



Universidad
Rey Juan Carlos

Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Trabajo de Fin de Grado

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA
PARA AUTOCONSUMO**

Anastasia Tarasyuk Tarasyuk

Curso 2023/24

ÍNDICE

1. Resumen	2
2. Introducción	3
2.1. Motivación	3
2.2. Energías renovables	3
2.3. Energía solar	4
2.3.1. Radiación solar	4
2.3.2. Energía solar fotovoltaica	5
2.4. Panorama energético en España y marco político.....	7
2.5. Importancia de la eficiencia energética.....	8
3. Objetivos	8
4. Solución técnica y resultados	9
4.1. Datos de la vivienda del proyecto	9
4.2. Modelado de paneles fotovoltaicos	10
4.2.2. Modelo de eficiencia del panel fotovoltaico	16
4.2.3. Modelo no lineal del panel fotovoltaico	18
4.3. Estimación del consumo eléctrico de la vivienda (electrodomésticos)	21
4.4. Estimación del consumo eléctrico de la vivienda (climatización).....	25
4.5. Cálculo de la potencia a instalar	27
4.6. Simulación de la instalación con PVsyst.....	29
4.7. Cálculo de la distancia mínima entre módulos.....	35
4.8. Diseño de las protecciones eléctricas.....	36
4.9. Estudio de viabilidad económica.....	41
5. Conclusiones	47
6. Bibliografía.....	47
7. Anexos.....	50
Anexo I: Planos y datos de la vivienda del proyecto	50
Anexo II: Código de MATLAB del modelo de radiación en un plano inclinado.....	52
Anexo III: Ficha técnica del módulo fotovoltaico elegido.	54
Anexo IV: Código de MATLAB del modelo de eficiencia.....	56
Anexo V: Código de MATLAB del modelo no lineal.....	58
Anexo VI: Código de MATLAB para el cálculo iterativo de la corriente.....	59
Anexo VII: Ejemplo de cálculo de cargas térmicas	61
Anexo VIII: Ficha técnica del equipo de climatización (aeroterminia).....	65
Anexo IX: Resultados de la simulación en PVsyst.	66
Anexo IX: Ficha técnica del inversor	74
Anexo X: Tablas para el cálculo de la sección del conductor.	75
Anexo XI: Hoja de características del soporte elegido	77
Anexo XIII: Resultados de la estimación del consumo eléctrico de la vivienda.	79

I. Resumen

La realización de este Trabajo de Fin de Grado tiene como fin afianzar los conocimientos adquiridos en el grado de Ingeniería de la Energía mediante un caso práctico: el diseño de una instalación solar fotovoltaica para una vivienda particular.

El contexto político internacional en la actualidad y la crisis energética, lo que conlleva subidas de precios de la energía, sobre todo a partir del año 2022, anima a buscar soluciones energéticas alternativas a los combustibles fósiles, como el gas, de los que muchos países dependen energéticamente en un gran porcentaje del total. No depender energéticamente de terceros países es una ventaja frente a oscilaciones del precio de la energía.

La energía solar fotovoltaica ha tenido un gran desarrollo durante las últimas décadas, pudiendo ser rentable y accesible al consumidor particular, de forma que, gracias a los avances de investigación en células solares, cada vez son más eficientes y baratas en relación con la potencia.

Una instalación de energía solar fotovoltaica de autoconsumo tiene múltiples ventajas económicas: reducción del término de energía en la factura eléctrica, amortización de la inversión en pocos años respecto a la vida útil de los equipos, posibilidad de vender los excedentes a la comercializadora, pudiendo llegar a no pagar nada por la energía consumida... Pero también tiene ventajas medioambientales, como la reducción de la huella de carbono y consumo de energía 100% renovable y libre de gases de efecto invernadero.

Esto tiene una gran importancia, ya que nos permite estar cada vez más cerca de los objetivos internacionales en cuanto a política energética y disminución de emisión de gases contaminantes. Estos temas se tratarán en la introducción del trabajo.

Como tarea previa al diseño de la instalación solar de autoconsumo, se explicarán las principales variables atmosféricas que afectan a la radiación solar, y se realizarán varias simulaciones en MATLAB para evaluar su impacto y cuantificar las pérdidas que podrían ocasionar en la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, que se pueden ver reflejadas en la curva característica I-V.

Posteriormente, se estimará el consumo de energía de la vivienda mediante un modelo basado en la ocupación de la vivienda, los aparatos eléctricos instalados y el mes del año, que permitirá calcular un perfil de consumo horario anual para realizar el diseño y dimensionamiento de la instalación (potencia necesaria y equipos) y su simulación en *PVsyst*, un programa muy utilizado en ingeniería para la realización de proyectos.

Con los datos del balance energético proporcionados por la simulación de *PVsyst*, se realizará un estudio económico para analizar la viabilidad y rentabilidad de la instalación.

2. Introducción

2.1. Motivación

El motivo de la elección de este tema es el interés por la energía solar fotovoltaica como fuente de energía renovable que en la actualidad es accesible al consumidor particular, como es el caso de estudio de este Trabajo de Fin de Grado. Una instalación fotovoltaica de autoconsumo es la forma más barata en la actualidad de producir energía eléctrica para el propio consumo y es un tema muy actual, que todo ingeniero de la energía debería conocer en detalle, desde los estudios previos hasta la elección de las protecciones eléctricas, y esta es la motivación que me ha llevado a elegir este tema: saber diseñar una instalación solar fotovoltaica, tanto la potencia óptima para el caso concreto como los mejores equipos, y conocer las variables que influyen en el rendimiento de la instalación.

2.2. Energías renovables

Desde el principio de la humanidad los seres humanos han utilizado la energía para realizar sus procesos vitales, desde la combustión de biomasa y la energía de los animales y recursos naturales, siendo esta energía renovable, hasta que en el siglo XVIII llegó la Revolución Industrial, en la que el empleo de carbón como combustible, cuya densidad energética es mucho mayor a las fuentes renovables, propició su desplazamiento. Esto fue el principio del uso de las fuentes de energía convencionales, con la llegada posterior del petróleo y el gas natural. Estas fuentes son hasta la actualidad las principales debido a su versatilidad y su estado fluido, que es el óptimo para los motores de combustión tan importantes para el sector del transporte [1].

Las energías renovables provienen de la energía del Sol, cuya radiación provoca el crecimiento de la biomasa mediante la fotosíntesis, el movimiento de las masas de aire provocando el viento y la formación del ciclo del agua, dando lugar a la energía hidráulica [1].

Las ventajas principales de las energías renovables son principalmente la no emisión de gases contaminantes que provocan el efecto invernadero, un problema que preocupa mucho en la actualidad y contra el cual se está luchando, sobre todo en las últimas décadas, mediante la instauración de leyes y restricciones que reduzcan la tendencia actual del crecimiento de la temperatura global [1].

Existen varios tipos de energías renovables. Las principales son:

- Energía hidráulica: se obtiene energía cinética de rotación en una turbina transformable en electricidad mediante la transformación de la energía potencial de saltos de agua provocados por la acción del Sol, que produce la evaporación del agua y su posterior precipitación (ciclo del agua).

- Energía eólica: el calentamiento de las masas de aire mediante la radiación solar provoca diferencias de presión que ocasionan su movimiento (energía cinética) que se puede aprovechar mediante un aerogenerador para su transformación en electricidad.
- Biomasa: materia orgánica que crece debido a la radiación solar que permite el proceso de fotosíntesis; esta materia posteriormente se puede aprovechar en una cámara de combustión para obtener energía en forma de calor de calefacción o bien su transformación en electricidad mediante un ciclo termodinámico. Cabe destacar que el poder calorífico de la biomasa es más bajo que el de los combustibles fósiles, por lo que es más adecuado realizar previamente un tratamiento para aumentar su densidad energética o bien transformarlo en combustibles en estado fluido mediante procesos como gasificación, pirólisis...
- Energía geotérmica: energía del interior de la Tierra que se puede aprovechar para calefacción mediante un sistema de bomba de calor, o bien, si se tiene una fuente geotérmica de alta temperatura, la obtención de electricidad mediante un ciclo termodinámico.
- Energía mareomotriz y energía de las olas: la energía mareomotriz es la energía de los saltos de agua que provoca el movimiento de las mareas de forma cíclica, esta energía se puede aprovechar en una turbina hidráulica. El movimiento de las olas también se puede aprovechar mediante estructuras articuladas (dispositivos Pelamis) o dispositivos de columna oscilante.
- Energía solar: radiación del Sol que puede ser aprovechada para obtener calor o electricidad [2].

2.3. Energía solar

Dependiendo del uso final de la energía solar, se distinguen dos tipos de aprovechamiento de la energía solar:

- Energía solar térmica: consiste en aprovechar la radiación solar para el calentamiento de agua mediante paneles solares térmicos. En el sector residencial, por lo general, se trata de un circuito cerrado en el que, por convección, el agua calentada en el colector intercambia calor en un depósito, obteniéndose así agua caliente sanitaria.
- Energía solar fotovoltaica: consiste en la transformación de la radiación solar en electricidad mediante el uso de células fotovoltaicas, cuya tecnología se explicará más adelante [3].

2.3.1. Radiación solar

La radiación en el Sol, suponiendo que se emite en todas direcciones es de $63.450.720 \text{ W/m}^2$. Hasta que llega a la Tierra, unos 150 millones de kilómetros, esta recibe cerca de 1000 W/m^2 [3].

Dependiendo de cómo llega esta radiación hasta la superficie de la Tierra, existen tres tipos de radiación solar:

- Radiación directa: la que se recibe de forma directa desde el Sol.
- Radiación difusa: radiación que sufre cambios en su dirección a su paso por la atmósfera.
- Radiación reflejada: radiación que llega a la superficie después de ser reflejada por el suelo u otra superficie [3].

La suma de estas es la radiación solar global, que es la energía que proviene del Sol en forma de ondas electromagnéticas. A continuación, se incluye un mapa donde se muestra la irradiancia total media en los distintos continentes de la Tierra:

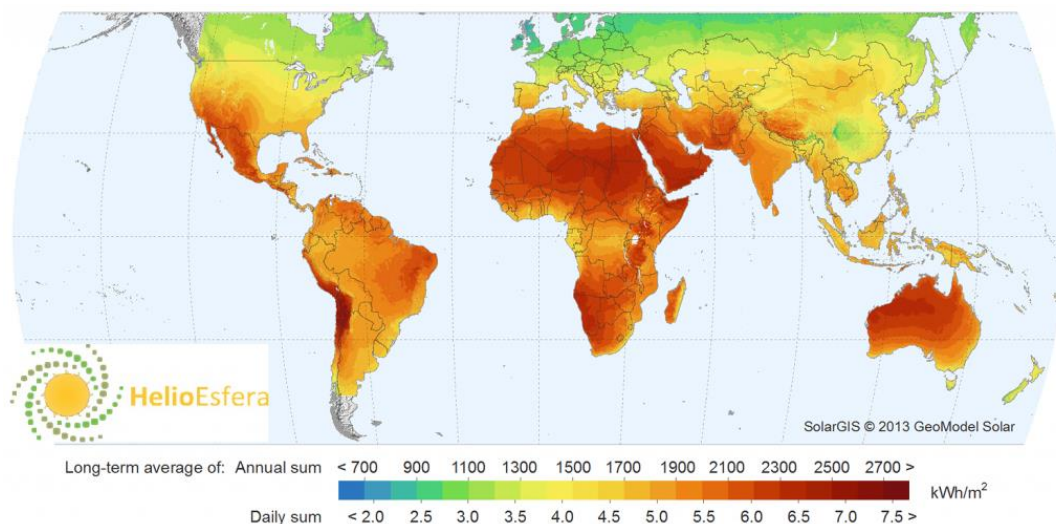


Figura 1. Mapa de irradiancia (sumatorio anual/diario en kWh/m²) en el mundo por escala de colores [4]

Los mayores valores se encuentran cerca de la línea del Ecuador, donde la radiación incide con un ángulo menor (perpendicular a la superficie de la Tierra) [3].

2.3.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es actualmente la energía renovable más fácil de implementar en el sector residencial, incluso en lugares remotos donde no alcanza la red eléctrica es posible su instalación. Es viable tanto para pequeños consumos en edificaciones, aparcamientos, antenas de telefonía, como para crear pequeñas redes de distribución o conexión a la red eléctrica de centrales fotovoltaicas.

Las principales ventajas de la energía solar fotovoltaica son:

- No emiten gases contaminantes durante su funcionamiento.
- No emiten ruidos ni vibraciones.
- Tiene una vida útil bastante larga, mayor a 25 años y en crecimiento.
- No precisan grandes gastos de mantenimiento.
- Es bastante versátil en cuanto a la modificación de la potencia instalada, pudiendo variarla fácilmente mediante la conexión de paneles solares adicionales [5].

Pero además de las ventajas existen detalles que también se deben conocer:

- Depende de las condiciones climáticas, por lo que es intermitente.
- Se necesita una inversión inicial importante, y para la acumulación de electricidad se necesita una instalación de baterías que tiene un coste alto.
- En instalaciones particulares requieren una superficie apta para su instalación (tejado, terreno).
- Aunque durante el funcionamiento no producen gases contaminantes, necesitan una gestión de residuos y reciclaje una vez terminada su vida útil [5].

Para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica es necesario disponer de paneles solares fotovoltaicos.

Los paneles solares fotovoltaicos se componen de células solares, que son la unión de dos semiconductores, uno de *tipo p* y otro de *tipo n*, de forma que se forma un flujo de electrones desde el semiconductor *tipo n* al semiconductor *tipo p*, de forma que, conectado a contactos metálicos se puede obtener una corriente eléctrica [1].

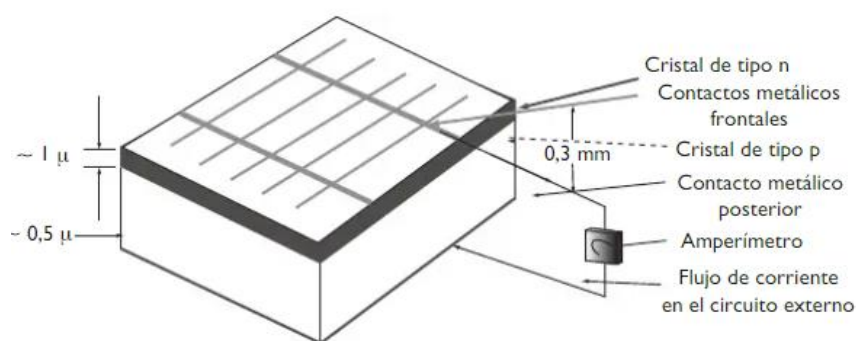


Figura 2. Detalle de la estructura de una célula solar [1].

Las instalaciones fotovoltaicas pueden estar conectadas a la red eléctrica o no (instalaciones aisladas).

Una instalación de energía solar fotovoltaica, además de los módulos solares debe tener otros componentes imprescindibles:

- Soportes: estructuras metálicas que sirven para soportar los módulos solares sobre la superficie elegida para ello, de forma que la inclinación sea óptima.
- Cables: transportan la energía eléctrica cuando se conectan los elementos entre ellos.
- Inversor: convierte la tensión generada por los módulos solares en corriente continua a corriente alterna, de forma que se pueda utilizar para alimentar cargas o verter a la red eléctrica.
- Protecciones eléctricas: protegen la instalación en caso de cortocircuito, contactos o sobrecargas eléctricas.

- Sistema de control de la instalación: permite controlar en todo momento variables como tensión y corriente a la entrada del inversor, potencia total a su salida, temperatura ambiental...
- Baterías para almacenar energía en caso de tratarse de una instalación aislada y sus respectivas protecciones [1].

2.4. Panorama energético en España y marco político.

En noviembre de 2022 se alcanzó la cifra de 8 mil millones de personas de población mundial, y se estima que en 2058 se llegue a la cifra de 10 mil millones. Esto supone que la necesidad de energía mundial seguirá también en crecimiento.

Según los datos estadísticos del Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía, desde el año 1990 se ha duplicado el consumo de energía eléctrica en España, con una clara tendencia creciente, teniendo en cuenta la crisis de 2008 que tuvo un gran golpe a la economía, claramente visible en la rama industrial (según los datos del informe estadístico anual de energía final consumida) [6]. Por tanto, la cantidad de energía eléctrica que consume España va en aumento, y por ello, es necesario que este consumo se vea abastecido mediante fuentes lo más limpias posible.

España, como parte de la Unión Europea, tiene como objetivo de cara al año 2050, la construcción de una economía con cero emisiones de gases de efecto invernadero netas. Esta es la idea central del Acuerdo Verde Europeo y uno de los puntos del Acuerdo de París celebrado en 2015 en la Convención de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, de forma que se establece un “aumento de la temperatura media mundial de 2°C respecto a los niveles preindustriales, y seguir los esfuerzos para limitar ese aumento de temperatura a 1,5°C respecto a los niveles preindustriales.” [7].

Para conseguir este objetivo se necesita llevar a cabo estrategias a largo plazo. España tiene una gran ventaja para ser de los primeros países en alcanzar este cambio, pues tiene un gran territorio con valores elevados de irradiación solar, recursos hidráulicos y vientos. Estas ventajas, junto con las labores de investigación y desarrollo indican el gran potencial que tiene España para ser de los primeros países en conseguir los objetivos del acuerdo.

La Estrategia a largo plazo española tiene como objetivo en 2050 conseguir:

- Potencia eléctrica renovable cuatro veces mayor a la de 2020.
- 100% electricidad proveniente de fuentes renovables.
- Emisiones de 29 Mt de CO₂ equivalente frente a las 336 Mt CO₂ equivalente en 2015.
- Sumideros que absorban más del 100% de las emisiones (37 Mt CO₂ eq)
- Electrificación del transporte ligero y vectores energéticos renovables en transportes pesados, de forma que se alcance el 97% de renovables en el consumo final de energía.

- Reducción de la intensidad energética hasta los 42 tep/M€, frente a los 115 tep/M€ de 2015 [7].

La neutralidad climática tiene numerosas ventajas, entre ellas destacan el autoabastecimiento energético, la mejora de la calidad del aire, el desarrollo rural y protección de la biodiversidad, prosperidad económica [7]...

2.5. Importancia de la eficiencia energética

El uso eficiente de la energía es indispensable para conseguir los objetivos propuestos. En primer lugar, es importante disminuir el consumo de energía. La implementación de medidas de ahorro energético permite reducir el consumo y con ello los costes, mejorando la calidad de vida. Existen medidas de ahorro energético que no requieren inversión (concienciación de la población) o cuya inversión es rentable a corto plazo. También existen medidas de ahorro energético que no son rentables a corto plazo, cuyo tiempo de amortización es más largo, pero muestran la concienciación ambiental de quien lo implementa [8].

La mejora de la eficiencia energética se puede llevar a cabo a partir de la realización de auditorías energéticas y sistemas de gestión de la energía (norma ISO 50001), tanto en el sector residencial como en el sector empresarial e industrial. La elaboración de la línea base de consumo energético y la identificación de los indicadores de consumo energético ayudan a ver en qué aspectos se puede mejorar la eficiencia energética e identificar las potenciales medidas de ahorro energético [8].

Durante los últimos años se han puesto a disposición numerosas subvenciones y beneficios fiscales a quien lleve a cabo mejoras de eficiencia energética [9].

3. Objetivos

El objetivo principal de este Trabajo de Fin de Grado es el diseño y simulación de una instalación fotovoltaica de autoconsumo (conectada a la red y con compensación de excedentes), y esto incluye a su vez los siguientes objetivos:

- Análisis mediante *MATLAB* de la radiación solar horaria y creación de un modelo para obtener la curva de radiación para cualquier día del año.
- Análisis de los efectos de la variación de temperatura y la radiación incidente en la eficiencia del módulo y en su curva característica I-V mediante un modelo en *MATLAB*.
- Estimación del consumo medio mensual de la vivienda dependiendo de los equipos, la ocupación y las necesidades de climatización.
- Dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica de autoconsumo.
- Manejo de la herramienta de simulación fotovoltaica *PVsyst* y simulación de la instalación fotovoltaica de autoconsumo.

- Diseño de las protecciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación eléctrica.
- Estudio de viabilidad del proyecto durante la vida útil de la instalación y estudio económico.

4. Solución técnica y resultados

4.1. Datos de la vivienda del proyecto

La vivienda unifamiliar sobre la que se va a realizar el cálculo se encuentra en la localidad de Toledo, en el oeste de Castilla-la Mancha. Se distribuye en una sola planta y consta de tres dormitorios, salón, cocina, baño, aseo y garaje. La cubierta de la vivienda es plana.

Las coordenadas geográficas de la vivienda son latitud 39.89, longitud -4.05, a una altura de 519 m sobre el nivel del mar, en la zona horaria I.

Aunque se haya elegido esta ubicación, los resultados de los modelos de MATLAB son asimilables a las zonas de España con valores similares de irradiancia solar. A continuación se muestra un mapa con la comparación de esta variable en las distintas ciudades españolas.

En el Anexo I se muestra el plano de la vivienda objeto del proyecto.

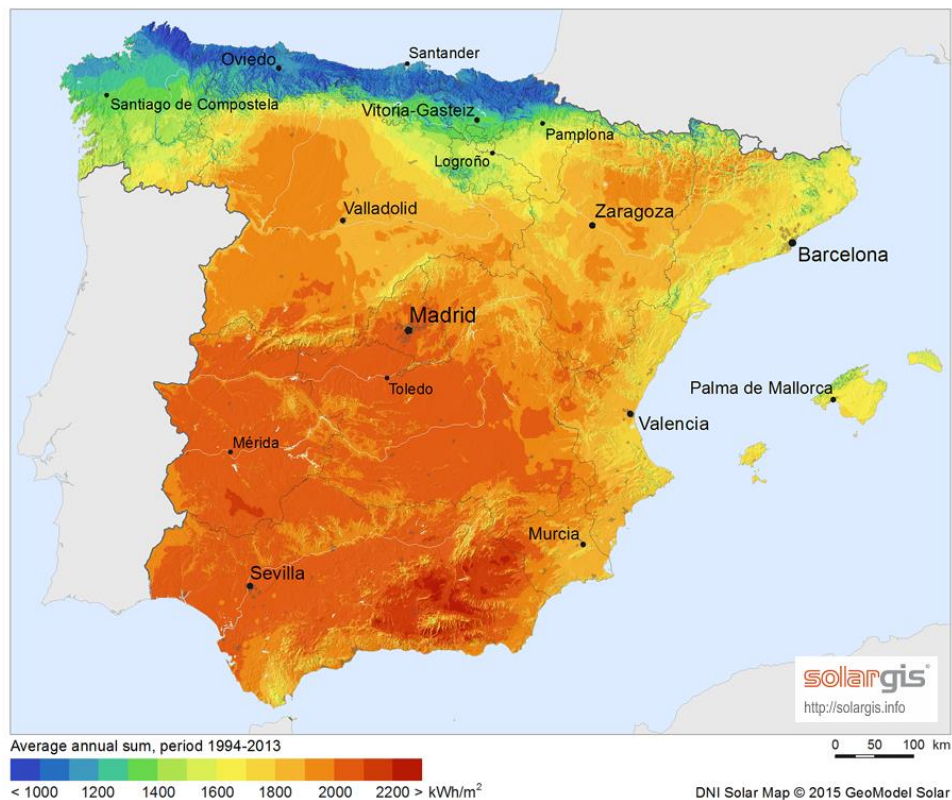


Figura 3. Mapa de radiación media anual. Fuente: Solargis [10].

4.2. Modelado de paneles fotovoltaicos

Con el fin de calcular correctamente la instalación solar, es necesario conocer de forma previa la radiación solar que se recibe en el emplazamiento de la vivienda. Para ello se utilizará el programa Matlab para realizar una simulación de la radiación solar del emplazamiento.

De forma previa hay que conocer los siguientes términos:

- **Ángulo azimutal del módulo fotovoltaico:** ángulo en el plano horizontal de la perpendicular de la superficie del generador fotovoltaico y el Sur. Es -90° si coincide con el Oeste, 0° si coincide con el Sur y $+90^\circ$ si coincide con el Este. Se define con alfa " α " [3].

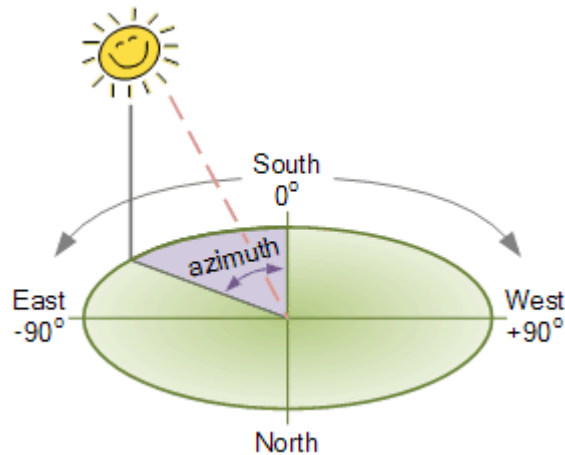


Figura 4. Explicación gráfica del ángulo azimutal [10].

- **Ángulo de inclinación del módulo:** ángulo entre el plano horizontal y la superficie del generador fotovoltaico. Se define con beta " β ". [3]

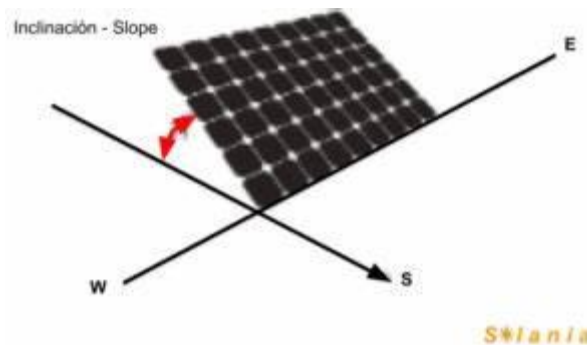


Figura 5. Explicación gráfica del ángulo de inclinación del módulo solar [11].

- **Declinación solar:** ángulo que forma el plano del Ecuador terrestre con la línea que une los centros de la Tierra y el Sol. Alcanza su valor máximo en el solsticio de verano ($23,45^\circ$) y su valor mínimo en el solsticio de invierno ($-23,45^\circ$), siendo 0° en los equinoccios. Se define con sigma " δ " [3].

- *Ángulo de elevación solar*: ángulo que forma la radiación solar con la horizontal. Su valor varía dependiendo de la latitud del lugar. Se define con gamma “ γ ” [3].
- *Ángulo azimutal solar*: ángulo entre el meridiano del Sol y el del lugar, teniendo como referencia el Sur en el hemisferio Norte y el Norte en el hemisferio Sur, a la vez que toma valores positivos, de 0 a 180 grados hacia el Oeste y negativos de 0 a 180 grados hacia el Este. Se define con “ ψ_s ” [3].
- *Ángulo cenital*: ángulo complementario del ángulo de elevación solar “ γ ”, que es el ángulo entre la dirección del Sol y la vertical. Se define con theta, con el subíndice z “ θ_z ” [3].

A continuación, se expone el método para desarrollar un modelo que permita calcular la radiación solar en un lugar y un día determinado del año.

La declinación solar se puede calcular con la siguiente expresión, sabiendo que tiene como máximo un valor de 23,45 grados es una función senoidal que pasa dos veces al año por el 0, en los equinoccios y el mínimo de -23,45 grados en el solsticio de invierno [13].

$$\delta = 23,45 \sin\left(2\pi \frac{(284 + j)}{365}\right) \quad (Ec. 1)$$

Siendo j el número del día en el año [14]:

$$j = 0,988 (D + 30,3 (M - 1)) \quad (Ec. 2)$$

D el número del día en el mes y M el número de mes del año, de forma que, por ejemplo, para el 8 de febrero D=8 y M=2.

También es necesario hallar la hora de salida del Sol (GMTsunrise) y la hora de puesta del Sol (GMTsunset), que depende del día del año (j), la ecuación del tiempo y el valor de u [14]:

$$GMTsunrise = 12 - Et + \frac{L - \frac{\text{acos}(u) * 180}{\pi}}{15} \quad (Ec. 3)$$

$$GMTsunset = 12 - Et + \frac{L - \frac{\text{acos}(u) * 180}{\pi}}{15} \quad (Ec. 4)$$

$$u = \tan\left(\frac{h * \pi}{180}\right) * \tan\left(\frac{\phi * \pi}{180}\right) \quad (Ec. 5)$$

Donde Et es la ecuación del tiempo [14]

$$Et = 0,123 * \cos\left((j + 87) * \frac{\pi}{180}\right) - \frac{\sin\left(2 * (j + 10) * \frac{\pi}{180}\right)}{6} \quad (Ec. 6)$$

Una vez halladas las horas de salida y puesta del sol se podrá obtener una curva de radiación solar entre estas dos horas del día.

El ángulo horario del sol es el desplazamiento del mismo a lo largo del eje polar de la Tierra. Es cero al mediodía, negativo por la mañana y positivo por la tarde, en intervalos de 15 grados por hora. Si la salida del sol, por ejemplo, es a las 7 de la mañana y la puesta del sol es a las 19 de la tarde, el mediodía es a las 13 horas. A la hora del mediodía la radiación solar incide con 0 grados y cambia 15 grados cada hora, siendo negativo este ángulo por la mañana y positivo por la tarde. Para este ejemplo, w sería:

$$w = (-90, -75, -60, -45, -30, -15, 0, +15, +30, +45, +60, +75, +90)$$

Este vector de ángulo solar se calculará para cada uno de los meses del año, dependiendo de las horas de salida y puesta del sol, halladas anteriormente ($GMT_{sunrise}$ y GMT_{sunset}).

El ángulo horario del sol (en radianes) tiene la siguiente expresión [15]:

$$\cos w_s = -\tan \phi * \tan \delta \quad (Ec. 7)$$

Despejando w_s :

$$w_s = \arccos(\cos w_s) \quad (Ec. 8)$$

La radiación solar que llega a la tierra está atenuada previamente por las nubes y la capa atmosférica. Cada mes del año tiene un índice de claridad promedio (valor entre 0 y 1):

La radiación solar media mensual \bar{H} que llega a un panel horizontal, teniendo en cuenta esta atenuación es el producto de este índice de claridad medio mensual \bar{K}_t y la radiación extraterrestre \bar{H}_0 (radiación solar que aún no ha atravesado la capa atmosférica):

$$\bar{H} = \bar{K}_t \cdot \bar{H}_0 \quad (Ec. 9)$$

La radiación solar extraterrestre que incide en un panel horizontal depende del día del año (j) [13]:

$$H_0 = \frac{86,4 \cdot 10^3 \cdot G_{sc}}{\pi} \left(1 + 33 \cdot 10^{-3} \cdot \cos \left(2 \cdot \pi \frac{j}{365} \right) \right) (\cos \phi \cos \delta + w_s \sin \phi \sin \delta) \cdot 2,7778 \cdot 10^{-4} \quad (Ec. 10)$$

Donde G_{sc} es la constante solar con valor 1367 W/m^2 .

Sabiendo la radiación solar global mensual en un panel horizontal, se puede calcular la radiación solar difusa mensual. Dependiendo del ángulo horario a la puesta del sol (w_s) se utilizará una expresión u otra:

Cuando w_s es menor que $81,4^\circ$:

$$\overline{H_d} = \overline{H} \cdot (1,391 - 3,56\overline{K_t} + 4,189\overline{K_t}^2 - 2,137\overline{K_t}^3) \quad (Ec. 11)$$

Cuando w_s es mayor que $81,4^\circ$:

$$\overline{H_d} = \overline{H} \cdot (1,311 - 3,022\overline{K_t} + 3,427\overline{K_t}^2 - 1,821\overline{K_t}^3) \quad (Ec. 12)$$

Ahora, conociendo las radiaciones difusa y global mensuales, mediante unas relaciones se podrá obtener la radiación difusa horaria H_d y la radiación global horaria H .

$$H_d = r_d \cdot \overline{H_d} \quad (Ec. 13)$$

$$H = r_t \cdot \overline{H} \quad (Ec. 14)$$

La relación total por horas a la radiación solar difusa total diaria se expresa como:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos w - \cos w_s}{\sin w_s - w_s \cos w_s} \quad (Ec. 15)$$

Y la relación total por horas a la radiación global total diaria:

$$r_t = \frac{\pi}{24} \frac{\cos w - \cos w_s}{\sin w_s - w_s \cos w_s} (a + b \cos w) \quad (Ec. 16)$$

Donde a y b son:

$$a = 0,409 + 0,501 \sin\left(w_s - \frac{\pi}{3}\right) \quad (Ec. 17)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \cos\left(w_s - \frac{\pi}{3}\right) \quad (Ec. 18)$$

La radiación global es la suma de la radiación difusa y la radiación directa.

Una vez se conocen los valores de la radiación global y la radiación difusa, se puede calcular la radiación directa para una superficie horizontal (H_b):

$$H_b = H - H_d \quad (Ec. 19)$$

Para un plano inclinado con inclinación β , la radiación total H_t se calcula a partir de las radiaciones en superficie horizontal, mediante la siguiente ecuación:

$$H_t = H_b \cdot R_b + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) \quad (Ec. 20)$$

Siendo ρ el albedo en tanto por uno, y R_b el cociente entre la radiación directa en un plano inclinado sobre un plano horizontal, la inversa del coseno del ángulo cenital θ_z [15].

$$R_b = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (Ec. 21)$$

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos w \quad (Ec. 22)$$

En caso del plano inclinado, se toma como inclinación del panel (β) el valor de latitud del sitio, para evaluar el balance de radiación.

Así quedan definidas las radiaciones horarias total, difusa y directa para un plano horizontal y un plano inclinado, y como resultado de la ejecución de las ecuaciones en MATLAB, obtenemos las siguientes gráficas para un plano inclinado:

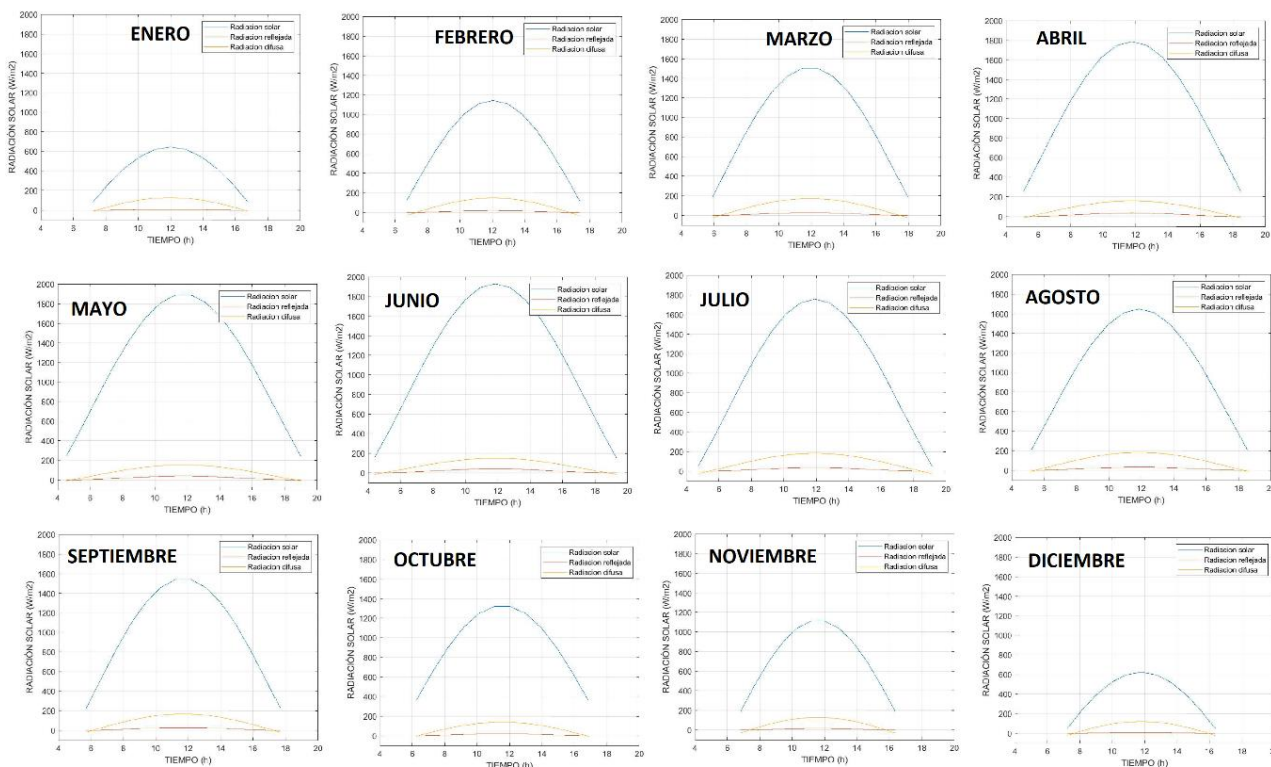


Figura 5. Curvas de radiación solar total, reflejada y difusa para todos los meses del año en el emplazamiento elegido (elaboración propia).

Para el día 21 de cada uno de los meses del año se muestran los valores horarios de las radiaciones solar directa, reflejada y difusa. Se puede observar cómo durante el mes de junio se alcanza el valor máximo de radiación solar, ya que coincide con el solsticio de verano, el día más largo del año, mientras que el mes de diciembre es el mes en el cual la radiación solar que incide en el plano inclinado es mínima, aproximadamente un tercio de la radiación que incide en junio; esto se debe a que justamente se trata del solsticio de invierno, el día más corto del año.

En cuanto a la radiación difusa, esta no varía mucho de un mes a otro, siendo ligeramente mayor en los meses con un mayor valor de radiación solar. Se debe a que la radiación difusa es la que se recibe debido a la dispersión en la atmósfera, por lo que no depende tanto del mes como de otros factores como la meteorología, aunque directamente, a mayor radiación total en las mismas condiciones meteorológicas, mayor será el valor de radiación dispersa en la atmósfera.

Finalmente, el valor de albedo para el que se ha calculado este modelo es de 0,2. Por tanto, la radiación reflejada que llega al plano inclinado es similar en todos los meses. En la gráfica que se verá a

continuación se analizará el efecto albedo y el resultado de su variación en la radiación que llega al plano inclinado.

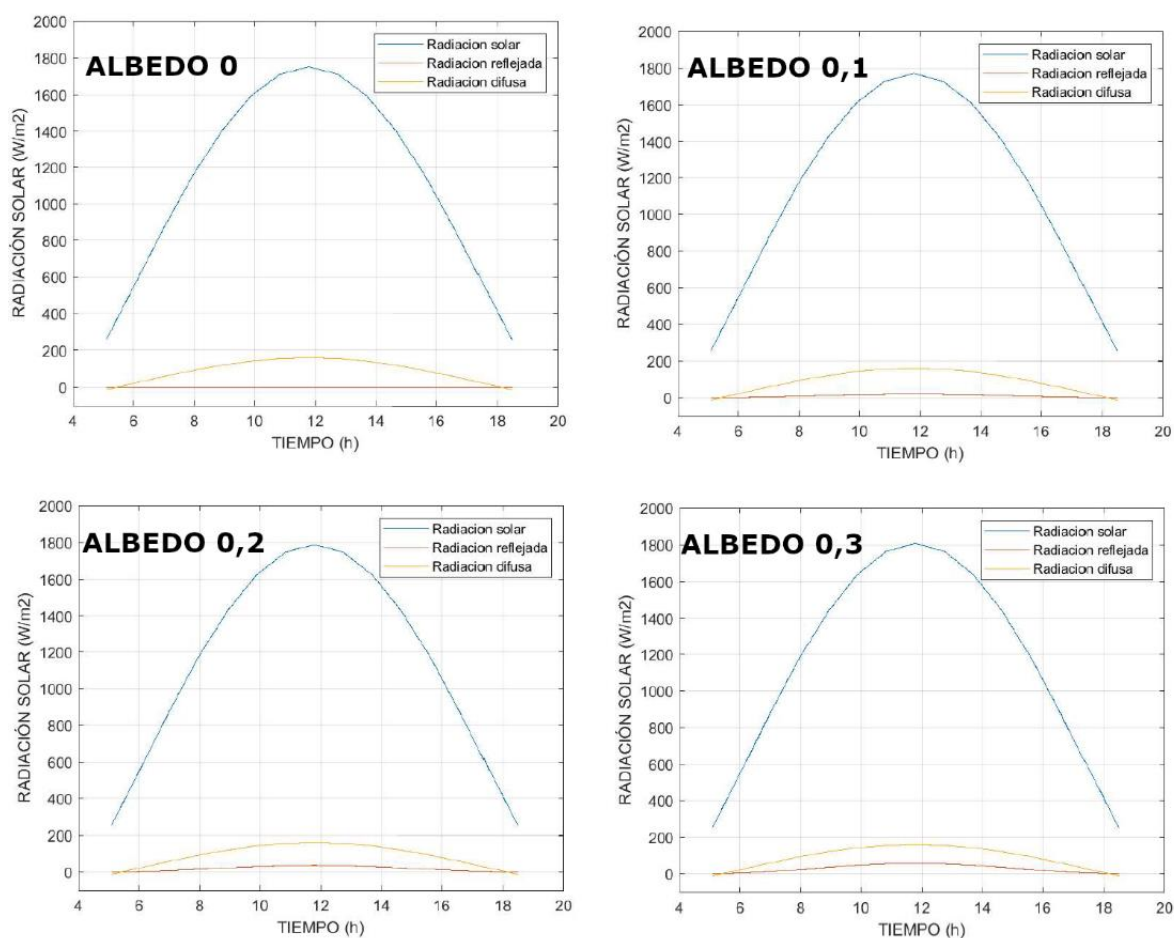


Figura 6. Efecto de la variación del albedo en la radiación solar que llega al plano inclinado (elaboración propia).

En la figura se puede observar cómo varía la radiación solar reflejada en función del factor de efecto albedo, para los datos del mes de abril. Si el albedo fuera teóricamente 0, la radiación reflejada por la atmósfera que llega al panel solar inclinado sería también 0, ya que esta no existiría. A medida que se aumenta el valor de albedo a 0.1, 0.2 y 0.3, se puede observar cómo aumentan ligeramente los valores de la curva de radiación reflejada (curva de color rojo). Esto se debe a que el albedo es una fracción de la energía solar incidente que refleja una superficie, y es un factor importante en los balances energéticos del sistema planetario, por tanto, a mayor efecto albedo, mayor radiación reflejada [15].

El código de Matlab para este cálculo se puede ver en el Anexo II.

4.2.1. Elección del panel fotovoltaico

A continuación, se escogerá un panel fotovoltaico para el modelado en base a datos técnicos, garantías del fabricante y precio. Se comparan tres paneles con potencia alrededor de los 450W de marcas relevantes como Trina Solar, Longi Solar y JA Solar:

Tabla I. Comparación de paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado [16].

Fabricante y modelo del panel	Precio sin IVA (€)	Eficiencia (%)	Garantías	Potencia máxima (W)		Coeficiente de temperatura (%/°C)
				STC(*)	NOCT(**)	
JA Solar JAM72S20-460/MR	134,20	20,7	12 años producto 25 años producción	460	348	-0,35
Longi Solar LR4-72HPH-450M	146,25	20,7	12 años producto 25 años producción	450	336	-0,35
Trina Solar TSM-DE17M(450)	145,30	20,6	10 años producto 25 años producción	450	340	-0,36

Tras analizar los datos de los tres paneles, se descarta el panel de Trina Solar por menor garantía de producto y ligeramente peores datos de eficiencia y comportamiento frente a altas temperaturas, y se decide escoger la primera opción, el panel JAM72S20-460/MR del fabricante JA Solar, que iguala al de Longi Solar en garantías y datos de eficiencia y coeficiente de temperatura, pero tiene una mayor potencia y un precio más bajo.

(*) STC Potencia a condiciones de laboratorio (irradiancia 1000W/m² y temperatura de la célula 25°C)

(**) NOCT Potencia a condiciones de operación (irradiancia 800W/m² y temperatura ambiental 20°C)

La ficha técnica del panel solar escogido se puede consultar en el Anexo III.

4.2.2. Modelo de eficiencia del panel fotovoltaico

A continuación, se calculará la potencia generada por el panel fotovoltaico usando el modelo de eficiencia del panel.

La eficiencia de un panel fotovoltaico se define como:

$$\eta_{PV}(t) = \eta_r \cdot \left(1 - \beta_{PV} \cdot (T_c(t) - T_{a\ ref}) \right) \quad (Ec. 23)$$

Donde η_r es la eficiencia del panel a la temperatura de referencia (20,7%), β_{PV} es el coeficiente de temperatura ($^{\circ}C^{-1}$), $T_c(t)$ es la temperatura de la célula fotovoltaica ($^{\circ}C$) y T_{ref} es la temperatura de referencia (25°C) [17].

La temperatura $T_c(t)$ de la célula se calcula con la siguiente expresión:

$$T_c(t) = T_a(t) + H_t(t, d) \left(\frac{NOCT - T_{ref}}{800} \right) \quad (Ec. 24)$$

T_a es la temperatura del ambiente, H_t es la radiación en un plano inclinado [W/m^2], $NOCT$ es la temperatura normal de operación de la célula ($45^\circ C$) y T_{ref} es la temperatura de referencia ($20^\circ C$).

Finalmente, la potencia fotovoltaica del panel es el resultado del siguiente producto:

$$P_{PV}(t) = S \cdot H_t(t, d) \cdot \eta_{PV}(t) \quad (Ec. 25)$$

Donde S es el área del panel fotovoltaico, que se obtiene de la ficha de datos del panel.

En la siguiente figura se muestra cómo afecta el aumento de temperatura a lo largo del día en la eficiencia del panel solar JAM72S20-460/MR:

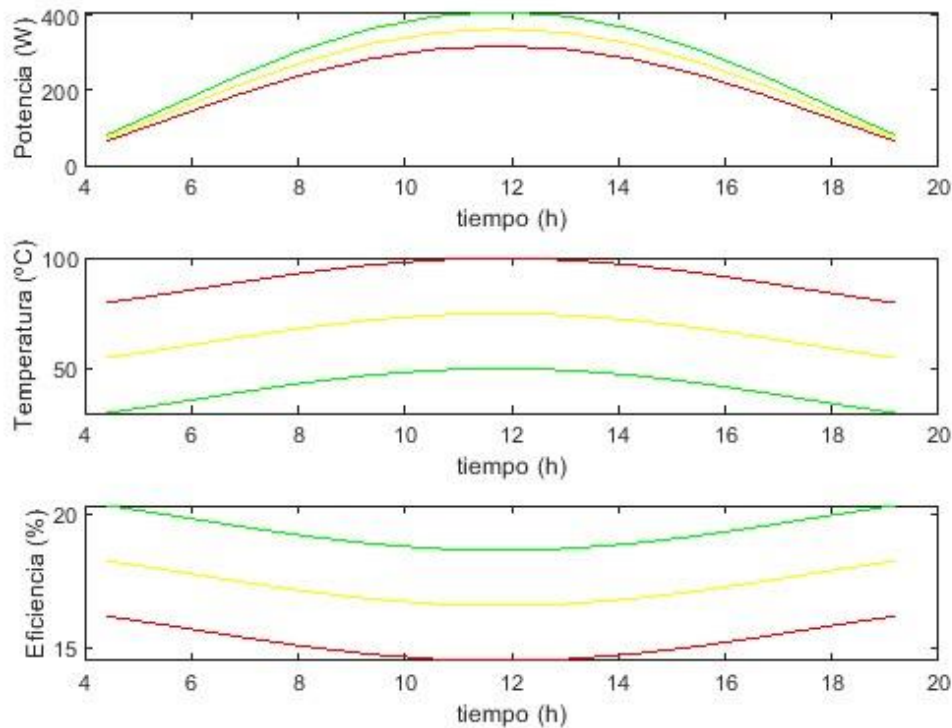


Figura 7. Efecto de la temperatura en la eficiencia del panel solar JAM72S20-460/MR.

Se puede observar cómo, en el mediodía, la potencia es máxima, debido a que la radiación incidente en el panel solar también lo es. Por esto, la temperatura del panel también aumenta proporcionalmente a la radiación, provocando así una disminución de eficiencia, que alcanza el mínimo en el mediodía, cuando la temperatura del panel es máxima.

En cuanto al efecto estacional en la eficiencia, el panel solar presenta una mayor eficiencia en el mes de enero en comparación con los meses primaverales y de verano, debido a que la temperatura es más

baja, pero al incidir menor radiación durante los meses de invierno, la potencia generada también es mucho menor.

Por esto, en lugares cálidos es importante elegir un panel solar fotovoltaico con coeficiente de temperatura bajo, para evitar grandes pérdidas de eficiencia por el efecto de la temperatura.

El código de Matlab para este cálculo se puede ver en el Anexo IV.

4.2.3. Modelo no lineal del panel fotovoltaico

Este modelo tiene como base que el circuito equivalente de una célula fotovoltaica es una fuente de corriente que tiene en paralelo dos resistencias y un diodo. [20]

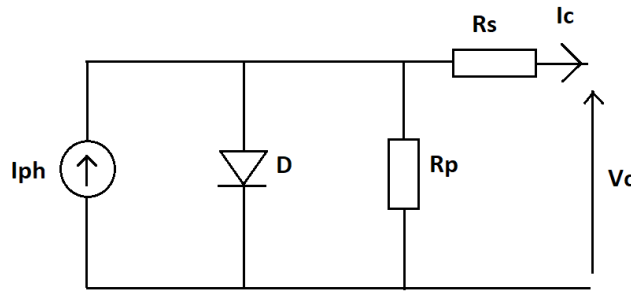


Figura 8. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica (elaboración propia).

La corriente generada por la célula fotovoltaica (I_c), de acuerdo a la figura anterior, será:

$$I_c(t) = I_{ph}(t) - I_r(t) \left(\exp \left(\frac{V_c(t) + R_s I_c(t)}{V_{tra}} \right) - 1 \right) - \frac{V_c(t) + R_s I_c(t)}{R_p} \quad (Ec. 26)$$

Donde la corriente de la célula (I_c) es la intensidad fotovoltaica que procede de la radiación solar, a la que se restan la corriente del diodo y la corriente que pasa a través de la resistencia en paralelo.

De la expresión anterior se especifican los siguientes parámetros:

$$I_{ph} = \frac{G(t)}{G_{ref}} I_{sc} \quad (Ec. 27)$$

I_{ph} es la corriente fotovoltaica a una radiación G , y G_{ref} es la radiación solar en las condiciones estándar.

$$I_{sc}(t) = I_{sc_Tref} \left(1 + a(T_a(t) - T_{ref}) \right) \quad (Ec. 28)$$

I_{sc} es la corriente de cortocircuito, mientras I_{sc_Tref} es la corriente de cortocircuito a la temperatura de referencia T_{ref} . El parámetro a es el coeficiente de temperatura de cortocircuito de la célula.

Para simplificar el modelo se procede a despreciar la resistencia en paralelo, teniendo en cuenta solamente la resistencia en serie.

El cálculo de la resistencia en serie se hará mediante la ecuación siguiente:

$$R_s = -\frac{\partial V_c}{\partial I_c}(V_{oc}) - \frac{1}{X_v} \quad (Ec. 29)$$

Donde X_v equivale a:

$$X_v = \frac{I_{r_Tref}}{V_{t_Tref}} e^{\frac{V_{oc_Tref}}{V_{t_Tref}}} \quad (Ec. 30)$$

El término de la derivada equivale al siguiente cociente, donde N_s es el número de células fotovoltaicas en serie de un panel.

$$\frac{\partial V_c}{\partial I_c}(V_{oc}) = -\frac{1}{N_s} \quad (Ec. 31)$$

El potencial térmico se calcula de la siguiente forma, siendo n el factor de idealidad del diodo (1,62), k la constante de Boltzmann y q la carga del electrón.

$$V_{t_Tref} = \frac{n k T_{ref}}{q} \quad (Ec. 32)$$

$$V_{t_Ta} = \frac{n k T_a}{q} \quad (Ec. 33)$$

El parámetro G es la variable de radiación incidente que llega al módulo solar, y es el que se va a variar (tomando valores de 200,500 y 1000 W/m² para el estudio).

Habiendo realizado los cálculos anteriores con los parámetros de la ficha de datos del panel solar, disponible en el Anexo II, se representan las curvas V-I y P-V, para analizar el efecto de la variación de la radiación solar incidente en la eficiencia del panel solar fotovoltaico elegido.

La curva característica del panel solar depende de los parámetros de voltaje e intensidad de corriente:

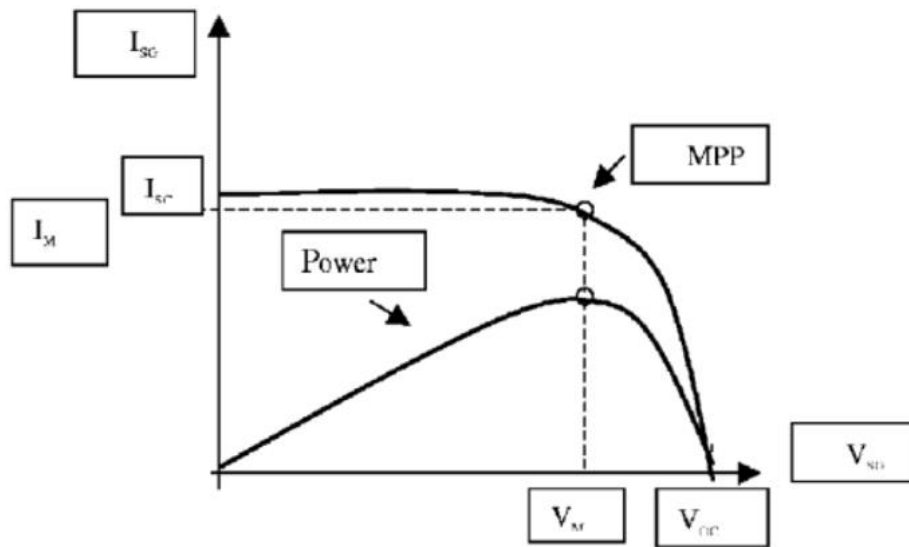


Figura 9. Curva característica del panel solar fotovoltaico [19].

El voltaje de circuito abierto es el voltaje máximo (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito es la corriente máxima que puede suministrar el módulo (I_{sc}) y se sitúan en los puntos de corte de los ejes X e Y. La curva I-V representa la corriente y tensión a la salida del panel fotovoltaico, y la curva P-V es la que representa la potencia y voltaje a la salida del módulo. El producto de la tensión y la corriente da como resultado la potencia de salida en este. El punto de máxima potencia (MPP) es el punto en el cual este producto es máximo, I_{MAX} y V_{MAX} son la corriente y tensión a la cual la potencia es máxima [19].

A medida que aumenta la temperatura, el punto de máxima potencia es menor, de forma que el escenario más favorable se presenta cuando la temperatura del módulo es más baja (en este caso, 25°C). El parámetro que indica la bajada de eficiencia debido al efecto de la temperatura es el coeficiente de temperatura, que se puede encontrar en la ficha técnica del panel, que indica el porcentaje de eficiencia que se pierde con cada grado de temperatura que aumenta (%/°C). Por esto, la eficiencia del panel se puede ver modificada notablemente en condiciones de alta temperatura, por lo que, al elegir un panel solar en climas cálidos será importante elegir un panel con coeficiente de temperatura lo menor posible [7].

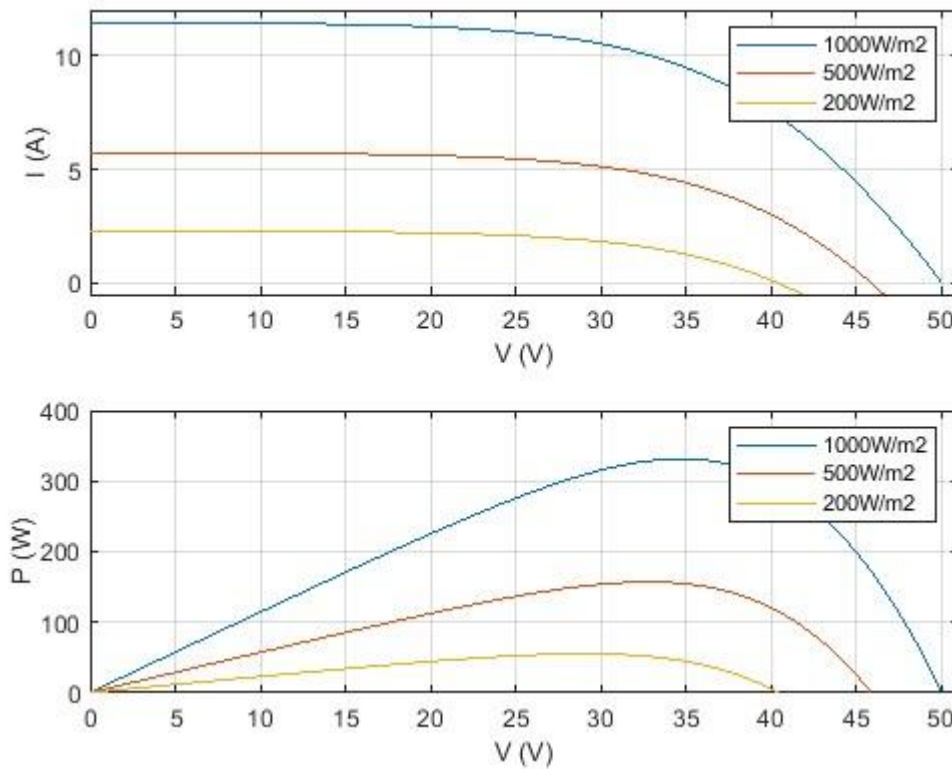


Figura 10. Efecto de la radiación incidente en la curva característica del panel solar fotovoltaico.

En la curva V-I obtenida se puede observar cómo a mayor radiación solar incidente en la célula fotovoltaica, mayor es la intensidad de corriente medida, lo que da lugar a mayor potencia fotovoltaica, tal como se refleja en la curva P-V. Este efecto se debe a que las células fotovoltaicas captan los fotones de la radiación que incide en ellas, y a medida que aumenta la radiación, aumenta también la cantidad de fotones, y, por tanto, la potencia producida.

El código de Matlab para este cálculo se puede consultar en el Anexo V.

4.3. Estimación del consumo eléctrico de la vivienda (electrodomésticos)

El consumo energético de la vivienda es el indicador más importante del que depende el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica. El consumo energético depende básicamente de dos factores: el uso de los electrodomésticos y la ocupación activa (esto significa el número de personas que permanecen en la vivienda y están despiertos o activos).

Para dimensionar el sistema fotovoltaico necesitamos saber las necesidades de consumo de la vivienda en la cual se va a instalar.

Para ello, se ha utilizado un modelo realizado por la Universidad de Loughborough, que permite obtener una curva de consumo, que, a su vez, se basa en un modelo de iluminación en viviendas creado por los mismos autores [22]. Mediante el tiempo de ocupación de la vivienda, los electrodomésticos y

su uso, como resultado se consiguen datos de potencia en intervalos de un minuto. En el archivo de Microsoft Excel [23] que proporcionan los autores del modelo existe una serie de macros que se van a analizar a continuación.

En la primera hoja del archivo se muestran los pasos a seguir para ejecutar el modelo de demanda eléctrica:

Domestic Electricity Demand Model - Single Dwelling Simulation Example for 24 Hours			
Ian Richardson and Murray Thomson CREST (Centre for Renewable Energy Systems Technology), Department of Electronic and Electrical Engineering Loughborough University, Leicestershire LE11 3TU, UK Tel. +44 1509 635326. Email address: I.W.Richardson@lboro.ac.uk		Steps:	
	1	Specify the number of residents in the house:	4 (Specify 1 to 5)
	2	Specify either a weekday (wd) or weekend (we):	wd (Specify 'wd' or 'we')
	3	Select the month of the year:	1 (Specify 1 to 12)
	4	Randomly allocate appliances to the dwelling (or manually specify these on sheet 'appliances')	Allocate appliances to the dwelling
	5	Run the active occupancy model	Run the occupancy simulation
	6	Run the electricity demand simulation (including both the lighting and appliance models)	Run the electricity demand model

Figura 11. Instrucciones disponibles en la hoja principal del modelo.

1. Especificar el número de personas residentes en la vivienda.
2. Especificar si se desea simular un día laborable o de fin de semana.
3. Especificar el mes del año.
4. Asignar los electrodomésticos de la vivienda, al azar o de forma manual en la hoja “Appliances”.
5. Ejecutar el modelo de ocupación de la vivienda.
6. Ejecutar el modelo de demanda eléctrica de la vivienda.

Para asignar los electrodomésticos al modelo, en la hoja “Appliances” se muestra una tabla con cinco categorías de electrodomésticos: frío, electrónica de consumo, cocina, lavado, calentamiento de agua y calentamiento de espacios. Existen dos opciones: marcar manualmente los electrodomésticos que hay en la vivienda (YES/NO) o hacer clic en “Randomise” y se elegirán al azar.

En este caso, elegimos de forma manual los electrodomésticos que existen en la vivienda, que se muestran a continuación junto con sus datos principales:

Tabla 2. Lista de electrodomésticos existentes en la vivienda y su consumo eléctrico.

	Ciclos por año	Duración media ciclo (min)	Consumo promedio energía (W)	Energía media anual (kWh/año)
FRIGORÍFICO + CONGELADOR	6116	14	190	271
PLANCHA	35	30	1000	18
ORDENADOR	365	60	80	71
IMPRESORA	108	4	50	35
TELEVISIÓN	365	75	100	71
VITROCERÁMICA	418	16	2400	276
HORNO PEQUEÑO	200	30	1500	136
MICROONDAS	95	30	1250	77
HERVIDOR	1520	3	2000	161
LAVAVAJILLAS	241	60	1131	273
LAVADORA	196	138	406	191
AGUA CALIENTE SANITARIA	2685	20	2000	2685

También es posible ajustar el consumo doméstico a un valor de consumo anual que corresponde a la suma de los consumos de todos los dispositivos (celda AA47 de la pestaña “appliances”), mediante la creación de un comando en Solver.

Una vez identificados los aparatos eléctricos de la vivienda y habiendo revisado si los datos se adaptan al modo de vida en España, se pueden asignar los electrodomésticos al modelo, haciendo clic en “Allocate appliances to the dwelling”. En este caso, se va a simular únicamente el consumo de los aparatos eléctricos, ya que este modelo tiene en cuenta que la calefacción de la vivienda se realiza mediante acumuladores de calor, sistema que ya no se suele utilizar en España. Por tanto, se indica en el modelo que la climatización no aplica, y por ello, se va a calcular aparte en el siguiente apartado.

Para simular la ocupación de la vivienda simplemente, una vez elegido el número de personas residentes, ejecutar “Run the occupancy model”. A continuación, variará la primera gráfica, donde se muestra la cantidad de personas activas a cada hora del día.

Si estos datos no son acordes a los hábitos de los ocupantes de la vivienda, se puede ejecutar el modelo de ocupación cuantas veces quiera, hasta que los datos sean compatibles, o asignar un valor de ocupación horaria de forma manual. Se elige el siguiente perfil de ocupación, que es coherente con los horarios escolares y de trabajo españoles.

Por último, una vez especificados los datos de ocupación y de consumo por parte de los electrodomésticos, se ejecuta “Run the electricity demand model”, proporcionando un perfil de potencia necesaria en la vivienda (curva de color azul):

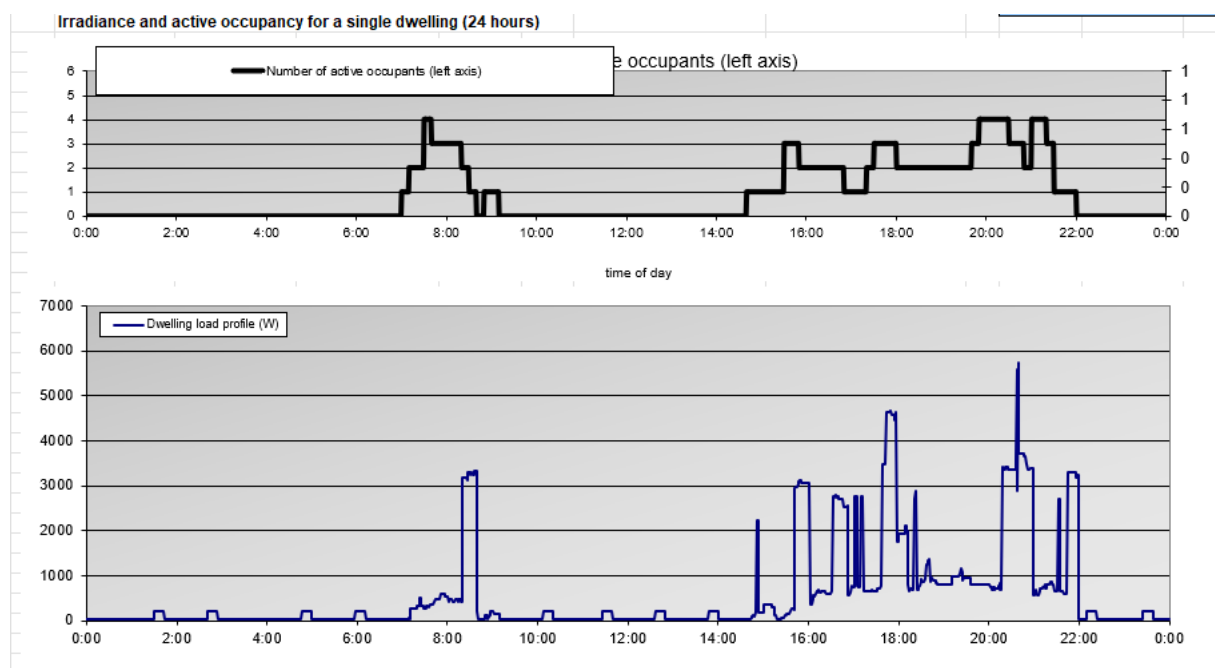


Figura 12. Perfil de ocupación de la vivienda (color negro) y curva de consumo eléctrico diaria, hoja principal del modelo de consumo energético [8].

El modelo combina la ocupación de la vivienda (hábitos de vida) con el uso de aparatos eléctricos, su funcionamiento se puede entender mejor mediante la siguiente figura, donde se puede ver que el perfil diario es la suma del consumo de cada uno de los electrodomésticos, y en particular, hay electrodomésticos que dependen de la ocupación, como por ejemplo, la plancha o la iluminación, y otros que no (frigorífico):

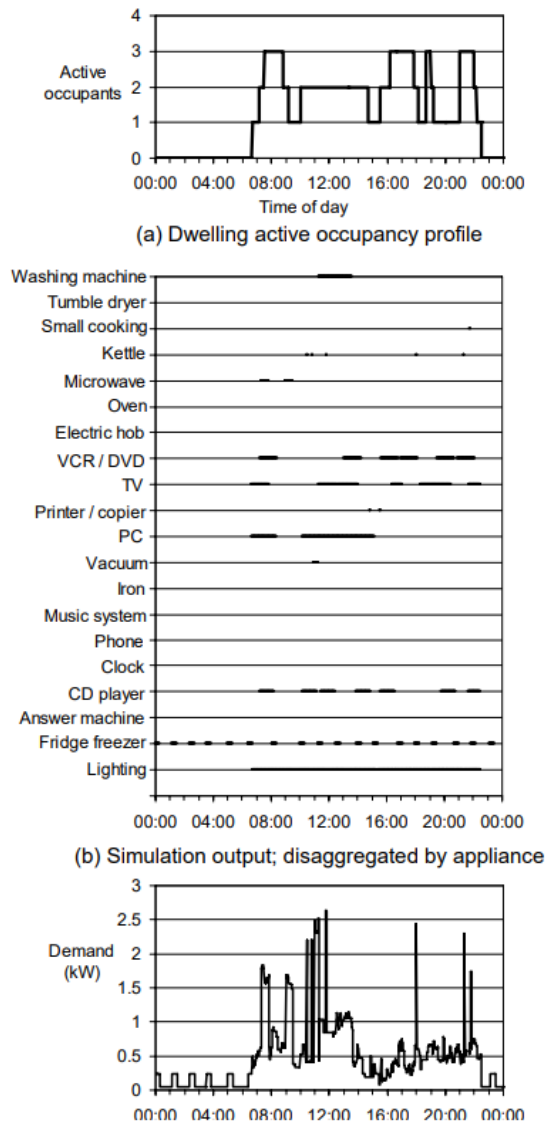


Figura 13. Método de cálculo de la curva de demanda mediante el modelo [7].

Hay que tener en cuenta que el modelo no contempla casos como el de que alguien deje las luces encendidas durante la noche, o la programación de electrodomésticos fuera del horario de ocupación de la vivienda del modelo.

Se aplica el modelo para cada día del año, y mediante el cálculo de un promedio, se obtienen los siguientes perfiles de consumo diario de electrodomésticos para cada mes.

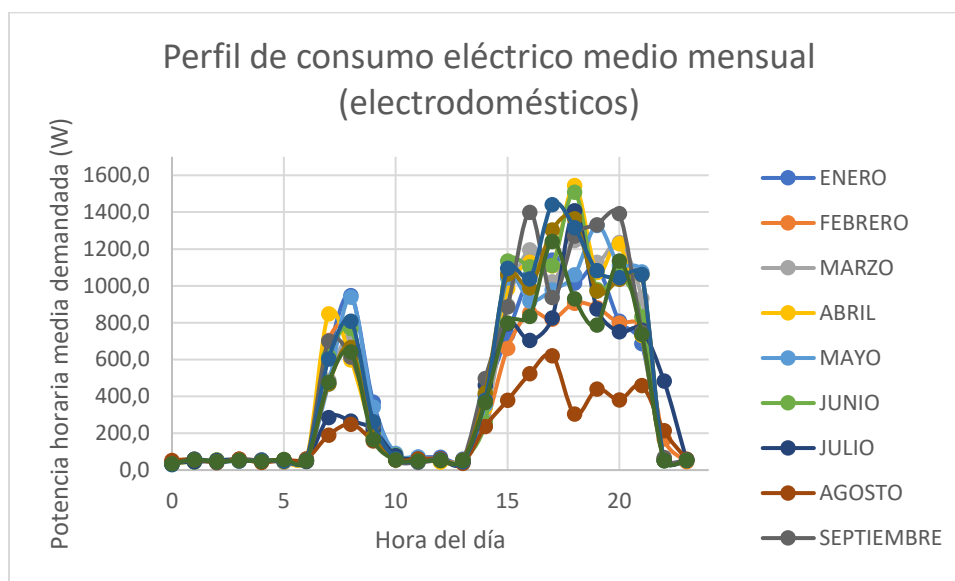


Figura 14. Datos de potencia media horaria demandada por electrodomésticos para cada hora del día en cada mes.

4.4. Estimación del consumo eléctrico de la vivienda (climatización)

Tal como se indicó en el apartado anterior, la demanda de calefacción y refrigeración se calculará de forma más rigurosa, y para ello se va a emplear una herramienta para realizar cálculos de cargas térmicas de los edificios. *Calcula con Atecyr* (Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración) ha desarrollado una hoja de cálculo que utiliza el Método de Series Temporales Radiantes (TRS) recomendado por ASHRAE [31] para el cálculo de cargas térmicas en los edificios, para mantener unas condiciones interiores específicas. [32]

Existen varios métodos de cálculo de cargas térmicas, y cuanto más complejos sean los cálculos, mayor exactitud presentan. Entre ellos destacan: método de cargas instantáneas, método E20 de Carrier, método de funciones de transferencia, método del balance térmico... El método de cálculo que usa el programa elegido, según ASHRAE, es de precisión media.

Esta herramienta, pese a que se trata de una hoja de cálculo de Excel, tiene un nivel de detalle elevado y se puede obtener de forma gratuita en su página web, previo registro.

Este archivo consta de cinco pestañas de Excel:

- *Acerca de*: información sobre los desarrolladores del programa para la versión 2.1.7.

- *TRS-UPV*: pestaña principal donde se introducen los parámetros del sitio en el que se ubica el edificio y las dimensiones y materiales de los que está fabricada su envolvente térmica.
- *U*: pestaña para el cálculo de los coeficientes de transmisión de calor a través de la envolvente.
- *Ayuda*: se muestran valores de referencia de coeficiente de transmisión de calor y otros coeficientes de distintas fuentes (coeficiente U de las últimas versiones del código técnico de la edificación, flujos de ventilación, cargas por ocupación, equipos, iluminación... y otros valores de referencia) que pueden servir de ayuda para el cálculo de las cargas térmicas.
- *Resumen gráfico*: muestra un resumen de los resultados principales calculados en la hoja TRS-UPV, junto a una gráfica que indica los pesos de carga térmica de cada categoría.

En resumen, el cálculo de cargas realizado se puede expresar mediante la siguiente fórmula:

$$Q_{total} = Q_{c. opacos} + Q_{c.semitransparentes} + Q_{ventilación/infiltración} + Q_{internas} + Q_{mayoración} \quad (Ec. 34)$$

Como resultado de los cálculos de cargas térmicas, y teniendo en cuenta que la eficiencia de la bomba de calor es:

- Para el modo calefacción, el COP (Coefficient of Performance): es el cociente entre la energía térmica cedida por el sistema y el trabajo realizado por el compresor bajo unas condiciones de temperatura y funcionando a plena carga:

$$COP = \frac{Q_{calefacción}}{W_{compresor}} \quad (Ec. 35)$$

- Para el modo refrigeración, el EER (Energy Efficiency Rating): es el cociente entre la energía térmica absorbida por el sistema y el consumo eléctrico generado por el compresor, también bajo unas condiciones de operación dadas:

$$EER = \frac{Q_{refrigeración}}{W_{compresor}} \quad (Ec. 36)$$

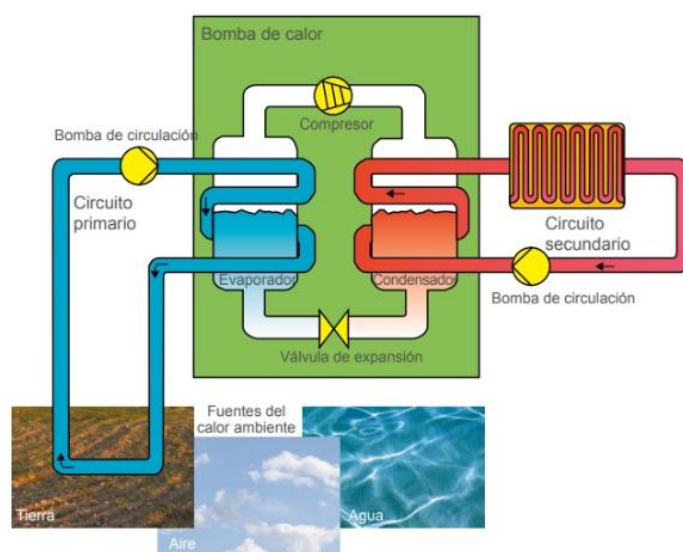


Figura 15. Esquema de funcionamiento de una bomba de calor. Fuente: IDAE [35]

Según la ficha técnica del equipo de aerotermia instalado en la vivienda (se puede consultar en el Anexo VIII), el COP es 4,5 y EER tiene un valor de 4, por tanto, a partir del cálculo de cargas térmicas, y aplicando la expresión de eficiencia de la bomba de calor, se obtiene para cada mes del año en el que se necesita climatización, el siguiente consumo eléctrico diario del equipo:

Tabla 3. Datos de consumo eléctrico diario de la bomba de calor (kWh/día)

ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
18,20	17,76	15,05	14,62	0,00	8,13	9,01	8,32	0,00	16,86	20,44	18,27

En el Anexo VII se muestra un ejemplo de cálculo y todas las variables que se han de insertar para el cálculo de las cargas térmicas de calefacción y refrigeración.

La necesidad de climatización se ha considerado del 15 de octubre al 15 de abril en calefacción y del 1 de junio al 31 de agosto para refrigeración.

Los perfiles de consumo definitivos se obtienen mediante la suma del consumo eléctrico de los electrodomésticos y el consumo eléctrico del equipo climatizador, y quedan de la siguiente forma:

A continuación, se muestran los perfiles de consumo de forma gráfica:

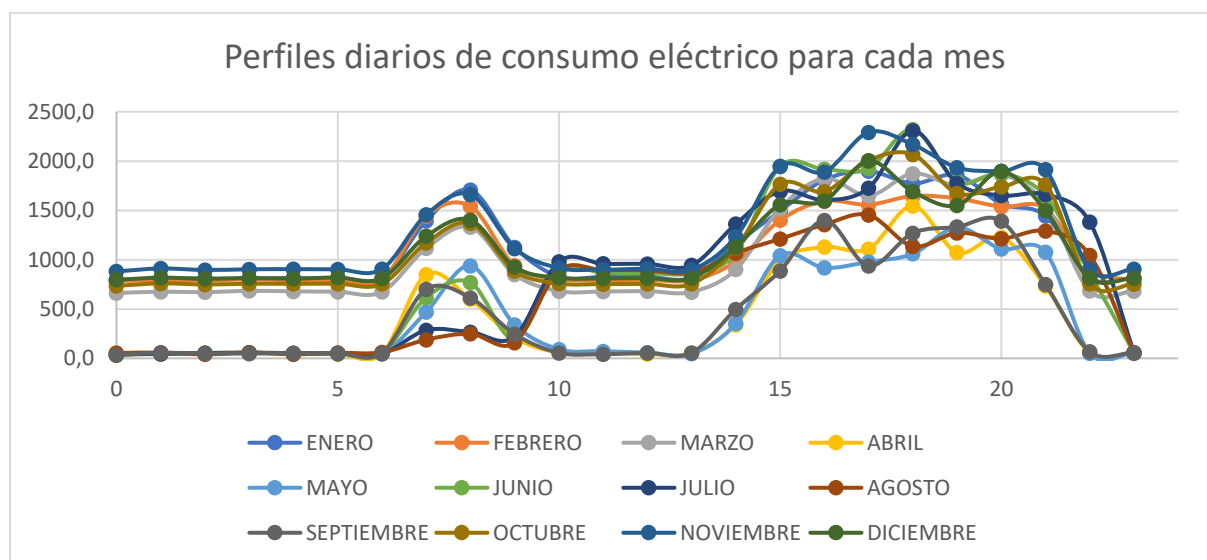


Figura 16. Perfiles de consumo horario para cada mes del año.

4.5. Cálculo de la potencia a instalar

Una vez conocidos los datos de consumo diario de la vivienda del proyecto, se procede al cálculo de la potencia del generador fotovoltaico.

El indicador HSP (hora solar pico) se define como el número de horas al día con una irradiancia de 1000 W/m² que en total suman la irradiancia total durante el día, y depende del emplazamiento. Los valores de HSP de Toledo (sitio del proyecto) son los siguientes:

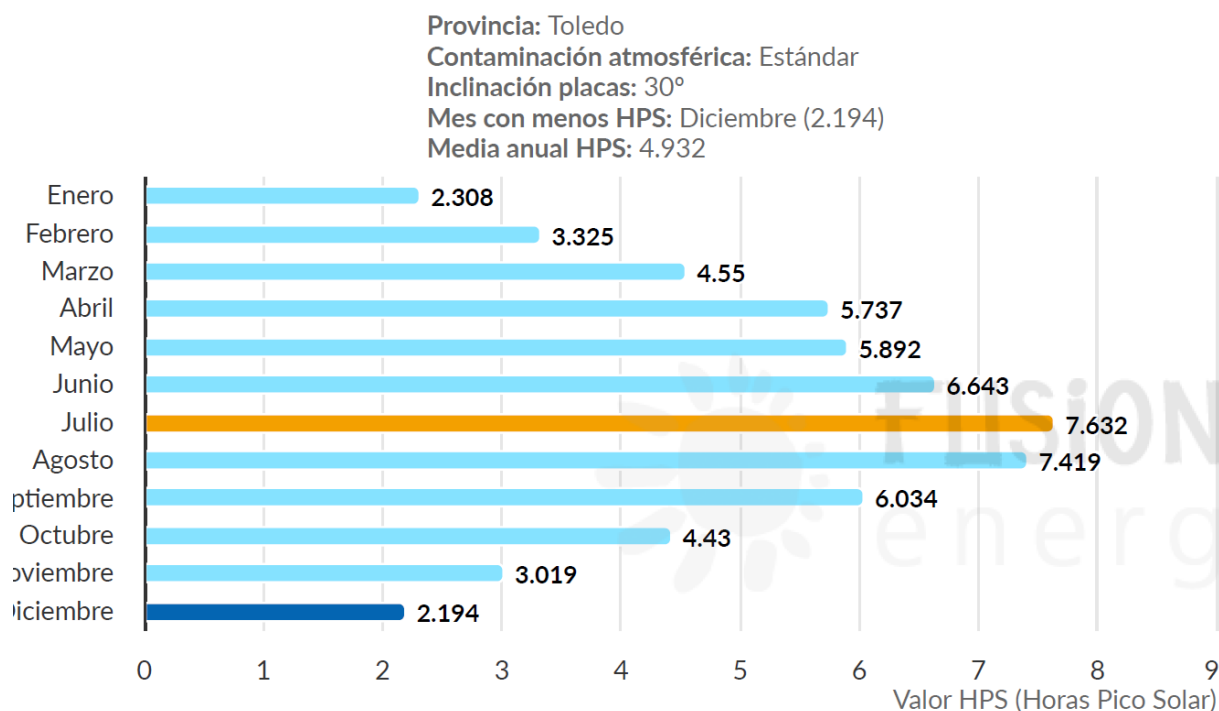


Figura 17. Valores de Horas Solar Pico en el emplazamiento del proyecto. Fuente: Fusion Energy

Siendo la media de HSP un valor de 4,932 $\frac{kWh}{kWp \cdot día}$, y el consumo eléctrico diario calculado en el apartado anterior de 21 kWh/día, se calcula la potencia pico necesaria mediante la siguiente expresión:

$$P_{generador} = \frac{E_{diaria}}{HSP \cdot \eta} = \frac{21 \frac{kWh}{día}}{4,932 \frac{kWh}{kWp \cdot día} \cdot 85\%} = 5 kWp \quad (Ec. 38)$$

El factor η o PR (performance ratio) es el rendimiento de la instalación, y en instalaciones fotovoltaicas suele tener un valor entre 85% y 90%.

Para una potencia pico de 5 kW, si elegimos el panel JAM72S20-460/MR de 460W, el número de módulos fotovoltaicos necesarios es de:

$$N_{módulos} = \frac{P_{generador}}{P_{módulo}} = \frac{5 kW}{0,460 kW} = 10,9 \approx 11 \quad (Ec. 39)$$

Para obtener una mayor producción durante el día, se recomienda un sobredimensionamiento de hasta el 20% en la potencia del generador, por lo que se opta por instalar 12 módulos fotovoltaicos (2 strings de 6 módulos), resultando una potencia de generador de 5,52 kWp.

Esto es un cálculo simplificado que sirve para una estimación de la potencia a instalar en la vivienda, a partir del cual se va a realizar la simulación en PVsyst, comprobando así si es correcto.

4.6. Simulación de la instalación con PVsyst

PVsyst es una herramienta de simulación muy útil para el cálculo de instalaciones solares fotovoltaicas.

Esta simulación se hará con la versión 7.4 del software, la última que hay disponible en el momento.

Como primer paso, se crea un nuevo proyecto que tiene como ubicación la elegida anteriormente:

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas | Datos meteo mensuales | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio:

País: Región:

Coordenadas geográficas

Los datos geográficos se han importados con éxito desde el mapa.

Latitud: Decimal [°] (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: Decimal [°] (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)

Altitud: M por encima del nivel del mar

Zona horaria: Corresponde a una diferencia promedio
Hora Legal - Hora Solar = 1h 16m

Figura 18. Detalle de la ventana de selección de ubicación en PVsyst 7.4.

Para esta ubicación, se importan los datos meteorológicos desde PVGIS, que son los siguientes:

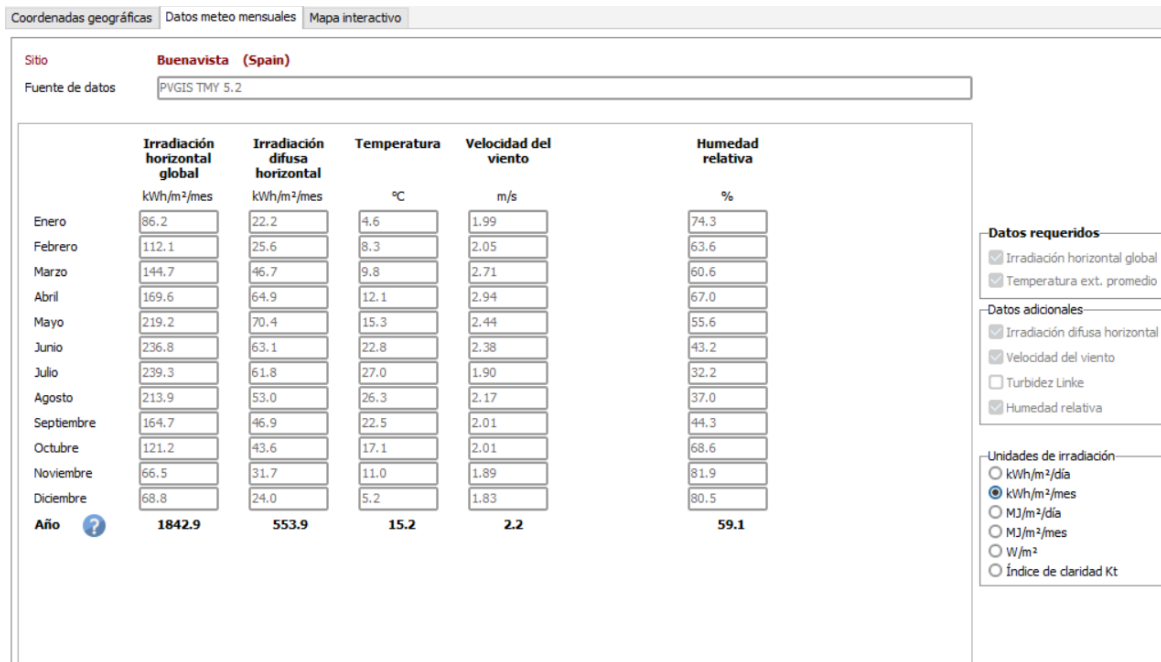


Figura 19. Datos meteorológicos del sitio.

Una vez ubicado e importado los datos meteorológicos, se podrán crear distintas variantes para el proyecto. En cada variante se podrán modificar los siguientes datos:

Variante n°

Parámetros principales

- Orientación
- Sistema
- Pérdidas detalladas
- Autoconsumo
- Almacenamiento

Opcional

- Horizonte
- Sombreados cercanos
- Diseño de módulo
- Gestión de la energía
- Evaluación económica

Figura 20. Parámetros a introducir en el programa.

4.6.1. Orientación

En esta parte hay que especificar en qué sitio se van a colocar los paneles solares (cubierta plana, tejado inclinado...), indicando los ángulos de inclinación y el ángulo azimutal. Para este caso, se trata de una cubierta plana, por tanto, la inclinación del plano será de 30° y el ángulo azimutal es de 5° según la orientación de la vivienda.

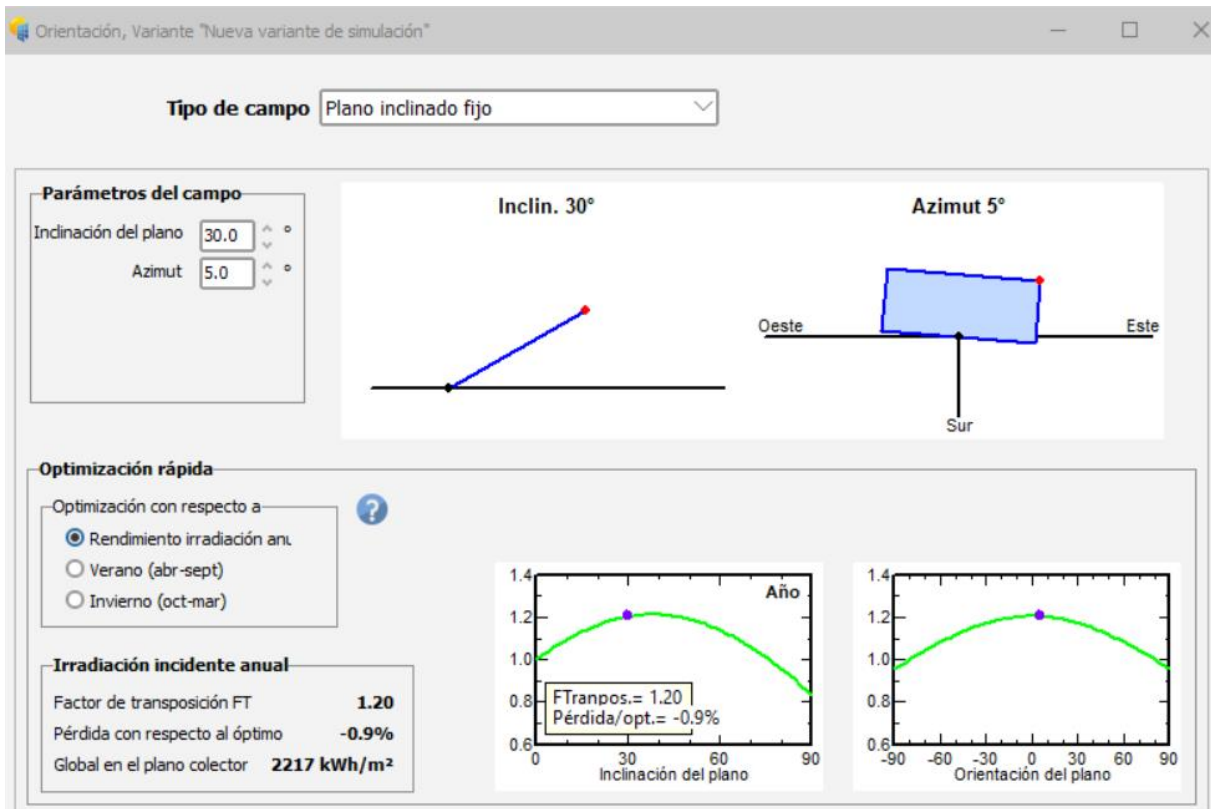


Figura 21. Especificaciones de orientación de la vivienda en estudio.

Además de para todo el año, se da la posibilidad de optimizar para invierno o verano, útil en casos en los que la vivienda tenga un uso estacional. En el recuadro “Rendimiento meteo anual” se puede ver que las pérdidas debidas a una inclinación y orientación distintas al óptimo son muy pequeñas.

4.6.2. Sistema

En la opción “sistema” aparece el menú de la figura que se muestra a continuación:

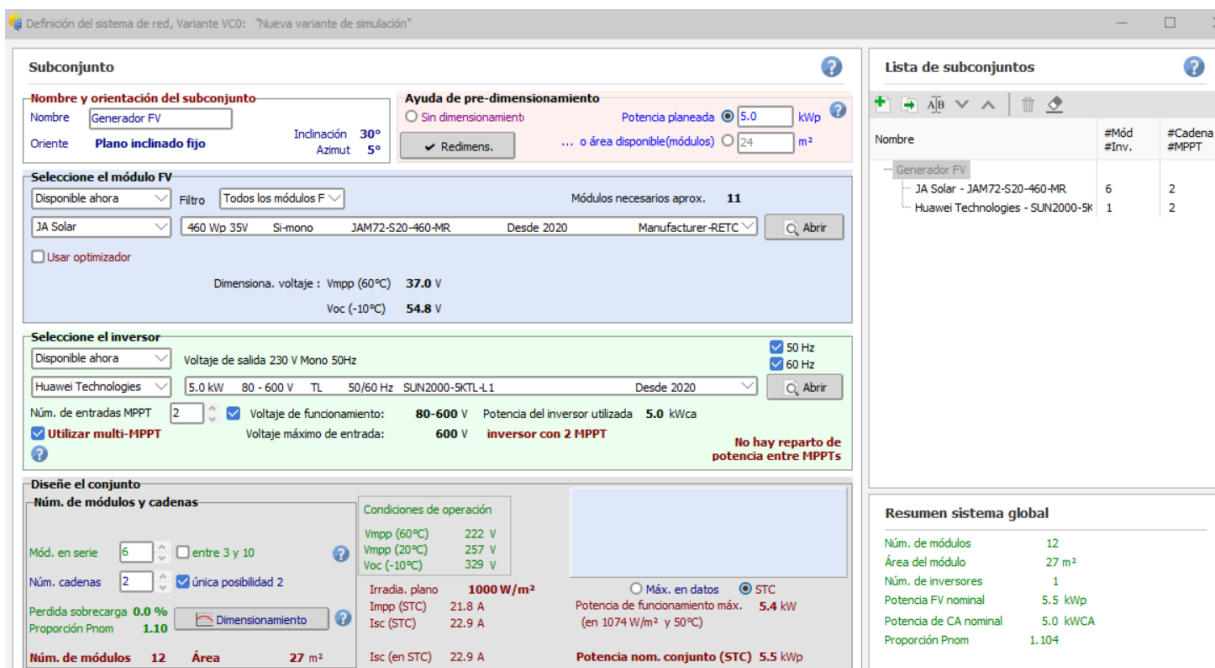


Figura 22. Configuración del sistema fotovoltaico.

El software permite elegir el panel solar deseado en la instalación fotovoltaica, por tanto, se elige el mismo panel con el que se han realizado los modelos matemáticos en Matlab: el panel JAM72S20-460 del fabricante JA Solar, por los parámetros económicos, de funcionamiento y disponibilidad analizados anteriormente.

A continuación, se elige el inversor. Si la potencia del inversor es menor a la del generador, se podrá ver limitada la producción. La elección del inversor se justificará en el apartado “resultados de la simulación”.

Por último, se elige el número de paneles en serie y el número de cadenas (ramas en paralelo): 2 cadenas de 6 módulos cada una.

4.6.3. Pérdidas detalladas

En este apartado se pueden especificar pérdidas en el sistema: pérdidas térmicas, eléctricas, pérdidas por suciedad y envejecimiento... En el caso de estudio no se van a añadir más pérdidas además de las que se incluyen por defecto. La cubierta de la vivienda no presenta ningún elemento que produzca sombreado, y tampoco hay elementos que produzcan sombras en las inmediaciones. Aquí se incluye la degradación del panel con el paso de los años, y además se puede elegir simular para un año en concreto.

4.6.4. Autoconsumo

Teniendo los datos de potencia eléctrica demandada para todos los meses del año, PVsyst permite importar los datos de potencia horaria demandada para el cálculo del autoconsumo.

El archivo a cargar tiene que tener un formato .csv en el que en la primera línea ha de haber dos títulos: “Date” y “P Load”. En la línea siguiente, debajo de “P Load” hay que poner las unidades de la potencia (W, kW, MW...). [23]

A partir de esta línea hay que añadir los datos en el formato DD/MM/YY hh:mm, empezando desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre. Con los datos de consumo estimado en la vivienda que se han obtenido en el apartado anterior, se forma la siguiente tabla: [23]

Tabla 4. Estructura del archivo .csv de la potencia eléctrica demandada por la vivienda (primeros 27 registros)

Date	P Load
	W
01/01/2022 0:00	790,6
01/01/2022 1:00	810,1
01/01/2022 2:00	808,5
01/01/2022 3:00	808,2
01/01/2022 4:00	814,0
01/01/2022 5:00	803,0
01/01/2022 6:00	810,5
01/01/2022 7:00	1394,6
01/01/2022 8:00	1705,8
01/01/2022 9:00	1126,7
01/01/2022 10:00	828,4
01/01/2022 11:00	827,8
01/01/2022 12:00	828,3
01/01/2022 13:00	817,8
01/01/2022 14:00	1163,6
01/01/2022 15:00	1493,6
01/01/2022 16:00	1809,7
01/01/2022 17:00	1897,8
01/01/2022 18:00	1772,9
01/01/2022 19:00	1858,5
01/01/2022 20:00	1566,5
01/01/2022 21:00	1444,3
01/01/2022 22:00	820,6
01/01/2022 23:00	811,3
02/01/2022 0:00	790,6

En total el archivo consta de 8376 registros horarios. Este archivo en formato .csv se importa a PVsyst y el software lee las necesidades energéticas horarias de la vivienda:

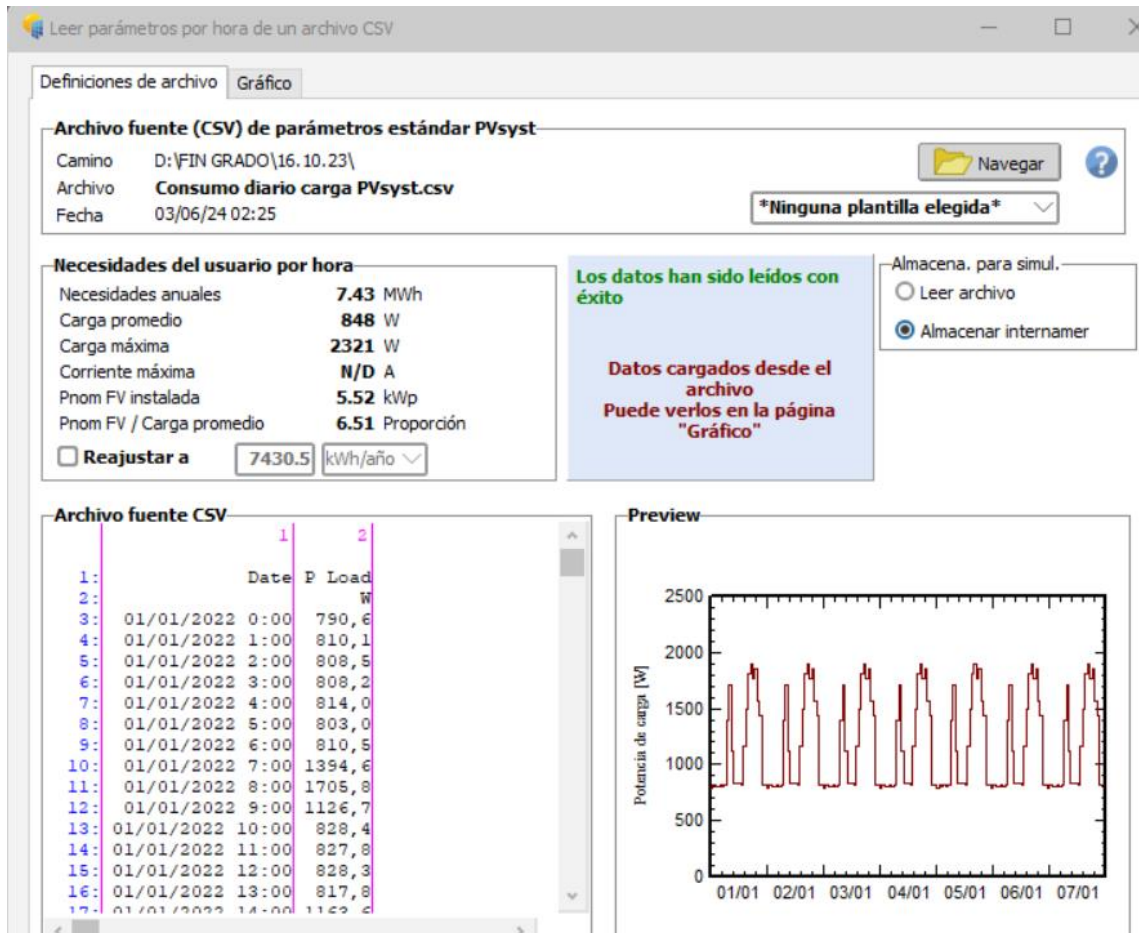


Figura 23. Pantalla de lectura de datos de consumo de la vivienda.

4.6.5. Almacenamiento

Por último, el programa requiere escoger una estrategia de almacenamiento de energía. En este caso, no habrá almacenamiento, tratándose de un sistema de autoconsumo conectado a la red sin almacenamiento.

4.6.6. Resultados de la simulación

Cuando se han introducido todos los datos sobre la instalación, se puede proceder a la simulación.

El generador fotovoltaico elegido consta de dos strings de 6 módulos fotovoltaico cada uno (12 módulos JAM72S20-460 de 460W), con una potencia pico de 5,52kWp, y un inversor Huawei SUN2000-5KTL-LI de 5kW. Se ha elegido este inversor porque cumple con los requisitos de tensión y corriente de entrada de los strings, su fiabilidad y garantías de fabricante. La hoja de características del inversor se incluye como Anexo IX.

Así, se obtienen múltiples datos sobre la instalación y lo que más interesa: el balance energético.

PVsyst genera un informe de resultados en el que se recopila la información más importante de la simulación. Este informe se incluye como Anexo IX. De este, cabe destacar los siguientes datos de cara al estudio económico:

Tabla 5. Datos de balance de energía.

Mes	Energía demandada	Energía autoconsumida	Energía vertida a la red	Energía procedente de la red
	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	862,2	306,4	467,4	555,8
Febrero	733,7	286,6	554,6	447,1
Marzo	776,2	299,7	583,1	476,5
Abril	313,8	174	704,9	139,8
Mayo	320,3	198,3	824,4	122
Junio	624,8	395,9	627,3	229
Julio	625,5	393,8	647,9	231,8
Agosto	484,3	321	704,1	163,3
Septiembre	320,9	166,9	740,7	154,1
Octubre	593,2	240,3	568,1	352,9
Noviembre	937,1	260,1	236,4	677,1
Diciembre	838,4	264,5	358,2	573,9
Total anual	7430,6	3307,4	7017	4123,1

4.7. Cálculo de la distancia mínima entre módulos

A continuación, se procede a calcular la distancia mínima entre las filas de módulos fotovoltaicos. Esta distancia es sumamente importante, para que la instalación no sufra pérdidas por sombreado.

Esta distancia se calcula mediante el cociente de la altura del módulo en su plano inclinado y la tangente de 67° menos la latitud del emplazamiento en el que se encuentra la vivienda del proyecto, en este caso, 39,89°.

$$d = \frac{h}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud del sitio})} \quad (\text{Ec. 40})$$

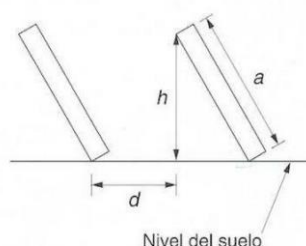


Figura 24. Variables para el cálculo de la distancia mínima entre módulos fotovoltaicos.

Para calcular la altura del módulo h , utilizamos las dimensiones del módulo, que son las siguientes:
2112mm x 1052mm x 35mm.

$$h = 2,112 \text{ m} \cdot \text{sen}(30^\circ) = 1,056 \text{ m} \quad (\text{Ec. 41})$$

$$d = \frac{1,056 \text{ m}}{\text{tg}(67^\circ - 39,89^\circ)} = 2,062 \text{ m} \quad (\text{Ec. 42})$$

Las filas de módulos deberán situarse al menos a 2,07 metros de distancia entre ellas. La cubierta es lo suficientemente amplia como para que esto sea viable, tal como se puede ver en la Figura 42 del Anexo I (plano de la vivienda).

4.8. Diseño de las protecciones eléctricas

Toda instalación eléctrica debe cumplir con la normativa vigente en cuanto a protección a las personas y a la instalación. A continuación, se hará un análisis de las protecciones necesarias y su cálculo, y en todo caso habrá que seguir la normativa aplicable (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o REBT):

- Cálculo del cable: es muy importante el cálculo de las características del cable, tanto de la sección como la longitud, para limitar las pérdidas y evitar peligros en la instalación.

Hay tres criterios a partir de los cuales se dimensiona la sección del cable:

A continuación, se hará el cálculo de la sección del cable para el **lado de corriente continua**:

- 1) Criterio de caída de tensión: es necesario que la tensión en los bornes de la carga sea suficiente. Por ello, se calculará la caída de tensión para asegurarse de que es menor al límite de caída de tensión (%V) establecido por el REBT:

Parte de la instalación	Para alimentar a :	Caída de tensión máxima en % de la tensión de suministro.	$e=\Delta U_{III}$	$e=\Delta U_I$
LGA: (Línea General de Alimentación)	Suministros de un único usuario	No existe LGA	--	--
	Contadores totalmente concentrados	0,5%	2 V	--
	Centralizaciones parciales de contadores	1,0%	4 V	--
DI (Derivación Individual)	Suministros de un único usuario	1,5%	6 V	3,45 V
	Contadores totalmente concentrados	1,0%	4 V	2,3 V
	Centralizaciones parciales de contadores	0,5%	2 V	1,15 V
Circuitos interiores	Circuitos interiores en viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de alumbrado que no sean viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de fuerza que no sean viviendas	5%	20 V	11,5 V

Figura 25. Datos de caída máxima de tensión para distintas partes de una instalación eléctrica (Fuente: REBT).

La línea siempre tiene una impedancia que produce una caída de tensión:

$$\Delta V_{cable} = Z_{cable} \cdot I \quad (\text{Ec. 43})$$

Esta impedancia depende del tipo de conductor. Los materiales más utilizados como conductores son el cobre y el aluminio. Sin embargo, usaremos el cable de cobre, ya que este tiene una menor resistividad (mayor conductividad). Primero se calculará la resistividad del cobre a la temperatura de 50 grados, pues es la temperatura a la que puede llegar a la intemperie:

$$\rho_{\theta} = \rho_{20} (1 + \alpha(\theta - 20)) = 0,0171 (1 + 0,00392 (50 - 20)) = 0,01911 \frac{\Omega mm^2}{m} \quad (Ec. 44)$$

Y conociendo la resistividad, se puede calcular la conductividad mediante la inversa. Por tanto, se tienen los datos necesarios para el cálculo de la sección del cable, teniendo en cuenta que, entre el generador fotovoltaico y el inversor, en corriente continua, la caída máxima de tensión es de 1,5%, según el apartado 5.5.2. del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE.

La tensión de cada cadena de módulos es:

$$V_{cadena} = 42,13 V * 6 \text{ módulos} = 252,78 V \quad (Ec. 45)$$

Por tanto, la caída máxima de tensión debe ser:

$$\Delta V_{max} = 252,78 \cdot \frac{1,5}{100} = 3,79 V \quad (Ec. 46)$$

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot l}{c \cdot \Delta V} \quad (Ec. 47)$$

$$S = \frac{2 \cdot 10,92 \cdot 30}{0,01911 \cdot 3,79} = 3,31 mm^2$$

Siempre hay que asegurarse de que la caída de tensión es menor a la especificada en el REBT (en ITC-014, ITC-015 e ITC-019).

- Criterio de capacidad térmica: es necesario que la intensidad máxima admisible no deteriore el cable cuando opera en condiciones normales.

Se tomará la intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico (que es la misma en la cadena de módulos en serie), y se le aplicarán factores de corrección en función de las condiciones en las que se vaya a instalar el cable, y posteriormente, mediante las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52 que se pueden ver en el Anexo VI, se calculará la sección mediante el criterio de tensión máxima admisible:

El cable será de tipo XLPE 2 (monofásico) y el tipo de instalación es de tipo BI (tubo con conductores unipolares acoplado a una pared):

En la fila BI se busca XLPE 2 (columna I0b), y se baja por esta columna hasta la intensidad inmediatamente superior a la de la cadena, que en este caso es de 20 A, y corresponde a una sección de 1,5 mm².

Los factores de corrección que se van a aplicar son factor de temperatura 0,9 (a 50°C) y factor de agrupamiento 0,8 (con dos conductores, agrupados en una superficie).

$$I_{max} = 20 \cdot 0,9 \cdot 0,8 = 14,4 A$$

Una vez aplicados los factores de corrección, se comprueba que la intensidad máxima soportada por un cable de 1,5 mm² es mayor a la intensidad del string, y según este criterio, podría ser suficiente.

Sin embargo, entre los dos criterios se elige el más restrictivo, por lo que el cable de corriente continua debería tener al menos una sección de 3,30 ≈ 4 mm² (4mm² es la sección de cable normalizado inmediatamente superior a 3,30mm²).

Se ha elegido un cable con estas características del fabricante Top Cable, el modelo de Topsolar PV HI Z2Z2-K, con sección de 4 mm². Este cable cumple con los requisitos y es resistente a altas temperaturas y tiene una vida útil de 30 años. [25]

Además, según la ficha técnica del módulo fotovoltaico, se indica que el cable conector del módulo tiene una sección de 4 mm², por tanto, se da por válido el cálculo de la sección de cable en el lado de corriente continua.

Para el cálculo de la sección en el **lado de corriente alterna**:

Al igual que para la corriente continua, el conductor de la parte de corriente alterna, que va desde el inversor hasta el cuadro general de la vivienda, tendrá que cumplir los criterios de caída de tensión y de intensidad admisible.

En este caso, la tensión con la que se van a hacer los cálculos es la de salida del inversor: 230V, mientras que la intensidad es la intensidad nominal del inversor: 25 A.

- Criterio de caída de tensión:

En la línea de corriente alterna, la longitud de cable necesaria es de 10 metros.

$$\Delta V = \frac{1,5}{100} \cdot 230 = 3,45 V \quad (Ec. 46)$$

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot l}{c \cdot \Delta V} \quad (Ec. 47)$$

$$S = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10}{\frac{1}{0,0218} \cdot 3,45} = 3,16 mm^2$$

- Criterio de intensidad admisible:

Con el factor de temperatura de 1 (el cable de corriente continua está en el interior del garaje de la vivienda) y el factor de agrupamiento 0,8, se calcula la sección con el criterio de intensidad admisible:

En la fila BI, al llegar a XLPE 2, que corresponde a un circuito monofásico, la intensidad inmediatamente superior a 25 A es 26,5 A.

A esta intensidad se le aplican los factores de corrección, quedando:

$$I_{max} = 28 \cdot 1 \cdot 0,8 = 22,4 A$$

Como $22,4 A < 25 A$, habrá que elegir una sección mayor de cable, cogiendo un valor mayor en la tabla: 38 A, y realizar de nuevo el cálculo:

$$I_{max} = 38 \cdot 1 \cdot 0,8 = 30,4 A$$

La intensidad de 38 A corresponde a una sección de 4 mm². Esta es mayor a la calculada en el criterio de caída de tensión, por lo que es la sección de cable conductor que se debería elegir para la parte de corriente alterna.

El modelo de cable de 4 mm² elegido es el modelo ZZ-F/HI ZZZ2-K del fabricante Top Cable [25].

- Puesta a tierra: es la conexión de la instalación que tiene el fin de que, en caso de que ocurra algún fallo, la corriente circule hacia la tierra en vez de al usuario. La conexión se hace con un electrodo o pica que se entierra en el suelo para el contacto con esta.

De este modo, se evita que haya diferencias de potencial peligrosas en la instalación y sus alrededores.

En el REBT, la normativa que regula la puesta a tierra es el apartado ITC-BT-18. La puesta a tierra es sumamente importante, pues asegura el correcto funcionamiento de las protecciones. Por tanto, se clavará una pica de forma vertical, haciendo la conexión con cable de cobre con aislamiento de color verde y amarillo con la parte metálica de la estructura de los módulos y con el inversor.

- Descargador de sobretensiones: es un dispositivo que, en caso de que la tensión sea mayor a la deseada, se derive a tierra.

Se elige un descargador de sobretensiones de 600V, del modelo VAL-MS 600DC-PV/2+V, del fabricante Phoenix Contact, que sería suficiente para que, en caso de que caiga un rayo o se produzca algún desajuste, no se dañe el inversor y la instalación en general.



Figura 26. Descargador de sobretensiones VAL-MS 600DC-PV/2+V [25]

- Fusibles: en corriente continua, entre los paneles solares y el inversor, protegen la instalación frente a sobrecargas y cortocircuitos, es decir, si la corriente en un circuito eléctrico es superior al que soporta un fusible, este se funde, interrumpiendo el paso de la corriente. Así, se protegen los elementos del generador fotovoltaico, deteriorándose el fusible, que es un dispositivo relativamente barato. El uso de fusibles interesa también cuando se trata de instalaciones que tienen varias cadenas en paralelo, protegiendo así frente a corrientes inversas.
- Termomagnético: son dispositivos que también protegen frente a sobrecargas, hay que tener en cuenta que tiene que ser específico para corriente continua. Tienen la ventaja frente a los fusibles de que no hay que reemplazar nada en caso de que funcione el mecanismo de protección.

Para el cálculo hay que tener en cuenta los parámetros del panel elegido (JAM72S20 460-MR):

Potencia nominal del módulo: $P_N = 460W$

Tensión en el punto de máxima potencia: $V_{MPP} = 42,13 V$

Intensidad en el punto de máxima potencia: $I_{MPP} = 10,92 A$

Tensión en circuito abierto: $V_{OC} = 50,01 V$

Intensidad de cortocircuito: $I_{SC} = 11,45 A$

El generador fotovoltaico consta de dos cadenas de 6 módulos, por tanto:

Tensión en cada cadena:

$$V_{cadena} = 42,13 V * 6 \text{ módulos} = 252,78 V$$

Para el cálculo se tendrá un factor de corrección de 1,2 sobre el voltaje de circuito abierto y de 1,25 para la intensidad de cortocircuito:

$$V_{cadena_corr} = 1,20 \cdot 50,01 \cdot 6 = 360,07 \text{ V}$$

$$I_{sc_corr} = 11,45 \cdot 1,25 = 14,31 \text{ A}$$

Con estos datos, se elegirá un magnetotérmico con valores de voltaje e intensidad superior, como el modelo I6A 2P 6KA C del fabricante Legrand:



Figura 27. Magnetotérmico Legrand I6A 2P 6KA C elegido para la instalación [26].

- Seccionador: interruptor que sirve para desconectar el sistema en el caso de que sea imprescindible (para labores de mantenimiento o manipulación), ya que los fusibles y el magnetotérmico son elementos de protección y no de corte.

Por último, los soportes elegidos para los módulos fotovoltaicos son de la marca Extruc solar, para módulos de hasta 2274 x 1134 mm, lo que es compatible con el módulo elegido para esta instalación. Cumple los criterios del CTE y el ángulo de inclinación de 30° y es válido tanto para cubiertas planas como para configuración coplanar para instalación en cubiertas inclinadas. La ficha de características de adjunta a este trabajo como Anexo XI.

4.9. Estudio de viabilidad económica

Por último, se hará un estudio económico para evaluar el coste de la instalación, el tiempo de retorno de la inversión y los cálculos de rentabilidad. Desde el principio, se han elegido los mejores equipos para el generador fotovoltaico, tanto los módulos, como el inversor y las protecciones, atendiendo a la relación calidad-precio.

A continuación, se muestra el presupuesto de la instalación solar fotovoltaica, por categorías y el total:

Tabla 6. Presupuesto de la instalación fotovoltaica.

MATERIAL			
Tipo de material	Unidades	Precio unitario (€)	Precio total (€)
Panel solar JAM72S20-460/MR	12	134,20	1.610,40
Soportes - 6 módulos	2	338,00	676,00
Inversor Huawei SUN2000-5KTL-L1	1	766,16	766,16
Protecciones eléctricas	1	150,00	150,00
Cableado	55	1,60	88,00
Cuadros eléctricos y pequeño material	1	290,00	290,00
			3.580,56
MANO DE OBRA			
Profesional	Coste (€/hora)	Horas de trabajo	Coste total (€)
Electricista	35	16	560
Ayudante	30	16	480
			1.040
OTROS COSTES			
Legalización y trámites postventa	1	300	300
			300

Total costes	4.920,56 €
Margen de beneficios (15%)	738,08 €
Base imponible	5.658,64 €
IVA (21%)	1.188,32 €
Total presupuesto	6.846,96 €

Teniendo el presupuesto, se puede calcular la rentabilidad de la inversión. Primero hay que conocer el beneficio que supone la instalación, mediante los datos del balance energético proporcionado por PVsyst y las tarifas vigentes en la actualidad.

La tarifa de electricidad puede ser de mercado libre (precio fijo) o mercado regulado (precio horario de la energía). A continuación, se muestra una recopilación de las tarifas con compensación de excedentes vigentes en mayo de 2024.

Tabla 7. Comparación de tarifas vigentes con término de compensación de excedentes. [27,28]

Comercializadora		Precio energía (€/kWh)	Compensación de excedentes (€/kWh)		
Comercializadora regulada	Baser	0,154	0,069		
	Energía XXI				
	Coramelcor				
	Corenergético				
	Regsiti				
	Gas & Power				
Comercializadora libre	Curenergía	0,176	0,106		
	Energía Ceuta XXI				
	TotalEnergies			0,176	0,106
	Repsol			0,158	0,100
	EDP			0,210	0,130
Endesa	0,159	0,106			

Los precios de energía para el mercado regulado son una media del último mes, es un dato abierto que se puede consultar en la página web de la red eléctrica [29]. Hay que tener en cuenta que el precio de la energía es variable y suele tener un máximo en las horas de la tarde/noche, cuando la potencia demandada en la vivienda es alta. Por tanto, optamos por una tarifa del mercado libre, con precios de energía y compensación de excedentes fijos. En este caso, la tarifa más rentable en cuanto a precios de energía es la de Endesa, por lo que, para el cálculo, se escogerán los valores indicados en la tabla.

Tabla 8. Balance de energía y costes de la instalación fotovoltaica.

	Energía demandada	Energía autoconsumida	Energía vertida a la red	Energía procedente de la red	Precio energía si no hubiera instalación	Precio término de energía	Compensación de excedentes	Precio a pagar término de energía
	kWh	kWh	kWh	kWh	€	€	€	€
Enero	862,2	306,4	467,4	555,8	137,09	88,37	49,54	38,83
Febrero	733,7	286,6	554,6	447,1	116,66	71,09	58,79	12,30
Marzo	776,2	299,7	583,1	476,5	123,42	75,76	61,81	13,95
Abril	313,8	174	704,9	139,8	49,89	22,23	22,23	0,00
Mayo	320,3	198,3	824,4	122	50,93	19,40	19,40	0,00
Junio	624,8	395,9	627,3	229	99,34	36,41	36,41	0,00
Julio	625,5	393,8	647,9	231,8	99,45	36,86	36,86	0,00
Agosto	484,3	321	704,1	163,3	77,00	25,96	25,96	0,00
Septiembre	320,9	166,9	740,7	154,1	51,02	24,50	24,50	0,00
Octubre	593,2	240,3	568,1	352,9	94,32	56,11	56,11	0,00
Noviembre	937,1	260,1	236,4	677,1	149,00	107,66	25,06	82,60
Diciembre	838,4	264,5	358,2	573,9	133,31	91,25	37,97	53,28
Año	7430,6	3307,4	7017	4123,1	1.181,47 €	655,57 €	454,64 €	200,97 €

El cálculo se hace de forma mensual, ya que, una vez alcanzado el valor de factura 0€ en término de energía, la legislación no permite obtener beneficios de los excedentes (importes de compensación por excedentes en color gris). Por tanto, los meses en los que haya demasiados excedentes, el valor de compensación de excedentes será el mismo que el valor de término de energía. Los demás kWh se entregarán a la red sin compensación.

El ahorro anual, por tanto, es la diferencia entre el término de energía si no hubiera instalación y el término de energía con la instalación fotovoltaica. Esta diferencia es de 980,50€. Sin embargo, con la instalación fotovoltaica es necesario realizar un mantenimiento, que se estima en 150 euros anuales, en concepto de revisión de la instalación y limpieza.

Este estudio se realiza con la suposición de que no hay que realizar ningún reemplazo de componentes en el tiempo de vida fuera de la cuota de mantenimiento, ya sea módulos o inversor, o pequeño material. Restando 150€ al ahorro anual en cuanto a precio de energía, el ahorro corregido anual es de 614,07€. A continuación, se muestra la gráfica de ahorro estimado a 25 años, que es el periodo estimado de vida media de una instalación solar fotovoltaica, aplicando inflación (1,5% anual).

Tabla 9. Tabla de flujo de caja a 25 años de la instalación fotovoltaica.

Año	Inversión inicial (€)	Ahorro (€)	Costes (€)	Cash flow (€)
1	6.846,96	980,50	150,00	-6.016,46
2		965,79	152,25	-5.202,92
3		951,31	154,53	-4.406,14
4		937,04	156,85	-3.625,96
5		922,98	159,20	-2.862,18
6		909,14	161,59	-2.114,64
7		895,50	164,02	-1.383,16
8		882,07	166,48	-667,57
9		868,84	168,97	32,29
10		855,80	171,51	716,59
11		842,97	174,08	1.385,47
12		830,32	176,69	2.039,10
13		817,87	179,34	2.677,62
14		805,60	182,03	3.301,19
15		793,51	184,76	3.909,94
16		781,61	187,53	4.504,02
17		769,89	190,35	5.083,56
18		758,34	193,20	5.648,69
19		746,96	196,10	6.199,56
20		735,76	199,04	6.736,27
21		724,72	202,03	7.258,97
22		713,85	205,06	7.767,76
23		703,14	208,13	8.262,77
24		692,60	211,26	8.744,11
25		682,21	214,43	9.211,90

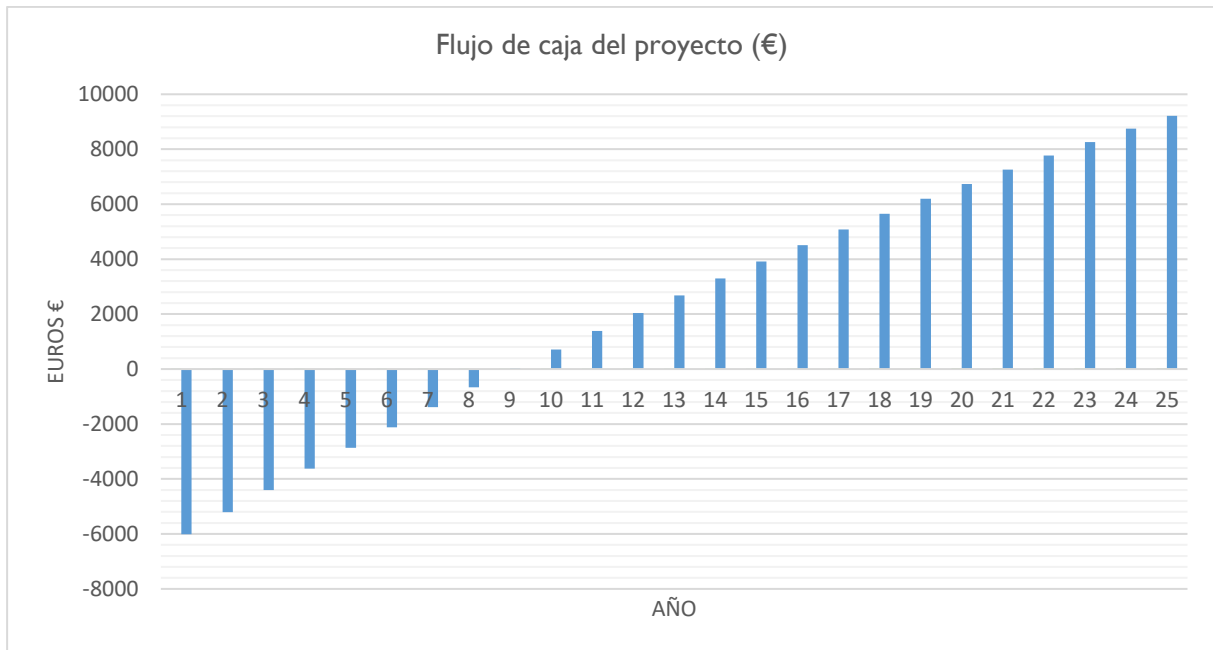


Figura 28. Gráfico de ahorro anual a 25 años.

Según los cálculos anteriores, teniendo en cuenta que el ahorro anual es constante cada año, la instalación se amortizaría aproximadamente a los 8 años y medio, y después de 25 años, el usuario se habría ahorrado 9.211 € a lo largo de la vida útil de la instalación.

El Valor Actual Neto es positivo, por tanto, el proyecto es viable económicamente, y la Tasa Interna de Retorno a 25 años es del 12%, por lo que el proyecto es rentable.

Aparte de lo económico, la instalación de energías renovables es uno de los métodos de abastecimiento energético que permite una menor dependencia de la red eléctrica, la cual incluye energía de fuentes no renovables con altas emisiones de contaminantes, permitiendo así la producción de una menor huella de carbono.

La producción anual de la instalación solar es de 10.342 kWh, lo que significa evitar 68,9 toneladas de CO₂, y equivale a la absorción de dióxido de carbono de 107 árboles.

En cuanto al Trabajo de Fin de Grado, a continuación, se muestra un presupuesto y cronograma de los trabajos ejecutados durante su realización:

Tabla 10. Presupuesto para la realización de este Trabajo de Fin de Grado

Ordenador portátil	399 €
Equipos informáticos	Incluido
Windows 11	Incluido
Microsoft Office	69,00 €
PVsyst 7.4	0,00 €
Internet	108,00 €
	576 €

	Horas	Coste/hora (€)	Total (€)
Ingeniero junior	360	12	4320
Ingeniero senior (tutor)	24	30	720
			5040

En cuanto a los equipos y software utilizados, se ha utilizado una versión de prueba de 30 días de PVsyst 7.4 para realizar el TFG, la cual es gratuita y no ha supuesto un coste, al igual que la versión educativa de MATLAB disponible en myApps.

En cuanto a personal, se incluye el apoyo de la tutora en cuanto a resolución de dudas y guía para la realización del Trabajo de Fin de Grado.

Por último, se muestra un cronograma de las tareas que se han trabajado:

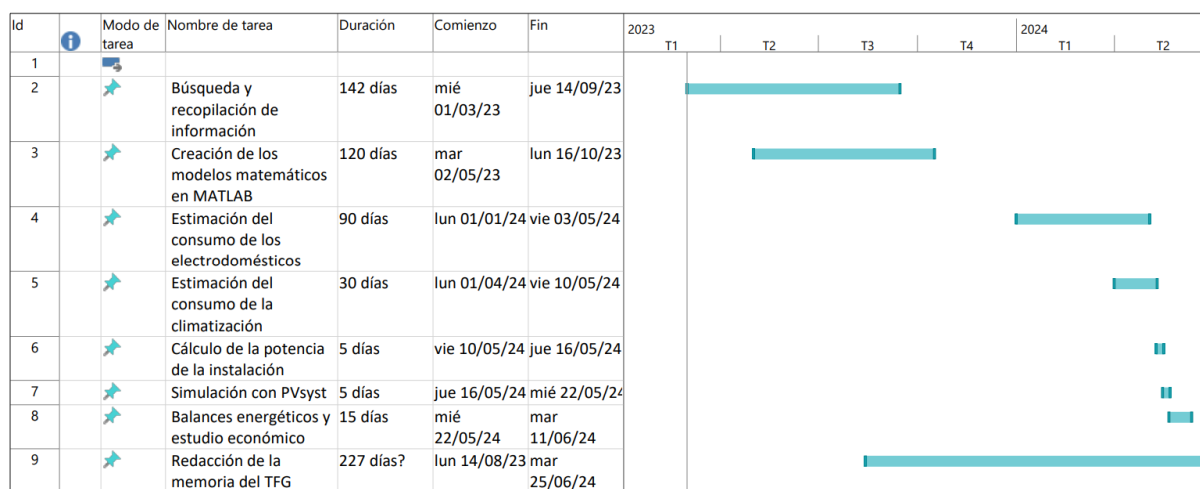


Figura 29. Cronograma de las tareas de este Trabajo de Fin de Grado.

5. Conclusiones

- Según el modelo de radiación calculado en MATLAB, el mes con mayores valores de radiación corresponde a junio, y el mes con valores más desfavorables es diciembre, meses correspondientes a los solsticios de verano e invierno. La radiación solar que incide en la atmósfera puede llegar a la superficie de la Tierra en forma de radiación directa o difusa. El efecto albedo es el resultado de la reflexión de la radiación por la atmósfera o la superficie de la Tierra, lo que significa un aumento de la radiación difusa. A mayor efecto albedo, mayor radiación difusa.
- Según el modelo de eficiencia calculado en MATLAB, a mayor temperatura, menor es la eficiencia del módulo fotovoltaico.
- Según el modelo no lineal calculado en MATLAB, a mayor valor de radiación incidente en un módulo fotovoltaico, mayor será la potencia generada.
- Las condiciones NOCT (temperatura normal de operación de la célula) son más cercanas a la realidad que las condiciones STC.
- Los hábitos de consumo de los habitantes de una vivienda son el dato a partir del cual se debe diseñar la instalación solar fotovoltaica. La curva de consumo eléctrico depende de los electrodomésticos instalados y sus hábitos de uso, tiempo de uso y potencia.
- Las necesidades de climatización de una vivienda dependen de los flujos de carga térmica, que en su mayoría se deben a pérdidas a través de la envolvente térmica del edificio (paredes, suelo, techo, cerramientos semitransparentes...) entre otros (ventilación, ocupación, equipos...)
- La vivienda del proyecto está ocupada por 4 personas y tiene una demanda energética de 7430 kWh anuales. La potencia instalada necesaria para la vivienda de estudio es de 5kW. Se instalan 2 strings de 6 módulos fotovoltaicos de 460W, un inversor monofásico de 5kW sobre la cubierta plana de la vivienda con una inclinación de 30° y a una distancia entre filas de módulos de 2,10 metros como mínimo para evitar sombras.
- La inversión económica necesaria para la instalación es de 6.847€, y el tiempo de retorno es de 8 años y medio. La ejecución del proyecto es viable y rentable, y a finalización de su teórica vida útil supondría un ahorro de cerca de 9.200€.

6. Bibliografía

[1] González Velasco, J. (2009). *Energías renovables*. Barcelona, Reverté.

[2] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (2010). *Guía práctica de la energía*.

- [3] Pareja Aparicio, M. (2010) *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Marcombo ediciones técnicas.
- [4] Horas de Sol pico. ¿qué es y para qué sirve? *Helioesfera*. (<https://www.helioesfera.com/horas-de-sol-pico-que-es-y-para-que-sirve/> Consultado el 21 de marzo de 2024)
- [5] A. Caballero. Energía solar fotovoltaica y térmica: ventajas y desventajas. Selectra.com (<https://climate.selectra.com/es/que-es/energia-solar> Consultado el 1 de diciembre de 2023).
- [6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-estadisticas> Consultado el 25 de marzo de 2024).
- [7] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). *Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050*. (Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/documentoelp_tcm30-516109.pdf)
- [8] Peña, A. C., & Sánchez, J. M. G. (2012). *Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora*. Aenor Ediciones.
- [9] Real Decreto 853/2021, de 5 de octubre, por el que se regulan los programas de ayuda en materia de rehabilitación residencial y vivienda social del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- [10] Solargis. (<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/spain> Consultado el 30 de junio de 2023).
- [11] Eléctrica aplicada. (<https://www.electricaplicada.com/terminos-diseno-fotovoltaico-paneles-solares/> Consultado el 25 de diciembre de 2023).
- [12] Automatismo industrial. (<https://automatismoindustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/componentes-energia-solar-fotovoltaica/energia-producida-por-un-campo-fotovoltaico/> Consultado el 25 de marzo de 2024).
- [13] Y. El Mghouchi, A. El Bouardi, Z. Choulli, T. Ajzoul (2016). *Models for obtaining the daily direct, diffuse and global solar radiations*. (Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501309X>)
- [14] Mousavi Maleki SA, Hizam H, Gomes C.(2017). *Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces*. (Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en10010134>)
- [15] Muhammad Iqbal (1983). *An introduction to solar radiation*. Academic Press Canada.
- [16] Pelkowski, J. (2007) *El albedo terrestre*, *Revista de la Academia Colombiana de ciencias*.
- [17] Solarplak.es (<https://solarplak.es/paneles-solares> Consultado el 6 de mayo de 2024)

- [18] E. Skoplaki, J.A. Palyvos. *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*. (Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X08002788>)
- [19] Adolf Goetzberger, Volker Uwe Hoffmann. (2005) *Photovoltaic Solar Energy Generation*.
- [20] B. Mazhari. *An improved solar cell circuit model for organic solar cells*. (Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024805001832>)
- [21] K.A. Moharram, M.S. Abd-Elhady, H.A. Kandil, H. El-Sherif (2013), *Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling*. *Ain Shams Engineering Journal*, Volumen 4. (Recuperado de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447913000403>)
- [22] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, A. Delahunty, *Domestic lighting: A high-resolution energy demand model*, *Energy and Buildings* 41 (2009).
- [23] I. Richardson, M. Thomson, *Domestic electricity demand model simulation example* (2010), Loughborough University Institutional Repository (<http://hdl.handle.net/2134/5786>)
- [24] Menú de ayuda de PVsyst. (https://www.pvsyst.com/help/index.html?contents_table.htm Consultado el 10 de diciembre de 2023)
- [25] Top Cable. (<https://www.topcable.com/es/cables-de-baja-tension/cables-libres-de-halogenos/topsolar-pv-zz-f-h1z2z2-k/> Consultado el 10 de mayo de 2024).
- [26] Phoenix Contact (<https://www.phoenixcontact.com/es-es/productos/descargador-pv-val-ms-600dc-pv2v-fm-2800641> Consultado el 10 de mayo de 2024)
- [27] Roams (<https://energia.roams.es/energia-renovable/energia-solar/compensacion-excentes/> Consultado el 28 de mayo de 2024)
- [28] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (<https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/10> Consultado el 28 de mayo de 2024)
- [29] Red Eléctrica Española (<https://www.esios.ree.es/es/analisis> Consultado el 28 de mayo de 2024)
- [30] Orden de 73/2022, de 4 de abril, de la Consejería de Desarrollo Sostenible, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia-financiado por la Unión Europea-NextGenerationEU.
- [31] JD Spitler, LE Southard - ASHRAE Transactions, 2016
- [32] Calcula con Atecyr (<http://www.calculaconatecyr.com/cargas.php>)

7. Anexos

Anexo I: Planos y datos de la vivienda del proyecto

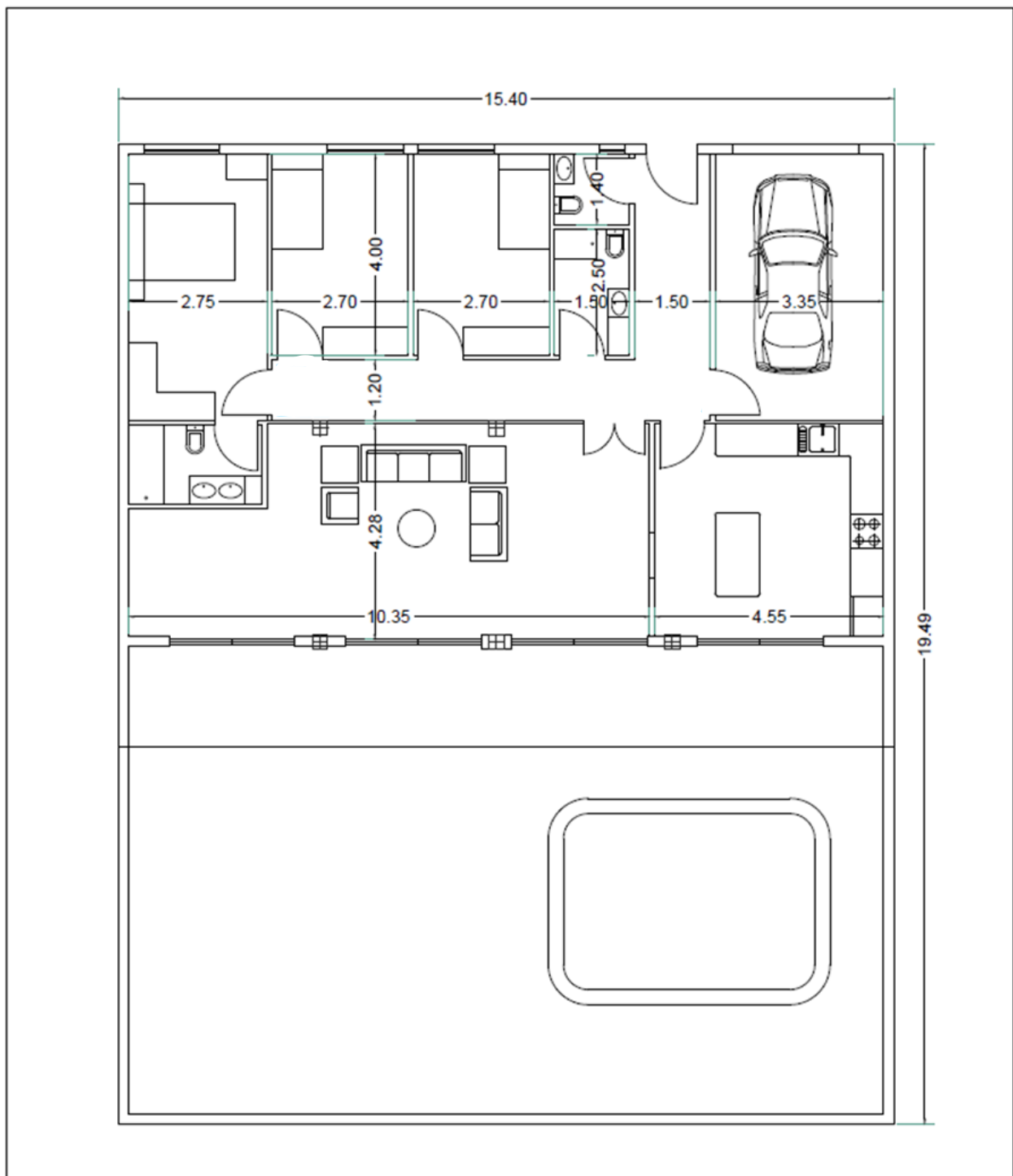


Figura 30. Plano de la distribución de la vivienda. (Elaboración propia)

A continuación, se muestran las áreas de muros, suelos, techos y elementos semitransparentes utilizadas para el cálculo de las cargas térmicas de calefacción y refrigeración (en m²) calculadas a partir de la figura anterior:

Tabla 11. Áreas de transmisión de calor de la vivienda en m².

Elemento	Habitación 1	Habitación 2	Habitación 3	Aseo	Baño 1	Baño 2	Salón	Cocina	Pasillo
Muro exterior	16,77	3,24	3,24	3,12	0,00	4,40	8,32	13,82	12,94
Ventana/Puerta exterior	2,70	2,70	2,70	0,18	0,00	0,00	19,47	5,61	1,80
Suelo	16,43	10,80	10,80	2,10	3,75	5,50	38,80	19,47	18,60
Techo	16,43	10,80	10,80	2,10	3,75	5,50	38,80	19,47	18,60

Anexo II: Código de MATLAB del modelo de radiación en un plano inclinado.

1/07/23 18:47 \\10.97.0.20\home_vdi\$\a.taras...\ModeloPV.m 1 of 2

```
function[Ht, Hd_f, Hr_f, Hb_f,t] = ModeloPV(D,L,M,fi,w,ro)

%entradas
firadian= fi*pi/180; %latitud de Toledo en radianes

%numero del dia del año
j= 0.988*(D+30.3*(M-1));

%declinacion solar
declinacionsolar=23.45*sin(2*pi*(284+j)/365); %esta en grados

%calculo tiempo de salida y puesta del sol
h=23.5*cos((10+j)*pi/180);
Et=0.123*cos((j+87)*pi/180)-sin(2*(j+10)*pi/180)/6;
u=(tan(h*pi/180))*tan(firadian);

GMTsunrise=(12-Et+((L-acos(u))*180/pi)/15);
GMTsunset=(12-Et+((L+acos(u))*180/pi)/15);

%angulo solar a la puesta del sol
cosws=-(tan(firadian))*tan(declinacionsolar*pi/180);
ws=acos(cosws);%angulo solar a la puesta de sol en radian
wsgrados=ws*180/pi; %angulo solar a la puesta de sol en grados

%radiacion extraterrestre e indice de claridad
Gsc=1367; %constante solar (W/m^2)
H0=Gsc/pi*(86.4*10^3)*(1+0.033*cos(2*pi*j/365))*((cos(firadian)*cos(declinacionsolar*pi/180)+ws*sin(declinacionsolar*pi/180)*sin(firadian))*2.7778*10^-4;
Kt=[0.32 0.52 0.66 0.75 0.78 0.79 0.73 0.7 0.68 0.6 0.51 0.31];
H_=Kt(M)*H0;
if wsgrados <=81.4
    Hd_=(H_*(1.391-3.56*(Kt(M))+4.189*(Kt(M))^2-2.137*(Kt(M))^3));
else
    Hd_=(H_*(1.311-3.022*Kt(M)+3.427*(Kt(M))^2-1.821*(Kt(M))^3));
end

rd=((pi/24)*(cos(w)-cos(ws))/(sin(ws)-ws*cos(ws)));
a=0.409+0.501*sin(ws-pi/3);
b=0.6609+0.4767*cos(ws-pi/3);

rt=rd.*(a+b*cos(w));

Hd=rd*Hd_; %radiacion difusa horaria
H=rt*H_; %radiacion global horaria
Hb=H-Hd; %radiacion directa horaria

beta=firadian; %angulo de inclinacion del panel PV

costetaz=((sin(declinacionsolar*pi/180))*sin(firadian)+cos(declinacionsolar*pi/180))*cos(firadian)*cos(w);
Rb=1./costetaz;
```

```
%ahora sobre el plano inclinado
Hd_f=Hd*(1+cos(beta))/2; %radiacion difusa sobre el plano inclinado
Hr_f= H*ro*(1-cos(beta))/2; %radiacion reflejada sobre el plano inclinado
Hb_f=Hb.*Rb; %radiacion directa sobre el plano inclinado
Ht=Hb.*Rb+Hd*(1+cos(beta))/2+H*ro*(1-cos(beta))/2; %radiacion solar

t=GMTsunrise:(GMTsunset-GMTsunrise)/(length(w)-1):GMTsunset; %tiempo entre GMTsunrise y GMTsunset

%GRÁFICA
plot(t,Ht)
hold on
plot(t,Hr_f)
plot(t,Hd_f)
plot(t,Hb_f)
grid;
legend('Ht','Hr_f','Hd_f','Hb_f')

end
```

Anexo III: Ficha técnica del módulo fotovoltaico elegido.

Harvest the Sunshine



Mono

470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-junction PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.





Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.50% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval





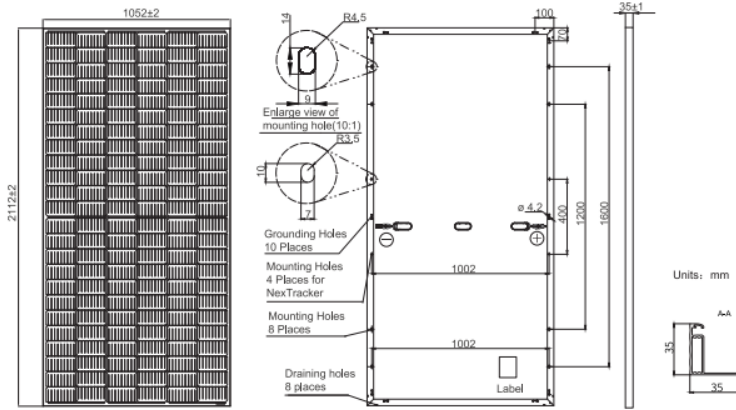
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4,10(1000V) QC 4,10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

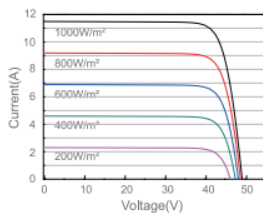
TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.						

OPERATING CONDITIONS

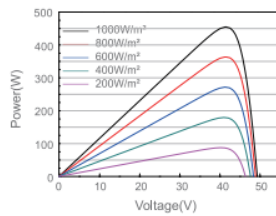
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

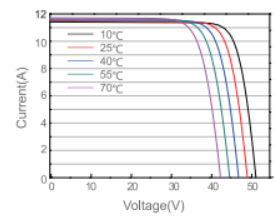
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20201118A

Anexo IV: Código de MATLAB del modelo de eficiencia.

8/07/24 1:30 \\10.97.0.20\home vd...\programa eficiencia.m 1 of 2

```
%MODELO DE EFICIENCIA FV
fi = 39.89;

D=1; %numero del dia del mes
M=7; %numero del mes

L=-4.055*pi/180; %longitud del sitio - Toledo
w=[-90 -75 -60 -45 -30 -15 0 15 30 45 60 75 90]*pi/180; %angulo horario radianes
ro=0.2; %albedo del suelo

[Ht, Hd_f, Hr_f, Hb_f,t] = ModeloPV(D,L,M,fi,w,ro);

%Temperatura en grados Celsius
TaC=25;
%Si se modifica la temperatura
TaC1=50;
TaC2=75;
%Radiación Solar G (W/m2)
G=1000;

Voc=50.01; %Voc - de la ficha tecnica del panel
NOCT=45; %T normal de operacion de la celula

Tc=TaC+Ht.*(NOCT-25)/800;
Tc1=TaC1+Ht.*(NOCT-25)/800;
Tc2=TaC2+Ht.*(NOCT-25)/800;

%Rendimiento panel PV
r=0.207;
Rpv=r*(1-(0.004*(Tc-25)));
Rpv1=r*(1-(0.004*(Tc1-25)));
Rpv2=r*(1-(0.004*(Tc2-25)));

%Potencia fotovoltaica
S=2.22; %area del panel fotovoltaico

Ppv=S.*Ht.*Rpv; % potencia a Ta
Ppv1=S.*Ht.*Rpv1; %potencia a Ta1
Ppv2=S.*Ht.*Rpv2; %potencia a Ta2

%Tensiones
Va=linspace(0,Voc,200);
Va1=linspace(0,Voc,200);
Va2=linspace(0,Voc,200);

%Intensidades Ic.... cambia TaC
Ic=programa_principal(Va,G,TaC);
Ic1=programa_principal(Va1,G,TaC1);
Ic2=programa_principal(Va2,G,TaC2);
```

```
%Graficas para evaluar el efecto de la temperatura en la eficiencia de la
%celula
```

```
subplot(3,1,1)
plot(t,Ppv,'g','DisplayName','25°C')
hold on
plot(t,Ppv1,'y-','DisplayName','50°C')
plot(t,Ppv2,'r','DisplayName','75°C')
xlabel('tiempo (h)')
ylabel('Potencia (W)')
```

```
subplot(3,1,2)
plot(t,Tc,'g','DisplayName','25°C')
hold on
plot(t,Tc1,'y','DisplayName','50°C')
plot(t,Tc2,'r','DisplayName','75°C')
xlabel('tiempo (h)')
ylabel('Temperatura (°C)')
```

```
subplot(3,1,3)
plot(t,Rpv*100,'g','DisplayName','25°C')
hold on
plot(t,Rpv1*100,'y','DisplayName','50°C')
plot(t,Rpv2*100,'r','DisplayName','75°C')
xlabel('tiempo (h)')
ylabel('Eficiencia (%)')
```

Anexo V: Código de MATLAB del modelo no lineal.

1/07/23 18:48 \\10.97.0.20\ho...\programa modelonolineal.m 1 of 1

```
%Radiación Solar W/m2
G=1000;
%Otras radiaciones
G1=500;
G2=200;
TaC=25; %Temperatura en grados Celsius

Voc=50.01;

Va=linspace(0,Voc,200); %vector de 0 a Voc con 200 puntos

%Intensidades Ic... cambia G
Ic=programa_principal(Va,G,TaC);
Ic1=programa_principal(Va,G1,TaC);
Ic2=programa_principal(Va,G2,TaC);

%graficas en funcion de la radiacion
subplot(2,1,1)
plot(Va,Ic,Va,Ic1,Va,Ic2) %eje x voltaje, eje y intensidad
grid

legend('1000W/m2','500W/m2','200W/m2')
xlabel('V (V)')
ylabel('I (A)')
xlim([0,51])
ylim([-0.5,12])

subplot(2,1,2)
plot(Va,Ic.*Va,Va,Ic1.*Va,Va,Ic2.*Va) %eje x potencia, eje y voltaje
grid

legend('1000W/m2','500W/m2','200W/m2')
xlabel('V (V)')
ylabel('P (W)')
xlim([0,51])
ylim([-0.5,400])
```

Anexo VI: Código de MATLAB para el cálculo iterativo de la corriente.

Programa al que se hace referencia en los códigos anteriores, para el cálculo de la I_c .

1/07/23 18:49 \\10.97.0.20\home_vd...\programa_principal.m 1 of 2

```
%Modelo no lineal y eficiencia, calculo de intensidad Ic

function Ic=programa_principal(Va,G,TaC)

%Constantes k y q

k=1.381*10^(-23); %constante de Boltzmann
q=1.602*10^(-19); %carga de un electrón

%Otras constantes

n=1.62; %Factor de idealidad del diodo, (1<n<2)

Eg= 1.12; %Energía de banda (Es de silicio=1.12 eV)

Ns=144; %No de células fotovoltaicas en serie, se coge de la hoja de datos

TrK=298; %Temperatura de referencia en Kelvin

%Características del panel (ficha)

Voc=50.01; %Tensión de circuito abierto del módulo de PV

Voc_TrK=Voc/Ns; %Tensión del circuito abierto de una célula PV

Isc_TrK=11.45; %Corriente de cortocircuito de una célula PV ficha modulo solar

a=0.00035; %Coeficiente de temperatura

%Variables del modelo

TaK=273+TaC; %Temperatura del módulo fotovoltaico en Kelvin

Vc=Va/Ns; %Tensión de una célula

% Potencial a Ta
Vt_Ta=n*k*TaK/q;

%Potencial a Tref
Vt_TrK=n*k*TrK/q; %Potencial térmico a temperatura Trk

%Isc
Isc=Isc_TrK*(1+(a*(TaK-TrK))); %Corriente de corto-circuito a Temperatura de ref en K

%Iph
Iph=(G/1000)*Isc; %Ecuación 22
```

```
b=Eg*q/(n*k);

%Ir_Trk
Ir_Trk=Isc_Trk/(exp(Voc_Trk/Vt_Trk)-1); %Ecuacion 25
Ir=Ir_Trk*((TaK/Trk)^(3/n))*exp(-b*(1/TaK-1/Trk)); %Ecuacion 24

%dV/dI(Voc)
dVdI_Voc=-1/Ns;

%Xv
Xv=Ir_Trk/Vt_Trk*exp(Voc_Trk/Vt_Trk);

%Resistencia en serie
Rs=-dVdI_Voc-1/Xv;

%Para obtener Ic
%solución de Ic(j+1)=Ic(j)-f(Ic(j))/f'(Ic(j)) por NewtonRaphson tanteos

Ic=zeros(size(Vc));

for j=1:5
    Ic=Ic-(Iph-Ic-Ir.*(exp((Vc+Ic.*Rs)./Vt-Ta)-1)).*...
        ./(-1-Ir*(Rs./Vt-Ta).*exp((Vc+Ic.*Rs)./Vt-Ta));
end
end
```

Anexo VII: Ejemplo de cálculo de cargas térmicas

A continuación, se muestra un ejemplo de cálculo de las cargas térmicas en un día del mes de agosto para la vivienda del proyecto mediante el Excel de cálculo de cargas térmicas desarrollado por ATECYR (Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración) en conjunto con la Universidad Politécnica de Valencia. Las celdas en las que se debe introducir información manualmente tienen relleno de color gris, mientras que las celdas de color naranja son los resultados de cálculo o datos provenientes de las condiciones meteorológicas del sitio elegido. Es muy intuitivo y lleva en cada columna una nota indicando una explicación de los datos a introducir.

Se elige Toledo como localización y para el mes de agosto, se elige la refrigeración como modalidad de climatización. A continuación, se introducen los parámetros de la vivienda tales como la superficie (127 m²), volumen de aire en el interior y para qué aplicación se está utilizando el edificio (residencial).

En la siguiente sección hay que introducir las superficies a través de las cuales se producen pérdidas por transmisión de calor. Así, mediante las superficies calculadas que se muestran en el Anexo I y los coeficientes de transmisión de calor (U), se calculan las pérdidas de calor por transmisión a través de las superficies opacas (paredes, suelo, techo) y semitransparentes (ventanas, puertas).

En este caso, se han escogido valores de U que cumplen el Código Técnico de la Edificación actual, pero también se pueden calcular estos valores en la pestaña “U” del Excel, mediante la introducción de las distintas capas de material del cual está construida la envolvente del edificio y su espesor:

Pared exterior 1			Conductividad	Espesor (Fijo)	Espesor
			W/mK	m	m
Exterior	Coef. Convección exterior				
U (W/m ² K)	Morteros	Mortero cemento o cal (alb+revoco/enlucido) 1250<d<1450	0,7		0,015
capa 1	Fábrica_de_ladrillo	Tabicón de LH triple [100 mm < E < 110 mm]	0,427	0,108	
0,40	CTE	Aislante	MW Lana mineral [0,031 W/mK]		0,057
capa 2	Fábrica_de_ladrillo	Tabicón de LH doble [60 mm < E < 90 mm]	0,432	0,07	
capa 3	Enlucidos	Enlucido de yeso 1000<d<1300	0,57		0,015
capa 4					
Umax (W/m ² K)					
0,6	capa 5				
capa 6					
capa 7					
Cumple Umax	capa 8				
Condensa	capa 9				
capa 10					
Interior	Coef. Convección interior				

Figura 31. Pantalla de cálculo del valor de U (coeficiente global de transmisión de calor por conducción).

Las condiciones en el interior de la vivienda, según establece el RITE, son la temperatura de consigna de 21°C en invierno y 26°C en verano.

Cond. Interior	Temp.seca °C	Hum.relativa%	Día cálculo
CALEFACCIOI	21	40	21
REFRIGERACI	26	50	21

Figura 32. Valores de consigna en el interior.

Por último, el cálculo de las cargas por ventilación e infiltración, equipos y ocupación: se supone un coeficiente de renovación por infiltración de 0,25 renovaciones/h, y una ocupación de 4 personas. El aporte por equipos se dejan los valores por defecto.

h.civil	Hora solar
España	
3,33	1
4,33	2
5,33	3
6,33	4
7,33	5
8,33	6
9,33	7
10,33	8
11,33	9
12,33	10
13,33	11
14,33	12
15,33	13
16,33	14
17,33	15
18,33	16
19,33	17
20,33	18
21,33	19
22,33	20
23,33	21
0,33	22
1,33	23
2,33	24

Figura 33. Conversión entre hora solar y hora civil.

La tabla que se muestra en la siguiente figura corresponde al cálculo de cargas térmicas en una hora determinada (en este caso, la hora solar 16, que corresponde a la hora civil 18:30 aproximadamente).

El fundamento de cálculo se basa en la siguiente expresión:

$$Q_{total} = Q_{c. opacos} + Q_{c. semitransparentes} + Q_{ventilación/infiltración} + Q_{internas} + Q_{mayoración} \quad (Ec. 34)$$

Mediante el método de las series temporales radiantes (TRS) se obtiene un cálculo simplificado pero fiable. Este método, dependiendo del tipo de cerramiento (opaco, semitransparente) convierte la ganancia radiante en carga conductiva/convectiva. Para cualquier día del año se puede calcular la carga térmica de calefacción/refrigeración en función del emplazamiento, la envolvente del edificio y su ubicación geográfica. La suma de los valores horarios es la carga térmica diaria. Resultados para un día de agosto:

Carga total (W)									
Hora solar	Sensible					Total	h. max	h. min	
	Opacos	Ventanas	Internas	vent/Inf	Mayoraci				
1	387	-19	638	50	0	1056	0	0	
2	342	-91	651	47	0	949	0	0	
3	294	-158	755	45	0	936	0	0	
4	243	-223	732	4	0	756	0	0	
5	191	-284	575	-68	0	414	0	5	
6	139	-170	566	-81	0	454	0	0	
7	97	250	453	-58	0	743	0	0	
8	63	688	368	12	0	1132	0	0	
9	42	1030	354	47	0	1474	0	0	
10	44	1335	344	81	0	1805	0	0	
11	66	1595	338	115	0	2115	0	0	
12	105	1806	334	148	0	2392	0	0	
13	152	1947	386	161	0	2647	0	0	
14	206	2025	498	149	0	2878	0	0	
15	263	2001	507	156	0	2928	0	0	
16	323	1858	610	149	0	2940	16	0	
17	382	1622	829	107	0	2939	0	0	
18	435	1285	952	100	0	2772	0	0	
19	475	895	983	79	0	2431	0	0	
20	497	653	906	66	0	2122	0	0	
21	500	477	808	63	0	1847	0	0	
22	487	330	800	59	0	1676	0	0	
23	461	191	698	55	0	1407	0	0	
24	427	65	596	52	0	1140	0	0	
MAX						2940	16		
MIN						414		5	

Figura 34. Valores horarios de carga térmica desglosados por categoría y su suma en total, para la vivienda del proyecto.

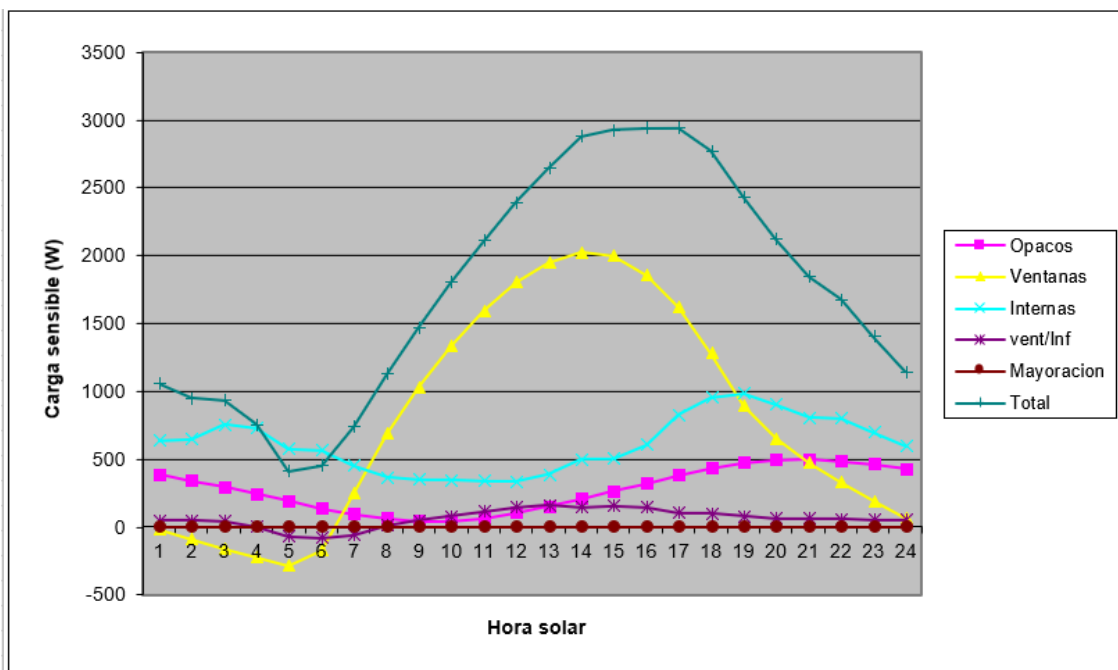


Figura 35. Gráfica de carga térmica sensible durante un día de agosto para la vivienda del proyecto.

REFRIGERACION																		
Mes calefac.	Enero	Ts.ext. dis	-1,2	Hr(%)	82	OMD °C	4,4	Tm.mes	6,2	DTCiu	0	ZC.HE1	D3					
Est. referencia	85 Toledo (Buenavista)	Latitud °	39,8833	Long.Oe	4,1	Tm.anua	15,8	NPerc	1/99	asnm	516							
Mes refriger.	Agosto	Ts.ext. dis	36,6	Th °C	20,9	OMD °C	17,6	Tm.mes	26,4	DTCiu	0							
Mes cálculo		8 Día	21	hora.sola	16	Tipo atmosfera		Estándar Reflexión alrededores			Estándar							
Exteriores	Temp. °C	35,98	Hr(%)	26,1	W(kg/kg)	0,0103												
Interiores	Temp. °C	26,00	Hr(%)	50,0	W(kg/kg)	0,0112												
DATOS ZONA																		
Nombre		TFG Anastasia	Super.(m2)	Vol.(m3)	Zona	Tipo	Alfombra	% Acrist	Aplicación	IDA	Control							
			127	318	Exterior	Ligero	SA	28	Residencial	Resid.	Prop_ocup.							
OPACOS ext																		
A.Neta(r Bruta(m2)		U(W/m2K)		color		coef.abs		Qsen (W)		Qlat (W)								
Techo		126,3	126,3	0,35	Blanco	0,6		221		0								
N-Muro		18,7	28,8	0,4	Blanco	0,6		25		0								
NE-Muro		0,0	0,0	0,4	Blanco	0,6		0		0								
E-Muro		23,7	23,7	0,4	Blanco	0,6		74		0								
SE-Muro		0,0	0,0	0,4	Blanco	0,6		0		0								
S-Muro		25,1	50,2	0,4	Blanco	0,6		78		0								
SO-Muro		0,0	0,0	0,4	Blanco	0,6		0		0								
O-Muro		23,7	23,7	0,4	Blanco	0,6		42		0								
NO-Muro		0,0	0,0	0,4	Blanco	0,6		0		0								
Suelo		0,0	0,0	0,4				0		0								
OPACOS otros																		
Otro Local 1		0,0	0,0	1,5	Medio	31,0	b	0,5	Ais.peri D(m)		k(W/m e(m))							
Otro Local 2		0,0	0,0	1,5	Medio	31,0	b	0,5										
Muro Terreno		0,0	0,0	1			L(m)	1	C.ais.Hz	1	0,03	0,10	-148					
S.Vacio sanit		0,0	0,0	1,0			L(m)	L(estimada_m)					0					
Puentes térmicos otros		0,2				14	102						26		0			
Puentes térmicos ventanas		0,2				2	104						4		0			
											323		0					
VENTANAS																		
Tipo		ancho(m	alto(m)	c(m)	d(m)	e(m)	f(m)	g(m)	m(m)	n(m)	Pers.plast.opaca blanca		Qsen (W)		Qlat (W)			
Somb.1		1,50	1,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								
		Area (m2.	g	Ucristal	Umarco	FM	f	Uacce	Facce	Acce	Activo	Fsombra (0 sol, 1 sombra)						
			(W/m2K)	(W/m2K)								aleros	Otros edif.					
Techo		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	0	0	0	0		0		
N-Muro		10,1	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	30	1	0	0	794		0		
NE-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
E-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
SE-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
S-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	0,59	0	0	0		0		
SO-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	0,12	0	0	0		0		
O-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	0,07	0	0	0		0		
NO-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	0,19	0	0	0		0		
Somb.2		2,50	1,00	0,10	2,00	0,20	0,00	0,00	0,00	Pers.plast.opaca blanca								
Techo		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	0	0	0	0		0		
N-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
NE-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
E-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
SE-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
S-Muro		25,1	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	70	1	0	0	1064		0		
SO-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
O-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
NO-Muro		0,0	0,76	1,8	3	0,1	0,66	0,04	Ext	100	1	0	0	0		0		
											1858		0					
INTERNAS																		
LUCES		Frac.rad	Calef.(%)	W/m2	% sen	Reac/Transf.		Pot. Maxima (W)		Sen(W)		Lat(W)		Qsen (W)		Qlat (W)		
		0,4	60		5	No		635		0		0		290		0		
EQUIPOS		0,1	60		3	100		381		0		0		188		0		
OCUPANTES		sexo	Calef.(%)	m2/ocup	Actividad		qs/per		ql/per		n.per.							
		Media	100	31,75	Particular1		71		31		284		124		4			
VENTILACION		40	Rec.sensible	efi.term.		75		Ts(°C)		28,50		W(kg/l)		0,0103		30 -26		
INFILTRACIO		40						Ts(°C)		35,98		W(kg/l)		0,0103		119 -26		
MAYORAC.%		Sensible	0	Latente	0		W/m2		23,22		Total (W)		2949		FCS 0,9969		2940 9	
Hora max.sen.		16					W/m2		23,219		Total (W)		2949		FCS 0,9969		2940 9	



Figura 36. Datos a introducir para el cálculo de las cargas térmicas (Calcula con Ateqyr).

Anexo VIII: Ficha técnica del equipo de climatización (aeroterminia)

R410A

INVERTER

A++

UNIDAD EXTERIOR	MODELOS	THERMIRA 8M	THERMIRA 10M	THERMIRA 12M	THERMIRA 14M	THERMIRA 16M	THERMIRA 16T
	REFERENCIAS	THG-08CME	THG-10CME	THG-12CME	THG-14CME	THG-16CME	THG-16CTE
	Capacidad calorífica suelo radiante	kW	8	10	12	14	15,5
	Consumo eléctrico suelo radiante	kW	1,78	2,27	2,79	3,33	3,78
	COP		4,5	4,4	4,3	4,2	4,1
	Capacidad frigorífica suelo radiante	kW	7,8	8,2	12,5	13,5	14,5
	Consumo eléctrico suelo radiante	kW	1,95	2,1	2,98	3,38	3,8
	EER		4	3,9	4,2	4	3,82
	Capacidad calorífica fancoil o radiadores	kW	7,6	9,5	11,5	12,5	14,5
	Consumo eléctrico fancoil o radiadores	kW	2,24	2,88	3,38	3,79	4,53
	COP		3,4	3,3	3,4	3,3	3,2
	Capacidad frigorífica fancoil o radiadores	kW	6,3	7,2	8,5	9	9,7
	Consumo eléctrico fancoil o radiadores	kW	2,33	2,77	2,74	3	3,34
	EER		2,7	2,6	3,1	3	2,9
	SEER		4,41	4,39	3,85	3,89	3,91
	Clase de eficiencia energética 55°C (SCOP)		A+ (2,92)	A+ (2,92)	A+ (2,99)	A+ (3,02)	A+ (2,98)
	Clase de eficiencia energética 35°C (SCOP)		A++ (4,0)	A++ (3,93)	A++ (3,88)	A++ (3,85)	A++ (3,9)
	SCOP 55°C*		3,55	3,55	3,50	3,65	3,78
	SCOP 35°C*		5,63	5,63	5,23	5,30	5,23
	Carga Refrigerante R410A	kg	2,3	2,3	3,6	3,6	3,6
	Presión Sonora en Calefacción	dB (A)	56	56	58	58	58
	Presión Sonora en Refrigeración	dB (A)	56	56	58	58	58
	Conexión Gas		5/8"	5/8"	5/8"	5/8"	5/8"
	Conexión Líquido		3/8"	3/8"	3/8"	3/8"	3/8"
	Dimensiones	cm	98x79x43	98x79x43	90x135x41	90x135x41	90x135x41
	Peso neto	kg	80	80	107	107	114

* SCOP en condiciones climáticas cálidas.

Las capacidades caloríficas y los consumos eléctricos proporcionados están basados en las siguientes condiciones:

- Condiciones de calefacción para suelo radiante con entrada del agua a 30°C / 35°C; temperatura exterior 7°C (Bulbo seco) / 6°C (Bulbo húmedo).
- Condiciones para refrigeración con suelo radiante con entrada del agua a 23°C / 18°C; temperatura exterior 35°C (BS) / 24°C (BH).
- Condiciones de calefacción para fancoil o radiadores con entrada del agua a 40°C / 45°C; temperatura exterior 7°C (Bulbo seco) / 6°C (Bulbo húmedo).
- Condiciones para refrigeración con fancoil o radiadores con entrada del agua a 12°C / 7°C; temperatura exterior 35°C (BS) / 24°C (BH).
- Longitud de la tubería 7,5 m. Distancia máxima entre unidad interior y exterior 30 m. Desnivel máximo entre unidad interior y exterior 15 m.



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG Anastasia

Variant: TFG Anastasia 2

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5.52 kWp

Buenavista - España

| Author



Project: TFG Anastasia

Variant: TFG Anastasia 2

PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
20/06/24 06:19
with V7.4.7

Project summary

Geographical Site Buenavista España	Situation Latitude 39.88 °N Longitude -4.03 °W Altitude 520 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Weather data Buenavista PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 5 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Ext. defined as file Consumo diario carga PVsyst.csv	
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules 12 units		Nb. of units 1 unit	
Pnom total 5.52 kWp		Pnom total 5.00 kWac	
		Pnom ratio 1.104	

Results summary

Produced Energy 10324.39 kWh/year	Specific production 1870 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.42 %
Used Energy 7430.56 kWh/year		Solar Fraction SF 44.51 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7
CO ₂ Emission Balance	8



PVsyst V7.4.7
 VCO, Simulation date:
 20/06/24 06:19
 with V7.4.7

General parameters

Grid-Connected System												No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation												Sheds configuration		Models used	
Orientation												No 3D scene defined		Transposition Perez	
Fixed plane														Diffuse Imported	
Tilt/Azimuth 30 / 5 °														Circumsolar separate	
Horizon												Near Shadings		User's needs	
Free Horizon												No Shadings		Ext. defined as file	
														Consumo diario carga PVsyst.csv	
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year			
882	734	776	314	320	625	626	484	321	593	937	838	7431	kWh		

PV Array Characteristics

PV module				Inverter			
Manufacturer Generic				Manufacturer Generic			
Model JAM72-S20-460-MR				Model SUN2000-5KTL-L1			
(Original PVsyst database)				(Original PVsyst database)			
Unit Nom. Power 460 Wp				Unit Nom. Power 5.00 kWac			
Number of PV modules 12 units				Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 unit			
Nominal (STC) 5.52 kWp				Total power 5.0 kWac			
Modules 2 string x 6 In series				Operating voltage 80-600 V			
At operating cond. (50°C)				Max. power (=>40°C) 5.50 kWac			
Pmpp 5.06 kWp				Phom ratio (DC:AC) 1.10			
U mpp 231 V				No power sharing between MPPTs			
I mpp 22 A							
Total PV power				Total inverter power			
Nominal (STC) 6 kWp				Total power 5 kWac			
Total 12 modules				Number of inverters 1 unit			
Module area 26.7 m²				Phom ratio 1.10			

Array losses

Thermal Loss factor			DC wiring losses			Module Quality Loss		
Module temperature according to irradiance			Global array res. 174 mΩ			Loss Fraction -0.8 %		
Uc (const) 20.0 W/m²K			Loss Fraction 1.5 % at STC					
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
Module mismatch losses								
Loss Fraction 2.0 % at MPP								
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.992	0.943	0.898	0.813	0.677	0.426	0.000



PVsyst V7.4.7
 VCO, Simulation date:
 20/06/24 06:19
 with V7.4.7

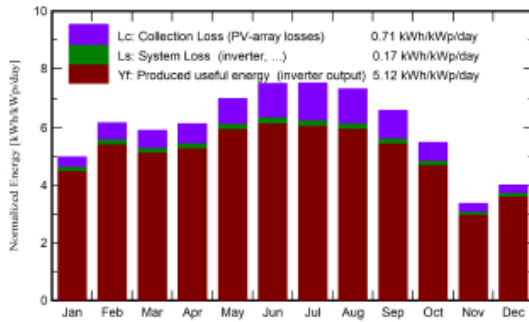
Main results

System Production

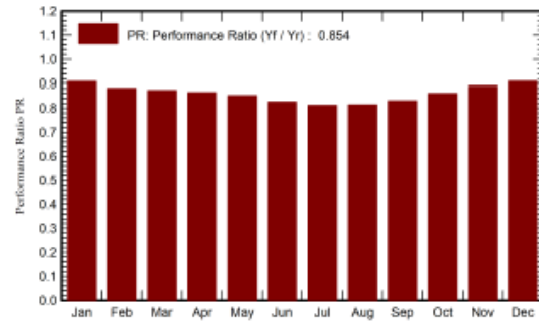
Produced Energy 10324.39 kWh/year
 Used Energy 7430.56 kWh/year

Specific production 1870 kWh/kWp/year
 Perf. Ratio PR 85.42 %
 Solar Fraction SF 44.51 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	86.2	22.21	4.58	154.5	152.4	798	862.2	306.4	467.4	555.8
February	112.1	25.64	8.32	172.7	170.5	868	733.7	286.6	554.6	447.1
March	144.7	46.68	9.76	183.1	180.1	912	776.2	299.7	583.1	476.5
April	169.6	64.89	12.15	184.1	180.5	908	313.8	174.0	704.9	139.8
May	219.2	70.45	15.34	217.3	212.8	1056	320.3	198.3	824.4	122.0
June	236.8	63.09	22.79	224.4	219.7	1057	624.8	395.9	627.3	229.0
July	239.3	61.84	26.97	232.5	227.9	1075	625.5	393.8	647.9	231.8
August	213.9	52.97	26.30	227.9	223.8	1058	484.3	321.0	704.1	163.3
September	164.7	46.93	22.47	197.9	194.7	937	320.9	166.9	740.7	154.1
October	121.2	43.56	17.08	170.2	167.5	834	593.2	240.3	568.1	352.9
November	86.5	31.66	10.98	101.1	99.6	513	937.1	260.1	236.4	677.1
December	68.8	24.00	5.21	124.0	122.3	643	838.4	264.5	358.2	573.9
Year	1842.9	553.92	15.20	2189.7	2151.9	10660	7430.6	3307.4	7017.0	4123.1

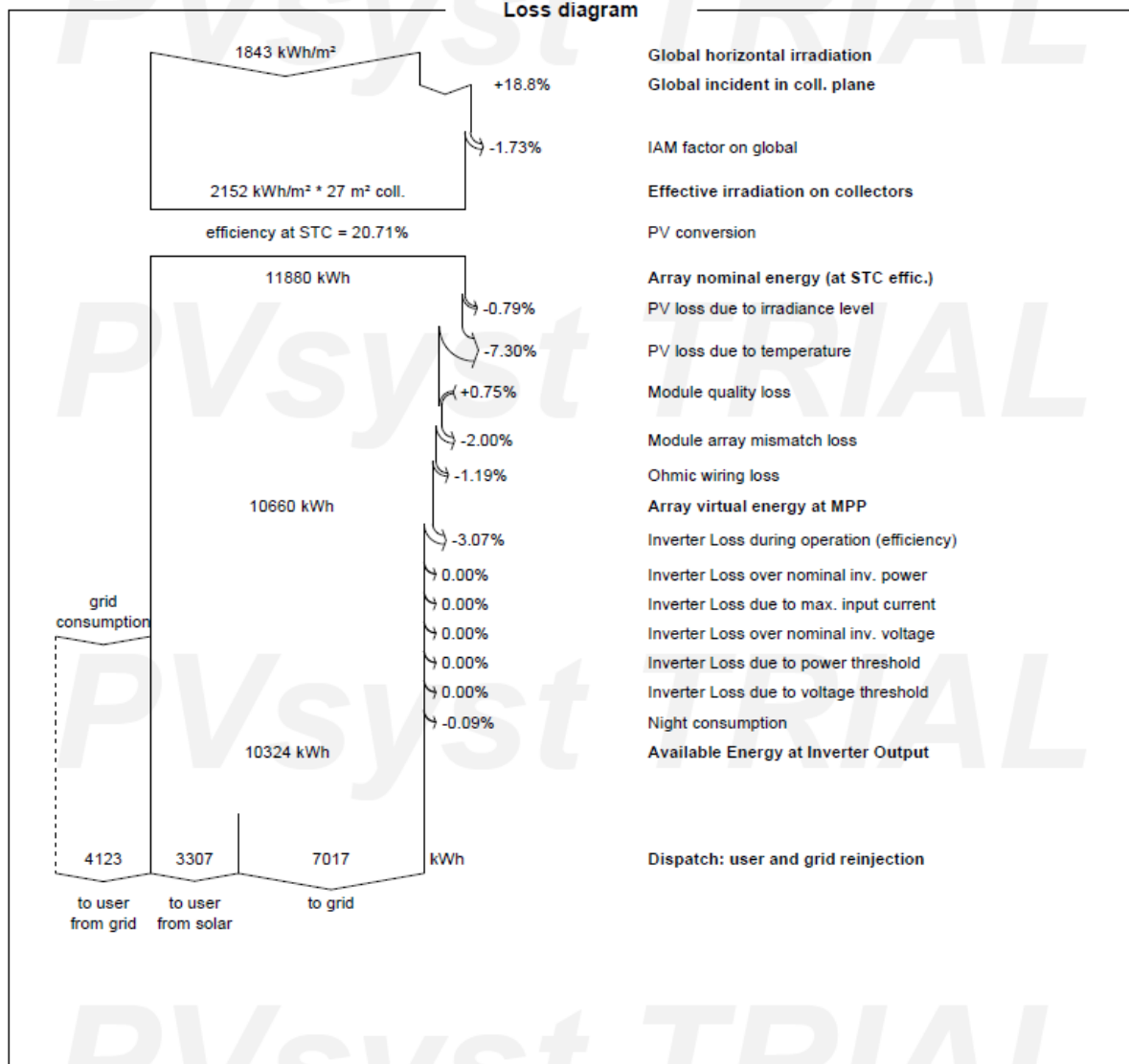
Legends

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 V7.4.7

VCO, Simulation date:
20/06/24 06:19
with V7.4.7



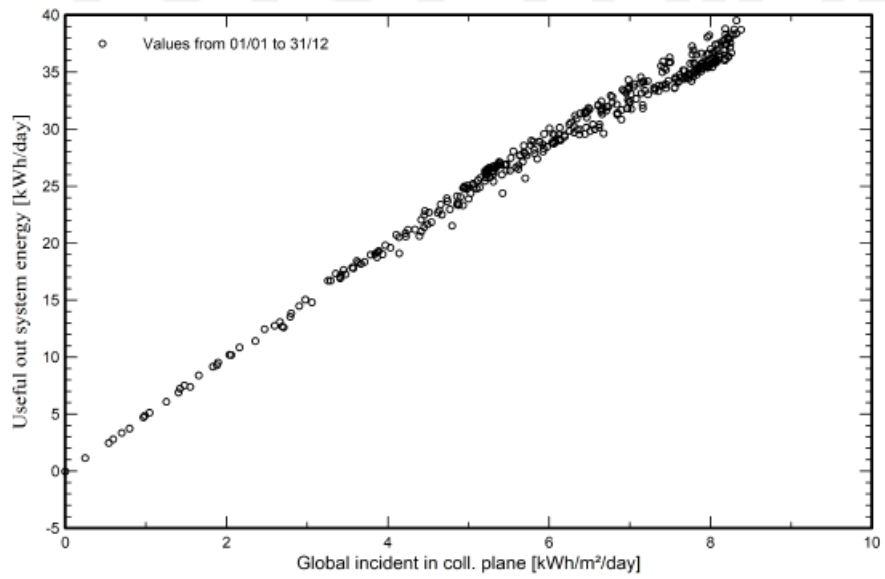


PVsyst V7.4.7

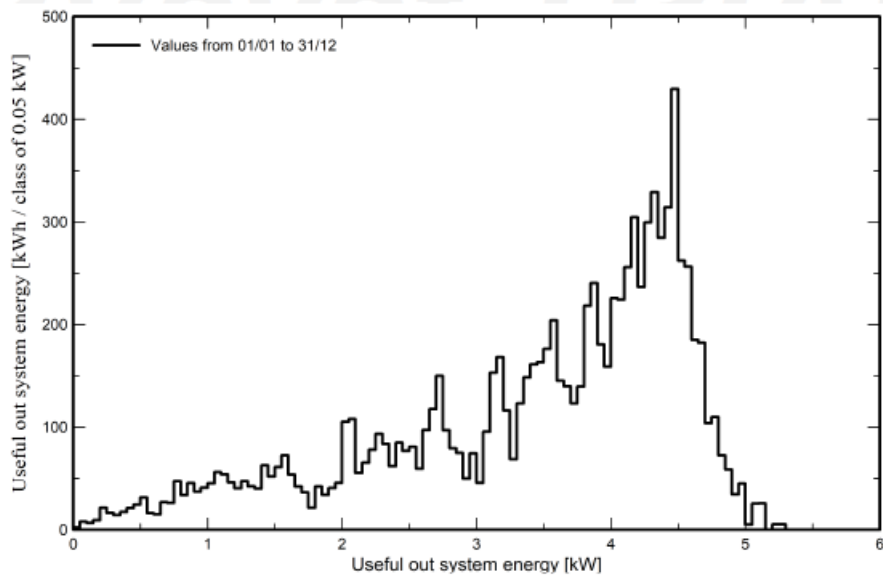
VCO, Simulation date:
20/06/24 08:19
with V7.4.7

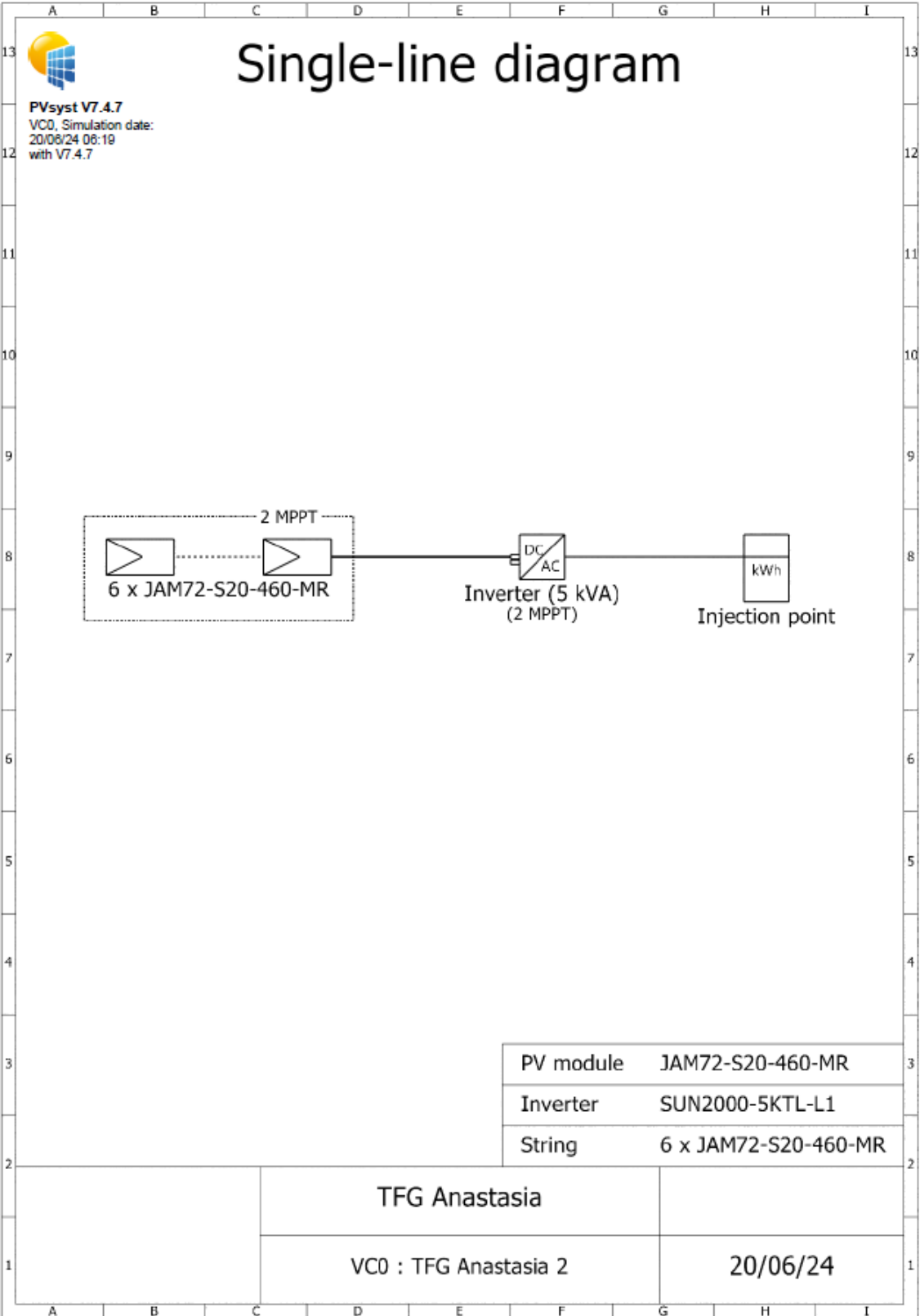
Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema







PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
20/06/24 06:19
with V7.4.7

CO₂ Emission Balance

Total: 68.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 8.26 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 89.0 tCO₂

System production: 10.33 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

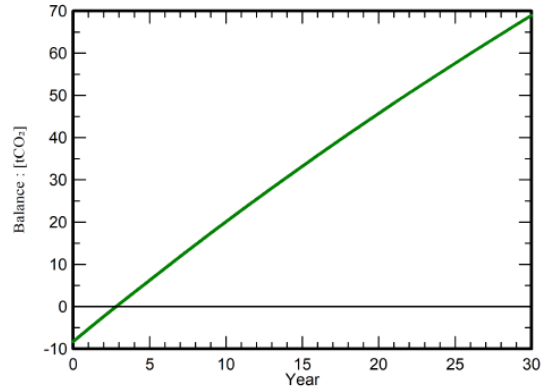
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



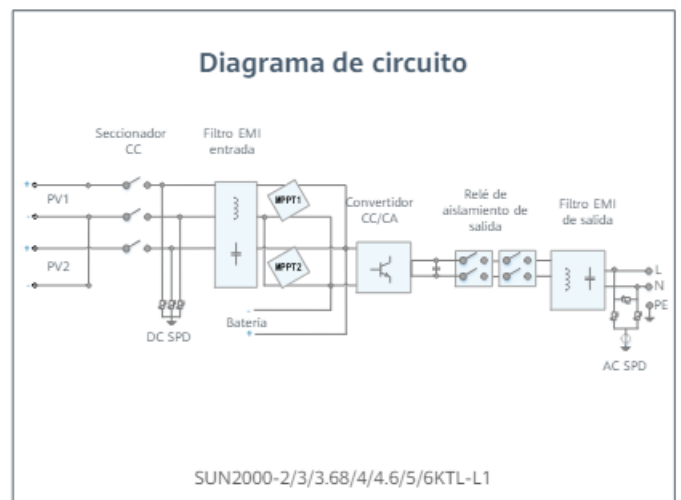
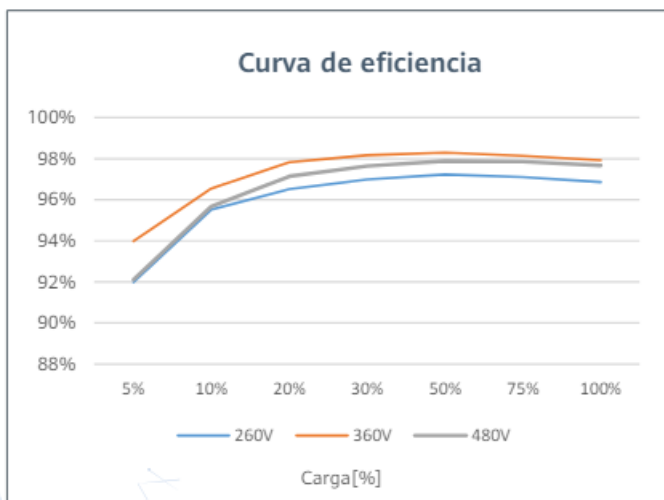
System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	4.60 kWp	7879
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	100.0 kg	191
Inverters	190 kgCO ₂ /	1.00	190

Anexo IX: Ficha técnica del inversor

SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1 Especificaciones técnicas

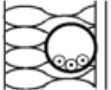
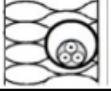

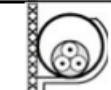
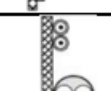
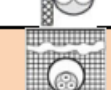
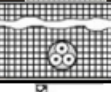
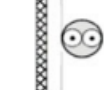
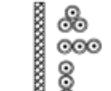
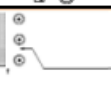
Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V ³						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V - 560 V ³						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 ~ 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh - 30kWh ¹						
Rango de tensión de operación	350 ~ 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W ⁴						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	Sí (a través de Backup Box-80 ¹)						



Anexo X: Tablas para el cálculo de la sección del conductor.

A continuación, se muestran las tablas B.52-1 (configuraciones de los conductores) y C.52-1 (intensidades admisibles) para el cálculo de la sección de cable.

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia			Tabla y columna				
			Intensidad admisible para los circuitos simples				
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR		
			Número de conductores				
			2	3	2	3	
	Local	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Local	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
		Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 8b
		Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
		Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
		Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
		Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2				
		Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
		Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
		Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) **EPR:** Etileno-propileno (90°C) **PVC:** Policloruro de vinilo (70°C)

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

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	A1	PVC 3	PVC 3	PVC 2		XLPE 3		XLPE 2										
A2	PVC 3	PVC 2			XLPE 3		XLPE 2											
B1				PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2							
B2			PVC 3	PVC 2				XLPE 3		XLPE 2								
C					PVC 3				PVC 2		XLPE 3		XLPE 2					
E							PVC 3			PVC 2		XLPE 3	XLPE 2					
F								PVC 3				PVC 2	XLPE 3	XLPE 2				
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Sección mm ²																		
Cobre																		
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	-
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	-
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	-
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	-
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	-
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	-
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	-	-	-	-	-	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Coefficientes de corrección para el cálculo de la corriente máxima admisible:

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77	
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58	

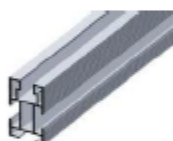
FICHA TÉCNICA: Soporte TRIÁNGULO



Descripción del sistema	Ventajas
<p>El soporte para módulos solares (TRIÁNGULO) está diseñado para adaptarse a las necesidades de cada instalación. Puede utilizarse en una amplia variedad de tamaños de módulos solares, con posibilidad de inclinaciones a demanda y proyectos de suelo o cubierta. Permite una instalación rápida y segura, para proporcionar resultados estables y duraderos.</p>	<p>Facilidad y rapidez de montaje: El reducido número de piezas y sencillez del sistema de montaje hace que este soporte tenga una rápida instalación.</p> <p>Flexibilidad en la inclinación: Para adaptarse a la zona en la que se quiera montar, se puede elegir entre una inclinación de 15° o 30°. También se puede optar por una inclinación personalizada sobre pedido, beneficiándose así de nuestro trato personalizado.</p> <p>Versatilidad en la fijación: Se puede instalar tanto en techos planos o suelos, así como en techos inclinados (panel sándwich, chapa metálica, tejados...)*.</p>

Componentes

Perfil coplanar
Longitud según dimensiones y cantidad de módulos,



Empalme coplanar
Perfil PEMP
Tornillo DIN 7504-K - M4,8



Kit Presor Final
Fijación final
Arandela grower M8
Arandela plana M8
Tornillo DIN 912 M8



Kit Presor Central
Unión central
Arandela grower M6
Arandela plana M6
Tornillo DIN 912 M6



Kit Soporte Triángulo
Ángulo de Aluminio con refuerzo
Arandela grower M8
Arandela plana M8
Tornillo DIN 912 M8



T02
Tornillo cabeza martillo M8



Características técnicas

Nombre del soporte	TRIÁNGULO	Espesor de marco	30 / 35 / 40 mm
Tipo de superficie	Techo plano o inclinado / Suelo	Color	Gris
Ángulo de inclinación	15° - 30° (Otro ángulo a demanda)	Normativas diseño	CTE
Carga de Viento	31 m/s	Material perfiles	AL-6063-T5
Carga de Nieve	1.5 KN/m2	Tornillería	INOX A2
Compatibilidad	Chapa sándwich /Suelo/Ladrillo*	Grapas de sujeción	AL-6063-T5
Disposición módulos	Vertical	Garantía	10 años

MANUAL DE MONTAJE: Soporte TRIÁNGULO



1. MONTAJE Y ANCLAJE AL SUELO DE TRIÁNGULOS

Triángulo premontado, plegado, con taladros mecanizados y con tornillería.

DESPLEGAR

T01 (x5 por triángulo)

⚠ Tornillería de anclaje depende del suelo y no se incluye. Utilizar anclaje de hasta M8 y colocar en los orificios de la pieza inferior (flechas azules).

2. MONTAJE PERFIL COPLANAR

1. 2. 3.

Perfil coplanar

Asegurarse que la muesca del tornillo martillo está en la posición correcta.

POSICIÓN INICIAL

Muesca en posición 1.

POSICIÓN FINAL

✓ CORRECTO

✗ INCORRECTO

T02 (x2 por triángulo)

3. UNIÓN ENTRE PERFILES COPLANARIOS

T03 (X4 cada unión)

4. COLOCACIÓN REFUERZO

Refuerzo barra trasera

T06 (X2 cada refuerzo)

5. COLOCACIÓN MÓDULOS SOBRE LOS PERFILES

Colocar los paneles de forma que sobre la misma cantidad de perfil coplanar por cada lado.

Entre cada módulo, quedará una distancia de 20 mm por la fijación central.

6. FIJACIÓN DE LOS MÓDULOS

FIJACIÓN CENTRAL

1. 2. 3.

FIJACIÓN FINAL

DIMENSIONES

Para paneles de hasta 2274 x 1134 mm
Espesores de panel compatibles: 30 / 35 / 40 mm

Anexo XIII: Resultados de la estimación del consumo eléctrico de la vivienda.

Tabla 12. Valores de demanda eléctrica horaria estimada para cada mes del año.

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	790,6	783,6	662,9	31,0	33,8	41,4	41,8	53,4	32,7	735,3	881,5	796,6
1	810,1	791,4	675,0	50,7	54,0	44,0	45,1	58,7	55,8	759,9	911,1	817,8
2	808,5	788,7	671,4	53,8	52,4	55,2	52,3	40,7	47,1	748,7	896,0	806,2
3	808,2	799,6	684,2	48,9	49,8	54,9	58,4	58,9	53,1	756,5	902,9	813,7
4	814,0	791,5	679,3	53,0	52,5	50,1	52,1	41,4	51,2	755,6	904,7	808,5
5	803,0	788,3	675,6	46,5	53,4	48,7	48,9	55,3	52,7	757,2	902,6	819,7
6	810,5	794,0	674,1	47,8	47,4	56,4	46,8	60,5	52,5	754,3	905,1	811,6
7	1394,6	1444,1	1115,8	848,6	468,6	616,4	284,8	189,3	701,1	1170,2	1455,7	1238,2
8	1705,8	1542,1	1331,0	598,9	937,9	768,5	266,3	248,7	613,7	1367,9	1660,8	1402,6
9	1126,7	940,0	851,3	208,9	341,9	197,6	220,5	158,6	245,4	884,7	1113,9	926,3
10	828,4	805,2	681,6	58,7	91,1	894,3	979,8	889,9	55,4	759,0	915,2	816,8
11	827,8	794,7	677,4	60,3	72,4	865,2	959,0	894,3	42,2	753,1	899,3	810,7
12	828,3	795,4	682,2	44,7	58,6	865,1	957,7	893,1	54,5	755,1	908,5	813,5
13	817,8	791,9	672,8	53,3	46,9	863,3	942,9	869,2	55,5	754,9	898,2	813,9
14	1163,6	981,2	901,1	340,7	353,1	1068,3	1361,8	1069,0	497,1	1120,0	1231,6	1128,4
15	1493,6	1400,5	1519,8	986,0	1042,6	1947,1	1694,5	1211,0	887,1	1766,5	1947,3	1558,8
16	1809,7	1594,3	1823,0	1128,1	918,6	1916,5	1604,4	1355,7	1399,0	1690,9	1890,0	1595,9
17	1897,8	1557,9	1648,1	1109,8	977,9	1923,9	1726,8	1453,8	937,3	2006,7	2291,8	2002,0
18	1772,9	1646,3	1873,6	1545,7	1059,5	2321,2	2307,9	1136,6	1269,9	2066,9	2168,1	1690,8
19	1858,5	1621,6	1754,3	1072,2	1327,1	1792,8	1775,5	1272,0	1331,9	1673,9	1934,1	1549,6
20	1566,5	1537,2	1862,0	1227,9	1109,3	1873,2	1651,0	1214,1	1391,8	1737,8	1896,9	1896,2
21	1444,3	1517,7	1558,3	731,9	1076,8	1644,9	1660,9	1291,4	748,9	1761,9	1914,0	1498,2
22	820,6	909,3	683,0	58,7	52,3	864,6	1383,3	1046,3	67,5	756,3	904,2	812,9
23	811,3	785,9	680,7	50,8	54,8	55,6	57,2	58,9	56,3	752,5	903,8	814,9
kWh/día	27,8	26,2	25,0	10,5	10,3	20,8	20,2	15,6	10,7	27,0	31,2	27,0