

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**Diseño y estudio de viabilidad económica
de una instalación fotovoltaica residencial
para la carga de vehículos eléctricos**
(Design and feasibility analysis of a residential
photovoltaic installation for charging of
electric vehicles)

Para acceder al Título de

***Graduado en
Ingeniería de tecnologías de Telecomunicación***

Autor: Marcos Buenaposada Aguado

Julio - 2024

GRADUADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

CALIFICACIÓN DEL TRABAJO FIN DE GRADO

Realizado por: Marcos Buenaposada Aguado

Director del TFG: Jesús Maria Mirapeix Serrano

Título: “Diseño y estudio de viabilidad económica de una instalación fotovoltaica residencial para la carga de vehículos eléctricos ”

Title: “Design and feasibility analysis of a residential photovoltaic installation for charging of electric vehicles “

Presentado a examen el día: 23 de julio de 2024

para acceder al Título de

GRADUADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

Composición del Tribunal:

Presidente (Apellidos, Nombre): Cobo García, Adolfo

Secretario (Apellidos, Nombre): Lanza Calderón, Jorge

Vocal (Apellidos, Nombre): Manzano Ansorena, Miguel Ángel

Este Tribunal ha resuelto otorgar la calificación de:

Fdo: El Presidente

Fdo: El Secretario

Fdo: El Vocal

Fdo: El Director del TFG

(sólo si es distinto del Secretario)

Vº Bº del Subdirector

Trabajo Fin de Grado Nº

(a asignar por Secretaría)

Índice de contenido

1. Introducción	5
1.1. Contexto	5
1.1. Objetivos	5
2. Situación y contexto de las energías renovables	6
2.1 A nivel global	9
2.2 A nivel nacional	10
3. Energía solar fotovoltaica	12
3.1 Conceptos básicos	12
3.2 Situación a nivel nacional	14
3.3 Autoconsumo	15
4. Descripción de la instalación fotovoltaica	18
4.1 Estudio previo	18
4.1.1 Ubicación y diseño del emplazamiento	18
4.1.2 Orientación e inclinación	19
4.1.3 Estimación energética	20
4.2 Módulos fotovoltaicos	22
4.2.1 Dimensionamiento	24
4.2.2 Estudio del sombreado	25
4.3 Inversor CC/CA	26
4.3.1 Dimensionamiento	28
4.3.2 Sobredimensionamiento en potencia	30
4.3.3 Elección del inversor	31
4.4 Cableado y protecciones	32
4.4.1 Cableado	33
4.4.2 Protecciones	38
4.4.3 Puesta a tierra	40
4.4.4 Esquema unifilar por Solarius PV	41
4.5 Estimación por Solidar Energía	44
5. Estudio económico	50
6. Conclusiones y líneas futuras	57
6.1 Conclusión	57
6.2 Líneas futuras	58
7. Referencias	59

Índice de figuras

Figura 1. Participación de la generación de electricidad, por fuente de energía, 2012 y 2022. _____	9
Figura 2. Adiciones anuales de energía renovable por tecnología, 2017 - 2022. _____	10
Figura 3. Porcentaje de la potencia instalada de cada tecnología eléctrica en España en 2023. _____	11
Figura 4. Evolución de generación de Energías Renovables frente a Energías no renovables en España. _____	11
Figura 5. Representación de la radiación directa, difusa y reflejada. _____	12
Figura 6. Diagrama de bandas e ilustración de proceso de absorción. _____	13
Figura 7. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada (MW) en España. _____	14
Figura 8. Potencia instalada por Comunidad Autónoma en 2022. _____	15
Figura 9. Evolución de la potencia instalada (MW) de autoconsumo en España. _____	16
Figura 10. Evolución de la energía producida anualmente de autoconsumo (GWh) en España. _____	17
Figura 11. Ubicación a gran escala de la instalación fotovoltaica. _____	18
Figura 12. Ubicación exacta de la instalación fotovoltaica. _____	18
Figura 13. Vista de planta de la residencia. _____	19
Figura 14. Plano del tejado. _____	19
Figura 15. Estimación de la irradiación mensual facilitada por PVGIS. _____	21
Figura 16. Representación esquemática de los componentes de un módulo fotovoltaico. _____	22
Figura 17. Comparación de tecnologías FV. _____	23
Figura 18. Plano del dimensionamiento de módulos fotovoltaicos. _____	25
Figura 19. Estudio del sombreado sobre los módulos fotovoltaicos. _____	26
Figura 20. Curvas de generación con y sin sobredimensionamiento en potencia. _____	31
Figura 21. Intensidades admisibles en amperios al aire. _____	34
Figura 22. Plano del tejado con el cableado de corriente continua, cable y disposición. _____	37
Figura 23. Corrientes máximas admisibles según sección y aislamiento. _____	38
Figura 24. Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica por Solarius PV _____	42
Figura 25. Sección del área disponible del tejado para la estimación de Solidar. _____	44
Figura 26. Balance energético mensual sin coche eléctrico. _____	45
Figura 27. Balance horario sin coche eléctrico. _____	46
Figura 28. Esquema de flujo de energía sin coche eléctrico. _____	46
Figura 29. Balance energético mensual con coche eléctrico. _____	48
Figura 30. Balance horario con coche eléctrico. _____	48
Figura 31. Esquema del flujo de energía con coche eléctrico. _____	49
Tabla 1. Características clave para la elección del módulo JA Solar de 460W. _____	24
Tabla 2. Características técnicas del módulo JA Solar de 460 W. _____	24
Tabla 3. Características técnicas del inversor Huawei 2KTL-L1. _____	27
Tabla 4. Características técnicas del inversor Huawei 3KTL-L1. _____	27
Tabla 5. Características técnicas conjuntas de los inversores Huawei 2KTL-L1/3KTL-L1. _____	28
Tabla 6. Balance económico completo sin coche eléctrico. _____	47
Tabla 7. Balance económico completo sin coche eléctrico. _____	49
Tabla 8. Estimación de los excedentes mensuales. _____	50
Tabla 9. Estimación de la energía generada y ganancias por compensación de excedentes en los próximos 25 años. _____	54

1. Introducción

1.1. Contexto

El tema de este Trabajo Fin de Grado surge de una experiencia personal que ha atraído y llamado mi atención en la convergencia de la energía solar y la movilidad eléctrica. Hace dos años, se instaló en mi hogar un sistema de módulos fotovoltaicos con el objetivo de reducir el gasto del consumo eléctrico y aprovechar los recursos renovables disponibles, consiguiendo una inversión a largo plazo. Más recientemente, aproximadamente un año, adquirimos un vehículo eléctrico, también como estrategia de reducir gastos relacionados con el transporte.

Por otro lado, estos dos temas cada vez son más comunes y cada vez son más habituales en nuestro día a día. Hace unos años la compra de coches eléctricos no era una práctica habitual, ya que existían múltiples barreras que lo dificultaban. Entre estas se encontraba la desconfianza hacia esta tecnología emergente, la limitada disponibilidad de modelos y la preocupación de los consumidores por las insuficientes estaciones de carga para mantener los vehículos alimentados. Pero hoy en día hay diferentes métodos para incentivar a su compra, por ejemplo, ayudas económicas para la compra de estos facilitando el acceso a una parte más amplia de la población. También la implementación de regulaciones y normativas, prohibiendo en algunas zonas de algunas ciudades los vehículos de combustión interna y por lo tanto estimulando la demanda de coches eléctricos, así como la existencia de infraestructuras de carga, tanto gratuitas como de pago. Varios ayuntamientos e instituciones han habilitado también zonas de aparcamiento reservadas solamente para vehículos de esta tecnología.

Con todo ello, esta combinación de instalación de energía solar fotovoltaica y vehículo eléctrico me ha motivado a explorar cómo estas inversiones pueden complementarse y maximizar beneficios económicos para el hogar.

1.1 Objetivos

Los objetivos de este proyecto son:

Comprender los conceptos fundamentales de las energías renovables y, en concreto, de la energía solar fotovoltaica y, como consecuencia, ser capaz de diseñar una instalación completa conociendo en todo momento los distintos elementos que forman la instalación, comprendiendo el funcionamiento y la finalidad de cada uno.

Analizar la viabilidad técnica y económica de la instalación fotovoltaica, considerando factores como la ubicación, la orientación, la sombra que reciben los paneles solares y costos asociados.

Comparar y contrastar diferentes enfoques para el diseño de la instalación fotovoltaica de autoconsumo para la carga de coches eléctricos, identificando las mejores prácticas y recomendaciones para futuras implementaciones.

También se estudiará el proyecto con diferentes tarifas eléctricas con diferentes precios del kWh, diferentes precios por excedentes y se llegará a una decisión final en cuanto al horario de carga del vehículo.

Además, se realizará un estudio económico del diseño representando la inversión realizada frente al ahorro, llegando a una conclusión.

2. Situación y contexto de las energías renovables

En este capítulo se presentará un breve resumen de los conceptos básicos de las energías renovables y su situación tanto a nivel global como a nivel nacional.

Se entiende por energía renovable al tipo de energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la gran cantidad de energía que tienen estas fuentes, o por la capacidad de poder ser generadas por la naturaleza.

Hoy en día es un tema muy concurrido, porque los combustibles fósiles y el calentamiento global llevan presentes en las agendas de gobiernos e instituciones desde hace unos años. La energía fósil se podría entender casi como la opuesta a la energía renovable, ya que la fuente de esta energía proviene del subsuelo en forma de hidrocarburos, cuya composición química es muy rica en carbono [1]. Se trata por tanto de un recurso limitado a escala humana, de hecho, algunos estudios indican que en unos 42 años se acabará el petróleo, en 65 años el gas natural y en 150 años el carbón. Estos tres recursos son los combustibles fósiles más utilizados en todo el mundo [2].

La cantidad de estos combustibles y su tasa de uso/agotamiento no es el único problema: Hay que tener en cuenta las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) de estos recursos. Con diferencia, el petróleo, el carbón y el gas son los mayores causantes del cambio climático: La quema de combustibles fósiles genera gases de efecto invernadero como el CO₂, nombrado previamente, el metano (CH₄) y los óxidos de nitrógeno (NO_x). El exceso de estos gases provoca el calentamiento global debido a que la radiación generada por el calentamiento de la Tierra por parte del Sol (radiación infrarroja) que, al ser emitida por la tierra y tratar de escapar al espacio, es retenida por estos gases de efecto invernadero; provocando con mayor frecuencia el aumento de las temperaturas medias, los fenómenos climáticos extremos y las olas de calor e inundaciones [3].

Por lo tanto, el hecho de tener tantos inconvenientes con los combustibles fósiles impulsa el desarrollo e implantación de las energías renovables.

Cuando se habla de energías renovables, las principales tecnologías en las que uno piensa son la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, pero existen muchos más tipos de energía renovable. A continuación, se tratarán de forma breve las tecnologías más significativas de hoy en día.

- Energía solar: Se basa en aprovechar la radiación electromagnética emitida por el sol para generar calor (solar térmica) o electricidad (solar fotovoltaica).

La energía solar térmica se basa en generar calor mediante la captación de la radiación solar. Este calor consigue calentar un fluido con propiedades termoconductoras y depende de la temperatura que alcance tiene unos usos u otros. Hasta 90 °C (baja temperatura) se utiliza para los sistemas de calefacción y proporcionar agua caliente a viviendas. Entre 100 °C y 400 °C (media temperatura) para aplicaciones industriales. Y para temperaturas superiores a 500 °C para la generación de electricidad en las centrales solares térmicas de alta temperatura (CSP: Concentrating Solar Power) [4]. A estas temperaturas el fluido termoconductor contiene sales fundidas que ayudan a mantener el calor durante más tiempo, consiguiendo generar energía tanto por el día como por la noche.

La energía solar fotovoltaica transforma la radiación solar en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico. En un apartado posterior de este trabajo se profundizará en este tipo de tecnología.

- **Energía eólica:** Esta tecnología genera energía eléctrica gracias a la energía cinética del viento que incide en las palas de un aerogenerador y las hace girar, activando un rotor, que junto a una multiplicadora que acelera la rotación, y un alternador, se consigue transformar la energía mecánica en electricidad que se conecta a la red de distribución eléctrica. Es una tecnología muy madura y con unos potenciales enormes, y es una de las más eficientes de hoy en día, con eficiencias entre el 40% y el 50%. Factores clave de esta tecnología son, lógicamente el viento, ya que está presente en casi todo el planeta, además de que se dispone de tecnologías capaces de obtener datos precisos sobre su ubicación, la fuerza y la frecuencia con la que soplan [5]. También tiene ciertas desventajas, como el impacto visual y medioambiental, causando muertes de aves con las palas. O la limitación de la velocidad del viento, tanto a velocidades bajas como a altas. A bajas velocidades la energía no resulta rentable, y si la velocidad del viento supera el máximo, puede causar daños a la estructura [6].
- **Energía hidráulica:** Se basa en aprovechar el movimiento del agua con su energía cinética y potencial de sus corrientes y saltos [7]. Aunque se puede encontrar diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, todas se basan en el mismo método. La más comunes son las centrales hidroeléctricas de embalse, estas retienen grandes cantidades de agua en una o más presas y cuando la producción de energía es necesaria, esa agua pasa por las turbinas generando electricidad. También existen las centrales de agua fluyente, que se sitúan en la orilla de los ríos, y aprovechan el flujo del cauce para generar energía. A diferencia de la primera, ésta tiene una generación de energía constante, aunque depende del caudal del río. Existe una tercera técnica menos común pero igualmente relevante, las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo. Este tipo de central opera con 2 embalses interconectados a diferentes alturas. Durante los periodos de excedentes de energía, estas centrales son capaces de elevar el agua del embalse inferior al superior mediante unas bombas hidráulicas. Así, en los momentos en los que hay mayor demanda de energía, funciona como una central de embalse convencional, permitiendo que el agua caiga desde el embalse superior hasta el inferior, accionando las turbinas que, a través de un generador, se consigue energía eléctrica [8].
- **Energía nuclear:** La fisión nuclear consiste en la división en dos o más núcleos del núcleo de un átomo, liberando energía en forma de radiación y calor. Esta tecnología emite radiación porque trabaja generalmente con uranio-235. Cuando este átomo de este material es golpeado con un neutrón, se divide en dos núcleos más pequeños, liberando además dos o tres neutrones adicionales, que pueden chocar con otros núcleos de uranio-235 y consiguiendo así una enorme reacción en cadena en una fracción de segundo. De este modo, tras esta reacción se utiliza el calor obtenido para calentar agua produciendo vapor, que es el encargado de hacer girar una turbina, que al igual que otras tecnologías, produce electricidad [9]. En cuanto a la fusión nuclear, su base es la opuesta, con una reacción nuclear unir

dos núcleos de átomos ligeros para formar otro núcleo más pesado [10]. Es el proceso por el que se genera energía en las estrellas, pero todavía se encuentra en desarrollo por la complejidad de la tecnología necesaria para llevarla a cabo.

- **Biomasa:** Se basa en la quema de materia orgánica como por ejemplo madera, excrementos de animales, cereales, restos de aceite industrial y otras formas similares [11]. Aplicando el común método de utilizar el vapor resultante para generar energía moviendo una turbina. Esta tecnología causa mucha controversia ya que siempre genera la duda de si es realmente una energía renovable o no debido a la posibilidad de sobreexplotación por la inmensa cantidad de combustible que existe; al margen del problema de las emisiones asociadas a las grandes centrales de biomasa [12]. Por eso mismo es necesario un control estricto de la biomasa del planeta. Hay varios sistemas de aprovechamiento de la biomasa, comenzando por la producción de energía térmica, que el principal uso es el comentado de generar energía a partir de vapor. Pero también se puede utilizar para cocinar alimentos, secar productos agrícolas o como calefacción (biomasa “tradicional”). Después está la producción de biogás que es muy útil para aplicaciones del sector ganadero y agrícola, con electricidad y calor. Por último, se encuentra el biocombustible, siendo la alternativa de los combustibles tradicionales procedentes de la combustión del carbono. El bioetanol sustituye a la gasolina y el biodiesel al gasoil [13].
- **Geotermia:** Es un tipo de energía que se basa en captar el calor del interior de la Tierra. Este calor proviene de rocas, suelos y aguas subterráneas [14]. Este calor se utiliza generalmente para la generación de electricidad en grandes plantas, pero tiene muchas funciones más que dependen de la temperatura de los recursos geotérmicos. Existe la opción de calentar un inmueble o abastecer de agua caliente, instalando intercambiadores geotérmicos bajo la tierra y utilizar una bomba de calor previamente instalada en el edificio. En verano en cuanto a la calefacción, se podría llevar a cabo el proceso inverso, utilizar la bomba para sacar el calor del edificio y cederlo al terreno [15].
- **Energías derivadas del mar:** Estas tecnologías pueden resumirse en aprovechar diferentes características de mares y océanos para generar electricidad. La energía mareomotriz y la undimotriz son dos de las formas más importantes y prometedoras de la energía marina, pero no son las más ampliamente utilizadas en la actualidad. La energía mareomotriz se basa en aprovechar el ascenso y descenso de las mareas, al tener una fuente tan constante, fiable y fácil de predecir se convierte en unas de las energías marinas más potencialmente viables [16]. La energía undimotriz es la energía que se aprovecha de la fuerza que transportan las olas y poder producir electricidad. Pueden considerarse tres tipos de sistemas principales:
 - **Columna de agua oscilante,** las olas presionan el aire de una cámara, provocando que pase por una turbina haciéndola girar. Cuando la ola se retira se produce el mismo sistema, pero a la inversa, consiguiendo generar energía cuando llega y cuando se retira la ola [17].

- Sistema Pelamis, conocida también como serpiente de agua por su forma, ya que son unos cilindros articulados unidos entre sí. Se sitúan en la superficie del mar y gracias al movimiento de las olas son capaces de bombear aceite a presión que es el encargado de transformar esta energía en electricidad [18].
- La tercera tecnología más utilizada son las boyas, que utilizan el movimiento vertical de las olas. Son unos sistemas que están anclados al lecho marino, y utilizan la fuerza de las olas para mover unos pistones y hacer girar el aire por una turbina y conseguir electricidad.

2.1 A nivel global

Hoy en día, los combustibles fósiles siguen siendo con mucha diferencia, las fuentes de energía más utilizadas, aunque su porcentaje va disminuyendo año a año. En la *Figura 1* se representa el porcentaje de cada tipo de tecnología (en relación con su contribución a la generación eléctrica a nivel mundial) en 2012 y su evolución tras 10 años. Se observa que las energías renovables generan prácticamente un 30% de la energía eléctrica mundial, incrementándose un 8,6% desde 2012. A pesar del aumento en la producción de las energías renovables, no todas las tecnologías han experimentado un crecimiento en cuanto a su aportación: Por ejemplo, tanto la energía hidráulica como la nuclear han disminuido en su contribución porcentual en este periodo (aunque su contribución “bruta” realmente ha seguido aumentando). En cambio, la energía solar y eólica han dado un gran paso, incrementándose más de cuatro veces en comparación con hace 10 años.

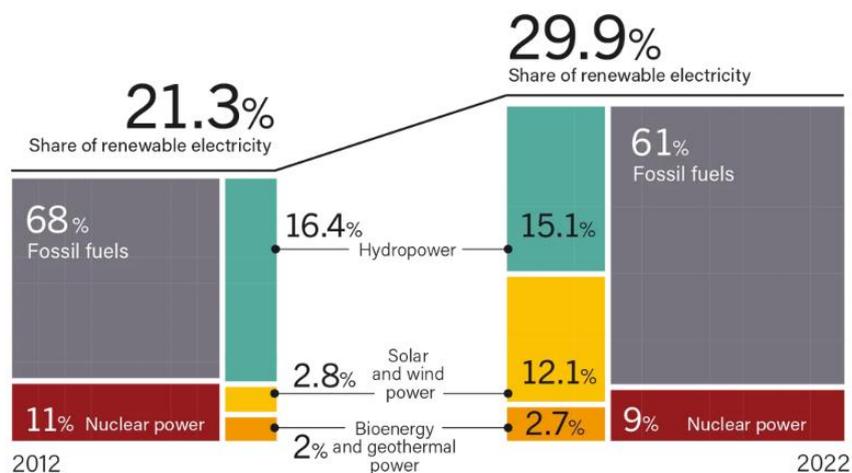


Figura 1. Participación de la generación de electricidad, por fuente de energía, 2012 y 2022. Fuente: Energías renovables en el suministro de energía, REN21. Enlace: https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/01_energy_supply/

La *Figura 2* representa el crecimiento anual de la capacidad de cada tecnología de energía renovable desde 2017 hasta 2022. Si nos fijamos en la energía solar fotovoltaica, se puede identificar un crecimiento exponencial, mientras que las demás tecnologías, como la energía eólica e hidroeléctrica, tienen un crecimiento más constante y menos pronunciado.

También se muestran los aumentos necesarios para 2030 para lograr el escenario Net Zero de la AIE (Agencia Internacional de la Energía). Este objetivo a medio plazo busca llevar las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético a cero neto, como su nombre indica, y limitar el calentamiento global a 1,5 °C [19]. Según los cálculos, la capacidad de las energías renovables necesita crecer 2,5 veces para lograr los objetivos de este programa.

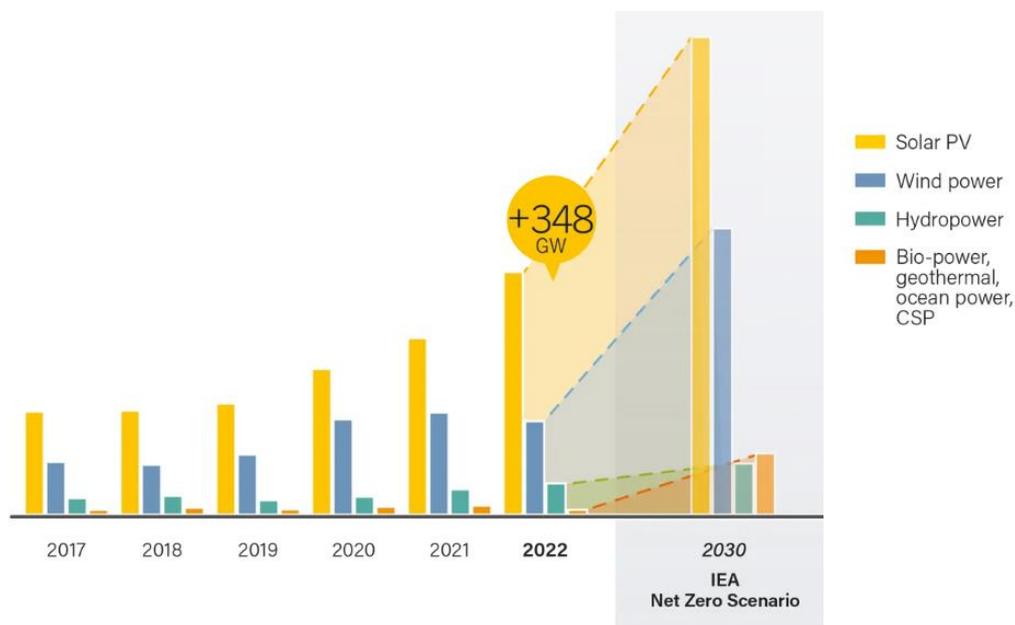


Figura 2. Adiciones anuales de energía renovable por tecnología, 2017 - 2022. Fuente: Energías renovables en el suministro de energía, REN21. Enlace: https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/01_energy_supply/

La inversión en energías limpias ha incrementado desde 2018, alcanzando en 2022 los 495 mil millones de dólares, la mayor inversión en la historia del desarrollo de las energías renovables. Cerca de la mitad de esta inversión pertenece a China motivada por los objetivos de descarbonización a largo plazo del país y por la creciente demanda de electricidad. Europa sigue con el 11,3% de la inversión total, Asia y Oceanía con un 10,8% y Estados Unidos 10%. Las demás regiones del mundo consiguen un 4% o menos de la inversión total [20].

2.2 A nivel nacional

España sigue creciendo año a año en el sector energético renovable. De 2022 a 2023 ha aumentado su potencia instalada renovable un 8,8%, alcanzando un total de 77.039 MW. La Figura 3 representa el porcentaje de cada tecnología en toda la potencia instalada, resaltando que las instalaciones de energía renovable representan el 61,3%.

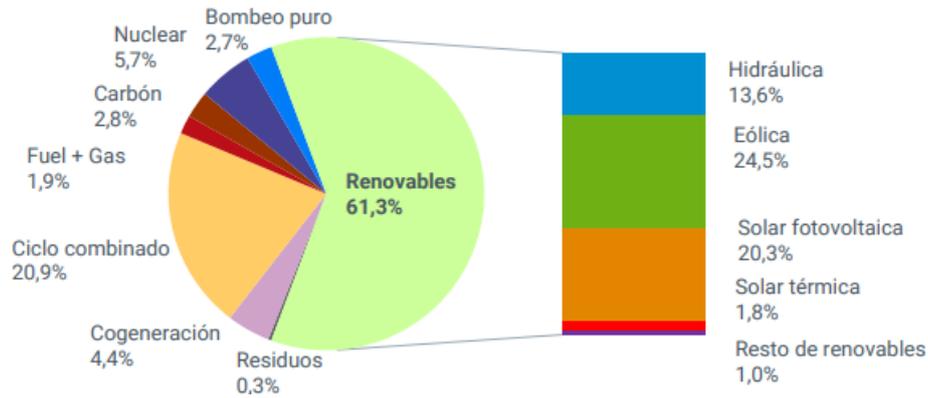


Figura 3. Porcentaje de la potencia instalada de cada tecnología eléctrica en España en 2023. Fuente: Informe del Sistema Eléctrico de 2023. Enlace: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf

Este gran aumento se debe al notable crecimiento de la energía solar fotovoltaica. A lo largo de 2023 se ha instalado un total de 5.594 MW, convirtiéndose en la tercera fuente de generación con más potencia instalada en todo el territorio nacional, con un 20,3% (26.543 MW). En segundo lugar, en el ranking de potencia instalada se encuentra el ciclo combinado. Por último, la energía eólica es el líder en potencia instalada con un 24,5% (31.219 MW).

Es importante diferenciar la potencia instalada con la generación de energía eléctrica. Hemos conseguido generar de forma renovable la mitad de la energía total generada en todo el país. La energía eólica es la tecnología renovable más importante de la generación nacional, representando un 23,5% de la producción total, estando después la energía nuclear con 20,3% y como tercer puesto la energía solar fotovoltaica con 14% [21].

En la siguiente Figura 4 se representa la evolución desde 2016 hasta 2023 del porcentaje de electricidad generada de forma renovable frente a la no renovable. Este 2023 hemos batido récord generando la mitad de la electricidad total de forma renovable. Se observa una tendencia al alza, lo que indica que es probable que los valores continúen incrementándose anualmente.



Figura 4. Evolución de generación de Energías Renovables frente a Energías no renovables en España. Fuente: Apuntes de Energía Solar Fotovoltaica: Fundamentos. Experto Universitario en EERR, Universidad de Cantabria. Autor: Jesús Mirapeix.

3. Energía solar fotovoltaica

3.1 Conceptos básicos

Como se ha comentado anteriormente, la energía solar fotovoltaica transforma la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas. Este proceso comienza en el Sol, donde se generan reacciones de fusión nuclear en su núcleo, que convierten el hidrógeno en helio. Esta energía se emite desde la superficie solar y se propaga en todas las direcciones mediante ondas electromagnéticas [22]. La radiación solar emitida es de onda corta, incluyendo radiación infrarroja (IR), luz visible y radiación ultravioleta (UV). Estas ondas atraviesan el espacio exterior y llegan a la atmósfera terrestre, donde sufren un proceso de debilitamiento debido a la presencia de nubes, moléculas de gases y partículas de suspensión. Al estudiar la radiación solar y su interacción con la energía solar fotovoltaica, es crucial entender cómo esta radiación llega a nuestros módulos fotovoltaicos.

- Radiación solar directa: Se recibe directamente del sol sin ninguna dispersión al atravesar la atmósfera.
- Radiación solar difusa: Sufre múltiples desviaciones en su trayectoria debido a la reflexión y difusión en la atmósfera.
- Radiación solar reflejada (efecto albedo): Es la radiación que se refleja en la superficie de la tierra [23].

En la *Figura 5* se muestra un esquema de las tres componentes de la radiación solar según la incidencia de los rayos en la superficie de la tierra.



Figura 5. Representación de la radiación directa, difusa y reflejada. Fuente: La radiación solar, El foro verde. Enlace: <https://elforoverde.org/energias-renovables/la-radiacion-solar/>

El siguiente proceso que estudiar es la captación de la radiación solar por el módulo fotovoltaico y su posterior conversión a energía eléctrica, conocido como efecto fotoeléctrico. Este fenómeno describe cómo ciertos materiales pueden generar corriente

eléctrica al recibir radiación electromagnética con unas características específicas. Es decir, cuando los materiales reciben partículas de luz denominadas fotones, estos pueden ser absorbidos por el material y liberar y movilizar sus electrones [24]. Para comprender este fenómeno, es esencial entender cómo ocurre la absorción del fotón y cómo funciona una célula fotovoltaica.

Para analizar la absorción del fotón, es importante considerar el diagrama de bandas del semiconductor que recibirá el fotón. Este diagrama está formado por tres bandas:

- Banda de conducción (BC): Aquí se encuentran los huecos y, en caso de que haya electrones, estos pueden moverse libremente y conducir corriente eléctrica.
- Banda de valencia (BV): En esta banda, los electrones están en estado de reposo.
- Banda prohibida: Es la región intermedia donde no puede haber ningún electrón.

Cuando el fotón es absorbido por un átomo, su energía se utiliza para trasladar un electrón de la BV a la BC, atravesando la banda prohibida. Esto significa que la energía del fotón debe ser al menos igual a la energía de la banda prohibida [25].

En la *Figura 6* se muestra un diagrama de bandas de un semiconductor y el esquema de la absorción de un fotón.

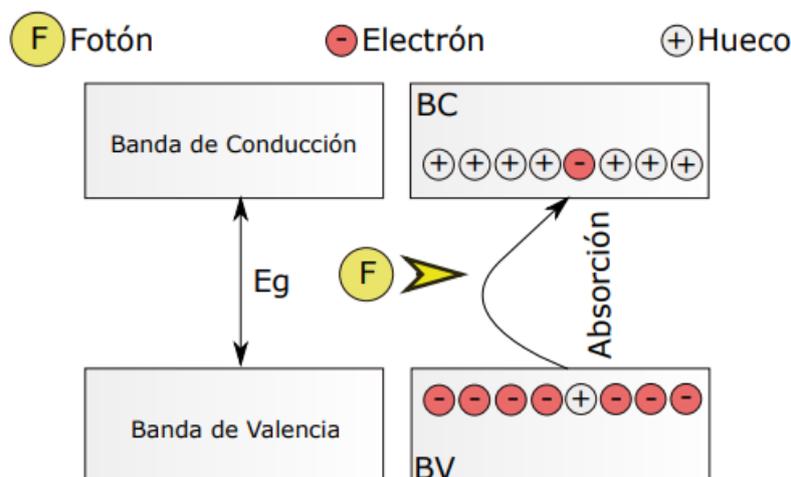


Figura 6. Diagrama de bandas e ilustración de proceso de absorción. Fuente: Apuntes de Energía Solar Fotovoltaica: Fundamentos. Experto Universitario en EERR, Universidad de Cantabria. Autor: Jesús Mirapeix.

Las células fotovoltaicas están compuestas principalmente por dos capas de material semiconductor, típicamente cristales de Silicio (Si). Este material se somete a un proceso llamado dopaje, que implica la adición de impurezas para mejorar sus propiedades eléctricas. En la capa inferior de la célula, se dopa con boro para crear una región de tipo P con un exceso de huecos, facilitando la carga positiva. En la capa superior se utiliza fósforo para crear una región de tipo N con un exceso de electrones, facilitando la carga negativa. Este proceso da lugar a una superficie de contacto entre las dos regiones conocida como unión PN [26].

Cuando un fotón golpea la zona N, puede ser absorbido por el semiconductor, liberando electrones de sus átomos y generando pares de electrones-hueco debido a la creación de vacantes donde antes estaban los electrones. Esto aumenta la diferencia de potencial

entre las zonas N y P. En un circuito cerrado, este proceso da lugar a la generación de corriente eléctrica [27].

3.2 Situación a nivel nacional

Dado el contexto del presente trabajo, puede ser interesante analizar la situación de la energía solar fotovoltaica y, en particular, de las instalaciones de autoconsumo en nuestro país.

Los siguientes datos han sido extraídos del último informe anual (2022) publicado por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). Esta asociación tiene como objetivo alcanzar el consenso entre todos los sectores involucrados en la actividad fotovoltaica.

El año 2022 ha sido el mejor año de la historia del sector fotovoltaico en España, alcanzando un total de 25.113 MW de potencia instalada. Según REE, la potencia fotovoltaica instalada hoy en día es de 26.722 MW. Este valor corresponde únicamente a la potencia conectada a la red, sin incluir el autoconsumo. En la *Figura 7* se muestra la evolución de la potencia solar en España desde 2014 hasta 2022.



Figura 7. Evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada (MW) en España. Fuente: Informe anual UNEF. Enlace: <https://energiaestrategica.es/wp-content/uploads/2023/09/INFORME-ANUAL-23-UNEF.pdf>

Otra manera de analizar la situación en nuestro país es observar la potencia fotovoltaica instalada por comunidad autónoma, como se muestra en la *Figura 8*. Extremadura es la comunidad autónoma líder, tanto en potencia instalada en 2022, con más de 1.460 MW, como en potencia total instalada, con 5.348 MW. En segundo lugar, se encuentra Andalucía, con más de 1.186 MW instalados en 2022 y un total de 4.205 MW. A continuación, está Castilla la Mancha, con más de 1.125 MW instalados en 2022 y aproximadamente un total de 3.000 MW [28].

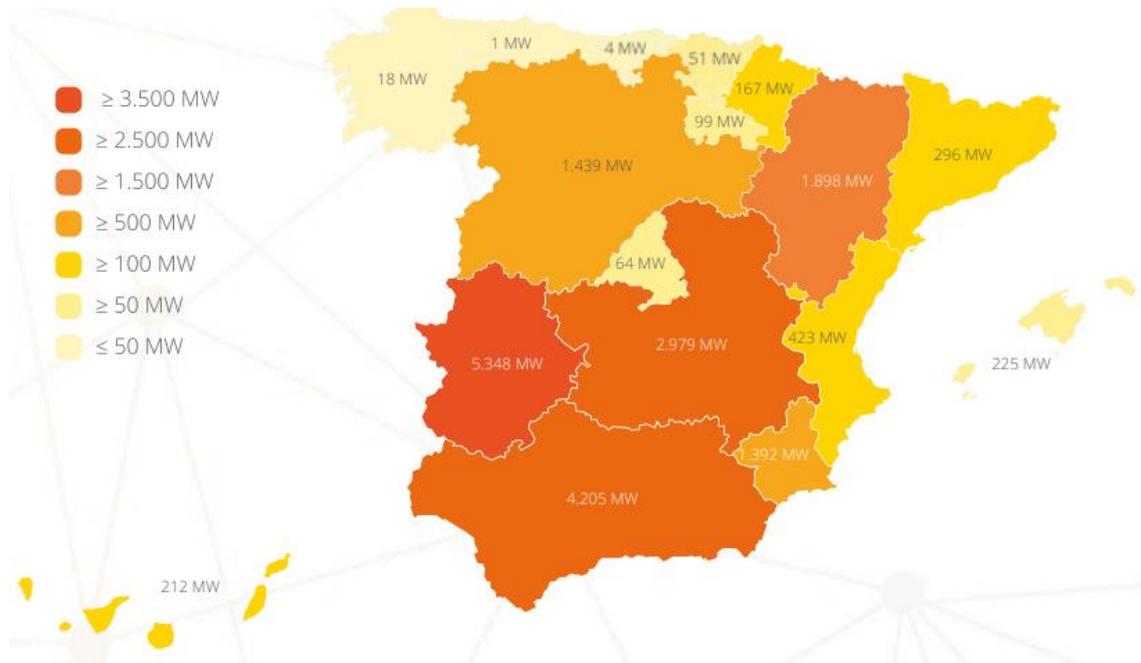


Figura 8. Potencia instalada por Comunidad Autónoma en 2022. Fuente: Informe anual UNEF. Enlace: <https://energiaestrategica.es/wp-content/uploads/2023/09/INFORME-ANUAL-23-UNEF.pdf>

3.3 Autoconsumo

Si se vuelve a observar la *Figura 7*, se puede apreciar el crecimiento del autoconsumo en España, demostrando un aumento anual de casi el doble de potencia instalada. En 2022, la potencia total instalada de autoconsumo alcanzó 5.249 MW. Según la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), en su informe anual del autoconsumo fotovoltaico, en 2023 se han instalado un total de 127.304 sistemas fotovoltaicos con una potencia total de 1.943 MW, de los cuales 527 MW corresponden a instalaciones residenciales y 1.416 MW al sector industrial.

Para instalaciones residenciales, la inversión total fue de 792 millones de euros. Con una potencia media de 4.7 kW, y un coste medio por instalación de 7.085 €. En el sector industrial, con una instalación media de 91.3 kW y con un coste medio de 69.022 € por instalación, la inversión total ascendió a 1.070 millones de euros. Así, la inversión total en autoconsumo en España en 2023 fue de 1.862 millones de euros.

Como se comentó anteriormente, 2022 fue un año excepcional para el autoconsumo debido a los altos precios del mercado eléctrico y los fondos europeos disponibles, lo que incentivó la instalación de estos sistemas. En 2023, el ritmo de instalación se ha moderado. En la *Figura 9* se pueden apreciar estas tendencias.

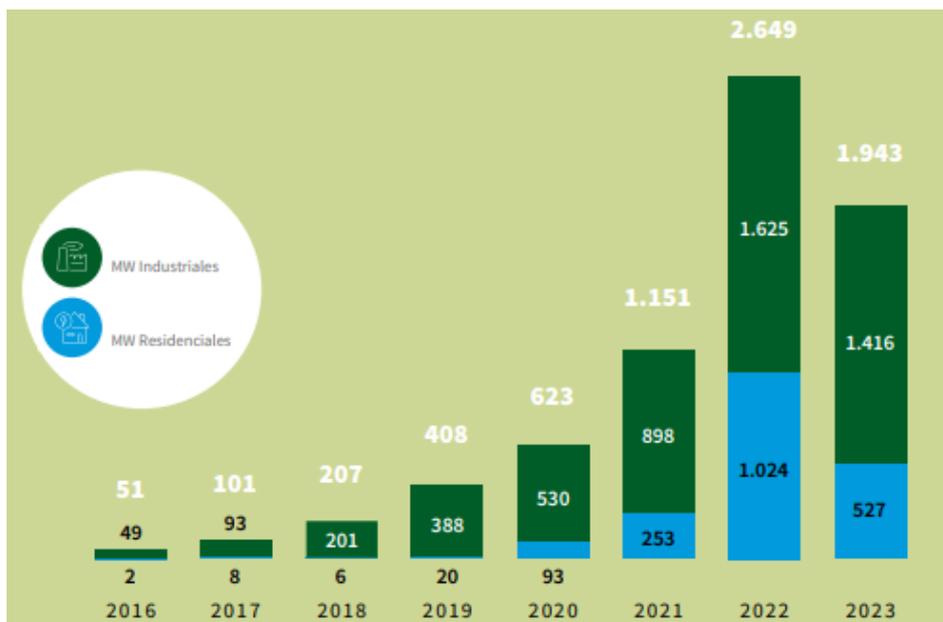


Figura 9. Evolución de la potencia instalada (MW) de autoconsumo en España. Fuente: Informe anual del autoconsumo fotovoltaico, 2023. Enlace: <https://www.informeautoconsumo.es/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2023.pdf>

Si se analiza el año 2023, se observa que el autoconsumo industrial se ha mantenido estable, mientras que el sector residencial, aunque en un crecimiento, no ha experimentado un aumento significativo. De hecho, este sector se encuentra en crisis, motivado por varios factores: los relativamente bajos precios de la electricidad, el agotamiento de las subvenciones del programa Next Generation y los problemas administrativos que han surgido en la gestión de estas subvenciones [29].

En cuanto a la producción anual de energía, es evidente que esta aumentará año tras año. Sin embargo, este crecimiento incluye tanto la energía producida y utilizada como la energía producida y no aprovechada. Las grandes instalaciones de autoconsumo enfrentan barreras regulatorias y técnicas que impiden el vertido de excedentes a la red, lo que resulta en una pérdida de energía. Esta energía desperdiciada tendrá que ser suplida posteriormente por un mix energético, del cual solo el 50% proviene de fuentes renovables. En la *Figura 10* se muestra la energía producida anualmente, separando la energía aprovechada de la no aprovechada.

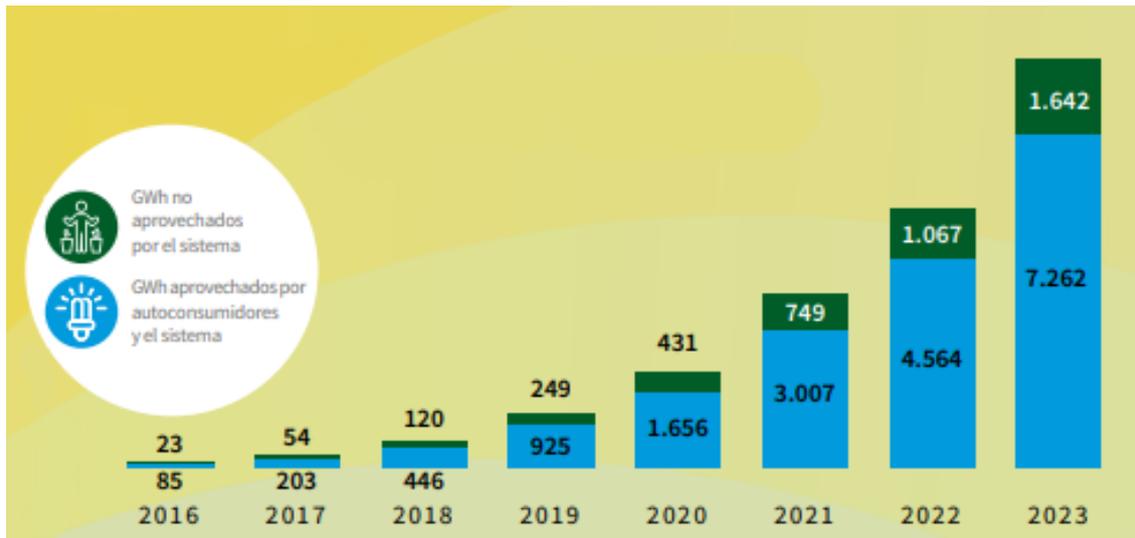


Figura 10. Evolución de la energía producida anualmente de autoconsumo (GWh) en España. Fuente: Informe anual del autoconsumo fotovoltaico, 2023. Enlace: <https://www.informeautoconsumo.es/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2023.pdf>

Estas cifras son significativas. Considerando que el precio medio del mercado eléctrico es de 87,10 €/MWh, la energía no aprovechada en 2023 tendría un valor estimado de 130 millones de euros. Este es un tema importante a considerar, ya que, si sumamos todas las pérdidas de energía no vertida al sistema desde 2016 hasta 2023, el total desaprovechado asciende a de 400 millones de euros [30].

4. Descripción de la instalación fotovoltaica

4.1 Estudio previo

4.1.1 Ubicación y diseño del emplazamiento

El emplazamiento seleccionado para la instalación fotovoltaica es mi residencia en Revilla de Camargo, Cantabria. Esta comunidad autónoma se caracteriza por un clima oceánico, con inviernos suaves y veranos moderadamente cálidos. Las nubes y la humedad son frecuentes, lo que puede afectar a la cantidad de radiación solar directa disponible para la instalación fotovoltaica [31]. Aun así, este aspecto se estudiará en profundidad más adelante. La instalación está situada en las coordenadas geográficas de 43°23'30.5"N de latitud y 3°51'46.0"W de longitud, con una altitud de 50 m sobre el nivel del mar. A continuación, se presentan las siguientes figuras que ilustran la ubicación obtenida mediante Google Maps y Google Earth.

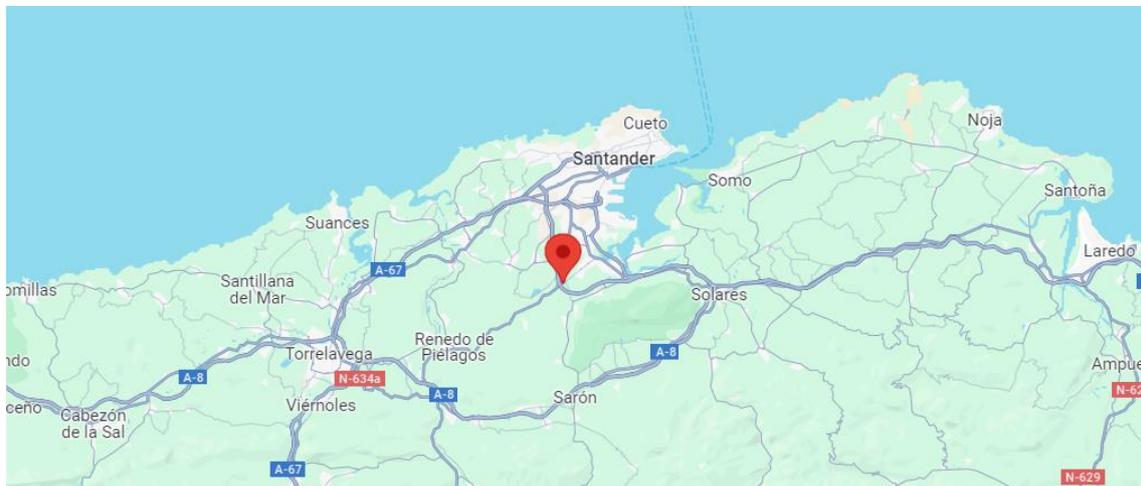


Figura 11. Ubicación a gran escala de la instalación fotovoltaica. Fuente: Google Maps.



Figura 12. Ubicación exacta de la instalación fotovoltaica. Fuente: Google Maps.



Figura 13. Vista de planta de la residencia. Fuente: Google Maps

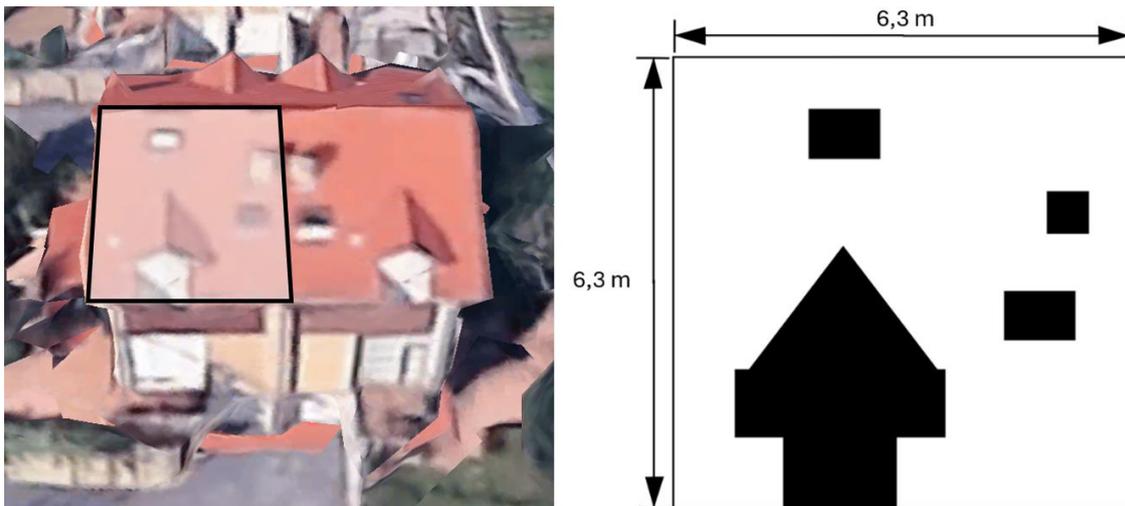


Figura 14. Plano del tejado. Fuente: Google Earth.

Tras varios cálculos y estimaciones, obtenemos el plano del tejado. Este tejado tiene un área de aproximadamente $39,7 m^2$. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la superficie útil para la disposición de los módulos fotovoltaicos es considerablemente menor debido a la presencia de obstáculos que podrían afectar su ubicación y rendimiento futuro. Esto será objeto de estudio en fases posteriores del proyecto.

4.1.2 Orientación e inclinación

La orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos dependen de su ubicación y de la temporada del año. Una instalación en el hemisferio norte (por ejemplo, en España) tiene una inclinación y una orientación óptima que son totalmente distintas a las de una

instalación en el hemisferio sur. Esto se debe al ángulo de incidencia de los rayos del sol sobre el panel. Además, la inclinación óptima varía según la temporada: en verano, el sol describe una trayectoria más alta en el cielo, mientras que en invierno es mucho más baja y cercana al horizonte. Lo que se busca es un ángulo de inclinación que permita que la radiación solar incida lo más perpendicularmente posible sobre los paneles, maximizando así la captación de radiación y, por lo tanto, la producción de energía. La inclinación también está relacionada con la autolimpieza de los paneles: Una inclinación adecuada facilita que la lluvia lave los paneles. Si los módulos están horizontales, este proceso no se podría llevar a cabo eficazmente [25].

En este caso, tanto la inclinación como la orientación son valores fijos, ya que los módulos fotovoltaicos estarán anclados al tejado, el cual tiene una inclinación de 27° y una orientación de 188° (Suroeste). Aun así, se calculará el ángulo de inclinación óptimo (β_{OPT}) para evaluar el rendimiento teórico óptimo y compararlo con el rendimiento real que se obtendrá con la configuración actual del tejado. Este cálculo se realizará siguiendo el procedimiento indicado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Para una orientación e inclinación óptimas durante todo el año, se recomienda orientar los módulos exactamente hacia el Sur y una inclinación que cumpla la siguiente expresión:

$$\beta_{OPT} = \varnothing - 10$$

Donde \varnothing es la latitud del emplazamiento en grados. En este caso $\varnothing = 43^{\circ}23'30.5''$. Entonces, el ángulo de inclinación óptimo anual sería de $33^{\circ}23'30.5''$ o $33,39^{\circ}$. Por lo tanto, la diferencia con la inclinación actual es de aproximadamente 6° . Esta desviación indica que la instalación actual tendrá un mayor rendimiento en los meses de verano debido a su inclinación inferior a la óptima [32].

4.1.3 Estimación energética

La manera de analizar la rentabilidad y eficacia de una instalación es estudiando la radiación solar del emplazamiento junto con la estimación de la demanda energética. Para analizar la radiación solar, nos basaremos en PVGIS, es una herramienta gratuita, de acceso web y que proporciona datos de irradiación solar y rendimiento energético en una situación geográfica elegida [33]. Entonces, tras introducir las coordenadas exactas, la orientación y la inclinación obtenemos los siguientes resultados sobre irradiación:

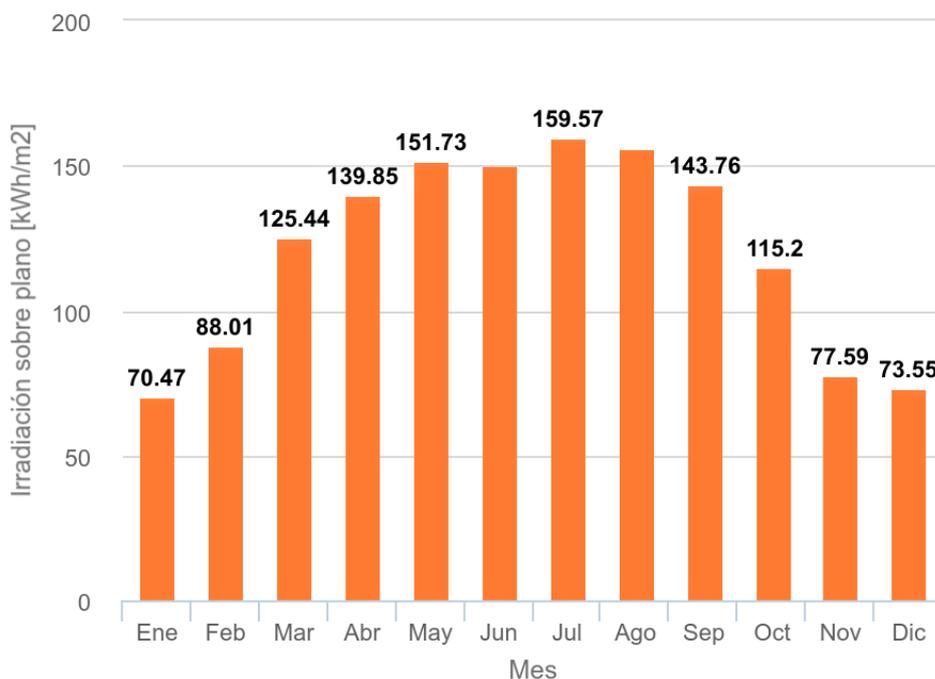


Figura 15. Estimación de la irradiación mensual facilitada por PVGIS. Fuente: PVGIS. Enlace: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

Se puede observar una irradiación media alrededor de 100 kWh/m^2 , siendo más significativa en los meses de verano y alcanzando hasta los 159 kWh/m^2 . La irradiación anual corresponde aproximadamente a 1450 kWh/m^2 .

A continuación, se hará una estimación del consumo de la vivienda. Esta estimación se basará en facturas presentes de esta residencia. Será una estimación bastante exacta, ya que se dispone de facturas de 10 meses, por lo que la verdadera estimación se encontrará en los 2 meses restantes. Según las facturas, la vivienda tiene un consumo bastante normal, pero es importante tener en cuenta que se dispone de vehículo eléctrico. Entonces se realizará el estudio de consumo:

Consumo total anual con coche eléctrico: Aproximadamente 6600 kWh

Este vehículo se carga cada 3 días y aproximadamente durante 7 horas, debido a que se carga durante el periodo valle, por la noche. La potencia contratada en esta casa es de 4,6 kW, estimando una potencia de carga para el coche de aproximadamente 4kW. Con estos datos podemos obtener cuanta energía consumimos en la carga de este vehículo eléctrico.

$$\frac{30 \text{ dias/mes}}{3 \text{ dias/carga}} = 10 \text{ cargas/mes}$$

$$10 \text{ cargas/mes} \times 7 \text{ horas/carga} = 70 \text{ horas/mes}$$

$$70 \text{ horas/mes} \times 4 \text{ kW} = 280 \text{ kWh/mes} \cong 300 \text{ kWh/mes}$$

Una vez se sabe cuánto se consume al mes para cargar el coche eléctrico, el consumo anual simplemente es un producto por los 12 meses del año, consumiendo por lo tanto 3600 kWh de energía al año en cargar el coche eléctrico.

Por lo tanto, el consumo total anual sin coche eléctrico sería de aproximadamente 3000 kWh.

Más adelante, cuando se analice el dimensionamiento, se estudiará más en profundidad el proyecto en cuanto a consumo y generación.

4.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos solares fotovoltaicos, como se indicó anteriormente, son en esencia una unión PN (fabricada con un material semiconductor como el silicio) que tiene la capacidad de producir energía eléctrica al recibir radiación electromagnética de ciertas características. Sin embargo, una célula fotovoltaica tiene más componentes y particularidades. A continuación, se puede ver un dibujo donde se muestra las distintas secciones de una célula.

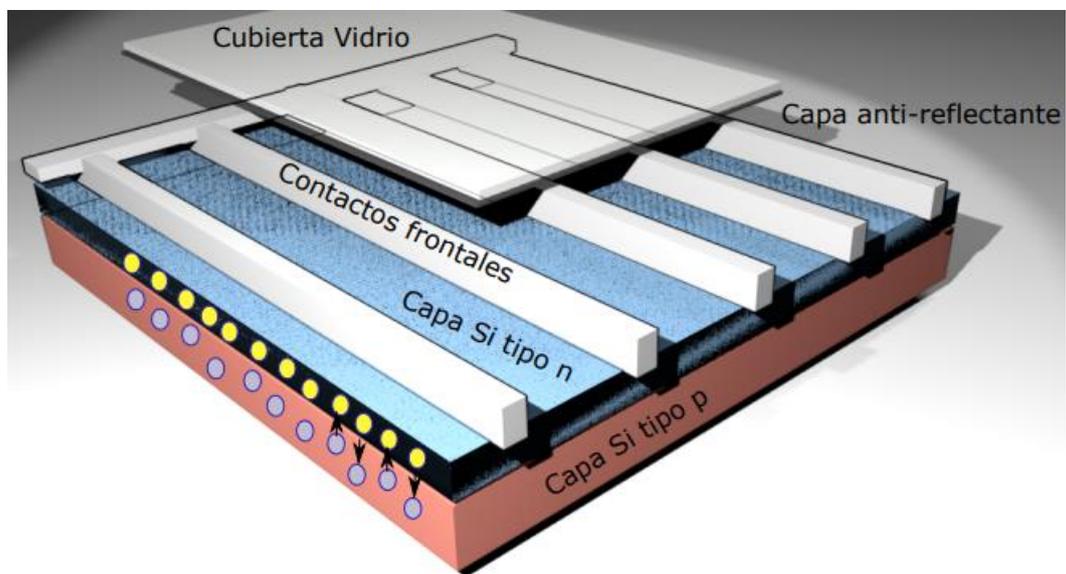


Figura 16. Representación esquemática de los componentes de un módulo fotovoltaico. Fuente: Apuntes de Energía y Telecomunicaciones: Energías Renovables. Grado de Ingeniería de Tecnologías de Telecomunicación. Autor: Jesús Mirapeix Serrano.

Comenzando con la capa de vidrio que protege las células fotovoltaicas, esta es una sección muy importante ya que debe tener propiedades muy sofisticadas. La degradación con el tiempo puede afectar las propiedades ópticas, lo que resulta en pérdida de transparencia y, por lo tanto, pérdida de eficiencia. Después, se encuentra la capa antirreflejante, cuyo objetivo es maximizar el número de fotones absorbidos. Por último, están los contactos metálicos frontales, que son necesarios para obtener corriente eléctrica de las células y utilizarla posteriormente en dispositivos o verterla en la red [34].

Existen diversos materiales empleados, diferenciando diversas tecnologías, entre ellas las siguientes:

- 1ª generación: El material utilizado puede ser silicio (Si) cristalino o arseniuro de galio (GaAs), aunque por lo general se utiliza silicio, que representa aproximadamente el 90% del mercado mundial de células fotovoltaicas. Dentro del Si cristalino nos encontramos monocristalino y policristalino.

- 2ª generación: Conocidas como capa fina “convencional”. Como su nombre indica, destacan por su pequeño espesor, llegando a 5 µm, proporcionando menor peso y más flexibilidad, pero menor eficiencia que las de Si cristalino. Esta tecnología utiliza silicio amorfo (a-Si) y telurio de cadmio (CdTe), entre otras.
- 3ª generación: También llamada tecnología de capa fina “emergente”. Donde encontramos las células solares sensibilizadas por colorante, las Perovskite, las quantum dot y las células orgánicas. Esta última tecnología es muy interesante, innovadora y por lo tanto emergente, se basa en el uso de materiales polímeros orgánicos conductores o pequeñas moléculas orgánicas [34].

En la siguiente *Figura 17* se muestra una tabla comparativa de las distintas tecnologías comúnmente utilizadas, donde se observa por qué el Si monocristalino y policristalino son las tecnologías más usadas en todo el mundo:

Tipo de Célula	Eficiencia	Estabilidad	Coste Producción	Impacto ambiental
Si Monocristalino	Muy alta	Excelente	Muy alto	Medio-bajo
Si Policristalino	Muy alta	Excelente	Medio	Medio-bajo
Si amorfo (mono-unión)	Baja	Muy baja	Bajo	Medio-bajo
Si amorfo (multi-unión)	Baja	Baja	Bajo	Medio-bajo
Compuestos III-V	Muy alta	Excelente	Extremadamente alto	Potencialmente alto
Otros compuestos capa fina	Media	Buena	Bajo	Potencialmente alto
Células orgánicas	Baja	Baja	Potencialmente bajo	Muy bajo

Figura 17. Comparación de tecnologías FV. Fuente: Apuntes de Energía y Telecomunicaciones: Energías Renovables. Grado de Ingeniería de Tecnologías de Telecomunicación. Autor: Jesús Mirapeix Serrano.

Tras analizar las distintas tecnologías, la mejor opción es buscar módulos fotovoltaicos de tecnología de 1ª generación. Además de esa condición, se consideraron distintas características para escoger el mejor módulo. Entre ellas se encontraban la eficiencia, la potencia nominal, la garantía de rendimiento y el precio. Las dimensiones son importantes de cara al encaje de los paneles en el tejado, pero en general los módulos de las características buscadas presentan tamaños similares, con una longitud ligeramente superior a 2 metros y una anchura algo mayor a 1 metro.

Los módulos investigados fueron los siguientes:

- Panel Solar 550W Monocristalino PERC de Tensite
- Panel JA Solar 460W 24V Monocristalino PERC
- Panel Solar 455W A-455M Atersa GS PERC
- Panel Solar 550W A-550M Atersa GS PERC

Tras estudiar por separado todos, se llegó a la conclusión de utilizar el módulo de JA Solar de 460 W. A continuación, se muestran las características que se tuvieron en cuenta para su elección.

Tabla 1. Características clave para la elección del módulo JA Solar de 460W.

Características	Valor
Eficiencia	20,7 %
Potencia nominal	460 W
Tipo	Si monocristalino (244 células)
Garantía	95 % en 10 años 83,1% en 25 años
Medidas	2112 mm x 1052 mm x 35 mm
Precio	80,71 €

Si nos fijamos en características técnicas, en la siguiente tabla se muestra un resumen de los parámetros eléctricos importantes:

Tabla 2. Características técnicas del módulo JA Solar de 460 W.

Especificaciones	Valor
Sección de cableado	4mm ²
Peso	24,7 kg
Parámetros STC	Valor
Potencia máxima (Pmax)	460 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	50,01 V
Máxima tensión (Vmp)	42,13 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,45 A
Máxima corriente (Imp)	10,92 A
Coeficiente de temperatura de Isc	0,044%/°C
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,272%/°C
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,350%/°C
Parámetros de operación	Valor
NOCT	45 °C

4.2.1 Dimensionamiento

Recordemos el plano de la *Figura 14*. Es un tejado complejo por los diferentes obstáculos como ventanas de tejado o velux, una chimenea y una inclinación en una parte del tejado debido a una ventana. Por lo tanto, el dimensionamiento no se ha podido realizar utilizando las expresiones tradicionales. En su lugar, se ha adoptado un enfoque práctico basado en la técnica de prueba y error, similar a la resolución de un puzzle, colocando y ajustando los módulos en diferentes configuraciones hasta encontrar la óptima, la cual se considera que es la siguiente:

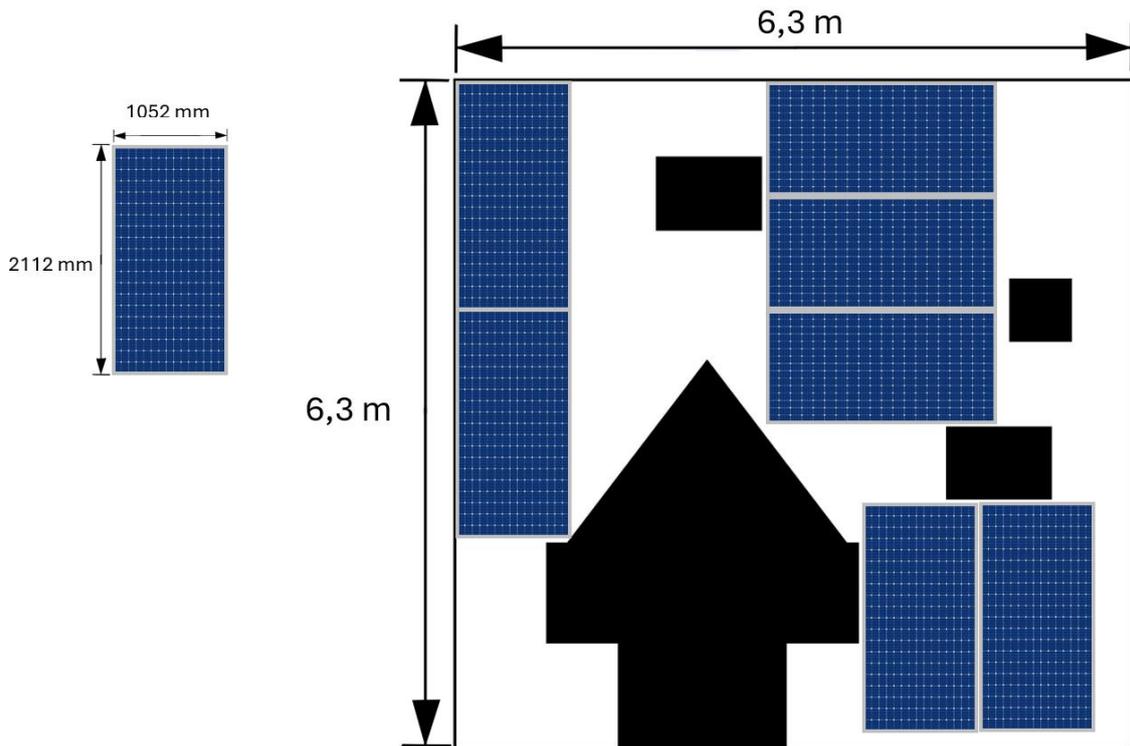


Figura 18. Plano del dimensionamiento de módulos fotovoltaicos.

Se ha conseguido encajar 7 módulos en el tejado. Aunque lo normal sea instalar todos los módulos en una misma disposición (horizontal o vertical), en este caso es inevitable si queremos encajar el máximo número de paneles posibles. Este aspecto habrá que tenerlo en cuenta a la hora de configurar el número de cadenas y su conexión con el inversor seleccionado.

4.2.2 Estudio del sombreado

Una vez estudiado la colocación de los módulos, el siguiente paso es el estudio del sombreado. Este sombreado además de provocar pérdida de potencia puede potencialmente producir daños en las células, ya que se pueden sobrecalentar o incluso quemarse, especialmente si hablamos de ocultaciones prolongadas en el tiempo [35]. En este caso, la vivienda está en una urbanización, en una colina orientada hacia el sur, es decir, no tiene ninguna posible sombra que venga de un agente externo como algún edificio. Entonces, lo único que puede generar sombra es la chimenea que se encuentra a la derecha del plano. A continuación, se muestra un esquema de cómo afecta la sombra a los módulos.

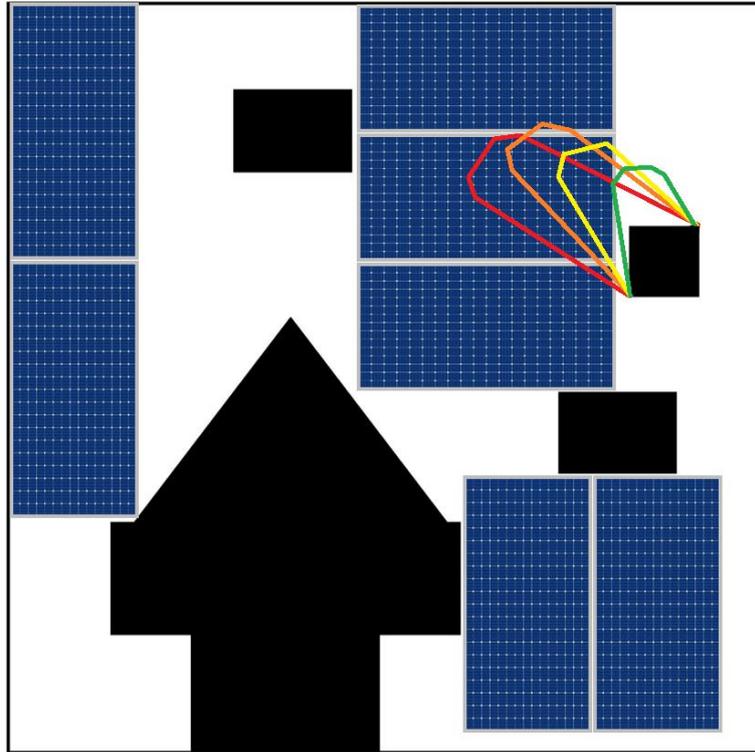


Figura 19. Estudio del sombreado sobre los módulos fotovoltaicos.

Como se muestra en la *Figura 19*, la única sombra que afecta a la instalación es la de la propia chimenea de la residencia. Y solamente afecta a los 3 módulos que se encuentran en distinta dirección. Este sombreado empieza desde el amanecer (sombreado rojo), hasta aproximadamente medio día (sombreado verde). Se utiliza un código de colores para representar el área sombreada a lo largo de las horas. Este puede ser un motivo para considerar el uso de microinversores, un inversor con varias entradas u otra posible solución de forma que no condicione la generación del resto de módulos. Este asunto se tratará en el siguiente apartado.

4.3 Inversor CC/CA

El siguiente elemento básico de una instalación es el inversor, encargado de convertir corriente continua generada por el módulo fotovoltaico en corriente alterna, para su futura inyección a la red o para su uso doméstico. Además de esta función básica, también hace posible el monitoreo y mantenimiento del sistema, permitiendo rastrear la producción de energía y proporcionar datos, estadísticas y análisis que ayuden a optimizar el rendimiento [36].

En esta situación, tenemos diferentes opciones: utilizar microinversores que gestionen de manera independiente los paneles, o utilizar un inversor general con varias entradas y varios seguidores MPP. Estos seguidores MPP, también denominado MPPT (por sus siglas en inglés “Maximum Power Point Tracker” o seguidor del punto de máxima potencia), realizan un seguimiento continuo para equilibrar el voltaje y la corriente de forma que los módulos fotovoltaicos trabajen en su máxima potencia. Optar por tener dos MPPT

independientes permite conectar los tres paneles afectados por la sombra a una seguidor MPP independiente, optimizando así su rendimiento [37].

Se ha decidido utilizar esta segunda opción, a pesar de que los microinversores tengan sus ventajas, como ser más eficientes y adecuados para sistemas pequeños. Un inversor general supone un coste inicial menor, mayor facilidad de mantenimiento al ser un único dispositivo, mayor fiabilidad en ambientes difíciles y menor complejidad de instalación. El siguiente paso es buscar un modelo de inversor y realizar el dimensionamiento para comprobar su compatibilidad con el sistema.

Este estudio para seleccionar un inversor se ha basado en distintas características, como la eficiencia, varias entradas y MPPT, la compatibilidad con baterías para futuras expansiones, que sea de tipo cadena y su precio. En una primera búsqueda, los posibles inversores fueron los siguientes:

- Inversor Growatt (3000 W / 3600 W / 4200 W) [38]
- Inversor Huawei SUN2000 (2KTL-L1 / 3KTL-L1) [39]
- Inversor Solis S6-GR1P3K Monofásico 2MPPT 3000W [40]

Tras analizarlos, se ha llegado a la conclusión de utilizar un inversor Huawei, ya que son muy comunes, tienen un buen rendimiento y un precio razonable. Tenemos dos posibles opciones, el inversor 2KTL-L1 y el 3KTL-L1. Antes de decidir cuál se implementará, se mostrarán los datos técnicos de cada uno.

Tabla 3. Características técnicas del inversor Huawei 2KTL-L1.

Huawei 2KTL-L1	
Parámetros de entrada	Valor
Eficiencia	98,2%
Potencia de entrada máxima recomendada	3.000 Wp
Parámetros de salida	Valor
Potencia nominal de salida	2.000 W
Máxima potencia aparente de CA	2.200 VA
Máxima intensidad de salida	10 A

Tabla 4. Características técnicas del inversor Huawei 3KTL-L1.

Huawei 3KTL-L1	
Parámetros de entrada	Valor
Eficiencia	98,3%
Potencia de entrada máxima recomendada	4.500 Wp
Parámetros de salida	Valor
Potencia nominal de salida	3.000 W
Máxima potencia aparente de CA	3.300 VA
Máxima intensidad de salida	15 A

Tabla 5. Características técnicas conjuntas de los inversores Huawei 2KTL-L1/3KTL-L1.

Características conjuntas Huawei 2KTL-L1 / Huawei 3KTL-L1	
Parámetros de entrada	Valor
Máxima tensión de entrada	600 V
Tensión de arranque	100 V
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V
Tensión nominal de entrada	360 V
Máxima intensidad por MPPT	12,5 A
Máxima intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A
Cantidad de MPPT	2
Parámetros de salida	Valor
Conexión de red eléctrica	Monofásica
Tensión nominal de salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac
Frecuencia nominal de red	50 Hz / 60 Hz

Ya que tienen parámetros muy similares, se realizará un estudio con ambos y luego se analizará la situación para determinar cuál es mejor para esta instalación. Lo que se puede asegurar es la división de paneles. Este inversor tiene dos entradas con seguidores MPPT independientes, por lo que se separarán los 7 módulos en 2 cadenas. La primera cadena tendrá 4 módulos y estarán en disposición vertical; la otra cadena tendrá los 3 módulos restantes. Aunque no es común tener cadenas de diferente voltaje, en este caso, al tener dos seguidores de punto de máxima potencia, se puede optimizar cada cadena de manera independiente, sin que una cadena limite la eficiencia de la otra.

4.3.1 Dimensionamiento

Antes de empezar a hacer cálculos es necesario estimar los siguientes datos:

- Temperaturas máximas absolutas en Cantabria: La temperatura mínima en Santander y alrededores oscila entre 4°C y 9°C, mientras que la temperatura máxima se sitúa entre 37°C y 39°C. Por seguridad, se dejará un cierto margen, obteniendo así estas temperaturas:

$$T_{min} = 2 \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad T_{max} = 44 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

- Irradiancia solar en Cantabria: Se utilizarán unos valores comunes que suelen adoptarse como estándares en diversas disciplinas:

$$G_{min} = 100 \text{ W/m}^2, \quad G_{max} = 1000 \text{ W/m}^2$$

Sabiendo la temperatura máxima absoluta, la irradiancia solar y la temperatura nominal de operación de la célula (NOCT), que obtenemos de la tabla de parámetros del inversor, podemos obtener el rango de temperaturas de célula que tendrá el módulo fotovoltaico utilizando la siguiente fórmula:

$$T_{cell} = T_{air} + G \left[\frac{(NOCT - 20)}{800} \right], NOCT = 45 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Así obtenemos:

$$T_{cell_min} = T_{min} + G_{min} \left[\frac{(NOCT - 20)}{800} \right] = 2 \text{ } ^\circ\text{C} + 100 \text{ W/m}^2 \left[\frac{(45 \text{ } ^\circ\text{C} - 20)}{800} \right] = 5,125 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned} T_{cell_max} &= T_{max} + G_{max} \left[\frac{(NOCT - 20)}{800} \right] = \\ &= 44 \text{ } ^\circ\text{C} + 1000 \text{ W/m}^2 \left[\frac{(45 \text{ } ^\circ\text{C} - 20)}{800} \right] = 75,25 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

El siguiente paso es calcular las variaciones de la tensión en circuito abierto V_{oc} y de la tensión para el punto de máxima potencia V_{MPP} , usando estas expresiones:

$$V_{oc}[T_{cell_min}] = V_{oc} + (T_{cell_min} - 25^\circ\text{C}) \cdot (\beta_{V_{oc}}(\%/^\circ\text{C}) \cdot V_{oc})$$

$$V_{MPP}[T_{cell_max}] = V_{mp} + (T_{cell_max} - 25^\circ\text{C}) \cdot (\beta_{V_{oc}}(\%/^\circ\text{C}) \cdot V_{oc})$$

Donde:

$V_{oc} = 50,01 \text{ V}$ = Tensión en circuito abierto del módulo.

$V_{mp} = 42,13 \text{ V}$ = Tensión para el punto de máxima potencia.

$\beta_{V_{oc}}(\%/^\circ\text{C}) = -0,272\%/^\circ\text{C}$ = Coeficiente de temperatura de V_{oc} del módulo.

Así, definimos un rango de tensiones:

$$V_{oc}[5,125 \text{ } ^\circ\text{C}] = 50,01 \text{ V} + (5,125 \text{ } ^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \cdot (-0,272 \text{ } \%/^\circ\text{C} \cdot 50,01) = 52,71 \text{ V}$$

$$V_{MPP}[75,25 \text{ } ^\circ\text{C}] = 42,13 \text{ V} + (75,25 \text{ } ^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \cdot (-0,272 \text{ } \%/^\circ\text{C} \cdot 50,01) = 35,29 \text{ V}$$

Una vez que tenemos la tensión máxima y mínima que limita el inversor, podemos calcular el número máximo y mínimo de paneles que se pueden conectar en serie a una entrada del inversor. Se calculará con las siguientes formulas:

$$N_{max} = \frac{V_{inv_max_DC}}{V_{oc}[5,125 \text{ } ^\circ\text{C}]}, N_{min} = \frac{V_{inv_min_DC}}{V_{MPP}[75,25 \text{ } ^\circ\text{C}]}$$

Donde:

$V_{inv_max_DC} = 600 \text{ V}$ = Máxima tensión de entrada del inversor

$V_{inv_min_DC} = 90 \text{ V}$ = Mínima tensión de entrada del inversor

Obteniendo:

$$N_{max} = \frac{V_{inv_max_DC}}{V_{oc}[5,125 \text{ } ^\circ\text{C}]} = \frac{600 \text{ V}}{52,71 \text{ V}} = 11,38 \approx 11 \text{ Paneles}$$

$$N_{min} = \frac{V_{inv_min_DC}}{V_{MPP}[75,25 \text{ } ^\circ\text{C}]} = \frac{90 \text{ V}}{39,29 \text{ V}} = 2,54 \approx 3 \text{ Paneles}$$

Podemos comprobar que el dimensionamiento previsto es completamente viable. Recordemos que nuestras cadenas contienen 3 y 4 módulos.

El siguiente punto es el estudio de las limitaciones de corriente y de potencia. El inversor tiene una corriente de entrada límite que no se puede superar. Como los paneles están en serie, la corriente máxima será la corriente de cortocircuito del panel escogido, ya que es la corriente más alta que se obtendrá. También hay una potencia máxima de entrada recomendada, la cual se puede superar, pero no se recomienda si se busca un rendimiento óptimo.

Las características técnicas de entrada de ambos inversores indican que la intensidad de entrada por MPPT es de 12,45 A. Entonces lo siguiente es comprobar que la I_{sc} del módulo es inferior:

$$I_{sc} = 11,45 A < 12,45 A$$

Esto confirma que la limitación de corriente no es un problema para nuestro sistema. A continuación, se estudiará la limitación de potencia.

$$3 \text{ paneles} \cdot 460 \text{ Wp} = 1.380 \text{ Wp} = 1,38 \text{ kWp}$$

$$4 \text{ paneles} \cdot 460 \text{ Wp} = 1.840 \text{ Wp} = 1,84 \text{ kWp}$$

Esto resulta en una instalación de 7 paneles de 3,22 kWp. Analizando los parámetros de los inversores, vemos que las potencias máximas recomendadas de entrada son de 3.000 W para el inversor Huawei 2KTL-L1 y 4.500 Wp para el Huawei 3KTL-L1. Esta situación llevó a considerar la elección del inversor. Se recomienda que la potencia de entrada sea ligeramente menor que la recomendada por el inversor. No obstante, estamos en una situación compleja: un inversor tiene una potencia de entrada mayor a la recomendada y el otro inversor tiene poca potencia de entrada en relación a la recomendada.

Por lo tanto, tras la indecisión, se valorará el posible sobredimensionamiento en potencia de la instalación.

4.3.2 Sobredimensionamiento en potencia

El sobredimensionamiento en potencia de una instalación fotovoltaica consiste en diseñar un sistema con una potencia de módulos mayor que la potencia nominal del inversor. Una manera sencilla de verlo es apoyándose con la siguiente figura:

forma más eficiente la mayor parte del tiempo, ya que opera en un rango óptimo y genera más energía en momentos de baja radiación.

- Desventajas: Esta la posibilidad de perder energía en picos de radiación. Además, si se trabaja muy cerca del límite constantemente, la vida útil del inversor disminuirá.

A lo largo del tiempo el sobredimensionamiento será menor, debido a la degradación de los módulos, que supone alrededor de 0.5% cada año, llegando al 83-85% de rendimiento al finalizar la garantía de 25 años. Además, los parámetros ofrecidos por las empresas de módulos fotovoltaicos son estimaciones generales basadas en condiciones ideales, y en la práctica es poco común que estos paneles alcancen los niveles máximos de rendimiento especificados.

Inversor Huawei 3KTL-L1 (sin sobredimensionamiento):

- Ventajas: Con su mayor potencia, en ningún momento se tendrá pérdidas de energía. A diferencia del primer inversor, este tendrá mayor durabilidad y eficiencia al inyectar energía a la red.
- Desventajas: Supone un costo mucho mayor, aproximadamente 520 €, debido a la diferencia de potencia, y su tamaño es notablemente mayor. Por último, no es necesario tanto potencial de expansión porque no hay espacio disponible para ampliar la instalación.

Tras evaluar las dos opciones, se ha decidido implementar el sobredimensionamiento en potencia con el inversor Huawei 2KTL-L1. En conclusión, esta elección se basa en el balance favorable entre el costo inicial reducido, el tamaño más compacto y la capacidad de operar de manera eficiente la mayor parte del tiempo. Esta decisión asegura una solución económica y eficiente que optimiza el rendimiento del sistema a largo plazo.

4.4 Cableado y protecciones

El cableado es un componente muy importante en la instalación y un elemento clave. En una instalación como la de este proyecto encontramos cableado de corriente continua y de corriente alterna.

- Cableado de corriente continua: Encargado de conectar los módulos fotovoltaicos para formar una cadena, y desde cada cadena hasta el inversor. También se utiliza para convertidores DC/DC, combinadores o baterías, pero en esta ocasión no es necesario.
- Cableado de corriente alterna: Esta corriente es de baja tensión, y se sitúa desde la salida del inversor hasta el cuadro de baja tensión y el transformador [25].

Cada cableado le corresponde un cuadro, donde se sitúan las protecciones. El cuadro de corriente continua consiste fundamentalmente en fusibles y portafusibles que protegen los equipos de sobrecorrientes [43]. En cuanto al cuadro de corriente alterna las protecciones como el interruptor magnetotérmico y el diferencial se encargan de proteger la instalación de cortocircuitos y de sobrecargas.

Por último, se necesita una toma de tierra, es una medida de seguridad para las superficies conductoras expuestas. Al igual que las protecciones, es necesario una puesta a tierra tanto en el circuito de corriente continua como el de alterna.

4.4.1 Cableado

Antes de comenzar a definir los cableados utilizados en esta instalación monofásica, hay que tener en cuenta las normativas que deben seguirse. Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) [44], los cables fotovoltaicos deben cumplir lo siguiente: sección mínima de 4 mm^2 , protección contra sobrecargas y cortocircuitos y resistencia a condiciones ambientales como variaciones de temperatura y radiación solar.

- Corriente continua: En este circuito utilizaremos un cable termoestable, preparado para durar hasta 30 años en instalaciones fotovoltaicas. El código del cable es H1Z2Z2-K y es fabricado por la empresa Prysmian Group. Este cable tiene una alta resistencia medioambiental, está fabricado con ensayos mecánicos, eléctricos, químicos y de fuego. Posee un doble aislamiento de clase II y su conductor es cobre estañado [45].

A parte de las exigidas, establece normas técnicas y de seguridad para instalaciones eléctricas, como la norma UNE-EN 50618, que establece requisitos de seguridad para los cables fotovoltaicos y sus conectores [46]. Según la empresa diseñadora y productora de este cable, está diseñado según esta norma, que está referenciada en la norma de instalaciones fotovoltaicas que no sean solo para vertido en red, que es la UNE-HD 60364-7-712. Como esta instalación será de autoconsumo y vertido en red, estaría incluida en esta normativa. Además, está diseñado según el estándar internacional IEC 62930, superando las pruebas más agresivas de resistencia de rayos UV [45][46].

Estos tendidos al aire libre rara vez se instalan bajo tubo o canal protector cuando se tiende en superficies. Además de aumentar el precio de la instalación, esto dificulta la ventilación. Por lo tanto, se utilizará una bandeja de rejilla tipo F.

Al calcular la sección del cable, hay que tener en cuenta tres criterios: Criterio térmico, criterio de caída de tensión y criterio de la intensidad de cortocircuito.

Criterio térmico:

Los siguientes cálculos asegurarán que el cable pueda manejar la corriente máxima sin sobrecalentarse o sin tener problemas de temperaturas.

Como establece la ITC-BT 40, el cableado debe dimensionarse para una corriente no inferior al 125% de la intensidad máxima de funcionamiento. Por lo tanto, utilizaremos la siguiente expresión.

$$I_{\max_cond} = \frac{1,25 \cdot I_L}{f_1 \cdot f_2 \cdot f_3}$$

Donde f_1 , f_2 y f_3 son factores de corrección en líneas aéreas BT.

$f_1 = 0,9$ (Por exposición directa al sol)

$f_2 = 0,8$ (Por el agrupamiento de 2 cables)

$f_3 = 1$ (Por temperatura ambiente para cables de 25°C)

$I_L = 10,92 \text{ A}$ = Intensidad máxima de funcionamiento nominal de los módulos

Por lo tanto:

$$I_{\max cond} = \frac{1,25 \cdot 10,92 A}{0,9 \cdot 0,8 \cdot 1} = 18,45 A$$

Teniendo la intensidad máxima del conductor, si nos fijamos en la *Figura 21*, en el tipo de instalación F, con aislante XLPE2 y con cobre como material, es decir, la columna sombreada de amarillo. Vemos que le corresponde el primer valor de corriente, 25 A, porque $18,45 < 25 A$. Finalmente con este criterio obtenemos una sección necesaria de $1,5 \text{ mm}^2$.

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																	
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)						XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)						
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)								
C								PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	PVC2 (90 °C)					
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E									PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)				
F										PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)				
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	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	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	
Aluminio	2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	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	76	82	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	215
	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	228	239	254	273	306	
150					187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	
185					212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	
240					248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	399	427	482	
300					285		313		331		366		400		429	462	494	558	

NOTAS: con fondo naranja figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios). Los valores con fondo azul no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE-HD 60364-5-52. Los valores con fondo amarillo no figuran en la tabla original y no es posible calcularlos con la UNE-HD 60364-5-52, por lo que se ha recurrido al método de cálculo de la última versión internacional de la norma IEC 60364-5-52, que curiosamente no ha eliminado el método de cálculo como se ha hecho en la versión UNE-HD.

Figura 21. Intensidades admisibles en amperios al aire. Fuente: El libro banco de la instalación, Prysmian Group. Enlace: [2018_Prysmian_GUÍA-TECNICA_Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf](https://www.prysmianclub.es/2018_Prysmian_GUÍA-TECNICA_Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf) (prysmianclub.es)

Criterio de caída de tensión:

Este criterio asegurará que la caída de tensión no va a ser superior al 1,5% en todo el circuito de corriente continua. La caída de tensión se expresa de la siguiente forma:

$$\Delta V = I_{MPP} \cdot R$$

Donde:

$I_{MPP} = 10,92 \text{ A}$ = Intensidad nominal de la línea que conecta módulos en serie

R = Resistencia del conductor

La resistencia del conductor a su vez puede expresarse tal que:

$$R = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Donde:

$\rho = 0,022 \text{ mm}^2 \cdot \Omega/m$ = Resistividad del cobre a 90°C

$l_1 = 25 \text{ m}$ = Longitud del conductor de la primera cadena (4 módulos)

$l_2 = 22 \text{ m}$ = Longitud del conductor de la segunda cadena (3 módulos)

S = Sección del conductor en mm^2

Por lo tanto, se comenzará con los cálculos de la primera cadena. Comenzando con el cálculo de la tensión de la cadena:

$$4 \cdot V_{oc} = 4 \cdot 50,01 \text{ V} = 200,04 \text{ V}$$

Como la caída de tensión no puede superar el 1,5%:

$$\Delta V = 1,5\% \cdot 200,04 \text{ V} = 3 \text{ V}$$

Una vez se calcula la caída de tensión máxima, se puede obtener la resistencia del conductor para finalmente conseguir la sección del cable mínima necesaria:

$$\begin{aligned} \Delta V &= I_{MPP} \cdot R \rightarrow R = \frac{\Delta V}{I_{MPP}} = \frac{3 \text{ V}}{10,92 \text{ A}} = 0,275 \Omega \\ R &= 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S} \rightarrow S = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{R} = 2 \cdot 0,022 \text{ mm}^2 \cdot \Omega/m \cdot \frac{25 \text{ m}}{0,275 \Omega} = 4 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

A continuación, se realizará el mismo procedimiento con los datos de la segunda cadena de 3 módulos fotovoltaicos:

$$3 \cdot V_{oc} = 3 \cdot 50,01 \text{ V} = 150,03 \text{ V}$$

Como la caída de tensión no puede superar el 1,5%:

$$\Delta V = 1,5\% \cdot 150,03 \text{ V} = 2,25 \text{ V}$$

Una vez se calcula la caída de tensión máxima, se puede obtener la resistencia del conductor para finalmente conseguir la sección del cable mínima necesaria:

$$\begin{aligned} \Delta U &= I_{MPP} \cdot R \rightarrow R = \frac{\Delta V}{I_{MPP}} = \frac{2,25 \text{ V}}{10,92 \text{ A}} = 0,206 \Omega \\ R &= 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S} \rightarrow S = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{R} = 2 \cdot 0,022 \text{ mm}^2 \cdot \Omega/m \cdot \frac{22 \text{ m}}{0,206 \Omega} = 4,7 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

Entonces, estas son las secciones mínimas que debe tener el cableado según el criterio de caída de tensión.

Criterio de la intensidad de cortocircuito:

Este último criterio no es muy relevante, ya que la corriente de cortocircuito es muy similar a la de punto de máxima potencia. Pero, aun así, calcularemos la sección mínima recomendada por este criterio, con la ayuda de esta expresión:

$$S = \frac{I_{SC} \cdot \sqrt{t}}{k}$$

Donde:

$I_{SC} = 11,45 \text{ A}$ = Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico

$t = 60 \text{ segundos}$ = Tiempo de duración del cortocircuito

$k = 143$ = Coeficiente dependiente del conductor, cobre con aislamiento XLPE

Entonces, obtenemos el valor de la sección directamente:

$$S = \frac{I_{SC} \cdot \sqrt{t}}{k} = \frac{11,45 \text{ A} \cdot \sqrt{60 \text{ s}}}{143} = 0,62 \text{ mm}^2$$

Comprobamos que este criterio no supone problema, ya que la sección necesaria es muy pequeña. Según la normativa vigente, la sección debe ser de 4 mm^2 .

El criterio que limita la sección es el de caída de tensión, resultando en secciones diferentes para cada cadena de módulos. Aunque una cadena podría tener una sección de 4 mm^2 y la otra requeriría una sección mayor, de 6 mm^2 , es habitual utilizar distintas secciones para diferentes cadenas que conectan a un mismo inversor. Sin embargo, dado que esta es una instalación de autoconsumo residencial con una longitud de cableado relativamente corta, hemos decidido mantener la simetría y utilizar en ambas cadenas un cableado con una sección de 6 mm^2 .

A continuación, en la *Figura 22* se muestra el plano del cableado de corriente continua, con el cable cortado de forma transversal y la disposición que tendrán:

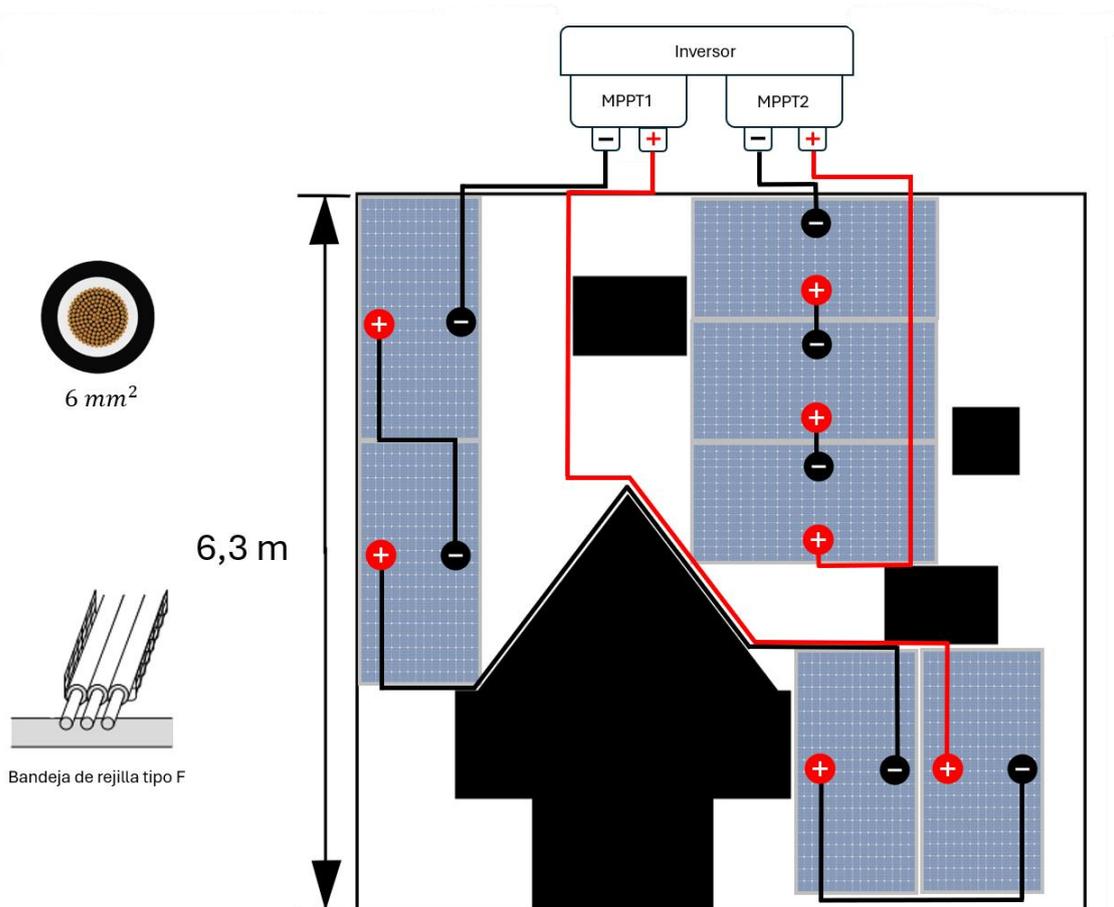


Figura 22. Plano del tejado con el cableado de corriente continua, cable y disposición.

- Corriente alterna: En esta instalación se utilizará el cable FG7R 0.6/1kV, adecuado para baja tensión y conforme a las normativas contra la propagación de incendio y llama (EN 60332-1-2) y gases corrosivos o halogenhídricos (EN 50267-2-1). Este cable es adecuado para uso enterrado sin protección adicional, como en este caso [47].

La instalación será enterrada a 0,7 metros bajo tubo, de tipo D por donde pasaran 4 conductores, con un aislamiento XLPE3 para asegurar su rendimiento, ya que no es un cable específico para instalaciones fotovoltaicas. Al igual que el cableado de corriente continua, necesita basarse en diferentes criterios:

Criterio térmico:

El procedimiento es similar al de corriente continua, la corriente debe ser superior al 125%, pero se deben considerar diferentes factores de corrección, con la siguiente expresión:

$$I_{MAX_COND} = \frac{1,25 \cdot I_L}{f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4}$$

Donde:

$f_1 = 1$ (Por exposición temperatura ambiente de 25°C)

$f_2 = 1$ (Por resistividad térmica de 2,5 K·m/W)

$f_3 = 1$ (Por profundidad de 0,7 metros)

$f_4 = 0,7$ (Por número de cables y disposición, 4 cables/tubo empotrado)

$I_L = 10,92 \text{ A}$ = Intensidad máxima de funcionamiento nominal de los módulos

Por lo tanto:

$$I_{MAX\ COND} = \frac{1,25 \cdot 10,92 \text{ A}}{1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,7} = 19,5 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta la intensidad máxima del conductor, y las corrientes máximas admisibles por sección y aislamiento, que se muestran en la *Figura 23*, obtenemos una sección del cable de $1,5 \text{ mm}^2$.

*Métodos D1/D2	Sección mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20	27	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24	32	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21	27	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2	-	-	-	-	-	70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3	-	-	-	-	-	58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

Figura 23. Corrientes máximas admisibles según sección y aislamiento.

Fuente: El libro banco de la instalación, Prysmian Group. Enlace: [2018_Prysmian -GUÍA-TECNICA_Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf \(prysmianclub.es\)](https://www.prysmianclub.es/2018-Prysmian-GUÍA-TECNICA-Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf)

Criterio de caída de tensión:

Al igual que el primer criterio, el procedimiento es similar al del cableado de corriente continua. La caída de tensión no puede ser mayor que el 1,5%. Por lo tanto, obtendremos la sección desde esta expresión:

$$S = \frac{P \cdot L \cdot 100}{\Delta V \cdot K \cdot V^2}$$

Donde:

$P = 2000 \text{ W}$ = Potencia nominal a la salida del inversor

$L = 1 \text{ metro}$ = Longitud de la línea

$K = 45,45 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ = Conductividad del cobre con aislamiento XLPE

$V = 230 \text{ V}$ = Tensión nominal entre fases (instalación monofásica)

Por lo tanto, obtenemos la sección directamente:

$$S = \frac{P \cdot L \cdot 100}{\Delta V \cdot K \cdot V^2} = \frac{2000 \text{ W} \cdot 1 \text{ m} \cdot 100}{1,5\% \cdot 45,45 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot 230^2} = 5,55 \text{ mm}^2$$

La sección del cableado se limita por el criterio de caída de tensión, con el valor obtenido previamente. Al no haber una sección tan exacta, se aproxima a la siguiente, es decir 6 mm^2 .

4.4.2 Protecciones

Dado que se trata de una instalación de autoconsumo con vertido a red, es fundamental considerar tanto las protecciones en corriente continua como las protecciones en corriente alterna. Estas protecciones se ubican en los cuadros de corriente continua y

alterna respectivamente. A continuación, se profundiza en la selección de las protecciones adecuadas.

- Cuadro de corriente continua: Principalmente se requieren fusibles y portafusibles en cada cadena, con dos fusibles por cadena (uno en el polo positivo y otro en el negativo). Se recomienda instalarlos tanto a la entrada como a la salida del cuadro de corriente continua, lo cual implica necesitar 8 fusibles [25]. Colocarlos en ambos puntos proporciona una mayor protección, los fusibles en la entrada protegen desde los módulos hasta el cuadro, y los de la salida protegen al inversor y otros dispositivos internos. Aunque aumenta ligeramente el costo, maximiza la protección de todos los componentes. También es esencial incluir un protector contra sobretensiones, el cual ya está integrado en el propio inversor por el acuerdo al estándar IEC61643-11 [48].

Entonces, para seleccionar el fusible adecuado, es necesario cumplir con los siguientes parámetros. La primera condición es que la tensión nominal (V_N) del fusible debe ser un 15% superior a la tensión de circuito abierto de la cadena ($V_{OC} \cdot N$):

$$V_N \geq 1,15 \cdot V_{OC} \cdot N$$

Entonces, primera cadena de 4 módulos:

$$V_N \geq 1,15 \cdot V_{OC} \cdot N = 1,15 \cdot 50,01 \text{ V} \cdot 4 \text{ modulos} = 172,53 \text{ V}$$

$$V_N \geq 172,53 \text{ V}$$

La segunda cadena de 3 módulos quedaría así:

$$V_N \geq 1,15 \cdot V_{OC} \cdot N = 1,15 \cdot 50,01 \text{ V} \cdot 3 \text{ modulos} = 230 \text{ V}$$

$$V_N \geq 230 \text{ V}$$

Además de la condición de tensión. Existe un criterio relativo de corriente, es el siguiente:

$$1,5 \cdot I_{SC} \leq I_N \leq 2 \cdot I_{SC}$$

En este caso es el mismo valor tanto para la primera cadena como para la segunda:

$$1,5 \cdot 11,45 \text{ A} \leq I_N \leq 2 \cdot 11,45 \text{ A}$$

$$17,18 \text{ A} \leq I_N \leq 22,9 \text{ A}$$

El valor común entre ese rango es 20 A, siendo este el valor seleccionado. El fusible será unipolar y adecuado para instalaciones fotovoltaicas con un límite de 1000 V en corriente continua.

- Cuadro de corriente alterna: Se exige una protección contra cortocircuitos y sobrecargas, se emplearán un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial a la entrada del cuadro. El interruptor magnetotérmico protege el circuito de sobrecargas y cortocircuitos, evitando daños al cableado y a los equipos

en caso de que supere el umbral. También, por lo tanto, evita posibles incendios por el calentamiento de los cables en situaciones de sobrecarga. Por otra parte, el interruptor diferencial detecta corrientes de fuga a tierra y desconecta el circuito para evitar descargas eléctricas peligrosas.

Existen condiciones que deben cumplirse, comenzamos con los cortocircuitos:

$$I_{CORTE} > I_{CCMAX}$$

Donde:

I_{CORTE} = Corriente de corte de la protección

I_{CCMAX} = 18 A = Máxima intensidad de cortocircuito a la entrada del inversor

Por lo tanto:

$$I_{CORTE} > 18 A$$

En cuanto a sobrecargas, debe cumplirse la siguiente expresión:

$$I_B < I_{INTE} < N_{COND} \cdot I_{MAXCOND}$$

Donde:

I_B = 10 A = Intensidad de diseño del tramo

I_{INTE} = Intensidad nominal del interruptor

El límite superior de la expresión se refiere al conductor a la salida del inversor, por lo que debemos recordar que se utilizarán 4 conductores por cada tubo, con un aislamiento XLPE3 y una sección de 6 mm^2 . Entonces, si retrocedemos a la anterior *Figura 23*, conseguimos los valores necesarios:

N_{COND} = 4 conductores = Número de conductores del tramo

$I_{MAXCOND}$ = 44 A = Intensidad máxima admisible por el conductor

Por lo tanto:

$$10 A < I_{INTE} < 4 \text{ cond} \cdot 44 A$$

$$10 A < I_{INTE} < 176 A$$

Teniendo en cuenta estos parámetros esta ha sido la elección: Interruptor magnetotérmico automático C60N, fabricado por Schneider, bipolar, con una intensidad de 25 A y una curva de trabajo C, adecuada para proteger cables, sobrecargas y cortocircuitos [49]. Permite una tensión máxima de funcionamiento de 440 V a una frecuencia de red de 50/60 Hz, por lo que no tenemos por qué preocuparnos [50]. El interruptor diferencial Schneider Electric, también bipolar y adecuado para 230 V de corriente alterna a una frecuencia de red de 50/60 Hz, con una intensidad nominal de 25 A [51].

4.4.3 Puesta a tierra

La puesta a tierra es fundamental para la seguridad de una instalación fotovoltaica, aunque se trate en otro apartado del proyecto. La conexión a tierra implica conectar las superficies conductoras externas a un punto de resistencia muy baja. En caso de existir un mal

funcionamiento la corriente fluirá por el camino que ofrece menos resistencia, evitando que afecte a quien esté en contacto con la superficie conductora, dado que el cuerpo humano supone una gran resistencia. Según la normativa en España, establecida en el Real Decreto 1663/200 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión y en la norma UNE-EN 61173:1998, hay varias opciones para la puesta a tierra:

1. Nueva puesta a tierra independiente: Esta sería común para todos los dispositivos de la instalación fotovoltaica, pero independiente a la toma de tierra de la propia casa y del neutro de la red distribuidora.
2. Conexión a la toma de tierra de la vivienda: Se puede conectar la toma de tierra de la instalación fotovoltaica a la de la propia casa, manteniéndola independiente del neutro de la empresa distribuidora.
3. Conexión a la toma de tierra de la red distribuidora: Esto requiere una separación galvánica entre ambas de forma que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Se puede conseguir mediante un transformador de aislamiento [52].

Un mal diseño de la puesta a tierra puede ser peligroso y causar un malfuncionamiento del sistema fotovoltaico. Por ejemplo, si un conductor activo está en contacto con el marco de un módulo, aunque sea de aluminio anodizado (mal conductor a nivel superficial), puede derivar en más defectos y provocar un cortocircuito en varios paneles en serie, disminuyendo drásticamente la tensión de esa cadena [25].

Por lo tanto, las tomas a tierras se organizarán de la siguiente manera:

- Corriente alterna: Se conectarán las tomas de tierra de los dispositivos de corriente alterna a la propia toma a tierra de la casa. Esto proporciona la misma seguridad, menos complejidad y menor coste. Instalar una nueva toma a tierra y comprar un transformador de aislamiento supondría un mayor coste y un estudio adicional que consideramos innecesario.
- Corriente continua: Aunque existe la opción de conectarlo a la toma de tierra de la vivienda, igual que los dispositivos de corriente alterna, hemos decidido descartar esta opción. El inversor de Huawei tiene instalado una propia toma a tierra. Además, entre las conexiones de corriente continua y corriente alterna, existe una separación galvánica que proporciona mayor seguridad, evitando que se transfieran posibles fallos.

4.4.4 Esquema unifilar por Solarius PV

Solarius PV, desarrollado por ACCA Software, es una herramienta avanzada para el diseño, simulación y análisis de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Destaca por su completitud, fiabilidad e innovación. El software incluye funciones de geolocalización con datos climáticos precisos y una amplia base de datos que contiene miles de modelos de paneles fotovoltaicos e inversores [53]. En esta ocasión, será utilizado para crear un esquema unifilar de toda la instalación fotovoltaica conectada a la red.

Aunque Solarius PV cuenta con una gran base de datos, resulta difícil diseñar en la aplicación exactamente el proyecto real. Por ello, hemos optado por realizar similitudes de manera que el esquema unifilar al final sea correcto, aunque el proyecto diseñado en Solarius PV no se corresponda exactamente con la realidad. Empezando con el

sobredimensionamiento en potencia, Solarius PV permite un rango entre 70-120%, mientras que nuestro caso es de 68,3%. Este porcentaje se refiere a la potencia de descarga del inversor respecto a la potencia de la instalación. La solución es elegir el siguiente modelo de inversor con una mayor potencia de descarga, manteniéndose así dentro de los límites.

A continuación, se analiza el cableado de corriente continua y alterna, donde también se ha realizado pequeñas modificaciones sin afectar al resultado. En la base de datos del software se encuentra el cableado utilizado en el proyecto real, con el material conductor y la sección adecuada, aunque con aislamiento EPR en lugar de XLPE. Dado que ambos tipos de aislamiento tienen características muy similares en cuanto a capacidad de carga, temperaturas de trabajo y dimensiones, las diferencias son mínimas [54].

En cuanto a las protecciones, la diferencia es ligera. En el cuadro de corriente continua en lugar de utilizar dos fusibles, uno a la entrada y otro a la salida, se ha empleado un fusible y un interruptor de maniobra fusible, respectivamente. Este último no solo puede abrir el circuito como un interruptor, sino que también mantiene el comportamiento de un fusible. En el cuadro de corriente alterna, la diferencia es mínima: aunque se indicó previamente el uso de un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial, Solarius PV solo permite instalar un IMTD, es decir, un dispositivo interruptor magnetotérmico diferencial, que combina ambas funciones en un solo aparato.

En la siguiente *Figura 25* se muestra el esquema unifilar obtenido:

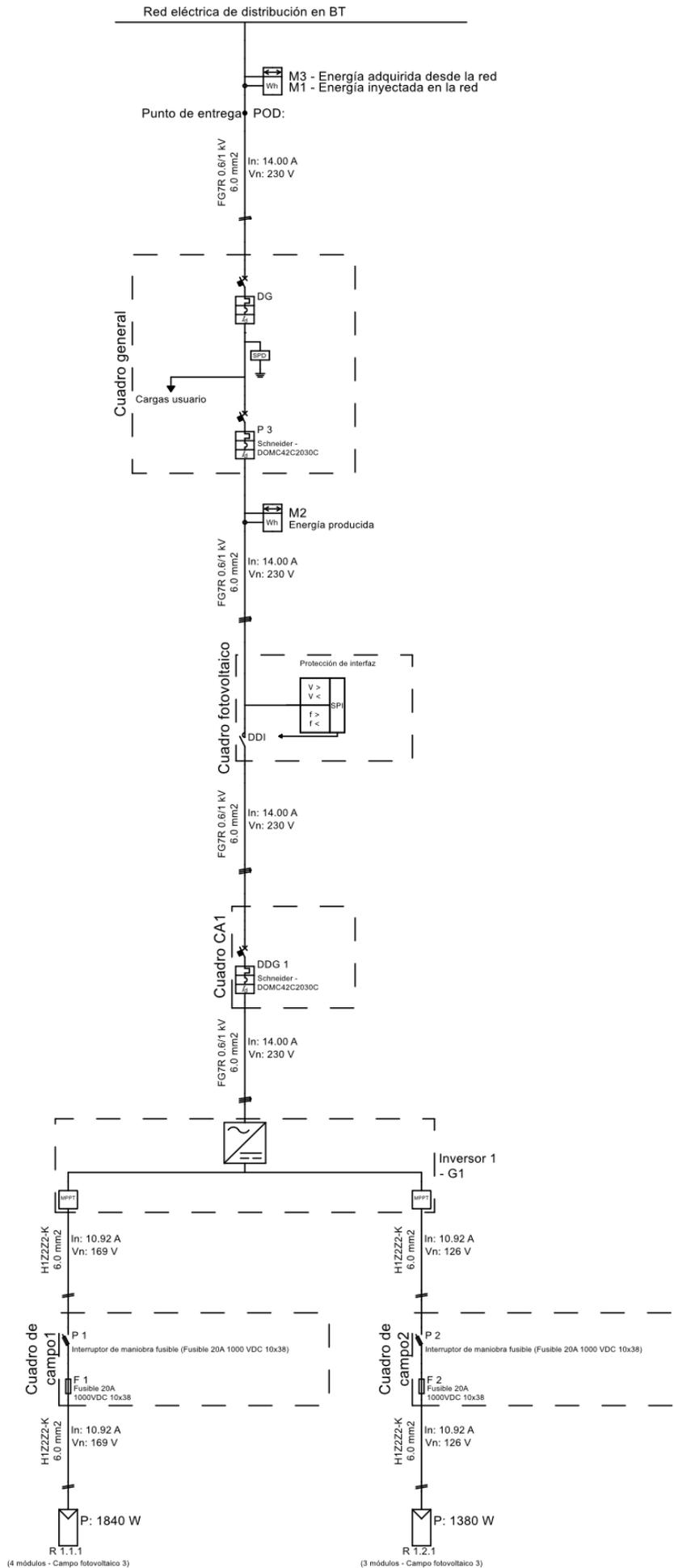


Figura 25. Esquema unifilar de la instalación fotovoltaica por Solarius PV

4.5 Estimación por Solidar Energía

Solidar Energía es una aplicación web donde el grupo local Som Energía de Madrid reúne recursos sobre autoconsumo fotovoltaico, como información, enlaces y herramientas para estimar el ahorro energético y económico de una instalación. Ofrece un simulador para consumo individual y otro para consumo colectivo; en este caso, utilizaremos el primero [55]. Se ha decidido utilizar esta aplicación para estimar cálculos y establecer una comparativa de resultados, además de comparar entre tener un coche eléctrico y no tenerlo.

El primer paso es seleccionar la localización del sistema fotovoltaico, donde se dibujará una superficie donde se instalarán los módulos. Como conocemos los módulos utilizados, podemos suministrar los datos de potencia y dimensiones para que, teniendo el área disponible, la página calcule la capacidad máxima de paneles y, por lo tanto, la potencia total de la instalación. En la siguiente *Figura 26* se observa el procedimiento de resaltar el área de la instalación.



Figura 26. Sección del área disponible del tejado para la estimación de Solidar. Fuente: Solidar Energía. Enlace: <https://www.solidarenergia.es/>

Solidar no permite introducir obstáculos en el área de instalación, por lo que el proceso de dimensionamiento será ligeramente diferente al original. Además, la página debe de instalar un número par de paneles por defecto. Por lo tanto, hemos optado por la siguiente solución: en lugar de 7 paneles de 460 Wp, utilizamos 8 paneles de 402 Wp, consiguiendo una instalación con una potencia pico de 3.21 kWp, prácticamente idéntica a la original, manteniendo también la inclinación y orientación real.

El siguiente paso es ajustar el consumo, indicando el tipo de tarifa y el precio sin impuestos de los tres periodos y la compensación de excedentes. Este simulador tiene una limitación ya que no permite cambiar los valores de los precios, sin embargo, estos tienen un valor bastante normal, por lo que no supondrá un gran problema. Los precios son los siguientes:

Periodo punta (P1): 0,212 €/kWh

Periodo llano (P2): 0,154 €/kWh

Periodo valle (P3): 0,118 €/kWh

Compensación por excedentes: 0,06 €/kWh

Una vez ajustado el precio, el siguiente paso es añadir el consumo. Tiene la opción de añadir un documento de las curvas horarias para que Solidar conozca los hábitos de consumo eléctrico y obtener una simulación más precisa. El problema es que el documento, para una simulación real, debe contener datos de un año entero. Como se ha indicado en apartados anteriores, la vivienda objeto de estudio se encuentra asociada a otra compañía comercializadora, por lo que no se dispone de los datos completos del consumo. Por lo tanto, esta simulación se hará con un uso medio de la energía proporcionado por la propia página.

Solidar Energía se basa en PVGIS para estimar la generación de los sistemas, en este caso obtenemos una generación de aproximadamente 3.400 kWh. Comenzamos con el caso sin coche eléctrico y con un consumo de 3.000 kWh. En la siguiente *Figura 27* se muestra una gráfica que facilita datos mensuales sobre la producción, el consumo y la cantidad de energía que consumimos al momento, que se excede y la que utilizamos de la red.

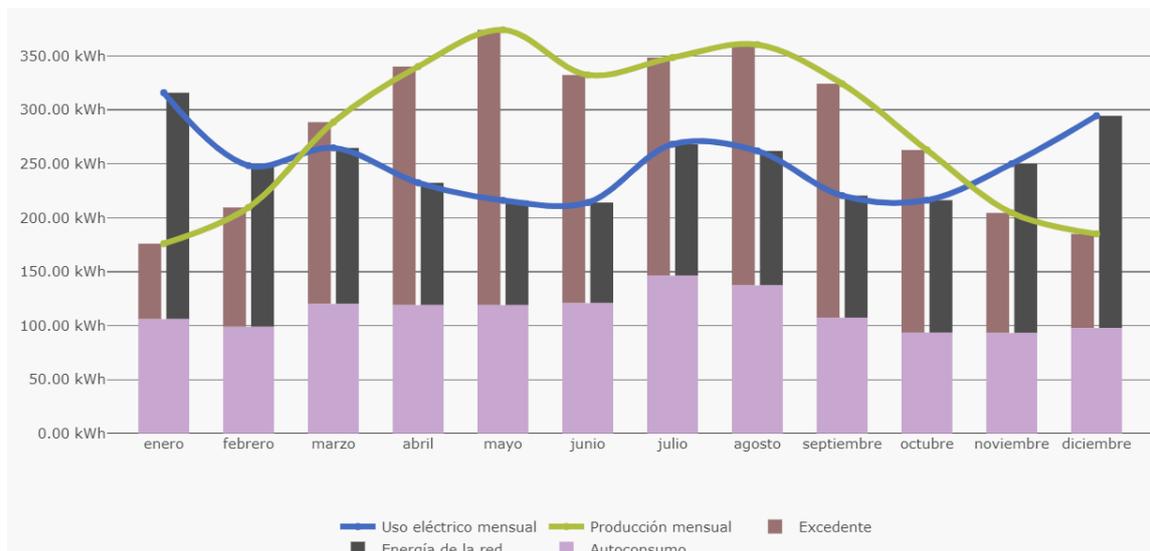


Figura 27. Balance energético mensual sin coche eléctrico. Fuente: Solidar Energía. Enlace: <https://www.solidarenergia.es/>

La autoproducción se refiere cubrir parte del consumo eléctrico utilizando la energía generada por los paneles solares [56]. Esta es mayor en verano que en invierno debido a la mayor cantidad diaria de luz, mejor posición del sol (más perpendicular) y porque el sol está ligeramente más cerca de la Tierra en el hemisferio norte.

Con los datos anuales, esta página también estima una media diaria y ofrece una gráfica representada en la *Figura 28*, que muestra el balance horario, con el consumo y la generación a lo largo del día.

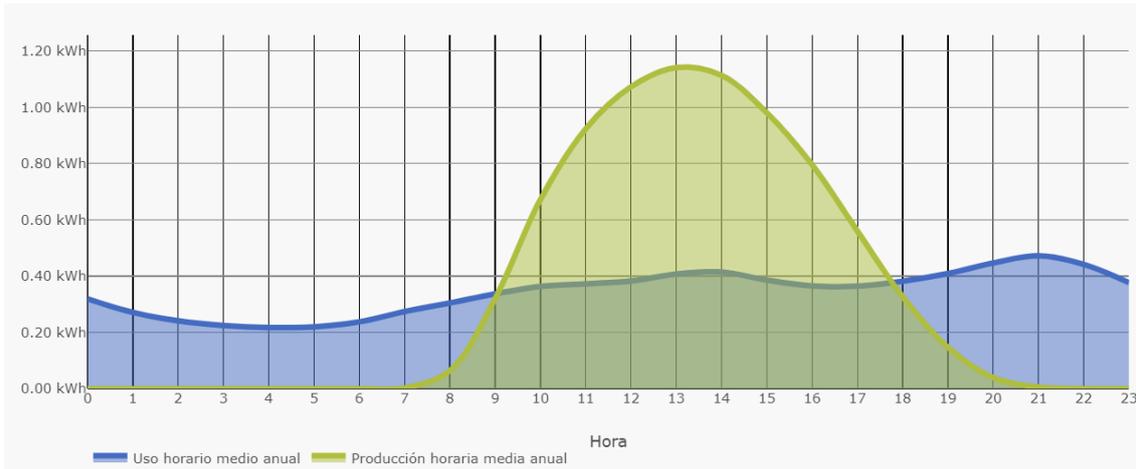


Figura 28. Balance horario sin coche eléctrico. Fuente: Solidar Energía. Enlace: <https://www.solidarenergia.es/>

Solidar también proporciona un esquema que facilita bastante la visión general del sistema, mostrando el flujo de energía, como se ve en la Figura 29.

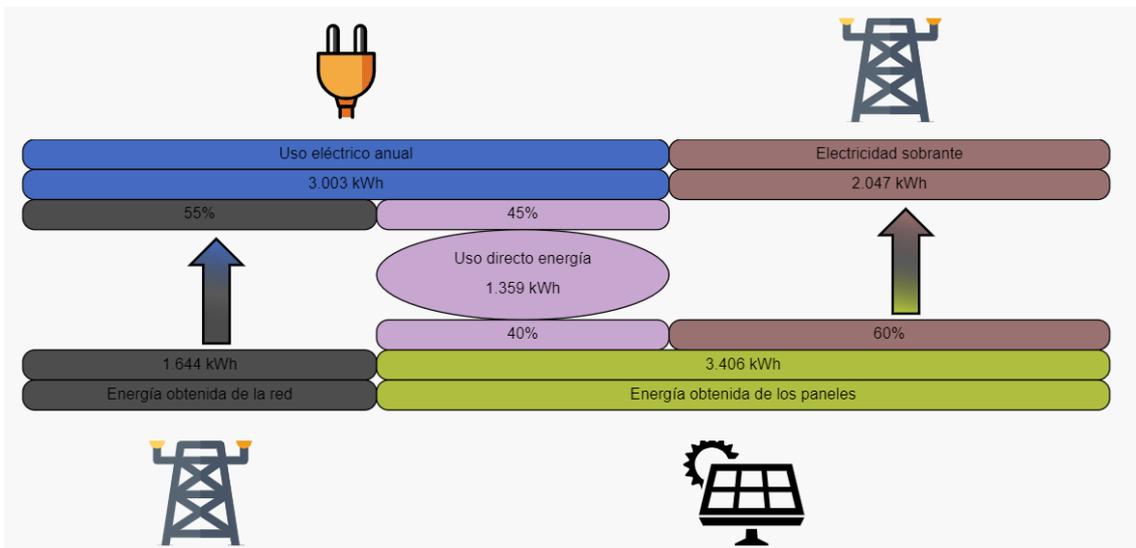


Figura 29. Esquema de flujo de energía sin coche eléctrico. Fuente: Solidar Energía. Enlace: <https://www.solidarenergia.es/>

Con este sistema, se estima poder cubrir el 45% (1.359 kWh) de la demanda total de energía al momento. El resto de la electricidad (55%, 1.644 kWh) tendrá que ser obtenida de la red. En cuanto a la energía generada, se utilizará el 40% (1.359 kWh) al instante y el otro 60% (2.047 kWh) serán excedentes que se venderán a la compañía eléctrica.

El siguiente paso que toma Solidar, es el balance económico, donde nos dirá cuánto costará nuestra instalación, cuánto ahorraremos anualmente y en cuanto tiempo habremos amortizado toda la instalación. Comienza teniendo en cuenta la posible reducción del IBI (Impuesto sobre Bienes Inmuebles). En nuestro caso, el IBI son 300 € y como la instalación es en el municipio de Camargo, obtendremos un descuento del 50% los primeros 3 años [57]. Después está la opción de añadir subvenciones, pero en este caso no se obtendrá ninguna, puesto que una condición es que el consumo anual debe ser igual

o superior al 80% de la generación [58]. En nuestro caso hemos simulado que será solamente 40%. La subvención se recibe en caso de cumplir todas las condiciones, entonces, no se recibirá nada a pesar de cumplir otras más.

Por último, el precio de la instalación, según Solidar Energía será de 4.280 €. Por lo tanto, en la siguiente tabla se muestra la amortización año a año. Podemos ver que la inversión será recuperada a los 10 años, ahorrando aproximadamente 400 € anuales.

Tabla 6. Balance económico completo sin coche eléctrico.

Año	Previo	Inversión	Ahorro	Subvención	Bonificación IBI	Pendiente
1	0 €	-4.280 €	393 €	0 €	0 €	-3.887 €
2	-3.887 €	0 €	393 €	0 €	150 €	-3.344 €
3	-3.344 €	0 €	393 €	0 €	150 €	-2.801 €
4	-2.801 €	0 €	393 €	0 €	150 €	-2.258 €
5	-2.258 €	0 €	393 €	0 €	0 €	-1.866 €
6	-1.866 €	0 €	393 €	0 €	0 €	-1.473 €
7	-1.473 €	0 €	393 €	0 €	0 €	-1.080 €
8	-1.080 €	0 €	393 €	0 €	0 €	-687 €
9	-687 €	0 €	393 €	0 €	0 €	-294 €
10	-294 €	0 €	393 €	0 €	0 €	99 €
11	99 €	0 €	393 €	0 €	0 €	492 €
12	492 €	0 €	393 €	0 €	0 €	885 €
13	885 €	0 €	393 €	0 €	0 €	1.278 €
14	1.278 €	0 €	393 €	0 €	0 €	1.670 €

El siguiente caso será considerar en el estudio un coche eléctrico, es decir, con un consumo de 6.000 kWh anuales. Sabemos previamente que esta estimación será menos exacta, ya que Solidar utiliza hábitos de consumo comunes. En este caso, el mayor consumo se reflejará en los tres periodos, porque Solidar no tiene en cuenta la existencia del coche eléctrico. En realidad, el coche se cargaría generalmente en las horas del periodo valle (P3), cuando la energía es más económica. A continuación, mostramos las mismas graficas que el primer caso para observar las diferencias, comenzando con la *Figura 30*, que representa el balance energético mensual.

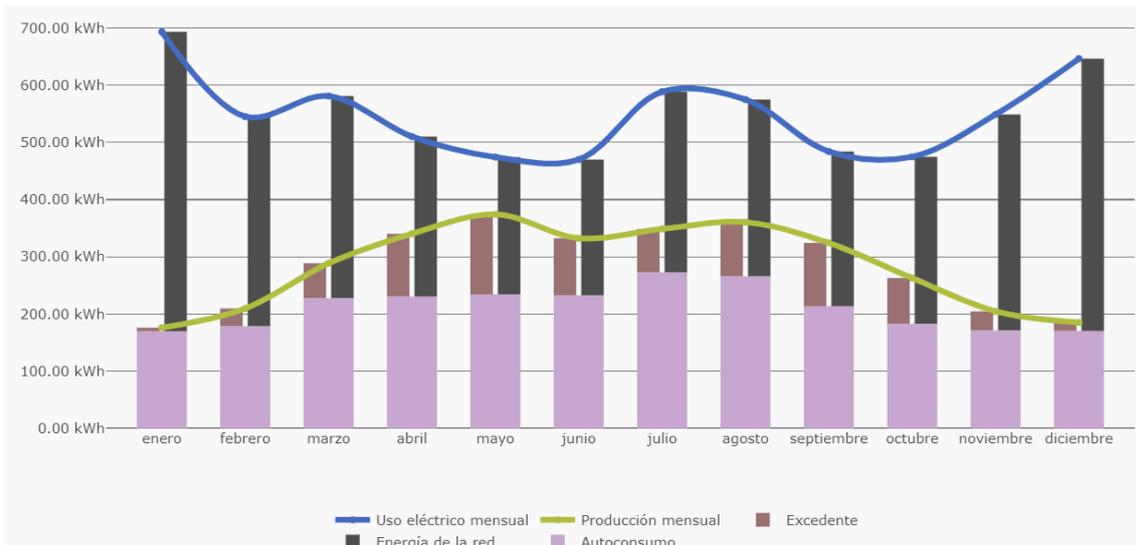


Figura 30. Balance energético mensual con coche eléctrico. Fuente: Solidar Energía. Enlace: <https://www.solidarenergia.es/>

El consumo casi se ha duplicado, por lo que las diferencias son bastante notables. Por lo tanto, el autoconsumo también ha aumentado, y los excedentes han disminuido. En este caso la energía generada se aprovecha más que en el primero.

A continuación, el balance horario, se observa un cambio proporcional al balance anual, con los mismos cambios nombrados en el párrafo anterior.

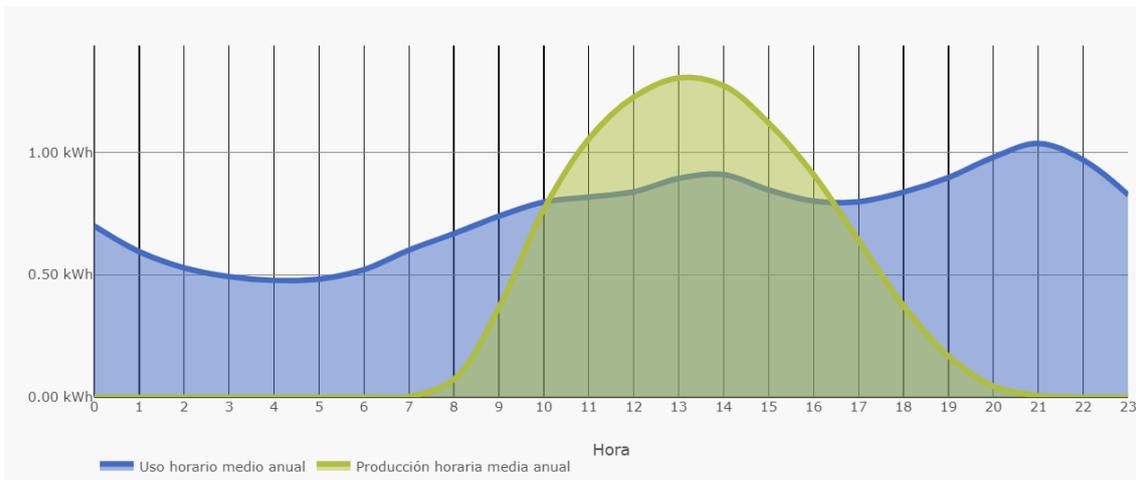


Figura 31. Balance horario con coche eléctrico. Fuente: Solidar Energía. Enlace: <https://www.solidarenergia.es/>

El esquema del flujo de energía se representa en la siguiente Figura 32.

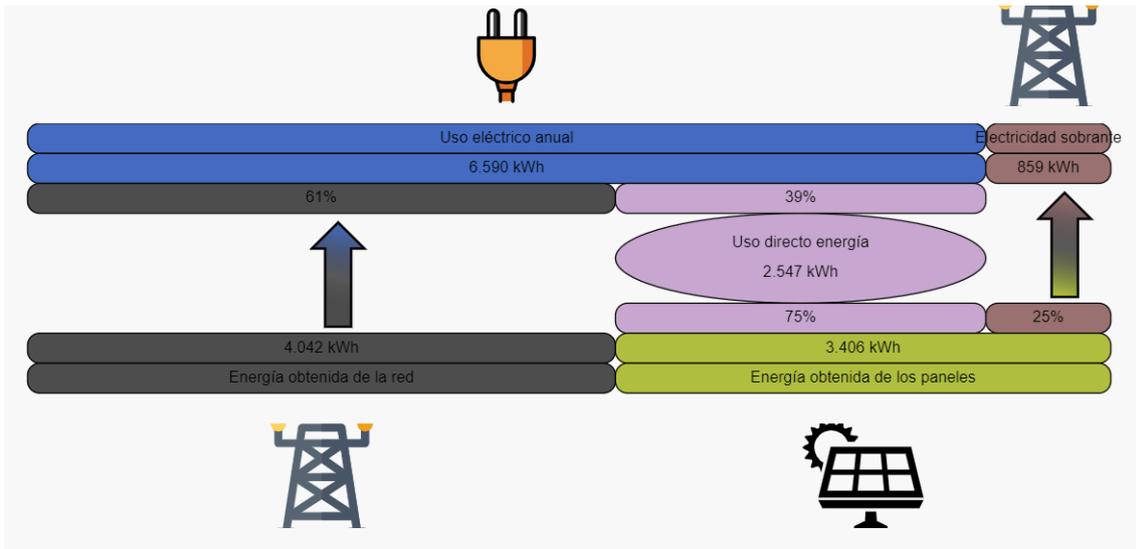


Figura 32. Esquema del flujo de energía con coche eléctrico. Fuente: Solidar Energía. Enlace: <https://www.solidarenergia.es/>

Esta figura nos permite ver los cambios más fácilmente, aprovechando más el autoconsumo (75% de lo generado, equivalente al 39% del total consumido). Por lo tanto, el 25% de lo generado son excedentes y, por otro lado, el 61% de la energía consumida será obtenida de la red.

Por último, se muestra la amortización anual de esta instalación con esta cantidad de consumo, y los años que se tardan en amortizar la inversión. El precio se mantendrá igual, 4.280 €. Pero podemos apreciar que a partir del séptimo año se empiezan a ver beneficios. Al aprovechar el autoconsumo, se disminuye la cantidad de energía que se obtiene de la red y por lo tanto se tarda menos en amortizar.

Tabla 7. Balance económico completo con coche eléctrico.

Año	Previo	Inversión	Ahorro	Subvención	Bonificación IBI	Pendiente
1	0 €	-4.280 €	559 €	0 €	0 €	-3.721 €
2	-3.721 €	0 €	559 €	0 €	150 €	-3.012 €
3	-3.012 €	0 €	559 €	0 €	150 €	-2.304 €
4	-2.304 €	0 €	559 €	0 €	150 €	-1.595 €
5	-1.595 €	0 €	559 €	0 €	0 €	-1.036 €
6	-1.036 €	0 €	559 €	0 €	0 €	-477 €
7	-477 €	0 €	559 €	0 €	0 €	82 €
8	82 €	0 €	559 €	0 €	0 €	641 €
9	641 €	0 €	559 €	0 €	0 €	1.199 €
10	1.199 €	0 €	559 €	0 €	0 €	1.758 €
11	1.758 €	0 €	559 €	0 €	0 €	2.317 €

5. Estudio económico

Este apartado se centrará en el estudio económico de la instalación, considerando distintas tarifas eléctricas en los dos escenarios. Comenzaremos introduciendo las tarifas eléctricas, explicando el proceso de estimación de gastos y el motivo de su elección.

Hemos evaluado varias tarifas de diferentes compañías, como Octopus [59], Naturgy [60], Bon Preu [61], Endesa [62], EDP [63] y Repsol [64]. Seleccionamos estas tarifas basándonos en dos criterios: precios variados (con pocas ganancias de excedentes y precios baratos y viceversa) y una tarifa plana con el mismo coste de energía en todo momento. Además, hemos estimado el gasto anual en electricidad, como se muestra a continuación:

En el caso del presente estudio, la residencia analizada tiene una instalación de 2,73 kWp. Según los datos de la compañía distribuidora, los excedentes mensuales son los siguientes (dos meses aproximados por falta de datos). Por regla de tres, obtenemos estos excedentes de una instalación de 3,22 kWp.

Tabla 8. Estimación de los excedentes mensuales.

Excedentes mensuales de la instalación de 2,73 kWp		Excedentes mensuales de la instalación de 3,22 kWp	
Enero	61 kWh	Enero	81 kWh
Febrero	93 kWh	Febrero	124 kWh
Marzo	95 kWh	Marzo	127 kWh
Abril	168 kWh	Abril	225 kWh
Mayo	238 kWh	Mayo	318 kWh
Junio	315 kWh	Junio	422 kWh
Julio	280 kWh	Julio	375 kWh
Agosto	220 kWh	Agosto	294 kWh
Septiembre	177 kWh	Septiembre	237 kWh
Octubre	174 kWh	Octubre	233 kWh
Noviembre	152 kWh	Noviembre	203 kWh
Diciembre	84 kWh	Diciembre	112 kWh
TOTAL	2.052 kWh	TOTAL	2.400 kWh

Considerando que PVGIS estima una generación anual serán 3.500 kWh y con excedentes de 2.400 kWh, tenemos un autoconsumo de 1.100 kWh. Estos 1.100 kWh generados y usados al momento se dividen en los siguientes periodos:

$$\text{Periodo punta} = 25\% \rightarrow 25\% \text{ de } 1.100 \text{ kWh} = 275 \text{ kWh}$$

$$\text{Periodo llano} = 40\% \rightarrow 40\% \text{ de } 1.100 \text{ kWh} = 440 \text{ kWh}$$

$$\text{Periodo valle} = 35\% \rightarrow 35\% \text{ de } 1.100 \text{ kWh} = 385 \text{ kWh}$$

Estos valores se deben a un uso normal de la energía. Sabemos que aproximadamente el 35% del consumo se da en periodo valle, ya que este corresponde a los fines de semana y festivos. Entre semana, en el periodo valle (de 0h a 8h), no hay generación solar. La decisión

de cómo se distribuye el consumo entre los periodos punta y llano se basa en los horarios de los miembros del hogar.

A continuación, se muestra el porcentaje de consumo en cada periodo, considerando un consumo total de 3.000 kWh.

$$\text{Periodo punta} = 30\% \rightarrow 30\% \text{ de } 3.000 \text{ kWh} = 900 \text{ kWh}$$

$$\text{Periodo llano} = 35\% \rightarrow 35\% \text{ de } 3.000 \text{ kWh} = 1.050 \text{ kWh}$$

$$\text{Periodo valle} = 35\% \rightarrow 35\% \text{ de } 3.000 \text{ kWh} = 1.050 \text{ kWh}$$

El consumo es muy similar en los periodos, pero hay que tener en cuenta que en el periodo punta, se intenta consumir lo menos posible, por lo que se ha decidido que tenga 5% menos que los otros dos.

Entonces, sabiendo cuanto se consume en cada periodo y cuanto de lo generado se consume al momento, podemos calcular la energía que obtendremos de la red.

$$\text{Energía obtenida de red} = \text{Consumo total} - \text{Generado y consumido al instante}$$

$$\text{Periodo punta} \rightarrow 900 \text{ kWh} - 275 \text{ kWh} = 625 \text{ kWh}$$

$$\text{Periodo llano} \rightarrow 1.050 \text{ kWh} - 440 \text{ kWh} = 610 \text{ kWh}$$

$$\text{Periodo valle} \rightarrow 1.050 \text{ kWh} - 385 \text{ kWh} = 665 \text{ kWh}$$

$$\text{Energía obtenida de red} = 625 \text{ kWh} + 610 \text{ kWh} + 665 \text{ kWh} = 1.900 \text{ kWh}$$

Por lo tanto, podemos calcular cuánto nos costará la energía obtenida de la red utilizando los resultados obtenidos y los precios de las tarifas. Además, debemos considerar el coste asociado a tener cierta potencia contratada y los posibles gastos de gestión. Finalmente, obtenemos el coste anual realizando un balance como el siguiente:

$$\text{Coste/año} = \text{Excedentes} - \text{Coste energía} - \text{Coste potencia}$$

A continuación, mostramos las tarifas decididas junto con sus cálculos:

1. Octopus Flexi (Precios con impuestos)

Energía en periodo punta: 0,161 €/kWh

Energía en periodo llano: 0,107 €/kWh

Energía en periodo valle: 0,080 €/kWh

Compensación de excedentes: 0,06 €/kWh

Potencia en periodo punta: 0,083 €/kW/día

Potencia en periodo valle: 0,018 €/kW/día

Costes de gestión: 0,005 €/kWh

Cálculo de excedentes:

$$2.400 \text{ kWh} \cdot 0,06 \text{ €/kWh} = 144 \text{ €}$$

Cálculo de los gastos por obtener energía de la red:

$$\text{Periodo punta} \rightarrow 625 \text{ kWh} \cdot 0,161 \text{ €/kWh} = 100 \text{ €}$$

$$\text{Periodo llano} \rightarrow 610 \text{ kWh} \cdot 0,107 \text{ €/kWh} = 65 \text{ €}$$

$$\text{Periodo valle} \rightarrow 665 \text{ kWh} \cdot 0,080 \text{ €/kWh} = 53 \text{ €}$$

$$100\text{€} + 65\text{€} + 53\text{€} = 218\text{€}$$

Cálculo de los gastos por el contrato de potencia disponible, suponiendo una potencia normal de 4,6 kW:

$$\text{Periodo punta} \rightarrow 365 \text{ días} \cdot 4,6 \text{ kW} \cdot 0,092 \text{ €/kW/día} = 154 \text{ €}$$

$$\text{Periodo valle} \rightarrow 365 \text{ días} \cdot 4,6 \text{ kW} \cdot 0,02 \text{ €/kW/día} = 34 \text{ €}$$

$$154 \text{ €} + 34 \text{ €} = 188 \text{ €}$$

Cálculo de los gastos de gestión:

$$\text{Coste gestión} \rightarrow 0,005 \text{ €/kWh} \rightarrow 0,005 \text{ €/kWh} \cdot 1.900 \text{ kWh} = 9,5 \text{ €}$$

Finalmente sale este balance anual:

$$\text{Coste/año} = 144 \text{ €} - 218 \text{ €} - 188 \text{ €} - 9,5 \text{ €} = -272 \text{ €/año}$$

2. Naturgy Tarifa Solar (Precios con impuestos)

Energía en periodo punta: 0,216217 €/kWh

Energía en periodo llano: 0,147791 €/kWh

Energía en periodo valle: 0,104420 €/kWh

Compensación de excedentes: 0,1331 €/kWh

Potencia en periodo punta: 0,131845 €/kW/día

Potencia en periodo valle: 0,043297 €/kW/día

Calculo excedentes:

$$2.400 \text{ kWh} \cdot 0,1331 \text{ €/kWh} = 319 \text{ €}$$

Cálculo de los gastos por obtener energía de la red:

$$\text{Periodo punta} \rightarrow 625 \text{ kWh} \cdot 0,216217 \text{ €/kWh} = 135 \text{ €}$$

$$\text{Periodo llano} \rightarrow 610 \text{ kWh} \cdot 0,147791 \text{ €/kWh} = 90 \text{ €}$$

$$\text{Periodo valle} \rightarrow 665 \text{ kWh} \cdot 0,10442 \text{ €/kWh} = 69 \text{ €}$$

$$135 \text{ €} + 90 \text{ €} + 69 \text{ €} = 294 \text{ €}$$

Cálculo de los gastos por el contrato de potencia disponible, suponiendo una potencia normal de 4,6 kW:

$$\text{Periodo punta} \rightarrow 365 \text{ dias} \cdot 4,6 \text{ kW} \cdot 0,131845 \text{ €/kW/día} = 221 \text{ €}$$

$$\text{Periodo valle} \rightarrow 365 \text{ dias} \cdot 4,6 \text{ kW} \cdot 0,043297 \text{ €/kW/día} = 72 \text{ €}$$

$$221 \text{ €} + 72 \text{ €} = 293 \text{ €}$$

Finalmente sale este balance anual:

$$\text{Coste/año} = 319 \text{ €} - 294 \text{ €} - 293 \text{ €} = -268 \text{ €/año}$$

3. Repsol Solar Precio Fijo (Precios con impuestos)

Energía en periodo punta: 0,1704 €/kWh

Energía en periodo llano: 0,1704 €/kWh

Energía en periodo valle: 0,1704 €/kWh

Compensación de excedentes: 0,1 €/kWh

Potencia en periodo punta: 0,077893 €/kW/día

Potencia en periodo valle: 0,077893 €/kW/día

Calculo excedentes:

$$2.400 \text{ kWh} \cdot 0,1 \text{ €/kWh} = 240 \text{ €}$$

Cálculo de los gastos por obtener energía de la red:

$$\text{Periodo punta} \rightarrow 625 \text{ kWh} \cdot 0,1704 \text{ €/kWh} = 107 \text{ €}$$

$$\text{Periodo llano} \rightarrow 610 \text{ kWh} \cdot 0,1704 \text{ €/kWh} = 104 \text{ €}$$

$$\text{Periodo valle} \rightarrow 665 \text{ kWh} \cdot 0,1704 \text{ €/kWh} = 113 \text{ €}$$

$$107 \text{ €} + 104 \text{ €} + 113 \text{ €} = 324 \text{ €}$$

Cálculo de los gastos por el contrato de potencia disponible, suponiendo una potencia normal de 4,6 kW:

$$\text{Periodo punta} \rightarrow 365 \text{ dias} \cdot 4,6 \text{ kW} \cdot 0,077893 \text{ €/kW/día} = 130 \text{ €}$$

$$\text{Periodo valle} \rightarrow 365 \text{ dias} \cdot 4,6 \text{ kW} \cdot 0,077893 \text{ €/kW/día} = 130 \text{ €}$$

$$130 \text{ €} + 130 \text{ €} = 260 \text{ €}$$

Finalmente sale este balance anual:

$$\text{Coste/año} = 240 \text{ €} - 324 \text{ €} - 260 \text{ €} = -344 \text{ €/año}$$

Entonces, estas tres tarifas eléctricas han sido seleccionadas debido a sus precios y los diferentes hábitos de consumo que requieren. A continuación, se presenta una tabla que refleja la energía generada anualmente y las ganancias esperadas por la compensación de excedentes a lo largo de los años. Hemos considerado la degradación que sufre el módulo fotovoltaico año a año: se degrada un 0.55% anual según el fabricante.

Tabla 9. Estimación de la energía generada y ganancias por compensación de excedentes en los próximos 25 años.

Año	Energía generada (kWh/año)	Ingresos esperados (€/año)		
		Octopus Flexi	Naturgy Tarifa solar	Repsol Solar precio fijo
2025	3500	144,00	319,44	240,00
2026	3480	143,17	317,61	238,62
2027	3461	142,25	315,88	237,33
2028	3442	141,47	314,14	236,02
2029	3423	140,68	312,41	234,72
2030	3404	139,90	310,67	233,42
2031	3386	139,16	309,03	232,18
2032	3367	138,38	307,30	230,88
2033	3348	137,60	305,57	229,58
2034	3330	136,86	303,92	228,34
2035	3312	136,12	302,28	227,11
2036	3293	135,34	300,54	225,80
2037	3275	134,60	298,90	224,57
2038	3257	133,86	297,26	223,34
2039	3239	133,12	295,62	222,10
2040	3222	132,42	294,07	220,94
2041	3204	131,68	292,42	219,70
2042	3186	130,94	290,78	218,47
2043	3169	130,25	289,23	217,30
2044	3151	129,51	287,59	216,07
2045	3134	128,81	286,03	214,90
2046	3117	128,11	284,48	213,74
2047	3100	127,41	282,93	212,57
2048	3083	126,71	281,38	211,41
2049	3066	126,01	279,83	210,24
2050	3049	125,31	278,28	209,07
TOTAL	84.998 kWh	3.493,5 €	7.757,6 €	5.828,43 €

A la hora de elegir una tarifa, la elección al final es muy similar, teniendo coche eléctrico o no. Se basa en el compromiso que se tenga para seguir ciertos hábitos según el coste de la energía. Por ejemplo, la tarifa de Octopus es bastante general; el periodo más barato, es decir, el periodo valle, tiene un precio mayor en comparación con la compensación de los excedentes. Por lo tanto, hay que aprovechar al máximo los excedentes, que generalmente se producen al mediodía o en horas similares.

Por otro lado, la tarifa de Naturgy tiene una característica bastante interesante. Los excedentes generan más ganancias en comparación con el consumo en el periodo valle. Es decir, en el momento en que haya excedentes, la mejor opción sería no consumirlos al instante y recibir la compensación, e intentar consumir lo máximo durante el periodo valle.

Por último, Repsol ofrece una tarifa más cara, pero asegura tranquilidad a la hora de consumir, ya que el coste es el mismo en cualquier periodo. Da mucha libertad y por eso mismo este tipo de tarifas suelen estar muy demandadas. Así, el único hábito que habría

que tener en cuenta sería intentar aprovechar los excedentes. Por lo demás, el horario de consumo no afectará a la factura eléctrica.

A continuación, se hará un estudio de lo que cuesta cargar un coche eléctrico con cada una de las tarifas. También se compararán los kilómetros que proporcionan esos kWh de carga frente al coste equivalente del diésel y la gasolina.

Primero, hace falta un coche eléctrico. Se ha elegido el mismo coche eléctrico del que se dispone en la vivienda objeto de estudio. Es un coche eléctrico de tamaño medio con una batería de 51 kWh, que se traduce en una autonomía de 350 km. Sin embargo, como se trata de un coche que conocemos, vamos a realizar los cálculos con datos más reales en vez de los datos publicados por el fabricante, ya que estos últimos son una referencia bajo condiciones ideales y controladas. Es decir, tanto los vehículos eléctricos como los de combustión interna tienen datos reales de rendimiento inferiores a los teóricos ofrecidos por el fabricante. Por lo tanto, utilizaremos 51 kWh con 275 km de autonomía.

Octopus Flexi: Como se ha indicado antes, lo lógico sería utilizar al máximo los excedentes de energía, y si no es posible, consumir en el periodo valle para disminuir los gastos. Por lo tanto, vamos a calcular los gastos máximos necesarios para cargar la batería completa del vehículo. Decimos “máximos” porque utilizar excedentes supone menor energía obtenida de la red y, por lo tanto, puede reducir el precio hasta 0 €.

$$\text{Coste de carga de la batería} = 0,08 \text{ €/kWh} \cdot 51 \text{ kWh} = 4,08 \text{ €}$$

Si suponemos unos 275 km de autonomía:

$$\frac{4,08 \text{ €}}{275 \text{ km}} = 0,0148 \text{ €/km}$$

Vamos a poner como comparación por ejemplo 100 km:

$$\text{Coste por } 100\text{km} = 0,0148 \text{ €/km} \cdot 100 \text{ km} = 1,48 \text{ €}$$

Naturgy Tarifa Solar: Si queremos el mínimo gasto posible, esta tarifa recomienda cargar el coche eléctrico solamente en periodo valle e intentar compensar los máximos excedentes posibles.

$$\text{Coste de carga de la batería} = 0,10442 \text{ €/kWh} \cdot 51 \text{ kWh} = 5,32 \text{ €}$$

Si suponemos unos 275 km de autonomía:

$$\frac{5,32 \text{ €}}{275 \text{ km}} = 0,0193 \text{ €/km}$$

Obteniendo el coste por recorrer 100 km:

$$\text{Coste por } 100\text{km} = 0,0193 \text{ €/km} \cdot 100 \text{ km} = 1,93 \text{ €}$$

Repsol Solar Precio Fijo: Esta opción nos permite cargar el vehículo en cualquier momento del día al mismo precio, aunque también es recomendable utilizar los excedentes, pudiendo disminuir el gasto de la carga.

$$\text{Coste de carga de la batería} = 0,1704 \text{ €/kWh} \cdot 51 \text{ kWh} = 8,69 \text{ €}$$

Si suponemos unos 275 km de autonomía:

$$\frac{8,69 \text{ €}}{275 \text{ km}} = 0,0316 \text{ €/km}$$

Obteniendo el coste por recorrer 100 km:

$$\text{Coste por } 100\text{km} = 0,0316 \text{ €/km} \cdot 100 \text{ km} = 3,16 \text{ €}$$

A continuación, se harán los mismos cálculos con el diésel y la gasolina.

Gasolina: Este combustible varía día a día, pero un valor medio podría ser 1,77 €/litro. Además del precio, también tenemos que considerar un consumo medio, por ejemplo 7 litros/100 km. Es un valor bastante común para un coche de gama y tamaño medios.

Obteniendo el coste por recorrer 100 km:

$$\text{Coste por } 100\text{km} = 1,77 \text{ €/litro} \cdot 7 \text{ litros}/100 \text{ km} = 12,4 \text{ €}$$

Diésel: Este combustible varía de manera similar a la gasolina, un valor medio podría ser 1,49 €/litro. El consumo medio sería 6 litros/100 km.

Obteniendo el coste por recorrer 100 km:

$$\text{Coste por } 100\text{km} = 1,49 \text{ €/litro} \cdot 6 \text{ litros}/100 \text{ km} = 9 \text{ €}$$

En resumen, aun aproximando los vehículos eléctricos a un valor superior y los vehículos de combustión interna a un valor inferior, la diferencia es notable. Puede haber una diferencia de coste desde un 50% hasta un 100% en caso de utilizar solamente excedentes.

6. Conclusiones y líneas futuras

6.1 Conclusión

En conclusión, este Trabajo de Fin de Grado ha alcanzado satisfactoriamente todos los objetivos propuestos. A través del estudio de la energía solar fotovoltaica y sistemas de autoconsumo, se ha adquirido un profundo entendimiento de los conceptos fundamentales de las energías renovables, en particular de la energía solar fotovoltaica, permitiendo diseñar una instalación completa y realizar un análisis exhaustivo de su viabilidad técnica. Además, se ha evaluado diferentes enfoques de consumo energético tanto con vehículo eléctrico como sin él, así como el impacto de diversas tarifas eléctricas a nuestra instalación. Por último, también se ha realizado un estudio económico concluyendo sobre la viabilidad y los beneficios del diseño propuesto.

La energía solar fotovoltaica ha demostrado ser una pieza clave en la transición hacia un modelo energético sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles. Al convertir la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas, aprovecha una fuente de energía renovable abundante, al mismo tiempo que contribuye de manera significativa a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

A nivel nacional, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento notable en la potencia instalada, alcanzando hoy en día los 26.722 MW. Este auge se debe en parte a políticas favorables y a un creciente interés en el autoconsumo, que ha visto un aumento significativo. El autoconsumo, en particular, ha mostrado un crecimiento impresionante, alcanzando 7.192 MW de potencia instalada en 2023. La inversión en sistemas de autoconsumo ha sido considerable. No obstante, el sector residencial está experimentando signos de desaceleración debido a factores como la reducción de subvenciones y problemas administrativos, lo que resalta la necesidad de políticas más consistentes y de apoyo continuo para mantener el ritmo de crecimiento.

El diseño de la instalación fotovoltaica se ha realizado con un enfoque meticuloso comenzando por la selección de los módulos. Se ha optado por paneles de alto rendimiento y durabilidad de manera que se garantiza una producción óptima de energía. En cuanto al inversor, se ajustó a un sobredimensionamiento en potencia de un 68,3%, maximizando la producción de energía. Más tarde se seleccionó cuidadosamente el cableado, de forma que se ha garantizado una conducción eficiente tanto en corriente continua como en corriente alterna. Utilizando materiales de alta calidad y el aislamiento adecuado para evitar pérdidas, asegurando un funcionamiento seguro del sistema. El sistema también ha sido diseñado para que esté protegido en todo momento contra cortocircuitos, sobrecargas y fugas a tierra. Finalmente, se ha elaborado un esquema unifilar de toda la instalación a través de la aplicación Solarius PV. Esto proporciona una visualización detallada y precisa de la distribución eléctrica del sistema.

Por lo tanto, se ha logrado diseñar una instalación que combina equipos de alto rendimiento y fiabilidad sin incurrir en costos excesivos. Se ha conseguido un equilibrio entre calidad, fiabilidad y coste, asegurando un sistema duradero y económico.

Para terminar, basado en los análisis y simulaciones realizadas a través de Solidar Energía, así como la evaluación económica de diferentes tarifas eléctricas en contextos con y sin la presencia de un vehículo eléctrico, se han podido observar los potenciales beneficios que

ofrecen estas instalaciones. Además, se ha destacado la importancia de seleccionar tarifas eléctricas adecuadas que maximicen el retorno de la inversión y promuevan hábitos de consumo eficiente, especialmente para el caso en el que se integra la carga de un vehículo eléctrico. Este escenario no solo muestra el potencial de ahorro y eficiencia energética, sino que también destaca cómo las energías renovables pueden adaptarse a estilos de vida modernos, promoviendo un futuro más sostenible y consciente con el medio ambiente.

6.2 Líneas futuras

Este proyecto no solo es relevante para el análisis detallado de un caso específico, sino que también puede guiar a cualquier persona que esté considerando la instalación de un sistema fotovoltaico. Proporciona una guía clara, las herramientas necesarias y consejos prácticos para tomar decisiones informadas. Además, el estudio del impacto del vehículo eléctrico es especialmente relevante en un momento en que cada vez más personas están interesadas en esta tecnología. Responde preguntas importantes sobre la rentabilidad, las diferencias con un vehículo de combustión interna y otros aspectos clave que podrían influir en la decisión de adoptar una solución de transporte eléctrico.

Para futuras investigaciones, sería beneficioso explorar en mayor profundidad el impacto de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas fotovoltaicos. También las tarifas eléctricas podrían evolucionar para optimizar aún más la rentabilidad.

Claramente, el futuro de la energía fotovoltaica promete avances significativos gracias a mejoras continuas en tecnologías de fabricación y eficiencia de equipos, lo cual se traducirá en una disminución esperada de los costos de inversión. Esto allanará el camino hacia un sistema energético más sostenible y accesible para todos.

7. Referencias

- [1] Abora Advanced Solar Technology. Energías renovables, la alternativa a las energías fósiles. Enlace: <https://acortar.link/dyuQcO>
- [2] Energías renovables. Predicciones: quedan 42 años de petróleo, 65 de gas natural y 150 de carbón. Enlace: <https://acortar.link/18HsY5>
- [3] Parlamento Europeo. Cambio climático: gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Enlace: <https://acortar.link/QYlfuT>
- [4] Repsol. ¿En qué se diferencian la energía solar térmica y la fotovoltaica? Enlace: <https://acortar.link/9rYNN6>
- [5] Enel Green Power. La energía eólica. Enlace: <https://acortar.link/ZeKjZ8>
- [6] Montegar. Ventajas y desventajas de la energía eólica. Enlace: <https://acortar.link/2pko02>
- [7] Fundación Endesa. Energía hidráulica: que es, como funciona y sus ventajas. Enlace: <https://acortar.link/amMMIL>
- [8] Repsol. Energía hidráulica: qué es y cuáles son sus ventajas. Enlace: <https://acortar.link/iL5VrJ>
- [9] IAEA, Organismo Internacional de Energía Atómica. ¿Qué es la energía nuclear? La ciencia de la energía nucleoelectrónica. Enlace: <https://acortar.link/vX9g0V>
- [10] CSN, Consejo de Seguridad Nuclear. Fusión nuclear. Enlace: <https://acortar.link/YY50FK>
- [11] Fundación Endesa. Energía de biomasa: qué es, como funciona y sus ventajas. Enlace: <https://acortar.link/GOSk7s>
- [12] Central de Drax de Reino Unido. Enlace: <https://acortar.link/7xJzJ1>
- [13] Fundación Endesa. Centrales de biomasa y sus tipos. Enlace: <https://acortar.link/U8WNOW>
- [14] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Geotermia: <https://acortar.link/NHXMQw>
- [15] REHAU. Que es la geotermia. Enlace: <https://acortar.link/RrzJFA>
- [16] Factorenergía. La energía mareomotriz: la gran desconocida. Enlace: <https://acortar.link/CvjKqj>
- [17] Repsol. Electricidad sostenible aprovechando la energía de las olas. Enlace: <https://acortar.link/7ZGxCc>
- [18] Nestlé. Energía undimotriz, qué es y cómo beneficia al planeta. Enlace: <https://acortar.link/My1c92>
- [19] ESG NEWS. Actualización de la hoja de ruta Net Zero de la AIE: la ruta hacia Net Zero requiere más efectivo y menos política. Enlace: <https://acortar.link/jgRC2x>

- [20] REN21, Renewable Energy Policy Network. Informe de estado global de renovables 2023, Suministro de energía. Enlace: <https://acortar.link/qZeq4u>
- [21] Red Electrica. Informe del Sistema Eléctrico, Informe resumen de energías renovables 2023. Enlace: <https://acortar.link/dF1D9T>
- [22] Ideam. Radiacion Solar.
- [23] Iberdrola. Radiación solar: ¿cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano? Enlace: <https://acortar.link/2E3dvt>
- [24] Blog de Fundeen. El efecto fotoeléctrico, ¿en qué consiste? Enlace: <https://acortar.link/352G95>
- [25] Apuntes de Energía Solar Fotovoltaica: Fundamentos. Experto Universitario en EERR, Universidad de Cantabria.
- [26] Ingenieros Top. Cómo funcionan los paneles solares. Enlace: <https://acortar.link/hTDnUQ>
- [27] Iberdrola. Células fotovoltaicas: conoce su evolución, sus diferentes tipos y las últimas innovaciones. Enlace: <https://acortar.link/AwfmUK>
- [28] UNEF. Fomentando la biodiversidad y el crecimiento sostenible. Enlace: <https://acortar.link/2OfEV3>
- [29] El periódico de la energía. Solaprofit y Holaluz encienden las alarmas en el sector del autoconsumo solar en España. Enlace: <https://acortar.link/Xr1EdK>
- [30] Appa Autoconsumo. Informe anual del autoconsumo fotovoltaico (2023). Enlace: <https://acortar.link/m7HoGH>
- [31] Santillana. Atlas de Cantabria. Enlace: <https://acortar.link/88lQZB>
- [32] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red. Enlace: <https://acortar.link/Ptl9sc>
- [33] Smart Spain. PVGIS en España: cómo utilizarlo. Enlace: <https://acortar.link/CZkJXp>
- [34] Apuntes de Energía y Telecomunicaciones: Energías Renovables. Grado en Ingeniería de Tecnologías de Telecomunicaciones, Universidad de Cantabria
- [35] Teleplaca. ¿El efecto sombra en paneles solares es perjudicial? Enlace: <https://acortar.link/k5VMwN>
- [36] Repsol: Inversores solares: qué son y para qué sirven. Enlace: <https://acortar.link/CFZ0rf>
- [37] AC Fotovoltaica. ¿En qué consiste el seguimiento del punto de máxima potencia: MPPT? Enlace: <https://acortar.link/2wbscq>
- [38] Growatt. Datasheet inversor (3000 W / 3600 W / 4200 W). Enlace: <https://acortar.link/wvT4ec>
- [39] Huawei. Datasheet inversor SUN2000 (2KTL-L1 / 3KTL-L1). Enlace: <https://acortar.link/RwddKD>

- [40] Solis. Datasheet inversor S6-GR1P(2.5-6)K. Enlace: <https://acortar.link/OO7wMb>
- [41] Amarae. Qué es el sobredimensionamiento. Enlace: <https://acortar.link/CDGhcK>
- [42] Amarae. Qué sucede cuando se sobredimensiona un sistema fv, ¿es seguro? Enlace: <https://acortar.link/7kMWa1>
- [43] Solarama. ¿Qué es y para qué sirve un fusible en las instalaciones fotovoltaicas? Enlace: <https://acortar.link/9WhMRI>
- [44] BOE. Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC. Enlace: <https://acortar.link/3jC2r8>
- [45] Prysmian Group (Youtube). Cálculo de conductores para instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo. Enlace: <https://acortar.link/hErcBZ>
- [46] Apiem. Cómo seleccionar correctamente cables fotovoltaicos según normativa. Enlace: <https://acortar.link/2GAUvu>
- [47] La Triveneta Cavi.Informe de características de FG7R-0,6/1 kV. Enlace: <https://acortar.link/HreBV7>
- [48] Forum Huawei. Protecciones contra sobretensiones en los inversores Huawei. Enlace: <https://acortar.link/LoN3sm>
- [49] Schneider Electric. ¿Qué son las curvas de disparo en interruptores Riel Din? Enlace: <https://acortar.link/pVqWOn>
- [50] Leroy Merlin. Interruptor Automático C60N 2P 25A Schneider A9f79225. Enlace: <https://acortar.link/ZKsizy>
- [51] Leroy Merlin. Diferencial Schneider Electric 2P 25A 30mA AC A9R60225. Enlace: <https://acortar.link/dLa3af>
- [52] BOE. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Enlace: <https://acortar.link/XoPS6z>
- [53] Acca Software. Software Cálculo Instalación Fotovoltaica. Enlace: <https://acortar.link/Y0a6Aa>
- [54] El mundo de los cables de energía. ¿Qué diferencia hay entre los aislamientos de XLPE y ERP? Enlace: <https://acortar.link/fzB5H4>
- [55] Solidar Energía. Enlace: <https://acortar.link/CYYGBH>
- [56] Agencia Menorca Reserva de Biosfera. Guía rápida de la autoproducción fotovoltaica. Enlace: <https://acortar.link/lvCKmE>
- [57] POWEN. Ayudas y subvenciones para la instalación de placas solares en Cantabria. Enlace: <https://acortar.link/TPnzV0>
- [58] Cambio Energético. Preguntas frecuentes sobre las subvenciones para instalar placas solares de la Unión Europea en 2023. Enlace: <https://acortar.link/hgZRuY>
- [59] Octopus Energy. Enlace: <https://acortar.link/jTRJTU>
- [60] Naturgy: Enlace: <https://acortar.link/7tSkI4>

[61] Bonpreu Esclat. Enlace: <https://acortar.link/QfGJ2i>

[62] Endesa. Enlace: <https://www.endesa.com/es>

[63] EDP energía. Enlace: <https://acortar.link/0GoU6q>

[64] Repsol. Enlace: <https://acortar.link/A1Ufel>