



Universidad  
Internacional  
de Andalucía

## TÍTULO

**DISEÑO ESTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR PARA LA RECARGA DE  
COCHES ELÉCTRICOS EN LA SEDE DEL CARMEN DE LA  
UNIVERSIDAD DE HUELVA**

## AUTOR

**Nilson Agudelo Ibagón**

**Esta edición electrónica ha sido realizada en 2025**

|                 |  |
|-----------------|--|
| Director        | Dr. Joaquín Tovar Pescador                                     |
| Instituciones   | Universidad Internacional de Andalucía ; Universidad de Huelva |
| Curso           | <i>Máster Universitario en Tecnología Ambiental (2023/24)</i>  |
| ©               | Nilson Agudelo Ibagón  |
| ©               | De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía        |
| Fecha documento | 2024   |



Universidad  
Internacional  
de Andalucía



**Atribución-NoComercial-SinDerivadas  
4.0 Internacional (CC BY-NC-ND 4.0)**

Para más información:

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.es>

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.en>



Universidad  
de Huelva



Universidad  
Internacional  
de Andalucía

**DISEÑO ESTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR  
PARA LA RECARGA DE COCHES ELECTRICOS EN LA SEDE  
DEL CARMEN DE LA UNIVERSIDAD DE HUELVA**

Autor: NILSON AGUDELO IBAGON

Trabajo entregado para la obtención del grado de  
**MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA AMBIENTAL**

Modalidad: "Profesional"

DICIEMBRE / 2024

Tutor: Dr. Joaquín Tovar Pescador.

**Dr. Joaquín Tovar Pescador** DNI: y cargo profesor en el Departamento de Física de la Universidad de Jaén.

**INFORMAN:**

Que el trabajo titulado “**DISEÑO ESTACION DE ENERGIA SOLAR PARA LA RECARGA DE COCHES ELECTRICOS EN LA SEDE DEL CARMEN DE LA UNIVERSIDAD DE HUELVA**” presentado por **Don. NILSON AGUDELO IBAGON** con **NIE:** , ha sido realizado en bajo mi dirección, y **AUTORIZO** su presentación y defensa como **Trabajo Fin de Máster** (Modalidad: “Profesional”), para el Máster Oficial en Tecnología Ambiental de la Universidad Internacional de Andalucía.

En Huelva, a 30 de noviembre de 2024

Fdo.: Joaquín Tovar Pescador.

## RESUMEN

En un mundo que avanza hacia la sostenibilidad y la reducción de la huella de carbono, la adopción de vehículos eléctricos (VE) se presenta como una solución crucial para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. La Universidad de Huelva, comprometida con la innovación y el desarrollo sostenible, se embarca en un proyecto pionero: la implementación de una estación de carga solar para 20 vehículos eléctricos en el campus universitario del Carmen en los aparcamientos de la Facultad de Ciencias experimentales. El objetivo de este proyecto es diseñar e instalar una infraestructura de carga que no solo cubra las necesidades energéticas diarias de una flota de vehículos eléctricos, sino que también lo haga de una manera ambientalmente responsable. Aprovechando los abundantes recursos solares de la ciudad de Huelva, que cuenta con una irradiación promedio de 4.6 kWh/m<sup>2</sup>/día, se busca maximizar la eficiencia y sostenibilidad del sistema mediante el uso de los últimos avances en tecnología fotovoltaica y almacenamiento de energía. La energía solar es una fuente limpia y renovable que, cuando se combina con vehículos eléctricos, ofrece una alternativa poderosa para mitigar el impacto ambiental del transporte. Este proyecto pretende no solo satisfacer la demanda energética de 880 kWh diarios, sino también establecer un modelo replicable de infraestructura de carga que pueda ser adoptado por otras instituciones y comunidades. El diseño del sistema fotovoltaico incluye la instalación de 540 paneles solares de alta eficiencia en el edificio de Ciencias Experimentales, orientados y angulados para optimizar la captación solar. Además, se calculará de forma opcional un sistema de almacenamiento de energía con una capacidad de 900 kWh para asegurar la disponibilidad de energía incluso en condiciones climáticas adversas o durante la noche para una futura actualización del sistema. Pero en búsqueda que este sistema de carga solar sea atractivo para replicar por su facilidad y disminución de costos; para las condiciones climáticas adversas y horas de la noche, realizaremos un diseño y simulaciones como un sistema autosuficiente con conexión a la red. La infraestructura de carga constará de 20 estaciones de nivel 2 (22 kW) que permitirán una carga rápida y eficiente de los vehículos. Este proyecto representa un avance significativo en la promoción de la movilidad eléctrica y el uso de energías renovables en el ámbito universitario. A través de un diseño meticuloso y la implementación de tecnología avanzada, la Universidad de Huelva se posiciona a la vanguardia de la sostenibilidad, demostrando su compromiso con el medio ambiente y la innovación tecnológica.

## ABSTRACT

In a world that is moving towards sustainability and reducing the carbon footprint, the adoption of electric vehicles (EVs) is presented as a crucial solution to reduce greenhouse gas emissions. The University of Huelva, committed to innovation and sustainable development, embarks on a pioneering project: the implementation of a solar charging station for 20 electric vehicles on the Carmen university campus in the car parks of the Faculty of Experimental Sciences. The aim of this project is to design and install a charging infrastructure that not only covers the daily energy needs of a fleet of electric vehicles, but also does so in an environmentally responsible way. Taking advantage of the abundant solar resources of the city of Huelva, which has an average irradiation of 4.6 kWh/m<sup>2</sup>/day, the aim is to maximize the efficiency and sustainability of the system through the use of the latest advances in photovoltaic technology and energy storage. Solar energy is a clean, renewable source that, when combined with electric vehicles, offers a powerful alternative for mitigating the environmental impact of transportation. This project aims not only to meet the energy demand of 880 kWh per day, but also to establish a replicable charging infrastructure model that can be adopted by other institutions and communities. The design of the photovoltaic system includes the installation of 540 high-efficiency solar panels in the Experimental Sciences building, oriented and angled to optimize solar capture. In addition, an energy storage system with a capacity of 900 kWh will be optionally calculated to ensure energy availability even in adverse weather conditions or at night for a future system upgrade. But in search of this solar charging system to be attractive to replicate due to its ease and cost reduction; For adverse weather conditions and overnight hours, we will perform a design and simulations as a self-sufficient system with grid connection. The charging infrastructure will consist of 20 level 2 stations (22 kW) that will allow fast and efficient charging of the vehicles. This project represents a significant advance in the promotion of electric mobility and the use of renewable energies in the university environment. Through meticulous design and the implementation of advanced technology, the University of Huelva is positioned at the forefront of sustainability, demonstrating its commitment to the environment and technological innovation.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a todas las personas que, con su confianza y apoyo, han hecho posible este trabajo. A mi tutor, Joaquín Tovar Pescador, por compartir sus conocimientos y guiarme en este proceso. A mi Esposa Lucero y familia, por ser mi refugio y mi inspiración. Este máster ha sido un viaje de crecimiento personal y profesional, y se lo dedico a todos aquellos que han creído en mí. Este trabajo es un homenaje a todos ustedes y a mí mismo, por no rendirme, perseguir mis sueños y hacerlos realidad.

## ÍNDICE.

|  |           |
|--|-----------|
| Resumen .....  | II        |
| Abstract.....  | III       |
| Índice .....   | 9         |
| Índice de figuras.....   | 12        |
| Índice de Tablas. ....   | 13        |
| <b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>                                | <b>15</b> |
| 1.1. El Estado del arte de las Energías Renovables.....              | 15        |
| 1.1.1. El Sol como fuente de energía.....                            | 15        |
| 1.1.2. Energía renovable. La energía fotovoltaica.....               | 16        |
| 1.1.3. Sistema Fotovoltaico.....                                     | 17        |
| 1.1.3.2 Módulos solares.....   | 19        |
| 1.1.3.3 Inversor .....   | 21        |
| 1.1.3.4 Controlador de carga .....                                   | 21        |
| 1.1.3.5 Baterías .....   | 21        |
| 1.1.3.6 Cable solar.....   | 22        |
| 1.1.3.7 Estructura de montaje .....                                  | 22        |
| 1.1.4. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.....            | 22        |
| 1.1.5. Integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos..... | 25        |
| 1.2. Problemática .....  | 26        |
| 1.3. Hipótesis.....  | 26        |
| 1.4. Objetivos .....   | 27        |
| 1.4.1. Objetivo general .....  | 27        |
| 1.4.2. Objetivos específicos.....                                    | 27        |
| <b>CAPÍTULO 2. MÉTODOS PARA EL DISEÑO .....</b>                      | <b>28</b> |
| 2.1. Área de estudio .....   | 28        |
| 2.2. Evaluación de datos para el diseño.....                         | 32        |
| 2.2.1. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....          | 34        |
| 2.2.3.2 Número de paneles fotovoltaicos.....                         | 34        |
| 2.2.3.3 Determinación del inversor. ....                             | 34        |
| 2.2.3.5 Relación coste/beneficio.....                                | 35        |
| <b>CAPÍTULO 3. ANALISIS.....</b>                                     | <b>37</b> |
| 3.1. <i>Variables meteorológicas.....</i>                            | 43        |
| 3.2. <i>Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....</i>     | 43        |
| 3.2.1 Localización geográfica.....                                   | 43        |
| 3.3.1. Orientación e inclinación de módulos.....                     | 43        |
| 3.3.2. Especificaciones del sistema.....                             | 45        |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>CAPITULO 4. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ESPAÑA.....</b>                 | <b>51</b> |
| 4.1. Tipos de vehículos eléctricos .....                               | 51        |
| 4.1.1. Vehículos híbridos eléctricos (hev).....                        | 51        |
| 4.1.2. Vehículos híbridos enchufables (phev).....                      | 52        |
| 4.1.3. Vehículos eléctricos (EV) .....                                 | 52        |
| 4.2. Tipos de recarga .....  | 53        |
| 4.2.1. Recarga convencional .....                                      | 53        |
| 4.2.2. Recarga semi rápida .....                                       | 53        |
| 4.2.3. Recarga rápida.....   | 53        |
| 4.3. Tipos de conectores .....   | 53        |
| 4.3.1. Enchufe Schuko .....  | 53        |
| 4.3.2. Conector SAE J1772 (Tipo1) .....                                | 54        |
| 4.3.3. Conector MENNEKES (Tipo 2) .....                                | 55        |
| 4.3.4. Conector único combinado o CCS .....                            | 55        |
| 4.3.5. Conector Scame .....  | 56        |
| 4.3.6. Conector CHAdeMO .....  | 57        |
| 4.4. Modos de recarga .....  | 57        |
| 4.4.1. Modo 1.....   | 58        |
| 4.4.2. Modo 2.....   | 58        |
| 4.4.3. Modo 3.....   | 58        |
| 4.4.4. Modo 4.....   | 59        |
| 4.5 lista de normas para estandarizar.....                             | 59        |
| 4.5.1 Comunicaciones .....   | 59        |
| 4.5.2 Seguridad de las personas e instalaciones .....                  | 59        |
| 4.5.3 Esquemas de instalación.....                                     | 60        |
| 4.5.4 Previsión de cargas .....  | 60        |
| 4.5.5 Requisitos generales de la instalación .....                     | 60        |
| 4.5.6 Protecciones.....  | 60        |
| 4.5.7 Condiciones particulares de la instalación.....                  | 60        |
| <br>   |           |
| <b>5. Análisis de Costos y Amortización del Proyecto.....</b>          | <b>61</b> |
| <br>   |           |
| <b>6. Imágenes del Diseño exterior del Sistema de Carga Solar.....</b> | <b>64</b> |
| <br>   |           |
| <b>7. CONCLUSIONES.....</b>  | <b>65</b> |
| 1. Viabilidad técnica y energética .....                               | 66        |
| 2. Infraestructura de recarga .....                                    | 66        |
| 3. Impacto ambiental .....   | 65        |
| 4. Sostenibilidad económica.....                                       | 67        |
| 5. Recomendaciones futuras .....                                       | 68        |
| Conclusión final .....   | 68        |

|   |           |
|---|-----------|
| <b>8. REFERENCIAS .....</b>   | <b>69</b> |
| <b>9. ANEXOS .....</b>  | <b>71</b> |
| <i>Anexo 1 Informe Completo Software de Simulación PVsyst 7.4.8 .....</i> | <i>71</i> |
| <i>Anexo 2 Datos Tecnicos del Panel Solar .....</i>                       | <i>79</i> |
| <i>Anexo 3 Datos Tecnicos del Inversor Solar .....</i>                    | <i>81</i> |
| <i>Anexo 4 Datos Tecnicos del Cargador de EV .....</i>                    | <i>83</i> |
| <i>Anexo 5 Plano Universidad de Huelva .....</i>                          | <i>84</i> |

## ÍNDICE DE FIGURAS.

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 1.</b> Tipos de células fotovoltaicos.....  | 20 |
| <b>Figura 2.</b> Localización de la zona de estudio en Huelva, España.....                  | 22 |
| <b>Figura 3.</b> Zona diseño en el Campus del Carmen de Universidad de Huelva .....         | 30 |
| <b>Figura 4.</b> Zona de la UHU donde se instalará el sistema fotovoltaico.....             | 31 |
| <b>Figura 5.</b> Radiación solar en España. Fuente: Plasol.com .....                        | 37 |
| <b>Figura 6.</b> Mapa solar. Fuente: Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF).....    | 38 |
| <b>Figura 7.</b> Temperatura media en OC. Período 1996-2017. Fuente: PVSyst.....            | 40 |
| <b>Figura 8.</b> Irradiación media. Período 1996-2017. Fuente: PVSyst.....                  | 40 |
| <b>Figura 9.</b> Parámetros climatológicos de Huelva. Fuente: PVSyst.....                   | 41 |
| <b>Figura 10.</b> Índice de claridad kt. Fuente: PVSyst.....                                | 42 |
| <b>Figura 11.</b> Plano inclinado global. Fuente: PVSyst.....                               | 42 |
| <b>Figura 12.</b> Localización geográfica en coordenadas. Fuente: PVSyst.....               | 43 |
| <b>Figura 13.</b> Orientación e inclinación de los paneles FV. Fuente: PVSyst.....          | 44 |
| <b>Figura 14.</b> Datos Calculados por el Software PVsyst. Fuente: PVSyst.....              | 45 |
| <b>Figura 15.</b> Datos Técnicos de los paneles FV. Fuente: PVSyst.....                     | 46 |
| <b>Figura 16.</b> Datos Técnicos de los Inversores. Fuente: PVSyst.....                     | 47 |
| <b>Figura 17.</b> Esquema de funcionamiento HEV.....  | 50 |
| <b>Figura 18.</b> Esquema de funcionamiento PHEV .....                                      | 51 |
| <b>Figura 19.</b> Esquema de funcionamiento EV puro .....                                   | 51 |
| <b>Figura 20.</b> Distribución de pines del conector SCHUKO .....                           | 53 |
| <b>Figura 21.</b> Distribución de pines del conector J1772, vista posterior. ....           | 53 |
| <b>Figura 22.</b> Distribución de pines del conector IEC 62196-2 o MENNEKES .....           | 54 |
| <b>Figura 23.</b> Distribución de pines del CCS1, vista posterior .....                     | 54 |
| <b>Figura 24.</b> Distribución de pines del conector COMBO 2 .....                          | 55 |
| <b>Figura 25.</b> Distribución de pines del conector Scame .....                            | 55 |
| <b>Figura 26.</b> Distribución de pines del conector CHAdEMO .....                          | 56 |
| <b>Figura 27.</b> Modo 1 de recarga de vehículos eléctricos. ....                           | 56 |
| <b>Figura 28.</b> Modo 2 de recarga de vehículos eléctricos 62196-2 o MENNEKES .....        | 57 |
| <b>Figura 29.</b> Modo 3 de recarga de vehículos eléctricos .....                           | 57 |
| <b>Figura 30.</b> Modo 4 de recarga de vehículos eléctricos.....                            | 58 |
| <b>Figura 31.</b> Foto Similar a la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos ..... | 60 |
| <b>Figura 32.</b> Foto Similar a la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos. .... | 60 |
| <b>Figura 33.</b> Foto Similar a la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos.....  | 61 |

**Figura 34.** Foto Reinder de la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos en la Universidad de Huelva.....62

## ÍNDICE DE TABLAS.

**Tabla 1.** Características de diferentes tipos de células fotovoltaicas .....20

**Tabla 2.** Energía en Mega julios que incide en un m<sup>2</sup> .....40



# **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

## **1.1. El Estado del arte de las Energías Renovables.**

### **1.1.1. El Sol como fuente de energía.**

Científicamente se considera que el sistema energético de la Tierra está en equilibrio, recibiendo una cantidad significativa de energía que impulsa todos los fenómenos físicos y sostiene la vida. Más del 99% de esta energía proviene del sol. Los rayos solares se propagan a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas que transportan energía. La radiación solar, fundamental para la vida, también es la principal causante de los fenómenos climáticos, como afirma el Britannica Group (2020).

Según Magán (2017), esta fuente de energía puede considerarse inagotable. Aunque diversos factores atmosféricos limitan la cantidad de energía solar que llega a la superficie terrestre, esta sigue siendo 10,000 veces mayor que el consumo energético actual. Como señala Valdez et al. (2007), el problema no radica en la disponibilidad de energía, sino en la dificultad de aprovecharla eficientemente.

El aprovechamiento de la radiación solar y su conversión en energía es un avance relativamente reciente. En 1839, el físico francés Alexandre Edmond Becquerel descubrió que un material expuesto a la energía solar puede generar voltaje. En 1884, el inventor Charles Fritts fabricó la primera célula solar utilizando selenio y una delgada capa de oro. Sin embargo, debido a su baja eficiencia (1%) y alto costo, no se comercializó. Posteriormente, en 1905, Albert Einstein describió cómo los fotones, al estar enlazados en un circuito, pueden generar electricidad, fenómeno conocido como efecto fotoeléctrico.

La radiación solar recibida en la superficie terrestre varía debido a la composición atmosférica del planeta, influenciada por efectos de absorción y dispersión. La cantidad de energía que llega a un punto específico, conocida como flujo radiante, también depende de factores como la altitud, latitud y nubosidad. La radiación percibida en la superficie terrestre se mide en términos de irradiancia e irradiación, representadas en unidades de Watts por metro cuadrado ( $W/m^2$ ) y Watts hora por metro cuadrado ( $Wh/m^2$ ). Una forma simplificada de expresar la irradiancia es en horas sol pico al día (HSP), obtenidas dividiendo la irradiancia entre  $1000 W/m^2$ . En una hora sol pico, se produce una potencia de  $1000 W/m^2$  (Bachour, 2015).

### **1.1.2. Energía renovable. La energía fotovoltaica.**

Las fuentes de energía renovable se caracterizan por ser inagotables y tener un impacto ambiental reducido. Entre estas fuentes (biomasa, geotérmica, eólica, fotovoltaica, mareomotriz, termo solar e hidráulica), la energía fotovoltaica ocupa el tercer lugar en términos de capacidad instalada global, solo superada por la energía hidráulica y la eólica.

Las energías renovables proporcionan energía eléctrica de manera más limpia que las fuentes convencionales basadas en combustibles fósiles, además de ofrecer beneficios sociales como la creación de empleos cualificados en ingeniería, fabricación, instalación y mantenimiento, así como en investigación e innovación tecnológica. Según el informe de la Red Eléctrica de España (2021), la generación de electricidad a partir de fuentes renovables representó el 46.6% de la electricidad total en el país, lo que implica un crecimiento del 9.9% respecto al año anterior.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable que genera electricidad a partir de la radiación solar mediante dispositivos semiconductores conocidos como células fotovoltaicas. Esta energía se utiliza tanto para la producción de electricidad a gran escala mediante redes de distribución como para abastecer aparatos autónomos y viviendas. En los últimos años, la tecnología fotovoltaica ha avanzado significativamente.

Tradicionalmente, se consideraba que la energía fotovoltaica y otras energías renovables como la eólica eran difíciles de predecir debido a su dependencia de las condiciones meteorológicas, la radiación y la temperatura. Sin embargo, Tovar (2022) señala que, aunque el recurso solar en sí no es fácilmente predecible, los avances actuales en sistemas de predicción permiten conocer con bastante exactitud la disponibilidad de energía en un momento determinado.

La potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial ha aumentado constantemente, impulsada por la necesidad de enfrentar los desafíos del sector energético, como la creciente preocupación por las emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático, según el IPCC (2022). Autores como Owen (2010), Hughes (2011), la Unión Española Fotovoltaica (2023) y Sempere (2019) destacan también el interés en el agotamiento inevitable de algunas fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, el aumento de los costos de producción y la necesidad de ciertos países, especialmente europeos, de asegurar su independencia energética.

España fue pionera en la investigación y el aprovechamiento de la energía solar. En la década de 1980, se crearon las primeras instalaciones fotovoltaicas en el país, inicialmente como sistemas de abastecimiento aislado. En 1984, se construyó en San Agustín de Guadalix (Madrid) la primera planta piloto fotovoltaica conectada a la red, con una potencia de 100 kWp. Una década más tarde, comenzaron a instalarse sistemas de conexión a red, siendo la planta Toledo – PV, con una potencia de 1 MW, la más destacada.

La capacidad de producción de un sistema fotovoltaico, conocida con exactitud y suficiente antelación, facilita su integración en los sistemas eléctricos, lo que justifica el desarrollo de

nuevas investigaciones y su aplicación práctica. Esto ha permitido que el mercado fotovoltaico europeo experimente un crecimiento de la potencia instalada del 37%, con España ocupando la décima posición con 25.5 GW (ANPIER, 2023).

Gracias a su posición geográfica, España cuenta con condiciones óptimas para el aprovechamiento de la energía solar, con una alta cantidad de horas de sol, siendo uno de los países de Europa con mayor irradiación solar. Según el Atlas Global de IRENA (2023), los valores de irradiación en España oscilan entre 3.6 kWh/m<sup>2</sup> en el norte y 5.4 kWh/m<sup>2</sup> en el sur peninsular.

Estos factores, junto con el abaratamiento de la tecnología fotovoltaica, son determinantes en el creciente interés por esta fuente de energía. En los últimos años, ha habido un aumento significativo en la inversión para su desarrollo y en proyectos destinados a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La energía fotovoltaica se ha consolidado como la tercera fuente de energía renovable en términos de generación eléctrica en España, representando el 8.1% de la potencia instalada a nivel nacional, el 4.7% de la generación eléctrica nacional y el 21.1% de la generación fotovoltaica. En 2021, la generación de energía fotovoltaica en España creció un 37%, alcanzando 25.5 GWh, un aumento del 37% respecto a 2022 (REE, 2023)

### **1.1.3. Sistema Fotovoltaico.**

Un sistema fotovoltaico aprovecha la energía solar para convertirla en electricidad, la cual puede ser inyectada a la red eléctrica convencional para ser utilizada por cualquier usuario conectado a ella (Perpiñán, 2015). Estos sistemas se destacan por su facilidad de instalación, fiabilidad, larga duración, bajos costos de operación y mantenimiento, y por su modularidad, que permite adaptarse a las necesidades y recursos económicos de cada usuario. Además, no generan emisiones de gases de efecto invernadero (García, 2018).

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante células fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores. Estas células se excitan al exponerse a la radiación solar, generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estas células da lugar a mayores diferencias de potencial, formando los denominados paneles o módulos fotovoltaicos.

Actualmente, los módulos fotovoltaicos pueden alcanzar potencias superiores a 741 W, con eficiencias de hasta el 23.89% (Risen Energy Company – China). La combinación en serie y paralelo de estos paneles permite crear plantas solares con capacidades de cientos de MW, además de satisfacer una parte significativa de la demanda eléctrica en hogares y edificios mediante instalaciones en cubiertas. La modularidad de esta tecnología es una de sus principales ventajas (García, 2018).

Sin embargo, uno de los inconvenientes es la variabilidad en el rendimiento según las condiciones ambientales, como días nublados, aunque esta variabilidad es menor en

comparación con la energía eólica. El rendimiento de los paneles también puede verse afectado por factores como la inclinación, orientación y sombras, lo que hace necesario un estudio cuidadoso del emplazamiento (Mérida, 2020).

En los últimos años, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red han experimentado un crecimiento significativo. La expansión de estos sistemas ha requerido el desarrollo de ingeniería específica para optimizar su diseño y funcionamiento, y para evaluar su impacto en el sistema eléctrico general, asegurando una integración armoniosa con el entorno arquitectónico y ambiental.

Para una integración efectiva de la energía solar fotovoltaica en los sistemas eléctricos, es crucial prever la producción de los generadores para incluirlos en la planificación del sistema eléctrico, con el fin de equilibrar la generación y la demanda esperada. Además, la energía solar fotovoltaica debe ser capaz de proporcionar servicios auxiliares como la compensación de desequilibrios entre generación y consumo, regulación de tensión, o inyección de potencia reactiva (IEA, 2013).

La potencia de salida de un sistema fotovoltaico en condiciones reales de operación está influida por varios factores ambientales, entre los cuales la irradiancia, la distribución del espectro solar y la temperatura del módulo son los más decisivos. La temperatura de operación del módulo está influida, a su vez, por la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, entre otros factores externos que también afectan la productividad eléctrica del módulo (Katsumata et al., 2011; Rouholamini et al., 2014; Mora, 2015; Huld et al., 2015).

### 1.1.3.1 Partes que componen un sistema fotovoltaico.

Para dimensionar adecuadamente un sistema fotovoltaico, es crucial conocer el consumo energético que se desea cubrir, así como las condiciones meteorológicas del lugar de instalación. Estos factores son esenciales para determinar la capacidad de los equipos necesarios (Bachour, 2015). Según Oliveti et al. (2014), los componentes de un sistema fotovoltaico pueden variar en cantidad y tipo según las necesidades específicas del sistema.

- **El módulo fotovoltaico:** es el componente central del sistema, responsable de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Sin embargo, para que esta energía pueda ser utilizada de manera efectiva, se necesitan otros componentes, conocidos colectivamente como el Balance del Sistema (BoS). Según la revista "Solar Electric System Design, Operation and Installation", el BoS incluye elementos como:
- **Inversor:** Convierte la corriente continua (DC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (AC), que es el tipo de electricidad utilizada en la mayoría de los hogares y empresas.

- **Controlador de Carga:** Regula la cantidad de carga que entra y sale de las baterías, protegiéndolas de sobrecargas y descargas excesivas, lo que prolonga su vida útil.
- **Baterías:** Almacenan la energía generada para su uso en momentos en que la producción solar es baja o nula, como durante la noche o en días nublados.
- **Estructuras de Montaje:** Soportan los módulos fotovoltaicos y los orientan adecuadamente para maximizar la captación de luz solar.
- **Cableado y Conectores:** Aseguran la transmisión eficiente y segura de la electricidad generada desde los módulos hasta el inversor y el sistema de almacenamiento.
- **Dispositivos de Protección:** Incluyen fusibles, interruptores y sistemas de puesta a tierra para proteger el sistema y sus usuarios de posibles fallos eléctricos.

Estos componentes son seleccionados y dimensionados de acuerdo con la capacidad del sistema y las especificaciones del proyecto, garantizando un funcionamiento eficiente y seguro del sistema fotovoltaico. La adecuada integración y selección de estos elementos es fundamental para optimizar la generación y utilización de la energía solar, así como para asegurar la longevidad y fiabilidad del sistema completo.

### 1.1.3.2 Módulos solares

Es el elemento fundamental de cualquier sistema solar fotovoltaico al ser el encargado de captar la energía solar y generar corriente eléctrica. Está compuesto de un conjunto de células o celdas fotovoltaicas electrónicamente conectadas entre sí, encapsuladas entre láminas y montadas en una estructura o soporte.

Para Magán (2017) el panel o módulo fotovoltaico es el conjunto formado por células conectadas en serie y en paralelo, convenientemente ensamblado y protegido contra los agentes externos. La asociación en serie de paneles permite alcanzar la tensión pedida mientras que la asociación en paralelo permite obtener la potencia deseada.

Los módulos deben quedar dispuestos de forma tal que garantice la mayor exposición posible a la radiación del sol, para hacer que esto suceda en proyectos de edificios viviendas por lo general se instalan en marcos metálicos sobre los tejados o cubiertas, dispuestos de manera paralela y permitiendo un espacio entre estos, lo que provoca un flujo de aire que permite una disminución en la temperatura de los paneles.

Según el tipo de células los paneles o módulos fotovoltaicos pueden clasificarse en: monocristalinos, policristalinos y amorfos (figura 1), sus características fundamentales se exponen en la tabla 1.

| Tipo de Panel Fotovoltaico   | Eficiencia Típica |
|--|-------------------|
| Silicio Monocristalino   | 17% - 22%         |
| Silicio Policristalino (Multicristalino)   | 15% - 20%         |
| Silicio Amorfo (Paneles de Película Fina)  | 6% - 12%          |
| Cadmio Telururo (CdTe)   | 10% - 12%         |
| Cobre, indio, Galio y Selenio (CIGS)   | 10% - 13%         |
| Paneles de Alta Eficiencia (Tecnologías avanzadas como heterojunction, perovskita, etc.) | 23% - 26%+        |

Tabla 1. Características de diferentes tipos de células fotovoltaicas más usadas. Fuente: Elaboración propia.

Las células monocristalinas se fabrican a partir de bloques de silicio dopado con boro, denominados también ingots, los cuales tienen forma cilíndrica. Estos bloques se recortan formando cuatro lados, para aumentar su rendimiento, optimizar el proceso de fabricación y reducir costes, dándole la forma característica a este tipo de células. Aseguran Moreno y Echavarría (2020) que las mismas presentan la ventaja de tener una mayor vida útil que las células policristalinas, funcionan mejor en condiciones de poca luz y su pérdida de rendimiento debido a altas temperaturas es menor que otras tecnologías.

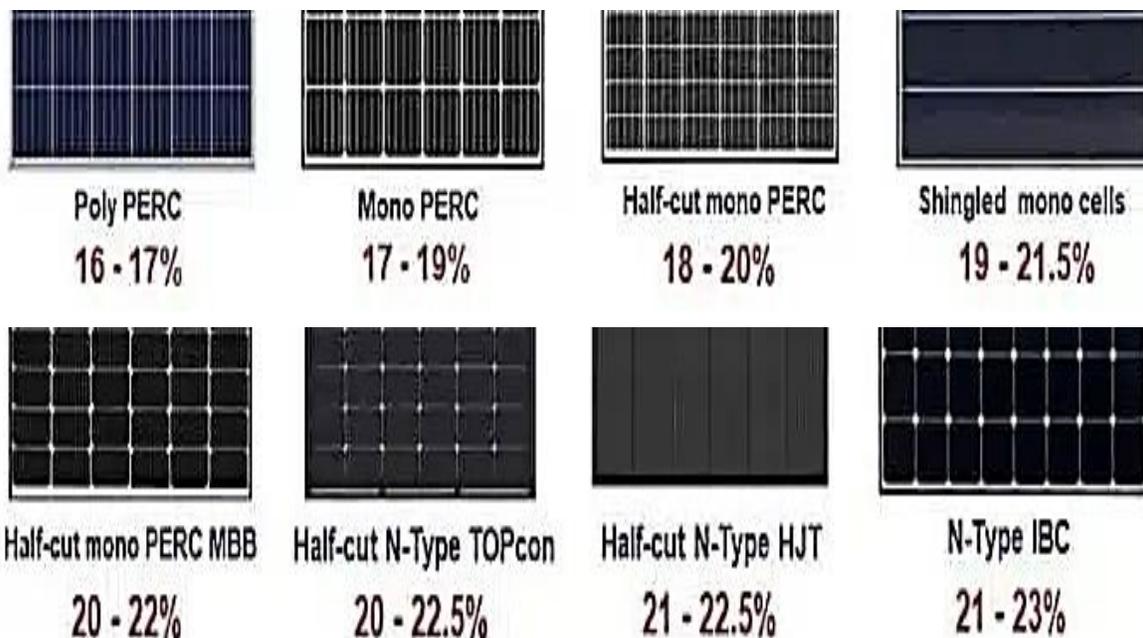


Figura 1. Tipos de células fotovoltaicas

### **1.1.3.3 Inversor**

Son los encargados de convertir la energía de corriente directa (DC) que viaja desde los módulos fotovoltaicos hasta la batería y la convierte en corriente alterna (AC) para que pueda ser empleada por los receptores en los sitios instalados, asegurando que la frecuencia de los ciclos de AC sea de la misma que la que proviene de la red principal, además de ajustarlas en frecuencia y en tensión eficaz para su consumo (Salas, 2016 y Bastida *et al.*, 2017).

Las características fundamentales de un inversor CC-CA, señala García (2018) deben ser:

- Alta eficiencia, funcionando en un amplio rango de potencias.
- Protección y seguridad frente a fallos de la instalación, sobretensiones y corto circuitos.
- Alta fiabilidad
- Buena regulación de tensión y frecuencia de salida, compatible con la red eléctrica y sin provocar perturbaciones.
- Bajo consumo en vacío.

### **1.1.3.4 Controlador de carga**

También conocido como regulador de carga tiene la función de proteger, prolongar y administrar de forma eficiente la energía obtenida por la celda fotovoltaica. Este regulador contiene un fusible o interruptor de seguridad para cada cable y puede incluir un sistema de sobretensión para protegerlo de agentes externos como el ser golpeado por un rayo y evitar un cortocircuito o en el peor de los casos se quemara un módulo que afecta sustancialmente el panel solar, además los controladores evitan que la carga se drene hacia los módulos solares durante la noche (Salas, 2016 y Bastida *et al.*, 2017).

### **1.1.3.5 Baterías**

Esta unidad tiene una de las tareas más importantes dentro de los sistemas aislados, ya que se encarga de almacenar energía excedente recolectada durante el día para poder hacer uso de esa energía en el momento en el que el panel solar no esté alimentando el consumo. Su capacidad y rendimiento asegura Abreu (2020) para poder conservar y operar la energía almacenada representa un factor fundamental en la rentabilidad y eficiencia al momento de introducir este tipo de sistema a una instalación de autoconsumo residencial. Los tipos de baterías que se utilizan comúnmente en los sistemas fotovoltaicos aislados son:

- Baterías plomo-ácido
- Baterías de Li-ion

### **1.1.3.6 Cable solar**

Para las instalaciones fotovoltaicas se hace necesario el uso de cable solar debido a las condiciones a las cuales va a estar expuesto como lo es la intemperie y la temperatura ambiente. Según lo menciona Asociación Española de Fabricantes de Energía Fotovoltaica (UNEF) (2023) el “cable debe estar formado por un conductor de cobre suave, aislado en un material termoestable de polietileno reticulado (XLPE)”, para que le permita un funcionamiento óptimo durante su labor de transporte de energía.

### **1.1.3.7 Estructura de montaje**

Existen estructuras que permiten movilidad al panel para que su ángulo de incidencia de la radiación se dinamice para lograr una mejor efectividad (Flores y Domínguez, 2017).

### **1.1.4. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.**

En el artículo 9 del “Autoconsumo de energía eléctrica”, de la Ley 24/2013, del Sector eléctrico (España, 2013), se define autoconsumo como “el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor”.

Andreu (2015), Calvo (2015) y Bastida *et al.* (2017) habían conceptualizado a las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo como aquellas que permiten al usuario generar su propia energía eléctrica. Es decir, el usuario produce la energía en el mismo lugar donde la consume, a partir de la radiación solar y de paneles fotovoltaicos, a la vez que significan que la potencia instalada fotovoltaica no puede superar a la potencia contratada de la instalación receptora.

Con los autores antes citados coincide García (2018) cuando plantea que esta instalación de generación está destinada principalmente al consumo propio, pudiendo cubrir total o parcialmente la demanda de energía eléctrica del consumidor. Cuando la producción es inferior a la demanda, el cliente sigue consumiendo energía eléctrica a través de la red. Cuando la producción es superior a la demanda, existe la posibilidad de verter el excedente a la red.

A los efectos de la Ley 15/2018, de 5 de octubre de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores en su artículo 18, se entenderá por autoconsumo "el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica

proveniente de instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a los mismos".

La instalación solar fotovoltaica para autoconsumo está conformada por placas solares fotovoltaicas y el inversor de conexión a red. El número de placas necesario se calcula comparando el consumo de la instalación con la producción de las placas y se coge el número de placas que haga perder la menor cantidad de energía posible. Es muy importante seleccionar una correcta disposición (lugar de ubicación, inclinación, orientación y distancia) de las placas solares fotovoltaicas para conseguir que la incidencia de la radiación solar sobre las mismas sea la mayor posible.

El inversor de conexión a red es el encargado de transformar la energía eléctrica que proporcionan las placas en corriente continua, en energía eléctrica en corriente alterna para la alimentación de los receptores. La potencia de entrada del inversor debe coincidir con la potencia instalada en placas solares fotovoltaicas, para lo que se debe tener en cuenta según Saiz (2016), que la instalación presentará pérdidas (caída de tensión en los cables, temperatura, punto de máxima potencia) entre otros.

En cuanto al lugar de ubicación, Sofos Energía (2016), Saiz (2016) y Bastida *et al.* (2017) dicen que se pueden colocar, si no hay ningún inconveniente técnico, en las cubiertas de las edificaciones puesto que son lugares desaprovechados, donde no suele haber nada construido, aseguran también que el ángulo de inclinación de las placas se elige para que la radiación solar que incide sobre ellas sea la mayor posible de forma anual, y que debe existir una distancia mínima entre cada una de las filas de placas y las siguientes, para evitar que cualquiera de las filas produzca sombra sobre las otras. Esa distancia mínima que debe existir entre filas es función de la altura relativa entre una fila y la siguiente ( $h$ ) y la latitud del lugar donde está emplazada la instalación ( $k$ ).

Por su parte, el auto consumidor, es un usuario habitual de electricidad que genera un porcentaje de la energía que necesita, de manera local, con una instalación ligada al inmueble donde reside o donde tiene su negocio, lo que permite reducir la factura de la luz e incluso desconectar por completo de la red eléctrica, pudiendo utilizar sistemas de placas solares para consumo directo y sistemas que permiten almacenar excedentes para usarlos de noche (Normativa sobre Autoconsumo, 2022).

El RD Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, entre las novedades sobre autoconsumo establece:

- Desaparecen los límites de potencia contratada en las instalaciones de autoconsumo.
- Se legaliza el autoconsumo compartido y de proximidad.

- Si la instalación tiene una potencia inferior de 100 kW, el usuario no necesita registrarse como productor.
- Deja de ser obligatorio el contador de generación si el titular que genera la energía también la consume.
- Desaparecen los pagos por la electricidad auto consumida y por los servicios auxiliares.

El Real Decreto 244/2019, del 5 de abril, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, establece la clasificación del autoconsumo en dos modalidades:

- Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: cuando los dispositivos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución y existirá un único sujeto, el consumidor.
- Modalidad de suministro con autoconsumo con excedente: cuando las instalaciones de generación puedan además de suministrar energía para el autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución, aquí existirán dos sujetos, el consumidor y el productor.

Los procedimientos y condiciones de las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red están regulados por el RD 1955/2000, el RD1699/2011, el RDL 15/2018, y RDL244/2019 de 5 de abril.

### **1.1.5. Integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos.**

Según el Código Técnico de la Edificación, CTE de España, plantea Martín (2013) se considera integración arquitectónica, cuando los módulos cumplen una doble función, energética y arquitectónica, y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.

De entre todas las tecnologías diseñadas para producir electricidad mediante energíasolar, la fotovoltaica es la más utilizada para su aplicación en viviendas, por su sencillez en la instalación y la buena relación producción-precio, afirman Martín y Montero (2017) y Kim (2017). Aseguran Moreno y Echeverría (2020) que para captar la mayor potencia de un módulo fotovoltaico es preciso orientar la superficie del panel de forma perpendicular a los rayos solares, de modo que esta capte la mayor cantidad de radiación solar, generando los máximos de producción de energía.

Vega (2018) plantea que el incremento significativo de la demanda que existe actualmente en la Unión Europea con lleva a instalar estos sistemas fotovoltaicos en los edificios, para conseguir aportaciones energéticas considerables, sobre todo en horas punta, contribuyendo a disminuir la producción energética diurna. Dentro de las aplicaciones más frecuentes de integración arquitectónicas están: los recubrimientos de fachadas, parasoles o pérgolas, en las cubiertas tanto en las planas como en las inclinadas.

Una planta fotovoltaica puede integrarse en la superficie de edificaciones ya existente, pudiendo formar parte de la solución constructiva elegida. Debido a esto los módulos fotovoltaicos han ido evolucionando, dejando de ser un elemento meramente utilizado para la producción de energía llegando a convertirse en un elemento constructivo, incluso sustitutivo de elementos tradicionales y los fabricantes al ver la necesidad de integración en la construcción se han visto obligados a desarrollar nuevos modelos de generadores que facilite su integración tanto en cubierta como en fachada (Ruzafa Otón, 2009 citado por Vega, 2018)

Las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta son una forma sencilla y cómoda de rentabilizar los techos de una superficie de cierto tamaño que esté expuesta al sol. Una regla fundamental para conseguir la integración de las instalaciones solares es la de mantener dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación. Según el Código Técnico de la Edificación en su documento base HE-5 “contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica”, citado por Magán (2017) la disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas en el caso de integración arquitectónica, debido a orientación e inclinación, sombras y total sean inferiores al 40, 20 y 50% respectivamente.

## **1.2. Problemática**

El auge de los vehículos eléctricos ofrece a las naciones una oportunidad sin precedentes para rediseñar y mejorar su planificación urbana. España, al igual que otros países en vías de desarrollo en esta área, enfrenta desafíos significativos. Aunque las desventajas de poseer un coche eléctrico se están mitigando gradualmente en comparación con los vehículos de combustión interna, persisten problemas críticos. El principal obstáculo sigue siendo la infraestructura de recarga: la velocidad de recarga y la disponibilidad de puntos de recarga.

Este desafío es particularmente evidente en la sede El Carmen de la Universidad de Huelva, donde los puntos de recarga son escasos y suelen estar ocupados. Esta falta de

infraestructura adecuada desincentiva a profesores y estudiantes a llevar sus vehículos eléctricos, desaprovechando la oportunidad de recargarlos durante su estancia en la universidad. La implementación de esta estación de carga solar no solo facilitaría una mayor afluencia de vehículos eléctricos, sino que también contribuiría a los objetivos de sostenibilidad y modernización de la planificación urbana en el Campus Universitario siendo modelo para la ciudad de Huelva con visión de futuro y de aprovechamiento tecnológico.

Como diseñador considero la instalación de un sistema de energía renovable basada en la producida por el sol, es decir, fotovoltaica (FV), en el edificio de la Facultad de Ciencias Experimentales, que cuenta con una gran superficie plana en su área de aparcamientos de fácil acceso y libre de obstáculos que proporcionen sombras, con un menor impacto visual respecto a otras zonas de la mencionada institución.

La transición hacia una movilidad sostenible y la búsqueda de fuentes de energía limpias y renovables constituyen un desafío global. Este proyecto de investigación tiene como objetivo diseñar e implementar un sistema fotovoltaico autosuficiente con conexión a la red, que abastezca la estación de carga de 20 vehículos eléctricos simultáneamente en la Facultad de Ciencias Experimentales, contribuyendo tanto a la reducción de la huella de carbono de la Universidad de Huelva como a la generación de conocimiento en el campo de las energías renovables.

### **1.3. Hipótesis**

La implementación de un sistema fotovoltaico de determinada capacidad instalada en los aparcamientos de la Facultad de Ciencias Experimentales de la Universidad de Huelva será suficiente para cubrir la demanda energética de la estación de carga de vehículos eléctricos durante un periodo de tiempo específico. Aprovechando la orientación e inclinación óptimas del sistema fotovoltaico, junto con la selección de módulos de alta eficiencia, permitirán maximizar la generación de energía eléctrica y reducir los costos de operación de la estación de carga y la energía generada por el sistema fotovoltaico reducirá significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de energía eléctrica convencional en la estación de carga para los coches eléctricos.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo general**

Desarrollar y mejorar significativamente la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en la sede El Carmen de la Universidad de Huelva, con el fin de promover la adopción de vehículos eléctricos entre profesores y estudiantes, facilitando así la transición hacia un campus más sostenible y tecnológicamente avanzado.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de combustible fósil en el transporte.
- Contribuir a la lucha contra el cambio climático y la sostenibilidad ambiental.
- Reducir la dependencia de la red eléctrica convencional para la recarga de vehículos eléctricos.
- Generar ahorros económicos a largo plazo en la factura energética de la Universidad.
- Fomentar el uso de vehículos eléctricos como alternativa sostenible al transporte tradicional.
- Impulsar la creación de un campus universitario más ecológico y eficiente.
- Servir como ejemplo práctico de la aplicación de energías renovables y movilidad eléctrica.
- Educar a la comunidad universitaria sobre la importancia de la sostenibilidad y el cuidado del medio ambiente.
- Posibilitar la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar y la recarga de vehículos eléctricos.
- Convertir a la Universidad de Huelva en un referente en materia de sostenibilidad y energía limpia.
- Reforzar la imagen pública de la Universidad como institución comprometida con la sostenibilidad y el cuidado del medio ambiente.
- Atraer talento e inversiones en áreas relacionadas con la energía renovable y la movilidad eléctrica.
- Generar oportunidades de empleo en la instalación, operación y mantenimiento de la estación de energía solar.
- Contribuir al desarrollo de la economía local y regional en el sector de las energías renovables.
- Establecer relaciones con empresas e instituciones del sector energético para el desarrollo del proyecto.

- Fortalecer la colaboración entre la Universidad y el sector privado en materia de sostenibilidad

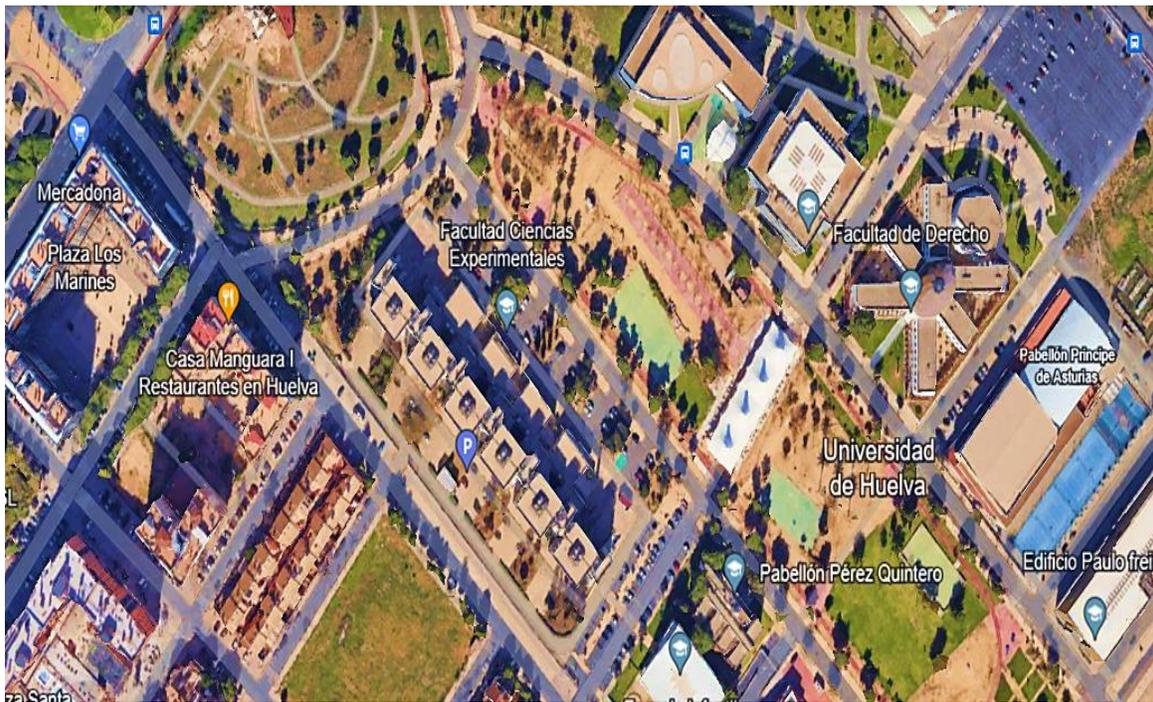
## **CAPÍTULO 2. MÉTODOS PARA EL DISEÑO**

Para la realización del diseño, se empleó el software PVSyst, una herramienta de referencia para el dimensionamiento, análisis y simulación de sistemas fotovoltaicos. Este software permite la incorporación de datos recopilados a partir de revisiones bibliográficas y estudios previos, los cuales son fundamentales para realizar simulaciones precisas y evaluar el comportamiento de diversas configuraciones de sistemas fotovoltaicos, ya sean sistemas aislados, conectados a la red o destinados a aplicaciones de bombeo. PVSyst cuenta con una amplia variedad de bases de datos meteorológicas que son esenciales para obtener un perfil climático preciso en las simulaciones. En el presente estudio se utilizó la base de datos de Meteonorm versión 8.0 (con datos desde 1996 hasta 2017), la cual proporciona información meteorológica confiable y actualizada, y que fue seleccionada precisamente por su nivel de detalle y extensión temporal.

La disponibilidad de datos meteorológicos precisos es crucial para realizar una simulación efectiva de sistemas fotovoltaicos, dado que estos datos permiten un análisis detallado de los valores medios mensuales, lo que representa un período de más de 20 años. Este enfoque asegura una caracterización más realista de las condiciones climáticas, mejorando la precisión de las proyecciones energéticas y la confiabilidad de los resultados obtenidos.

### **2.1. Área de estudio**

El área de estudio se encuentra ubicada en la Zona de Aparcamiento de la Facultad de Ciencias Experimentales en la Universidad de Huelva, de la ciudad de Huelva Capital en España (UE) (figura 2).

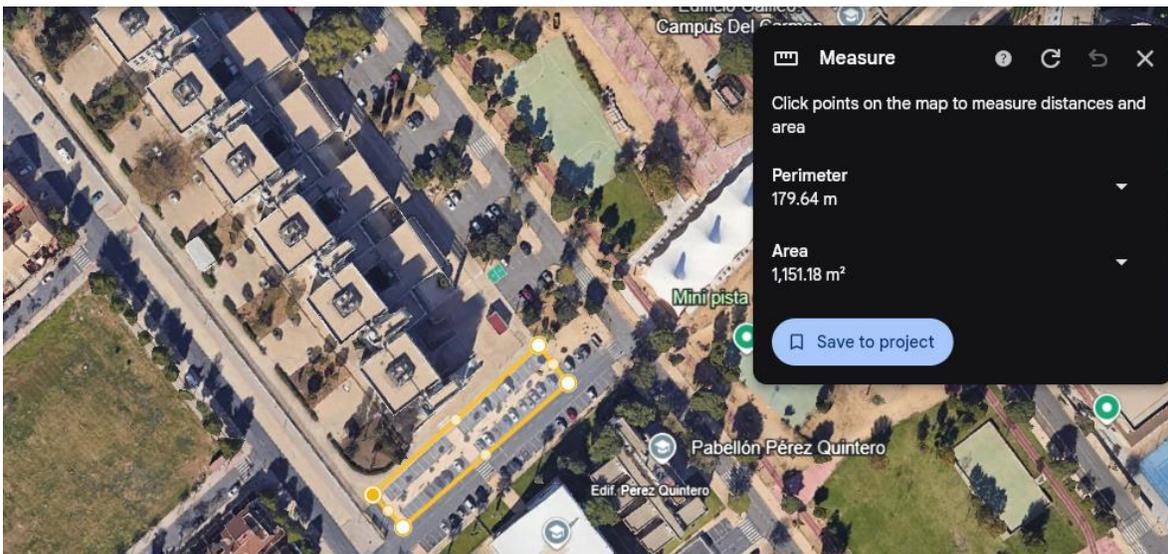


*Figura 2. Localización de la zona de estudio en Huelva, España*



*Figura 2. Localización de la zona de estudio.*

El área de estudio esta señalada en la zona enmarcada (figura 3) donde se especifica que el área disponible para la instalación de los paneles solares es de aproximadamente 1151 m<sup>2</sup>. el cual es identificado como el aparcamiento de lateral de la Facultad de ciencias experimentales de la Universidad de Huelva.



*Figura 3. Zona en la que se realizara el diseño en el Campus del Carmen de Universidad de Huelva.*

La ubicación seleccionada en la Universidad de Huelva para la instalación de la estación de carga solar para 20 coches eléctricos es de fácil acceso y está libre de obstáculos que puedan generar sombras. Además, el impacto visual en esta área es significativamente menor en comparación con otras ubicaciones en la universidad. Este lugar seleccionado se prefirió por no sufrir de sombras que afecten la disponibilidad de incidencia de luz solar sobre los paneles solares.

La modalidad elegida para la instalación fotovoltaica (FV) es la de autoconsumo con excedentes. Esta modalidad está destinada al consumo propio, permitiendo cubrir total o parcialmente la demanda de energía eléctrica para la carga de los coches que usaran el servicio. En casos donde la producción es inferior a la demanda, se continuará consumiendo energía eléctrica a través de la red. Existe la posibilidad de verter el excedente a la red cuando la producción supera la demanda, este estudio se aborda más adelante como un estímulo económico al proyecto.



*Figura 4. Zona de la UHU donde se instalará el sistema fotovoltaico.*

## 2.2. Evaluación de datos para el diseño.

Para dimensionar un sistema fotovoltaico, es crucial conocer el consumo que el sistema deberá suplir y las condiciones meteorológicas de la zona de instalación. Esta información es esencial para determinar la capacidad de cada componente requerido. Dependiendo de las necesidades específicas del sistema fotovoltaico, los componentes se ajustarán en cantidad y tipo. Técnicamente, es necesario estimar previamente la producción energética del sistema. Según la literatura especializada, esta estimación en términos de kWh se basa en la combinación de tres supuestos diferenciados:

**Clima:** series temporales que describen la evolución de la irradiancia horizontal y de la temperatura ambiente.

**Condiciones de operación:** series temporales que describen la irradiancia incidente, la temperatura de operación y la sombra.

**Respuesta en potencia:** cómo la central responde a estas condiciones.

### **Variables Meteorológicas:**

Para caracterizar las diferentes variables meteorológicas que se relacionan con la generación de energía fotovoltaica en la sede de la Universidad de Huelva, y cuyo resultado sirvió para seleccionar los componentes de dicho sistema se determinaron:

- La temperatura media tanto mensual como anualmente en grados Celsius °C.
- La irradiancia recibida en un plano horizontal (Hh) anual y mensualmente: es la energía solar que alcanza una superficie horizontal de un metro cuadrado a lo largo del día, y sus unidades son  $Wh/m^2$  /día.
- La irradiancia horaria mensualmente en un plano fijo con inclinación óptima (Hopt): es la energía solar que recibe un plano que presenta un determinado ángulo (ángulo óptimo) respecto al plano horizontal y, además, está orientado hacia el sur, se mide en  $Wh/m^2$  día.
- El ángulo óptimo es el ángulo de inclinación óptima respecto a la horizontal, que se emplea para recibir la máxima radiación solar posible sobre una superficie plana que está orientada hacia el sur, esa superficie plana serían los receptores fotovoltaicos (módulo fotovoltaico) se da en grados.
- Velocidad del viento (m/seg).

- Turbidez
- Humedad relativa (%).

Los resultados se obtuvieron de la base de datos del software PVSyst, el cual proporciona la información mensual promedio del período comprendido entre 1996 y 2017. Con los valores de la radiación solar mensual incidente en un plano horizontal, se calcularon los datos de la radiación diaria recibida en el sitio experimental a lo largo de un día promedio para cada uno de los meses. Esta radiación se recibió en un plano fijo, es decir, la irradiancia que recibe un receptor fotovoltaico en su inclinación óptima. Con estos valores, se pudo calcular la irradiancia media diaria anual recibida en un plano fijo ( $\text{kWh/m}^2\text{día}$ ).

Para obtener esta radiación diaria, es necesario conocer, además de las coordenadas de la localización, la inclinación óptima del receptor (en grados) y su orientación (en grados). En este caso, la orientación será hacia el sur, ya que es la que genera mayor producción en los módulos fotovoltaicos.

Con estos parámetros, se obtiene la irradiancia global sobre un plano fijo ( $G$ ) y la irradiancia difusa sobre un plano fijo ( $G_d$ ). Con estos datos, se genera una tabla mensual que muestra la radiación horaria recibida en un plano fijo, registrada en un día promedio en esta localidad. Esta información permite conocer la radiación recibida en un plano fijo en esta zona climática tanto mensualmente como anualmente, y obtener la radiación solar media diaria anual recibida en un plano con su inclinación óptima según la zona climática.

### **2.2.1. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.**

El dimensionamiento de la instalación fotovoltaica depende del consumo de la instalación receptora y de la producción de la instalación fotovoltaica. Mediante la energía fotovoltaica generada, se pretende cubrir la mayor parte posible del consumo eléctrico.

Para calcular el número de paneles necesarios, se comparó el consumo de los coches eléctricos en su capacidad máxima y se seleccionó el número de paneles que minimice la pérdida de energía. La disposición de los paneles solares fotovoltaicos (ubicación, inclinación, orientación y distancia) se optimizó para maximizar la incidencia de la radiación solar, utilizando el software PVSyst para esta tarea.

La instalación solar fotovoltaica para autoconsumo está compuesta por paneles solares y estaciones de carga equipadas con conectores para coches eléctricos. Este estudio se centra en el dimensionado óptimo de la instalación solar fotovoltaica para la estación de carga, asegurando su mejor ubicación dentro de los espacios disponibles, la potencia en vatios pico (Wp) a instalar y su coste, entre otros aspectos. La metodología empleada sigue las recomendaciones suministradas por el software PVSyst.

### **2.2.2 Localización geográfica.**

Es fundamental conocer con precisión la ubicación del edificio, la cual se define por los siguientes parámetros: región, país, coordenadas geográficas (latitud, longitud, altitud) y la zona horaria.

### **2.2.3 Orientación e inclinación de módulos.**

Se analizó cuidadosamente la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos con el objetivo de minimizar el impacto de las sombras y maximizar la captación de energía solar. Este estudio es crucial para optimizar la eficiencia energética de la instalación. Los rendimientos se pueden evaluar en diferentes periodos, como verano, invierno y anualmente. Para el diseño en la Universidad de Huelva, se considera este indicador durante todo el año, debido a su amplia gama de actividades y el tiempo de operación continuo, ya sea durante el periodo habitual de clases, cursos de verano u otros eventos.

### 2.2.3.1 Especificaciones del sistema.

El cálculo del número de módulos fotovoltaicos necesarios para una instalación se basa en los siguientes parámetros:

**Potencia nominal del módulo (Pm):** Expresada en vatios (W) y proporcionada por el fabricante, considerando la tecnología, dimensiones y eficiencia del módulo.

**Irradiación solar global horizontal (G):** Expresada en kWh/m<sup>2</sup>/día, obtenida a partir de datos de radiación solar de la ubicación específica, considerando factores como la latitud, orientación e inclinación del módulo.

**Horas sol pico (HSP):** Representa el número de horas equivalentes a una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>.

**Consumo eléctrico diario (kWh/día):** Calculado a partir del perfil de carga del consumidor.

La fórmula general para determinar el número de módulos (N) es la siguiente:

$$N = (\text{Consumo eléctrico diario} / (\text{Pm} * \text{G} * \text{HSP})) * \text{Factor de pérdidas}$$

Donde el factor de pérdidas considera factores como la temperatura, la suciedad en los módulos y las pérdidas en el sistema.

#### Consideraciones adicionales:

**Fórmula:** Es esencial incluir la fórmula exacta para el cálculo, adaptándola a las variables utilizadas.

**Unidades:** Asegurarse de que todas las unidades estén correctamente especificadas (W, kWh, m<sup>2</sup>, etc.).

**Factores de pérdidas:** Mencionar la importancia de considerar factores de pérdidas para obtener un dimensionamiento más preciso.

**Software especializado:** ya se ha escogido para este diseño el Software PVsyst.

### 2.2.3.2 Número de paneles fotovoltaicos.

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos se utilizó la fórmula siguiente:

$$N_{\text{mod}} = 1.1 \quad L_{\text{md}} / [HSP * P_{\text{mod}}]$$

Donde

$N_{\text{mod}}$ : Número de módulos utilizar.

$L_{\text{md}}$ : Consumo medio diario (Wh/d).

$P_{\text{mod}}$ : Potencia del módulo (W).

HSP: Horas sol pico (h).

Para determinar las horas solar pico (HSP) se debe realizar un cociente entre la irradiación acumulada durante un día y la potencia ideal en una superficie de un metro cuadrado (1000 W/m<sup>2</sup>), es decir que en una hora sol pico hay una producción de 1000 W/m<sup>2</sup> de potencia (Bachour, 2015).

### 2.2.3.3 Determinación del inversor.

Este equipo se dimensiona en función de la potencia que ejercen las cargas alternas y se deben mayorar en un 20%.

Ecuación Potencia Inversor.  $P_{\text{inv}} = 1.2 \text{ WAC}$

Donde:

$P_{\text{inv}}$ : Potencia del inversor (W). WAC: Potencias alternas (W).

### 2.2.3.4 Definición del sistema.

Llegados a este punto, sólo queda seleccionar a los inversores, los módulos, la disposición de la matriz indicando el número de módulos en serie y en paralelo, y simular el sistema.

### 2.2.3.5 Relación coste/beneficio.

Para el estudio económico se analizaron los flujos económicos directamente relacionados con la instalación y su amortización en diferentes períodos. En el establecimiento de la relación coste/beneficio, y en especial el compromiso que como campus universitario y de investigación demos prioridad y seamos consecuentes con los Objetivos de Sostenibilidad en la Agenda 2030 de la Unión Europea. Se estima que la vida útil de una instalación solar fotovoltaica es de hasta 30 años, viene recogido en el artículo 10 de la Orden IET/2735/2015 (España, 2015).

## CAPÍTULO 3. ANALISIS.

### 3.1. Variables meteorológicas.

España debido a su posición geográfica, cuenta con unas condiciones idóneas para el aprovechamiento de la energía solar (figura 5) ya que posee una gran cantidad horas de sol, es decir, que es uno de los países de Europa con mayor irradiación solar, y por ende para la generación de energía fotovoltaica. Según el Atlas Global (IRENA,2019) los valores de irradiación obtenidos en España oscilan entre 3,6 kWh/m<sup>2</sup> en las zonas del norte y de 5,4 kWh/m<sup>2</sup> en el sur peninsular.

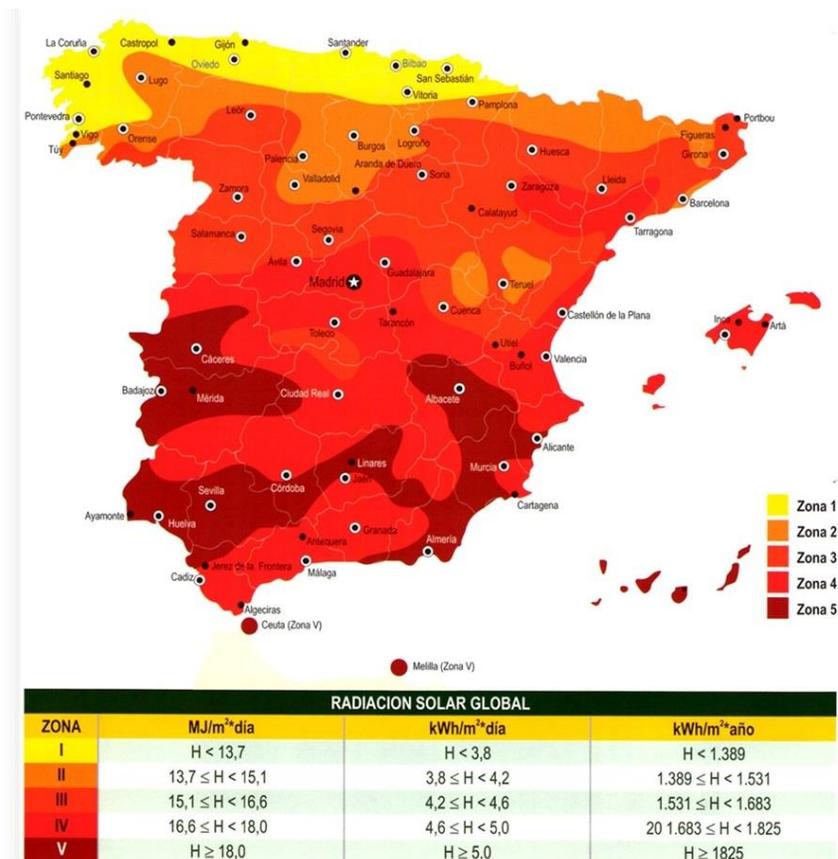


Figura 5. Radiación solar en España. Fuente: Plasol.com

Por su parte, Huelva se define por un clima mediterráneo oceánico con influencias atlánticas. Hacia la zona de la costa, los veranos son muy calurosos, aunque la cercanía con el mar hace que las noches refresquen, mientras que los inviernos se caracterizan

por un clima suave, sin llegar a heladas. En cuanto a precipitaciones, las cifras están en torno a los 500 mm anuales y las mayores lluvias se registran desde finales del otoño y principios del invierno. Según el Código Técnico de la Edificación (CTE) esta provincia forma parte de la ZonaV, entre las zonas climáticas de España (figura 5), donde la radiación solar global media diaria sobre superficie horizontal alcanza valores de 5 kWh/m<sup>2</sup>. Cuenta además sobre los 300 días despejados, y como se aprecia en la figura 6, de aproximadamente 2800 horas de sol al año (cifra inferior) y 1800 kWh/m<sup>2</sup> (cifra superior) en el mismo período de tiempo.

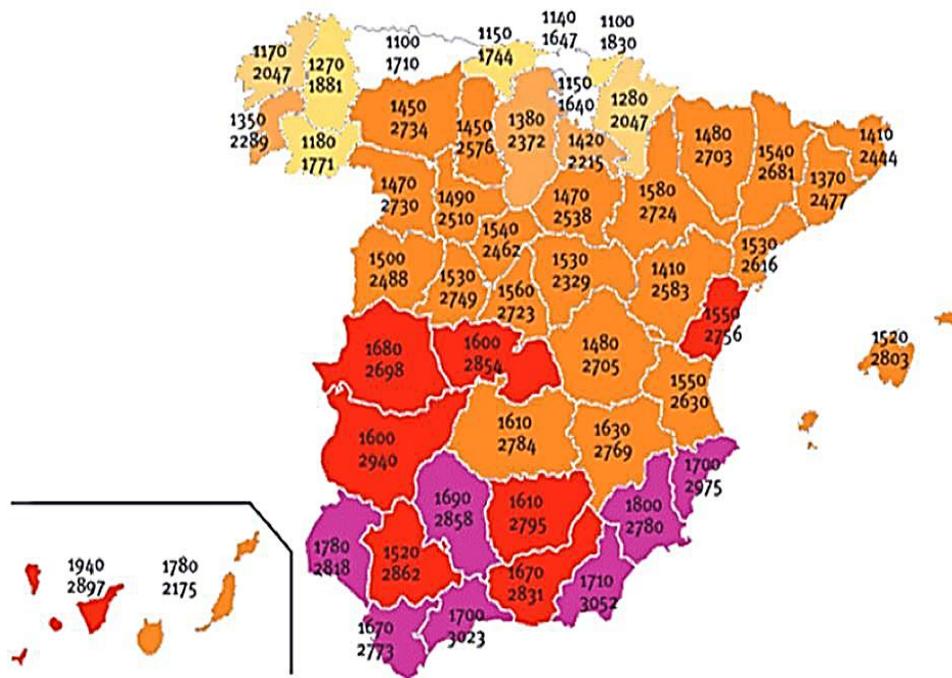


Figura 6. Mapa solar. Fuente: Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF)

La figura 7 muestra las temperaturas medias en °C durante los meses de enero a diciembre en el período 1996-2017. Como se aprecia los menores valores iniciales de temperatura (nunca inferiores a los 10°C) se reportan en los meses de enero y febrero, las que comienzan su ascenso a partir del mes de mayo con los reportes de mayor temperatura para los meses de julio y agosto, entre 26 °C y 26,5 °C a partir de septiembre desciende paulatinamente hasta reportar a diciembre como uno de los meses de menor valor de temperatura media. La temperatura es un factor determinante en el rendimiento de los paneles fotovoltaicos. Según las Condiciones Estándares de Medida (CEM), establecidas por Cristóbal (2017), la temperatura de la célula solar se considera a 25°C como punto de referencia para evaluar su desempeño óptimo.

### **Efecto de la temperatura en las características eléctricas:**

- **Tensión a circuito abierto (Voc):** La Voc disminuye a medida que aumenta la temperatura. Esto se debe a que los materiales semiconductores utilizados en las células solares tienen una menor banda prohibida a temperaturas más altas, lo que facilita el flujo de electrones y reduce la tensión máxima que puede generar el panel.
- **Corriente de cortocircuito (Isc):** La Isc aumenta ligeramente con la temperatura. Este incremento se produce debido a que, a mayor temperatura, hay una mayor cantidad de portadores de carga (electrones y huecos) disponibles para generar corriente.

### **Implicaciones para el diseño de sistemas fotovoltaicos:**

Comprender la relación entre la temperatura y el rendimiento de los paneles solares es fundamental para diseñar sistemas fotovoltaicos eficientes. Los diseñadores deben considerar los siguientes aspectos:

- **Ubicación geográfica:** Las regiones con temperaturas elevadas pueden experimentar una disminución en la producción de energía debido a la reducción de la Voc.
- **Orientación e inclinación de los paneles:** Una correcta orientación e inclinación de los paneles pueden ayudar a minimizar el impacto de la temperatura, ya que permite una mejor disipación del calor.
- **Sistemas de enfriamiento:** En instalaciones de gran escala, se pueden utilizar sistemas de enfriamiento activos o pasivos para mantener la temperatura de los paneles por debajo del valor óptimo.
- **Pérdidas por irradiación:** La irradiación solar también influye en el rendimiento de los paneles. A mayor irradiación, mayor temperatura, lo que puede generar pérdidas adicionales.

La temperatura es un parámetro crítico que debe ser considerado en el diseño y la evaluación de sistemas fotovoltaicos. Al comprender cómo la temperatura afecta las características eléctricas de los paneles solares, en el diseño podemos tomar las decisiones informadas para optimizar el rendimiento de las instalaciones y maximizar la producción de energía limpia.

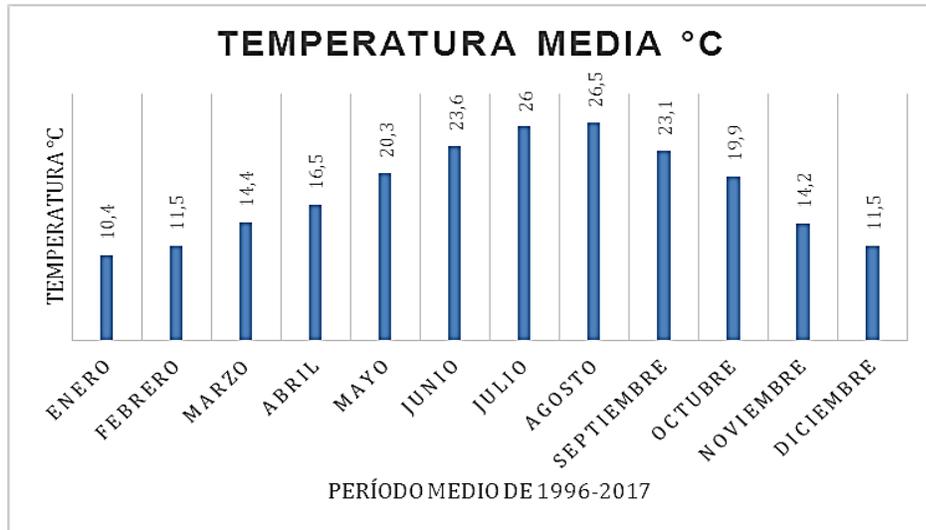


Figura 7. Temperatura media en °C. Período 1996-2017. Fuente: PVSyst.

En la figura 8 se aprecia la media de los valores que alcanzan la irradiación global horizontal y la irradiación difusa horizontal en el sitio. La primera se mueve entre los 100 y 305 kWh/m<sup>2</sup> al año, alcanzando su máxima expresión en los meses de mayo, junio, julio y agosto, coincidentes con los meses de ascenso de la temperatura media y de máxima expresión de esta. La segunda hace un recorrido similar a la anterior, pero con valores inferiores que van desde un poco más de los 50 kWh/m<sup>2</sup> hasta los 250 kWh/m<sup>2</sup>. En los meses de verano (abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre) son donde se alcanzan los mayores valores y los meses de invierno (enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre) donde se consiguen los menores, por lo que en el primer período es donde más energía solar se logra captar.

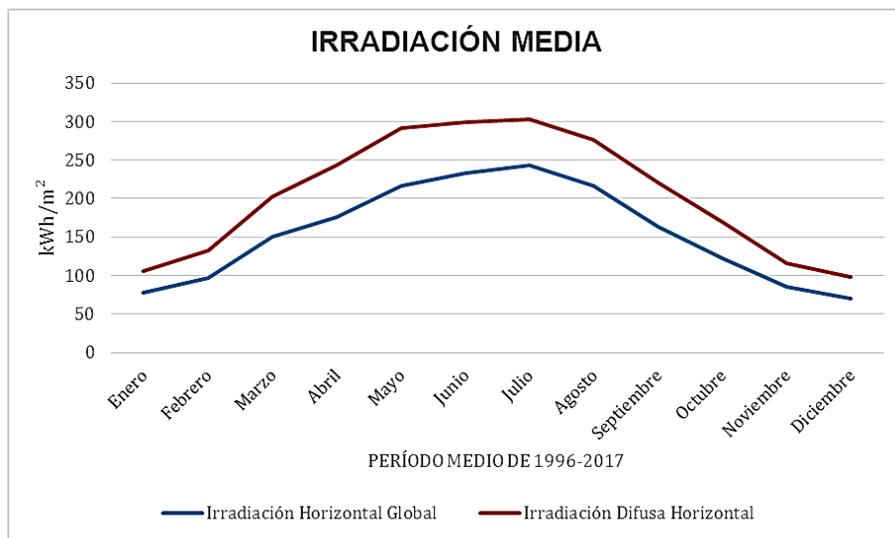


Figura 8. Irradiación media. Período 1996-2017. Fuente: PVSyst.

La tabla 2, muestra los valores de energía que incide en un m<sup>2</sup> de superficie horizontal un día medio de cada mes en Huelva con una media anual de 17,6 Mega julios, que corrobora la información expuesta en la figura 8, al obtenerse las medias mayores de energía que incide en un m<sup>2</sup> de superficie horizontal en los meses de verano (abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre)

| E   | F    | M  | A    | M    | J    | J    | A    | S    | O    | N   | D   | Total |
|-----|------|----|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|-------|
| 7,6 | 11,3 | 16 | 19,5 | 24,1 | 25,6 | 28,7 | 25,6 | 21,2 | 14,5 | 9,2 | 7,5 | 17,6  |

Tabla 2. Energía en Mega julios que incide en un m<sup>2</sup> de superficie horizontal un día medio de cada mes en Huelva. Fuente: Datos del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura del I.D.A.E.

Estos indicadores explican las condiciones idóneas que posee España para el aprovechamiento de la energía solar y revelan a Huelva como un sitio favorable para la implementación de la energía solar fotovoltaica. Con las coordenadas obtenidas, para el sitio de diseño de la estación solar de coches eléctricos (Campus de la Universidad de Huelva sede el Carmen) el programa genera otros datos climatológicos de gran importancia para tener en cuenta a la hora del diseño como lo son: la irradiación horizontal global, irradiación difusa horizontal, velocidad del viento, turbidez y humedad relativa. En la figura 9 se exponen los valores de los parámetros anteriormente mencionados, donde se aprecia, por ejemplo, que la irradiación global horizontal alcanza valores superiores a 200 kWh/m<sup>2</sup> en los meses de mayo, junio, julio y agosto y el menor valor en diciembre, que, traducido en términos de energía anual, podría producir 1849 kWh/m<sup>2</sup>, energía que pudiera aprovecharse figura 10.

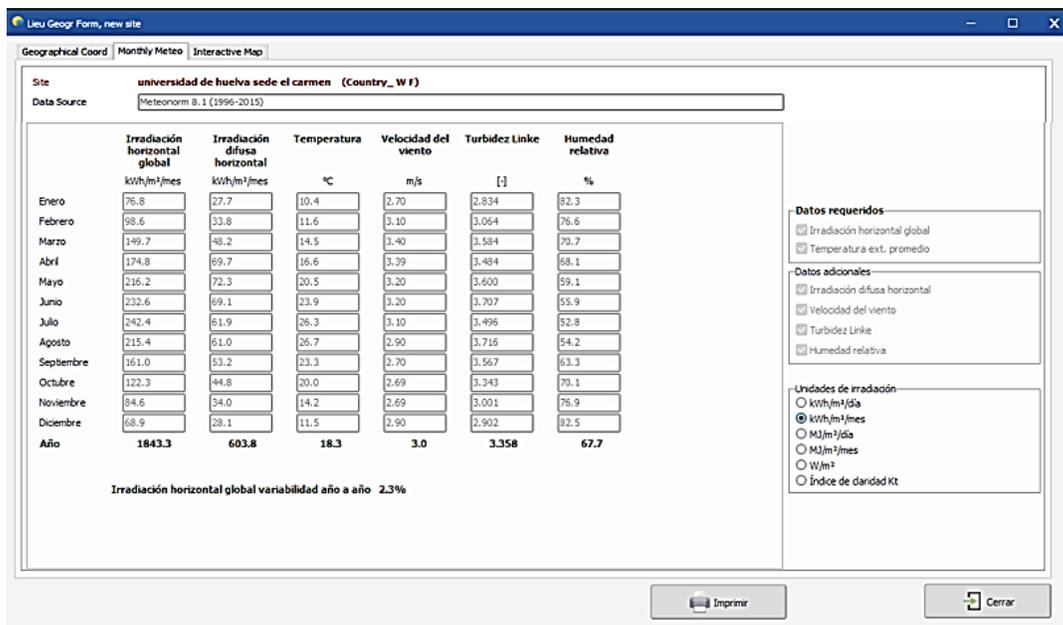


Figura 9. Parámetros climatológicos de Huelva. Fuente: PVSyst.

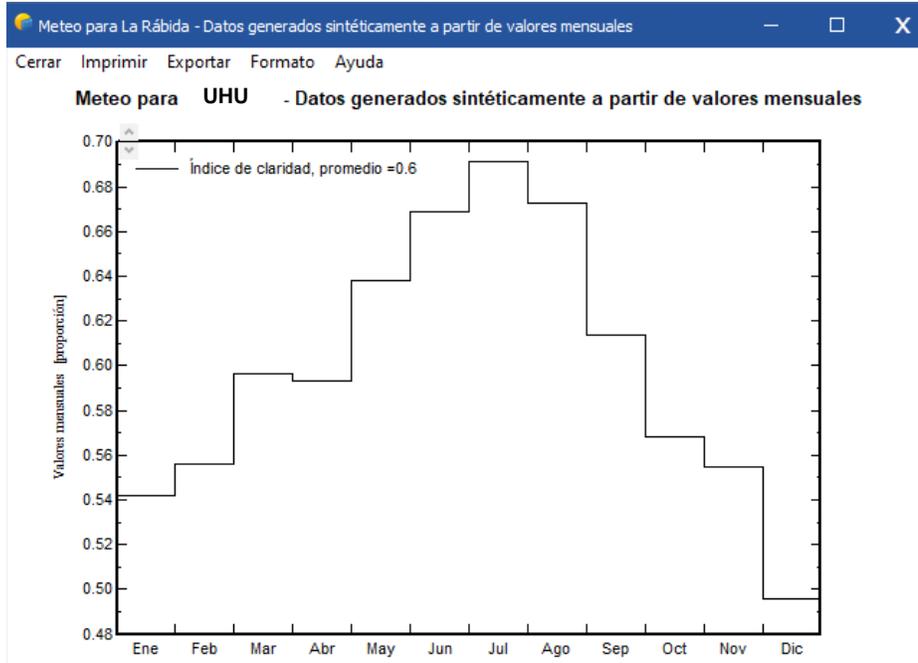


Figura 10. Índice de claridad kt. Fuente: PVSyst.

En la figura 11 se brinda información sobre la incidencia solar sobre un plano inclinado global, que refuerza la información referida a los meses de mayor y menor radiación solar y donde se reporta la captación de una energía equivalente a 2132 kWh/m<sup>2</sup> en el mencionado plano.

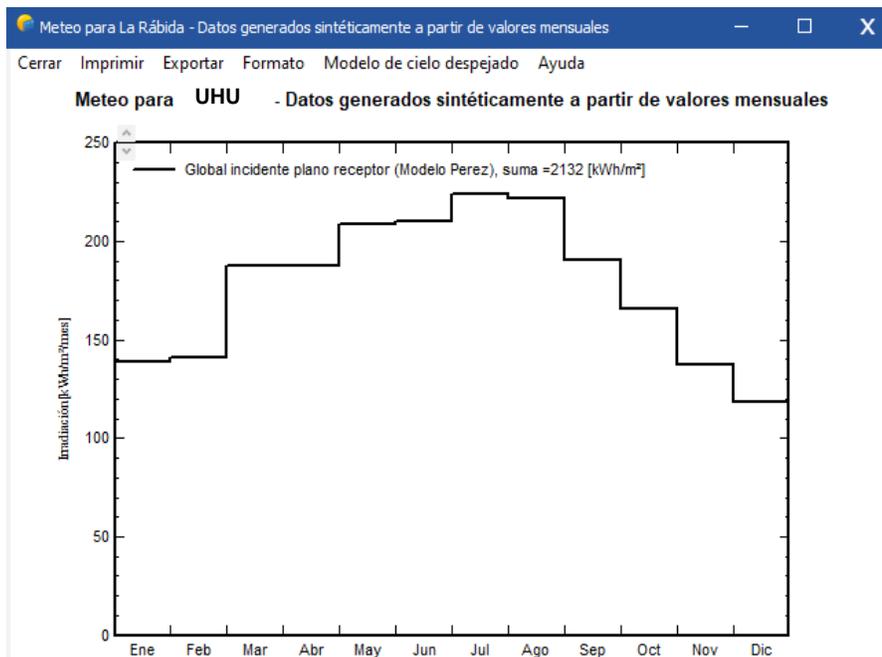


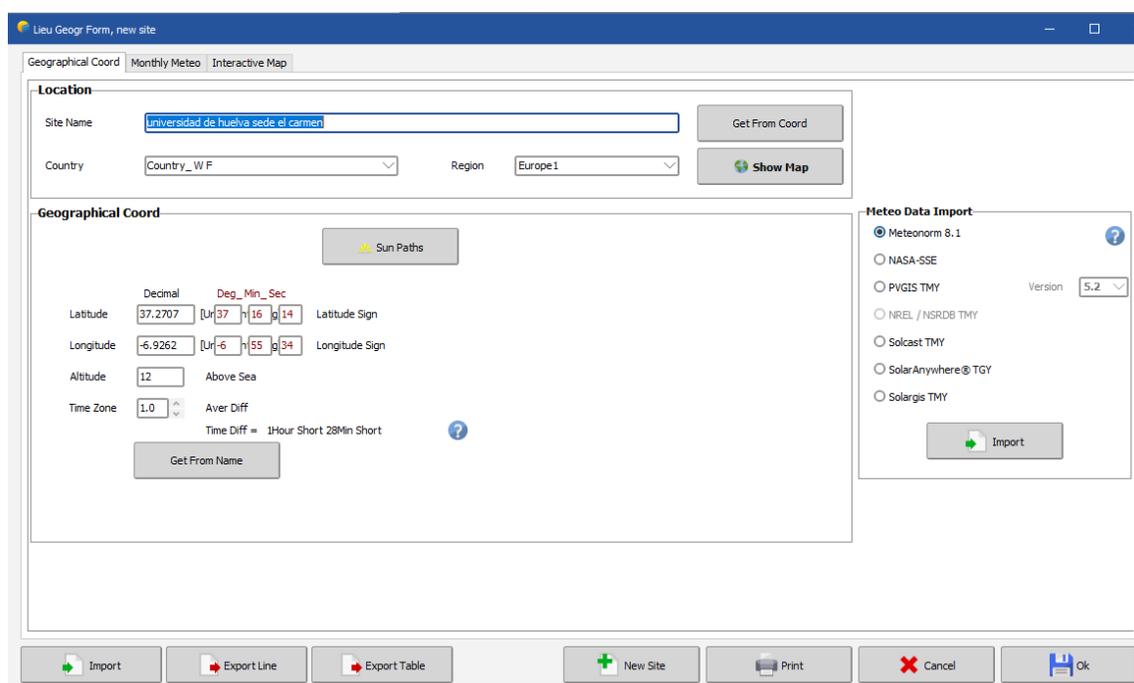
Figura 11. Plano inclinado global. Fuente: PVSyst.

## 3.2. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

Se ha realizado un estudio para dimensionar una estación de carga solar capaz de suministrar energía a 20 vehículos eléctricos en el campus de la Universidad de Huelva. El análisis se centró en determinar la potencia necesaria y la ubicación óptima de los paneles solares, considerando los patrones de consumo de los vehículos y las condiciones de irradiación solar en la zona.

### 3.2.1 Localización geográfica.

En la figura 12 se dan todos los elementos necesarios para realizar la localización geográfica, y determinar el lugar de la instalación fotovoltaica.



The screenshot shows the 'Uieu Geogr Form, new site' window. It has three tabs: 'Geographical Coord', 'Monthly Meteo', and 'Interactive Map'. The 'Geographical Coord' tab is active. It contains several input fields and buttons:

- Location:** Site Name (text box: 'universidad de huelva sede el carmen'), Country (dropdown: 'Country\_W F'), Region (dropdown: 'Europe1'). Buttons: 'Get From Coord', 'Show Map'.
- Geographical Coord:** A 'Sun Paths' button. Latitude (Decimal: 37.2707, Deg\_Min\_Sec: 37, 16, 14, Latitude Sign: [U]), Longitude (Decimal: -6.9262, Deg\_Min\_Sec: 6, 55, 34, Longitude Sign: [W]), Altitude (12, Above Sea), Time Zone (1.0, Aver Diff: 1Hour Short 28Min Short). Button: 'Get From Name'.
- Meteo Data Import:** Radio buttons for 'Meteonorm 8.1' (selected), 'NASA-SSE', 'PVGIS TMY', 'NREL / NSRDB TMY', 'Solcast TMY', 'SolarAnywhere@ TGY', 'Solargis TMY'. Version dropdown: 5.2. Button: 'Import'.

At the bottom, there is a toolbar with buttons: 'Import', 'Export Line', 'Export Table', 'New Site', 'Print', 'Cancel', and 'Ok'.

Figura 12. Localización geográfica en coordenadas. Fuente: PVSystem.

La edificación se encuentra ubicada en la región: Europa; país: España; en las coordenadas geográficas siguientes: latitud: 37,2710; longitud: -6,9260; altura: 12 metros sobre el nivel del mar (msnm), y zona horaria: 1,0.

### 3.3.1. Orientación e inclinación de módulos.

Para determinar el esquema de la instalación se tuvo en cuenta la disposición (lugar de ubicación, inclinación, orientación y distancia) de las placas solares fotovoltaicas de forma tal que se consiguiera la mayor incidencia posible de la radiación solar sobre las mismas, reducir el efecto de las sombras y poder permitir una mayor disposición y

captación de energía fotovoltaica. Esto se realizó a través del software PVSystem. En esta etapa es necesario decidir la orientación de los paneles, pues es importante que estos capturen la mayor cantidad de radiación solar posible. La orientación se define por el ángulo llamado Azimut  $\alpha$ , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, cuyos valores típicos son  $0^\circ$  para los módulos al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al Este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al este. Según el Instituto para la diversificación y ahorro de la energía IDEA (2011) la captación de la energía solar en el hemisferio norte es máxima a lo largo del día si la orientación es sur, por lo que se utiliza un ángulo azimut de valor  $\alpha=0^\circ$ .

Por su parte, la inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación  $\beta$ , que es el ángulo que forma la superficie del módulo con el plano horizontal, su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para módulos verticales. Se tiene en cuenta el período para el cual se utiliza y la latitud ( $\Phi$ ) del emplazamiento donde estarán instalados los paneles solares. En la figura 13 se muestra la información referida a la orientación, inclinación de los módulos y el aprovechamiento de la radiación incidente respecto a la posición óptima de los módulos fotovoltaicos.

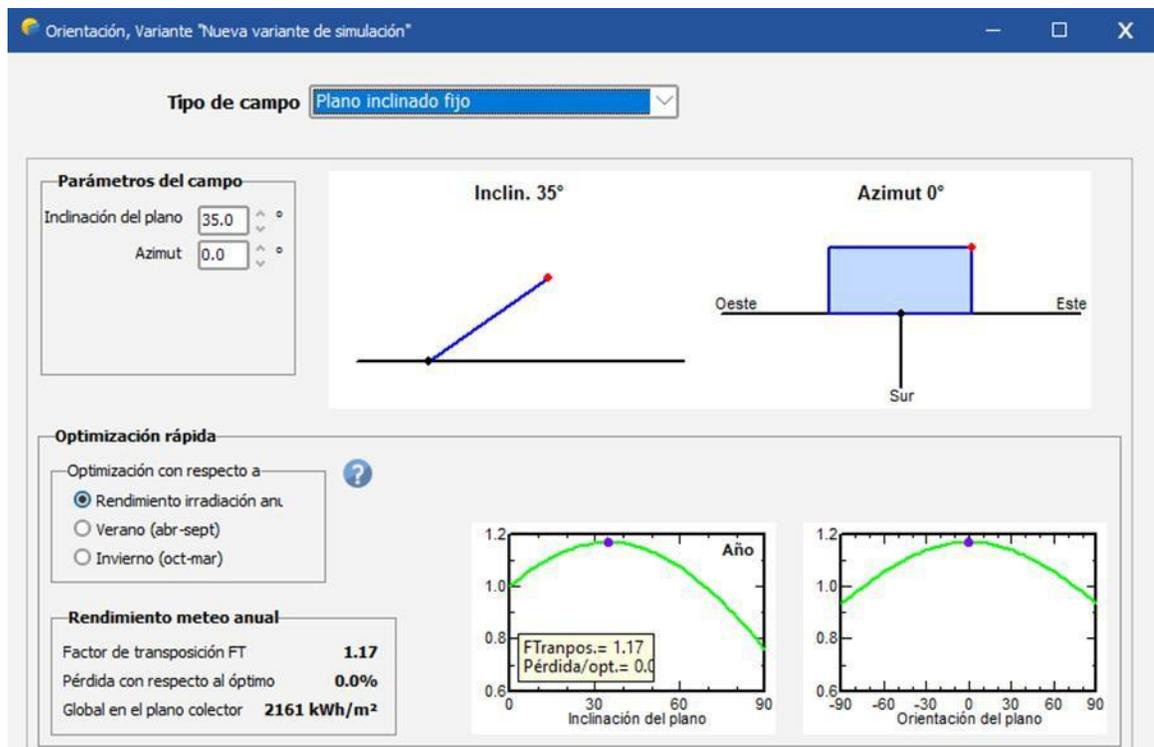


Figura 13. Orientación e inclinación de los paneles FV. Fuente: PVSystem.

Considerando la información que brinda la anterior figura, se puede concluir que los

módulos tendrán orientación sur ya que captan toda la energía por el recorrido solar, con un 0% de pérdidas de la energía incidente con dicha orientación y el ángulo de inclinación será de 35°.

### 3.3.2. Especificaciones del sistema.

Para determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos se hace necesario conocer la potencia nominal del panel que está dada por el fabricante del panel y se encuentra en función del tipo de panel que se quiera implementar en el proyecto, las horas sol pico (HSP) obtenidas mediante el diagnóstico técnico de las variables meteorológicas y el consumo medio diario calculado como parte del objetivo específico anterior. Con estas tres variables se obtiene la cantidad de paneles.

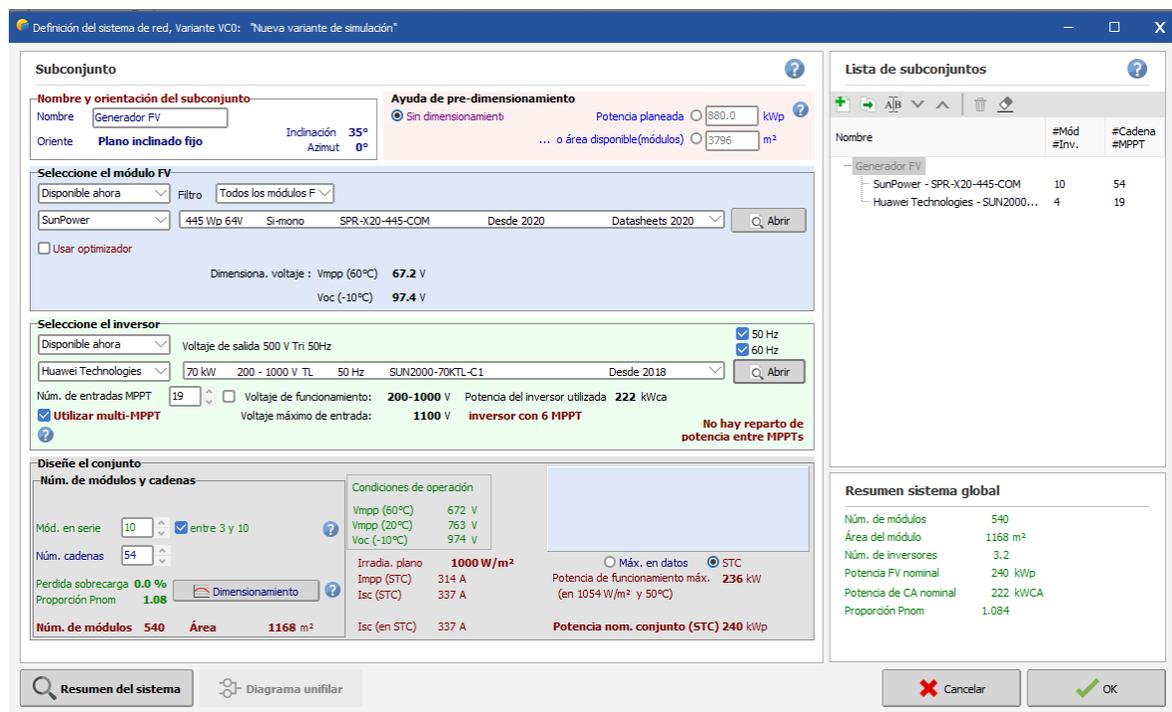


Figura 14. Datos Calculados por el Software PVsyst. Fuente: PVsyst.

- **Número de paneles fotovoltaicos.**

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos se partió de la ecuación:

$$N_{mod} = 1.1 L_{md} \div [HSP * P_{mod}]$$

Se tuvo en cuenta por tanto el consumo medio diario, la potencia del módulo y las HSP (horas sol pico), las que se calcularon a partir del cociente entre la irradiación y la

potencia ideal en una superficie de un metro cuadrado (1000 W/m<sup>2</sup>), es decir que en una hora sol pico hay una producción de 1000 W/m<sup>2</sup> de potencia.

El uso del programa PVSyst., arrojó que debían utilizarse 540 paneles fotovoltaicos, que se instalarán en el parqueadero lateral del Edificio de Ciencia Experimentales de la Universidad de Huelva Sede el Carmen.

Fue necesario calcular también la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico, para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros. Esa distancia mínima que debe existir entre filas es función de la altura relativa entre una fila y la siguiente (h) y la latitud del lugar donde está emplazada la instalación (k); el uso del programa PVSyst.

**Definición de un módulo FV**

Datos básicos | Tamaños y tecnología | Parámetros del modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: Mono 440 Wp Twin 144 half-cells | Fabricante: Generic  
 Nombre de archivo: Generic\_Mono\_440W\_Half.PAN | Fuente datos: Typical  
 Base de datos PVSyst original | Prod. desde 2020

Potencia nom. (en STC): 440.0 Wp | Tol. +/-: 0.0 | 1.5 %  
 Tecnología: Si-mono

**Especificaciones del fabricante o otras medidas**

|                            |         |        |                  |                      |       |     |
|----------------------------|---------|--------|------------------|----------------------|-------|-----|
| Condiciones de referencia  | GRef    | 1000   | W/m <sup>2</sup> | TRef                 | 25    | °C  |
| Corriente de cortocircuito | Isc     | 11.100 | A                | Circuito abierto Voc | 49.70 | V   |
| Punto de Potencia máx.     | Impp    | 10.700 | A                | Vmpp                 | 41.10 | V   |
| Coeficiente de temperatura | muIsc   | 6.3    | mA/°C            | Núm células en serie | 72    | x 2 |
|                            | o muIsc | 0.057  | %/°C             |                      |       |     |

**Resumen del modelo**

**Parámetros principales**

|                  |        |
|------------------|--------|
| Derivación R     | 1000 Ω |
| Rderiv(G=0)      | 4000 Ω |
| Modelo serie R   | 0.22 Ω |
| Serie R máx.     | 0.23 Ω |
| Serie R aparente | 0.39 Ω |

**Parámetros del modelo**

|             |            |
|-------------|------------|
| Gamma       | 0.978      |
| IoRef       | 0.01 nA    |
| muVoc       | -159 mV/°C |
| muPMax fijo | -0.37 /°C  |

**Herramienta de resultado del modelo interno**

|                            |                |       |                  |                      |       |      |
|----------------------------|----------------|-------|------------------|----------------------|-------|------|
| Condiciones de operación   | GOper          | 1000  | W/m <sup>2</sup> | TOper                | 25    | °C   |
| Punto de Potencia máx.     | Pmpp           | 440.6 | W                | Coef. temper.        | -0.36 | %/°C |
| Corriente                  | Impp           | 10.58 | A                | Voltaje Vmpp         | 41.6  | V    |
| Corriente de cortocircuito | Isc            | 11.10 | A                | Circuito abierto Voc | 49.7  | V    |
| Eficiencia                 | / Área células | 22.17 | %                | / Área módulo        | 19.80 | %    |

Mostrar optimización | Copiar a la tabla | Imprimir | Cancelar | OK

Figura 15. Datos Técnicos de los paneles FV. Fuente: PVSyst.

### Determinación del inversor.

Este equipo se dimensiona en función de la potencia que ejercen las cargas alternas. En este caso se utilizó un 20% como factor de mayoración y los

resultados de la aplicación de la ecuación: Potencia Inversor:  $P_{inv} = 222 \text{ KWAC}$  calculada con el auxilio del programa PVsyst., indicaron que debían usarse cuatro (4) inversores para el sistema de carga solar de con una potencia de 70 kW inferior en ambos casos a los 100 kW, con lo cual además de garantizar la eficiencia de la instalación, facilitará los trámites administrativos, ya que como establece el RD Ley 15/2018; las instalaciones en modalidad de autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes.

The screenshot shows the 'Definición del inversor de red' window in PVsyst. The 'Parámetros principales' tab is active. The configuration is as follows:

- Modelo:** SUN2000-70KTL-C1
- Fabricante:** Huawei Technologies
- Nombre de archivo:** Huawei\_SUN2000\_70KTL\_C1.OND
- Fuente de datos:** Manufacturer 2018
- Base de datos PVsyst original:** Prod. desde 2018

**Lado de entrada (Campo FV CC):**

- Voltaje MPP mínimo:** 200 V
- Voltaje mín. para PNom:** N/A V
- Corriente máxima por MPPT:** N/A A
- Voltaje MPP nominal:** 750 V
- Voltaje MPP máximo:** 1000 V
- Voltaje FV máx. absoluto:** 1100 V
- Umbral de potencia:** 120 W  Defecto  Requerido
- Especificación contractual, sin significado físico verdadero:**  Requerido
- Potencia FV nominal:** N/A kW
- Potencia FV máxima:** N/A kW
- Corriente FV máxima:** 132.0 A

**Lado de salida (Red CA):**

- Frecuencia:**  50 Hz  60 Hz
- Voltaje de red:** 500 V
- Potencia de CA nominal:** 70.0 kVA
- Potencia CA máxima:** 77.0 kVA
- Corriente CA nominal:** 80.9 A
- Corriente CA máxima:** 89.0 A

**Eficiencia:**

- Eficiencia máxima:** 99.07%
- Eficiencia definida para 3 voltajes

Buttons at the bottom: Copiar a la tabla, Imprimir, Cancelar, OK.

Figura 16. Datos Técnicos de los Inversores. Fuente: PVsyst.

- **Determinación del cableado.**

Se determinó con la aplicación del programa PVsyst, la sección transversal que debe tener el cable en el sistema para poder transportar la energía.

## Cálculos Teóricos del Sistema Fotovoltaico para la Estación de Carga

### Parámetros iniciales

1. Cargadores: 20 puntos de carga de 22 kW (carga semi rápida).
2. Tiempo promedio de carga por coche: Supongamos 2 horas al día.
3. Demanda total diaria por coche:

$$22\text{kW} \times 2\text{h} = 44 \text{ kWh por coche/día}$$

4. Demanda total diaria (20 coches):

$$20 \times 44 \text{ kWh} = 880\text{kWh/día}$$

### Producción solar necesaria

1. Insolación promedio en Huelva:  
~5.5 kWh/m<sup>2</sup>/día (según la latitud y condiciones climáticas locales).
2. Área solar necesaria para generar 880 kWh diarios:

$$(880 \text{ kWh} \div 5.5\text{kWh/m}^2) = 160\text{m}^2 \text{ de área solar efectiva.}$$

3. Paneles solares seleccionados:

Usaremos paneles de alta eficiencia, como SunPower X20-445W, con una potencia nominal de 440 W y eficiencia del 22%.

**Producción diaria por panel:**  $440 \text{ W} \times 5.5 \text{ h} = 2.42 \text{ kWh/día/panel}$  (Este valor es en condiciones ideales sin pérdidas, si asumimos pérdidas prácticas del sistema hasta el 30%). Nos da un valor de 1.6 kWh/día/panel

**Número de paneles requeridos:**

$$(880 \text{ kWh/día} \div 1.6 \text{ kWh/panel/día}) \approx 550 \text{ paneles}$$

4. Espacio requerido por los paneles:

Cada panel ocupa aproximadamente 2 m<sup>2</sup>

**Área total requerida:**

$$550 \text{ paneles} \times 2 \text{ m}^2 = 1100 \text{ m}^2$$

5. Para calcular la potencia fotovoltaica nominal necesaria (kWp) para producir 880 kWh/día, utilizamos la fórmula básica que considera las horas pico solares (HPS) diarias promedio en la ubicación y las pérdidas del sistema:

**Fórmula básica:**

**Potencia FV nominal (kWp) =**

**Energía diaria requerida (kWh) ÷ (HPS promedio × (1-Factor de pérdidas))**

**Parámetros clave:**

- **Energía diaria requerida: 880 kWh/día**
- **Horas pico solares (HPS) en Huelva: Aproximadamente 4.5 horas.**
- **Factor de pérdidas: Consideramos un 15% de pérdidas (por conversión, temperatura, suciedad, etc.), es decir,  $1 - 0.15 = 0.85$**

**2. Sustitución en la fórmula:**

**Potencia FV nominal (kWp)= $880 \div (4.5 \times 0.85)$**

**Potencia FV nominal (kWp)= $880 \div 3.825$**

**Potencia FV nominal (kWp)≈ $230$  kWp**

**Resultados Teóricos:**

**Se requieren 230 kWp de potencia fotovoltaica nominal para producir 880 kWh/día en Huelva, considerando 4.5 horas pico solares diarias y un factor de pérdidas del 15%.**

### **Almacenamiento de energía por medio de baterías de Alto desempeño**

Para garantizar carga durante horas nocturnas o en días nublados, es una recomendación que se hace como diseñador para una futura actualización de la estación de carga, cálculos que no se profundizan en este diseño solo los mencionamos para futuras actualizaciones.

**1. Capacidad de almacenamiento:**

- **Cubrimos un día completo de consumo: 880 kWh.**
- **Consideramos baterías escalables, como Tesla Megapack o SMA Sunny Island.**

- **Baterías recomendadas:** Un sistema de almacenamiento con capacidad de aproximadamente **900 kWh**.

## 2. Capacidad nominal de baterías disponibles:

- Tesla Mega pack 2: ~3 MWh por unidad, modular y sobredimensionada para futuras expansiones.
- Opción más pequeña: Varias unidades de baterías tipo **BYD Battery-Box Premium** o **LG Chem**.

## Infraestructura eléctrica

### 1. Inversores solares:

Necesarios para transformar la corriente continua (DC) generada por los paneles en corriente alterna (AC) para los cargadores.

- **Potencia total requerida:**  $880 \text{ kW/día} \div 5 \text{ horas} \approx 176 \text{ kW}$ .
- Ejemplo de inversor: **HAWEI 70KW** (4 unidades de 70 kW, combinable en paralelo).

### 2. Transformador eléctrico:

- Ajustado para una capacidad pico de aproximadamente 240 kWp para manejar demanda simultánea de carga.

## Gestión energética y optimización

### 1. Sistema de gestión energética (EMS):

- Priorización de carga diurna (solar directa).
- Carga nocturna por conexión a la red eléctrica.
- Monitoreo y optimización con software como **SolarEdge** o **SMA Data Manager**.

### 2. Conexión a la red:

Para respaldo en periodos de baja generación solar.

## 4. Vehículos eléctricos en España

es importante considerar el estado del vehículo eléctrico en España, que a pesar de tener una de las tasas más bajas de Europa, se encuentra en constante crecimiento. En 2023, se matricularon 51.612 unidades de vehículos eléctricos, que representaron un 6,37% de las ventas totales. En lo que llevamos de 2024, en España se han vendido 37.036 vehículos de este tipo, por las 38.091 unidades automóbiles eléctricos vendidos en estas mismas fechas en 2023, según datos de ANFAC. Una de las causas principales de contar con una cuota de mercado tan reducida es el elevado precio de los vehículos eléctricos. Además, el otro motivo principal es la falta de autonomía de estos, lo cual unido a la escasa cantidad de puntos de recarga con los que cuentan ciertas comunidades autónomas en el país, hace que comprar un vehículo eléctrico sea una tarea muy arriesgada. Sin embargo, también se debe tener en cuenta el reciente posicionamiento de los gobiernos para combatir el cambio climático y las propuestas elaboradas por los mismos, tales como la prohibición de matriculación de vehículos diésel y gasolina a partir de 2040, lo cual incitará a la población a optar por los vehículos eléctricos en los próximos años.

### 4.1. Tipos de vehículos eléctricos

En este apartado se describirán los tipos de vehículos eléctricos y sus principales características.

#### 4.1.1. Vehículos híbridos eléctricos (HEV)

Los vehículos híbridos eléctricos cuentan con un motor de combustión interna y un motor eléctrico de imán permanente que le permite auto recargarse recuperando energía cuando el coche frena, tal y como se muestra en la siguiente imagen. El motor eléctrico se utilizará como apoyo o a velocidad muy reducida, figura 17.

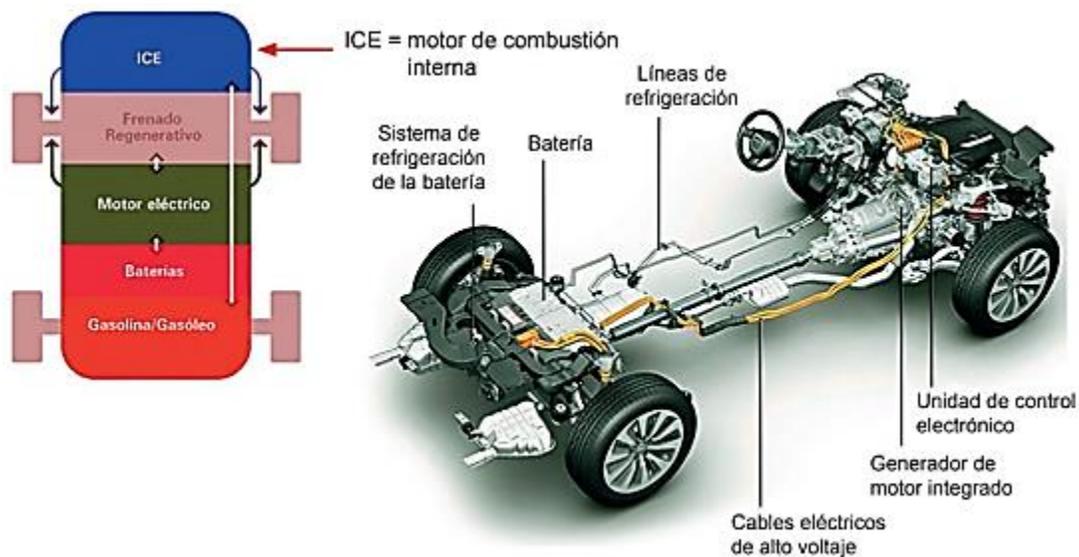


Figura 17. Esquema de funcionamiento HEV

### 4.1.2. Vehículos híbridos enchufables (PHEV)

Los vehículos híbridos enchufables, como en el caso anterior, cuentan con un motor de combustión interna y con un motor eléctrico, cargando sus baterías a través de la red eléctrica, tal y como se muestra a continuación. A diferencia del caso anterior, los PHEV pueden utilizarse con conducción totalmente eléctrica, a pesar de contar con autonomía muy reducida, figura 18.



Figura 18. Esquema de funcionamiento PHEV

### 4.1.3. Vehículos eléctricos (EV)

Por último, los vehículos eléctricos puros cuentan únicamente con motor eléctrico y batería recargable a partir de la red eléctrica. La autonomía de estos vehículos vendrá definida por el fabricante y puede variar en un amplio rango, figura 19.



Figura 19. Esquema de funcionamiento EV puro

## **4.2. Tipos de recarga**

De acuerdo con el diseño de la instalación, cabe destacar la existencia de diferentes tipos de recarga de los vehículos. En este apartado se definirán los distintos tipos de recarga y sus características, así como describir aquel tipo más adecuado para la estación de carga a diseñar.

### **4.2.1. Recarga convencional**

El tipo de recarga convencional se caracteriza por utilizar la intensidad y voltaje eléctricos del mismo nivel que una vivienda, es decir, 16 amperios y 230 voltios monofásicos. El vehículo se cargará por completo en aproximadamente 8 horas. Por lo tanto, la potencia en el punto de recarga podría ser de unos 3,7 kW. Es por estos factores que la instalación de un punto de recarga convencional es frecuente en viviendas o garajes de estas.

### **4.2.2. Recarga semi rápida**

Se denomina carga semi rápida a la que se lleva a cabo a potencias de entre 11 y 22 kW. Este tiempo de carga solo es posible si se cuenta con corriente trifásica de 400V. Los tiempos de espera dependen de la capacidad de la batería; de media son 3 horas para cargadores de 11 kW y la mitad para 22 kW.

### **4.2.3. Recarga rápida**

Por último, el tipo recarga rápida consigue completar un 80% de la carga en 30 minutos gracias a ofrecer 50 kW en el punto de recarga.

## **4.3. Tipos de conectores**

Desafortunadamente no existe un modelo estándar en España para la recarga de todos los vehículos. Es la marca de estos la que decide el conector más conveniente para su vehículo. A continuación, se presentan los conectores más comunes.

### **4.3.1. Enchufe Schuko**

Se corresponde con el enchufe convencional compatible con las tomas de corriente europeas con estándar CEE 7/4 Tipo 7. Además, cuenta con toma de tierra y dos bornes. Únicamente se utiliza principalmente en Europa en la modalidad de recarga lenta. Por estos motivos, es adecuado para la recarga de pequeños vehículos eléctricos como bicicletas y motocicletas eléctricas. Está dotado de conexión a fase, neutro y tierra siendo apto exclusivamente para sistemas monofásicos con intensidades inferiores a 16 A., figura 20.



Figura. 20. Distribución de pines del conector SCHUKO

#### 4.3.2. Conector SAE J1772 (Tipo1)

Se corresponde con un estándar japonés utilizado para la recarga en corriente alterna. Al igual que el enchufe Schuko, cuenta con toma de tierra y dos bornes, pero además incluye otros dos bornes complementarios. Este conector puede usarse tanto para carga lenta como par rápida. De aplicación a sistemas monofásicos y con origen estadounidense. Sin embargo, incorpora un canal de comunicación que permite detectar la conectividad entre el vehículo y la infraestructura de recarga y el intercambio de datos entre los mismos. Este tipo de conector está incluido en la normativa IEC 62196-2 [9] y se designa como conector Tipo 1. El conector permite cargas de niveles 1 y 2. geográficamente su utilización se extiende principalmente por Estados Unidos y Japón, figura 21.

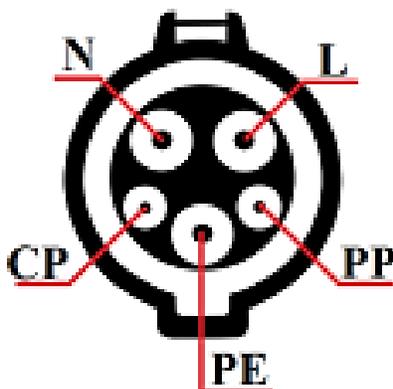


Figura. 21. Distribución de pines del conector J1772, vista posterior.

### 4.3.3. Conector MENNEKES (Tipo 2)

Es un conector alemán muy frecuente en la carga de vehículos eléctricos, a pesar de no estar diseñado específicamente para ello. Cuenta con siete bornes: toma de tierra, cuatro para la corriente trifásica y dos para comunicaciones. Este conector europeo fue diseñado para proporcionar corriente alterna tanto monofásica como trifásica. Dependiendo de su conexión puede proporcionar 16 amperios para carga lenta o 63 amperios para carga rápida, figura 22.

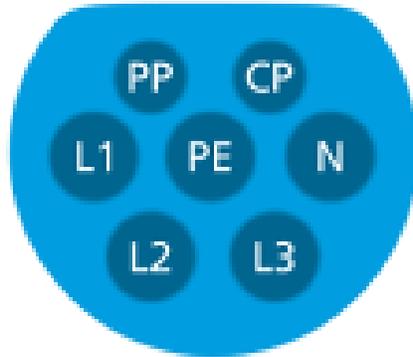


Figura. 22. Distribución de pines del conector IEC 62196-2 o MENNEKES

### 4.3.4. Conector único combinado o CCS

Creada como solución estándar, cuenta con cinco bornes utilizados para corriente, toma de tierra y comunicaciones y permite la recarga lenta y rápida. Este tipo de conectores combina un método de carga rápida entregando corriente continua de alto voltaje, además permiten hasta 600 voltios y 200 amperios, figura 23 y figura 24.

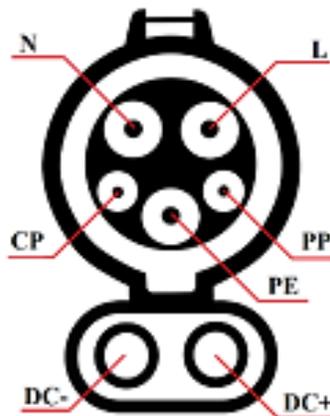
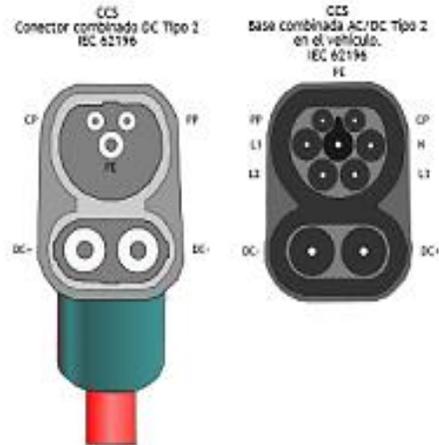


Figura. 23. Distribución de pines del CCS1, vista posterior



*Figura. 24. Distribución de pines del conector COMBO 2*

#### 4.3.5. Conector Scame

Conector utilizado para la recarga semi rápida, que permite la corriente monofásica (cinco bornes) o trifásica (siete bornes). Este conector está prácticamente en desuso debido al apoyo que desde el sector industrial se ha realizado a los conectores Tipo 2. No obstante está incluido en la normativa IEC 62196- 2 como Tipo 3. La potencia máxima que admite es de 22 kW y cuenta con una protección de los terminales de conexión, figura 25.



*Figura. 25. Distribución de pines del conector Scame*

#### 4.3.6. Conector CHAdeMO

Solamente aplicable a recarga rápida y corriente continua, por lo que cuenta con diez bornes, toma de tierra y comunicación. Éste fue diseñado para cargar vehículos eléctricos en corriente continua a muy alta velocidad. Tiene capacidad de suministrar hasta 62.5kW para cargar un automóvil en menos de media hora o inclusive en menos de quince minutos en su modo de carga ultrarrápida, figura 26.

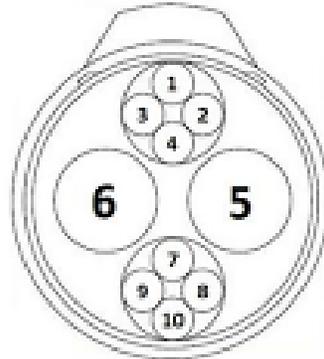


Figura. 26. Distribución de pines del conector CHAdeMO

#### 4.4. Modos de recarga

De la misma manera, se analizarán los modos de recarga considerando el tipo de comunicación y la fuente de alimentación.

##### 4.4.1. Modo 1

El modo 1 de conexión, tal y como se muestra en el siguiente esquema, representa una conexión directa entre la infraestructura de carga y el vehículo. Además, la carga se realiza con conectores tipo Schuko, figura 27.



Figura27. Modo 1 de recarga de vehículos eléctricos

#### 4.4.2. Modo 2

De la misma manera, el modo 2 de conexión, tal y como se muestra en el siguiente esquema, se realizará también con conectores tipo Schuko, pero además incluye un piloto que controla que la conexión sea la correcta previo al comienzo de la recarga, figura 28.



Figura 28. Modo 2 de recarga de vehículos eléctricos

#### 4.4.3. Modo 3

Por otro lado, el modo 3 de conexión, utiliza conectores tipo Mennekes y el control y protección que se comentaba en el modo 2, se realiza de manera integrada en la infraestructura de recarga del vehículo, figura 29.



Figura 29. Modo 3 de recarga de vehículos eléctricos

#### 4.4.4. Modo 4

El siguiente esquema muestra el modo 4 de conexión para la recarga de un vehículo eléctrico, y al contrario que los casos anteriores, cuenta con un convertidor a corriente continua. Este modo de conexión será utilizado únicamente para la recarga rápida definida anteriormente, figura 30.



Figura 30. Modo 4 de recarga de vehículos eléctricos

#### 4.5 lista de normas para estandarizar

De forma adicional a los modos de recarga y conectores, existe también una extensa lista de normas para estandarizar.

##### 4.5.1 Comunicaciones

La normativa ISO 15118 establece los protocolos de red y aplicación, así como los requerimientos de las capas físicas y de datos. Por otra parte, la normativa IEC 61851-24 indica las características de la comunicación entre las estaciones de recarga y los vehículos eléctricos en caso de carga en corriente continua.

##### 4.5.2 Seguridad de las personas e instalaciones

El estándar ISO 6469-3 realiza la especificación de la protección necesaria para evitar riesgos eléctricos de las personas que realizan la recarga del vehículo. Por último, la ISO/FDIS 17409 indica los requerimientos de seguridad que deben tenerse en cuenta para realizar la conexión de los vehículos a una fuente externa.

Desde el punto de vista de los requerimientos de instalación, en España es de aplicación la Instrucción Técnica Complementaria ITC BT-52 que proporciona información de los siguientes aspectos:

### **4.5.3 Esquemas de instalación**

Se indican los esquemas unifilares a seguir para distintos tipos de instalaciones entre los que se distinguen dos grandes grupos: viviendas y estaciones de recarga públicas. En los correspondientes a viviendas se establecen diversos esquemas con diferentes propuestas para realizar la ubicación de los contadores de energía. En el caso de las estaciones de recarga públicas, directamente conectadas a la red de distribución, es posible distinguir dos tipologías: autoservicio y con asistencia. En el primer caso, este tipo de instalaciones podrán utilizar cualquier modo de carga. En el segundo caso preferentemente 3 ó 4, si bien podrán equiparse en modo 1 ó 2 cuando esté previsto realizar recarga de vehículos de baja potencia. Se proporcionan además las potencias asociadas a los circuitos de recarga y recomendaciones de reparto de carga entre las fases para evitar desequilibrios.

### **4.5.4 Previsión de cargas**

Se realiza una previsión de cargas con factores de simultaneidad que dependen del esquema tipo de instalación utilizado, si bien en la mayor parte de los casos se considera que existe una simultaneidad unidad entre las cargas del vehículo eléctrico con el resto de las cargas de la instalación.

### **4.5.5 Requisitos generales de la instalación**

Se indica la forma en que debe ser realizadas las instalaciones, potencia instalada, sistemas de iluminación, máximas caídas de tensión, sistema de neutro, canalizaciones, punto de conexión y medida de energía.

### **4.5.6 Protecciones**

Se especifican, como en toda instalación de baja tensión, medidas de protección frente a contactos directos e indirectos siguiendo la norma ITC BT-24 indicándose la necesidad de instalar protección diferencial. Adicionalmente, es necesario establecer protecciones frente a sobre intensidades y sobretensiones. Finalmente es necesario realizar protección mecánica contra penetración de cuerpos sólidos, penetración de agua e impactos mecánicos.

### **4.5.7 Condiciones particulares de la instalación**

Es imprescindible que la instalación cuente con la debida red de tierras para evitar tensiones de contacto superiores a 24 V.

## 5. Análisis de Costos y Amortización del Proyecto

el cálculo de costos y la amortización para un sistema solar fotovoltaico con las siguientes especificaciones:

- **Potencia instalada:** 240 kWp (540 paneles de 445 W).
- **Capacidad de carga para 20 coches eléctricos.**
- **Cargadores rápidos:** Combinación estándar para las 20 unidades.
- **Costo por panel solar:** valor de mercado de 300 €/panel como referencia.
- **Costo por kWp de instalación (incluidos inversores, estructura, mano de obra, etc.):** Valor de mercado 1,500 €/kWp. (Fuente: SolarPower Europa 2024).
- **Costo de operación y mantenimiento anual (O&M):** El costo del 1.5% del valor total del sistema es un promedio basado en informes del sector solar. Este valor incluye limpieza periódica de los paneles, inspección de equipos eléctricos, y mantenimiento de inversores. (Fuente: IRENA Cost Analysis Solar PV (2023)).
- **Precio promedio de la electricidad en España:** 0.25 €/kWh. (Fuente: España en 2024, según datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y reportes del mercado eléctrico español.)
- **Producción anual estimada:** 481,800 kWh/año, considerando condiciones óptimas en Huelva. (Fuente: PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)).

### Cálculo del costo inicial del sistema de carga solar

1. **Costo de los paneles solares:**  
 $540 \text{ paneles} \times 300 \text{ €/panel} = 162,000 \text{ €}.$
2. **Costo de la instalación (estructura, inversores, cableado, mano de obra):**  
 $240 \text{ kWp} \times 1,500 \text{ €/kWp} = 360,000 \text{ €}$
3. **Cargadores rápidos (20 unidades rápidas costos del mercado):**  
 $20 \text{ cargadores rápidos} \times 7,500 \text{ €/unidad} = 150,000 \text{ €}$
4. **Costo Conexión eléctrica, permisos requeridos Junta de Andalucía:**  
28,000 €
5. **Total del costo inicial:**  
 $162,000 + 360,000 + 150,000 + 28,000 = 700,000 \text{ euros}$

### Producción diaria y anual del sistema de carga solar

- Capacidad instalada: 240 kWp.
- Producción diaria:  
 $240 \text{ kWp} \times 5.5 \text{ h} = 1,320 \text{ kWh/día}.$

- Producción anual:  $1,320 \text{ kWh/día} \times 365 \text{ días} = 481,800 \text{ kWh/año}$

### Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)

- Costo anual estimado: 1.5% del costo inicial.

$$700,000 \times 0.015 = 10,500 \text{ €/año.}$$

### Ingresos por la recarga de coches eléctricos

- Precio promedio de venta de energía de recarga VE: 0,50 €/kWh
- Ingreso anual por venta de recargas VE:

$$481,800 \text{ kWh/año} \times 0,50 \text{ €/kWh} = 240,900 \text{ €/año.}$$

### Beneficio Neto Anual

- Ingreso neto anual (descontando O&M):

$$240,900 - 10,500 = 230,400 \text{ €/año.}$$

### Amortización del sistema

- Tiempo de Amortización ajustado:

$$\textit{Amortización} = \frac{\textit{Costo inicial}}{\textit{Beneficio neto anual}} = \frac{700,000}{240,900} \approx 2.9 \text{ años.}$$

### Beneficio Acumulado Proyectado a 25 años

- Ingresos totales:

$$240.900 \text{ €/años} \times 25 = \mathbf{6,022,500 \text{ €.}}$$

- Costos de mantenimiento totales Proyectados a 25 años:

$$10,500 \text{ €/año} \times 25 = 262,500 \text{ €}$$

- Beneficio Neto Proyectado a 25 años:

$$6,022,500 - 262,500 - 700,000 = \mathbf{5,060,000 \text{ €.}}$$

## **Análisis de la Viabilidad de la estación de Carga Solar para EV:**

**2.9 años** es un tiempo corto para amortizar una inversión inicial de 700,000 €, lo que sugiere que el proyecto es financieramente viable en un horizonte inmediato. Esto es especialmente relevante para instalaciones solares, donde los tiempos de amortización suelen oscilar entre 5 y 8 años.

El sistema genera un beneficio neto anual de 230,400 € después de descontar los costos de operación y mantenimiento. Este beneficio es constante y predecible, ya que depende principalmente de la producción solar y del precio de venta de energía, ambos relativamente estables a corto y mediano plazo. **El VAN (Valor Actual Neto) es de 1,646,479.20 €, la TIR (Tasa Interna de Retorno): 28.56%**. Estos valores indican que el proyecto es viable y rentable, ya que el VAN es positivo y la TIR es significativamente mayor que la tasa de descuento esperada del 10%.

En 25 años (vida útil típica de un sistema fotovoltaico), el beneficio neto proyectado es de aproximadamente **5 millones de euros**. Este rendimiento representa casi 7 veces la inversión inicial, lo que hace que el proyecto sea altamente rentable.

**Otros factores favorables Riesgo bajo:** La tecnología solar es madura y confiable, y las estaciones de carga eléctrica están en auge, respaldadas por políticas gubernamentales y el crecimiento del mercado de vehículos eléctricos.

- **Variación de tarifas:** La rentabilidad podría variar si los precios de venta de energía cambian significativamente. Es recomendable diversificar las fuentes de ingresos, como incluir tarifas por servicios complementarios en la estación.
- **Incremento en el O&M a largo plazo:** Aunque el costo inicial de mantenimiento es bajo, se debe considerar la posible degradación de los paneles (un 0.5% anual en eficiencia) y la necesidad de reemplazar componentes como los inversores cada 10-15 años.

El proyecto combina una alta rentabilidad con un bajo tiempo de amortización, convirtiéndolo en una inversión sólida tanto desde el punto de vista financiero como estratégico, en un contexto donde la demanda de estaciones de carga y fuentes de energía sostenible sigue en aumento. Además, la Universidad de Huelva puede hacer la solicitud a la Junta de Andalucía de las Subvenciones que hay para estos tipos de proyectos con energía solar lo que facilitaría aún más la viabilidad del proyecto. Para lo cual se requieren gestiones adicionales que no abarcaremos, pero las dejo plasmadas para su uso por parte de la Universidad de Huelva.

## 6. Imágenes del Diseño exterior del Sistema de Carga Solar



*Figura 31. Foto Similar a la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos*



*Figura 32. Foto Similar a la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos*



*Figura 33. Foto Similar a la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos*

## 7. CONCLUSIONES



*Figura 34. Foto Reinder de la Estación de Carga Solar para vehículos eléctricos en Universidad de Huelva*

### Conclusión General

El diseño de una estación de carga solar para 20 vehículos eléctricos representa un esfuerzo significativo hacia la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos de sostenibilidad de la Universidad de Huelva. Este proyecto combina el

uso de energías renovables y la infraestructura de movilidad eléctrica, abordando tanto la transición energética como la modernización del transporte. A continuación, se detallan los puntos más relevantes del análisis y diseño de esta instalación:

## **1. Viabilidad técnica y energética**

### **1. Conexión a la red eléctrica:**

Aunque la idea inicial de una instalación fotovoltaica completamente aislada fue analizada, se concluyó que, dada la ubicación urbana y el uso público del punto de recarga, es necesario integrar la instalación a la red eléctrica. Esto garantiza:

- Aprovechar excedentes solares al verterlos a la red.
- Asegurar un suministro constante, compensando la variabilidad inherente de la energía solar.
- Incrementar la fiabilidad del servicio, especialmente en horarios nocturnos o días nublados.

### **2. Capacidad de generación y almacenamiento:**

- La estación generará 880 kWh diarios mediante 540 paneles solares (445 Wp), instalados sobre marquesinas que optimizan el espacio disponible en el aparcamiento.
- Se recomienda incorporar un sistema de almacenamiento de 900 kWh para cubrir horas de baja irradiación solar y minimizar la dependencia de la red eléctrica como futuras actualizaciones al sistema que no se consideraron en el diseño.

### **3. Optimización del diseño solar:**

- La orientación sur y la inclinación de los paneles han sido cuidadosamente seleccionadas para maximizar la generación energética anual, minimizando pérdidas.
- Esta configuración permite cubrir la demanda energética de los 20 vehículos eléctricos con puntos de carga de 22 kW durante su operación diaria promedio.

## **2. Infraestructura de recarga**

### **1. Potencia de los puntos de carga:**

- Se optó por cargadores de 22 kW (semi rápidos), lo que balancea la eficiencia de carga y los costos energéticos. Esto permite cargar un vehículo al 80% de su capacidad en aproximadamente dos horas, adecuado para la mayoría de los usuarios de la universidad.

## 2. Estándares y compatibilidad:

- Se prioriza la instalación de conectores universales (tipo 2 y CCS) para garantizar la compatibilidad con todos los modelos de vehículos eléctricos disponibles en el mercado.
- Esto asegura un uso más eficiente y mejora la experiencia de los usuarios al reducir la incertidumbre sobre la disponibilidad de conectores adecuados.

## 3. Gestión inteligente:

- Se recomienda un sistema de gestión energética que priorice la recarga diurna utilizando energía solar directa y optimice el uso de la conexión a la red en momentos de mayor demanda o que factores climáticos afecten la eficiencia del sistema.
- Una aplicación APP complementaria permitiría a los usuarios reservar puntos de carga, verificar disponibilidad y gestionar pagos, optimizando la operación y reduciendo tiempos de espera.

## 3. Impacto ambiental

La implementación de esta estación permitirá reducir significativamente las emisiones derivadas del transporte y de la generación eléctrica convencional. Las estimaciones muestran que las emisiones evitadas por la electricidad generada con paneles solares incluyen:

- CO<sub>2</sub>: 15,799.4 kg (carbón) o 5,725.6 kg (ciclo combinado).
- SO<sub>2</sub>: 348.5 kg (carbón).
- NOx: 53.1 kg (carbón) o 1.7 kg (ciclo combinado).

Estas cifras evidencian el impacto positivo de la instalación en términos ambientales, especialmente en una zona urbana como Huelva.

## 4. Sostenibilidad económica

### 1. Rentabilidad del proyecto:

- El análisis financiero indica que el proyecto alcanzará rentabilidad en un plazo estimado de **3 años**, considerando:
  - Inversión inicial.
  - Costes operativos y de mantenimiento.
  - Ingresos generados por el servicio de recarga.
- Aunque la rentabilidad directa no es inmediata, el proyecto es viable a largo plazo y contribuye al liderazgo de la universidad en iniciativas sostenibles.

## 2. Oportunidades de mejora:

- Incorporar estrategias que reduzcan los costos iniciales mediante subvenciones o alianzas público-privadas.
- Optimizar los ingresos a través de tarifas dinámicas ajustadas a la demanda y los horarios de mayor generación solar.

## 5. Recomendaciones futuras

### 1. Incorporación de baterías de respaldo:

Considerar un sistema de almacenamiento energético escalable que permita una mayor independencia de la red eléctrica, mejorando la sostenibilidad y reduciendo costos operativos a largo plazo.

### 2. Expansión de la capacidad de recarga:

Evaluar la viabilidad de agregar más puntos de recarga en función de la demanda futura, apoyados por un sistema de almacenamiento más potente para gestionar el incremento en la capacidad.

### 3. Desarrollo tecnológico:

Implementar una **aplicación móvil** que permita la gestión de reservas, disponibilidad y pagos, aportando mayor comodidad y eficiencia al sistema.

### 4. Análisis de escenarios:

Continuar evaluando distintos escenarios de operación para ajustar parámetros clave, como la inclinación y orientación de los paneles o el uso de nuevas tecnologías que optimicen la generación y el almacenamiento.

## Conclusión global

Este proyecto posicionará a la Universidad de Huelva como un referente en sostenibilidad energética y movilidad eléctrica, integrando innovación tecnológica y conciencia ambiental. La estación de carga solar no solo contribuirá a la reducción de emisiones, sino que también ofrecerá un servicio esencial para la comunidad universitaria, alineado con los objetivos globales de transición energética.

## 8. REFERENCIAS

1. **Khaligh, A., & Li, Z. (2010).**  
Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: State of the art. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 59(6), 2806-2814. DOI:10.1109/TVT.2010.2047877.
2. **Balta-Ozkan, N., Watson, T., & Connor, P. M. (2014).**  
Electricity distribution and the integration of renewable energy into localized energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 271-286. DOI:10.1016/j.rser.2014.05.048.
3. **Mahlia, T. M. I., Saktisahdan, T. J., Jannifar, A., Hasan, M. H., & Matseelar, H. S. C. (2014).**  
A review of available methods and development on energy storage; technology update. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 532-545. DOI:10.1016/j.rser.2014.01.068.
4. **Grauers, A., Sarasini, S., & Karlström, M. (2013).**  
Why electromobility and what is it? An introduction to the scope of the special issue. *Applied Energy*, 113, 1-6. DOI:10.1016/j.apenergy.2013.08.056.
5. **Mekhilef, S., Saidur, R., & Safari, A. (2012).**  
A review on solar energy use in industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 1777-1790. DOI:10.1016/j.rser.2010.12.018.
6. **Abreu Matute, S. (2020).**  
*Análisis de herramientas de modelado y diseño de sistemas de almacenamiento eléctrico en aplicaciones fotovoltaicas.* Trabajo de fin de máster en Energía Solar. Universidad de Almería, España.
7. **Alonso-Abella M., Chenlo F., Nofuentes G., & Torres-Ramírez M. (2014).**  
*Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites.* *Energy*, Volume 67, 1 April 2014, Pages 435-443, ISSN 0360-5442. DOI:10.1016/j.energy.2013.12.059.
8. **Andreu, F. (2015).**  
*10 claves para entender el Real Decreto de Autoconsumo.* Solartradex.
9. **Bastida Molina, P., Saiz Jiménez, J.A., Molina Palomares, M.P., & Álvarez Valenzuela, B. (2017).**  
*Instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo para pequeñas instalaciones. Aplicación a una nave industrial.* *3C Tecnología: Glosas de innovación aplicadas a la pyme*, 6(1), 1-14. DOI: <http://dx.doi.org/10.17993/3ctecno.2017.v6n1e21.1-14>.
10. **Calvo, D. (2015).**  
*Real decreto de autoconsumo: ¿cómo sacarle provecho?* El blog de la energía fotovoltaica.
11. **Código Técnico de la Edificación (CTE), Documento Básico HE-5.**  
*Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.*

12. **Cervera Gascó, J. (2019).**  
*Modelo integral de gestión de sistemas de riego alimentados por energía solar fotovoltaica.* Tesis doctoral. Universidad de Castilla-La Mancha.
13. **Flores, N., & Domínguez, M. (2017).**  
*Medición de la eficiencia energética de los paneles solares de silicio.* Centro de Investigación en Materiales Avanzados, S.C. Posgrados, 84.
14. **Centelsa Colombia. (2015).**  
*Cables para el aprovechamiento de la energía solar.*
15. **Badii, M., Guillén, A., & Lugo Serrato, O. (2015).**  
*History and Use of Renewable Energies.* Daena: International Journal of Good Conscience, 10(1), 1–18.
16. **Britannica Group, I. (2020).**  
*Solar radiation and temperature.* Britannica Encyclopedia. Disponible en: <https://www.britannica.com/science/climate-meteorology/Solar-radiation-and-temperature>.
17. **ANPIER (2018).**  
*Anuario Fotovoltaico, 2019.*
18. **Bachour, D. A. (2015).**  
*Measuring and Estimating Solar Direct Normal Irradiance using LIDAR, Solar Station and Satellite Data in Qatar.* July 2015.
19. **García, D. (2015).**  
*Reinventando el autoconsumo.* Revista SMA.

## 9. ANEXOS

### Anexo 1: Diseño del Sistema de Carga Solar en PVsyst



Versión 7.4.0

## PVsyst - Informe de simulación

### Sistema conectado a la red

Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 340 kWp

Tres Ventanas - Spain



PVsyst V7.4.8

VCO, Fecha de simulación:  
26/11/24 15:29  
con V7.4.8

## Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

### Resumen del proyecto

|  |   |  |
|--|---|--|
| <b>Sitio geográfico</b><br>Tres Ventanas<br>España                         | <b>Situación</b><br>Latitud 37.27 °N<br>Longitud -6.93 °W<br>Altitud 12 m<br>Zona horaria UTC+1 | <b>Configuración del proyecto</b><br>Albedo 0.20 |
| <b>Datos meteo</b><br>Tres Ventanas<br>Meteonorm 8.1 (1996-2015) - Síntico |   |  |

### Resumen del sistema

|  |  |  |  |
|--|--|--|--|
| <b>Sistema conectado a la red</b>  | <b>Sin escena 3D definida, sin sombras</b>   |  |  |
| <b>Orientación campo PV</b><br>Plano fijo<br>Inclinación/Azimut 35 / 0 ° | <b>Sombreados cercanos</b><br>Sin sombreados | <b>Necesidades del usuario</b><br>Carga limitada (red) |  |
| <b>Información del sistema</b>   |  |  |  |
| <b>Generador PV</b>  | <b>Inversores</b>                            |  |  |
| Núm. de módulos 540 unidades   | Núm. de unidades 3.2 unidades                |  |  |
| Prom total 240 kWp   | Prom total 222 kWca                          |  |  |
|  | Proporción Prom 1.084                        |  |  |

### Resumen de resultados

|                                  |  |                             |
|----------------------------------|--|-----------------------------|
| Energía producida 448567 kWh/año | Producción específica 1867 kWh/kWp/año | Proporción rend. PR 87.95 % |
|----------------------------------|--|-----------------------------|

### Tabla de contenido

|  |   |
|--|---|
| Resumen de proyectos y resultados  | 2 |
| Parámetros generales, Características del generador PV, Pérdidas del sistema | 3 |
| Resultados principales   | 4 |
| Diagrama de pérdidas   | 5 |
| Gráficos predefinidos  | 6 |
| Costo del sistema  | 7 |
| Balanza de emisiones de CO <sub>2</sub>                                      | 8 |



## Proyecto: Nuevo Proyecto

Variante: Nueva variante de simulación

### PVsyst V7.4.8

VCO, Fecha de simulación:  
26/11/24 15:29  
con V7.4.8

#### Parámetros generales

|                                   |  |                                |
|-----------------------------------|--|--------------------------------|
| <b>Sistema conectado a la red</b> | <b>Sin escena 3D definida, sin sombras</b> |                                |
| <b>Orientación campo FV</b>       | <b>Configuración de cobertizos</b>         | <b>Modelos usados</b>          |
| Orientación                       | Sin escena 3D definida                     | Transposición      Parez       |
| Plano fijo                        |  | Difuso      Parez, Meteonorm   |
| Inclinación/Azimut      35 / 0 °  |  | Circunscolar      separado     |
| <b>Horizonte</b>                  | <b>Sombreados cercanos</b>                 | <b>Necesidades del usuario</b> |
| Horizonte libre                   | Sin sombreados.                            | Carga limitada (red)           |

#### Características del generador FV

|                                      |                         |  |                            |
|--------------------------------------|-------------------------|--|----------------------------|
| <b>Módulo FV</b>                     |                         | <b>Inversor</b>                        |                            |
| Fabricante                           | SunPower                | Fabricante                             | Huawei Technologies        |
| Modelo                               | SPR-X20-445-COM         | Modelo                                 | SUN2000-70KTL-C1           |
| (Base de datos PVsyst original)      |                         | (Base de datos PVsyst original)        |                            |
| Unidad Nom. Potencia                 | 445 Wp                  | Unidad Nom. Potencia                   | 70.0 kWca                  |
| Número de módulos FV                 | 540 unidades            | Número de inversores                   | 19 * MPPT 17% 3.2 unidades |
| Nominal (STC)                        | 340 kWp                 | Potencia total                         | 332 kWca                   |
| Módulos                              | 54 cadena x 10 En serie | Voltaje de funcionamiento              | 200-1000 V                 |
| <b>En cond. de funcionam. (80°C)</b> |                         | Potencia máx. (T=30°C)                 | 77.0 kWca                  |
| Pmpp                                 | 334 kWp                 | Proporción Pnom (CC-CA)                | 1.08                       |
| U mpp                                | 604 V                   | No hay reparto de potencia entre MPPTs |                            |
| I mpp                                | 322 A                   |  |                            |
| <b>Potencia FV total</b>             |                         | <b>Potencia total del inversor</b>     |                            |
| Nominal (STC)                        | 340 kWp                 | Potencia total                         | 332 kWca                   |
| Total                                | 540 módulos             | Núm. de inversores                     | 4 unidades                 |
| Área del módulo                      | 1168 m²                 |  | 0.8 No utilizado           |
| Área calular                         | 1058 m²                 | Proporción Pnom                        | 1.08                       |

#### Pérdidas del conjunto

|   |   |                                  |       |       |       |       |       |       |
|---|---|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Factor de pérdida térmica</b>  | <b>Pérdidas de cableado CC</b>          | <b>Pérdida de calidad módulo</b> |       |       |       |       |       |       |
| Temperatura módulo según irradiación  | Res. conjunto global                    | Res. de pérdida                  |       |       |       |       |       |       |
| Uc (conat)  | 35 mΩ                                   | -0.8 %                           |       |       |       |       |       |       |
| Uv (viento)   | Frac. de pérdida                        |                                  |       |       |       |       |       |       |
| 0.0 W/m²/K  | 1.5 % en STC                            |                                  |       |       |       |       |       |       |
| 0.0 W/m²/m/s  |   |                                  |       |       |       |       |       |       |
| <b>Pérdidas de desajuste de módulo</b>  | <b>Pérdidas de desajuste de cadenas</b> |                                  |       |       |       |       |       |       |
| Frac. de pérdida  | Frac. de pérdida                        |                                  |       |       |       |       |       |       |
| 2.0 % en MPP  | 0.1 %                                   |                                  |       |       |       |       |       |       |
| <b>Factor de pérdida IAM</b>  |   |                                  |       |       |       |       |       |       |
| Efecto de incidencia (IAM): Fresnel, revestimiento AR, n(vídrío)=1.528, n(AR)=1.290 |   |                                  |       |       |       |       |       |       |
| 0°  | 30°                                     | 50°                              | 60°   | 70°   | 75°   | 80°   | 85°   | 90°   |
| 1.000   | 0.999                                   | 0.987                            | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.443 | 0.000 |



Proyecto: Nuevo Proyecto  
 Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.8

V03, Fecha de simulación:  
 26/11/24 15:29  
 con V7.4.8

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 448567 kWh/año

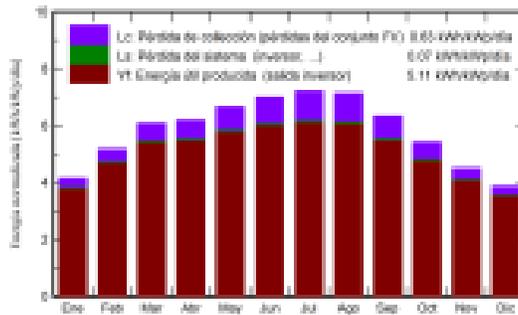
Producción específica

1867 kWh/kWp/año

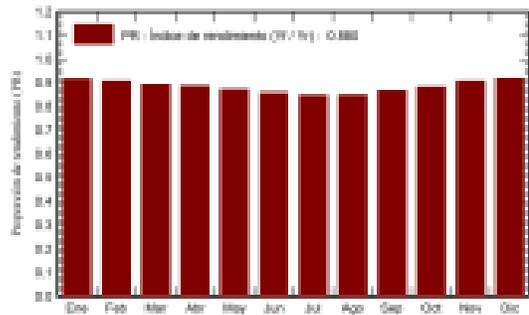
Proporción rend. PR

0,880 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

|            | GlobHor<br>kWh/m² | DiffHor<br>kWh/m² | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m² | GlobEff<br>kWh/m² | EArray<br>kWh | E_Grid<br>kWh | PR<br>proporción |
|------------|-------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------------|---------------|---------------|------------------|
| Enero      | 76.8              | 27.73             | 10.36       | 128.7             | 127.0             | 28759         | 28396         | 0.918            |
| Febrero    | 98.6              | 33.82             | 11.56       | 144.7             | 142.8             | 31997         | 31579         | 0.908            |
| Marzo      | 149.7             | 48.25             | 14.50       | 188.5             | 185.1             | 40987         | 40436         | 0.893            |
| Abril      | 174.8             | 66.65             | 16.63       | 185.7             | 181.9             | 40128         | 39579         | 0.887            |
| Mayo       | 216.2             | 72.25             | 20.49       | 206.3             | 201.4             | 43808         | 43190         | 0.871            |
| Junio      | 232.6             | 66.14             | 23.94       | 210.2             | 205.1             | 44029         | 43375         | 0.859            |
| Julio      | 242.4             | 61.92             | 26.29       | 223.5             | 218.2             | 46275         | 45581         | 0.849            |
| Agosto     | 215.4             | 61.05             | 26.68       | 221.6             | 217.1             | 45962         | 45278         | 0.850            |
| Septiembre | 161.0             | 53.17             | 23.31       | 190.5             | 187.0             | 40207         | 39626         | 0.866            |
| Octubre    | 122.3             | 44.84             | 20.04       | 167.8             | 165.2             | 36993         | 36508         | 0.883            |
| Noviembre  | 84.6              | 34.02             | 14.21       | 136.0             | 133.1             | 29850         | 29467         | 0.908            |
| Diciembre  | 68.9              | 26.07             | 11.53       | 119.8             | 118.1             | 26796         | 26463         | 0.920            |
| Año        | 1843.2            | 603.91            | 18.34       | 2122.4            | 2082.1            | 454891        | 448567        | 0.880            |

Leyendas

|         |   |        |   |
|---------|---|--------|---|
| GlobHor | Irradiación horizontal global               | EArray | Energía efectiva a la salida del conjunto |
| DiffHor | Irradiación difusa horizontal               | E_Grid | Energía inyectada en la red               |
| T_Amb   | Temperatura ambiente                        | PR     | Proporción de rendimiento                 |
| GlobInc | Global incidente plano receptor             |        |   |
| GlobEff | Global efectivo, con. para IAM y sombreados |        |   |

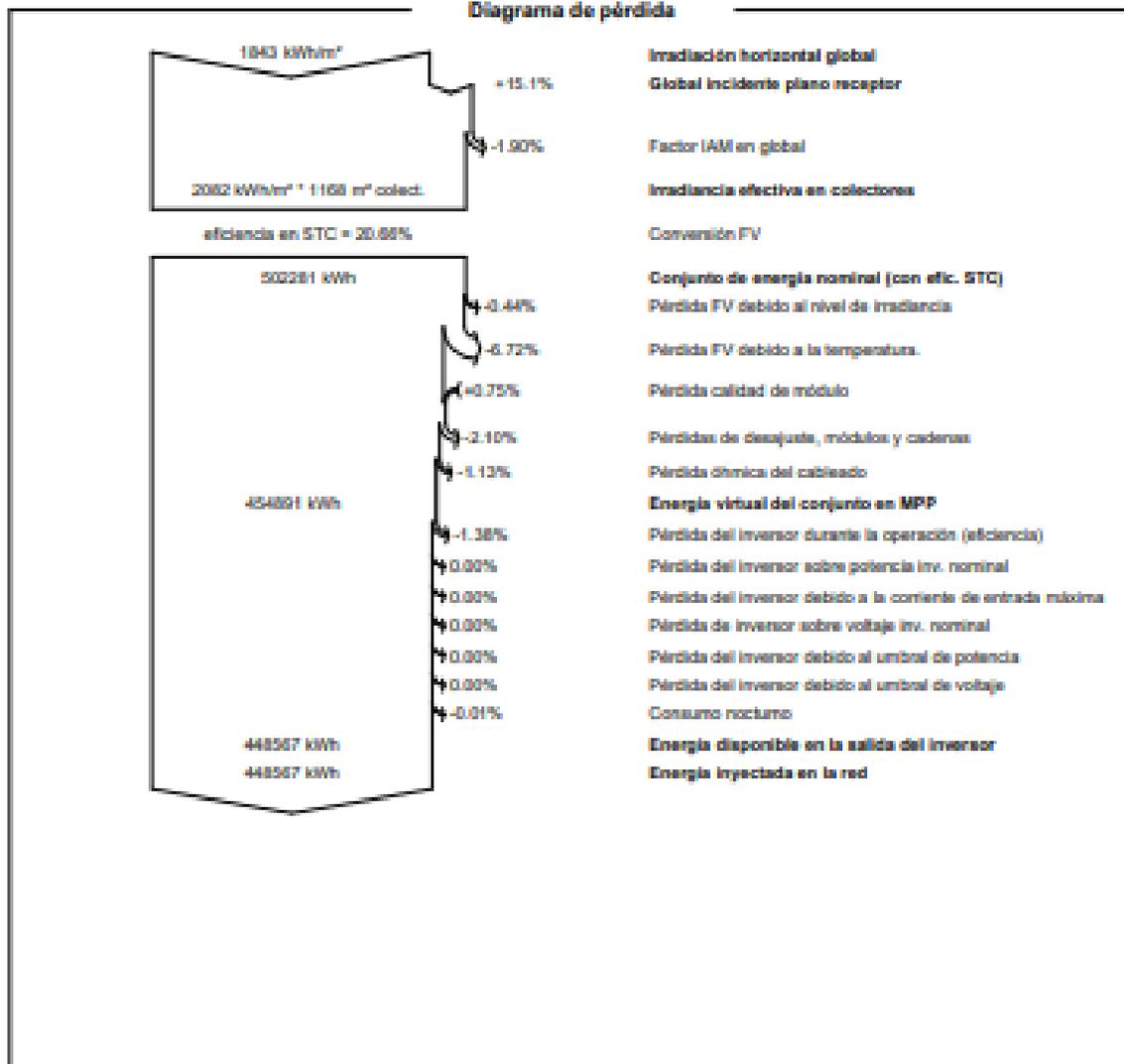


PVsyst V7.4.8

VCO, Fecha de simulación:  
26/11/24 15:29  
con V7.4.8

Proyecto: Nuevo Proyecto  
Variante: Nueva variante de simulación

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.4.8

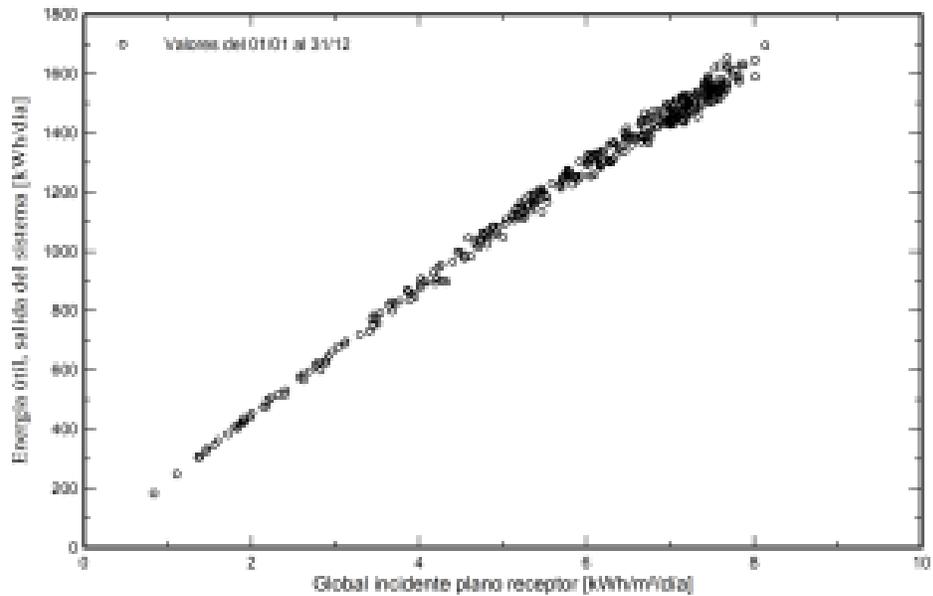
V03, Fecha de simulación:  
26/11/24 15:29  
con V7.4.8

Proyecto: Nuevo Proyecto

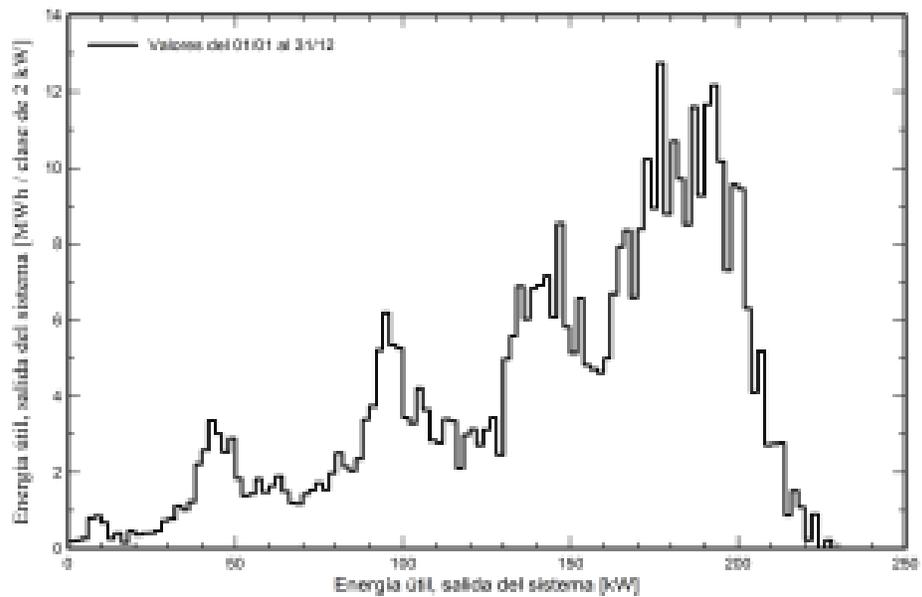
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.4.8

V00, Fecha de simulación:  
26/11/24 15:29  
con V7.4.8

Proyecto: Nuevo Proyecto  
Variante: Nueva variante de simulación

Costo del sistema

Costos de instalación

| Artículo | Cantidad<br>unidades | Costo<br>EUR       | Total<br>EUR |
|----------|----------------------|--------------------|--------------|
|          |                      | Total              | 0.00         |
|          |                      | Activo amortizable | 0.00         |

Costos de operación

| Artículo     | Total<br>EUR/año |
|--------------|------------------|
| Total (OPEX) | 0.00             |

Resumen del sistema

|                                      |                |
|--------------------------------------|----------------|
| Costo total de instalación           | 0.00 EUR       |
| Costos de operación                  | 0.00 EUR/año   |
| Energía producida                    | 449 MWh/año    |
| Costo de la energía producida (LCOE) | 0.0000 EUR/kWh |



PVsyst V7.4.8

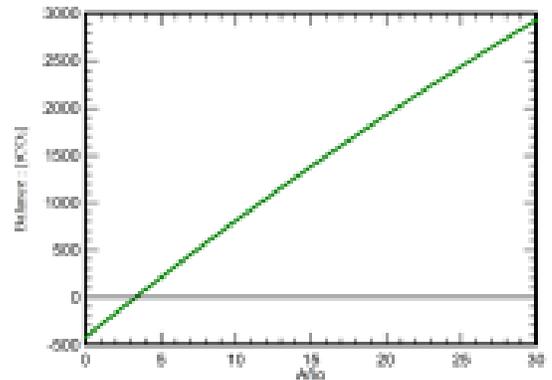
VC0, Fecha de simulación:  
26/11/24 15:29  
con V7.4.8

Proyecto: Nuevo Proyecto  
Variante: Nueva variante de simulación

### Balance de emisiones de CO<sub>2</sub>

Total: 2928.4 tCO<sub>2</sub>  
**Emisiones generadas**  
Total: 432.66 tCO<sub>2</sub>  
Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla  
**Emisiones reemplazadas**  
Total: 3862.2 tCO<sub>2</sub>  
Sistema de producción: 448.57 MWh/año  
Emisiones del ciclo de vida de la red: 267 gCO<sub>2</sub>/kWh  
Fuente: Lista IEA  
País: Spain  
Toda la vida: 30 años  
Degradación anual: 1.0 %

Emisión de CO<sub>2</sub> ahorrada va Tiempo



### Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

| Artículo    | LCE                         | Cantidad | Subtotal             |
|-------------|-----------------------------|----------|----------------------|
|             |                             |          | [kgCO <sub>2</sub> ] |
| Módulos     | 1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp | 340 kWp  | 411567               |
| Soportes    | 1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg  | 5400 kg  | 10337                |
| Inversiones | 190 kgCO <sub>2</sub> /     | 4.00     | 759                  |

## Anexo 2 : Ficha Técnica del Panel Solar usado en la Simulación



### More than 22% Efficiency

Captures more sunlight and generates more power than conventional panels.

### Maximum Performance

Delivers excellent performance in real-world conditions, such as high temperatures, clouds and low light.<sup>1</sup>

### Utility Grade

Optimized to maximize returns, the X-Series panel is a bankable solution for large-scale power plants.



**Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better**  
Engineered for performance, designed for reliability.

### Engineered for Peace of Mind

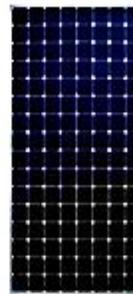
Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.<sup>2</sup>

### Designed for Reliability

The SunPower Maxeon solar cell is the only cell built on a solid metal foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.

Same excellent durability as E-Series panels.  
#1 Rank in Fraunhofer durability test.<sup>3</sup>

### High Performance & Excellent Reliability



SPR-X21-470-COM



### High Efficiency

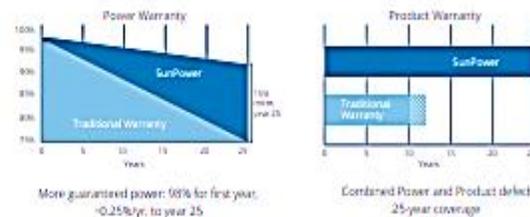
#### Generate more energy per square foot

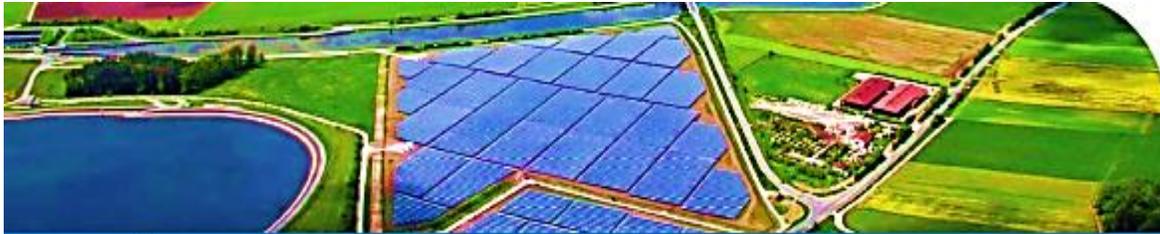
More energy to power your operations. X-Series commercial systems convert more sunlight to electricity by producing 45% more energy in the first year. This advantage increases over time, producing 60% more energy over the first 25 years to meet your needs.<sup>1</sup>



### Best Reliability, Best Warranty

A better warranty starts with a better product. Proven performance backs up our industry-best coverage, including our warranted 0.25% per year degradation rate.<sup>4</sup>





SunPower®

X-Series Commercial Solar Panel | X20-450-COM

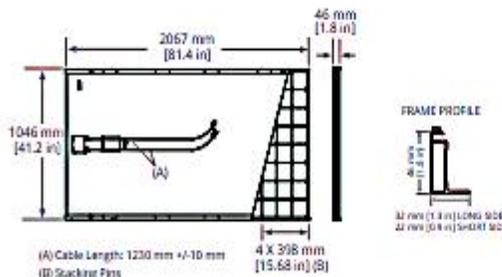
| Electrical Data                                |                        |                 |                 |
|--|------------------------|-----------------|-----------------|
|  | SPR-X21-470-COM        | SPR-X21-450-COM | SPR-X20-445-COM |
| Nominal Power (P <sub>nom</sub> ) <sup>1</sup> | 470 W                  | 460 W           | 445 W           |
| Power Tolerance                                | +5/-0%                 | +5/-0%          | +5/-0%          |
| Avg. Panel Efficiency <sup>6</sup>             | 21.7%                  | 21.3%           | 20.6%           |
| Rated Voltage (V <sub>mpp</sub> )              | 77.6 V                 | 77.3 V          | 76.5 V          |
| Rated Current (I <sub>mpp</sub> )              | 6.06 A                 | 5.95 A          | 5.82 A          |
| Open-Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )        | 91.5 V                 | 90.5 V          | 90.0 V          |
| Short-Circuit Current (I <sub>sc</sub> )       | 6.45 A                 | 6.39 A          | 6.24 A          |
| Max. System Voltage                            | 1000 V UL & 1000 V IEC |                 |                 |
| Maximum Series Fuse                            | 15 A                   |                 |                 |
| Power Temp. Coef.                              | -0.29% / °C            |                 |                 |
| Voltage Temp. Coef.                            | -223.2 mV / °C         |                 |                 |
| Current Temp. Coef.                            | 2.9 mA / °C            |                 |                 |

| Tests And Certifications    |  |
|-----------------------------|--|
| Standard Tests <sup>7</sup> | UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730                                |
| Management System Certs     | ISO 9001:2015, ISO 14001:2015  |
| EHS Compliance              | RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC:163, PV Cycle                      |
| Sustainability              | Cradle to Cradle Certified™ Silver (contributes to LEED categories) <sup>8</sup> |
| Ammonia Test                | IEC 62716  |
| Desert Test                 | 101109/PVSC_2013.6744437   |
| Salt Spray Test             | IEC 61701 (maximum severity)   |
| PID Test                    | 1000V; IEC62804, PVEL 600hr duration   |
| Available Listings          | UL, TUV, CEC   |

| Operating Condition And Mechanical Data |  |
|---|--|
| Temperature                             | -40° F to +185° F (-40° C to +85° C)                               |
| Impact Resistance                       | 1 inch (25 mm) diameter ball at 52 mph (23 m/s)                    |
| Appearance                              | Class B  |
| Solar Cells                             | 128 Monocrystalline Maxeon Gen III                                 |
| Tempered Glass                          | High transmission tempered anti-reflective                         |
| Junction Box                            | IP-65, 1230 mm cables / MC4 compatible                             |
| Weight                                  | 56 lbs (25.4 kg)   |
| Max. Load                               | Wind: 50 psf, 2400 Pa front & back<br>Snow: 112 psf, 5400 Pa front |
| Frame                                   | Class 2 silver anodized; stacking pins                             |

REFERENCES

- 1 SunPower 360W compared to a Conventional Panel on same sized arrays (250W, 16% efficient, approx. 1.6 m<sup>2</sup>) 4% more energy per watt based on 30yr module characterization and PVarr, 0.75%/yr slower degradation (Lampeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate" SunPower white paper, 2013)
- 2 "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower whitepaper, May 2015. Useful life is 90 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- 3 X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers listed in 2013 report, 3 additional panels in 2014. Ferrara, C., et al. "Fraunhofer IZD Durability Initiative for Solar Modules: Part 2". Photovoltaics International, 2014.
- 4 See us.sunpower.com/home-solar-system-warranty for more details.
- 5 Standard Test Conditions (1000 W/m<sup>2</sup> irradiance, AM 1.5, 25° C) NREL calibration Standard SCMS current, LACCIS FF and Voltage.
- 6 Based on average of measured power values during production.
- 7 Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.
- 8 See subpage for details.



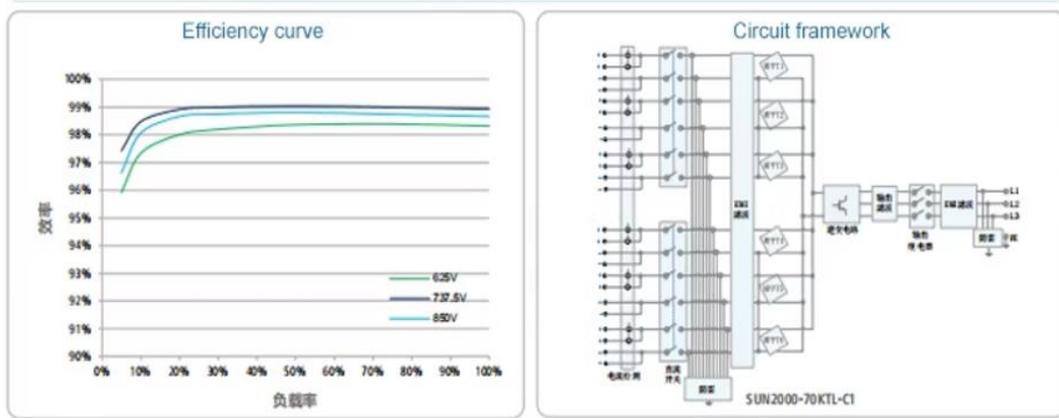
Please read the safety and installation guide.

Document # 52-035 Rev B (LTR)\_US

©September 2017 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo and MAXEON are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®

# Anexo 3: Datos Técnicos Inversor Solar SUN2000-70KTL-C1



## Product Parameters

|  |            |
|--|------------|
| Efficiency                                     |            |
| Maximum efficiency                             | 99%        |
| The input                                      |            |
| Maximum input voltage                          | 1100V      |
| Maximum input current per MPPT channel         | 22A        |
| Maximum short circuit current per MPPT channel | 30A        |
| MPPT voltage range                             | 200V~1000V |
| Rated input voltage                            | 750V       |
| Maximum input number                           | 12         |
| Number of MPPT                                 | 6          |
| The output                                     |            |
| Rated output                                   | 70,000W    |
| Maximum apparent power                         | 77,000VA   |
| Maximum active power                           | 77,000W    |

## Anexo 4: Datos Técnicos Cargador Eléctrico de EV

EN+

### Mobox Series DC Charger

Mobox Series DC Charger features an integrated portable design characterised by compact size and lightweight construction. This design allows for quick power connection, easy mobility and convenient vehicle transport.

EU Standard



#### Innovative

- Anti-theft screw
- App control & operation
- Faster charging with smaller installation space

#### Intelligent

- 10" touch display
- OCPP 1.6 J3008

#### Flexible

- Wall-mount / Pole-mount (Optional)
- Start Mode: App / QR code / RFID Card / POS (Optional)

#### Secure and Safe

- Modular design, easy to repair and replace
- IP54 high ingress protection level
- MID Meter (Optional)

CE CB

## Mobox Series DC Charger

| Datasheet                | Model                  | DC030K  | DC040K  |
|--------------------------|------------------------|---|---------|
| Electrical Specification | Power Supply           | 3P+N+PE   | 3P+N+PE |
|                          | Input Voltage          | 400V AC ±10%  |         |
|                          | Input Current          | 47A   | 63A     |
|                          | Input Frequency        | 50 / 60HZ   |         |
|                          | Output Voltage         | 200-1000V DC  |         |
|                          | Maximum Output Current | 100A  | 133.3A  |
|                          | Maximum Output Power   | 30kW  | 40kW    |
| Basic Attributes         | Charge Connector       | C552  |         |
|                          | Number of Cable        | 1   |         |
|                          | Cable Length           | 5m  |         |
|                          | Enclosure              | Galvanized Steel  |         |
|                          | Installation           | Wall-mount / Pole-mount (Optional)  |         |
| Interactive Interface    | LED Indicator          | Green / Yellow / Red  |         |
|                          | LCD Display            | 10" Color Touch Display   |         |
|                          | RFID Reader            | Mifare ISO / IEC 14443 A&B  |         |
|                          | Start Mode             | App / QR code / RFID Card / POS (Optional)  |         |
| Communication            | Wi-Fi & Ethernet       | Standard  |         |
|                          | 4G                     | Yes   |         |
|                          | OCPP                   | OCPP 1.6 J2013  |         |
| Electrical Parameter     | Efficiency             | Max 95.5%   |         |
|                          | Power Factor           | ≥0.99@50%-100% Loading  |         |
|                          | THD                    | ≤5%@100% Loading  |         |
|                          | Ripple Factor          | ≤±7%  |         |
| Safety                   | RCD                    | Type A  |         |
|                          | Emergency Stop         | Yes   |         |
|                          | Ingress Protection     | IP54  |         |
|                          | Impact Protection      | IK10 (w / o Screen)   |         |
|                          | Electrical Protection  | Over current protection, Residual current protection, Short circuit protection, Surge protection, Over / Under voltage protection, Over / Under frequency protection, Over / Under temperature protection |         |
|                          | Certification          | CE / CB   |         |
|                          | Certification Standard | EN IEC 61851-1:2019 IEC 61851-1:2017 IEC 61851-21-2:2021 EN 61851-23:2014 EN 61851-24:2014  |         |
|                          | Warranty               | 2 Years   |         |
| Working Environment      | Cooling Method         | Fan Cooling   |         |
|                          | Noise                  | ≤65dB@22°C  |         |
|                          | Operation Temperature  | -30°C ~+50°C  |         |
|                          | Work Humidity          | 5%-95%  |         |
|                          | Work Altitude          | <2000m  |         |
| Package                  | Product Dimension      | 550*300*850mm (W*D*H)   |         |
|                          | Package Dimension      | 650*960*400mm (L*W*H)   |         |
|                          | Net Weight             | 79kg  |         |
|                          | Gross Weight           | 110kg   |         |
|                          | External Package       | Wood Case   |         |

