



# **DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIN EXCEDENTES EN EL CAMPUS DE LA UNIA DE LA RÁBIDA, INTEGRADA EN LOS ELEMENTOS ARQUITECTÓNICOS**

Autora: Gabriela Leiva Carballeira

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

Modalidad: “Profesional”

Diciembre / 2022

Tutor: Joaquín Tovar Pescador.

**D. Joaquín Tovar Pescador** DNI: 24811905B y cargo profesor en el departamento de Física de la Universidad de Jaén

**INFORMAN:**

Que el trabajo titulado **“Diseño e implementación de instalación solar fotovoltaica sin excedentes en el campus de la UNIA de La Rábida, integrada en los elementos arquitectónicos”** presentado por **Dña. Gabriela Leiva Carballeira** con **D.N.I.: Y8411188X**, ha sido realizado en bajo mi dirección, y AUTORIZO su presentación y defensa como **Trabajo Fin de Máster** (Modalidad: “Profesional”), para el Máster Universitario en Tecnología Ambiental de la Universidad Internacional de Andalucía.

En Huelva, a 09 de diciembre de 2022

Fdo.: Joaquín Tovar Pescador.

## RESUMEN

Los valores de las variables meteorológicas medidas en Santa María de la Rábida hacen viable la zona para el establecimiento de sistemas fotovoltaicos para consumo energético en la sede de la UNIA, la cual presenta un consumo eléctrico anual en residencia estudiantil, aulas y biblioteca de 377793 kWh, con mayor expresión en el período 2 en los meses de enero y febrero pertenecientes a la temporada de invierno, y con un porcentaje menor de coincidencia entre el perfil de consumo y las horas de producción solar del 83,33% en el mes de diciembre, lo que indica la factibilidad de utilización de la energía fotovoltaica para suplir dicho consumo, de igual forma la máxima potencia consumida puntualmente de 75 kW para la Zona I y de 63 kW para la Zona II, permite proyectar para la generación de energía eléctrica que abastezca su demanda una instalación solar fotovoltaica en modalidad de autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW, que implica además facilidades en su tramitación administrativa, la cual estará conformada por 261 paneles solares de la marca comercial SunPower Maxeon 3, de tecnología monocristalina estándar de 400 Wp, con una distancia de 2,20 y 2,30 metros entre líneas de paneles de la zona II y I respectivamente, que cubrirán un área de 1200 m<sup>2</sup> sobre la cubierta de la edificación que ocupan las aulas y bibliotecas en el campus de la UNIA, de las cuales 18 están dispuestas en serie y 29 en paralelo, y dos inversores de conexión a red de 60 kW y 40 kW y tardaría menos de 3 años en lograr su amortización, con un ahorro muy significativo a partir de este momento.

## **ABSTRACT**

The values of the meteorological variables measured in Santa Mária de la Rábida make the zone viable for the establishment of photovoltaic systems of energy consumption at the the UNIA headquarters. The headquarters has an annual electricity consumption of 377793 kWh divided in student residence (zone I), classroom and library (zone II), with higher usage in period 2 (January and February), and with lower percentage of coincidences between profile consumption and solar production hours with 83,33% in December. This indicates the feasibility of using photovoltaic energy to supply those consumptions. Equally the maximum power consumed of 75kw in zone I (student residence) and 63kw in zone II (classrooms and library) allows projecting a solar photovoltaic installation to generate electric energy to supply its demand in self-consumption without surplus of up to 100 kW. Furthermore this implies facilities in the administrative processing, which will consist of 261 solar panels of the commercial brand SunPower Maxeon 3, of standard monocrystalline technology of 400 Wp, with a distance of 2,20 and 2,30 meters between lines of panels in zone II and I respectively, which will cover an area of 1200 m<sup>2</sup> on the roof of the building occupied by the classrooms and libraries on the UNIA campus, of which 18 are arranged in series and 29 in parallel, and two inverters for grid connection of 60 kW and 40 kW and would take less than 3 years to achieve its amortization, with very significant savings from this moment on.

## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría agradecer a todas aquellas personas que estuvieron al tanto de este proceso y a los que han colaborado de una forma u otra para la realización del trabajo, entre ellos a mi tutor Joaquín Tovar Pescador, por la paciencia, disponibilidad y orientación y a los compañeros de la UNIA, Agustín y Morón por la documentación brindada.

A mi familia toda, por los ánimos y la confianza: a mi mamá, mi papá, mis hermanos, mi abuela, mi esposo, mi suegra, mi tía y primos. Aunque casi todos lejos, fueron fundamentales en esta travesía. Esto es por ustedes y para ustedes.

Y a mí, para poder seguir adelante.

## ÍNDICE.

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1. Estado del arte. ....	1
1.1.1. El Sol como fuente de energía. ....	1
1.1.2. Energía renovable. La energía fotovoltaica. ....	1
1.1.3. Sistema fotovoltaico.....	3
1.1.3.1. Partes que componen un sistema fotovoltaico.....	4
1.1.4. Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo. ....	7
1.1.5. Integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos. ....	9
1.2. Problemática.....	10
1.3. Hipótesis.....	11
1.4. Objetivos.....	11
1.4.1. Objetivo general.....	11
1.4.2. Objetivos específicos.....	11
<b>CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS</b> .....	12
2.1. Área de estudio .....	12
2.2. Muestreos y pretratamientos. ....	14
2.2.1. Variables meteorológicas. ....	14
2.2.2. Análisis de consumo.....	15
2.2.3. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica .....	17
2.2.3.1. Localización geográfica. ....	17
2.2.3.2. Orientación e inclinación de módulos. ....	17
2.2.3.3. Especificaciones del sistema. ....	17
2.2.3.4. Definición del sistema.....	18
2.2.4. Relación coste/beneficio.....	18
<b>CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.</b> .....	20
3.1. Variables meteorológicas. ....	20
3.2. Análisis de consumo.....	24
3.3. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica. ....	29
3.3.1. Localización geográfica .....	29
3.3.2. Orientación e inclinación de módulos .....	29
3.3.3. Especificaciones del sistema.....	30
3.3.4. Definición del sistema.....	32

3.3.4.1. Zona I: Residencia estudiantil.....	33
3.3.4.2. Zona II: Aulas y biblioteca.....	40
3.3.4.3. Resumen del sistema.....	47
3.4. Relación coste/beneficio.....	48
3.4.1. Precio de la luz.....	48
3.4.2. Inversión.....	49
3.4.3. Amortización.....	50
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>52</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>53</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>57</b>
Anexo I: Ficha técnica Panel SunPower Maxeon 3.....	57
Anexo II: Ficha técnica Inversor Huawei Technologies, 60 kW.....	59
Anexo III: Resultados simulación Zona I: residencia.....	61
Anexo IV: Ficha técnica Inversor Huawei Technologies, 40 kW.....	67
Anexo V: Resultados simulación Zona II: aulas y biblioteca.....	69
Anexo VI: Ficha técnica de la estructura de los paneles.....	75

## ÍNDICE DE FIGURAS.

<b>Figura 1.</b> Tipos de células fotovoltaicos.....	6
<b>Figura 2.</b> Localización de la zona de estudio.....	12
<b>Figura 3.</b> Zonas en las que está dividido el Campus de la Sede de la UNIA.....	13
<b>Figura 4.</b> Zonas de la UNIA donde se instalará el sistema fotovoltaico.....	14
<b>Figura 5.</b> Distribución de períodos de la tarifa 3.1 A.....	16
<b>Figura 6.</b> Radiación solar en España. Fuente: Efimarket.....	20
<b>Figura 7.</b> Mapa solar. Fuente: Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF).....	21
<b>Figura 8.</b> Temperatura media en 0C. Período 1996-2017. Fuente: PVSyst.....	22
<b>Figura 9.</b> Irradiación media. Período 1996-2017. Fuente: PVSyst.....	22
<b>Figura 10.</b> Parámetros climatológicos de La Rábida. Fuente: PVSyst.....	23
<b>Figura 11.</b> Consumo eléctrico mensual de P1, P2 y P3. Zona I de la UNIA. Elaboración propia.....	24
<b>Figura 12.</b> Consumo eléctrico mensual de P1, P2 y P3. Zona II de la UNIA. Elaboración propia.....	25
<b>Figura 13.</b> Potencia mensual consumida en los períodos evaluados en la Zona I. Fuente: Elaboración propia.....	26
<b>Figura 14.</b> Potencia mensual consumida en los períodos evaluados en la Zona II. Fuente: Elaboración propia.....	26
<b>Figura 15.</b> Índice de claridad kt. Fuente: PVSyst.....	28
<b>Figura 16.</b> Plano inclinado global. Fuente: PVSyst.....	28
<b>Figura 17.</b> Localización geográfica en coordenadas. Fuente: PVSyst.....	29
<b>Figura 18.</b> Orientación e inclinación de los paneles FV. Fuente: PVSyst.....	30
<b>Figura 19.</b> Eficiencias de células solares y potencias de panel según la tecnología utilizada. Fuente: Energy Trend. Feb. 2018.....	32
<b>Figura 20.</b> Especificaciones del sistema. Fuente: PVSyst.....	33
<b>Figura 21.</b> Definición del sistema de red para la residencia estudiantil. Fuente: PVSyst.....	34
<b>Figura 22.</b> Simulación del sistema fotovoltaico propuesto para la residencia estudiantil. Fuente: PVSyst.....	35
<b>Figura 23.</b> Diagrama entrada/salida diaria, Zona I. Fuente: PVSyst.....	36
<b>Figura 24.</b> Producciones normalizadas, Zona I. Fuente: PVSyst.....	38
<b>Figura 25.</b> Proporción de rendimiento, Zona I. Fuente: PVSyst.....	38
<b>Figura 26.</b> Diagrama de pérdidas, Zona I. Fuente: PVSyst.....	40
<b>Figura 27.</b> Definición del sistema de red para aulas y biblioteca. Fuente: PVSyst.....	41
<b>Figura 28.</b> Simulación del sistema fotovoltaico propuesto para las aulas y biblioteca. Fuente: PVSyst.....	42
<b>Figura 29.</b> Diagrama entrada/salida diaria, Zona II. Fuente: PVSyst.....	43
<b>Figura 30.</b> Producciones normalizadas, Zona II. Fuente: PVSyst.....	45
<b>Figura 31.</b> Proporción de rendimiento, Zona II. Fuente: PVSyst.....	45
<b>Figura 32.</b> Diagrama de pérdidas, Zona II. Fuente: PVSyst.....	46



<b>Figura 33.</b> Promedio mensual del precio del MWh en el mercado mayorista español. Fuente: OMIE .....	49
<b>Figura 34.</b> Por ciento del coste relativo a cada concepto. Fuente: Elaboración propia. .....	50

## ÍNDICE DE TABLAS.

<b>Tabla 1.</b> Características de diferentes tipos de células fotovoltaicas más usadas. Fuente: Elaboración propia. ....	5
<b>Tabla 2.</b> Energía en Megajulios 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.....	23
<b>Tabla 3.</b> Horarios de invierno y verano según la tarifa 3.1A. Fuente: Elaboración propia. ....	24
<b>Tabla 4.</b> Número medio de horas diarias de sol útiles. ....	27
<b>Tabla 5.</b> Factores de sombreado lineal. Zona I. Fuente: PVSyst. ....	35
<b>Tabla 6.</b> Balance y resultados principales, Zona I. Fuente: PVSyst.....	36
<b>Tabla 7.</b> Coeficientes de rendimiento normalizados, Zona I. Fuente: PVSyst.....	37
<b>Tabla 8.</b> Factores de sombreado lineal. Zona II. Fuente: PVSyst. ....	42
<b>Tabla 9.</b> Balances y resultados principales, Zona II. Fuente: PVSyst. ....	43
<b>Tabla 10.</b> Coeficientes de rendimiento normalizados, Zona II. Fuente: PVSyst.....	44
<b>Tabla 11.</b> Resumen de la instalación FV. Fuente: Elaboración propia.....	47
<b>Tabla 12.</b> Inversión general de la instalación FV. Elaboración propia.....	50

# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Estado del arte.

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

Existe consenso al considerar que el planeta tierra tiene un sistema energético en equilibrio, el cual recibe una gran cantidad de energía que se utiliza para todos los fenómenos físicos y para mantener la vida, donde más del 99% proviene del sol. Los rayos solares se propagan a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas que transportan energía. La radiación emitida por el sol, de gran importancia para la vida, es también la causante de todo lo que ocurre en el clima, como afirma el Britannica Group, I. (2020).

Esta fuente de energía, asegura Magán (2017) se puede considerar inagotable, y a pesar de que debido a diferentes factores atmosféricos de toda la energía que se irradia sólo una pequeña parte es capaz de llegar al planeta, ésta es 10000 veces mayor que el consumo energético actual, por lo que según Valdez *et al.* (2007) el problema no está en la cantidad de energía que se dispone sino en la dificultad de aprovecharla al máximo.

Badii *et al.* (2015) y Cervera (2019) afirman que el aprovechamiento de la radiación solar y su conversión en energía es un descubrimiento relativamente reciente: en el año 1839 el físico francés Alexandre Edmond Becquerel, estudiando los efectos eléctricos descubrió como se puede generar voltaje cuando un material se expone a la energía solar; en el año 1884 el inventor Charles Fritts al tratar de mejorar este tipo de generación de energía logró, con selenio cubierto por una delgada capa de oro, fabricar la primera célula solar, la que por su baja eficiencia (1%) y su costo elevado de fabricación no se generalizó, ni comercializó y posteriormente en 1905 Albert Einstein descubrió como los fotones enlazados entre sí por medio de un circuito pueden generar electricidad, conocido como efecto fotoeléctrico.

La radiación solar recibida en la superficie terrestre varía por la composición atmosférica del planeta más específicamente por efectos de absorción y dispersión. Los flujos radiantes, cantidad de energía que llega a un punto, dependen además de otros factores como la altitud, latitud y nubosidad. La radiación percibida en la superficie de la tierra es medida en términos de irradiancia e irradiación que en unidades se representan en Watts por metro cuadrado ( $W/m^2$ ) y Watts hora por metro cuadrado ( $Wh/m^2$ ). Una forma más cómoda y simplificada de representar la irradiancia es expresarla en horas sol pico al día (HSP) obtenida del cociente de la irradiancia  $1000 W/m^2$ , es decir que en una hora sol pico hay una producción de  $1000 W/m^2$  de potencia (Bachour, 2015).

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

Las fuentes de energía renovable se caracterizan por ser inagotables y por presentar un reducido impacto ambiental. De entre todas las fuentes de energías renovables,

(biomasa, geotérmica, eólica, fotovoltaica, mareomotriz, termosolar e hidráulica) la energía fotovoltaica es la tercera más importante en términos de capacidad global instalada, tras la energía hidráulica y la eólica.

Las energías renovables, proporcionan energía eléctrica de manera más limpia que las energías convencionales procedentes de combustible fósil, también presentan beneficios sociales como la creación de empleos cualificados en actividades de ingeniería, fabricación, instalación y mantenimiento, investigación e innovación tecnológica. El informe de 2021 de la Red Eléctrica de España, dice que la generación procedente de fuente de energía renovable produjo el 46,6% de toda la electricidad en el país, que implica un crecimiento de 9,9% más que el año anterior.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable, que produce electricidad a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor, lo que se conoce como célula fotovoltaica. Este tipo de energía se usa para producir electricidad a gran escala mediante redes de distribución o para abastecer aparatos autónomos, viviendas, entre otros y su tecnología ha avanzado mucho en los últimos años.

Tradicionalmente se había planteado que la energía fotovoltaica junto a otras energías renovables como la eólica no eran fácilmente predecibles, y por tanto los cambios, difíciles de controlar debido en lo fundamental a su dependencia a las condiciones meteorológicas, radiación y temperatura para producir energía. En realidad, señala Tovar (2022) lo que no es fácilmente predecible es el propio recurso solar, pero los avances actuales en los sistemas de predicción permiten conocer con bastante exactitud lo que habrá en un tiempo determinado.

También se ha producido un aumento constante en la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial, motivada por la necesidad de dar respuesta a los retos del sector energéticos entre los que destaca la creciente preocupación por la emisión al medio ambiente de gases de efecto invernadero causantes entre otros del cambio climático según el IPCC (2022), a lo que se une según el criterio dado por autores como Owen (2010), Hughes (2011), Unión Española Fotovoltaica (2019), Sempere (2019), el interés que provoca el agotamiento inevitable de algunas fuente de energía eléctrica basadas en combustibles fósiles que llevan aparejada el aumento del coste asociado a su producción y la necesidad de algunos países especialmente los europeos de asegurar su independencia energética.

España fue un país pionero en investigación y aprovechamiento de la energía solar. En la década de los 80, se crearon en este país las primeras instalaciones fotovoltaicas, las que eran sistemas de abastecimiento aislado. En el año 1984, se construyó la primera planta piloto de fotovoltaica conectada a red en San Agustín de Guadalix (Madrid) que tenía una potencia de 100 kWp. Una década más tarde, se empezaron a instalar sistemas de conexión a red, la más importante fue la planta Toledo – PV con una potencia de 1 MW.

La producción de un sistema fotovoltaico conocida con exactitud y suficiente antelación facilita su integración a los sistemas eléctricos, lo que justifica el desarrollo de nuevas investigaciones y su aplicación práctica y ha permitido que el mercado fotovoltaico europeo experimente un crecimiento de la potencia nueva instalada de un 37%, donde España ocupa la quinta posición con 5,92 GW (ANPIER, 2018).

Este país, debido a su posición geográfica, cuenta con unas condiciones idóneas para el aprovechamiento de la energía solar, ya que posee una gran cantidad de 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.

Lo anteriormente expresado, unido al abaratamiento de esta tecnología más limpia y con costos ajustados es uno de los puntos determinantes que hacen que cada vez se apueste más por ella. Por eso, en los últimos años hay aumento de la inversión para su desarrollo y los proyectos que persiguen la manera de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que permite que la energía fotovoltaica se presenta como la tercera fuente de energía renovable, de generación eléctrica en España, y representa respecto al total de energía renovables, el 6,7% de la potencia instalada a nivel nacional, el 4,7% de la generación eléctrica nacional y el 21,1% de generación fotovoltaica, con un crecimiento de un 37% en el 2021 y una generación de 1018 GWh, un 37% más que en el 2020 (REE, 2021).

### **1.1.3. Sistema fotovoltaico.**

Un sistema fotovoltaico es aquel que aprovecha la energía del sol para transformarla en energía eléctrica que puede ceder a la red convencional para ser consumida por cualquier usuario conectado a ella (Perpiñán, 2015). Este sistema destaca, al decir de García (2018) por su facilidad de instalación, fiabilidad, larga duración, su bajo coste de operación y mantenimiento y el hecho de que la gran modularidad de estas instalaciones permite abordar proyectos de forma escalonada y adaptarse a las necesidades o recursos económicos de cada usuario, y que no produce emisiones de efecto invernadero.

La energía solar fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica mediante un dispositivo semiconductor que se denomina célula fotovoltaica. El semiconductor se excita al exponerse a la radiación solar, produciéndose una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de las células permite la obtención de mayores diferencias de potencial, formándose los llamados paneles o módulos fotovoltaicos.

En la actualidad los módulos fotovoltaicos pueden tener potencias superiores a los 400 W, y su eficiencia alcanza valores de hasta el 20%. La asociación de paneles fotovoltaicos en serie y en paralelo permite la creación de plantas solares de cientos de MW, pero también puede ser empleada para satisfacer una parte importante de la

demanda eléctrica de hogares y otros particulares en sistemas situados en cubiertas de edificios o viviendas. La modularidad de esta tecnología es una de sus grandes ventajas (García, 2018).

Uno de sus inconvenientes es su variabilidad con las condiciones ambientales, las cuales afectan al rendimiento del sistema (días nublados sin sol), si bien esta variabilidad es menor que en el caso de la energía eólica. Los paneles también ven afectado su rendimiento por la inclinación, orientación y las sombras, por lo que será necesario un adecuado estudio del emplazamiento de los sistemas (Mérida, 2020).

Durante los últimos años, en el campo de la actividad fotovoltaica, los sistemas de conexión a la red eléctrica constituyen la aplicación que mayor expansión ha experimentado. La extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permite, por un lado, optimizar su diseño y funcionamiento y, por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental.

Es necesario que la energía solar fotovoltaica se integre de manera efectiva a los sistemas eléctricos, por lo que se requiere que la producción de un generador sea conocida de antemano para poder incluirlo en la planificación del sistema eléctrico con el objetivo de que la producción programada para los distintos generadores iguale a la demanda esperada. Ya IEA (2013) había señalado que además de equilibrar la demanda esperada, esta energía debe ser capaz de proporcionar servicios auxiliares al sistema eléctrico tales como: compensación de desequilibrio entre generación y consumo, regulación de tensión o inyección de potencia reactiva.

La potencia de salida de un sistema fotovoltaico trabajando bajo condiciones reales de operación, aseguran Alonso-Abella *et al.* (2014) está influida por muchos factores ambientales. Ya Katsumata *et al.* (2011) había seleccionado como los tres factores más decisivos en el rendimiento del módulo fotovoltaico a la irradiancia, la distribución del espectro solar y la temperatura del módulo, con lo que coinciden autores como Rouholamini *et al.* (2014), Mora (2015) y Huld *et al.* (2015) quienes plantean que a su vez la temperatura de operación del módulo está influida por muchos factores, entre los que cabe destacar, principalmente, la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento; los últimos autores reconocen la influencia de otros factores externos en la productividad eléctrica del módulo.

#### **1.1.3.1. Partes que componen un sistema fotovoltaico.**

Para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico asegura Bachour (2015) es importante conocer el consumo que va a suplir el sistema, así como las condiciones meteorológicas de la zona de instalación para determinar la capacidad de cada equipo requerido. Por su parte Oliveti *et al.* (2014) habían señalado que dependiendo de la necesidad del sistema fotovoltaico sus componentes se adecuarán, es decir presentará variaciones en la cantidad y tipo de elementos usados en el mismo.

El corazón del sistema fotovoltaico es el módulo, pero para hacer que la energía eléctrica producida por esta herramienta se pueda usar, se requiere de otros elementos que se conocen como balance del sistema bos, que estará compuesto por los materiales mencionados por la revista “Solar Electric System Desing, Operation and Installation”, tales como: inversor, controlador de carga, batería, más otros específicos según el tipo de instalación.

- **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 o 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.

Descripción	Acrónimo	Tamaño grano	Método de producción	Efectividad
Monocristalino	sc-Si	>10 cm	Czochralski	18 al 21%
Policristalino	pc-Si	1µm-1mm	Colada	16 al 20%
Amorfo	a-Si:H	<1nm	PECVD	8 al 10%

*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 Hechavarría (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.

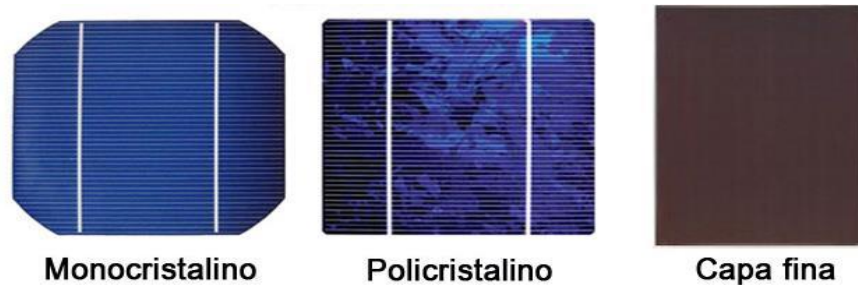


Figura 1. Tipos de células fotovoltaicas.

- **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.

- **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 queme 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).

- **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

- **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 la empresa colombiana Centelsa, (2015) 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.

- **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 autoconsumidor, 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 autoconsumida 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 RDL 244/2019 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 energía solar, 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, conlleva 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 Oton, 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 a seguir 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**

Como parte de los esfuerzos mundiales por reducir el consumo de portadores energéticos fósiles, y la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presenta, la Universidad Internacional de Andalucía (UNIA), en su sede de Santa María de la Rábida, en la localidad de Palos de la Frontera en Huelva, consideró la instalación de un sistema de energía renovable basada en la producida por el sol, es decir, fotovoltaica (FV), en el edificio de aulas y biblioteca, que cuenta con una gran superficie plana, de fácil acceso y libre de obstáculos que proporcionen sombras y con un menor impacto visual respecto a otras zonas de la mencionada institución.

La dependencia energética con el exterior, así como la creciente necesidad de disminuir los impactos negativos sobre el medio ambiente, justifica la necesidad de realizar investigaciones que permitan resolver el problema científico identificado: ¿qué sistema solar fotovoltaico implementar para la generación de energía eléctrica que satisfaga la demanda eléctrica suficiente en las instalaciones de aula y biblioteca de la sede de la UNIA de Santa María de la Rábida?

### **1.3. Hipótesis**

El diseño de un sistema FV capaz de suministros en alta tensión, optimiza la captación solar y con menor impacto ambiental, favorece independencia energética de la sede de la UNIA de Santa María de la Rábida.

### **1.4. Objetivos**

#### **1.4.1. Objetivo general**

Implementar una instalación solar fotovoltaica sin excedentes en el Campus de la UNIA de la Rábida integrada en los elementos arquitectónicos.

#### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Caracterizar variables meteorológicas en la sede Santa María de la Rábida, en la localidad de Palos de la Frontera en Huelva.
- Realizar el estudio energético de la sede Santa María de la Rábida, en la localidad de Palos de la Frontera en Huelva.
- Diseñar el sistema fotovoltaico que garantice el suministro eléctrico en alta tensión.
- Determinar el beneficio económico-ambiental de la implementación del sistema fotovoltaico propuesto.

## CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS

Para el desarrollo del capítulo se utilizó el software PVSyst. A éste se le facilitan datos de muestras obtenidas por búsquedas bibliográficas que se utiliza para el dimensionado, estudio y simulación de sistemas fotovoltaicos. Ofrece la posibilidad de analizar diversas configuraciones de sistemas ya sea aislado, conectados a red o sistemas de bombeo.

El programa cuenta con diferentes bases de datos para la obtención de los informes meteorológicos. Para este estudio se seleccionó la de Meteonorm 8.0 (1996-2017) que era la que brindaba la información más actualizada.

Para realizar una simulación de este tipo es muy importante disponer de datos meteorológicos básicos como los que ofrece el software, donde se perciben los valores medios mensuales a lo largo de un poco más de 20 años.

### 2.1. Área de estudio

El área de estudio se encuentra ubicada en la localidad de Palos de la Frontera, en la provincia de Huelva, donde radica la sede de la Universidad Internacional de Andalucía (UNIA) en Santa María de la Rábida, domiciliada en Ctra. Palos de la Frontera-La Rábida s/n (figura 2).

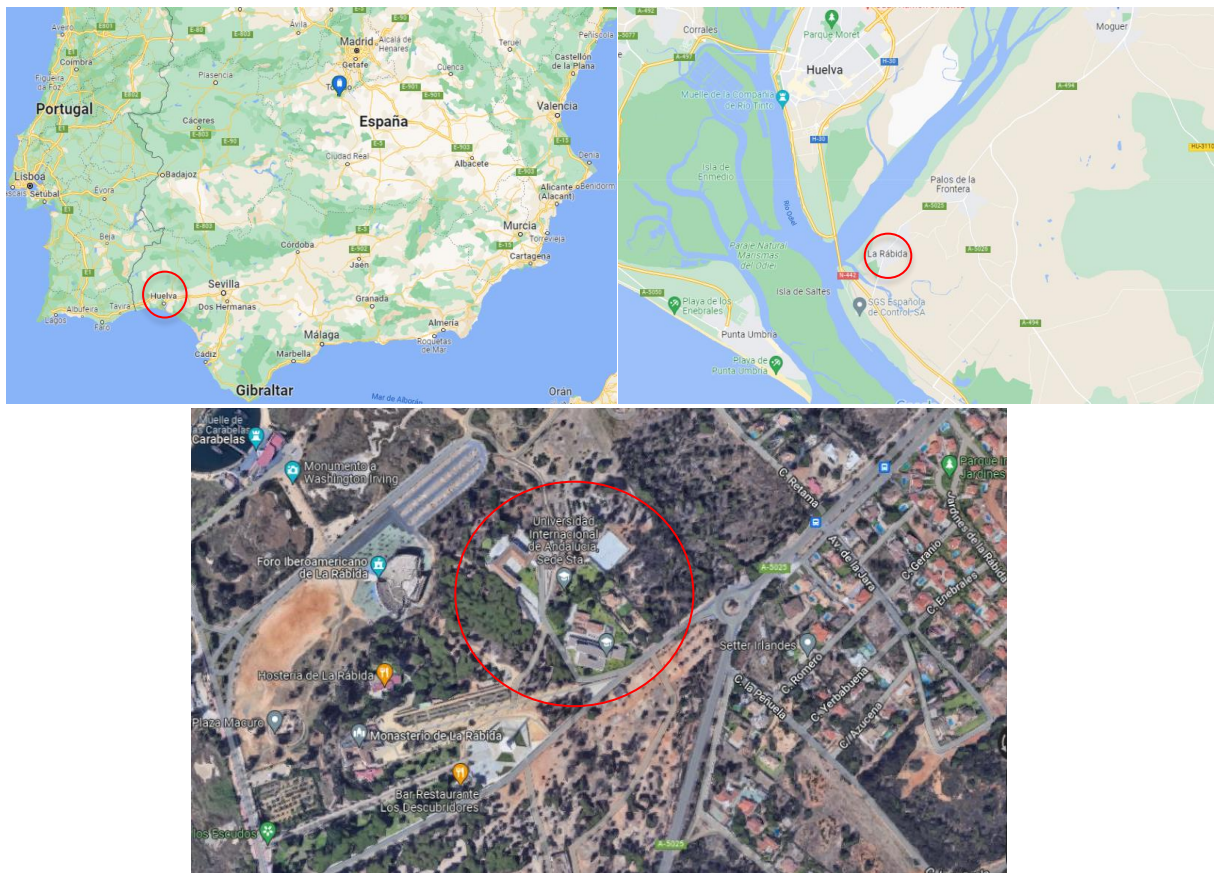


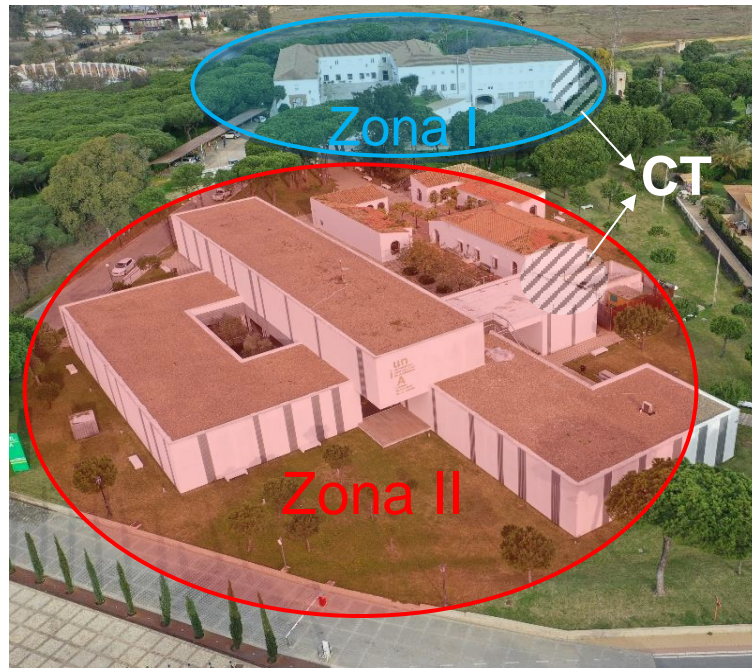
Figura 2. Localización de la zona de estudio.

El Campus de esta sede comprende dos zonas (figura 3):

Zona I: corresponde a la más antigua y es donde se encuentra la residencia estudiantil.

Zona II: corresponde a los Jardines de La Rábida, donde se localizan las aulas y biblioteca del centro.

Cada zona posee su propio Centro de Transformación (CT), lo que permite la individualidad para cada área.



*Figura 3. Zonas en las que está dividido el Campus de la Sede de la UNIA.*

El lugar elegido para la instalación FV son las cubiertas del edificio de aulas y biblioteca que se localizan en la Zona II (figura 4) ya que cuenta con una gran superficie plana construida de 1200 m<sup>2</sup>. Es de fácil acceso y libre de obstáculos que proporcionen sombras, también el impacto visual en esta zona es mucho menor que en cualquier otra de la UNIA, ya que las otras cubiertas, como las planas de alrededor, reciben sombra de la parte constructiva más elevada y las otras más próximas, por su inclinación a dos aguas, son vistas, y cualquier modificación en su estructura, no pasa desapercibida.

La modalidad elegida para la instalación FV es la de autoconsumo sin excedentes. Esta instalación de generación está destinada 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, pero este estudio no forma parte del trabajo.



*Figura 4. Zonas de la UNIA donde se instalará el sistema fotovoltaico.*

## **2.2. Muestreos y pretratamientos.**

Para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico es importante conocer el consumo que va a suplir el sistema, así como las condiciones meteorológicas de la zona de instalación para determinar la capacidad de cada equipo requerido. En dependencia de la necesidad del sistema fotovoltaico sus componentes se adecuarán, es decir presentará variaciones en la cantidad y tipo de elementos usados en el mismo.

Técnicamente se requiere estimar previamente cuál será la producción energética del sistema. Esta estimación en términos de kWh resulta según la literatura especializada consultada de combinar tres supuestos bien diferenciados: uno para el clima en forma de series temporales, que describen la evolución de la irradiancia horizontal y de la temperatura ambiente; otro para las condiciones de operación, en forma de series temporales que describen la irradiancia incidente, la temperatura de operación y la sombra; y, finalmente otro para la respuesta en potencia de la central a estas condiciones.

### **2.2.1. Variables meteorológicas.**

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

- La temperatura media tanto mensual como anualmente en °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  $\text{Wh/m}^2 / \text{día}$ .
- 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  $\text{Wh/m}^2\text{día}$ .

- 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 fueron obtenidos de la base de datos del software PVSyst, donde se brinda la información mensual media del período comprendido entre 1996 a 2017.

Los valores obtenidos de la irradiancia anual sobre un plano horizontal, se compararon con los propuestos en el Documento Básico HE de ahorro de Energía (Código Técnico de Edificación, 2013).

Con los valores de la radiación solar mensual incidente en un plano horizontal, se calcularon los datos de la radiación diaria recibida para el sitio experimental a lo largo de un día medio para cada uno de los meses. Esta radiación recibida es en un plano fijo, es decir, es la irradiancia que recibe un receptor fotovoltaico para 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 saber junto a las coordenadas de la localización, la inclinación óptima del receptor (grados) y su orientación (grados). En este caso su orientación será sur, ya que es la que mayor producción genera 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<sub>d</sub>).

Con estos datos, se genera para cada mes una tabla que posee la radiación horaria recibida en un plano fijo que es registrada en un día medio en esta localidad, con esta radiación se puede conocer la radiación que se recibe en un plano fijo en esta zona climática al mes y al año y obtener la radiación solar media diaria anual recibida en un plano con su inclinación óptima según la zona climática.

### **2.2.2. Análisis de consumo**

Para el desarrollo de esta investigación, se contó con los datos de consumos energéticos proporcionados por la propia Universidad. Se recogieron los datos de la facturación de Energía Eléctrica, correspondientes a los años 2019, 2020 y 2021. Debido a la pandemia, los datos de 2020 y 2021 no son representativos, puesto que

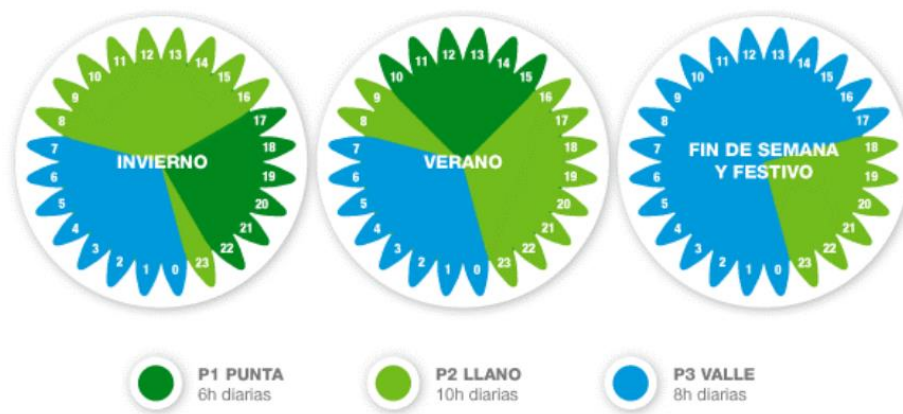


el funcionamiento de las instalaciones ha sido bastante bajo y atípico, excepto a finales de 2021, que fue cuando iniciaron las clases en la sede y los consumos se acercaron a los habituales. Por tanto, los datos de consumo eléctrico correspondientes al año 2019 son los que se tendrán en cuenta para este estudio.

La UNIA cuenta con dos contratos con la empresa distribuidora/comercializadora Endesa:

- ZONA I. Residencia Estudiantil, con CUPS<sup>1</sup> ES003110220409600EDX0F, tarifa de acceso 3.1 A y 100 kW de potencia contratada en los tres periodos: punta, llano, valle que serán a partir de ahora P1, P2 y P3 respectivamente.
- ZONA II. Jardines de La Rábida, con CUPS ES00031104774540001HG0F, tarifa de acceso 3.1 A y 65 kW de potencia contratada en los tres periodos (P1, P2 y P3)

La tarifa 3.1.A se contrata para suministros en alta tensión (> 1000 V) y menor de 450 kW. Tiene tres periodos, P1, P2, P3, cuyos horarios se muestran en la figura 5.



*Figura 5. Distribución de periodos de la tarifa 3.1 A.*

También fue importante establecer la relación que existe entre las horas de producción solar con las de mayor consumo de la instalación y, además, si influye su consumo con las horas punta (P1), llano (P2) y valle (P3) de tarificación eléctrica, por lo que se creó un perfil de consumo horario para dicha instalación para los meses de verano y otro segundo perfil de consumo para los meses de invierno.

---

<sup>1</sup> Código universal de punto de suministro. Es el número que proporcionan las distribuidoras, no solo para que los consumidores puedan dar de alta la electricidad, sino también para realizar cualquier otro tipo de trámite con la comercializadora.

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

El dimensionado 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 placas necesario se comparó el consumo de la edificación de aulas, biblioteca y la residencia estudiantil con la producción de las placas, y se seleccionó el número de placas que haga perder la menor cantidad de energía posible.

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. Esto se realizó a través del software PVSyst.

La instalación solar fotovoltaica para autoconsumo está conformada por placas solares fotovoltaicas y el inversor de conexión a red.

Este estudio se centra en el dimensionado óptimo de la instalación solar fotovoltaica sin excedentes en el Campus de la UNIA, es decir, su mejor ubicación dentro de los espacios disponibles, la potencia en vatios pico (Wp) a instalar, su coste, etcétera. Para ello se llevará a cabo la metodología establecida en el software PVSyst.

#### **2.2.3.1. Localización geográfica.**

En primer lugar, hay que conocer con exactitud la ubicación del edificio el cual se define por la región, el país, las coordenadas geográficas (latitud, longitud, altitud) y la zona horaria.

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

Se estudió la orientación y la inclinación de los módulos fotovoltaicos a fin de reducir el efecto de las sombras y para poder permitir una mayor disposición y captación de energía fotovoltaica.

Los rendimientos pueden verse por períodos (verano e invierno) e incluso, anual. En el caso de la universidad, se selecciona este indicador para todo el año por la amplia actividad que posee y, por ende, el tiempo que está en funcionamiento, ya sea por su etapa habitual de clases, por cursos de verano u otros eventos.

#### **2.2.3.3. 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 en el paso anterior. Con estas tres variables se obtiene la cantidad de paneles por medio de la siguiente ecuación:

- **Número de paneles fotovoltaicos.**

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

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

Donde

$N_{mod}$ : Número de módulos a utilizar.

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

$P_{mod}$ : 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 ( $1000 \text{ W/m}^2$ ), es decir que en una hora sol pico hay una producción de  $1000 \text{ W/m}^2$  de potencia (Bachour, 2015).

- **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.

$$P_{inv} = 1.2 \text{ WAC}$$

Donde:

$P_{inv}$ : Potencia del inversor (W).

WAC: Potencias alternas (W).

- **Determinación del cableado.**

#### **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.

#### **2.2.4. 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, se partió del cálculo de la producción real anual (kWh) y el rendimiento de la instalación; también fue necesario conocer el precio de la energía obtenido para el año 2019 por el OMIE en las horas punta, llano y valle (P1, P2, P3).

Se determinó en segundo lugar, el periodo de retorno de la instalación, a partir del cálculo del ahorro (establecido por la relación del coste anual de la instalación sin autoconsumo y con autoconsumo para cada uno de los perfiles) y con la información del coste de un wattio pico, se puede calcular el periodo de retorno.

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. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

### 3.1. Variables meteorológicas.

España debido a su posición geográfica, cuenta con unas condiciones idóneas para el aprovechamiento de la energía solar (figura 6) ya que posee una gran cantidad de 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.

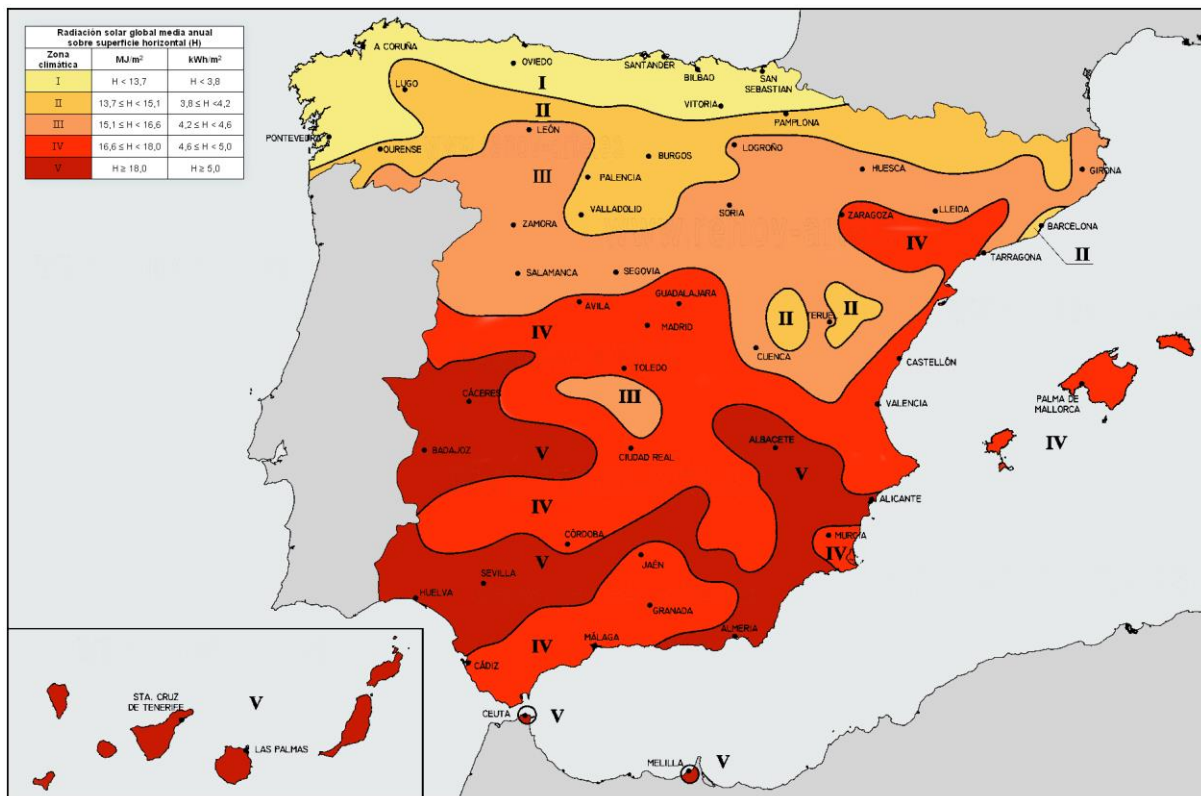


Figura 6. Radiación solar en España. Fuente: Efimarket

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 Zona V, entre las zonas climáticas de España (figura 6), 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 7, 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.

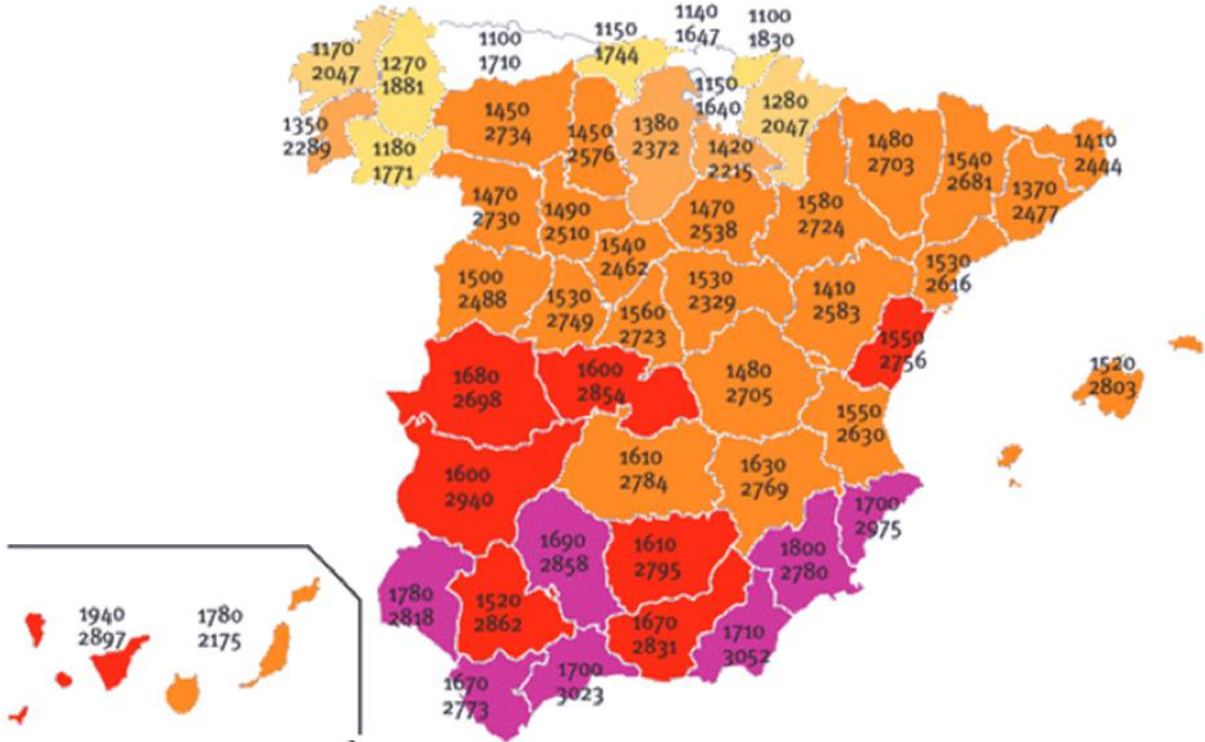


Figura 7. Mapa solar. Fuente: Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF)

La figura 8 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° y 26,5°, a partir de septiembre descienden paulatinamente hasta reportar a diciembre como uno de los meses de menor valor de temperatura media.

La información de la temperatura es un elemento a tener en cuenta a la hora de determinar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, según Cristóbal (2017) una de las condiciones establecidas para el funcionamiento estándar de los mismos, conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM), es que la temperatura de la célula sea de 25° C, elemento que se relaciona tenido con la tensión máxima que se produce a circuito abierto, la cual aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta y también con la corriente máxima que se produce en el panel, donde la intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando esta lo hace.

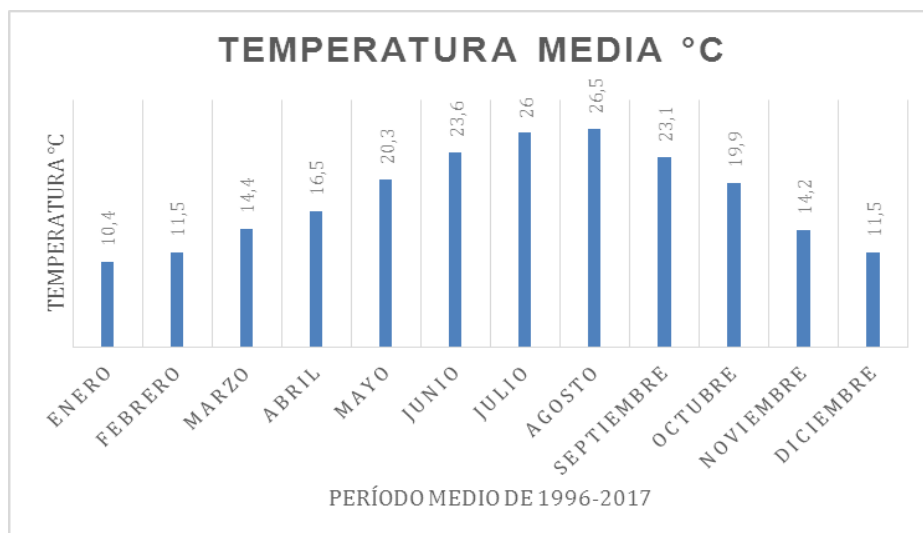


Figura 8. Temperatura media en °C. Período 1996-2017. Fuente: PVSystem.

En la figura 9 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 la misma. 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.

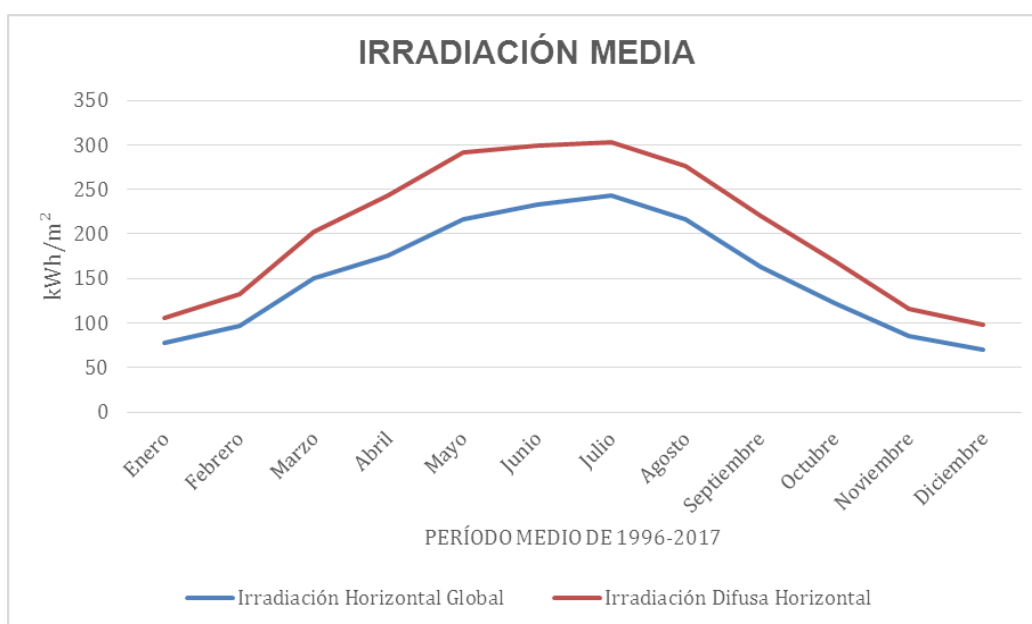


Figura 9. Irradiación media. Período 1996-2017. Fuente: PVSystem.

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 Megajulios, que corrobora la información expuesta en la figura 9, 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 Megajulios 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.

En base a las coordenadas obtenidas, para el sitio experimental (Santa María de la Rábida) el programa genera otros datos climatológicos de gran importancia a 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 10 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.

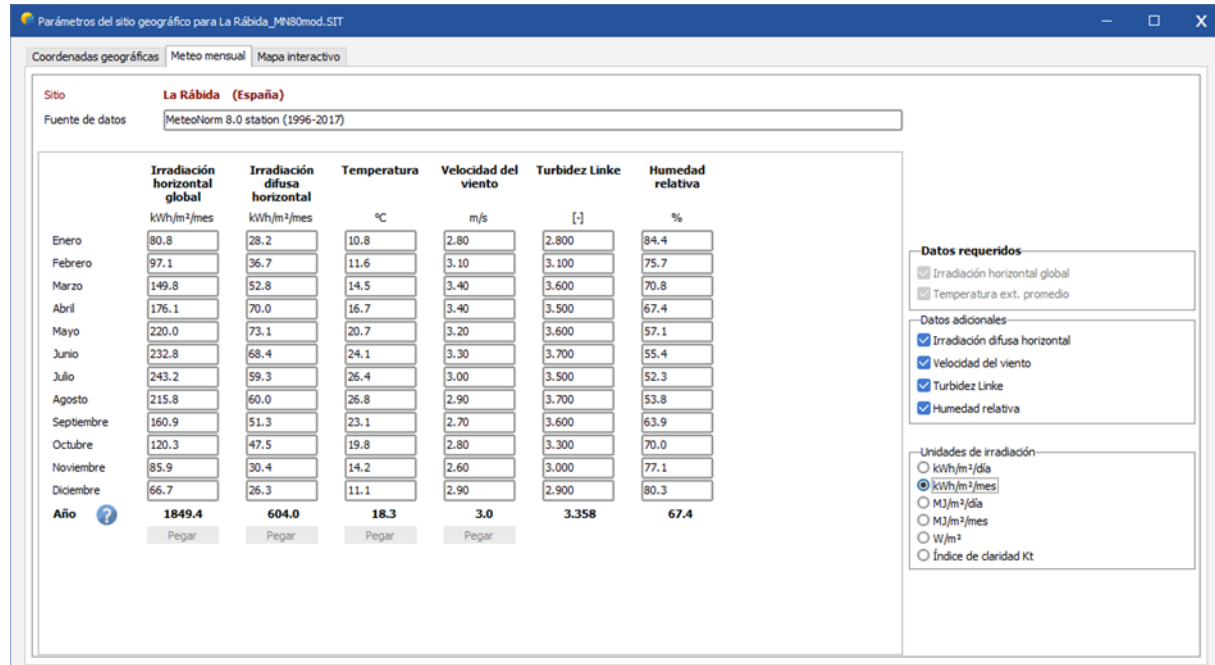


Figura 10. Parámetros climatológicos de La Rábida. Fuente: PVSyst.



### 3.2. Análisis de consumo.

La UNIA cuenta en la actualidad con dos contratos con la empresa distribuidora/comercializadora Endesa:

- ZONA I. Residencia Estudiantil, con CUPS ES003110220409600EDX0F, tarifa de acceso 3.1 A y 100 kW de potencia contratada en los tres períodos: punta, llano, valle que son a efecto de este trabajo P1, P2 y P3 respectivamente.
- ZONA II. Jardines de La Rábida, con CUPS ES00031104774540001HG0F, tarifa de acceso 3.1 A y 65 kW de potencia contratada en los tres períodos (P1, P2 y P3)

La tarifa 3.1.A se contrata para suministros en alta tensión (> 1000 V) y menor de 450 kW. Tiene tres períodos, P1, P2, P3, cuyos horarios para invierno y verano se muestran en la tabla 3.

Períodos	Horario de Invierno	Horario de verano
Punta	17:00 a 22:00 h	10:00 a 15:00 h
Llano	08:00 a 16:00 h y de 23:00 a 24:00 h	16:00 a 23:00 h y de 08:00 a 09:00 h
Valle	00:00 a 07:00 h	00:00 a 07:00 h

Tabla 3. Horarios de invierno y verano según la tarifa 3.1A. Fuente: Elaboración propia.

Como se aprecia hay diferencia horaria en los períodos correspondientes a las horas punta, llano y valle dependiendo de si es horario de verano o invierno. Se consideran como meses de invierno desde el 1 de noviembre hasta el 31 de marzo y los meses de verano desde el 1 de abril hasta el 31 de octubre, para poder tener meses completos.

El consumo eléctrico anual para las instalaciones de aulas, biblioteca y residencia estudiantil es de aproximadamente 377703 kWh; el desglose del consumo mensual en los tres tramos de potencia (P1, P2, P3) para las Zonas I y II de las instalaciones del campus están expuestos en las figuras 11 y 12.

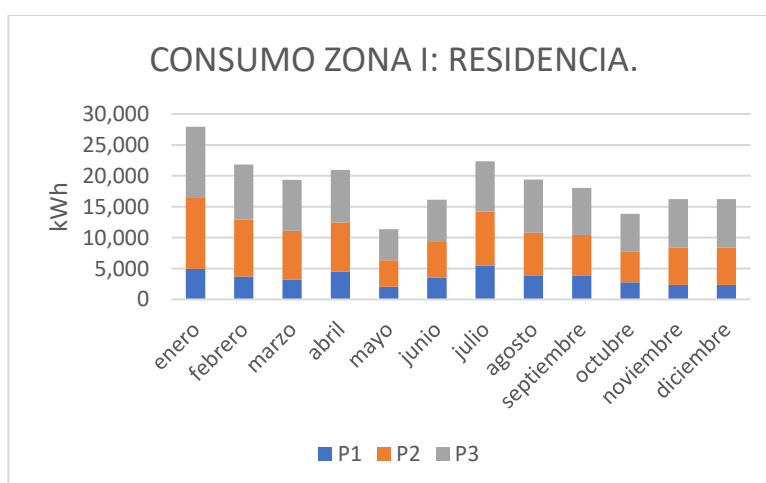


Figura 11. Consumo eléctrico mensual de P1, P2 y P3. Zona I de la UNIA. Elaboración propia.

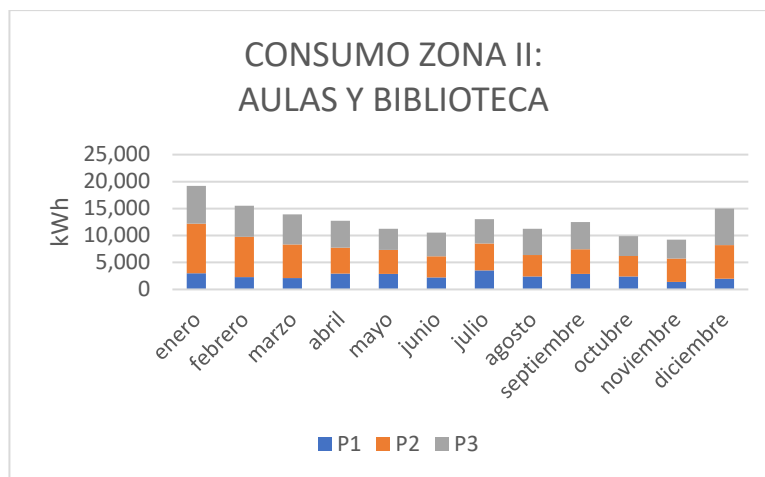


Figura 12. Consumo eléctrico mensual de P1, P2 y P3. Zona II de la UNIA. Elaboración propia.

Como puede verse en las mencionada figuras es en los períodos 2 y 3 cuando se producen los consumos eléctricos mayores; el P2 tiene nueve de las 10 horas que lo conforman en el invierno de las 08:00 a las 16:00 horas o sea en el horario diurno y en verano de las 16:00 a las 23:00 horas, los que coinciden con la mayor actividad académica de la instalación en la Zona II, al igual que el P3, que se corresponde con el horario nocturno, donde la mayor actividad se da en la zona de la residencia estudiantil (Zona I) y en el que no podría haber nada de producción Fotovoltaica (FV).

Cuando se analiza para un mismo período el consumo por meses, se aprecia en las mencionadas figuras, que para el P2 en la Zona I el mayor consumo se da en los meses de enero, febrero, julio, marzo y abril, tres de los cuales se corresponden con el invierno; en el caso de la Zona II, los meses de mayor consumo son también enero y febrero, seguidos de diciembre y marzo, todos en el invierno, donde este período tiene nueve de las 10 horas que lo conforman en el horario diurno, que dada la ubicación del sitio ( en la figura 7 se aprecian aproximadamente 2 800 horas de sol al año) permite considerar un promedio de 7,67 horas diarias de radiación solar.

La valoración del consumo por meses para el P3 tiene el siguiente comportamiento: al igual que el P2, los mayores consumos se dan en enero y febrero, es coincidente este primer mes para la Zona II, y los menores consumos se dan en mayo y octubre para ambas zonas; este periodo es nocturno donde no hay producción de energía solar.

En las figuras 13 y 14 se grafica la potencia máxima que alcanza en un determinado momento del mes en las dos zonas con las que cuenta el campus de la UNIA, donde se realiza el estudio.

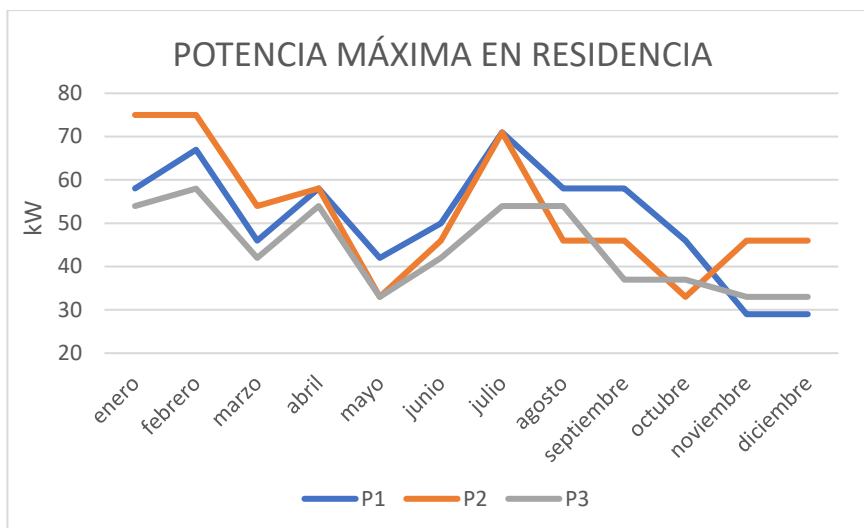


Figura 13. Potencia mensual consumida en los períodos evaluados en la Zona I. Fuente: Elaboración propia.

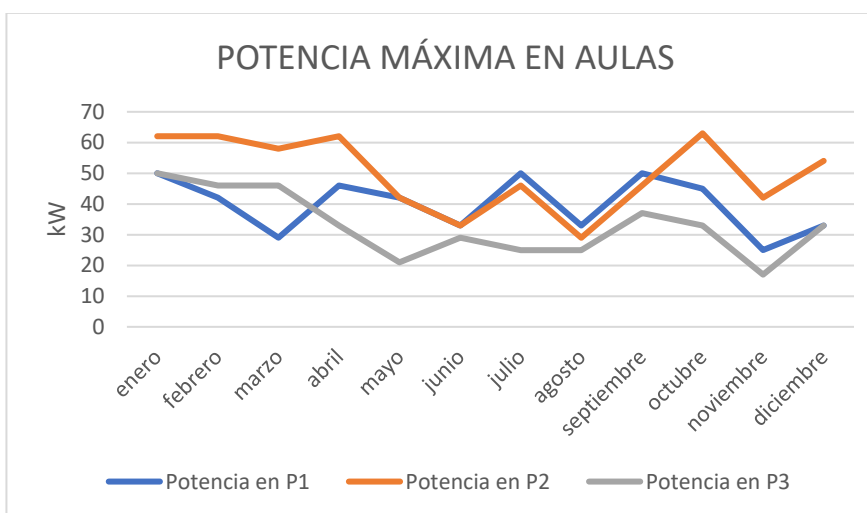


Figura 14. Potencia mensual consumida en los períodos evaluados en la Zona II. Fuente: Elaboración propia.

Como es conocido en los contratos que la UNIA tiene con la empresa distribuidora/comercializadora Endesa, con tarifa de acceso 3.1 A, para la Zona I tiene estipulada una potencia de 100 kW, y para la Zona II de 65 kW en los tres períodos: punta, llano, valle que son a efecto de este trabajo P1, P2 y P3 respectivamente. Al evaluar la potencia consumida por períodos se pudo comprobar, que el mayor consumo se da para el P2 seguido por el P1 y por último el P3.

Como se aprecia en las figuras anteriormente mencionadas, para la Zona I la mayor potencia consumida se da en los meses de enero y febrero con 75 kW, y la menor se da en los meses de mayo y octubre con 33 kW, coincidiendo en ambos casos con los meses como se vio en la figura 11 que tienen el mayor y menor consumo eléctrico respectivamente. Para la Zona II los meses donde se consumió la mayor potencia fueron octubre con 63 kW, enero, febrero y abril con 62 kW.

Como se puede ver para ambas zonas, la máxima potencia consumida se corresponde con el 75% y 97% de la potencia contratada con la empresa distribuidora/comercializadora Endesa para las Zona I y Zona II respectivamente, aunque en ninguna de las zonas se sobrepasa la potencia consumida a la contratada, actualmente este elemento no es una limitante para acogerse a una modalidad de autoconsumo, ya que el Real Decreto Ley 15/2018 no tiene en cuenta límites de potencia contratada en las instalaciones de autoconsumo.

Por la importancia que tiene en este estudio el desfase diario que puede darse en la instalación entre el consumo y la producción de energía solar, y para permitir establecer la necesaria correspondencia entre los indicadores anteriormente señalados, en la tabla 4 se expone la media de horas diarias de sol en España para los sitios ubicados entre los 25° y 45° de latitud, dentro de los que se ubica en Santa María de la Rábida el sitio experimental, con una latitud de 37,21°.

Como se puede apreciar las mayores medias de horas diarias de sol se dan entre los meses de abril a agosto, equivalentes al 40% del total de horas de un día, en correspondencia con los meses de verano, reportándose la menor media en el mes de diciembre, donde está soleado el 31,25% del total del día.

Latitud	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
De +25° a + 45°	8	9	9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9	9	8	7,5

*Tabla 4. Número medio de horas diarias de sol útiles.*

En la investigación que se realice para el establecimiento de un sistema fotovoltaico no solo vale conocer cuánto se consume, sino cuándo se consume, ya que muchas veces el perfil de consumo que se da en un día no coincide con las horas de producción solar.

En el caso que nos ocupa al tomar como ejemplo en el P2 los meses de mayor consumo, tanto para la Zona I como para la II, se comprobó que sólo en los meses de diciembre, que presenta la menor media de horas diarias de sol útiles con 7,5, y de enero (máximo consumidor) con 8 horas, que implica una correspondencia entre el perfil de consumo y las horas de producción solar del 83,33%, y el 88,88%, en el resto de los meses de mayor consumo la media se encuentra entre 9 y 9,5 horas, que iguala o supera el total de horas en el espacio diurno del mencionado horario. En el verano las horas en el ciclo diurno son menores, lo que indica la factibilidad de utilización de la energía fotovoltaica para suplir dicho consumo, facturado a la red eléctrica del país.

La información que brinda la figura 15 relativa al índice de claridad (kt) mensual en el sitio experimental, donde se muestra la elevada presencia de días despejados en casi todo el año, excepto en diciembre que se obtienen valores inferiores a los 0,50, está en correspondencia con lo anteriormente expresado al realizar la evaluación de la información contenida en la tabla 4.

La creación por tanto del perfil de consumo para el horario de invierno y otro para el verano permitirá también hacer un estudio económico y ver la rentabilidad de una instalación que posea el mismo consumo anual o se ajuste a las horas tarifarias.

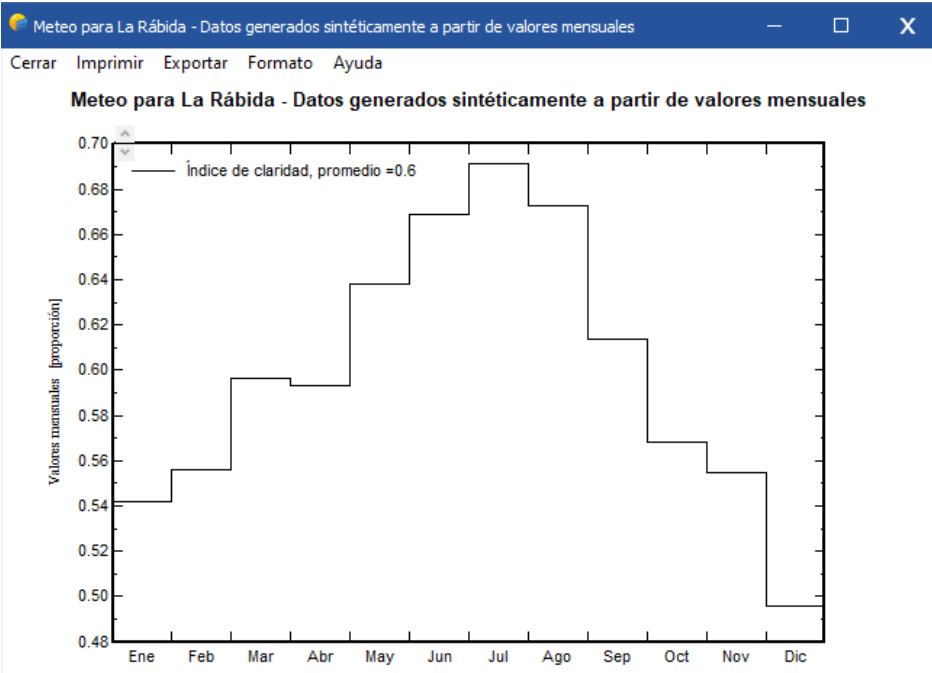


Figura 15. Índice de claridad kt. Fuente: PVSyst.

En la figura 16 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.

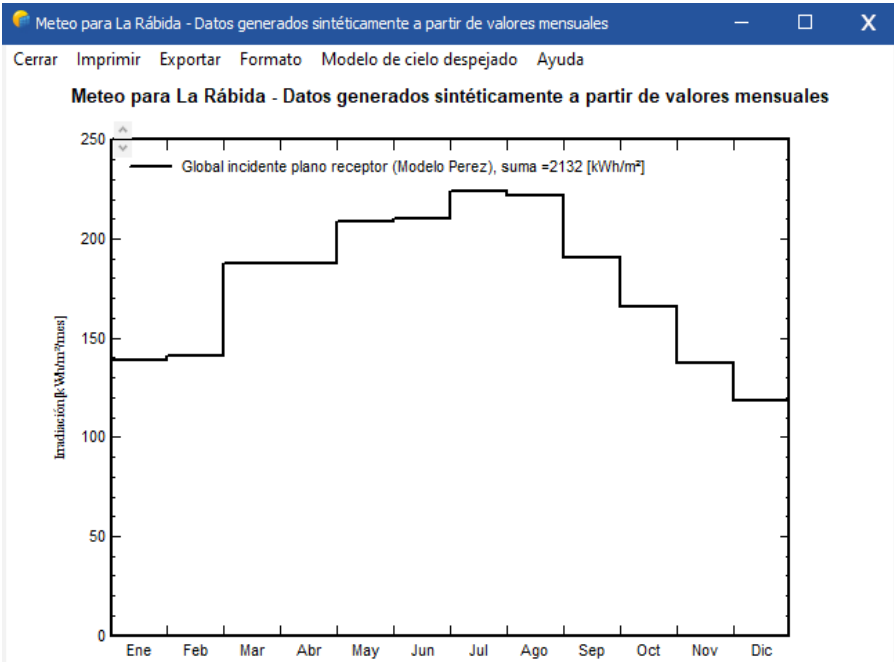


Figura 16. Plano inclinado global. Fuente: PVSyst.

### 3.3. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

El estudio realizado permite conocer cuál es el dimensionado óptimo de la instalación solar fotovoltaica sin excedentes en el Campus de la UNIA, para lo cual se consideró después de realizado el análisis de consumo que se expuso en el epígrafe anterior, su mejor ubicación dentro de los espacios disponibles, cuyo punto de partida fue la localización geográfica.

#### 3.3.1. Localización geográfica.

En la figura 17 se dan todos los elementos necesarios para realizar la localización geográfica, y determinar el lugar del emplazamiento de la instalación fotovoltaica.

The screenshot shows the 'Parámetros del sitio geográfico para La Rábida\_MNB0mod.SIT' window. It is divided into several sections:

- Ubicación:** Includes a text field for 'Nombre del sitio' (La Rábida), a 'País' dropdown (España), a 'Región' dropdown (Europa), and buttons for 'Obtener de coordenadas' and 'Mostrar mapa'.
- Coordenadas geográficas:** Features a 'Recorridos solares' button and input fields for 'Latitud' (37.2100) and 'Longitud' (-6.9200). It also has fields for 'Altitud' (30) and 'Zona horaria' (1.0). A 'Obtener del nombre' button is at the bottom.
- Importación de datos meteo:** Lists several meteorological data sources: 'Meteonorm 8.0' (selected), 'NASA-SSE', 'PVGIS TMY', 'NREL / NSRDB TMY', 'Solcast TMY', and 'SolarAnywhere® TGY'. A 'Versión' dropdown is set to '5.2', and an 'Importar' button is at the bottom.

Figura 17. Localización geográfica en coordenadas. Fuente: PVSyst.

La edificación se encuentra ubicada en la región: Europa; país: España; en las coordenadas geográficas siguientes: latitud: 37,21°; longitud: -6,92°; altura: 30 msnm; zona horaria: 1,0.

#### 3.3.2. 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 PVSyst.

En esta etapa es necesario decidir la orientación de los paneles, pues es importante que estos capten 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 oeste. 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 18 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.

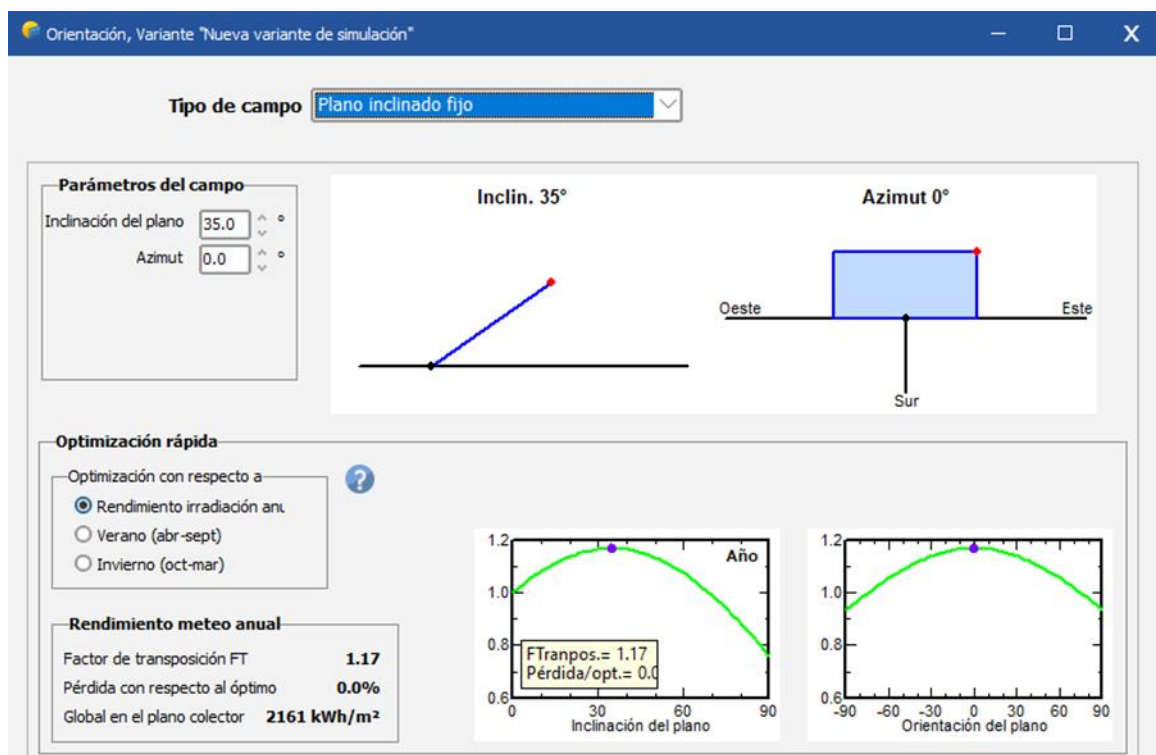


Figura 18. Orientación e inclinación de los paneles FV. Fuente: PVSystem.

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  $35^\circ$ .

### 3.3.3. 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.

- **Número de paneles fotovoltaicos.**

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

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

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 ( $1000 \text{ W/m}^2$ ), es decir que en una hora sol pico hay una producción de  $1000 \text{ W/m}^2$  de potencia.

El uso del programa PVSyst., arrojó que debían utilizarse 261 paneles fotovoltaicos, de los que se instalarán en el sistema de red para la residencia estudiantil 153 y 108 para el caso de las aulas y biblioteca.

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., dio como resultado que la distancia mínima entre cada fila de módulos fotovoltaico sería de 2,20 m y 2,30 m para la zona II y I respectivamente.

- **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:  $P_{\text{inv}} = 1.2 \text{ WAC}$  calculada con el auxilio del programa PVSyst., indicaron que debían usarse dos inversores, uno para el sistema en red de la residencia estudiantil con una potencia de 60 kW y uno para aulas y biblioteca con una potencia de 40 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.

- **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.



### 3.3.4. Definición del sistema.

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

En este caso se realizó un estudio de mercado para buscar los paneles solares de más eficiencia (a mayor eficiencia, más wattios por metro cuadrado) que permitiera entre otras cosas poder aprovechar al máximo el espacio disponible en la cubierta de las aulas y bibliotecas donde se había decidido ubicarlos.

Se partió del criterio definido en la literatura consultada, que la alta eficiencia en paneles solares, se puede considerar a partir de un 19%, que la misma no sólo depende de la potencia del panel, sino también de los metros cuadrados de este, ya que la eficiencia puede determinarse por la fórmula:  $\text{Eficiencia} = \text{Wattios del panel} / \text{superficie}$ . Cuanto más elevado, más eficiente.

De igual forma se consideró la información referida a que de todos los tipos de paneles solares que existen, los de mayor eficiencia y rendimiento son los que usan tecnología monocristalina o, al menos, basada en monocristalina, entre los que se encuentran las marcas comerciales HIT de Panasonic, las HJT de Meyer Burger y las IBC (Maxeon) de SunPower.

Un estudio hecho por EnergyTrend en 2018 sobre la eficiencias de células solares y potencia de panel según la tecnología utilizada cómo puede apreciarse en la figura 19 es coincidente con lo expresado anteriormente referido a la potencia y la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

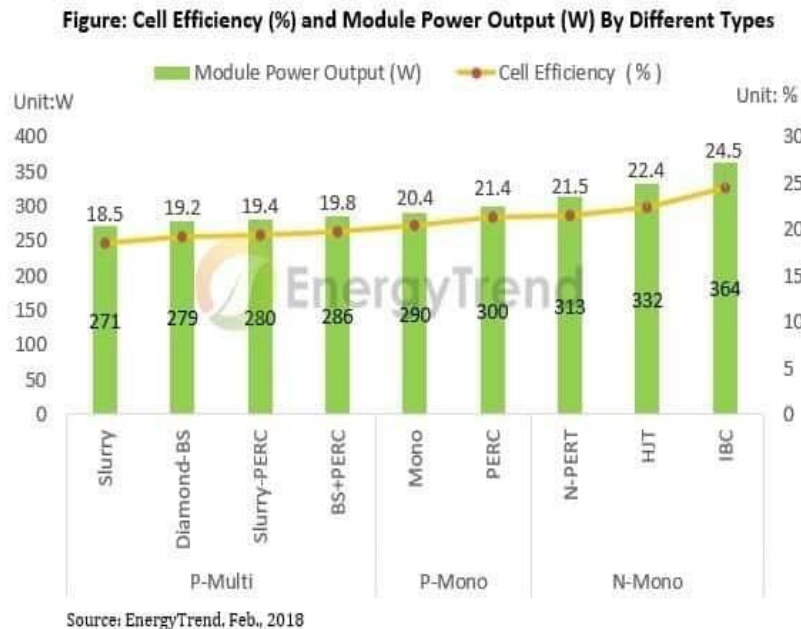


Figura 19. Eficiencias de células solares y potencias de panel según la tecnología utilizada. Fuente: Energy Trend. Feb. 2018

Se puede ver que los paneles solares más eficientes que existen son los que incorporan las tecnologías monocristalinas HIT e IBC, que usan silicio tipo N, cuya eficiencia de célula (la del panel es un poco menor) es de 22,4% y 24,5 % respectivamente, y una potencia que puede llegar hasta los 400W. Cabe mencionar que los paneles que usan silicio tipo N son de una calidad muy superior al resto, debido a que ese tipo de silicio es el más puro que existe en la industria fotovoltaica.

Como se muestra en la figura 20, atendiendo a las características descritas anteriormente, se seleccionarán para este estudio, módulos estándar de células monocristalinas. Estos se montarán en una cubierta plana y tendrán una libre circulación de aire, es decir, que tendrán espacio tanto en la parte superior como en la inferior.

The screenshot shows a software interface titled "Especificación del sistema" (System Specification). It is divided into four sections, each with a title and three options, each with a radio button:

- Tipo de módulo** (Module Type):
  - Estándar
  - Translúcido personalizar
  - No definido
- Tecnología** (Technology):
  - Células monocristalinas
  - Polycrystalline cells
  - Película delgada
- Disposición de montaje** (Mounting Arrangement):
  - Tejado plano
  - Fachada o techo ind
  - Basado en tierra
- Propiedad de ventilación** (Ventilation Property):
  - Libre circulación de a
  - Semi-integración
  - Completamente aisl

Figura 20. Especificaciones del sistema. Fuente: PVSyst.

Tomando en consideración lo anterior, se seleccionaron paneles comerciales SunPower Maxeon 3 de 400 Wp, de tecnología monocristalina.

### 3.3.4.1. Zona I: Residencia estudiantil.

La figura 21 brinda información para la definición del sistema de red para la residencia estudiantil (Zona I) y como se percibe estará formado por 153 módulos fotovoltaicos constituidos por células de silicio monocristalinas de 400 Wp, que ocuparán un área de 270 m<sup>2</sup> (asume esta medida si los paneles se colocan paralelos a la superficie. En este caso la medida real es de 630 m<sup>2</sup>.), donde 9 módulos estarán dispuestos en serie y 17 en paralelo. Contará con un inversor de la marca comercial Huawei Technologies

de 60 kW, y 6 entradas MPPT. Las características de los módulos y el inversor empleados se pueden hallar en los anexos I y II de este documento respectivamente.

**Selección del módulo FV**

Disponible ahora  Filtro: Todos los módulos F  Módulos necesarios aprox. **150**

SunPower  400 Wp 55V Si-mono SPR-MAX3-400 Desde 2021 Datasheets 2021

Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **57.3 V**  
Voc (-10°C) **82.9 V**

---

**Selección del inversor**

Disponible ahora  Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  50 Hz  60 Hz

Huawei Technologies  60 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz SUN2000-60KTL-M0 400Vac Desde 2018

Núm. de entradas MPPT   Voltaje de funcionamiento: **200-1000 V** Potencia del inversor utilizada **60.0 kWca**  
 **Utilizar multi-MPPT** Voltaje máximo de entrada: **1100 V** **inversor con 6 MPPT**

---

**Diseño del conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie   entre 4 y 12

Núm. cadenas   entre 17 y 24

Perdida sobrecarga **0.0 %**

Proporción Pnom **1.02**

**Núm. de módulos 153** **Área 270 m²**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C)	515 V
Vmpp (20°C)	585 V
Voc (-10°C)	746 V

Irradia. plano **1000 W/m²**  Máx. en datos  STC

Imp (STC) 107 A Potencia de funcionamiento máx. **57.1 kW**  
(en 1000 W/m² y 50°C)

Isc (STC) 112 A **Potencia nom. conjunto (STC) 61.2 kWp**

Isc (en STC) 112 A

Figura 21. Definición del sistema de red para la residencia estudiantil. Fuente: PVSystem.

Para analizar el efecto de pérdidas por las sombras, que está directamente relacionado con la distancia que se deje entre filas de módulos, cuanto mayor sea la inclinación de los paneles, mayor será la sombra que cree, y por tanto más distancia habrá que dejar entre filas, para que estas sombras sean nulas (de un 0%).

Este estudio se realiza para el día del solsticio de invierno (21 de diciembre), en el que el Sol se inclina más hacia el sur y las sombras son las más prolongadas del año. Aunque puede calcularse la distancia mínima entre dos filas para que no haya sombras mutuas, PVSystem puede representar las pérdidas causadas por las sombras de cada fila de módulos de orientación e inclinación óptimas (0°, 35°) sobre la siguiente fila, en función de la distancia que estén separadas.

En la figura 22 se simula el sistema propuesto para la residencia y se define que la distancia entre líneas de paneles será de 2,30 metros. En el panel derecho muestra las pérdidas por sombreado a lo largo del día, y se comprueba que no existen pérdidas desde un poco antes de las 11 hasta después de las 16 horas, es decir, 6 horas en el solsticio de invierno sin pérdidas por sombreado, dando cumplimiento a las directrices del pliego de condiciones técnicas del IDEA.

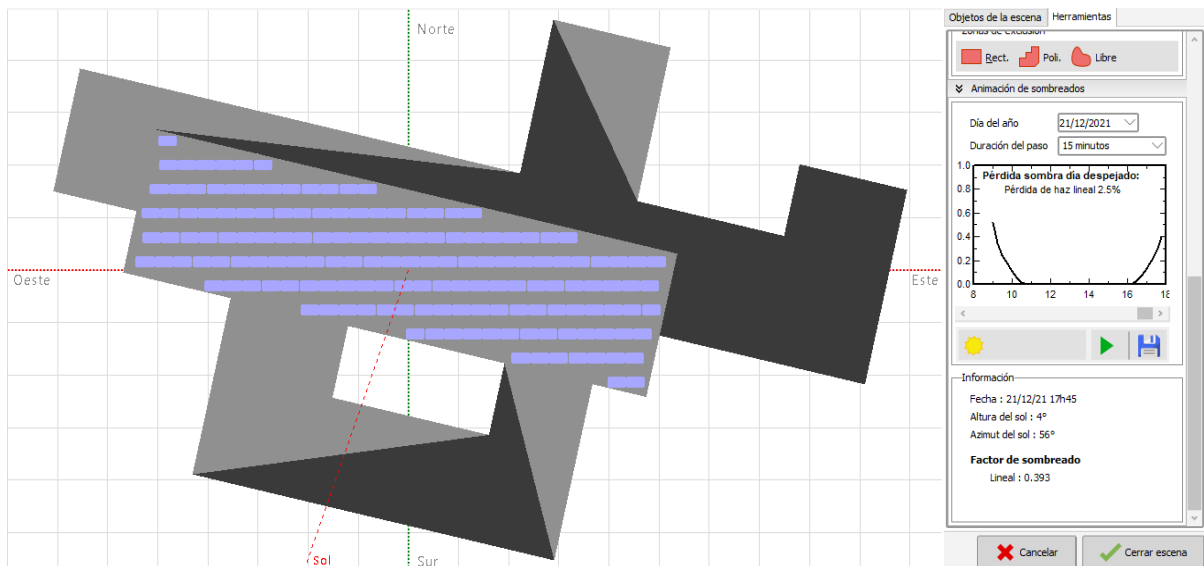


Figura 22. Simulación del sistema fotovoltaico propuesto para la residencia estudiantil. Fuente: PVSystem.

La tabla de factores de sombreado es un cálculo del factor de sombreado (fracción sombreada del área sensible, 0 = sin sombreado, 1 = completamente sombreado), para todas las posiciones en el hemisferio del cielo "visto" por el plano fotovoltaico. Para cada valor horario, el proceso de simulación interpolará esta tabla según la posición del sol para evaluar el factor de sombreado actual del componente del haz.

Tabla de factores de sombreado (lineal), para el componente del haz, Oriente #1

Cerrar Imprimir Exportar Ayuda

Recalcular

Orientación del plano  
Plano inclinado fijo **Inclinación = 35°, Azimut = 0°**

Tabla de factores de sombreado (lineal), para el componente del haz, Oriente #1

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	Detrás	Detrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.032	0.060	0.032	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	Detrás	Detrás
10°	Detrás	Detrás	Detrás	0.000	0.000	0.000	0.073	0.242	0.312	0.338	0.324	0.231	0.069	0.000	0.000	0.000	0.000	Detrás	Detrás	Detrás
2°	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás	0.000	0.281	0.585	0.654	0.678	0.686	0.670	0.613	0.506	0.199	0.000	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás	

Tabla 5. Factores de sombreado lineal. Zona I. Fuente: PVSystem.

La tabla 5 es consecuencia del resultado de la simulación para la zona de la residencia y se puede apreciar que, con la separación que se definió entre los paneles, prácticamente no se generan sombras, salvo cuando el sol está en una altura inferior a los 20°.

En el anexo III se muestra el informe de resultados correspondiente al diseño realizado para la residencia, sin embargo, a continuación, se explica algunos de sus aspectos.

En la figura 23 "diagrama entrada/salida diaria para la Zona I", se muestra la energía producida por la instalación y la energía incidente del sol en áreas de la residencia estudiantil.

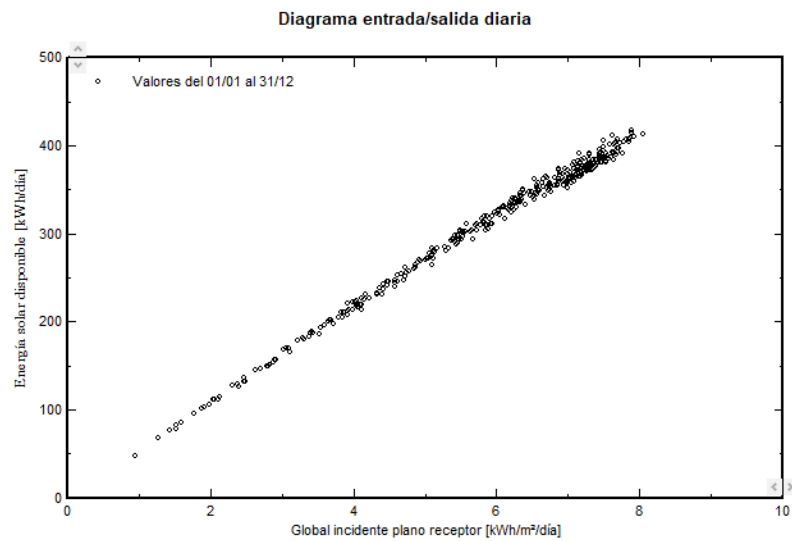


Figura 23. Diagrama entrada/salida diaria, Zona I. Fuente: PVSyst.

Cada punto de la gráfica representa los datos de un día del año. Se puede ver que la mayor concentración de puntos, está alrededor de los 7,5 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación y 380 kWh de producción.

La tabla 6 incluye el informe que presenta los datos mensuales de Irradiación global horizontal (GloHor), la irradiación difusa horizontal (DiffHor), temperatura ambiente (T\_Amb), la irradiación global incidente en el plano receptor (GlonInc) y la efectiva (GlonEff), así como la energía a la salida del generador (EArray), la energía suministrada al usuario (E\_User), la energía del sol (E\_Solar), la inyectada en la red (E\_Grid) y la energía de la red (EFrGrid).

**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	80.8	28.20	10.80	139.0	132.6	7721	27924	7107	478	20817
Febrero	97.1	36.70	11.60	141.0	136.3	7866	21814	6429	1293	15385
Marzo	149.8	52.80	14.50	187.5	181.1	10322	19345	7077	3052	12268
Abril	176.1	70.00	16.70	187.5	179.8	10177	20952	7549	2433	13403
Mayo	220.0	73.10	20.70	208.4	199.3	11129	11390	5058	5855	6332
Junio	232.8	68.40	24.10	210.4	201.3	11128	16106	6837	4070	9269
Julio	243.2	59.30	26.40	224.2	215.0	11745	22329	8801	2709	13528
Agosto	215.8	60.00	26.80	221.7	213.4	11642	19390	7838	3574	11552
Septiembre	160.9	51.30	23.10	190.6	183.9	10195	18028	6874	3122	11154
Octubre	120.3	47.50	19.80	165.5	159.9	9003	13847	4932	3900	8915
Noviembre	85.9	30.40	14.20	137.2	131.8	7549	16256	4882	2527	11374
Diciembre	66.7	26.30	11.10	118.2	111.0	6490	16256	4574	1801	11682
<b>Año</b>	<b>1849.4</b>	<b>604.00</b>	<b>18.36</b>	<b>2131.1</b>	<b>2045.4</b>	<b>114966</b>	<b>223637</b>	<b>77957</b>	<b>34815</b>	<b>145680</b>

Tabla 6. Balance y resultados principales, Zona I. Fuente: PVSyst

Como se puede observar el consumo de energía anual de la zona de la residencia es de 223637 kWh, donde se pudieran aprovechar los 77957 kWh de la energía solar para disminuir el precio de la factura eléctrica. Aunque se tiene que seguir adquiriendo energía de la red (145680 kWh), sería aproximadamente la mitad de lo que se obtuviera sin la instalación de los paneles FV.

La tabla 7 muestra el comportamiento mensual de los coeficientes de rendimiento normalizados: energía incidente de referencia en plano receptor (Yr), pérdidas del conjunto normalizado (Lc), producción del conjunto normalizado (Ya), pérdidas normalizadas del sistema (Ls), producción normalizada del sistema (Yf); para el índice de energía incidente, pérdida de conjunto (Lct) y sistema de pérdida (Lst); y proporción de rendimiento (PR).

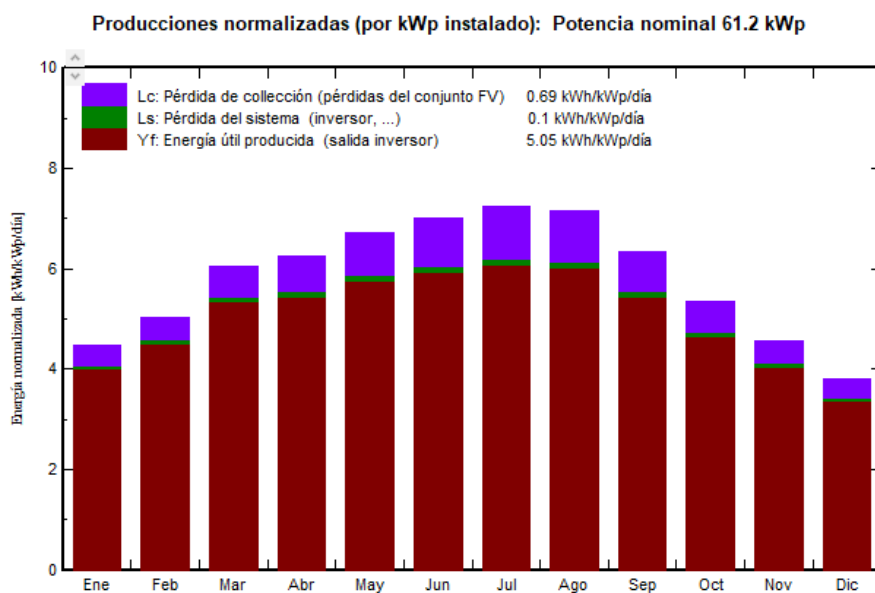
**Coeficientes de rendimiento normalizados**

	Yr kWh/m <sup>2</sup> /día	Lc proporción	Ya kWh/kWp/día	Ls proporción	Yf kWh/kWp/día	Lcr proporción	Lsr proporción	PR proporción
Enero	4.48	0.415	4.07	0.072	4.00	0.093	0.016	0.891
Febrero	5.04	0.445	4.59	0.084	4.51	0.088	0.017	0.895
Marzo	6.05	0.608	5.44	0.102	5.34	0.100	0.017	0.883
Abril	6.25	0.708	5.54	0.106	5.44	0.113	0.017	0.870
Mayo	6.72	0.856	5.87	0.114	5.75	0.127	0.017	0.856
Junio	7.01	0.952	6.06	0.120	5.94	0.136	0.017	0.847
Julio	7.23	1.043	6.19	0.124	6.07	0.144	0.017	0.839
Agosto	7.15	1.014	6.14	0.121	6.01	0.142	0.017	0.841
Septiembre	6.35	0.799	5.55	0.108	5.44	0.126	0.017	0.857
Octubre	5.34	0.592	4.75	0.090	4.66	0.111	0.017	0.872
Noviembre	4.57	0.460	4.11	0.076	4.04	0.101	0.017	0.883
Diciembre	3.81	0.392	3.42	0.060	3.36	0.103	0.016	0.881
Año	5.84	0.692	5.15	0.098	5.05	0.118	0.017	0.865

*Tabla 7. Coeficientes de rendimiento normalizados, Zona I. Fuente: PVSystem.*

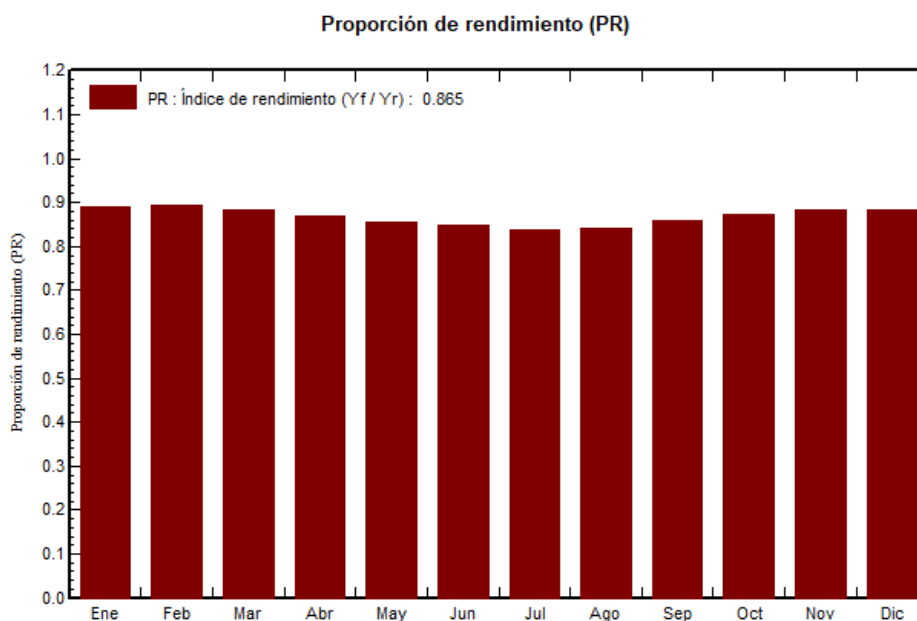
Algunos de estos valores serán usados en las figuras siguientes 24 y 25, donde se determinan el porcentaje de pérdidas del generador fotovoltaico y del inversor y el índice de rendimiento, respectivamente.

La información mostrada en la figura 24 permite definir que las producciones normalizadas serán de 5,05 kWh/kWp/día (Yf), dando unas pérdidas del campo solar de 0.69 kWh/kWp/día (Lc) y unas pérdidas del sistema de 0,1 kWh/kWp/día (Ls), resultados que se utilizarán para determinar el rendimiento final del sistema.



*Figura 24. Producciones normalizadas, Zona I. Fuente: PVSyst.*

En la figura 25 se expone el índice de rendimiento que se obtiene de la división del promedio del valor anual de la producción normalizada del sistema ( $Y_f$ ) y la energía incidente de referencia en plano receptor ( $Y_r$ ).



*Figura 25. Proporción de rendimiento, Zona I. Fuente: PVSyst.*

Se aprecia que el índice de rendimiento es prácticamente lineal a lo largo del año, con una leve disminución en los meses de verano, a pesar del aumento de la irradiación incidente sobre las placas, lo cual está indicando que la producción energética evoluciona proporcionalmente pero no en la misma magnitud. Paradójicamente, en los meses de mayor producción obtenemos el menor rendimiento debido a las pérdidas que se generan principalmente por la temperatura. La operación realizada

que da como resultado un índice de rendimiento de 0,865, lo cual se traduce en un 86,5% de energía útil producida.

PVSyst también genera un diagrama de pérdidas tras la simulación. Su análisis permite optimizar el sistema para que éstas sean mínimas. Estas pérdidas vienen desglosadas en distintos apartados, que vienen clasificadas por pérdidas de radiación (por la inclinación y orientación de los paneles principalmente), pérdidas en el generador (temperatura, impedancia de los cables, etc.) y, por último, las pérdidas en el sistema de acumulación.

En la figura 26 se puede observar con claridad las distintas pérdidas que sufre el sistema de estudio. Por ejemplo, la irradiancia global en el plano del colector original es de 2131,1 kWh/m<sup>2</sup>, aunque realmente la efectiva en el plano del colector es de 2045 kWh/m<sup>2</sup> (sus desgloses mensuales se pueden observar en la tabla 6) teniendo en cuenta las pérdidas por ángulo de incidencia o por suciedad. A continuación, se perciben otros tipos de pérdidas como óhmicas de cableado, de desajustes, o entre otras, por efecto de la temperatura, que es la que mayores pérdidas produce y alcanza un 6%.



### Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación residencia" - año

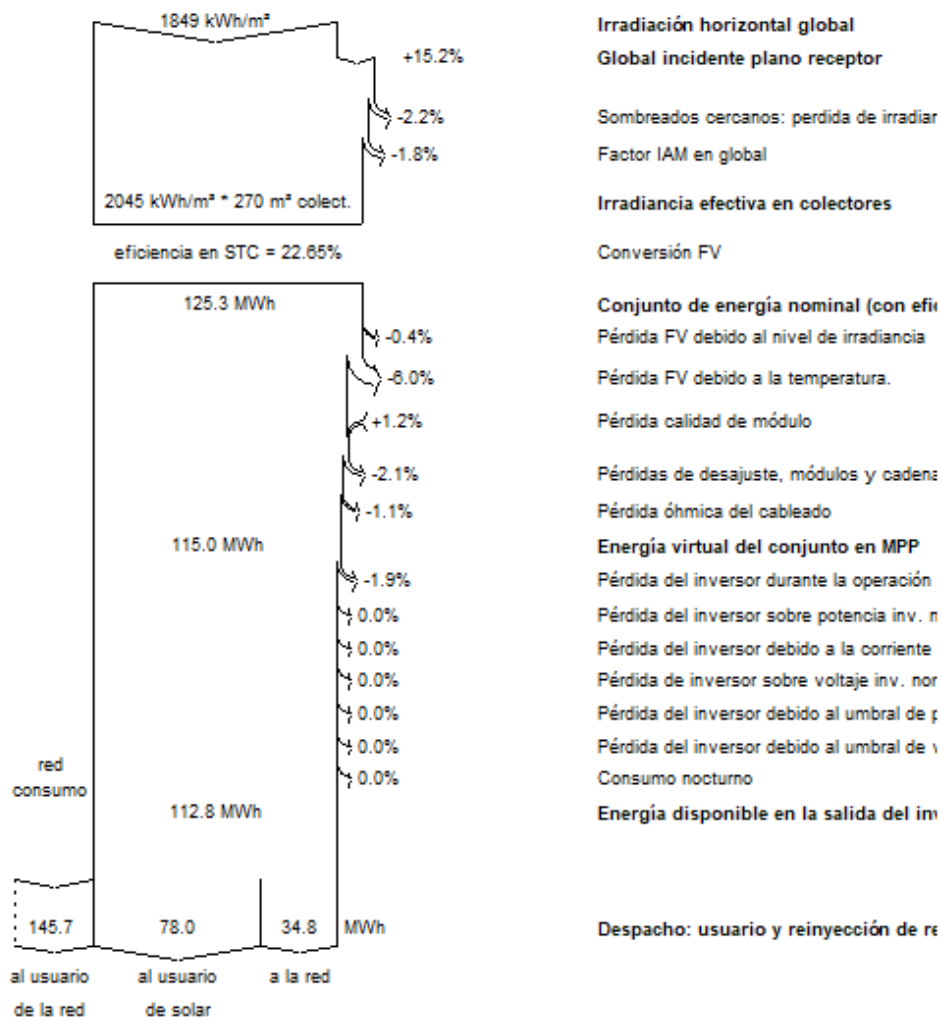


Figura 26. Diagrama de pérdidas, Zona I. Fuente: PVSyst.

Al observar la parte inferior de la figura se puede destacar la energía disponible en la salida del inversor que anualmente será de 112,8 MWh, de las cuales 78 MWh se estarán consumiendo de la instalación FV instalada y 34,8 MWh se pudieran verter a la red, pues en general, en todos los meses habrá excedente. Mayo es el mes que más producción generaría (5855 kWh/mes) seguido de junio (4070 kWh/mes) mientras que los meses con menor producción son enero y febrero, que son también los meses más fríos (ver tabla 6), con una producción de 478 kWh, y 1293 kWh respectivamente, las que aportarían al sistema. Por su parte, de la red se tomarían 145,7 MWh que se hace efectiva para los horarios que no hay producción fotovoltaica, ya sea por consumo nocturno o días nublados.

#### 3.3.4.2. Zona II: Aulas y biblioteca.

La figura 27 brinda información para la definición del sistema de red para las aulas y biblioteca (Zona II) y como se ve estará formado por 108 módulos fotovoltaicos constituidos por células de silicio monocristalinas de 400 Wp, que ocuparán un área de 191 m<sup>2</sup> (asume esta medida si los paneles se colocan paralelos a la superficie. En

este caso la medida real es de 570 m<sup>2</sup>.), donde nueve módulos estarán dispuestos en serie y 12 en paralelo. Contará con un inversor de la marca comercial Huawei Technologies de 40 kW, y 4 entradas MPPT. Las características de los módulos y el inversor empleados se pueden hallar en los anexos I y IV de este documento.

**Selección del módulo FV**

Disponible ahora  Filtro  Módulos necesarios aprox. **100**

SunPower  400 Wp 55V Si-mono SPR-MAX3-400 Desde 2021 Datasheets 2021

Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **57.3 V**  
Voc (-10°C) **82.9 V**

---

**Selección del inversor**

Disponible ahora  Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz  50 Hz  60 Hz

Huawei Technologies  40 kW 200 - 1000 V TL 50/60 Hz SUN2000-40KTL-M3-400V Desde 2021

Núm. de entradas MPPT   Voltaje de funcionamiento: **200-1000 V** Potencia del inversor utilizada **40.0 kWca**

**Utilizar multi-MPPT** Voltaje máximo de entrada: **1100 V** **inversor con 4 MPPT**

---

**Diseño del conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie   entre 4 y 12

Núm. cadenas   entre 11 y 16

Perdida sobrecarga **0.0 %**

Proporción Pnom **1.08**

**Núm. de módulos 108** **Área 191 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C)	515 V
Vmpp (20°C)	585 V
Voc (-10°C)	746 V

Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**

Imp (STC) 75.8 A

Isc (STC) 79.0 A

Isc (en STC) 79.0 A

Máx. en datos  **STC**

Potencia de funcionamiento máx. **40.3 kW**  
(en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

**Potencia nom. conjunto (STC) 43.2 kWp**

Figura 27. Definición del sistema de red para aulas y biblioteca. Fuente: PVSystem.

Para analizar el efecto de pérdidas por las sombras, se seguirán los mismos principios que en el apartado anterior y tendrán características similares. La diferencia está dada por la distancia entre los paneles, que en este caso serán de 2,20 metros.

En la figura 28 se simula el sistema propuesto para las aulas y biblioteca y en el panel derecho muestra las pérdidas por sombreado a lo largo del día, y comprobamos que tiene cinco horas en el solsticio de invierno sin pérdidas por sombreado, dando también cumplimiento a las directrices del pliego de condiciones técnicas del IDEA.

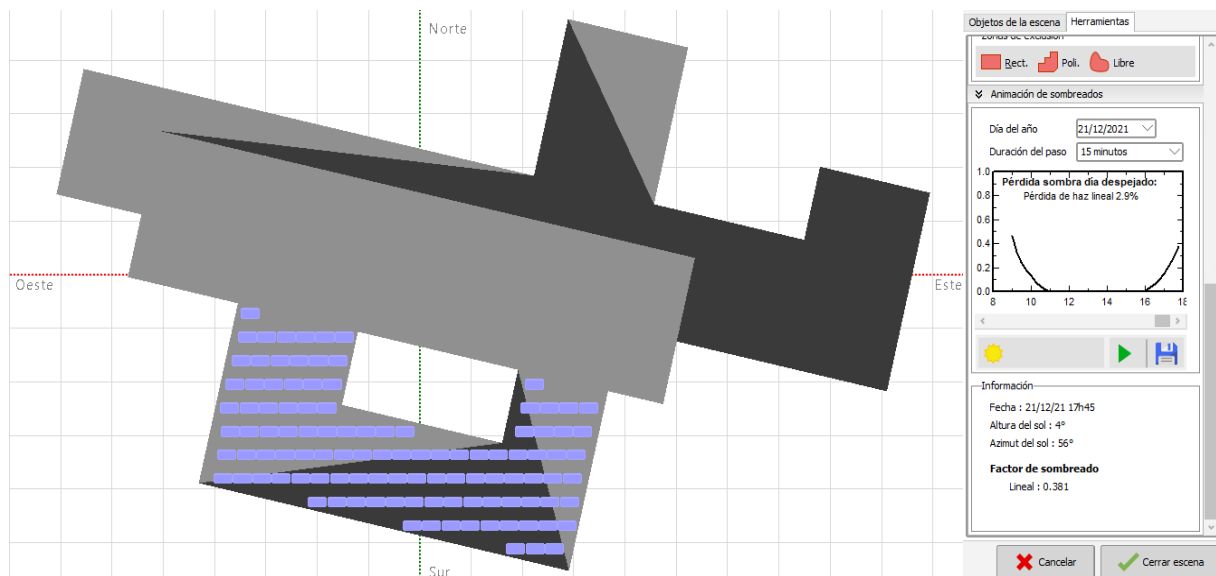


Figura 28. Simulación del sistema fotovoltaico propuesto para las aulas y biblioteca. Fuente: PVSystem.

Como se comentó en el apartado anterior, la tabla siguiente muestra los factores de sombreado, donde se define que 0 = sin sombreado y 1 = completamente sombreado, para todas las posiciones en el hemisferio del cielo "visto" por el plano fotovoltaico.

Tabla de factores de sombreado (lineal), para el componente del haz, Oriente #1

Recalcular

Orientación del plano  
Plano inclinado fijo **Inclinación = 35°, Azimut = 0°**

Tabla de factores de sombreado (lineal), para el componente del haz, Oriente #1

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.008	0.009	0.006	0.003	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.006	0.008	0.008
70°	0.034	0.035	0.031	0.020	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.015	0.029	0.034	0.034
60°	0.059	0.061	0.051	0.038	0.016	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.034	0.048	0.059	0.059
50°	0.104	0.107	0.089	0.060	0.031	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.020	0.051	0.082	0.104	0.104
40°	0.148	0.151	0.134	0.102	0.045	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.034	0.085	0.129	0.148	0.148
30°	0.192	0.196	0.214	0.150	0.077	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.051	0.133	0.176	0.192	0.192
20°	Detrás	Detrás	0.295	0.248	0.134	0.004	0.000	0.001	0.058	0.085	0.062	0.001	0.000	0.000	0.000	0.102	0.181	Detrás	Detrás	Detrás
10°	Detrás	Detrás	Detrás	0.346	0.244	0.020	0.088	0.252	0.316	0.345	0.336	0.245	0.087	0.000	0.000	0.153	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás
2°	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás	0.354	0.232	0.526	0.625	0.663	0.684	0.670	0.602	0.477	0.144	0.000	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás	Detrás

Tabla 8. Factores de sombreado lineal. Zona II. Fuente: PVSystem.

El resultado del sombreado para la zona de la residencia aparece en la tabla 8, donde se puede apreciar que, con la separación que se definió entre los paneles, se generan pocas sombras. Las que más influyen son las que están por encima de los 40° de altura solar y tienen valores bajos que no sobrepasan los 0,16.

Aunque el informe de resultados correspondiente al diseño realizado para las aulas y biblioteca está en el anexo V, por su significado, se explican a continuación algunos de sus aspectos.

En la figura 29 se exponen los resultados del diagrama diario entrada/salida que se utilizó para determinar la producción para la zona II, de aulas y biblioteca.

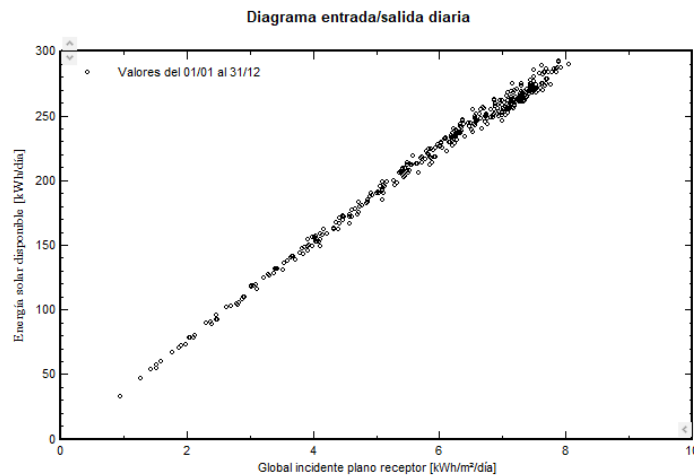


Figura 29. Diagrama entrada/salida diaria, Zona II. Fuente: PVSystem.

En la figura anterior se muestra la energía producida por la instalación y la energía incidente del sol. Como punto representa los datos de un día del año, la mayor concentración de los mismos estaría entorno a los 7,5 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación y 280 kWh de producción.

La tabla 9 contiene la información referida a los datos mensuales de Irradiación global horizontal (GloHor), la irradiación difusa horizontal (DiffHor), temperatura ambiente (T\_Amb), la irradiación global incidente en el plano receptor (GlonInc) y la efectiva (GlonEff), así como la energía a la salida del generador (EArray), la energía suministrada al usuario (E\_User), la energía del sol (E\_Solar), la inyectada en la red (E\_Grid) y la energía de la red (EFrGrid).

**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
<b>Enero</b>	80.8	28.20	10.80	139.0	132.0	5429	19223	4944	375	14279
<b>Febrero</b>	97.1	36.70	11.60	141.0	136.0	5540	15495	4543	880	10952
<b>Marzo</b>	149.8	52.80	14.50	187.5	180.7	7272	13938	5060	2058	8878
<b>Abril</b>	176.1	70.00	16.70	187.5	179.3	7160	12737	4795	2209	7942
<b>Mayo</b>	220.0	73.10	20.70	208.4	198.3	7818	11277	4689	2958	6588
<b>Junio</b>	232.8	68.40	24.10	210.4	200.2	7811	10555	4504	3134	6051
<b>Julio</b>	243.2	59.30	26.40	224.2	213.9	8248	13027	5373	2693	7654
<b>Agosto</b>	215.8	60.00	26.80	221.7	212.7	8190	11226	4702	3308	6524
<b>Septiembre</b>	160.9	51.30	23.10	190.6	183.5	7182	12502	4777	2248	7725
<b>Octubre</b>	120.3	47.50	19.80	165.5	159.6	6342	9875	3502	2704	6373
<b>Noviembre</b>	85.9	30.40	14.20	137.2	131.4	5314	9200	2903	2298	6297
<b>Diciembre</b>	66.7	26.30	11.10	118.2	110.4	4554	15011	3811	650	11200
<b>Año</b>	1849.4	604.00	18.36	2131.1	2038.1	80859	154066	53605	25517	100461

Tabla 9. Balances y resultados principales, Zona II. Fuente: PVSystem.

Como se puede observar el consumo de energía anual de la zona de la residencia es de 154066 kWh, donde se pudieran aprovechar los 53605 kWh de la energía solar para disminuir el precio de la factura eléctrica. Aunque se tiene que seguir adquiriendo energía de la red (100461 kWh), sería aproximadamente una tercera parte de lo que se obtuviera sin la instalación de los paneles FV.

La tabla 10 muestra el comportamiento mensual de los coeficientes de rendimiento normalizados: energía incidente de referencia en plano receptor (Yr), pérdidas del conjunto normalizado (Lc), producción del conjunto normalizado (Ya), pérdidas normalizadas del sistema (Ls), producción normalizada del sistema (Yf); para el índice de energía incidente, pérdida de conjunto (Lct) y sistema de pérdida (Lst); y proporción de rendimiento (PR).

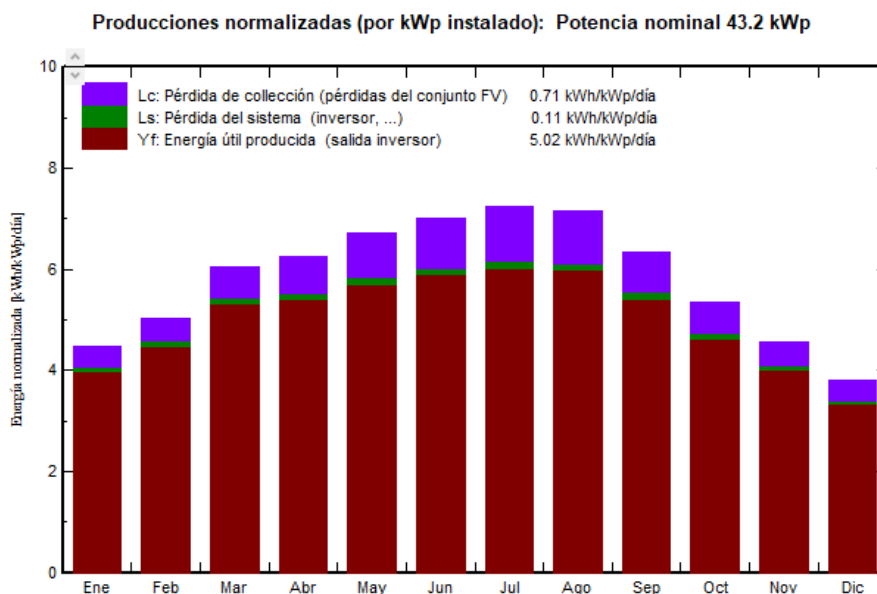
**Coeficientes de rendimiento normalizados**

	Yr kWh/m <sup>2</sup> /día	Lc proporción	Ya kWh/kWp/día	Ls proporción	Yf kWh/kWp/día	Lcr proporción	Lsr proporción	PR proporción
Enero	4.48	0.431	4.05	0.082	3.97	0.096	0.018	0.886
Febrero	5.04	0.455	4.58	0.096	4.48	0.090	0.019	0.890
Marzo	6.05	0.618	5.43	0.115	5.31	0.102	0.019	0.879
Abril	6.25	0.726	5.52	0.120	5.40	0.116	0.019	0.865
Mayo	6.72	0.885	5.84	0.127	5.71	0.132	0.019	0.849
Junio	7.01	0.987	6.03	0.133	5.89	0.141	0.019	0.840
Julio	7.23	1.074	6.16	0.136	6.02	0.149	0.019	0.833
Agosto	7.15	1.034	6.12	0.134	5.98	0.145	0.019	0.837
Septiembre	6.35	0.810	5.54	0.121	5.42	0.128	0.019	0.853
Octubre	5.34	0.601	4.74	0.101	4.63	0.113	0.019	0.868
Noviembre	4.57	0.472	4.10	0.087	4.01	0.103	0.019	0.878
Diciembre	3.81	0.412	3.40	0.069	3.33	0.108	0.018	0.874
Año	5.84	0.710	5.13	0.110	5.02	0.122	0.019	0.859

*Tabla 10. Coeficientes de rendimiento normalizados, Zona II. Fuente: PVSyst.*

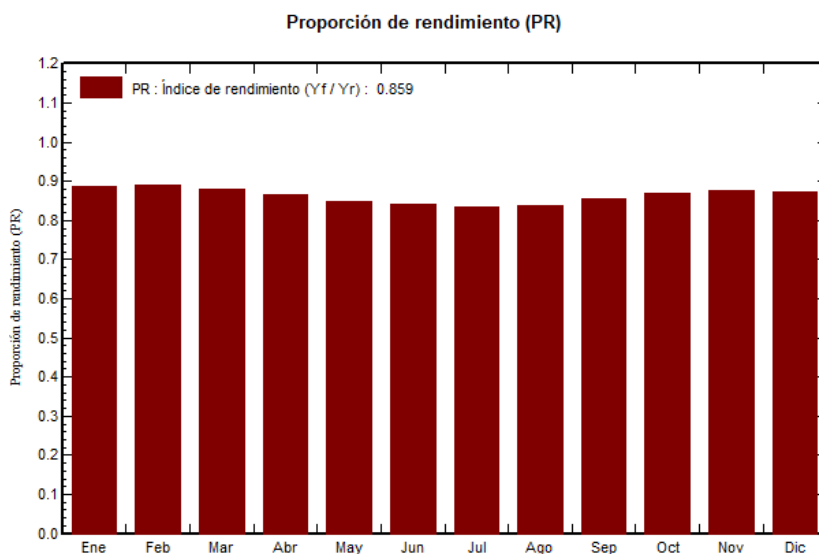
Algunos de estos valores serán usados en las figuras siguientes 30 y 31, donde se determinan el porcentaje de pérdidas del generador fotovoltaico y del inversor y el índice de rendimiento, respectivamente.

Como se puede ver en la figura 30 las producciones normalizadas que determinan el rendimiento final del sistema será de 5,02 kWh/kWp/día (Yf), dando unas pérdidas del campo solar de 0.71 kWh/kWp/día (Lc) y unas pérdidas del sistema de 0,11 kWh/kWp/día (Ls).



**Figura 30. Producciones normalizadas, Zona II. Fuente: PVSyst.**

En la figura 31 se muestra el índice de rendimiento que se obtiene de la división del promedio del valor anual de la producción normalizada del sistema (Yf) y la energía incidente de referencia en plano receptor (Yr).

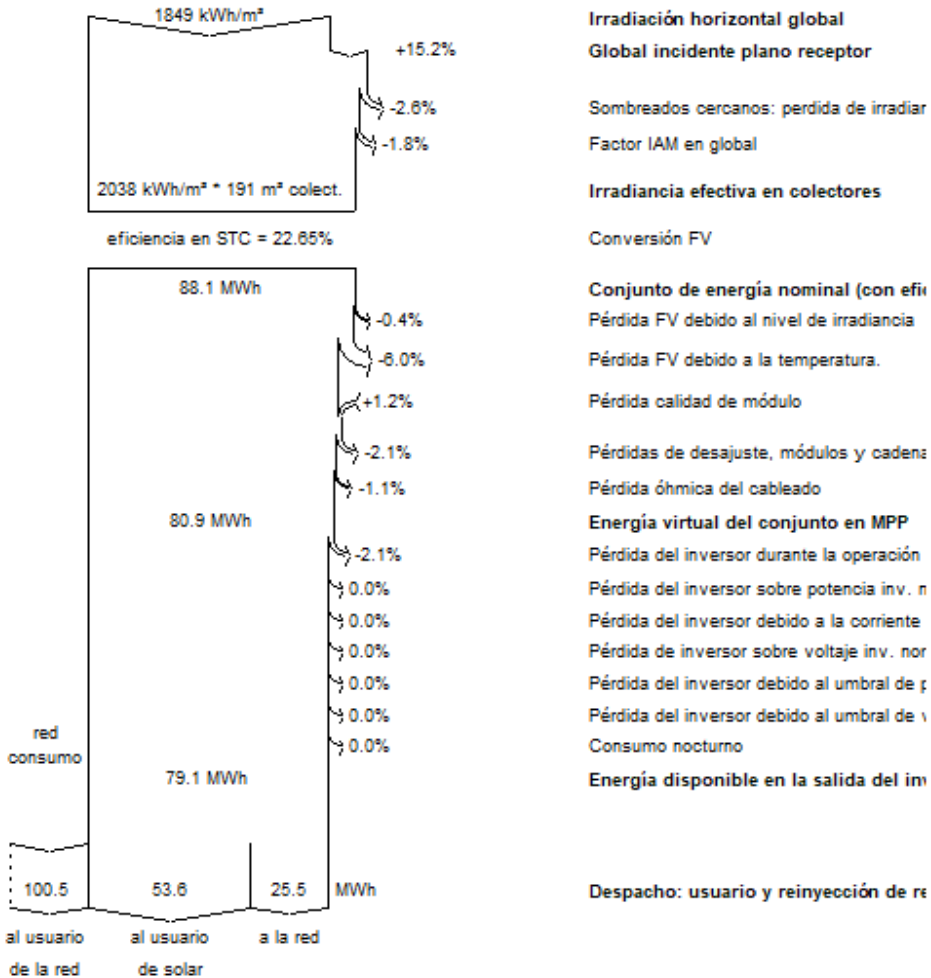


**Figura 31. Proporción de rendimiento, Zona II. Fuente: PVSyst.**

El índice de rendimiento es prácticamente lineal a lo largo del año, con una leve disminución en los meses verano, donde a pesar de que aumenta la irradiación incidente sobre las placas, la producción energética no evoluciona proporcionalmente en la misma magnitud. Paradójicamente, en los meses de mayor producción se obtiene el menor rendimiento. El resultado de la operación realizada es de 0,859, que se traduce en un 85,9% de energía útil producida.

Llegados a este punto, como en el apartado anterior, se genera el diagrama de pérdidas tras la simulación, figura 32. Se puede observar con claridad las distintas pérdidas que sufre el sistema de estudio. Por ejemplo, para una irradiancia global en el plano del colector original de 2131,1 kWh/m<sup>2</sup>, realmente la efectiva en el plano del colector es de 2038 kWh/m<sup>2</sup> teniendo en cuenta las pérdidas por ángulo de incidencia o por suciedad. En este ejemplo se ve que las mayores pérdidas se producen por efecto de la temperatura, las que alcanzan un 6%.

**Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación aulas" - año**



*Figura 32. Diagrama de pérdidas, Zona II. Fuente: PVSyst.*

Al observar la parte inferior de la figura, destaca que la energía disponible en la salida del inversor será de 79,1 MWh anualmente, de las cuales 53,6 MWh se consumirán de la instalación FV instalada y 25,5 MWh se pueden verter a la red, pues en general, en todos los meses habrá excedente. Agosto sería el mes que más producción generaría (3308 kWh/mes) seguido de junio (3134 kWh/mes) mientras que los meses más fríos (ver tabla 6), serían los de menor producción: enero con 375 kWh y diciembre con 650 kWh, pero que también se aportan al sistema. De la red se tomarían 100,5 MWh que se hace efectiva para los horarios que no hay producción fotovoltaica, ya sea por consumo nocturno o días nublados.

### 3.3.4.3. Resumen del sistema.

La instalación solar fotovoltaica para autoconsumo estará conformada por 261 paneles solares de la marca comercial SunPower Maxeon 3, de tecnología monocristalina estándar de 400 Wp, que serán los encargados de generar la energía eléctrica a partir de la radiación solar que incide sobre ellos. Ubicados en la cubierta de la edificación que ocupan las aulas y biblioteca (zona II) en el campus de la UNIA, tendrán una distancia de 2,20 y 2,30 metros entre líneas de paneles para los instalados en las zonas de las aulas-biblioteca y residencia respectivamente.

Los paneles que abastecerán a la zona I tendrán 9 módulos en serie y 17 en paralelos y un inversor de 60 kW con 6 entradas MPPT. Los de la zona II tendrán 9 módulos en serie y 12 en paralelos y un inversor de 40 kW con 4 entradas MPPT. Los inversores serán de la marca comercial Huawei Technologies.

Esta instalación se ha diseñado con menos potencia de la contratada porque durante el día se consume únicamente lo que se está generando en los paneles solares. De esta forma se ajusta la producción de energía por los paneles solares, más el consumo que hay en la residencia y en las aulas y biblioteca durante el tiempo que el panel solar está funcionando. Se demuestra que toda la energía del sol que llega durante el día se convierte en energía, mientras que la que llega fuera de ese horario se coge de la red eléctrica.

A continuación, en la tabla 11 se muestra un resumen de la instalación FV.

RESUMEN INSTALACIÓN FV			
Parámetros	Zona I: Residencia	Zona II: Aulas y biblioteca	Total
Cantidad de paneles solares	153	108	261
Módulos en serie	9	9	18
Número de cadenas	17	12	29
Inversor (kW)	60	40	-
Número de entradas MPPT	6	4	-
Distancia entre paneles (metros)	2,30	2,20	-
Irradiancia global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /año)		1849,4	1849,4
Irradiancia global incidente en el plano receptor (kWh/m <sup>2</sup> /año)		2131,1	2131,1
Energía de salida del generador (kWh/año).	114966	80859	195825
Energía suministrada por el usuario (kWh/año).	223637	154066	377703
Energía solar (kWh/año).	77957	53605	131562
Energía inyectada a la red (kWh/año).	34815	25517	60332
Energía de la red (kWh/año).	145680	100461	246141

Tabla 11. Resumen de la instalación FV. Fuente: Elaboración propia.

Al observar la columna de los totales, se puede plantear que la energía de salida del generador será de 195825 kWh/año (que tendrá algunas pérdidas como se reflejó en las figuras 26 y 32), la cual será aproximadamente la energía que generará la



instalación fotovoltaica, más de la mitad que la que consumen los usuarios (377703 kWh/año). Se estará autoconsumiendo de la instalación 131562 kWh/año y se tendrá que obtener de la red 246141 kWh/año que estará dado por los consumos nocturnos o días nublados donde no existe producción fotovoltaica. De existir en un futuro un estudio para el autoconsumo con excedente, se pudiera verte a la red 60332 kWh/año. En resumen, con estas condiciones, la factura eléctrica podrá reducirse aproximadamente a la mitad con esta nueva instalación.

### **3.4. Relación coste/beneficio.**

Uno de los factores importantes para conocer la rentabilidad que tendrá la instalación fotovoltaica es a través de los parámetros económicos para el caso de estudio, entre los que se encuentran la tarifa que se tiene contratada, los consumos del usuario, vida útil de los paneles solares, etc.

Los módulos FV seleccionados tienen garantizado su funcionamiento durante 25 años, de ahí que el estudio económico se realice para este tiempo.

#### **3.4.1. Precio de la luz.**

La tarifa que se refleja en las facturas de la UNIA, pertenece al mercado libre, donde las comercializadoras tienen la libertad para establecer el precio del kWh que quieran, e incluso pueden ofrecer ofertas y descuentos.

Estas compañías adquieren la luz al precio fijado en el mercado eléctrico y le añaden los impuestos regulados por el Gobierno más el margen de comercialización que consideren, pero se sirven de diferentes estrategias para poder ofrecer en ocasiones un precio del kWh inferior al de las tarifas reguladas. En la figura 33 se muestra una gráfica con la evolución del precio medio mensual del MWh en el mercado español desde 1998 hasta la actualidad.

Como se puede observar, en el 2021 y 2022 los precios se dispararon en comparación a años anteriores. Esto vino dado por una serie de factores como el fuerte encarecimiento del precio del gas en el 2021, y aunque para el 2022 han bajado los valores, siguen siendo altos y se refleja en la situación existente por la guerra en Ucrania.

## Promedio mensual del precio del MWh en el mercado mayorista español

En meses comparables

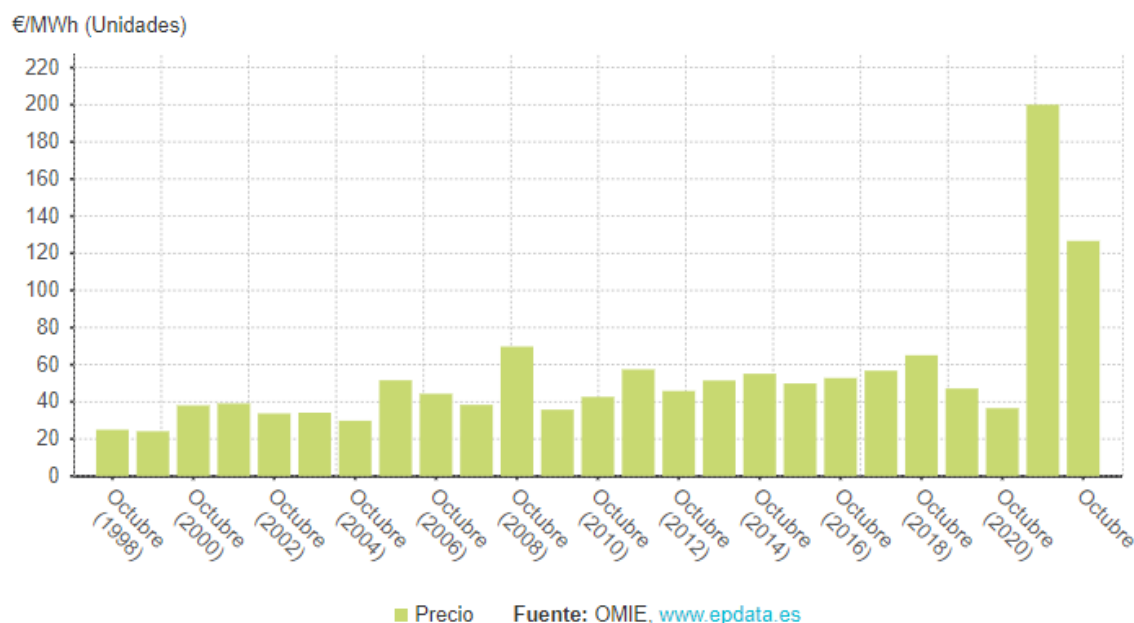


Figura 33. Promedio mensual del precio del MWh en el mercado mayorista español. Fuente: OMIE

Según un estudio de las facturas proporcionadas por la universidad, se pudo determinar que semestralmente cambiaban o ajustaban el precio de la luz. En la factura del 2019, el precio osciló en 0,235159 euro/kWh. En el caso del 2022, está en torno a los 0,291361 euro/kWh. Sin detallar lo ocurrido en los años intermedios, se puede determinar que el precio aumentó aproximadamente en 0,056202 euro/kWh. Se puede considerar que el precio del kWh ha aumentado considerablemente, lo cual se ve reflejado en las facturas actuales.

### 3.4.2. Inversión

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto es necesario hacer una estimación de la inversión inicial. Ya se conocen los paneles y los inversores que se instalarán. Sus precios, como los siguientes que se mostrarán, podrán observarse en la tabla 12. La estructura para 1 panel tiene un coste de 153,44 €. Aunque vamos a tener como referencia este precio, es bueno aclarar que el precio por panel disminuye según aumenta la cantidad de paneles por estructura. En el anexo VI podemos ver la ficha técnica de los soportes. En todos estos casos, está incluido el IVA y no existirá gastos asociados al transporte, ya sea por sobrepasar las cantidades compradas o el límite de precios que tienen definidos las empresas comercializadoras.

Otro de los costes a tener en cuenta en la inversión es la instalación. Para instalaciones de este tipo, el coste conjunto de mano de obra suele rondar el 20% del coste total de los materiales. También tenemos que incluir el precio de protecciones, cableado eléctrico, canalizaciones, accesorios, legalización y mano de obra administrativa, que habitualmente se cuantifica en conjunto como un 10%.

Para poder completar la inversión, es necesario establecer los precios unitarios de cada elemento. Dichos valores se obtuvieron desde las plataformas de AutoSolar y TeknoSolar, en las que se encuentran una variedad de equipos con sus costos y parámetros técnicos.

INVERSIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN FV			
Elementos	Cantidad	Precio unitario (euro)	Precio total (euro)
Paneles solares	261	420	45360,00
Estructura de los paneles	261	153,44	40047,84
Inversor 40 Kw	1	4342,40	4342,40
Inversor 60 Kw	1	4265	4265,00
Instalaciones (20%)	-	-	18623,04
Otros componentes (10%)	-	-	9311,52
Total			121949,80
Total con IVA (21%)			147559,26

Tabla 12. Inversión general de la instalación FV. Elaboración propia.

Por tanto, la inversión total de la instalación con IVA incluido ascenderá a los 147559,26 euros.

% de Coste Relativo a cada concepto

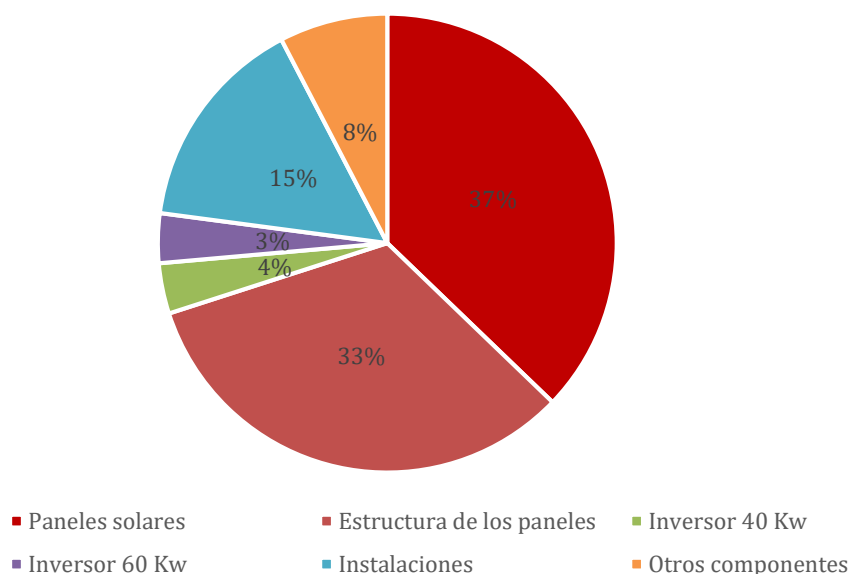


Figura 34. Por ciento del coste relativo a cada concepto. Fuente: Elaboración propia.

En la figura 34 podemos ver qué por ciento de la inversión se dedicará a cada concepto, siendo los paneles y su estructura los que más costarán.

### 3.4.3. Amortización

Para calcular la amortización, una de las primeras cifras que debemos tener en cuenta es el coste de mantenimiento de la instalación. Las instalaciones fotovoltaicas tienen en general un mantenimiento muy bajo, pero es necesario tener en cuenta la limpieza periódica de los paneles, así como eventuales reemplazos de paneles o reparaciones

de diversa índole. Los gastos de mantenimiento se cuantifican habitualmente como un 2% de los ingresos o en nuestro caso, como un 2% del ahorro. Es por ello que podremos conocer esta cifra una vez conocido el ahorro.

Asumiendo que en el 2022 se consume la misma cantidad de kWh que el 2019, o sea, 377703 kWh y aplicando el precio actual de 0,291361 euro/kWh, se pagarían 110047,92 euros al año sin la instalación FV.

Una vez instalada y para conocer qué tiempo tardaría su amortización y, por ende, su ahorro, debemos partir que la instalación reducía a la mitad su factura anual (apartado 3.3.4.3). Para este caso serían 55023,96 euros y conociendo que la inversión de la instalación sería de 147559,26 euros, podemos definir que se tardaría menos de 3 años en amortizarla.

Este sería un plazo muy razonable teniendo en cuenta que la estimación es de 25 años de producción. A partir del tercero habría un ahorro muy significativo.

Además, para futuros estudios se pudiera tener en cuenta vender los excedentes obtenidos.

## CONCLUSIONES

- 1.- Los valores de las variables meteorológicas temperatura, humedad relativa, velocidad del viento, irradiación horizontal global, irradiación difusa horizontal, radiación solar, medidas en Santa María de la Rábida indican la viabilidad de la zona para el establecimiento de sistemas fotovoltaicos para consumo energético en la sede de la UNIA.
- 2.- El consumo eléctrico anual de las Zona I y II con una cuantía de 377793 kWh, tienen su mayor expresión en el período 2 en los meses de enero y febrero pertenecientes a la temporada de invierno, con un porcentaje menor de coincidencia entre el perfil de consumo y las horas de producción solar del 83,33% en el mes de diciembre, lo que indica la factibilidad de utilización de la energía fotovoltaica para suplir dicho consumo.
- 3.- La máxima potencia consumida puntualmente de 75 kW para la Zona I y de 63 kW para la Zona II, permite proyectar para la generación de energía eléctrica que abastezca su demanda una instalación solar fotovoltaica en modalidad de autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW, que implica además facilidades en su tramitación administrativa.
- 4- Las características y disposición de los componentes de la instalación solar fotovoltaica propuesta para las Zona I y II del campus de la UNIA, así como su ubicación, área que cubre y marca comercial seleccionada, se corresponden con los estudios realizados, y permitirán garantizar por esta vía aportes a la demanda eléctrica de la institución.
- 6- La nueva instalación solar fotovoltaica tardaría menos de 3 años en lograr su amortización, un ahorro muy significativo a partir de este momento.

## REFERENCIAS

- 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.
- 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:
- Andreu, F. (2015). 10 claves para entender el Real Decreto de Autoconsumo. *Solartradex*.
- ANPIER, 2018. Anuario Fotovoltaico, 2019.
- Bachour, D. A. (2015). Measuring and Estimating Solar Direct Normal Irradiance using LIDAR, Solar Station and Satellite Data in Qatar. July 2015.
- Badii, M., Guillen, A., & Lugo Serrato, O. (2015). History and Use of Renewable Energies. *Daena: International Journal of Good Conscience*, 10(1), 1–18.
- Bastida Molina, P., Saiz Jiménez, J.A., Molina Palomares, M.P. y 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>.
- Britannica Group, I. (2020). Solar radiation and temperature. *Britannica Encyclopedia*. <https://www.britannica.com/science/climate-meteorology/Solar-radiation-and-temperature>.
- Calvo, D. (2015). Real decreto de autoconsumo: ¿cómo sacarle provecho? El blog de la energía fotovoltaica.
- Centelsa. (2015). Cables para el aprovechamiento de la energía solar.
- Cervera Gascó, Jorge. (2019). Modelo integral de gestión de sistemas de riego alimentados por energía solar fotovoltaica. Tesis doctoral. Universidad de Castilla-La Mancha.
- Código Técnico de la Edificación en su documento base HE-5 “contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica”.
- 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.
- García. D. (2015). Reinventando el autoconsumo. *Revista SMA*.

- García Garre, A (2018). Análisis técnico y económico del impacto de las instalaciones de autoconsumo en las redes eléctricas: aplicación a la generación fotovoltaica integrada con recursos energéticos distribuidos. Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Industrial. Universidad Politécnica de Cartagena.
- García Monje, A (2021). Proyecto de instalación fotovoltaica (141,2 kw) en régimen de autoconsumo colectivo en una empresa del sector de telecomunicaciones en Paterna. Trabajo Fin de Máster en Ingeniería Industrial. Universidad Politécnica de Valencia.
- Gobierno de España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Hughes, L, R (2011). Future world oil production: growth, plateau or peak? Current opinion in environmental sustainability 2011. vol 3. p.225-234.
- Huld, T., Gracia Amillo, A. (2015), Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum. Energies 2015, 8, 5159-5181.
- IPCC (2022). Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC.Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Changes mitigation.
- IRENA, 2019. WWWDocument. URL. <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/map/1487>.
- Katsumata N., Nakada Y., Minemoto T., Takakura H. (2011). Estimation of irradiance and outdoor performance of photovoltaic modules by meteorological data, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 95, Issue 1, January 2011
- Kim, BK. (2017). Determining the optimal installation timing of building integrate photovoltaic systems. Journal of Cleaner Production, 140, 1322-1329.
- Magán Parodi, J. (2017). Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Plataforma de formación de COGITI. España.
- Martín, N. (2013). Los módulos fotovoltaicos en las edificaciones: posibilidades y directrices de diseño. Técnica Industrial. Fundación Técnica Industrial 296 pp.
- Martín, N y Montero, D (2017). Optimizing photovoltaic self-consumption in office, Energy and buildings (148), 155-165.
- Mérida García, A. (2020). Modelo Integral de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica en riego. Tesis Doctoral. Universidad de Córdoba.
- Mora Salgado, P. (2015). Contribución al estudio de la temperatura de módulos FV de diferentes tecnologías en condiciones de situación real. Tesis Doctoral. Universidad de Málaga.
- Moreno Cárdenas, C y Echeverría Gómez, D (2020). Implementación de un sistema fotovoltaico para el empleo de energía solar en una vivienda en la

localidad de Suba. Tesis en opción al título de Ingeniero Civil. Universidad Católica de Colombia. Bogotá.

- Owen, NA, Inderwildi, OR y King DA. (2010). The status conventional world oil reserve-Hype or cause for concern. Energy Policy, 2010, vol 38, p 4743-4749.
- Perpiñán Lamigueiro, O (2015). Energía solar fotovoltaica. Versión electrónica. <https://qlthub.com/oscarperpinan/esf>.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. IDAE. 2013.
- Precio de paneles solares [Placa Solar HYPERLINK "https://www.teknosolar.com/placa-solar-sunpower-maxeon-3-400wp/"](https://www.teknosolar.com/placa-solar-sunpower-maxeon-3-400wp/) [SunPower HYPERLINK "https://www.teknosolar.com/placa-solar-sunpower-maxeon-3-400wp/"](https://www.teknosolar.com/placa-solar-sunpower-maxeon-3-400wp/) MAXEON 3 400Wp | TeknoSolar.com
- Precio de soportes [Estructura 1 Panel 60c 30° Inclinada HYPERLINK "https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-1-panel-60c-30o-inclinada-falcat/"](https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-1-panel-60c-30o-inclinada-falcat/) [Falcat HYPERLINK "https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-1-panel-60c-30o-inclinada-falcat/"](https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-1-panel-60c-30o-inclinada-falcat/) | HYPERLINK "https://autosolar.es/estructuras-suelo/estructura-1-panel-60c-30o-inclinada-falcat/" AutoSolar
- Precio de inversor 60 kW [Inversor HYPERLINK "https://www.teknosolar.com/inversor-huawei-sun2000-60ktl-m0/"](https://www.teknosolar.com/inversor-huawei-sun2000-60ktl-m0/) [Huawei HYPERLINK "https://www.teknosolar.com/inversor-huawei-sun2000-60ktl-m0/"](https://www.teknosolar.com/inversor-huawei-sun2000-60ktl-m0/) SUN2000-60KTL-M0 60kW | TeknoSolar.com
- Precio de inversor 40 kW [Inversor HYPERLINK "https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-40ktl-m3-trifasico/"](https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-40ktl-m3-trifasico/) [Huawei HYPERLINK "https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-40ktl-m3-trifasico/"](https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-40ktl-m3-trifasico/) SUN2000-40KTL-M3 Trifásico 40kW | al Mejor Precio (autosolar.es)
- PVSyst Photovoltaic Software. Pvsyst 6.86: Photovoltaic system study help. <https://www.pvsyst.com/help/>, 2022.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Boletín Oficial del Estado núm. 243, 2015.
- Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Boletín Oficial del Estado núm. 242, 2018.



- Real decreto 244/2019, de 5 abril, por el que regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado núm. 86, 2019.
- Red Eléctrica de España (2018). Las energías renovables en el sistema eléctrico español.
- Red Eléctrica de España (2019). Evolución de la generación renovable y no renovable. Sistema Eléctrico Nacional.
- Red Eléctrica de España. (2020). Sistema de información del operador del sistema. Término de facturación de energía activa del pvpc. <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>, [HYPERLINK "https://www.esios.ree.es/es/pvpc,2020"](https://www.esios.ree.es/es/pvpc,2020)2020 .
- Rouholamini A., Pourgharibshahi H., Fadaeinedjad R. and Abdolzadeh M. 2014; Temperature of a photovoltaic module under the influence of different environmental conditions – experimental investigation 2014. International Journal of Ambient Energy 2014. Taylor and Francis <http://dx.doi.org/10.1080/01430750.2014.952842>
- Saiz Jiménez, JA. (2016). Apuntes Energías Renovables. *Energías Renovables*.
- Salas, V. (2016). Autoconsumo fotovoltaico trifásico con almacenamiento de energía. *Solarnews*, 62.
- Sofos Energía. (2016). Diez casos de éxito de autoconsumo fotovoltaico para empresas. *Energética XXI*.
- Tovar Pescador, J. (2022). Comunicación Personal. Huelva. España
- Sempere López, V.B (2019). Estudio para la implementación de una instalación solar fotovoltaica con conexión a la red eléctrica en una vivienda unifamiliar. Tesis de Grado en Ingeniería Eléctrica. Universidad Politécnica de Valencia.
- Valdez, N., Sánchez Flores, A., y Cervantes Garfias, J. (2007). Energía Solar. Tesis, Esime. [www.simecchilesrl.com](http://www.simecchilesrl.com).
- Vega Guiracochea, G. (2018). Optimización energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos para su integración en la edificación. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid,
- Unión Española Fotovoltaica, (2019). El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética, volume Informe Anual.

# ANEXOS

## Anexo I: Ficha técnica Panel SunPower Maxeon 3.



### MAXEON® 3 | 400 W

#### Residential Solar Panel

SunPower Maxeon panels combine the top efficiency, durability and warranty available in the market today, resulting in more long-term energy and savings.<sup>1,2</sup>



#### Maximum Power. Minimalist Design.

Industry-leading efficiency means more power and savings per available space. With fewer panels required, less is truly more.

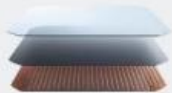


#### Highest Lifetime Energy and Savings

Designed to deliver 60% more energy in the same space over 25 years in real-world conditions like partial shade and high temperatures.<sup>2</sup>



#### Fundamentally Different. And Better.



The SunPower Maxeon® Solar Cell

- Enables highest efficiency panels available<sup>2</sup>
- Unmatched reliability<sup>3</sup>
- Patented solid metal foundation prevents breakage and corrosion



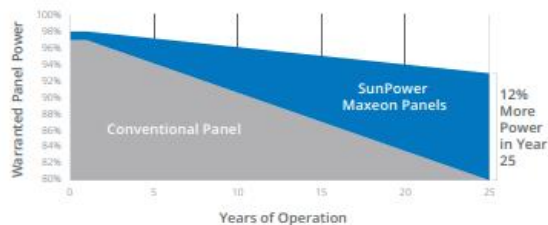
As Sustainable As Its Energy

- Ranked #1 in Silicon Valley Toxics Coalition Solar Scorecard<sup>4</sup>
- First solar panels to achieve Cradle to Cradle Certified™ Silver recognition<sup>5</sup>, pending
- Contributes to more LEED categories than conventional panels<sup>6</sup>



#### Better Reliability, Better Warranty

With more than 25 million panels deployed around the world, SunPower technology is proven to last. That's why we stand behind our panel with an exceptional 25-year Combined Power and Product Warranty, including the highest Power Warranty in solar.

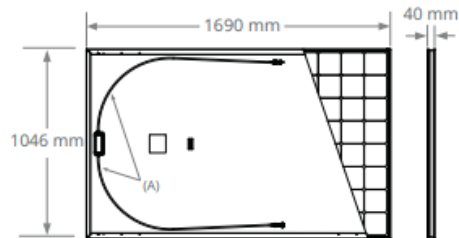


MAXEON® 3 | 400 W Residential Solar Panel

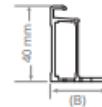
Electrical Data			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-390	SPR-MAX3-370
Nominal Power (P <sub>nom</sub> ) <sup>7</sup>	400 W	390 W	370 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	22.6%	22.1%	20.9%
Rated Voltage (V <sub>mpp</sub> )	65.8 V	64.5 V	61.8 V
Rated Current (I <sub>mpp</sub> )	6.08 A	6.05 A	5.99 A
Open-Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	75.6 V	75.3 V	74.7 V
Short-Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	6.58 A	6.55 A	6.52 A
Max. System Voltage	1000 V IEC		
Maximum Series Fuse	15 A		
Power Temp Coef.	-0.29% / °C		
Voltage Temp Coef.	-176.8 mV / °C		
Current Temp Coef.	2.9 mA / °C		

Tests And Certifications	
Standard Tests <sup>8</sup>	IEC 61215, IEC 61730 Class 1 fire rated per UNI 9177
Quality Management Certs	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
EHS Compliance	RoHS (Pending), OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163 (Pending)
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ (Pending)
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	1000 V; IEC 62804, PVEL 600 hr duration
Available Listings	TUV <sup>9</sup>

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° C to +85° C
Impact Resistance	25 mm diameter hail at 23 m/s
Solar Cells	104 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, Stäubli (MC4), 3 bypass diodes
Weight	19 kg
Design Load	Wind: 2660 Pa, 274 kg/m <sup>2</sup> front & back Snow: 4000 Pa, 408 kg/m <sup>2</sup> front
Max. Load <sup>10</sup>	Wind: 4000 Pa, 408 kg/m <sup>2</sup> front & back Snow: 6000 Pa, 611 kg/m <sup>2</sup> front
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)



FRAME PROFILE



- A. Cable Length: 1200 mm +/-10 mm
- B. LONG SIDE: 32 mm
- SHORT SIDE: 24 mm

Please read the safety and installation guide.

1 SunPower 400 W, 22.6% efficient, compared to a Conventional Panel on same-sized arrays (260 W, 16% efficient, approx. 1.6 m<sup>2</sup>), 7% more energy per watt (based on PVsyst pan files for avg EU climate), 0.5%/yr slower degradation rate (Jordan, et. al. "Robust PV Degradation Methodology and Application," PVSC 2018).  
 2 DNV "SunPower Shading Study," 2013. Compared to a conventional front contact panel.  
 3 #1 rank in "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3". PVtech Power Magazine, 2015.  
 4 SunPower is rated #1 on Silicon Valley Toxics Coalition's Solar Scorecard.  
 5 Cradle to Cradle Certified is a multi-attribute certification program that assesses products and materials for safety to human and environmental health, design for future use cycles, and sustainable manufacturing.  
 6 Maxeon2 and Maxeon3 panels additionally contribute to LEED Materials and Resources credit categories.  
 7 Standard Test Conditions (1000 W/m<sup>2</sup> irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: SOMS current, LACCS FF and Voltage.  
 8 Class C fire rating per IEC 61730.  
 9 Also certified under names SPR-XYX-XXX.  
 10 Calculated with a 1.5 Safety Factor.

Designed in USA  
 Made in Philippines (Cells)  
 Modules Assembled in Mexico

Visit [www.sunpowercorp.co.uk](http://www.sunpowercorp.co.uk) for more information.  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

©2019 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo and MAXEON are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Cradle to Cradle Certified™ is a certification mark licensed by the Cradle to Cradle Products Innovation Institute.



UK: 0 8082818718 | Other EU: 00 800 855 81111

532418 REV A / A4\_EN

[sunpowercorp.co.uk](http://sunpowercorp.co.uk)

## Anexo II: Ficha técnica Inversor Huawei Technologies, 60 kW.



# Inversor de String Inteligente

SUN2000-60KTL-M0



### Inteligente

- monitorización inteligente de 12 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

### Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@380Vac / 400Vac)
- 6 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

### Seguro

- Desconexión de CC integrada; mantenimiento seguro y práctico.
- Unidad de monitorización de la intensidad Residual (RCMU) integrada.
- Diseño sin fusibles.

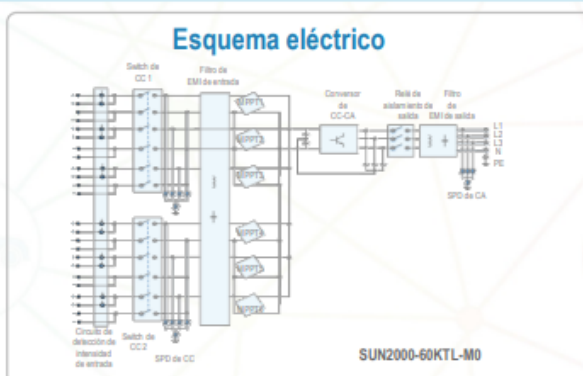
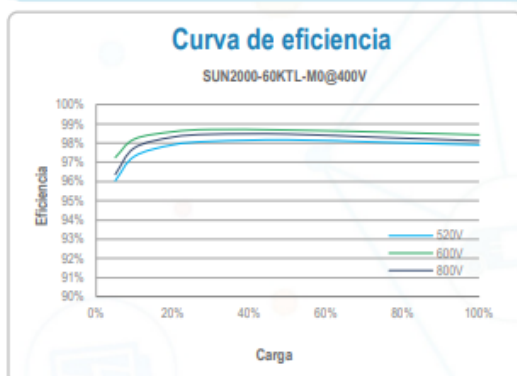
### Confiable

- Tecnología de enfriamiento natural.
- Clase de protección IP65.
- Protectores de sobreintensidad tipo II tanto para CC como para CA.

# Inversor de String Inteligente (SUN2000-60KTL-M0)



Especificaciones técnicas	SUN2000-60KTL-M0
	<b>Eficiencia</b>
Eficiencia máxima	98.9% @480 Vac; 98.7% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.7% @480 Vac; 98.5% @380 Vac / 400 Vac
	<b>Entrada</b>
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V~1,000 V
tensión nominal de entrada	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	12
Cantidad de MPPT	6
	<b>Salida</b>
Potencia nominal activa de CA	60,000 W
Máx. potencia aparente de CA	66,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	66,000 W
tensión nominal de salida	220V / 380V, 230V / 400V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings 277V / 480V, 3W+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
intensidad de salida nominal	91.2 A @380 Vac, 86.7 A @400 Vac, 72.2 A @480 Vac
Máx. intensidad de salida	100 A @380 Vac, 95.3 A @400 Vac, 79.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
	<b>Protección</b>
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	SI
Protección contra funcionamiento en isla	SI
Protección contra sobreintensidad de CA	SI
Protección contra polaridad inversa de CC	SI
monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	SI
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	SI
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	SI
	<b>Comunicación</b>
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	SI
USB	SI
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	SI
	<b>General</b>
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	74 kg (163.1 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Arandela
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	<b>Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)</b>
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683
Código de red	IEC 61727, VDE 4105/0126, UTE C 15-712-1, EN 50438, CLC/TS 50549-1, CEI 0-16/21, C10/11, RD 1699, PO 12.9



El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual al momento de la impresión. Sujeto a cambios técnicos. Se exceptúan errores y omisiones. Huawei no será responsable de errores de impresión o de otro tipo. Para obtener mejor información, visite el sitio web solar.huawei.com. Versión No. 01-(201806)

## Anexo III: Resultados simulación Zona I: residencia.



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación residencia

PVsyst V7.2.21

VC6, Simulation date:  
03/12/22 16:57  
with v7.2.21

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
<b>La Rábida</b>		Latitude	37.21 °N	Albedo	0.20
España		Longitude	-6.92 °W		
		Altitude	30 m		
		Time zone	UTC+1		
<b>Meteo data</b>					
La Rábida					
MeteoNorm 8.0 station (modified by user) - Sintético					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Tables on a building</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Fixed plane		Linear shadings		Monthly values	
Tilt/Azimuth	35 / 0 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	153 units	<b>Inverters</b>		1 unit	
Pnom total	61.2 kWp	Nb. of units		60.0 kWac	
		Pnom total		1.020	
		Pnom ratio			

### Results summary

Produced Energy	112.8 MWh/year	Specific production	1843 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.47 %
Used Energy	223.6 MWh/year			Solar Fraction SF	34.86 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7



## Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación residencia

### PVsyst V7.2.21

VC6, Simulation date:  
03/12/22 16:57  
with v7.2.21

#### General parameters

##### Grid-Connected System

##### PV Field Orientation

Orientation  
Fixed plane  
Tilt/Azimuth 35 / 0 °

##### Horizon

Free Horizon

##### Tables on a building

##### Sheds configuration

Nb. of sheds 153 units  
Sizes  
Sheds spacing 2.30 m  
Collector width 1.05 m  
Ground Cov. Ratio (GCR) 45.5 %  
Shading limit angle  
Limit profile angle 22.6 °

##### Near Shadings

Linear shadings

##### Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonom  
Circumsolar separate

##### User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
27.9	21.8	19.3	21.0	11.4	16.1	22.3	19.4	18.0	13.8	16.3	16.3	224	MWh/mth

#### PV Array Characteristics

##### PV module

Manufacturer Generic  
Model SPR-MAX3-400  
(Original PVsyst database)  
Unit Nom. Power 400 Wp  
Number of PV modules 153 units  
Nominal (STC) 61.2 kWp  
Modules 17 Strings x 9 In series  
At operating cond. (50°C)  
Pmpp 57.1 kWp  
U mpp 532 V  
I mpp 107 A

##### Total PV power

Nominal (STC) 61 kWp  
Total 153 modules  
Module area 270 m<sup>2</sup>

##### Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-60KTL-M0\_400Vac  
(Original PVsyst database)  
Unit Nom. Power 60.0 kWac  
Number of inverters 6 \* MPPT 17% 1 unit  
Total power 60.0 kWac  
Operating voltage 200-1000 V  
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.02

##### Total inverter power

Total power 60 kWac  
Number of inverters 1 unit  
Pnom ratio 1.02

#### Array losses

##### Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance  
Uc (const) 20.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

##### Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

##### IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, 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	0.440	0.000

##### DC wiring losses

Global array res. 81 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

##### Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

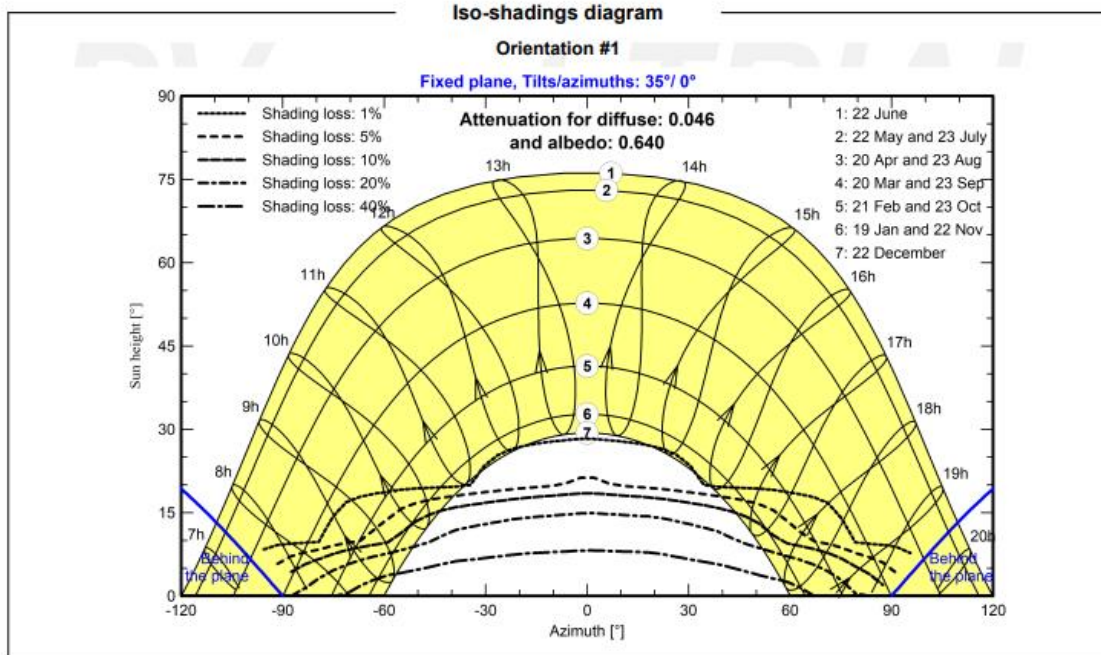
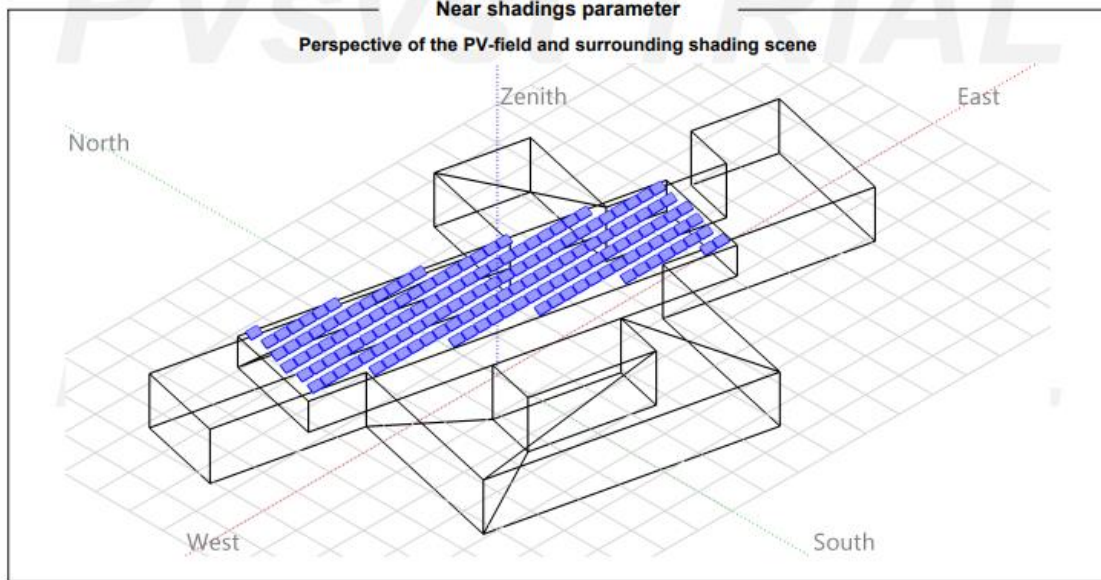
##### Module Quality Loss

Loss Fraction -1.3 %



PVsyst V7.2.21

VC6, Simulation date:  
03/12/22 16:57  
with v7.2.21







Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación residencia

PVsyst V7.2.21

VC6, Simulation date:  
03/12/22 16:57  
with v7.2.21

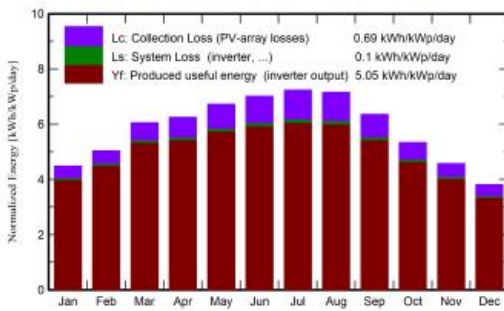
Main results

System Production

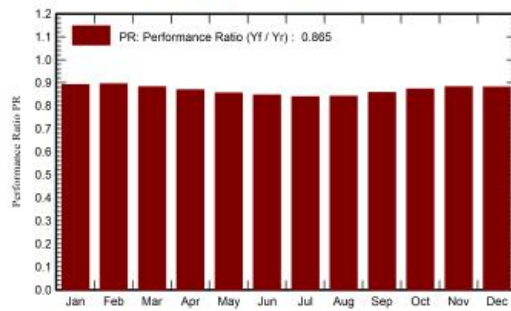
Produced Energy 112.8 MWh/year  
Used Energy 223.6 MWh/year

Specific production 1843 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 86.47 %  
Solar Fraction SF 34.86 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	80.8	28.20	10.80	139.0	132.6	7.72	27.92	7.107	0.478	20.82
February	97.1	36.70	11.60	141.0	136.3	7.87	21.81	6.429	1.293	15.39
March	149.8	52.80	14.50	187.5	181.1	10.32	19.34	7.077	3.052	12.27
April	176.1	70.00	16.70	187.5	179.8	10.18	20.95	7.549	2.433	13.40
May	220.0	73.10	20.70	208.4	199.3	11.13	11.39	5.058	5.855	6.33
June	232.8	68.40	24.10	210.4	201.3	11.13	16.11	6.837	4.070	9.27
July	243.2	59.30	26.40	224.2	215.0	11.75	22.33	8.801	2.709	13.53
August	215.8	60.00	26.80	221.7	213.4	11.64	19.39	7.838	3.574	11.55
September	160.9	51.30	23.10	190.6	183.9	10.19	18.03	6.874	3.122	11.15
October	120.3	47.50	19.80	165.5	159.9	9.00	13.85	4.932	3.900	8.92
November	85.9	30.40	14.20	137.2	131.8	7.55	16.26	4.882	2.527	11.37
December	66.7	26.30	11.10	118.2	111.0	6.49	16.26	4.574	1.801	11.68
Year	1849.4	604.00	18.36	2131.1	2045.4	114.97	223.64	77.957	34.815	145.68

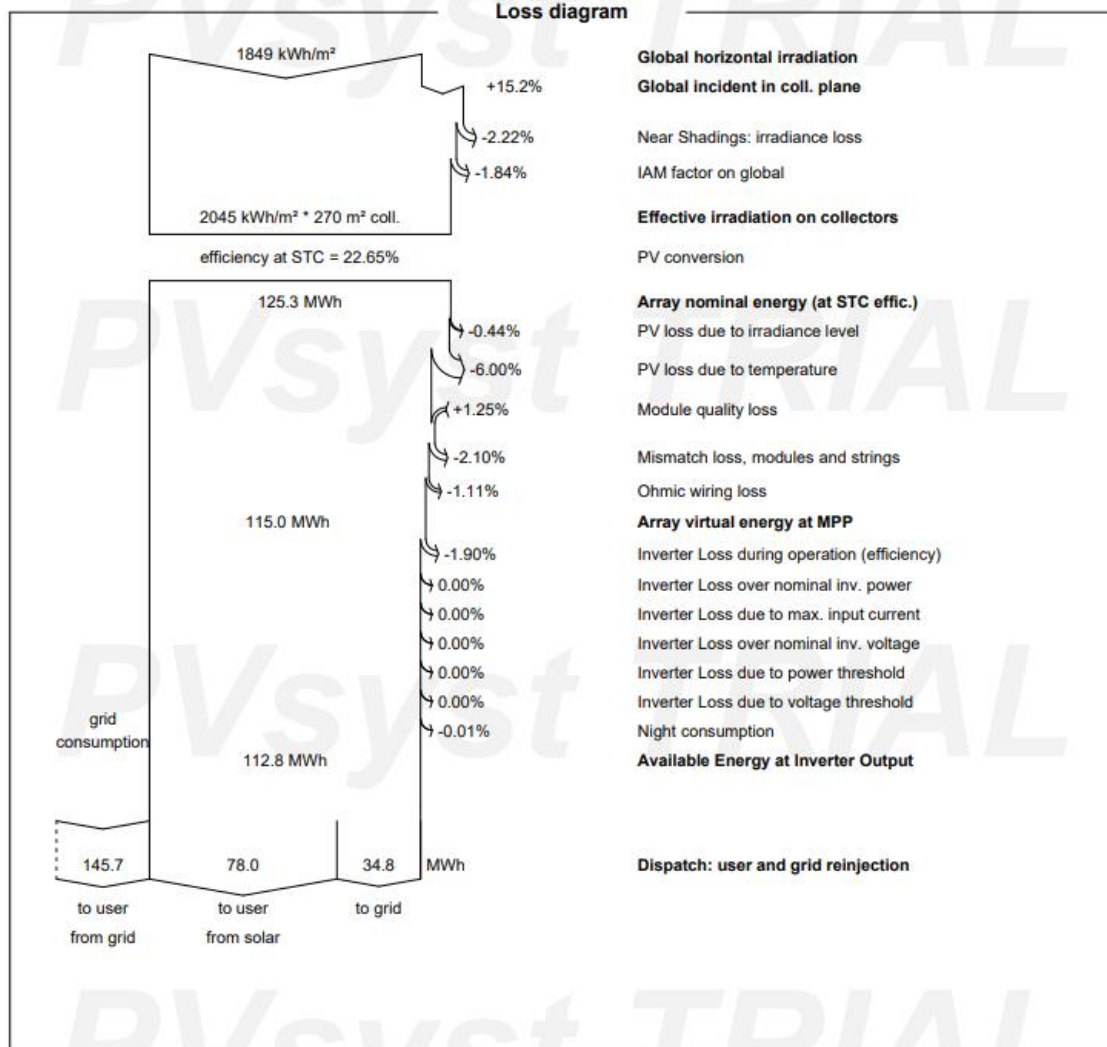
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



**PVsyst V7.2.21**

VC6, Simulation date:  
03/12/22 16:57  
with v7.2.21



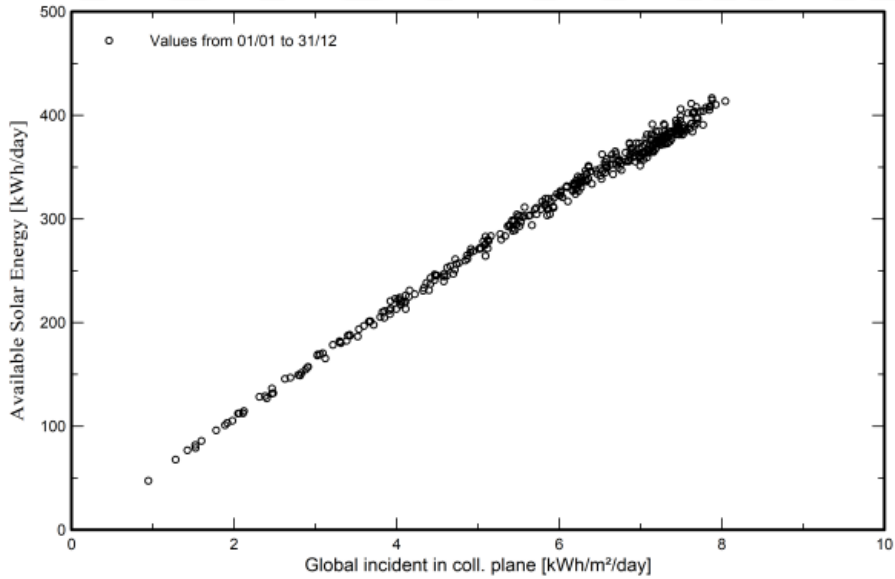


PVsyst V7.2.21

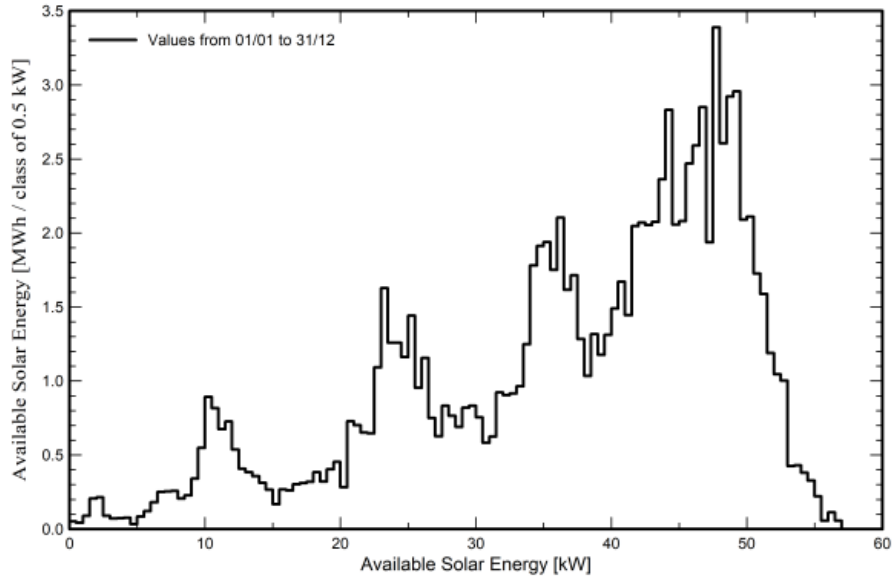
VC6, Simulation date:  
03/12/22 16:57  
with v7.2.21

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



# Anexo IV: Ficha técnica Inversor Huawei Technologies, 40 kW.

SUN2000-30/36/40KTL-M3  
Smart PV Controller



### Inteligente

Monitorización a nivel de string



### Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



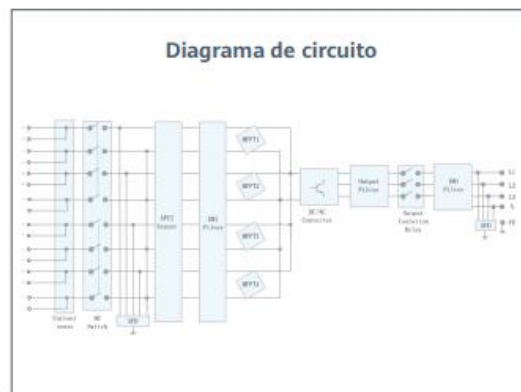
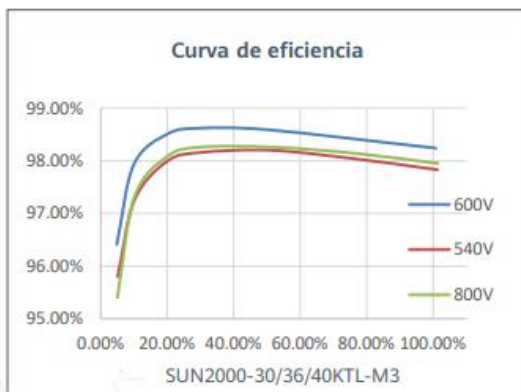
### Seguro

Diseño sin fusibles



### Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



SUN2000-30/36/40KTL-M3  
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

### Eficiencia

Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

### Entrada

Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación <sup>2</sup>	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

### Salida

Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

### Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada3	Sí

### Comunicación

Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

### Especificaciones generales

Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

### Compatibilidad con optimizador

Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

### Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.  
2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.  
3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)  
SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

## Anexo V: Resultados simulación Zona II: aulas y biblioteca.



**PVsyst V7.2.21**  
 VC7, Simulation date:  
 03/12/22 21:17  
 with v7.2.21

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación aulas

### Project summary

<b>Geographical Site</b> La Rábida España	<b>Situation</b> Latitude 37.21 °N Longitude -6.92 °W Altitude 30 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> La Rábida MeteoNorm 8.0 station (modified by user) - Sintético		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Tables on a building</b>	<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 35 / 0 °	<b>Near Shadings</b> Linear shadings	Monthly values
<b>System information</b>	<b>Inverters</b>	
<b>PV Array</b> Nb. of modules 108 units Pnom total 43.2 kWp	Nb. of units 1 unit Pnom total 40.0 kWac Pnom ratio 1.080	

### Results summary

Produced Energy 79.12 MWh/year	Specific production 1832 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.94 %
Used Energy 154.07 MWh/year		Solar Fraction SF 34.79 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación aulas

**PVsyst V7.2.21**

VC7, Simulation date:  
03/12/22 21:17  
with v7.2.21

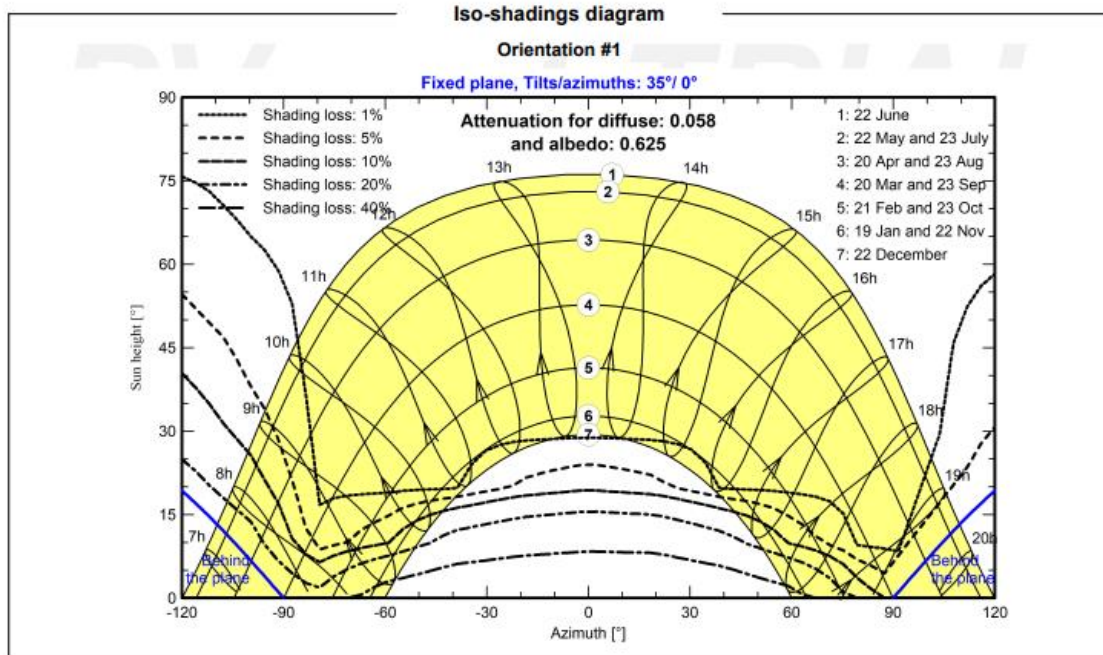
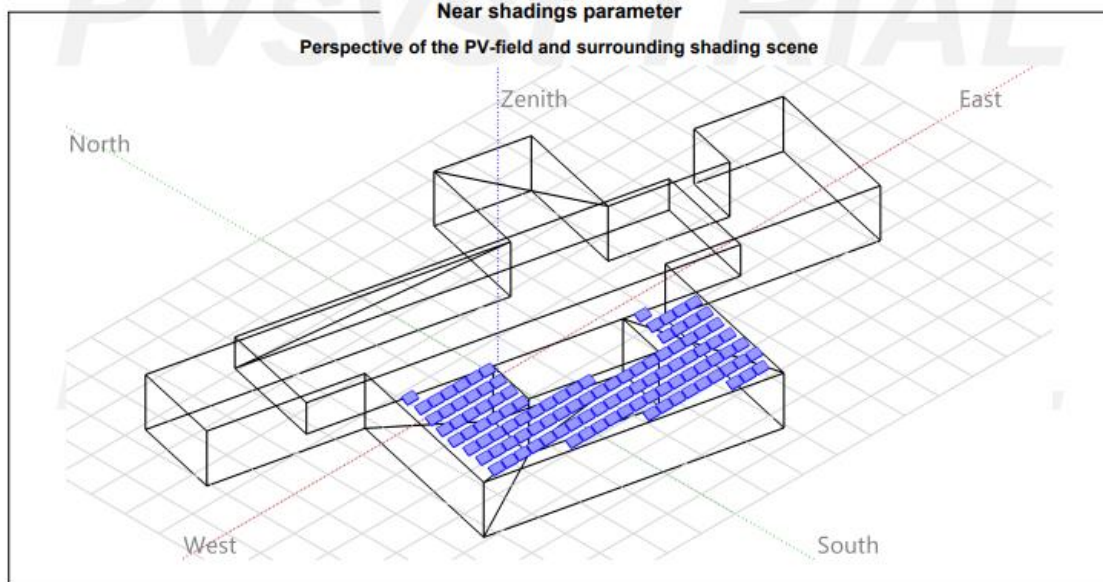
General parameters													
<b>Grid-Connected System</b>				<b>Tables on a building</b>									
<b>PV Field Orientation</b>				<b>Sheds configuration</b>					<b>Models used</b>				
<b>Orientation</b>				Nb. of sheds					Transposition				
Fixed plane				108 units					Perez				
Tilt/Azimuth				35 / 0 °					Diffuse				
				Sheds spacing					Perez, Meteonom				
				2.20 m					Circumsolar				
				Collector width					separate				
				1.05 m									
				Ground Cov. Ratio (GCR)									
				47.5 %									
				<b>Shading limit angle</b>									
				Limit profile angle					24.1 °				
<b>Horizon</b>				<b>Near Shadings</b>					<b>User's needs</b>				
Free Horizon				Linear shadings					Monthly values				
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
19.2	15.5	13.9	12.7	11.3	10.6	13.0	11.2	12.5	9.88	9.20	15.0	154	MWh/mth

PV Array Characteristics			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	SPR-MAX3-400	Model	SUN2000-40KTL-M3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	400 Wp	Unit Nom. Power	40.0 kWac
Number of PV modules	108 units	Number of inverters	4 * MPPT 25% 1 unit
Nominal (STC)	43.2 kWp	Total power	40.0 kWac
Modules	12 Strings x 9 In series	Operating voltage	200-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>40°C)	44.0 kWac
Pmpp	40.3 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.08
U mpp	532 V		
I mpp	76 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	43 kWp	Total power	40 kWac
Total	108 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	191 m²	Pnom ratio	1.08

Array losses								
<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Global array res.		Loss Fraction				
Uc (const)		115 mΩ		-1.3 %				
20.0 W/m²K		Loss Fraction		1.5 % at STC				
Uv (wind)		0.0 W/m²K/m/s						
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction		Loss Fraction						
2.0 % at MPP		0.1 %						
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, 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	0.440	0.000



PVsyst V7.2.21  
VC7. Simulation date:  
03/12/22 21:17  
with v7.2.21







Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación aulas

PVsyst V7.2.21

VC7. Simulation date:  
03/12/22 21:17  
with v7.2.21

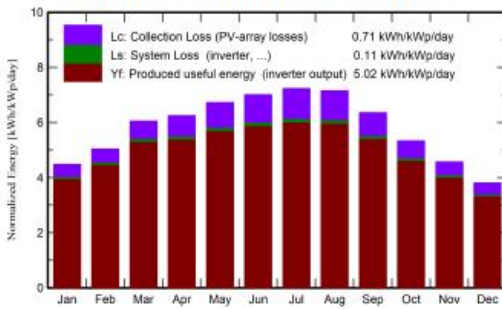
Main results

System Production

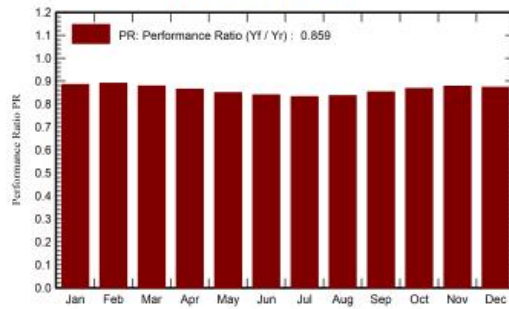
Produced Energy 79.12 MWh/year  
Used Energy 154.07 MWh/year

Specific production 1832 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 85.94 %  
Solar Fraction SF 34.79 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	80.8	28.20	10.80	139.0	132.0	5.429	19.22	4.944	0.375	14.28
February	97.1	36.70	11.60	141.0	136.0	5.540	15.50	4.543	0.880	10.95
March	149.8	52.80	14.50	187.5	180.7	7.272	13.94	5.060	2.058	8.88
April	176.1	70.00	16.70	187.5	179.3	7.160	12.74	4.795	2.209	7.94
May	220.0	73.10	20.70	208.4	198.3	7.818	11.28	4.689	2.958	6.59
June	232.8	68.40	24.10	210.4	200.2	7.811	10.55	4.504	3.134	6.05
July	243.2	59.30	26.40	224.2	213.9	8.248	13.03	5.373	2.693	7.65
August	215.8	60.00	26.80	221.7	212.7	8.190	11.23	4.702	3.308	6.52
September	160.9	51.30	23.10	190.6	183.5	7.182	12.50	4.777	2.248	7.72
October	120.3	47.50	19.80	165.5	159.6	6.342	9.87	3.502	2.704	6.37
November	85.9	30.40	14.20	137.2	131.4	5.314	9.20	2.903	2.298	6.30
December	66.7	26.30	11.10	118.2	110.4	4.554	15.01	3.811	0.650	11.20
Year	1849.4	604.00	18.36	2131.1	2038.1	80.859	154.07	53.605	25.517	100.46

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



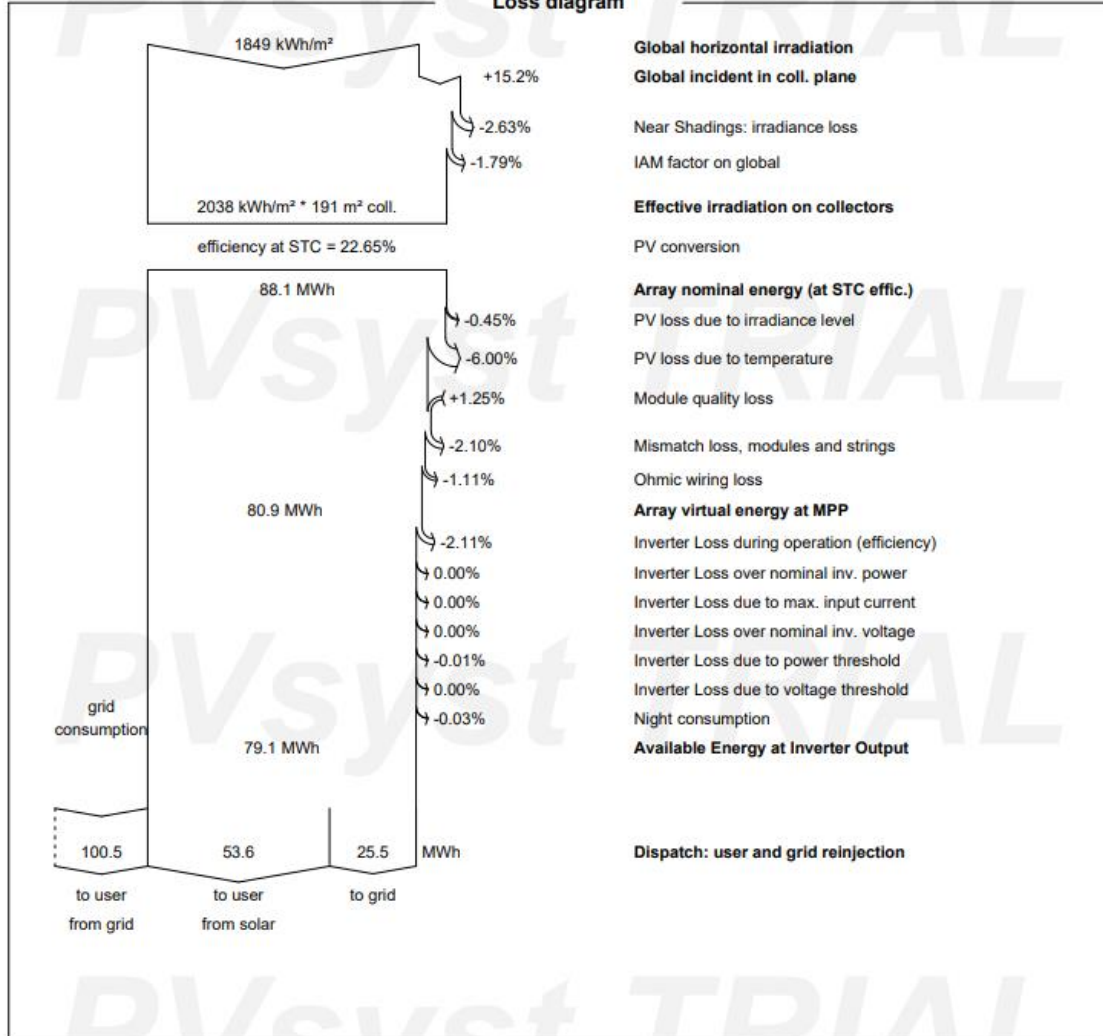
Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación aulas

PVsyst V7.2.21

VC7, Simulation date:  
03/12/22 21:17  
with v7.2.21

Loss diagram

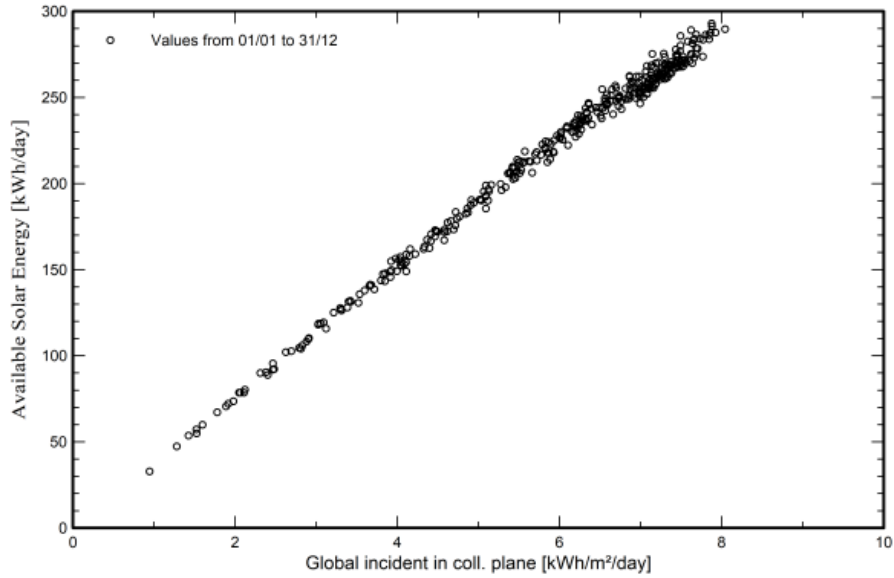




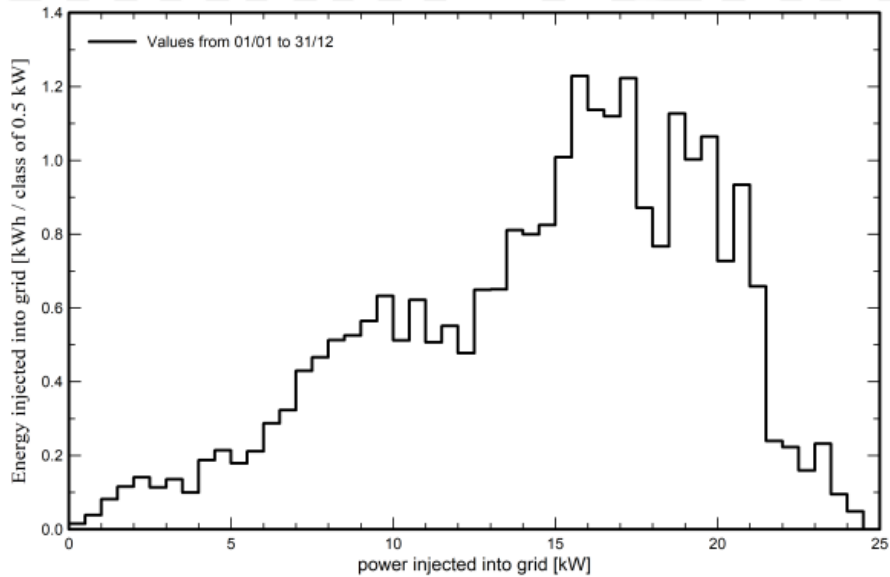
PVsyst V7.2.21  
VC7, Simulation date:  
03/12/22 21:17  
with v7.2.21

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



## Anexo VI: Ficha técnica de la estructura de los paneles.

Ficha técnica:  
TRI Solution



### Especificaciones

**Materiales:** Aluminio anodizado 6005 T5  
Acero inoxidable 304

**Velocidad del viento:** hasta 45 m/s

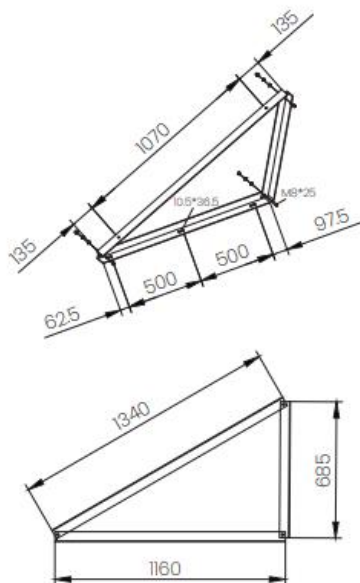
**Carga de nieve:** hasta 50 cm

### Accesorios

Cantidad/ paneles	 TRI-bracket	 Rail	 Empalme de rail	 Abrazadera de rail	 Abrazadera intermedia	 Abrazadera final
1 panel	2	2	-	4	-	4
2 paneles	3	4	2	6	2	4
3 paneles	4	6	4	8	4	4
4 paneles	4	8	6	8	6	4
5 paneles	5	10	8	10	8	4
6 paneles	6	12	10	12	10	4

### Medidas

Estructura tri-60 células



Estructura tri-72 células

