente la energía que producirá la instalación se calculará de la siguiente manera:

$$\text{Energía producida (kWh)} = \text{Irradiación global} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right) \cdot \text{Área placas (m}^2) \cdot \text{Eficiencia módulos}$$

(Ecuación 11)

Las características técnicas del módulo se detallan en bibliografía, donde podemos calcular que el área de una placa es 2,173 m², de tal manera que al poseer 11.100 placas, se dispone de un área de producción de 24.126,95 m² (aproximadamente 2,5 ha).

También es importante conocer la eficiencia de la placa, ya que el módulo no es capaz de aprovechar toda la irradiación global que recibe para producir energía eléctrica. Dicho valor según su ficha técnica es del 20,7%.

A continuación se muestra la generación eléctrica de nuestra instalación fotovoltaica para el mes de enero:

Tabla 2: Producción horaria campo fotovoltaico en enero

ENERO	IRRADIANCIA GLOBAL (Wh/m ²)	GENERACION CAMPO SOLAR (Wh)	GENERACION CAMPO SOLAR (KWh)	GENERACION CAMPO SOLAR (MWh)
0:10	0,00	0,00	0,00	0,000
1:10	0,00	0,00	0,00	0,000
2:10	0,00	0,00	0,00	0,000
3:10	0,00	0,00	0,00	0,000
4:10	0,00	0,00	0,00	0,000
5:10	0,00	0,00	0,00	0,000
6:10	0,00	0,00	0,00	0,000
7:10	0,00	0,00	0,00	0,000
8:10	118,30	590.815,80	590,82	0,591
9:10	435,56	2.175.280,89	2.175,28	2,175
10:10	595,39	2.973.506,49	2.973,51	2,974
11:10	690,41	3.448.056,93	3.448,06	3,448
12:10	726,13	3.626.450,34	3.626,45	3,626
13:10	719,89	3.595.286,43	3.595,29	3,595
14:10	650,70	3.249.736,60	3.249,74	3,250
15:10	569,38	2.843.606,92	2.843,61	2,844
16:10	266,04	1.328.661,33	1.328,66	1,329
17:10	0,00	0,00	0,00	0,000
18:10	0,00	0,00	0,00	0,000
19:10	0,00	0,00	0,00	0,000
20:10	0,00	0,00	0,00	0,000
21:10	0,00	0,00	0,00	0,000
22:10	0,00	0,00	0,00	0,000
23:10	0,00	0,00	0,00	0,000

En segundo lugar se obtendrá la producción del campo eólico en los mismos tramos horarios. Para ello se recurrirá a los datos de la estación meteorológica situada en Alcázar del Rey, de la que se obtendrá tanto la velocidad de la corriente de aire, como su densidad y dirección.

A través de las ecuaciones 19 y 20 se calculará la energía que es capaz de producir un aerogenerador de nuestro campo eólico. Para maximizar la producción de la instalación, en cada tramo horario en el que haya recurso eólico se requerirá de un determinado número de aerogeneradores. Esto es posible gracias a que cada aerogenerador posee un generador que produce energía eléctrica y la envía a un transformador que suministrará dicha energía al voltaje de la red.

Tabla 3: Producción campo eólico para mes de enero

ENERO	GENERACION CAMPO EOLICO (KWh) 6 Aerogeneradores
0:10	0,000
1:10	0,000
2:10	897,726
3:10	689,381
4:10	0,000
5:10	0,000
6:10	0,000
7:10	0,000
8:10	0,000
9:10	696,502
10:10	828,062
11:10	1031,152
12:10	1314,700
13:10	980,738
14:10	744,280
15:10	1704,276
16:10	1591,722
17:10	1143,373
18:10	997,434
19:10	0,000
20:10	0,000
21:10	0,000
22:10	0,000
23:10	0,000

Para mantener nuestra instalación en funcionamiento maximizando tanto la producción de energía para nuestra población de estudio, como para la producción de hidrógeno con los excedentes disponibles que se produzcan se necesitarán en enero 6 aerogeneradores para mantener positivo el balance energético.

No se necesitarán siempre estos 6, sino que como podemos observar en la “Tabla 3”, en las horas centrales del día en las que nuestro campo fotovoltaico producirá más energía, se necesitarán menos aerogeneradores para mantener el balance de energía positivo.

En nuestro caso, en este tramo horario (destacado en la Tabla 3) se necesitará únicamente 1 aerogenerador.

4.6.2 BALANCE ENERGÉTICO GENERACIÓN INSTALACION-CONSUMO HABITANTES Y PLANTA DE HIDRÓGENO

Conocida la producción de nuestra instalación mixta solar-eólica, es necesario obtener los consumos horarios a los que se va a destinar dicha producción. Para ello se obtendrá el consumo horario de nuestra población de estudio (ver punto 3.1) y en los tramos en los que dicha demanda esté cubierta se mandarían estos excedentes a la planta de producción de hidrógeno.

A continuación se muestra el balance horario entre la producción y el consumo tanto para los habitantes de nuestro estudio, como para la planta de producción de hidrógeno del mes de enero. Se ha escogido como día representativo de cada mes los días 15, para tener un estudio compensado y en caso de cometer errores en las estimaciones que sea un error constante al fijar el mismo día para realizar dicho balance:

Tabla 4: Balance energético generación solar-eólica con consumo población y consumo de la planta

ENERO	GENERACION CAMPO SOLAR (KWh)	GENERACION CAMPO EOLICO 6 Aerogeneradores (KWh)	CONSUMO HABITANTES (KWh)	CONSUMO PLANTA (KWh)
0:10	0,00	0,000	399,932	-399,932
1:10	0,00	0,000	316,535	-316,535
2:10	0,00	897,726	276,215	621,511
3:10	0,00	689,381	258,520	430,861
4:10	0,00	0,000	253,051	-253,051
5:10	0,00	0,000	262,141	-262,141
6:10	0,00	0,000	308,163	-308,163
7:10	0,00	0,000	422,552	-422,552
8:10	590,82	0,000	525,472	65,343
9:10	2.175,28	696,502	590,118	2.281,665
10:10	2.973,51	828,062	647,691	3.153,877
11:10	3.448,06	1.031,152	657,105	3.822,104
12:10	3.626,45	1.314,700	659,827	4.281,323
13:10	3.595,29	980,738	671,687	3.904,337
14:10	3.249,74	744,280	642,370	3.351,646
15:10	2.843,61	1.704,276	613,261	3.934,622
16:10	1.328,66	1.591,722	611,998	2.308,385
17:10	0,00	1.143,373	644,619	498,754
18:10	0,00	997,434	707,796	289,638
19:10	0,00	0,000	752,715	-752,715
20:10	0,00	0,000	773,406	-773,406
21:10	0,00	0,000	758,810	-758,810
22:10	0,00	0,000	664,375	-664,375
23:10	0,00	0,000	533,671	-533,671

Como se puede observar en la “Tabla 4” hay tramos horarios en los que la instalación eólica-solar en los que no se puede asegurar el suministro energético para la población. En estos períodos se recurrirá a un “stack” de pilas de hidrógeno que suministrar la energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda. Este hidrógeno se producirá a través de una serie de electrolizadores, gracias a los excedentes energéticos que se generan cuando la demanda energética ya se encuentra asegurada.

El hidrógeno se almacenará en tanques de gran volumen para su posterior combustión a través de las pilas de hidrógeno.

Para la producción de hidrógeno se utilizarán 3 electrolizadores, uno de baja potencia (0,3922 MW), de media (0,515 MW) y uno de alta (4,080 MW). Se maximizará la producción de dichos electrolizadores para que el hidrógeno generado sea el máximo posible y que se aproveche la máxima cantidad de energía generada por la instalación.

Evidentemente es imposible aprovechar toda la energía de los excedentes para la producción de hidrógeno. Esta energía se verterá a red, produciendo un beneficio económico para la instalación que provocará que su rentabilidad se alcance antes.

Como se ha mencionado previamente, en los tramos horarios en los que no se produzca energía a través del recurso solar o eólico se producirá energía a través de la electrolisis del hidrógeno a través de un “stack” de 70 pilas de hidrógeno. Como excepción en el mes de enero se utilizarán 2 “stacks” debido al bajo recurso solar y eólico que había disponible.

Se realizará también un balance neto de cada mes entre la producción y consumo de hidrógeno y oxígeno, mostrado en la “Tabla 5”. Dicho balance será siempre positivo, con ligeras variaciones entre los meses con menos horas de sol (desde noviembre hasta marzo), siendo necesario en estos meses recurrir a una serie de aerogeneradores del campo eólico, mientras que en el resto de meses (desde abril hasta octubre) donde hay más horas de sol (desde marzo hasta octubre), aumentará la producción del campo fotovoltaico, produciéndose también un balance tanto de oxígeno como de hidrógeno más positivo, sin necesidad de recurrir al campo eólico.

De esta manera se mantendrá cubierta la demanda energética de los días previamente mencionados (los días 15 de cada mes) de los habitantes tanto de día a través del campo fotovoltaico, como en la noche, donde se recurrirá al hidrógeno producido en los tramos donde se cubre la demanda energética de los habitantes y con los excedentes se mantiene la producción de hidrógeno. Estos hechos se muestran en la “Tabla 6”.

Tabla 5: Producción de hidrógeno de la planta

ENERO	CONSUMO PARA PLANTA (MWh)	RANGO FUNCIONAMIENTO ELECTROLIZADOR 1	CONSUMO ELECTROLIZADOR 1 (MWh)	RANGO FUNCIONAMIENTO ELECTROLIZADOR 2	CONSUMO ELECTROLIZADOR 2 (MWh)	RANGO FUNCIONAMIENTO ELECTROLIZADOR 3	CONSUMO ELECTROLIZADOR 3 (MWh)	PRODUCCIÓN HIDRÓGENO (Kg)
0:10	-0,400	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
1:10	-0,317	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
2:10	0,622	0,10	0,413	0,30	0,155	0,100	0,033	10,476
3:10	0,431	0,10	0,413	0,00	0,000	0,000	0,000	7,192
4:10	-0,253	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
5:10	-0,262	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
6:10	-0,308	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
7:10	-0,423	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
8:10	0,065	0,00	0,000	0,10	0,052	0,000	0,000	0,896
9:10	2,282	0,50	2,065	0,30	0,155	0,100	0,000	39,244
10:10	3,154	0,70	2,891	0,40	0,206	0,000	0,000	53,928
11:10	3,822	0,90	3,717	0,10	0,052	0,000	0,000	65,624
12:10	4,281	1,00	4,130	0,20	0,103	0,000	0,033	73,712
13:10	3,904	0,90	3,717	0,30	0,155	0,000	0,000	67,416
14:10	3,352	0,80	3,304	0,00	0,000	0,000	0,033	57,536
15:10	3,935	0,90	3,717	0,30	0,155	0,000	0,000	67,416
16:10	2,308	0,50	2,065	0,40	0,206	0,000	0,033	39,544
17:10	0,499	0,10	0,413	0,10	0,052	0,000	0,033	8,088
18:10	0,290	0,00	0,000	0,50	0,258	0,000	0,000	4,48
19:10	-0,753	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
20:10	-0,773	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
21:10	-0,759	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
22:10	-0,664	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
23:10	-0,534	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0
HIDRÓGENO TOTAL (Kg)								495,55

Tabla 6: Balance energético instalación-demanda con producción electricidad a través de pilas de hidrógeno.

ENERO	Rango funcionamiento compresor	Consumo compresor (MWh)	Generación oxígeno (Kg)	Rango funcionamiento pila 1	Consumo H ₂ pila 1 (Kg/h)	Rango funcionamiento pila 2	Consumo H ₂ pila 2 (Kg/h)	Producción eléctrica (MW)	Consumo O ₂ pila 1 (Kg/h)	Consumo O ₂ pila 2 (Kg/h)
0:10	0,000	0,000	0	0,600	35,910	0,000	0,000	0,403	287,28	0
1:10	0,000	0,000	0	0,480	28,728	0,000	0,000	0,323	229,824	0
2:10	1,466	0,005	83,808	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0
3:10	1,007	0,003	57,536	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0
4:10	0,000	0,000	0	0,380	22,743	0,000	0,000	0,255	181,944	0
5:10	0,000	0,000	0	0,390	23,342	0,000	0,000	0,262	186,732	0
6:10	0,000	0,000	0	0,460	27,531	0,000	0,000	0,309	220,248	0
7:10	0,000	0,000	0	0,630	37,706	0,000	0,000	0,423	301,644	0
8:10	0,125	0,000	7,168	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
9:10	5,493	0,018	313,952	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
10:10	7,548	0,024	431,424	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
11:10	9,185	0,029	524,992	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
12:10	10,317	0,033	589,696	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
13:10	9,435	0,030	539,328	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
14:10	8,053	0,026	460,288	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
15:10	9,435	0,030	539,328	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
16:10	5,534	0,018	316,352	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
17:10	1,132	0,004	64,704	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
18:10	0,627	0,002	35,84	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0	0
19:10	0,000	0,000	0	0,560	33,516	0,560	33,52	0,753	268,128	268,128
20:10	0,000	0,000	0	0,580	34,713	0,580	34,71	0,780	277,704	277,704
21:10	0,000	0,000	0	0,570	34,115	0,560	33,52	0,759	272,916	268,128
22:10	0,000	0,000	0	0,500	29,925	0,490	29,33	0,665	239,4	234,612
23:10	0,000	0,000	0	0,800	47,880	0,000	0,00	0,538	383,04	0

4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este apartado se estudiará la viabilidad económica para llevar a cabo el proyecto. Para ello se realizará un análisis de rentabilidad temporal durante las etapas de construcción y operación.

La primera etapa es la etapa de Ejecución, se estima en 3 años, teniendo en cuenta la instalación de la planta fotovoltaica (placas, inversor y cableado) y de la planta de hidrógeno, además de realizándose las principales inversiones de la planta en su conjunto. En este período no se produce ningún tipo de beneficio en forma de venta tanto de excedentes de energía como de hidrógeno, por lo que los flujos de caja son negativos.

La segunda etapa es la de Operación, que se estima en 25 años, ya que las garantías de fabricante de los diferentes equipos que integran la planta de hidrógeno, como los módulos fotovoltaicos que marcan el tiempo de operación, debido que a los 15 años pierden un 10% el rendimiento total de fábrica y a partir de los 25 años pierde casi un 25% el rendimiento desde los valores iniciales. Es por ello por lo que se ha determinado 25 años como tiempo operacional para no realizar una sustitución total de equipos de la planta.

En este periodo de Operación se generan los beneficios en forma de venta de excedentes de energía y de producción de hidrógeno. A partir de aquí es cuando se comienza a tener flujos de caja positivos, produciendo una rentabilidad en el proyecto.

A continuación, se explica cada una de las partidas del análisis de rentabilidad tenidas en cuenta:

➤ Inmovilizado (I)

En este apartado se hace referencia a la inversión inicial de equipos y materiales empleados tanto en la planta de hidrógeno como en la instalación fotovoltaica.

Los precios se muestran en la Tabla I del anexo II, obteniéndose un coste total de 17.584.346,81 €.

Conocido el coste total de los equipos, para obtener el valor total del inmovilizado del proyecto en su totalidad se utilizará el método de los porcentajes, que calcula el resto de partidas del proyecto en base al coste total de los equipos. Estas partidas se muestran en la Tabla 2 del anexo II, siendo el coste total del proyecto 113.999.320,37 €.

Este capital se invertirá en los 3 primeros años del proyecto, en la fase de Ejecución, dividido en un 40% el primer año y un 30 % en el segundo y tercer año.

Tabla 5: Distribución Inmovilizado en años de Ejecución

Inmovilizado (€)	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
113.999.320,37	45.599.728,15	34.199.796,11	34.199.796,11

Se parte de una inversión inicial de 113.999.320,17 €, pero debido a la construcción de este tipo de proyectos de generación de energía limpia, sin emisión de contaminantes y sostenible, la Unión Europea ofrece una serie de ayudas que pretenden impulsar este tipo de proyectos para relanzar la economía debido al impacto global que ha generado el COVID-19 y plantear un cambio en el plano climático y en la sostenibilidad.

Estas ayudas se engloban en los “Fondos Next Generation” [13], donde dependiendo del tipo de proyecto, financian una parte del proyecto a fondo perdido para promover estos proyectos que mejoren la sostenibilidad del medio ambiente. El tipo de instalación es un aplicación estacionaria innovadora, ya que apenas se encuentran proyectos que sumen la energía solar con la eólica, lo que combinado con la tecnología de la electrolisis provoca que sea una industria nueva.

La empresa que contrate esta ayuda se considerará mediana, ya que no es necesario más de 250 personas para el mantenimiento de la instalación, por lo que la ayuda a fondo perdido será del 40 %.

Actuaciones	% Ayuda gran empresa (aplicable sobre el coste subvencionable)	% Ayuda mediana empresa (aplicable sobre el coste subvencionable)	% Ayuda pequeña empresa (aplicable sobre el coste subvencionable)
Instalación renovable dedicada a la producción de hidrógeno (Opción 1)	15%	25%	35%
Infraestructura de producción de hidrógeno renovable (excluida la planta de EERR)	40%	50%	60%
Infraestructura logística dedicada (compresión/transporte y distribución 1) (1 Excluidas la inyección en la red existente de gas y el "retrofitting/repurposing" de la misma.)	40%	50%	60%
Adaptaciones o nuevos equipos de consumo de hidrógeno renovable (uso térmico industrial)	35%	45%	55%
Estaciones de suministro de hidrógeno renovable	35%	45%	55%
Vehículos de hidrógeno (diferentes a los listados a continuación)	35%	45%	55%
Aplicaciones estacionarias innovadoras	30%	40%	50%

Figura 1: Ayudas fondos NEXT GENERATION proyectos hidrógeno verde.

Al ser el inmovilizado un 60 % del calculado, ya que la ayuda es a fondo perdido, el valor teniendo en cuenta la ayuda sería de 65.636.039,20 €, distribuyéndose de la misma manera que sin la ayuda.

Tabla 6: Distribución Inmovilizado en años de ejecución con ayuda fondos NEXT GENERATION

Importe ayuda	45.599.728,15 €	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Inmovilizado a cubrir	68.399.592,22 €	27.359.836,89 €	20.519.877,67 €	20.519.877,67 €

➤ Capital Circulante (T)

Este apartado hace referencia al conjunto de bienes necesarios para mantener el ciclo productivo, para este caso se ha estimado un valor equivalente a un año del consumo eléctrico tanto para la planta como para la población.

Sumando tanto los consumos de la planta de producción de hidrógeno, como el consumo de la población se obtienen los siguientes valores:

Tabla 7: Consumos totales mensuales

CONSUMOS MENSUALES (MW)	
ENERO	1.266,16
FEBRERO	1.221,54
MARZO	1.416,24
ABRIL	1.164,65
MAYO	1.092,18
JUNIO	949,05
JULIO	1.006,94
AGOSTO	970,61
SEPTIEMBRE	1.034,99
OCTUBRE	1.036,01
NOVIEMBRE	1.447,05
DICIEMBRE	1.128,86
TOTAL	13.734,27

Teniendo en cuenta que el valor del consumo eléctrico en un año es de 13.734,27 MWh y que el precio del megavatio hora en España se toma de media 150 €, al realizar el cálculo se obtiene un valor de 2.060.140,58€.

Este importe solamente se tendrá en cuenta durante el último año de ejecución y el último año de construcción.

➤ Fondos Invertidos (FI)

Este apartado recoge los costes totales de cada año, es decir la suma del Inmovilizado (I) y del Capital Circulante (T) en cada año de la fase de Ejecución.

➤ Ventas (V)

En esta partida se recogen los beneficios que se van a extraer tanto de la producción de la planta de hidrógeno, como de los excedentes producidos por la instalación solar-eólica durante su tiempo de operación.

Dicha partida consta de 4 partes:

- La venta de los excedentes de hidrógeno verde producido por la planta que no se han utilizado en la pila de combustibles. Según los mercados internacionales se han fijado en 18 €/ Kg de H₂.

- La venta de los excedentes de oxígeno generado como subproducto en los electrolizadores y que no se consume en la pila de combustible con el hidrógeno. Según los mercados internacionales se ha fijado en 0,59 €/ Kg de O₂.
- Excedentes de energía que no se han podido aprovechar por la planta, teniendo en cuenta que el consumo de la población en esos tramos horarios ya se encuentran cubiertos. Esta energía se vierte a la red a través de la subestación eléctrica ubicada en las proximidades de la instalación. El precio de esta energía se ha obtenido a través del 'OMIE', donde fijan el precio de la energía por hora.
- Energía que se suministra a la población, fijando un precio fijo de 125 €/ Mwh, un precio inferior a la media del precio al que le vende la energía a la población de la zona (en torno a los 160 €/ Mwh).

Sumando las 4 partidas se obtienen unas ventas anuales de 1.488.535,25 €, como se puede observar en las 'Tablas 3 y 4' del anexo 2

➤ Costes sin Amortización (C)

Dicha partida engloba la devolución de la subvención, así como los gastos de personal y materiales en el mantenimiento de la instalación.

La subvención no es en su totalidad a fondo perdido, sino que se debe devolver un 40% de su valor (26.254.415,68 €). Dicha partida se repartirá entre los 25 años de la fase de operación, obteniéndose un gasto anual de 1.050.176,63 €.

En cuanto al gasto en personal, se considera necesario la contratación de lo siguientes puestos:

- Jefe de Obra: Tendrá la cualificación de Ingeniería y será el encargado de la planificación del personal en obra, realizará la gestión técnico-económica mensual de la obra, será el interlocutor con el Cliente y será el responsable de las compras de material. Se establecerán 2 Jefes de Obra, uno para la planta fotovoltaica y otro para la planta de producción de hidrógeno. Tendrá una dedicación parcial, ya que normalmente este cargo suele compaginar varias obras bajo su responsabilidad, asistiendo 2 días al mes para realizar sus funciones. Se ha establecido un sueldo mensual de 2.000 € para cada uno, el cual está por encima del mínimo en las bases de cotización para categoría I. El gasto en dicho puesto será de 133,33 €/mes por persona, siendo un total de 266,67 €/mes.

- Encargado de Obra: Será la persona encargada a pie de obra, de la coordinación de los trabajos y la figura responsable antes los Oficiales. Se encargará de la vigilancia en la ejecución de los trabajos y será la figura intermedia para trasladar al Jefe de Obra las necesidades en cuanto a Personal o Material de la Obra.

Se contratarán 2 Encargados, uno para la planta fotovoltaica y el otro para la planta de producción de hidrógeno. Se ha establecido un sueldo mensual de 1.600 €, el cual está por encima del mínimo en las bases de cotización para categoría 3. El encargado de obra de la planta de hidrógeno acudirá 5 días al mes, mientras que el de la planta fotovoltaica acudirá 2 días al mes. Se decide fijar estos tiempos porque la planta de hidrógeno posee más equipos que se deben regular y controlar para mantener en las condiciones óptimas la producción de hidrógeno. El gasto en el encargado de la planta fotovoltaica será de 106,67 €/mes, mientras que el gasto en el encargado de la planta de hidrógeno será de 266,67 €/mes, estableciéndose el gasto total en este puesto en 373,34 €/mes.

- Oficiales Electromecánicos y Eléctricos: Son las personas encargadas de la ejecución de los trabajos y el mantenimiento posterior. Serán supervisados por el Encargado de Obra y su dedicación es total. Se distinguen 2 tipos de oficiales:

+ Operador de Planta: Para la planta de hidrógeno se necesitarán 2 trabajadores a jornada completa, para el mantenimiento de la instalación, mientras que para la planta fotovoltaica no se necesitará personal que ejerza dicho puesto. Se ha establecido un sueldo mensual de 1.200 €, el cual está por encima del mínimo en las bases de cotización para categoría 8, siendo el gasto de 2.400 €/ mes.

+ Operador de mantenimiento: Se encargan de la reparación y mantenimiento de los equipos de la instalación. Se contratarán también 2 empleados tanto para la planta de hidrógeno como para la planta fotovoltaica, realizando dichas labores 2 días al mes. Se ha establecido un sueldo mensual de 1.200 €, el cual está por encima del mínimo en las bases de cotización para categoría 8. El gasto en este puesto será de 320 €/mes.

Observando el personal necesario tanto para la ejecución de los trabajos como para la supervisión de los mismos, los gastos en dichos puestos ascienden a un total de 3.336,00 € mensuales, sumando un gasto anual en personal de 40.032,00 €.

La última partida a tener en cuenta es el coste en materiales y repuestos de la planta de hidrógeno y de la instalación fotovoltaica como de una serie de repuestos en la planta fotovoltaica. Estos costes se han estimado en función de información aportada por los fabricantes de los dispositivos, así como en función de obras similares.

Sumando todas estas partidas, se obtiene un coste sin amortización anual de 1.112.223,68 €, como se puede observar en la “Tabla 5” y en la “Tabla 6” del anexo II.

➤ Amortización (A)

En cuanto a la amortización se establecerá un 4% de amortización lineal sobre el total del inmovilizado, por lo que la instalación se amortizará en los 25 años de operación de la instalación.

➤ Impuestos (IMP)

Los impuestos que se han tenido en cuenta para el cálculo del apartado son:

- ICIO: Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Es un impuesto establecido por los Ayuntamientos que grava la realización de instalaciones, obras y construcciones. El pago se realiza cuando se inicia la obra, no cuando se solicita la licencia, la base impositiva para el Ayuntamiento de Cuenca es del del 4%.
- IVA: El Impuesto sobre el Valor Añadido se aplica un 21%.
- IBI: es el Impuesto de Bienes e Inmuebles, que para una instalación industrial sería del 3%
- Tasas y varios: esta partida corresponde al conjunto de permisos y licencias de las diferentes administraciones las cuales no superan un 2%.

Con lo cual se va a aplicar en total un 30% de Impuestos.

➤ Otros Parámetros

El resto de los parámetros que conforman el Análisis de Rentabilidad se calculan de la siguiente forma:

- Beneficio antes de Impuestos (BAI): $BAI = V - C - A$
- Beneficio después de Impuestos (BDI): $BDI = BAI - IMP$

- Fondos Generados (FG): $FG = BDI+A$
- Flujo de Caja (FC): $FC = FG-FI$

Una vez realizado el cálculo de los parámetros escritos anteriormente, es necesario actualizar anualmente los Flujos de Caja respecto a un interés fijado. Esto se realiza a través del coeficiente de actualización:

- Coeficiente de Actualización.

El Coeficiente de Actualización se podrá calcular mediante una función que depende del interés que se fije para el proyecto. Este valor del interés en proyectos similares ronda el 6%.

La ecuación utilizada para el cálculo del coeficiente de actualización será la siguiente:

$$CA = (1+k)^i$$

(Ecuación 12)

Donde 'CA' es el coeficiente de actualización, 'k' : es el interés e 'i' : es el año en el que se aplica el coeficiente de actualización.

- Inflación

Otro parámetro importante que tiene influencia en el precio de las materias es la inflación, que mide el aumento del precio de las materias primas con el paso del tiempo. Para ajustarse a la realidad se procederá a evaluar los parámetros anteriormente mencionados en el estudio económico con el valor de inflación actual presente en España. Según el INE, el valor de inflación medio en España es del 3,5 %.

Dicho valor se tendrá en cuenta en el cálculo del inmovilizado a partir del año 1, además de las ventas de nuestra instalación y los costes sin amortización, siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Partida económica}_{\text{año } i} = \text{Partida económica}_{\text{año } i-1} \cdot (1 + \text{inflación } (\%))$$

(Ecuación 13)

Siendo las partidas económicas afectadas por la inflación el inmovilizado, las ventas generadas, así como los costes sin amortización de la planta. Los únicos valores de las partidas que no se ven afectados es el inmovilizado del año 0, previamente calculado en el apartado de Inmovilizado.

➤ VAN

Con el fin de estudiar la rentabilidad del proyecto, se calculará el valor actual neto (VAN) del proyecto en el horizonte temporal planteado. La fórmula que se utilizará será la siguiente:

Donde:

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

(Ecuación 14)

- VAN: es el valor actual neto.
- FCA_i: flujo de caja actualizado para el año 0.
- (1 + k)ⁱ: Coeficiente de Actualización calculado anteriormente donde k es el interés e i es el año que se aplica el coeficiente.

Según el criterio del VAN, el proyecto se puede acometer si:

- VAN > 0 → Proyecto se puede llevar a cabo.
- VAN = 0 → Proyecto no aumenta la riqueza.
- VAN < 0 → Proyecto no debe llevarse a cabo.

Sumando los flujos de caja actualizados, se obtiene un VAN de 2.824.353.049,18, resultando el proyecto viable económicamente.

➤ TIR

Para estudiar bajo qué circunstancias el proyecto es factible ejecutarlo, otro parámetro importante en lo referente a la rentabilidad del proyecto es la Tasa Interna de Retorno (TIR). Este parámetro mide el interés mínimo a partir del cual el VAN es 0. La fórmula se obtiene de igualar el VAN a cero y es la siguiente:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FCA_i}{(1+k)^i}$$

(Ecuación 15)

Donde:

- i: es la tasa interna de retorno.

Con lo cual, se establece que un valor mínimo del coeficiente de interés a partir del cual la inversión deja de ser atractiva con los siguientes rangos de valores:

- TIR > k (interés) → Proyecto atractivo
- TIR ≤ k (interés) → Proyecto no atractivo

Finalmente se obtiene una tasa interna de retorno del 21 %.

Al haber fijado el interés de nuestro proyecto en un 6%, la inversión no sería atractiva porque tardaría más años de lo esperado en recuperar la inversión, pero finalmente se recuperaría ya que el VAN es mayor que 0.

A continuación se muestra el análisis de rentabilidad: en las Tablas 9-12 del anexo II.

5-. CONCLUSIONES

Con la implementación de esta instalación se consigue el garantizar el consumo eléctrico de la población desarrollada en el estudio de demanda, logrando un suministro eléctrico 100% renovable.

Esta generación de energía provoca un cambio en lo referente a las fuentes de calefacción más usuales en estas zonas rurales, siendo más económica una instalación de aerotermia o cualquier instalación eléctrica de calefacción que las convencionales calderas de gasóleo que se encuentran presentes en dichas viviendas.

Se logra una independencia energética bastante importante, ya que depende de 2 fuentes energéticas (solar y eólica), pudiendo complementarse la una a la otra e incluso sustituirse entre ellas. En el caso de no disponer de recurso, se recurre a un “stack” de pilas de hidrógeno que suministrará la electricidad necesaria para la población.

Dicho proyecto no se realiza con un objetivo de rentabilidad económica inmediata, ya que como se observa en el análisis de rentabilidad es un proyecto en el que la inversión inicial tarda en retornarse. El objetivo es suministrar energía renovable y barata a unos núcleos rurales que cada vez se encuentran más despoblados, mejorando sus vidas y atrayendo a diferentes industrias a estas zonas por conseguir una energía limpia y más barata.

6-. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Placas fotovoltaicas campo solar. https://atersa.shop/app/uploads/2021/01/A-450M_Fichatecnica-ES.pdf
- [2] Inversor campo solar. <https://www.fronius.com/es/latin-america/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-d>
- [3] Visor SigPac V 4.15 (mapa.gob.es)
- [4] Datos históricos irradiación solar: PVGIS. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [5] Datos climáticos Estación meteorológica Alcázar del Rey 2019-2020. <https://xy.es/aemet/est-4051Y-alcazar-del-rey?fecha=2020-12-16>
- [6] Modelo aerogenerador campo eólico Campos del Paraíso. <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/763-gamesa-g90>
- [7] Curva de potencia Modelo aerogenerador campo eólico Campos del Paraíso. <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1vrMHmY6CmEsEugeRx43TJED-nW4wj67V/edit?gid=275825753#gid=275825753>
- [8] Electrolizadores planta de hidrógeno. <https://www.h2b2.es/electrolyzers/>
- [9] Tanques de almacenamiento de hidrógeno. <https://www.lapesa.es/es/productos-especiales-y-nuevos-combustibles#bloque-2>
- [10] Botellas almacenamiento de oxígeno. <https://www.syc-cylinders.eu/tienda/botella-50-l-230-oxigeno-o2-std-gas/>
- [11] Compresor oxígeno. <https://www.ceimsa.es/images/pdf/Generadores-oxigeno-Oxicomp.pdf>
- [12] Pila de combustible de hidrógeno. <https://www.h2planet.eu/es/detail/H12>

[13] Subvenciones fondos Next Generation. <https://sede.idae.gob.es/lang/modulo/?refbol=tramites-servicios&refsec=programa-h2-pioneros&refsec=programa-h2-pioneros&idarticulo=146985>

[14] Cálculo cableado campo solar. <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-50-kw-para-autoconsumo-industrial/>.

7-. ANEXOS

ANEXO 1: CALCULADORA DE PERFILES DE CONSUMO

https://drive.google.com/drive/folders/1MbJOFyfMIN8htmxS7fqWLWh3g1I_1WgZ

ANEXO 2: DIMENSIONAMIENTO CABLEADO INSTALACION FOTOVOLTAICA [14]

El último paso para la configuración de la instalación es el diseño del cableado que conecte las placas con el inversor y seguidamente el inversor con la subestación eléctrica, que suministrará la energía a la red consiguiendo el voltaje adecuado.

La instalación se divide en 2 tramos:

1-. Tramo CC: La electricidad producida se transmite en corriente continua, sin ningún tipo de oscilación en lo referente al voltaje de la corriente. Este tramo abarca desde las placas situadas en el lazo al inversor de cada lazo.

2-. Tramo AC: Abarca desde la salida del inverso a la subestación eléctrica. El inversor transforma la electricidad procedente de las placas de corriente continua a corriente alterna, pasando de una señal continua a una señal de intensidad sinusoidal, con amplitudes en el voltaje.

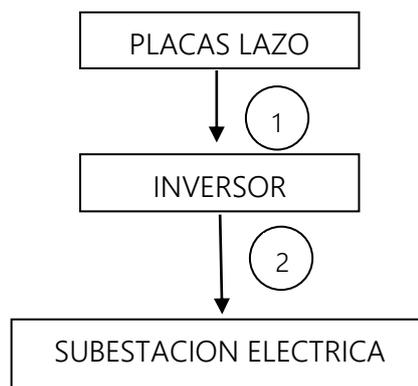


Figura 7: Esquema conexiones instalación fotovoltaica.

Al transmitirse la electricidad en corriente continua en un tramo y en corriente alterna en el otro, es necesario diseñar dos tipos diferentes de cableado.

Se usarán 2 métodos de cálculo para obtener la sección del cable, además del material conductor y el material aislante. Estos métodos se basan en la intensidad máxima que deberá

soportar nuestro cableado, y en la máxima caída de voltaje que deberán poseer (dato fijado por legislación).

Tramo CC

Como se ha mencionado previamente, dicho tramo conecta las placas fotovoltaicas con el inversor, transmitiéndose la energía en corriente continua. Para el cálculo de la sección en primer lugar nos basaremos en la intensidad máxima admisible que se puede producir en el lazo.

La intensidad máxima que debe soportar cada “string” será la intensidad de cortocircuito de las placas. Dicho dato viene reflejado en la ficha técnica (ver bibliografía), siendo de 11,60 A. Seguidamente se debe elegir la distribución y estructura de dicho cableado. Para ello se recurre a la norma UNE-HD 60364-5-52, escogiendo el modelo BI, estando los cables en un conducto apoyado sobre una determinada estructura que la soporte.

Debido que la cubierta con los cables se encontrarán a la intemperie, se aplicarán una serie de correcciones para garantizar que la energía generada llega al inversor. Estas correcciones vienen determinadas por la normativa y son las siguientes:

- UNE 20435, punto 3.1.2.14 : Por acción solar directa, factor = 0,9.
- UNE –HD 60364-5-52, tabla B.52.14: Por temperatura de 50 °C a la intemperie = 0,9.
- UNE-HD 60364-5-52, tabla 52.3: Por agrupamiento de circuitos = 0,4.
- IEC 62548: Por instalación fotovoltaica generadores = 1,4.

Conocidos los factores correctores, se calcula una nueva intensidad que deberá soportar los cables de conexión de las placas con el inversor.

$$I' = 11,60 \cdot \frac{1,4}{(0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,9)} = 50,12 \text{ A}$$

(Ecuación 9)

El material conductor escogido es el cobre, por lo que según la ‘tabla 52.1 bis’ de la ‘UNE-HD 60364-5-52’, la sección será de 16 mm², por lo que el diámetro del cable será de 4,52 mm.

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																		
	A1	PVC 3	PVC 2	PVC 3	XLPE 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2											
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
E																			
F																			
	1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm ²																			
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	56	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	-	-	-	115	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	499	545	583	617
Sección mm ² mín.																			
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	-	
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	-	
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	-	
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	-	
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	75	82	-	
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110	
35	-	-	-	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	
50	-	-	-	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	
70	-	-	-	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	218	
95	-	-	-	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262	
120	-	-	-	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	229	239	254	273	306	
150	-	-	-	-	-	-	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
185	-	-	-	-	-	-	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
240	-	-	-	-	-	-	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482

Otro factor a tener en cuenta en el diseño del cableado es la caída de tensión máxima que puede producirse. Según el punto 5 de la 'ITC-BT 40' del REBT (Reglamento eléctrico de baja tensión), solo puede producirse una caída de tensión máxima igual a 1,5 %.

En nuestra instalación la caída máxima de tensión será la siguiente:

$$V_{\text{máx. string}} = 49,3 \frac{V}{\text{panel}} \cdot 20 \frac{\text{panel}}{\text{string}} = 986 V$$

(Ecuación 10)

$$\Delta V_{\text{máx. string}} = 0,015 \cdot 986 V = 14,79 V$$

(Ecuación 11)

El siguiente paso es calcular la sección que debería poseer el cable para que la caída máxima de tensión sea de 14,79 V. Dicha sección se calcula de la siguiente manera:

$$S (\text{mm}^2) = \frac{2 \cdot L (\text{m}) \cdot I (\text{A})}{\gamma \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) \cdot \Delta V}$$

(Ecuación 12)

Para obtener esta sección es necesario conocer la longitud del cableado ('L'), la intensidad que circulara por la rama ('I'), la conductividad del cobre ('γ'), que se obtendrá a 50 °C y la caída de tensión previamente calculada.

El valor de conductividad se calculará partiendo del valor de resistividad del material a 20 °C (0,0172 Ω · mm² / m), sabiendo que la conductividad es el valor inverso a la resistividad ('ρ'). En primer lugar, se calculara la resistividad del cobre a 50 °C, que serán las condiciones a las que según la norma 'UNE –HD 60364-5-52' se encontrará el cableado:

$$\rho_{T=50\text{ }^{\circ}\text{C}} = \rho_{T=20\text{ }^{\circ}\text{C}} \cdot (1 + \alpha_{\text{Cu}} \cdot (50 - 20) \text{ }^{\circ}\text{C})$$

(Ecuación 13)

Donde 'α_{cu}' es el gradiente de resistividad en función de la temperatura (0,00393 °C⁻¹). Se obtiene un valor de resistividad a 50 °C de 0,019274 Ω · mm² / m. Por último el valor de la conductividad del cobre a 50 °C es el siguiente:

$$\gamma_{T=50\text{ }^{\circ}\text{C}} = \frac{1}{\rho_{T=50\text{ }^{\circ}\text{C}}} = \frac{1}{0,019274 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}} = 51,88 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$$

(Ecuación 14)

Calculada la conductividad del cobre a 50 °C, según la 'Ecuación 12' es necesario conocer la intensidad que pasara por el cable, que será 11,60 A (ver bibliografía placas) y la longitud de cable necesaria para llevar a cabo la conexión. Esta longitud se calcula a través de la longitud de una rama, que se obtendrá con la longitud de los paneles que la forman:

$$L \text{ (m)} = 19 \frac{\text{panel}}{\text{rama}} \cdot 2,094 \frac{\text{m}}{\text{panel}} = 40 \text{ m}$$

(Ecuación 15)

Obtenidos todos los parámetro necesarios, se obtiene según la ecuación 12 una sección de 1,21 mm², necesitándose un cable de 1,24 mm de diámetro.

Como se puede observar, se obtienen dos diámetros diferentes en función al parámetro base que se tiene en cuenta. Según la intensidad máxima admisible se obtiene un cable de 4,52 mm, mientras que, por el criterio de la máxima caída de tensión el cable deberá tener un diámetro de 1,24 mm.

Siguiendo el criterio conservador se instalará un cable de cobre de 4,52 mm de diámetro con un aislamiento termoplástico de PVC tipo 3.

Tramo CA

Continuando con el dimensionamiento del cableado, se diseñará la conexión de la salida del inversor a la subestación de red ubicada al pie de la sierra donde se encuentra el campo eólico.

Se seguirá el mismo procedimiento que en el tramo de cableado de corriente continua, calculándose la sección en base a la intensidad máxima admisible que debe aportar el cable, así como la máxima caída de tensión que debe soportar el cableado hasta la subestación conectada a la red.

A la hora de escoger la distribución y estructura del cableado, se recurrirá a la norma 'UNE-HD 60364-5-52', escogiendo el modelo D1/D2 donde los cables de cobre se encuentran sobre conductos cerrados o sobre una cubierta directamente en el suelo.

En lo referente a la intensidad máxima que deberá soportar el cable, según la ITC-BT 40 del reglamento técnico de baja tensión, el cableado se debe dimensionar para que soporte un 25% por encima de la potencia nominal del inversor. Para ello deberá conducir una intensidad un 25% por encima de la nominal:

$$I_{\text{máx}} = 1,25 \cdot I_{\text{nominal}} = 1,25 \cdot 152 = 190 \text{ A}$$

(Ecuación 16)

Calculada la intensidad máxima admisible, se debe escoger tanto el material conductor como el aislante elegido. El material conductor escogido es el cobre, mientras que como material aislante se elige polietileno reticulado tipo 2 (XLPE 2), por lo que según la 'tabla C 52.2 bis' de la 'UNE-HD 60364-5-52', la sección será de 70 mm², por lo que el diámetro del cable será de 9,44 mm.

Tabla C.52.2 bis – Corrientes admisibles en amperios – Temperatura ambiente 25 °C en el terreno

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D1/D2	Cobre				
	1,5	20	17	24	21
	2,5	27	22	32	27
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
300	387	319	455	380	

Conocida la sección que deberá tener el cable para soportar la intensidad máxima, el siguiente criterio a tener en cuenta es la caída máxima de tensión admisible.

En esta parte de la instalación fotovoltaica también se tiene en cuenta el punto 5 de la ITC-BT 40 del REBT (Reglamento eléctrico de baja tensión), donde se fija que únicamente se puede producir una caída de tensión máxima igual a 1,5 %.

Siendo el voltaje de salida del inversor el voltaje de la red (400 V), la caída máxima de tensión será la siguiente:

$$\Delta V_{\text{máx salida inversor}} = 0,015 \cdot 400 \text{ V} = 6 \text{ V}$$

(Ecuación 17)

Seguidamente se calculará la sección que debería tener el cableado para que la caída máxima de tensión sea como máximo 6 V. Dicha sección se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$S \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \text{ (m)} \cdot I \text{ (A)} \cdot \cos\varphi}{\gamma \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) \cdot \Delta V}$$

(Ecuación 18)

Los parámetros necesarios para el cálculo son la intensidad máxima de salida del inversor ('I'), la longitud del inversor a la subestación ('L'), la conductividad del cobre a 50 °C ('γ') (calculado en la 'Ecuación 13') y la caída máxima de tensión previamente calculada.

En el caso de la distancia del inversor a la subestación se escoge el lazo más alejado de la subestación, situada a 1,03 Km.

Con todos los parámetros calculados, se obtiene según la 'Ecuación 18' una sección de 871,14 mm², por lo que cada cable al ser la conexión trifásica poseerá una sección de 290,38 mm², resultando un diámetro por cable de 19,23 mm de diámetro.

Al igual que en el tramo de corriente continua, se obtienen dos diámetros diferentes en función al parámetro base que se tiene en cuenta. Según la intensidad máxima admisible se obtiene un cable de 9,44 mm, mientras que, por el criterio de la máxima caída de tensión el cable deberá tener un diámetro de 19,23 mm.

Siguiendo el criterio conservador se instalará un cable de cobre de 19,23 mm de diámetro con un aislamiento de polietileno reticulado tipo 2 (XLPE 2).

ANEXO 2: ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla 1: Coste equipos instalación

COSTE EQUIPOS PLANTA DE HIDRÓGENO E INSTALACION FOTOVOLTAICA			
Equipos	Precio Unitario (€/unidad)	Unidades	Precio total (€)
Modulo fotovoltaico ATERSA A-450 M GS 144	111,3	11.100	1.235.430,00

Inversor FRONIUS Tauro ECCO 100-3-P	7.695,00	36	277.020,00
Electrolizador tipo PEM H2B2 EL-800N	7.225.495,15	1	7.225.495,15
Electrolizador tipo PEM H2B2 EL-100N	901.000,00	1	901.000,00
Electrolizador tipo PEM H2B2 EL-60N	575.940,19	1	574.311,91
Tanque LAPESA LH 200H	199.160,00	25	4.979.000,00
Pilas de hidrógeno H12 H2 Planet	24.000,00	70	1.680.000,00
Compresor Oxígeno "OXICOMP 3"	1.628,28	1,00	1.628,28
Botellas de oxígeno de 50 L "SYC CILINDERS"	337,03	2.108	710.461,47
COSTE TOTAL			17.584.346,81

Tabla 2: Inmovilizado total proyecto a través del método de los porcentajes

Partida	Porcentaje y Dependencia	Costes (€)
Equipos (E)	E	17.584.346,81
Materiales (M)	65% E	11.429.825,43
Obra Civil y Edificios	28%	3.200.351,12
Tuberías y Estructuras	45%	5.143.421,44
Instrumentación	10%	1.096.802,55

Electricidad	10%	1.096.802,55
Aislamiento	5%	548.401,27
Pintura	2%	219.360,51
TOTAL EQUIPOS + MATERIALES		29.014.172,24 €
Ingeniería de Detalle Proyecto Grande	15 % (E+M)	4.352.125,84
Ingeniería de Proceso, licencias, catalizadores	5 % E	879.217,34
Construcción	60 % (E+M)	17.408.503,34
Supervisión construcción	10 % (E+M)	2.901.417,22
Total Área de Proceso (ISBL)	ISBL	94.999.433,64
Servicios auxiliares	4 % ISBL	3.799.977,35
Off-sites	8 % ISBL	7.599.954,69
Gastos de puesta en marcha	3 % ISBL	2.849.983,01
Contingencias e imprevistos	5 % ISBL	4.749.971,68
TOTAL PROYECTO		113.999.320,37

Tabla 3-5: Ventas excedentes de hidrógeno. Venta de excedentes de energía la red y venta de energía a población.

BALANCE NETO HIDRÓGENO	
ENERO	259,56
FEBRERO	2.604,29
MARZO	10.025,45
ABRIL	4.777,71
MAYO	1.969,71
JUNIO	1.947,80
JULIO	3.138,52
AGOSTO	2.431,30
SEPTIEMBRE	2.622,71

OCTUBRE	161,49
NOVIEMBRE	14.692,68
DICIEMBRE	132,66
PRODUCCIÓN TOTAL (Kg)	44.763,88
TOTAL (18 €/Kg H2)	805.749,80 €

BALANCE NETO OXÍGENO	
ENERO	2.076,50
FEBRERO	20.834,35
MARZO	80.203,57
ABRIL	38.221,68
MAYO	15.757,67
JUNIO	15.582,36
JULIO	25.108,14
AGOSTO	19.450,39
SEPTIEMBRE	20.981,64
OCTUBRE	1.291,96
NOVIEMBRE	150.630,48
DICIEMBRE	14.699,83
PRODUCCIÓN TOTAL (Kg)	404.838,58
TOTAL (0,59 €/KG)	238.854,76 €

GANANCIAS VENTA ENERGÍA (€)	
ENERO	50.846,84
FEBRERO	43.216,34
MARZO	46.189,18
ABRIL	31.093,92
MAYO	34.866,97
JUNIO	30.822,56
JULIO	28.403,10
AGOSTO	28.346,43
SEPTIEMBRE	31.017,10
OCTUBRE	34.885,36
NOVIEMBRE	40.551,73
DICIEMBRE	43.691,15
TOTAL	443.930,69

Tabla 6: Costes repuestos planta de hidrógeno

COSTE MATERIALES REPUESTOS PLANTA DE HIDRÓGENO	
Equipos	Precio Total (€)
Recambio electrolitos, repuestos varios	44.880,00
Revisión tanques de almacenamiento y compresores	54.040,00
COSTE TOTAL ANUAL	98.920,00

Tabla 7: Coste repuestos planta fotovoltaica

COSTE EQUIPOS Y REPUESTOS INSTALACION FOTOVOLTAICA			
Equipos	Precio Unitario (€/unidad)	Unidades	Precio total (€)
Modulo fotovoltaico ATERSA A-450 M GS 144	111,3	200	22.260,00
Inversor FRONIUS Tauro ECCO 100-3-P	7.695,00	5	38.475,00

Cableado de Potencia de varias secciones (6-25 mm²)	4,50	500	2.250,00
Cableado de Potencia de varias secciones (25-120 mm²)	21,50	500	10.750,00
PIA y/o Diferenciales e Interruptores de Potencia	55,60	30	1.668,00
Pruebas PEM e interconexión	2.500,00 €	25	62.500,00
Tornillería, lubricación y elementos de fijación	100,00	25	2.500,00
COSTE TOTAL ANUAL			138.153,00

Tabla 8: Análisis de rentabilidad I

AÑOS	EJECUCIÓN (3 AÑOS)			OPERACIÓN (25 AÑOS)					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
I	27.359.836,89 €	20.519.877,67 €	20.519.877,67 €						
I con subvención	10.943.934,76	8.207.951,07	8.207.951,07						
T			2.060.140,58						
FI	10.943.934,76	8.207.951,07	10.268.091,64						
V				1.488.535,25	1.540.633,98	1.650.365,64	1.829.789,88	2.099.725,98	2.493.815,79
C				1.156.440,23	1.196.915,63	1.282.165,95	1.421.560,31	1.631.273,15	1.937.440,78
A				1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48
BAI				-762.298,45	-750.675,13	-726.193,79	-686.163,90	-625.940,65	-538.018,46
IMP				-228.689,54	-225.202,54	-217.858,14	-205.849,17	-187.782,19	-161.405,54
BDI				-990.987,99	-975.877,66	-944.051,92	-892.013,07	-813.722,84	-699.424,00
FG				103.405,49	118.515,81	150.341,55	202.380,41	280.670,64	394.969,47
FC	-10.943.934,76	-8.207.951,07	-10.268.091,64	103.405,49	118.515,81	150.341,55	202.380,41	280.670,64	394.969,47
CA	1	1,06	1,1236	1,191016	1,26247696	1,338225578	1,418519112	1,503630259	1,593848075
FCA	-10.943.934,76	-7.743.350,06	-9.138.565,01	86.821,24	93.875,62	112.343,96	142.670,20	186.662,00	247.808,73

Tabla9: Análisis rentabilidad (II)

AÑOS	OPERACIÓN (25 AÑOS)								
	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I									
I con subvención									
T									
FI									
V	3.065.536,34	3.900.218,32	5.135.842,73	6.999.626,46	9.873.664,41	14.415.251,04	21.782.434,03	34.066.769,72	55.143.693,54
C	2.381.609,40	3.030.072,25	3.990.026,52	5.437.996,58	7.670.831,24	11.199.181,32	16.922.731,88	26.466.409,08	42.841.031,40
A	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48
BAI	-410.466,53	-224.247,41	51.422,73	467.236,40	1.108.439,70	2.121.676,25	3.765.308,68	6.505.967,16	11.208.268,66
IMP	-123.139,96	-67.274,22	15.426,82	140.170,92	332.531,91	636.502,87	1.129.592,60	1.951.790,15	3.362.480,60
BDI	-533.606,49	-291.521,63	66.849,55	607.407,32	1.440.971,60	2.758.179,12	4.894.901,28	8.457.757,31	14.570.749,25
FG	560.786,99	802.871,85	1.161.243,03	1.701.800,80	2.535.365,08	3.852.572,59	5.989.294,76	9.552.150,79	15.665.142,73
FC	560.786,99	802.871,85	1.161.243,03	1.701.800,80	2.535.365,08	3.852.572,59	5.989.294,76	9.552.150,79	15.665.142,73
CA	1,689478959	1,790847697	1,898298558	2,012196472	2,13292826	2,260903956	2,396558193	2,540351685	2,692772786
FCA	331.928,96	448.319,45	611.728,34	845.742,86	1.188.678,08	1.703.996,57	2.499.123,44	3.760.168,66	5.817.476,62

Tabla 80: Análisis rentabilidad (III)

AÑOS	OPERACIÓN 25 AÑOS							
	18	19	20	21	22	23	24	25
I								
I con subvención								
T								
FI								
V	92.384.922,49	160.194.165,89	287.496.552,97	534.021.740,89	1.026.657.500,37	2.042.831.660,82	4.207.071.817,74	8.967.422.277,49
C	71.773.671,87	124.454.545,05	223.355.529,24	414.880.482,33	797.608.273,83	1.587.072.060,67	3.268.466.152,74	6.966.773.437,94
A	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48	1.094.393,48
BAI	19.516.857,14	34.645.227,36	63.046.630,25	118.046.865,09	227.954.833,07	454.665.206,68	937.511.271,52	1.999.554.446,08
IMP	5.855.057,14	10.393.568,21	18.913.989,08	35.414.059,53	68.386.449,92	136.399.562,00	281.253.381,46	599.866.333,82
BDI	25.371.914,29	45.038.795,57	81.960.619,33	82.632.805,56	159.568.383,15	318.265.644,68	656.257.890,07	1.399.688.112,25
FG	26.466.307,76	46.133.189,05	83.055.012,80	83.727.199,04	160.662.776,62	319.360.038,15	657.352.283,54	1.400.782.505,73
FC	26.466.307,76	46.133.189,05	83.055.012,80	83.727.199,04	160.662.776,62	319.360.038,15	657.352.283,54	1.400.782.505,73
CA	2,854339153	3,025599502	3,207135472	3,399563601	3,603537417	3,819749662	4,048934641	4,29187072
FCA	9.272.306,60	15.247.619,20	25.896.945,58	24.628.807,95	44.584.739,40	83.607.583,34	162.351.912,73	326.380.405,47

Tabla I: Análisis rentabilidad (IV)

AÑOS	OPERACIÓN (25 AÑOS)	
	26	27
I		
I con subvención		
T		
FI		
V	19.783.160.138,25	45.171.453.110,79
C	15.369.499.763,11	35.093.616.643,35
A	1.094.393,48	1.094.393,48
BAI	4.412.565.981,66	10.076.742.073,96
IMP	1.323.769.794,50	3.023.022.622,19
BDI	3.088.796.187,16	7.053.719.451,77
FG	3.089.890.580,64	7.054.813.845,25
FC	3.089.890.580,64	7.054.813.845,25
CA	4,549382963	4,822345941
FCA	679.188.937,45	1.462.942.296,55
VAN		2.824.353.049,18
TIR		21%