

# **ANEXO IV: CARACTERIZACION DEL RECURSO SOLAR REPORTE PVSYST**

HIBRIDACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y BATERÍAS EN UNA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EXISTENTE

Alumnos:

Carles Borrell Ruiz,

Yulia Kuzmina,

Rodrigo Mohedas Andrino,

Jennifer Sanchez Berrocal,

Didier Edinson Nãñez Macías

Tutora: Maitane Urrutia Aparicio

**UNIVERSIDAD EUROPEA DE CANARIAS UEC**

**Máster Universitario en Energías Renovables**

## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. DATOS CLIMÁTICOS DEL EMPLAZAMIENTO .....	1
3. RECURSO SOLAR DEL EMPLAZAMIENTO .....	4
4. DIMENSIONAMIENTO EN PVSYST .....	7
4.1. Orientación e inclinación .....	7
4.2. Necesidades y consumo. ....	9
4.3. Generador Fotovoltaico. ....	10
4.4. Respaldo energético.....	13
4.1. Principales resultados .....	14
4. RESUMEN INSTALACION PROPUESTA .....	16
5. INFORME PVSYST .....	16
6. BIBLIOGRAFÍA.....	17

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Vista aérea del embalse de Llauset. Fuente. Tomado de (PVsyst SA, 2025).....	1
Figura 2. Temperatura ambiente año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0 .....	2
Figura 3. Humedad relativa año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0 .....	2
Figura 4. Humedad relativa año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0 .....	3
Figura 5. Rosa de los vientos cercanías al sitio. Datos tomados de la estación de Banastón de la Provincia de Huesca, durante un periodo de 2014 a 2025. Fuente. Adaptado de Red estaciones meteorológicas SiAR (Ministerio de Agricultura, 2025) .....	3
Figura 6. Radiación Global Horizontal (GHI) año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0 .....	4
Figura 7. Radiación Global Horizontal (GHI), difusa y reflejada año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0.....	5
Figura 8. Radiación planos inclinados. Fuente: Con datos de PVsyst 8.0 .....	5
Figura 9. Horas de sol diaria por mes e irradiancia año típico. Fuente. Con datos de PVsyst 8.0. 6	
Figura 10. Comportamiento de la GHI durante un día del año típico. Fuente. ....	7
Figura 11. Diagrama solar de pérdidas. Tomado de “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”, (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011)8	
Figura 12. Horas de sol diaria por mes e irradiancia año típico. Fuente .....	9
Figura 13: Valores anuales de demanda y su distribución por hora .....	9
Figura 14. Parámetros generales del generador fotovoltaico.....	10
Figura 15. Diagrama de sombreado de módulos solares. ....	11
Figura 16. Escena 3D de campo solar flotante y sombread circundante .....	12
Figura 17. Escena 3D de campo solar flotante y sombread circundante .....	13
Figura 18. Información del sistema de respaldo (Batería). Tomado de PVsyst 8.0. ....	13
Figura 19. Producción normalizada por kWp instalado. Tomado de PVsyst 8.0.....	14
Figura 20. Proporción del rendimiento. Tomado de PVsyst 8.0. ....	14
Figura 21: Balance y resultados principales del sistema. Tomado de PVsyst 8.0. ....	15

## INDICE DE TABLA

Tabla 1. Listado y detalles de equipos preliminares .....	10
Tabla 2: Resumen instalacion propuesta .....	16

## 1. INTRODUCCIÓN

El presente anexo tiene como objetivo analizar, evaluar el recurso solar del emplazamiento seleccionado para el desarrollo del sistema híbrido propuesto en este Trabajo Fin de Máster.

## 2. DATOS CLIMÁTICOS DEL EMPLAZAMIENTO

El embalse Llauset, es el embalse superior de la central de Moralets, en donde se instalará la instalación fotovoltaica, se encuentra sobre la latitud  $42,58^{\circ}$ (N), longitud  $0,69^{\circ}$ (E) y altitud de 2190msnm. El embalse se localiza en el término municipal de Montanuy, en la provincia de Huesca. Su función principal es la regulación hidrológica del río Llauset. Adicionalmente, puede recibir aportes hídricos procedentes del embalse de Baserca mediante el canal reversible de Moralet.



Figura 1: Vista aérea del embalse de Llauset. Fuente. Tomado de (PVsyst SA, 2025)

La temperatura ambiente promedio en el sitio es de  $7,2^{\circ}\text{C}$ , como se muestra en la Figura 1. A lo largo del año típico, la temperatura varía entre un mínimo invernal de  $-8^{\circ}\text{C}$  y un máximo estival de  $22,8^{\circ}\text{C}$ . Los valores más bajos se registran durante los meses de enero, febrero y marzo, mientras que las temperaturas más altas se presentan en junio, julio y agosto, coincidiendo con el periodo de mayor radiación solar.

La temperatura del cuerpo de agua presenta un régimen térmico moderado, con valores que fluctúan entre un mínimo invernal de  $6^{\circ}\text{C}$  y un máximo estival de  $14,8^{\circ}\text{C}$ . Durante el verano, la termoclina se

establece entre los 8 y 9 metros de profundidad, indicando una estratificación térmica bien definida en la columna de agua. (Ministerio de Ambiente, 2006).

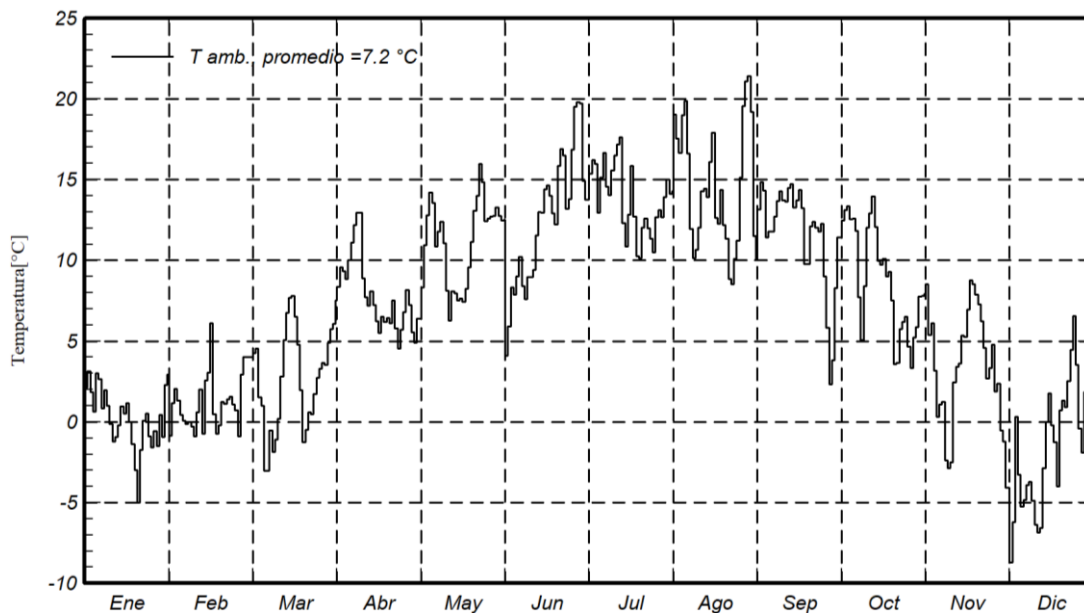


Figura 2. Temperatura ambiente año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0

La humedad relativa promedio en el sitio es de 0,7, como se muestra en la Figura 3. A lo largo del año típico, humedad relativa toma valores altos por encima de 0,7. Estos valores se deben al clima húmedo de alta montaña que presenta el sitio.

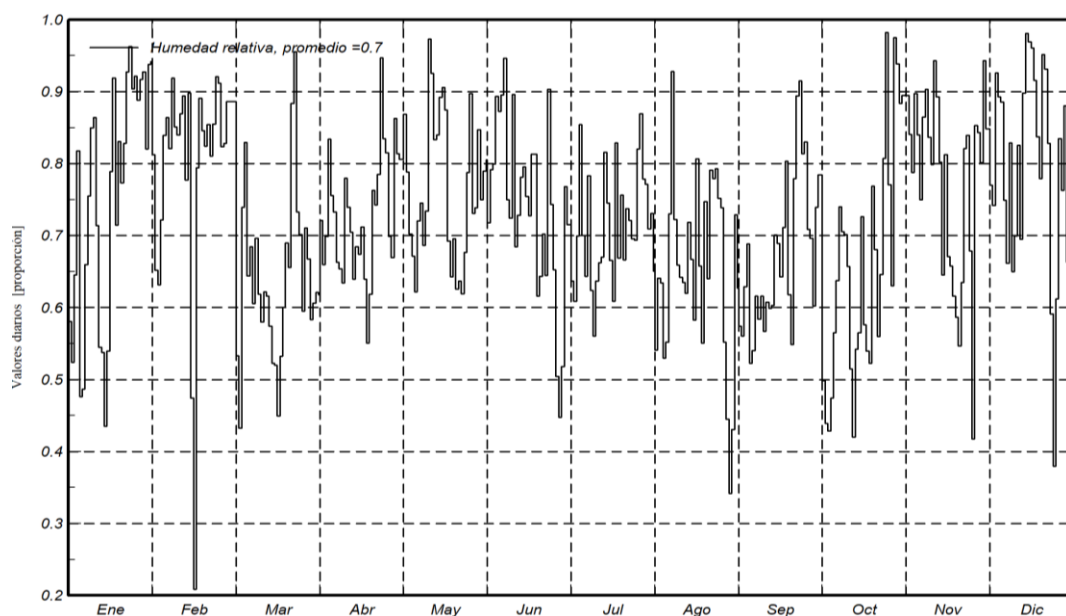


Figura 3. Humedad relativa año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0

La gráfica presenta la velocidad del viento (en m/s) a lo largo de un año típico, desde enero hasta diciembre. Se observa que la velocidad promedio es de aproximadamente 1.2 m/s, mientras que la velocidad máxima alcanza cerca de 3.4 m/s y la mínima desciende hasta 0.4 m/s. Ver Figura 4.

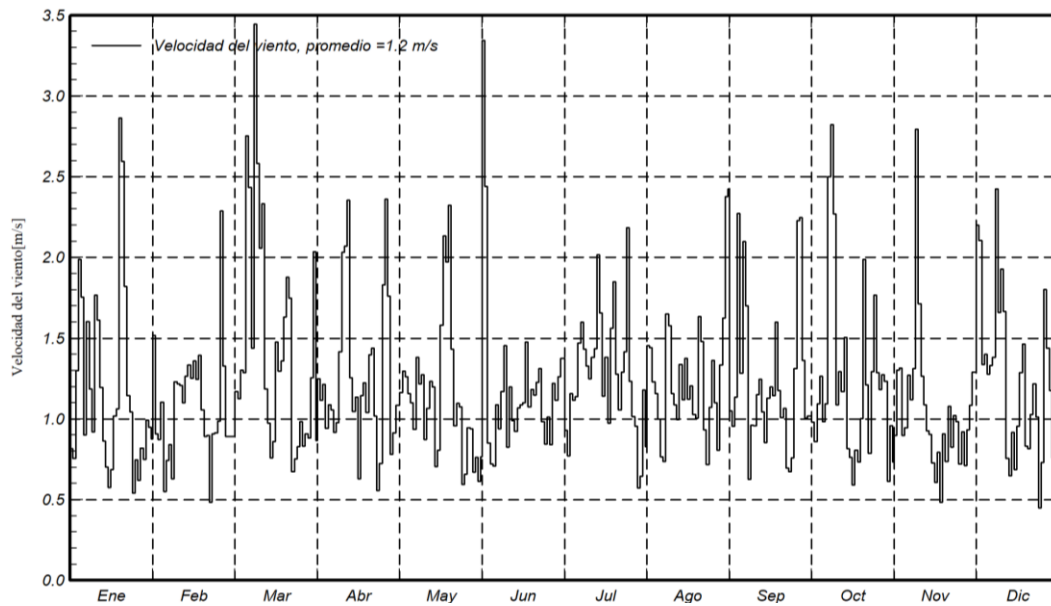


Figura 4. Humedad relativa año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0

La Figura 5 presenta la rosa de los vientos correspondiente a la zona de estudio, mostrando la distribución porcentual de la velocidad del viento según su dirección. Esta representación permite visualizar claramente cómo varía el viento en función de su orientación. La mayor parte de los vientos se concentran en los rangos más bajos de velocidad (0–2 m/s), lo que indica una predominancia de vientos suaves en la región. Las direcciones con mayor frecuencia se identifican por los sectores más amplios del gráfico, las cuales corresponden principalmente al Oeste (W), seguido por el Norte (N) y el Sureste (SE).

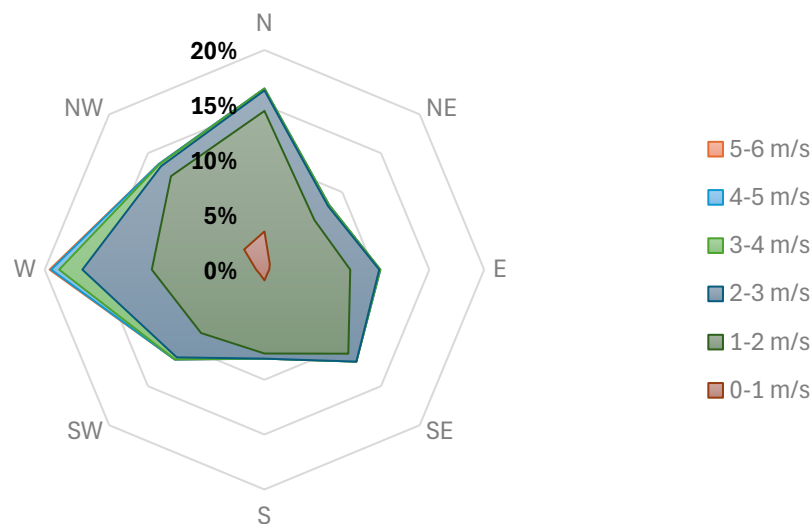


Figura 5. Rosa de los vientos cercanías al sitio. Datos tomados de la estación de Banastón de la Provincia de Huesca, durante un periodo de 2014 a 2025. Fuente. Adaptado de Red estaciones meteorológicas SiAR (Ministerio de Agricultura, 2025)

### 3. RECURSO SOLAR DEL EMPLAZAMIENTO

De acuerdo con las coordenadas de ubicación del generador fotovoltaico, y mediante los datos del año típico obtenidos de la base de datos meteorológicas de PVGIS TMY 5.3 del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), se presentan los siguientes datos característicos del sitio.

La radiación solar en el sitio alcanza un total anual de 1.652,6 kWh/m<sup>2</sup>, con los niveles más altos de irradiación registrados entre los meses de mayo, junio y julio. Por el contrario, los valores más bajos se presentan entre noviembre y febrero. Véase la Figura 1.

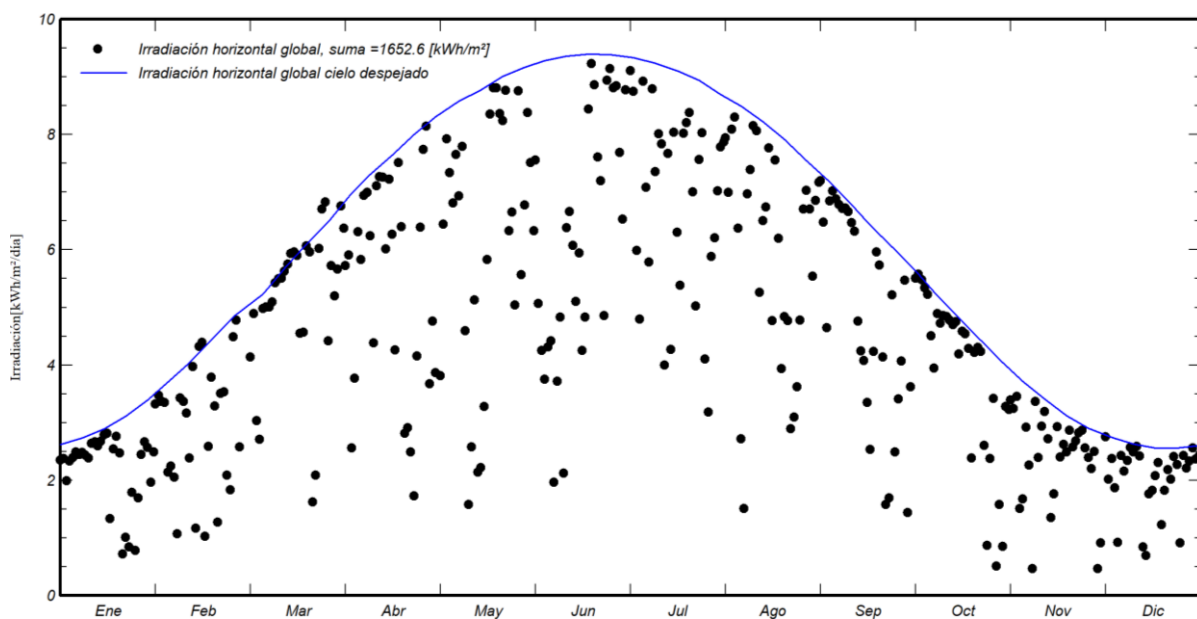


Figura 6. Radiación Global Horizontal (GHI) año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0

Las componentes de la radiación global en el sitio indican que, durante el año típico, la radiación reflejada supera a la radiación difusa. Esta condición se debe a la presencia de superficies altamente reflectantes en los alrededores del embalse, como zonas glaciares, cuerpos de agua y terrenos de color claro. (Ver Figura 2)

Además, el sitio presenta un índice de claridad promedio (Kt) de 0,6, lo que corresponde a condiciones de cielo despejado. Esta alta transparencia atmosférica favorece una mayor incidencia de radiación directa, que, al interactuar con las superficies reflectantes, incrementa significativamente el aporte de radiación reflejada.



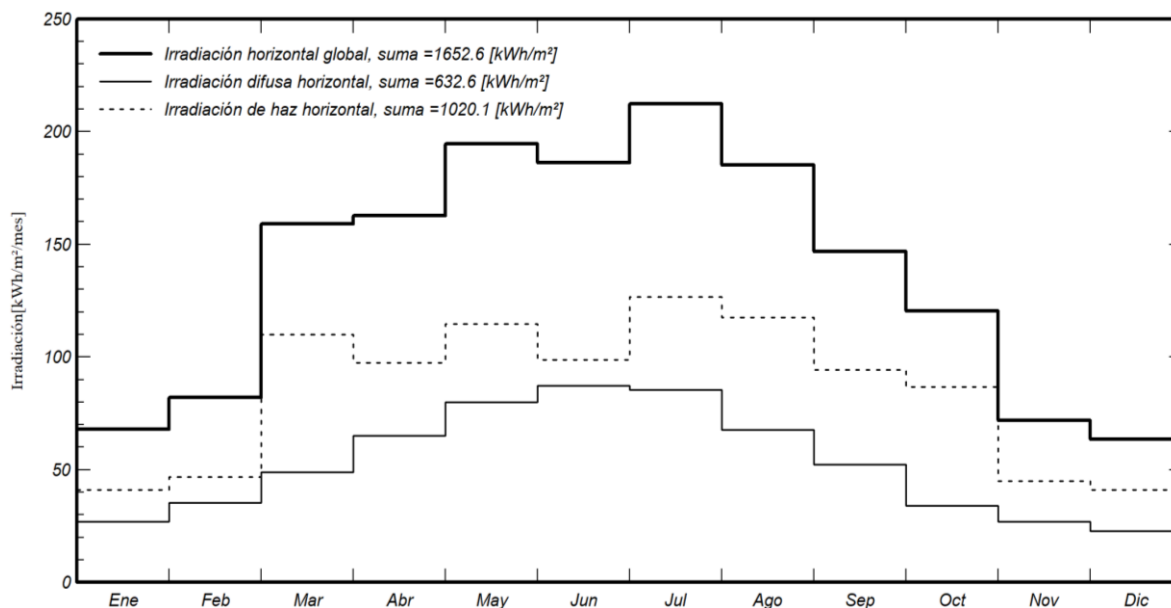


Figura 7. Radiación Global Horizontal (GHI), difusa y reflejada año típico. Fuente. Tomado de PVsyst 8.0

Según se muestra en la Figura 7, la radiación solar sobre plano inclinado en el sitio alcanza sus valores más altos con ángulos de inclinación entre  $30^\circ$  y  $50^\circ$ . Esta tendencia se atribuye tanto a las condiciones topográficas del entorno, que favorecen una captación solar más eficiente en ese rango, como a la presencia de superficies altamente reflectantes como cuerpos de agua, zonas glaciares y terrenos de tonalidad clara.

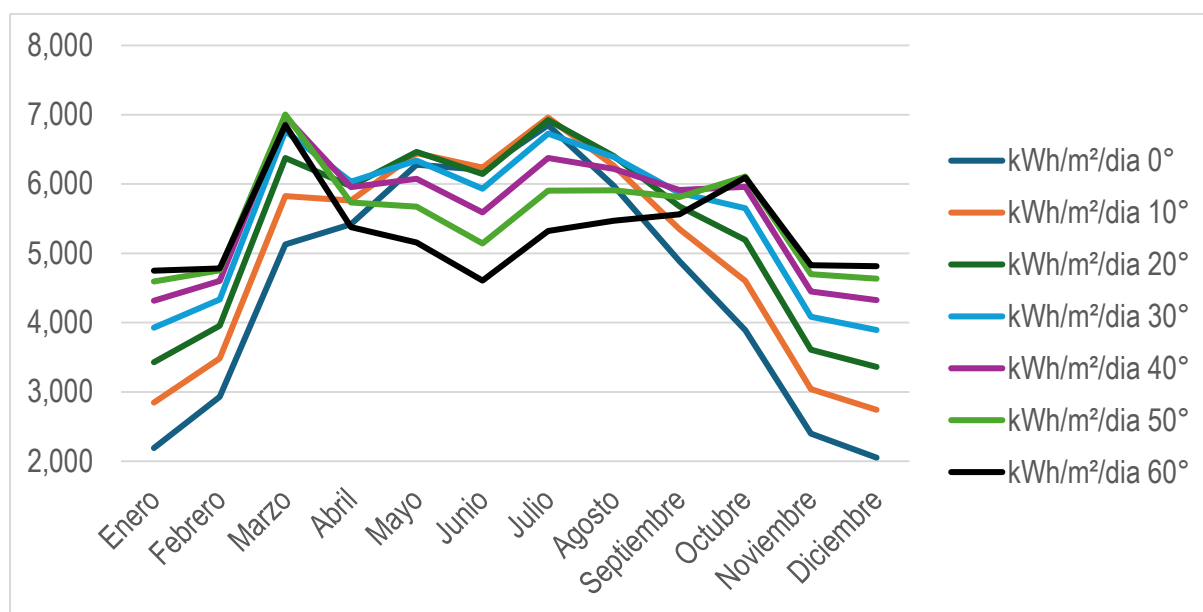


Figura 8. Radiación planos inclinados. Fuente: Con datos de PVsyst 8.0

La Figura 8 presenta, en promedio, las horas de sol características de cada mes. En general, se observa que hay aproximadamente 10 horas de irradiancia solar al día, aunque la irradiancia ideal (es decir, aquella con valores óptimos para generación solar) se concentra en un periodo más reducido, de

alrededor de 4 horas diarias. En el mes de agosto, la irradiancia ideal se extiende hasta 8 horas, y la irradiancia óptima se mantiene durante unas 6 horas, lo que representa condiciones muy favorables para el aprovechamiento solar. En contraste, durante los meses de diciembre y enero, la irradiancia óptima es muy baja o incluso nula, y el total de horas con irradiancia útil se reduce a unas 4 horas diarias, lo que refleja la marcada estacionalidad del recurso solar en esta zona de alta montaña.

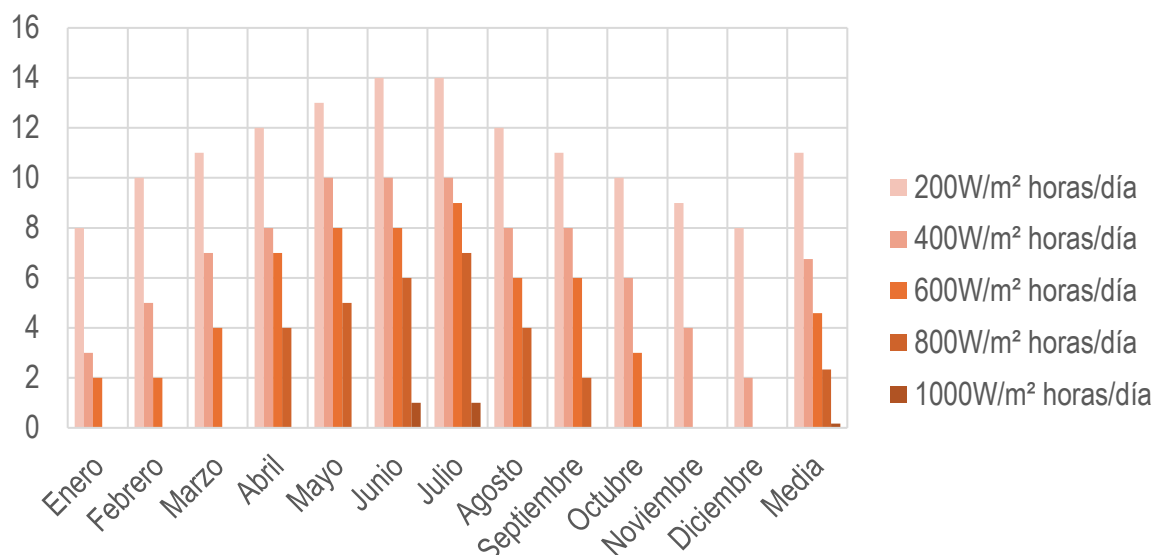


Figura 9. Horas de sol diaria por mes e irradiancia año típico. Fuente. Con datos de PVsyst 8.0.

La GHI diaria se distribuye de manera general durante el año alrededor de las 12 del mediodía, siendo esta hora en la que se presente la radiación pico, con una tendencia hacia horas después del mediodía. Este comportamiento es constante independiente del cambio de magnitud de la GHI y las horas de radiación diarias en las distintas estaciones del año. En la Figura 10 se muestra el perfil de radiación durante el día 21 de diciembre del año típico.

La irradiancia global horizontal (GHI) diaria presenta, en general, su valor máximo alrededor del mediodía, siendo las 12:00 p.m. la hora en la que se alcanza el pico de radiación. Esta tendencia suele extenderse ligeramente hacia las horas posteriores al mediodía. Este comportamiento se mantiene constante a lo largo del año, independientemente de las variaciones en la magnitud de la GHI y en la duración de la radiación solar diaria según la estación. En la Figura 10 se muestra el perfil de radiación correspondiente al 21 de diciembre del año típico.

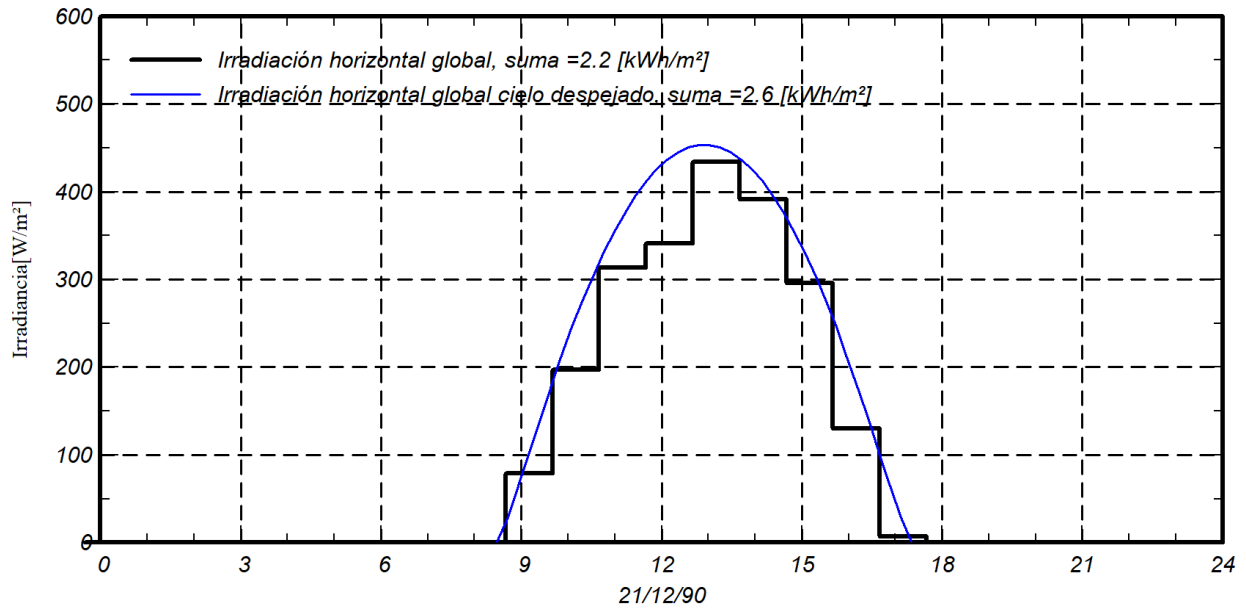


Figura 10. Comportamiento de la GHI durante un día del año típico. Fuente.

## 4. DIMENSIONAMIENTO EN PVSYST

### 4.1. Orientación e inclinación

Dado que se presenta una estacionalidad del recurso solar, la instalación se debe diseñar para la época de menor radiación (mes crítico) para garantizar el suministro. En ese sentido, la inclinación óptima ( $\beta$ ) de los módulos del generador fotovoltaico está dada por la siguiente fórmula.

$$\beta = \varphi + 10^\circ \quad [1]$$

Donde  $\varphi$  es la latitud del sitio.

También, se utilizan otros parámetros como la declinación la cual permite hallar la inclinación óptima con la siguiente fórmula.

$$\beta = \varnothing - \sigma \quad [2]$$

Donde  $\varnothing$  es la latitud del lugar y  $\sigma$  es la declinación solar.

La declinación solar a su vez está dada por la siguiente fórmula:

$$\sigma = 23,45 \sin(0,973N - 77,84)$$

Donde N es el número de día del año. En este caso, se toma el 21 de diciembre, cuyo número de día corresponde al 355, ya que es el día donde el sol presenta la menor altura.

Una vez se han remplazado valores, se obtiene que para la primera fórmula el valor de inclinación óptima es de  $52,6^\circ$  y para la segunda fórmula es de  $54,6^\circ$ .

Para verificar que las pérdidas sean mínimas, es decir, no superiores al 10%, el IDAE recomienda utilizar el diagrama mostrado en la Figura 11 como referencia. Según esta guía, para que las pérdidas por orientación e inclinación se mantengan por debajo del 10%, el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut deben encontrarse dentro de la franja correspondiente (90%-100%).

Se puede ver que los ángulos de inclinación están dentro de la franja correspondiente a 90% - 95%, por consiguiente, las pérdidas serán menores a 10%. Por su parte, la orientación (azimut) debe estar dentro de los  $-15^\circ$  y  $15^\circ$ , sin embargo, se toma como referencia el ángulo de azimut de  $0^\circ$ , puesto que para los sitios ubicados en el hemisferio norte la orientación más eficiente es hacia el sur.

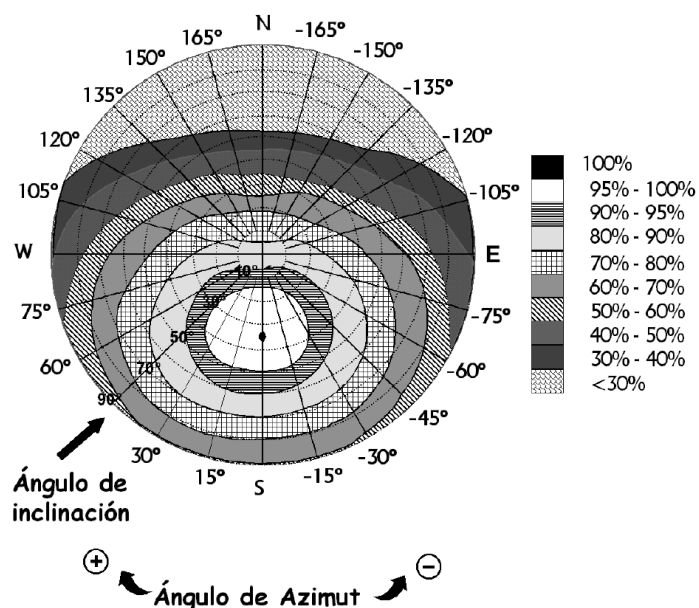


Figura 11. Diagrama solar de pérdidas. Tomado de "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red", (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011)

En PVsyst se han configurado los datos de ubicación utilizando las coordenadas geográficas del sitio. Posteriormente, se definió la orientación del plano colector, permitiendo que el software optimizara tanto la inclinación como el azimut. Como resultado, se determinó que un ángulo de inclinación de  $54,6^\circ$  (aproximado a  $55^\circ$ ), hallado anteriormente, minimiza las pérdidas por orientación. Cabe destacar que, según el análisis del diagrama anterior, una inclinación superior a  $60^\circ$  puede generar pérdidas por inclinación superiores al 10%. Ver Figura 12.

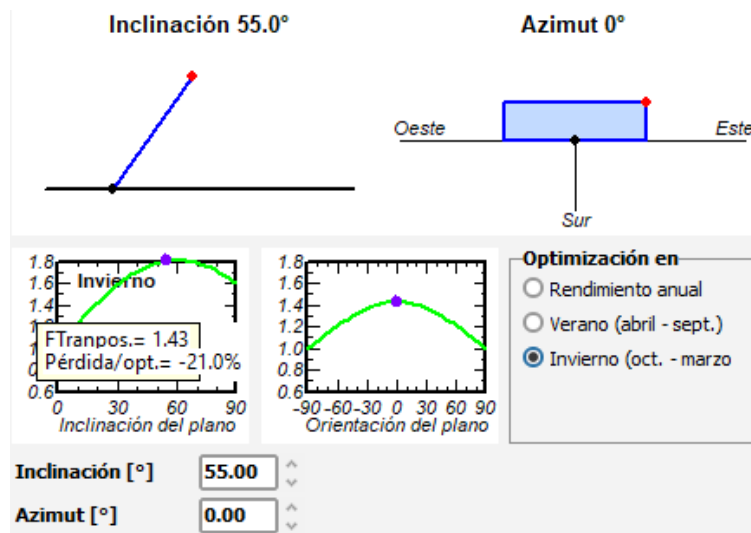


Figura 12. Horas de sol diaria por mes e irradiancia año típico. Fuente

## 4.2. Necesidades y consumo.

De acuerdo con los datos característico de consumo de la central de Moralets, se ha definido que la energía requerida para el bombeo por ciclo que equivale a 504 MWh. Por consiguiente, durante una semana (ciclo) el consumo medio diario es de 72 MWh/día, el cual equivale al consumo medio diario anual.

La Figura 13 representa el autoconsumo configurado en el sistema, incluyendo la distribución diaria de bombeo. Es de tener en cuenta que, según (Red Eléctrica de España, 2025), el perfil de demanda típico de España, durante las 12 del mediodía y las 3 de la tarde se encuentra sobre un valle de demanda media, haciendo viable la distribución planteada en la Figura 13.

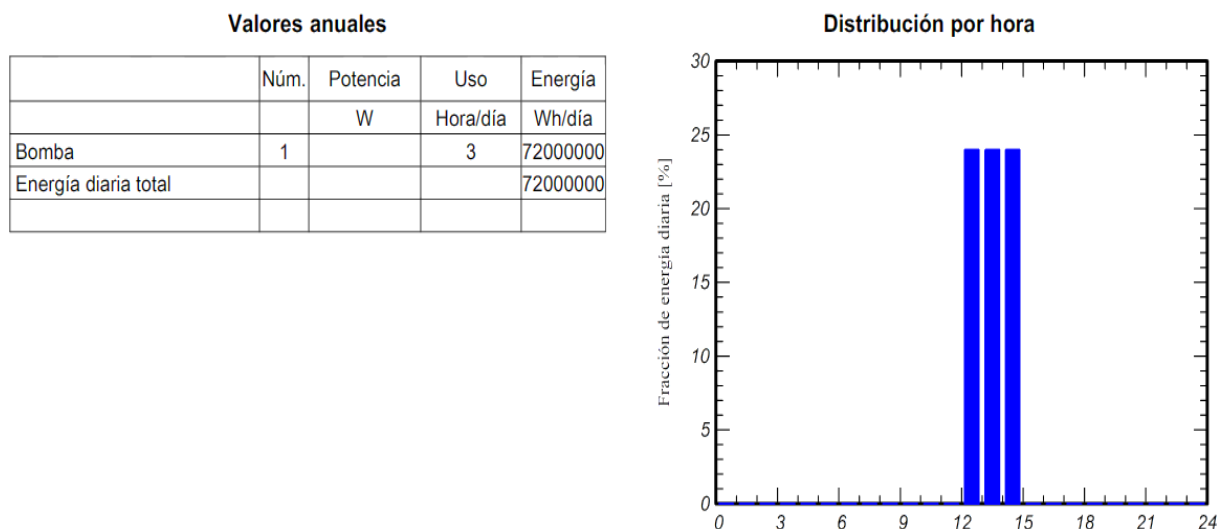


Figura 13: Valores anuales de demanda y su distribución por hora

Con la configuración indicada, se define una necesidad de anual de potencia promedio de 3MW y una energía anual de 26280 MWh/año, en ese sentido el generador deberá responder como mínimo a dichas necesidades de autoconsumo. PVsyst dimensiona el generador fotovoltaico a una potencia nominal de 17 MWp con un rendimiento estimado de 27.643 MWh/año.

Ahora se requiere tener las especificaciones de los componentes del sistema para su dimensionamiento completo. Los componentes necesarios para el dimensionamiento se ilustran en la Tabla 1 los cuales se detallan en anexo siguiente (Anexo 5).

Ítem	Descripción	Fabricante	Referencia
1	Módulo fotovoltaico	LONGI	LR7-72HTHF-630M
2	Batería	Huawei FusionSolar	LUNA2000-2.0MWH-2H1
3	Inversor	Power Electronics	FS4390K

Tabla 1. Listado y detalles de equipos preliminares

#### 4.3. Generador Fotovoltaico.

Los datos de consumo proporcionados han sido ingresados en PVsyst, junto con la inclinación del sistema ( $54,6^\circ$ ) y una orientación de  $0^\circ$  (azimut). PVsyst entrega la configuración del conjunto de la siguiente manera. Ver

Parámetros generales			
<b>Sistema conectado a la red</b>		<b>Sistema fotovoltaico flotante</b>	
<b>Orientación #1</b>		<b>Configuración de cobertizos</b>	
<b>Plano fijo</b>		<b>Tamaños</b>	
Inclinación/Azimut	54.6 / 0 °	Núm. de cobertizos	180 unidades
		Conjunto de Generadores FV	Espaciado entre cobertizos 1.30 m
		<b>Ángulo límite de sombreado</b>	Ancho de sensor 1.13 m
		Ángulo límite de perfil 56.6 °	PCS Sombreado 89.5 %
		Banda inactiva superior 0.03 m	
		Banda inactiva inferior 0.03 m	
<b>Modelos usados</b>		<b>Horizonte</b>	
Transposición	Perez	Horizonte libre	
Difuso	Importado	<b>Sombreados cercanos</b>	
Circunsolar	separado	Sombreados lineales : Rápido (tabla)	
<b>Almacenamiento</b>		<b>Necesidades del usuario</b>	
Tipo	Autoconsumo	Consumidores domésticos diarios	
<b>Estrategia de carga</b>		Constante durante el año	
Cuando hay un exceso de potencia solar	<b>Estrategia de descarga</b>	Promedio 72.0 MWh/Día	
	Tan pronto como se necesite potencia		

Figura 14. Parámetros generales del generador fotovoltaico

Es importante aclarar que el espacio entre cobertizos ha sido calculado considerando la altura solar máxima del día en que se presenta la menor elevación solar del año típico. Para este cálculo se han utilizado los datos de inclinación, orientación y dimensiones de los módulos solares establecidos. El valor obtenido para la separación entre filas de paneles constituye un dato de entrada en el software PVsyst.

Se observa que el ángulo límite de inclinación para evitar sombreado es de  $56.6^\circ$ , lo cual valida el cálculo realizado.

La Figura 15 presenta el diagrama geométrico que permite establecer la relación necesaria para calcular la distancia óptima entre filas de módulos fotovoltaicos, con el fin de evitar pérdidas por sombreado. En dicho esquema,  $L$  representa la longitud del módulo fotovoltaico,  $\beta$  corresponde al ángulo de inclinación del mismo, y  $\alpha$  indica la altura solar máxima alcanzada en el hemisferio norte durante el día de referencia, que en este caso corresponde al 21 de diciembre del año típico. Esta configuración permite determinar el ángulo crítico de sombreado y, por ende, la separación mínima requerida entre filas para garantizar un desempeño eficiente del sistema.

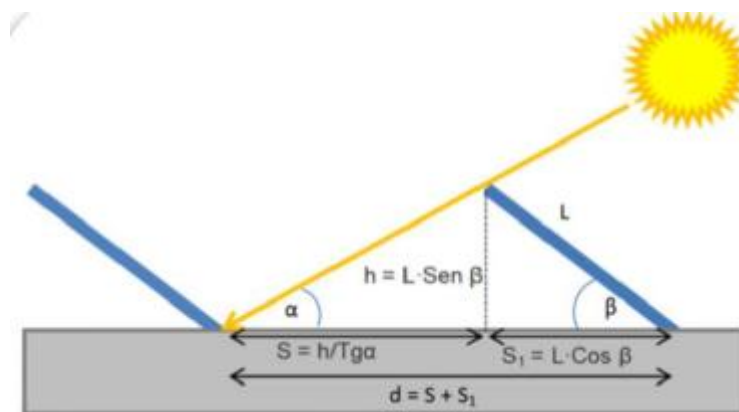


Figura 15. Diagrama de sombreado de módulos solares.

Entonces, teniendo en cuenta el diagrama de la Figura 15 los cálculos han cumplido con las siguientes relaciones.

$$\sigma = 23.45 \sin(0.97N - 77.84)$$

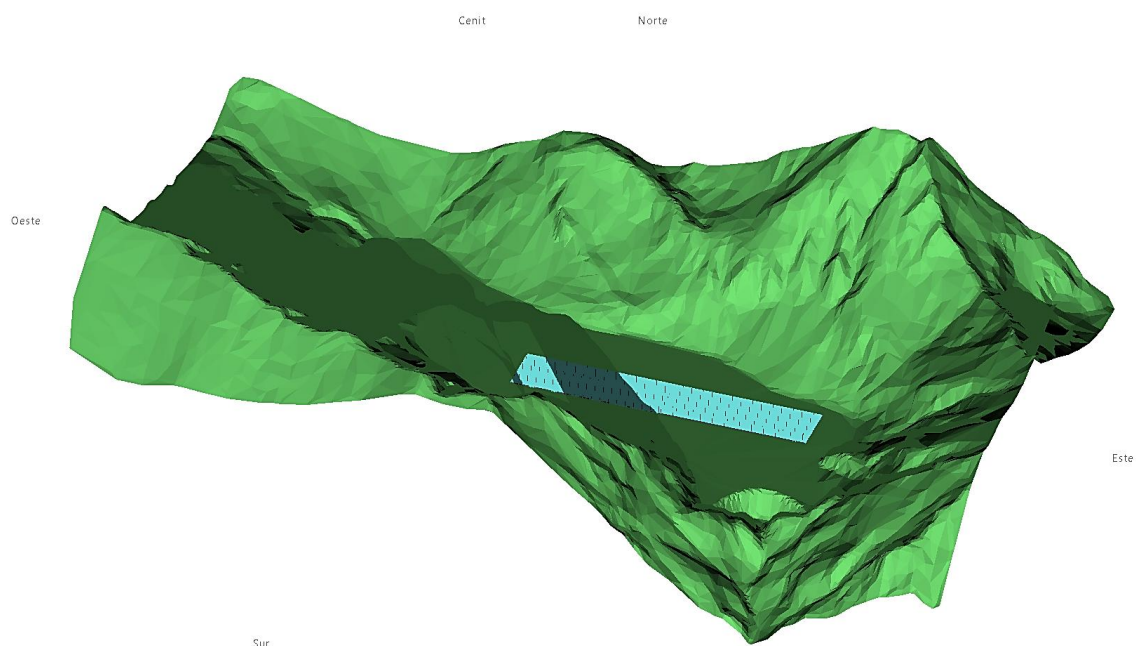
$$\alpha = 90 - \text{Latitud} + \sigma$$

distribuidos en 138 cadenas con 26 módulos en serie cada una. Esta disposición cubre una superficie celular de  $64,364 \text{ m}^2$  y una superficie total de  $72,900 \text{ m}^2$ . Bajo condiciones normales de operación a una temperatura de  $50^\circ\text{C}$ , el sistema alcanza una potencia pico de  $15.84 \text{ MWp}$ , con una tensión de salida de  $1,060 \text{ V}$  y una corriente de  $14.948 \text{ A}$ .

Ahora, se ha completado la implementación de la escena tridimensional (3D), incorporando los parámetros de sombreado correspondientes al campo solar. Esta escena se ha desarrollado sobre la topografía digital extraída del sitio, utilizando la configuración previamente definida para el diseño del campo solar.

Los módulos fotovoltaicos se encuentran dispuestos en orientación horizontal, organizados en filas de 150 paneles cada una. Las filas están separadas entre sí por una distancia de 1.3 metros, conformando un total de 180 filas distribuidas uniformemente sobre el terreno modelado.

La Figura 16 muestra la representación tridimensional (3D) de la topografía del sitio, junto con la simulación de sombreado correspondiente al 21 de diciembre del año típico. Esta escena permite visualizar las áreas afectadas por sombreado en el momento de mayor elevación solar, específicamente a las 12:00 del mediodía. La simulación evidencia las zonas críticas donde la incidencia solar se ve parcialmente obstruida, lo cual resulta relevante para el análisis del rendimiento energético en condiciones de mínima trayectoria solar anual.



*Figura 16. Escena 3D de campo solar flotante y sombread circundante*

La carta solar correspondiente al 21 de diciembre del año típico revela pérdidas por sombreado de hasta un 40%, evidenciando una afectación significativa en la generación energética durante esta fecha crítica. Asimismo, se observa que, a lo largo del año, una parte considerable del campo solar estará expuesta a sombras proyectadas por las montañas circundantes, aunque con porcentajes de pérdida inferiores. Ver Figura 17.



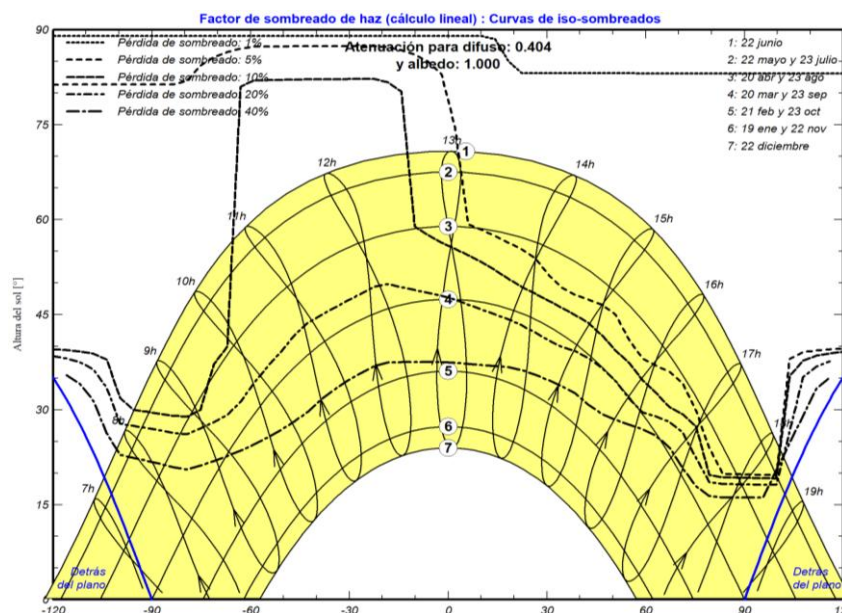


Figura 17. Escena 3D de campo solar flotante y sombread circundante

Este comportamiento está influenciado por la orientación longitudinal del embalse, que se extiende de noroeste a sureste. Dicha disposición genera mayores incidencias de sombreado sobre el campo solar en comparación con una orientación oeste a este, la cual podría reducir la exposición a sombras en las horas de mayor irradiación solar.

#### 4.4. Respaldo energético

El software PVsyst propone una configuración compuesta por 15 gabinetes de baterías conectados en paralelo, correspondientes a la referencia especificada en el diseño. Esta disposición proporciona una capacidad total de almacenamiento de 24.825 Ah a una tensión de 1.267 V, lo que equivale a una energía acumulada de 25.167 kWh.

La Figura 18 presenta el detalle del sistema de almacenamiento, incluyendo la arquitectura planteada para las baterías, sus parámetros eléctricos y su integración dentro del sistema fotovoltaico.

Información del sistema	
Pnom del generador FV	<b>17.00 MWp</b>
Producción diaria del conjunto FV (día claro de verano)	<b>102.93 MWh</b>
Potencia del usuario máxima	<b>24.00 MW</b>
Necesidades medias diarias del usuario	<b>72.00 MWh</b>
Este paquete de baterías representan alrededor :	
Tiempo de carga en condiciones de pleno sol	<b>1.4 horas</b>
Descarga bajo carga media	<b>7.9 horas</b>
Descarga bajo carga máxima	<b>1.0 horas</b>

Figura 18. Información del sistema de respaldo (Batería). Tomado de PVsyst 8.0.

#### 4.1. Principales resultados

En términos generales, el sistema fotovoltaico proyecta una producción energética anual de 15.995 MWh. Esta cifra corresponde a la energía neta generada bajo condiciones operativas estándar, considerando factores como irradiancia, temperatura ambiente y eficiencia del sistema. La producción normalizada, representada en la Figura 19, permite visualizar el rendimiento específico del sistema en función de la potencia instalada. En dicho gráfico se evidencian pérdidas de captación atribuibles principalmente al sombreado parcial sobre los módulos, lo cual afecta negativamente la eficiencia global del sistema.

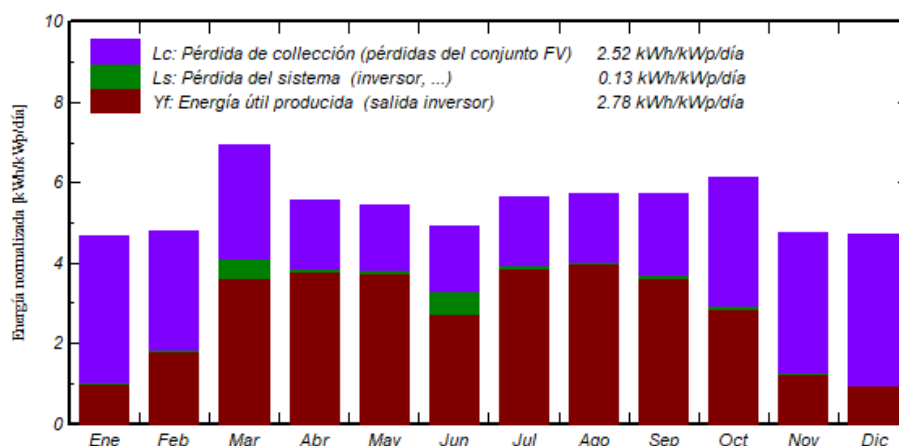


Figura 19. Producción normalizada por kWp instalado. Tomado de PVsyst 8.0.

Asimismo, el índice de rendimiento del sistema, conocido como Performance Ratio (PR), presenta valores considerablemente bajos, especialmente durante los meses con menor disponibilidad de radiación solar. Esta disminución en el PR, evidenciada en la Figura 20, indica una reducción en la eficiencia del sistema para convertir la energía solar incidente en energía eléctrica útil. Las causas pueden estar asociadas a pérdidas por principalmente por el sombreado.

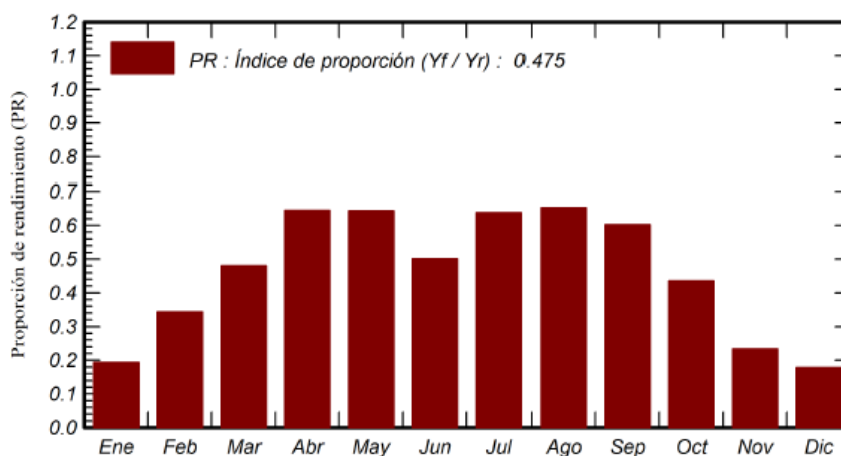


Figura 20. Proporción del rendimiento. Tomado de PVsyst 8.0.

Finalmente, Figura 21 en la se presenta un análisis mensual detallado del comportamiento de un sistema fotovoltaico, incluyendo parámetros de irradiación solar, temperatura ambiente y producción energética. Los datos abarcan desde enero hasta diciembre, con un resumen anual.

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Enero	68.0	27.03	0.23	145.1	32.7	539	2232	478	0	1754
Febrero	82.0	35.26	1.04	133.9	52.9	877	2016	773	8	1243
Marzo	159.0	48.95	2.70	215.6	132.3	2164	2232	1397	366	835
Abril	162.6	65.11	7.81	167.5	122.3	1969	2160	1343	491	817
Mayo	194.7	79.99	11.20	168.8	126.0	2014	2232	1381	465	851
Junio	186.1	87.36	12.51	147.2	105.3	1681	2160	1013	241	1147
Julio	212.3	85.47	13.77	175.2	129.9	2073	2232	1429	470	803
Agosto	185.2	67.73	14.50	177.4	134.3	2127	2232	1429	539	803
Septiembre	146.7	52.29	11.67	171.4	118.4	1886	2160	1316	439	844
Octubre	120.6	33.88	8.77	189.7	95.7	1541	2232	1262	142	970
Noviembre	71.9	26.84	3.25	143.2	39.3	646	2160	570	0	1590
Diciembre	63.6	22.66	-1.65	146.7	30.8	513	2232	446	0	1786
Año	1652.6	632.57	7.18	1981.8	1119.7	18029	26280	12837	3161	13443

#### Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T\_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E\_User Energía suministrada al usuario

E\_Solar Energía del sol

E\_Grid Energía inyectada en la red

EFrGrid Energía de la red

Figura 21: Balance y resultados principales del sistema. Tomado de PVsyst 8.0.

El sistema muestra una producción significativa en los meses de primavera y verano, pero presenta pérdidas importantes en los meses de menor irradiación. Las pérdidas por sombreado y condiciones ambientales afectan directamente el rendimiento del sistema.

#### 4. RESUMEN INSTALACION PROPUESTA

CATEGORÍA	PARÁMETRO	VALOR
<b>Generador Fotovoltaico</b>	Potencia nominal	17 MWp
	Producción anual estimada	27.643 MWh/año
	Producción neta anual	15.995 MWh
	Modelo paneles solares	LR7-72HTHF-630M
	Numero de paneles	26988, 1038 cadenasx 26 en serie
	Superficie cubierta	Celular: 64.364 m <sup>2</sup> , Total: 72.900 m <sup>2</sup>
	Inclinación de módulos	54,6° (aprox. 55°)
	Azimut	0° (orientación sur)
	Tensión nominal	1.060 V
	Corriente nominal	14.948 A
	Separación entre filas	1,3 m
<b>Baterías</b>	Modelo	Huawei FusionSolar LUNA2000-2.0MWH-2H1
	Configuración	15 baterías en paralelo
	Capacidad total	24.825 Ah, 1.267 V
	Energía acumulada	25.167 kWh
<b>Inversores</b>	Modelo	Power Electronics FS4390K
	Potencia nominal por inversor	4,39 MW
	Número de inversores	4
	Función	Conversión DC → AC para el sistema fotovoltaico
<b>Consumo y Dimensionamiento</b>	Energía anual requerida	26.280 MWh/año
	Potencia promedio diaria	3 MW
	Consumo por ciclo (semana)	504 MWh
	Generación mínima requerida	26.280 MWh/año
	Energía generada por PV	27.643 MWh/año

Tabla 2: Resumen instalacion propuesta

#### 5. INFORME PVSYST

# PVsyst salón de clases

## PVsyst - Informe de simulación

### Sistema conectado a la red

Hibridación de energía fotovoltaica y baterías en una central Hidroeléctrica rev

Moralets - Llauset

Sistema fotovoltaico flotante

Potencia del sistema: 17.00 MWp



# PVsyst salón de clases

**Grupo 2 TFM**

Universidad Europea (Spain)



# PVsyst salón de clases





PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Moralets – Montamara

España

Situación

Latitud 42.58 °(N)

Longitud 0.69 °(E)

Altitud 2171 m

Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Moralets – Montamara

PVGIS api TMY

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación #1

Plano fijo

Inclinación/Azimut 54.6 / 0 °

Sistema fotovoltaico fluyente

Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario

Consumidores domésticos diarios

Constante durante el año

Promedio 72.0 MWh/Día

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos 26988 unidades

Pnom total 17.00 MWp

Inversores

Núm. de unidades 4 unidades

Potencia total 16300 kWca

Proporción Pnom 1.04

Paquete de baterías

Estrategia de almacenamiento : Autoconsumo

Núm. de unidades 15 unidades

Voltaje 1267 V

Capacidad 24825 Ah

Resumen de resultados

Energía producida 15998 MWh/año

Energía usada 26280 MWh/año

Producción específica 941 kWh/kWp/año

Proporción rend. PR 47.48 %

Fracción solar (SF) 48.85 %

Tabla de contenido

Portada	1
Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Necesidades detalladas del usuario	6
Resultados principales	7
Diagrama de pérdida	8
Gráficos predefinidos	9
Diagrama unifilar	15



## PVsyst V8.0.15

VCO, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

## Parámetros generales

## Sistema conectado a la red

## Orientación #1

## Plano fijo

Inclinación/Azimet 54.6 / 0 °

## Modelos usados

Transposición Perez  
Difuso Importado  
Circunsolar separado

## Almacenamiento

Tipo Autoconsumo

## Estrategia de carga

Cuando hay un exceso de potencia solar

## Sistema fotovoltaico fluyente

## Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 180 unidades

Conjunto de Generadores FV

## Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 56.6 °

## Horizonte

Horizonte libre

## Tamaños

Espaciado entre cobertizos 1.30 m  
Ancho de sensor 1.13 m  
PCS Sombreado 89.5 %  
Banda inactiva superior 0.03 m  
Banda inactiva inferior 0.03 m

## Sombreados cercanos

Sombreados lineales : Rápido (tabla)

## Necesidades del usuario

Consumidores domésticos diarios  
Constante durante el año  
Promedio 72.0 MWh/Día

## Características del generador FV

## Módulo PV

Fabricante Generic  
Modelo LR7-72HTHF-630M  
(Base de datos PVsyst original)  
Unidad Nom. Potencia 630 Wp  
Número de módulos FV 26988 unidades  
Nominal (STC) 17.00 MWp  
Módulos 1038 cadena x 26 En serie  
**En cond. de funcionam. (50°C)**  
Pmpp 15.84 MWp  
U mpp 1060 V  
I mpp 14948 A

## Potencia FV total

Nominal (STC) 17002 kWp  
Total 26988 módulos  
Área del módulo 72900 m<sup>2</sup>  
Área celular 64364 m<sup>2</sup>

## Almacenamiento de batería

## Batería

Fabricante Generic  
Modelo Luna2000 - 2.0 MWh - 2H1

## Paquete de baterías

Núm. de unidades 15 en paralelo  
Descarga mín. SOC 20.0 %  
Energía almacenada 25166.6 kWh

## Cargador de entrada de batería

Modelo Genérico  
Máx. potencia de carga 15.2 MWcc  
Eficiencia máx./Euro 97.0/95.0 %

## Inversor batería a red

Modelo Genérico  
Máx. potencia descarga 15.2 MWca  
Eficiencia máx./Euro 97.0/95.0 %

## Inversor

Fabricante Generic  
Modelo FreeSun FS4390K HEMK 690V  
(Definición de parámetros personalizados)  
Unidad Nom. Potencia 4075 kWca  
Número de inversores 4 unidades  
Potencia total 16300 kWca  
Voltaje de funcionamiento 976-1500 V  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.04

## Potencia total del inversor

Potencia total 16300 kWca  
Número de inversores 4 unidades  
Proporción Pnom 1.04

## Características del paquete de baterías

Voltaje 1267 V  
Capacidad nominal 24825 Ah (C10)  
Temperatura Fijo 20 °C



PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 3.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 1.2 mΩ

Frac. de pérdida 1.50 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de tensión 0.7 V

Frac. de pérdida 0.1 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 2.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.75 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.00 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.15 %

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Vidrio liso Fresnel, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000

Pérdidas del sistema

Indisponibilidad del sistema

Frac. de tiempo 2.0 %

7.3 días,

3 períodos





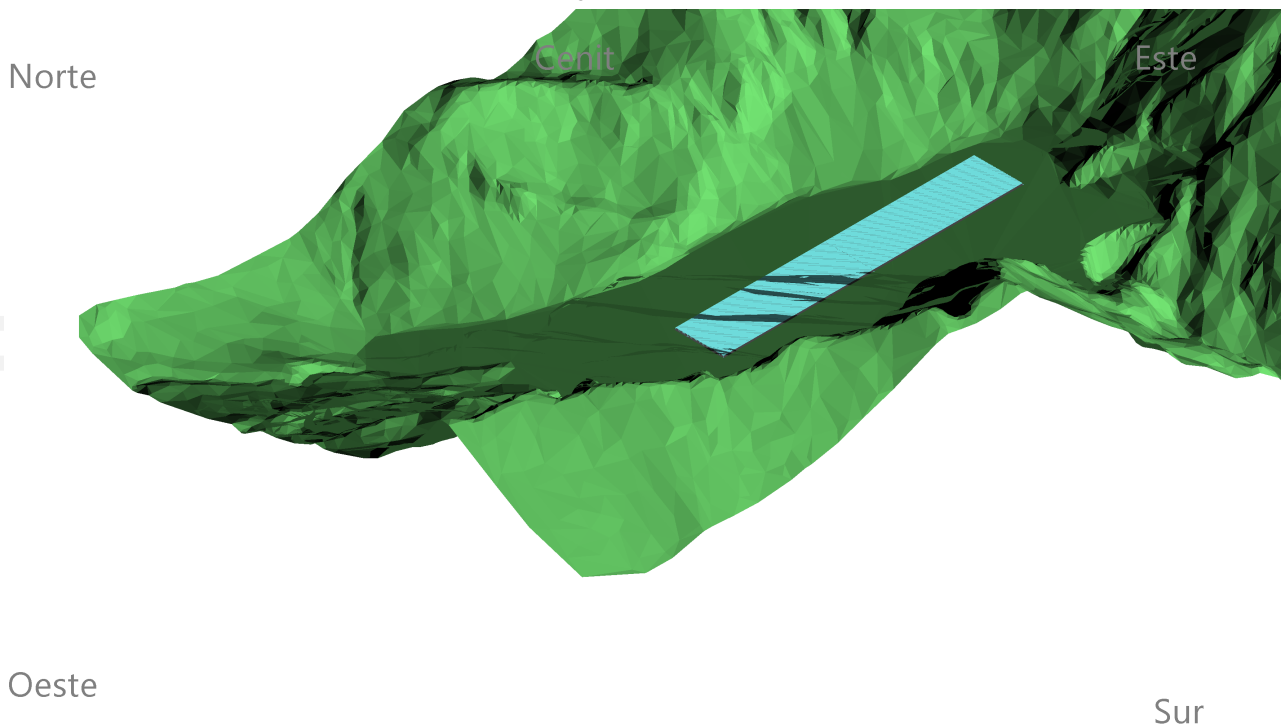
PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

### Parámetro de sombreados cercanos

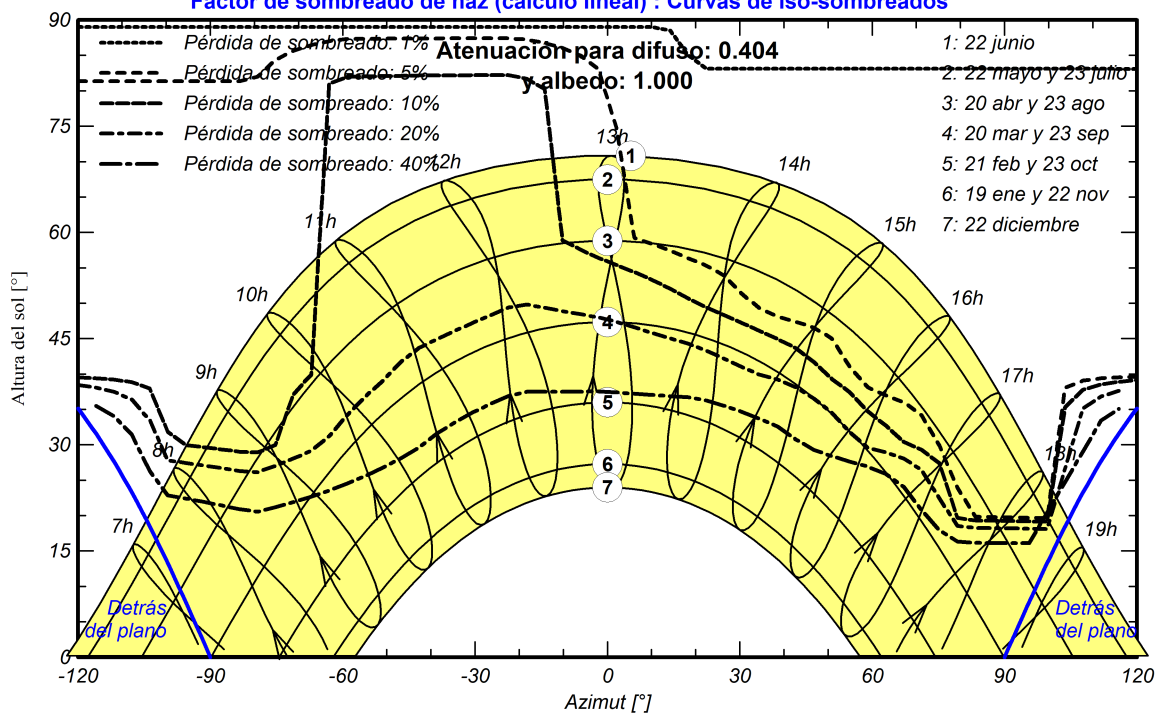
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



### Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1 - Plano fijo, Inclín./azimuts : 54.6°/ 0°

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados





PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

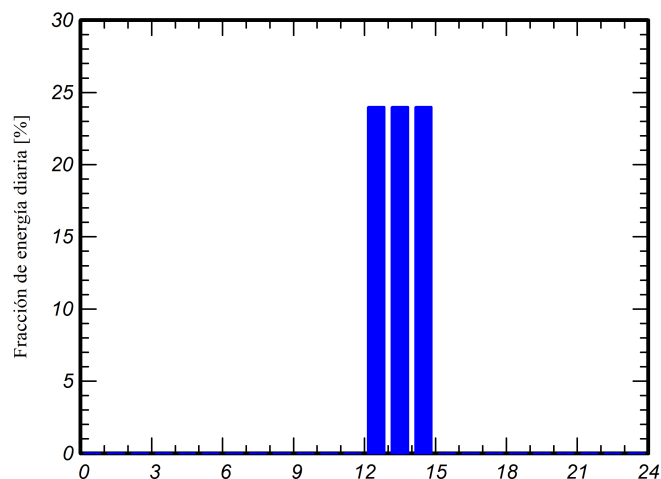
Necesidades detalladas del usuario

Consumidores domésticos diarios, Constante durante el año, promedio = 72.0 MWh/día

Valores anuales

	Núm.	Potencia	Uso	Energía
		W	Hora/día	Wh/día
Bomba	1		3	72000000
Energía diaria total				72000000

Distribución por hora





## PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:

18/09/25 00:01

con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

## Resultados principales

## Producción del sistema

Energía producida 15998 MWh/año

Energía usada 26280 MWh/año

Producción específica

941 kWh/kWp/año

Proporción rend. PR

47.48 %

Fracción solar (SF)

48.85 %

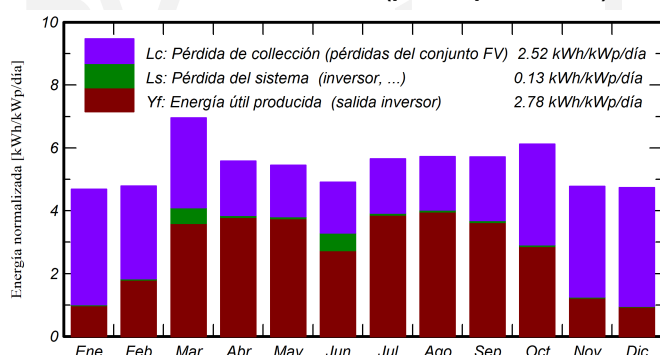
## Envejecimiento de la batería (Estado de desgaste)

Ciclos SOW 95.2 %

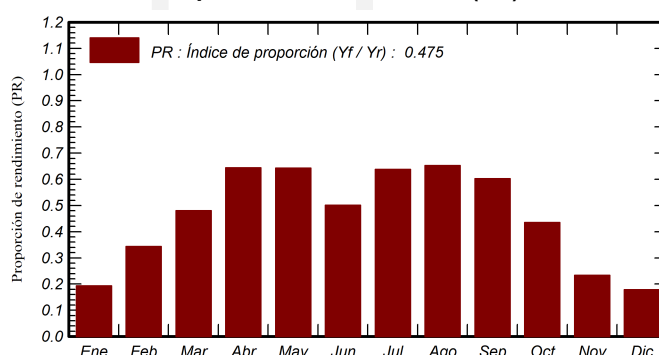
SOW estático 90.0 %

Duración de vida de batería 10.0 años

## Producciones normalizadas (por kWp instalado)



## Proporción de rendimiento (PR)



## Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	68.0	27.03	0.23	145.1	32.7	539	2232	478	0	1754
Febrero	82.0	35.26	1.04	133.9	52.9	877	2016	773	8	1243
Marzo	159.0	48.95	2.70	215.6	132.3	2164	2232	1397	366	835
Abril	162.6	65.11	7.81	167.5	122.3	1969	2160	1343	491	817
Mayo	194.7	79.99	11.20	168.8	126.0	2014	2232	1381	465	851
Junio	186.1	87.36	12.51	147.2	105.3	1681	2160	1013	241	1147
Julio	212.3	85.47	13.77	175.2	129.9	2073	2232	1429	470	803
Agosto	185.2	67.73	14.50	177.4	134.3	2127	2232	1429	539	803
Septiembre	146.7	52.29	11.67	171.4	118.4	1886	2160	1316	439	844
Octubre	120.6	33.88	8.77	189.7	95.7	1541	2232	1262	142	970
Noviembre	71.9	26.84	3.25	143.2	39.3	646	2160	570	0	1590
Diciembre	63.6	22.66	-1.65	146.7	30.8	513	2232	446	0	1786
Año	1652.6	632.57	7.18	1981.8	1119.7	18029	26280	12837	3161	13443

## Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T\_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E\_User Energía suministrada al usuario

E\_Solar Energía del sol

E\_Grid Energía inyectada en la red

EFrGrid Energía de la red

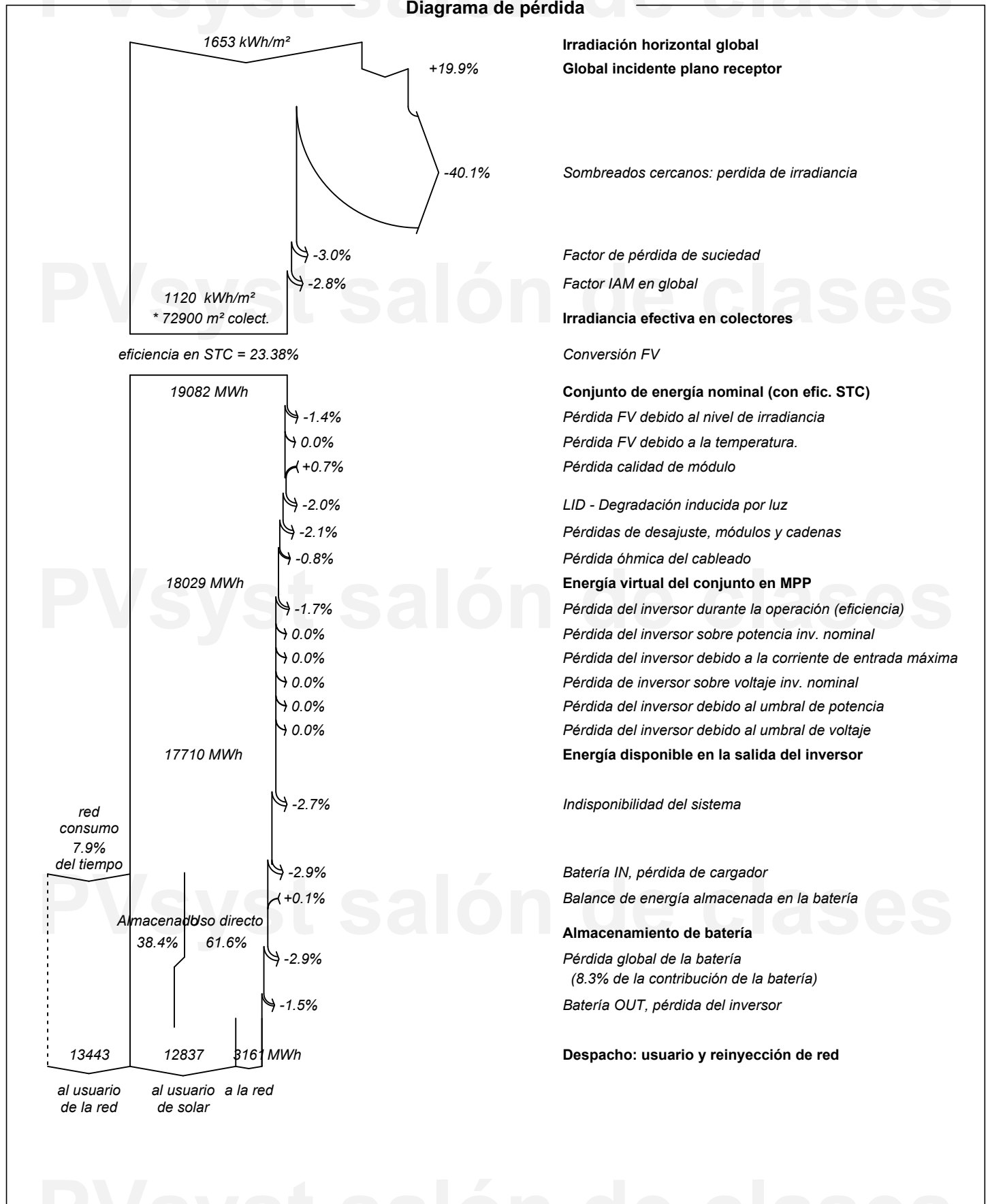


## PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

## Diagrama de pérdida





PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:

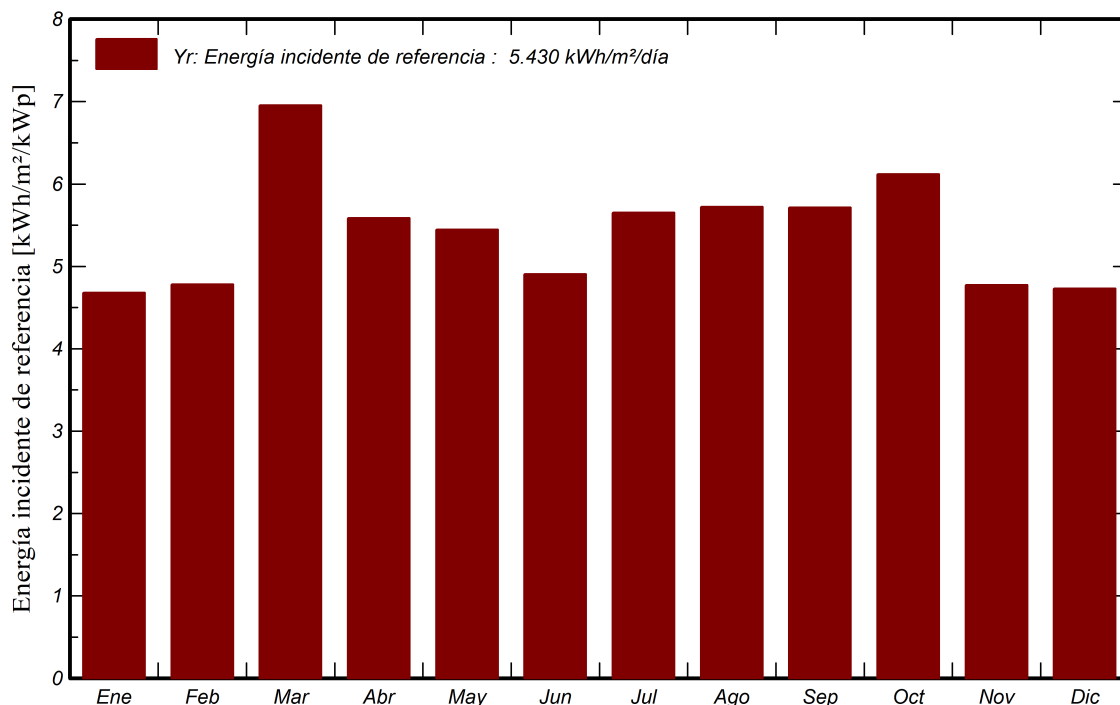
18/09/25 00:01

con V8.0.15

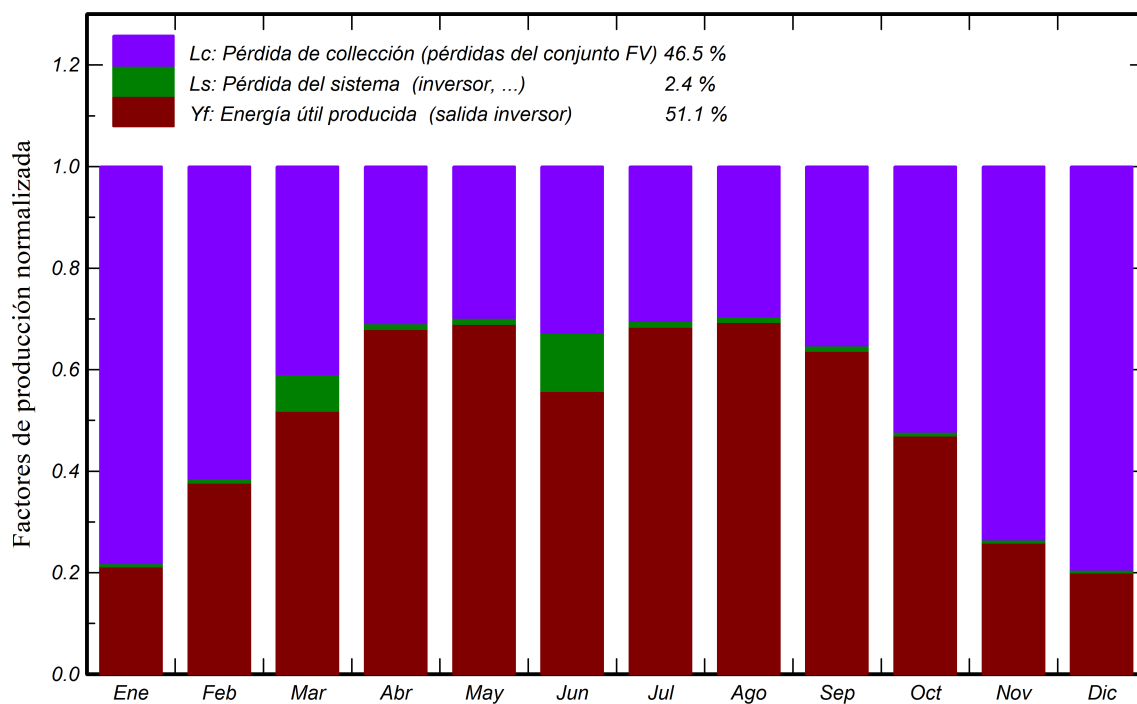
Universidad Europea (Spain)

### Gráficos predefinidos

Energía incidente de referencia en el plano colector



Producción normalizada y factores de pérdida





PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:

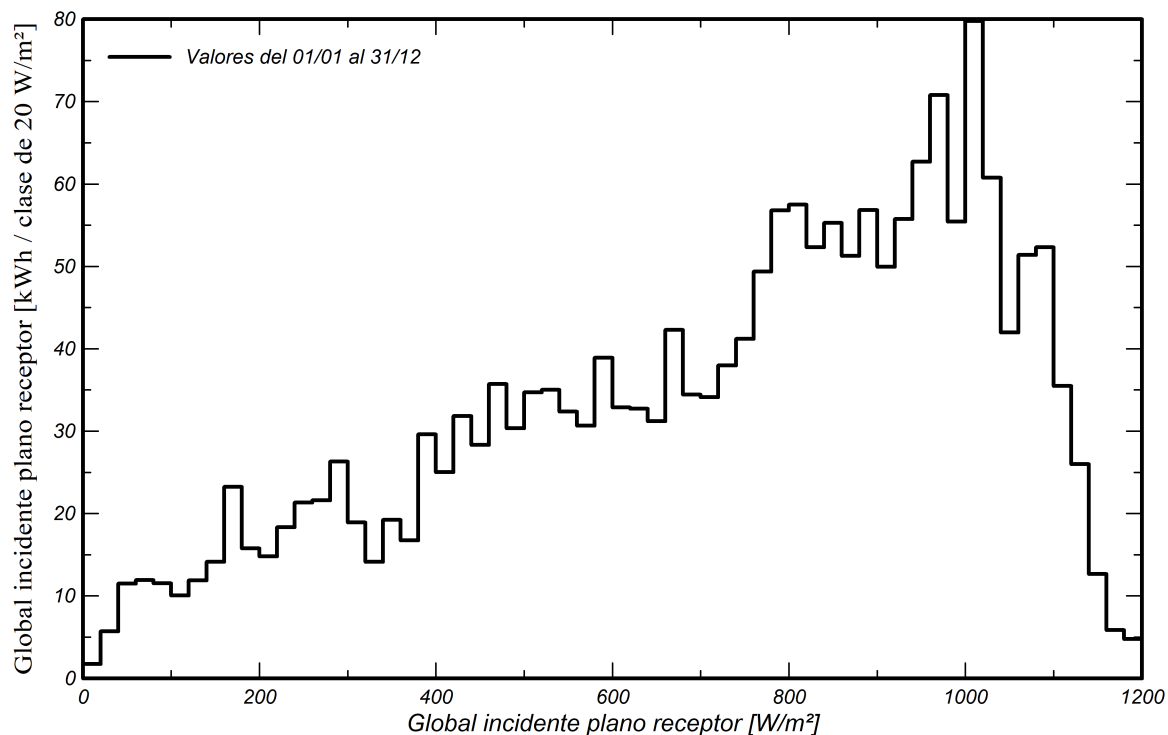
18/09/25 00:01

con V8.0.15

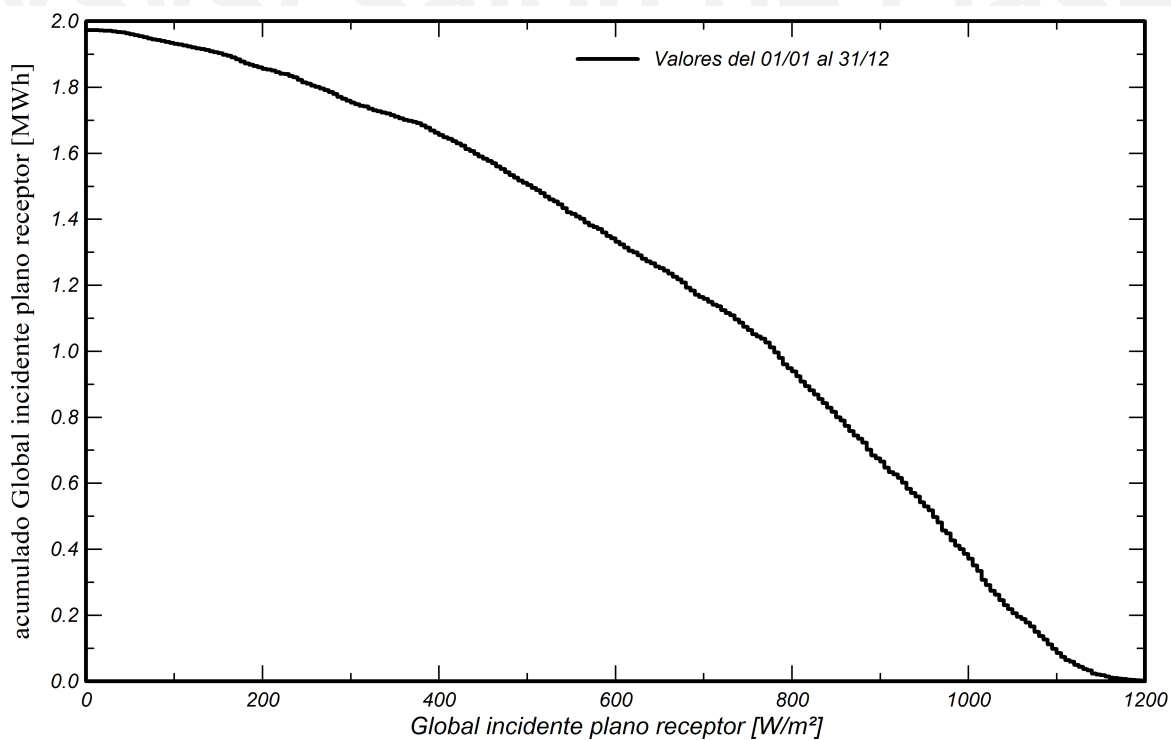
Universidad Europea (Spain)

### Gráficos predefinidos

#### Distribución de irradiación incidente



#### Distribución acumulativa de la irradiación incidente





PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:

18/09/25 00:01

con V8.0.15

Universidad Europea (Spain)

### Gráficos predefinidos

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

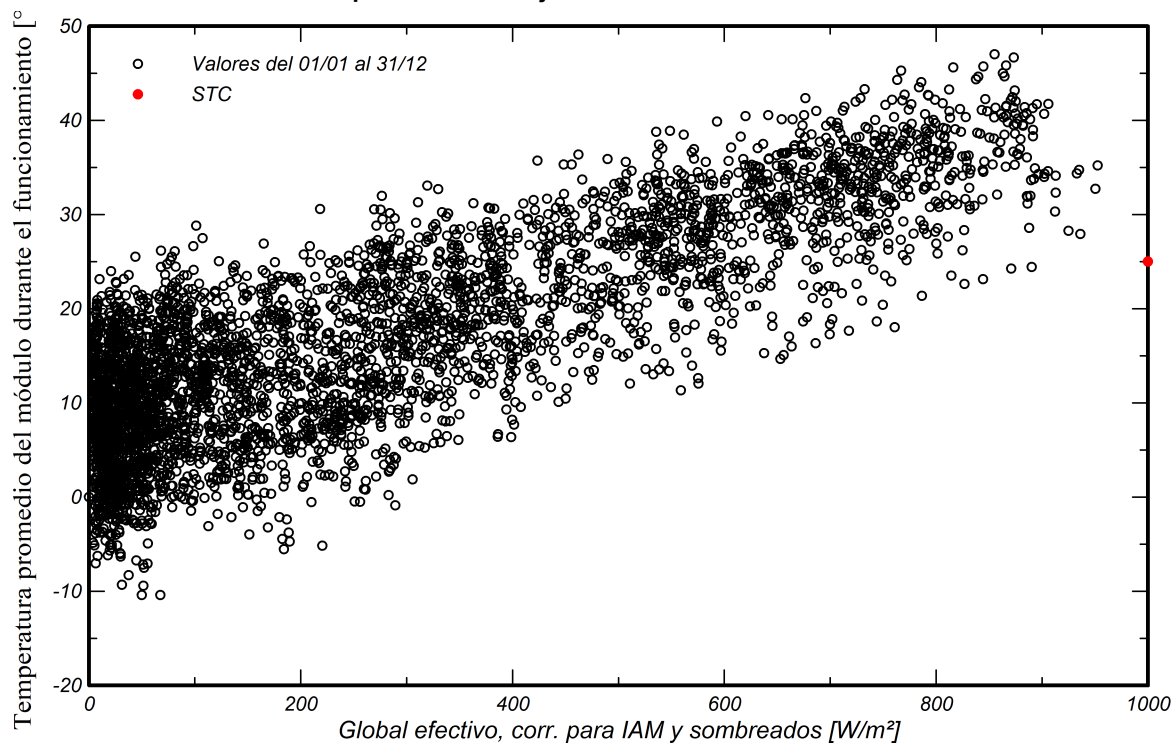
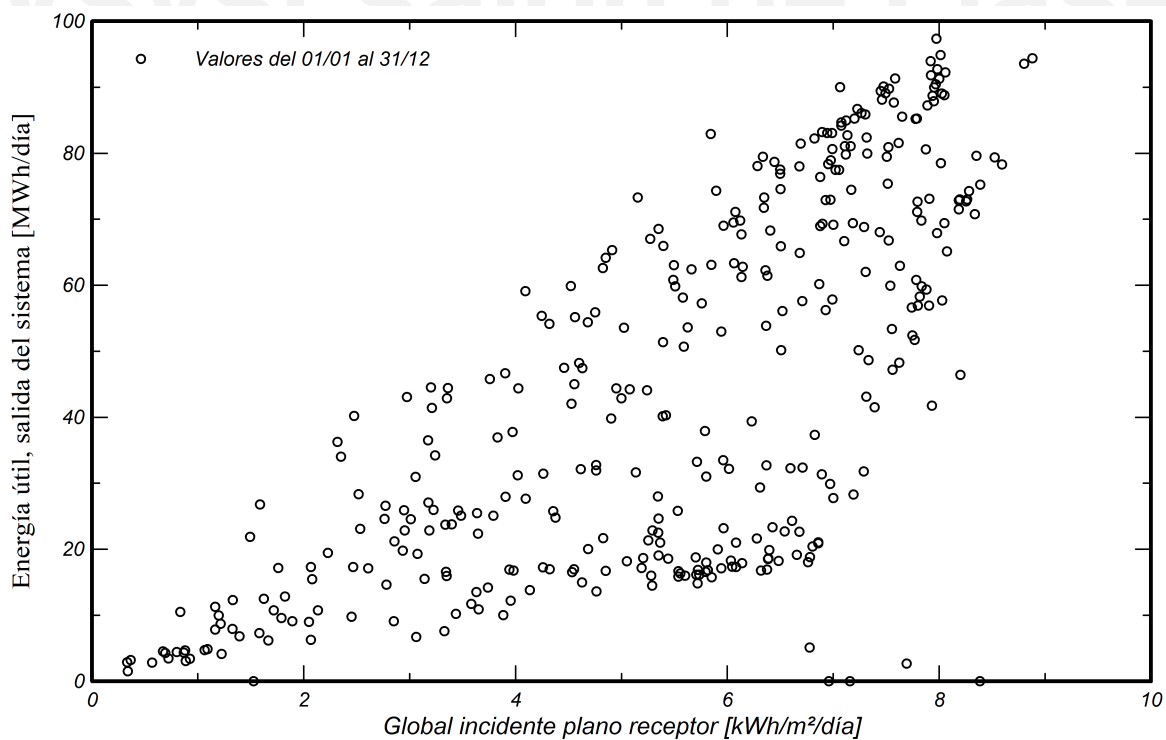


Diagrama entrada/salida diaria





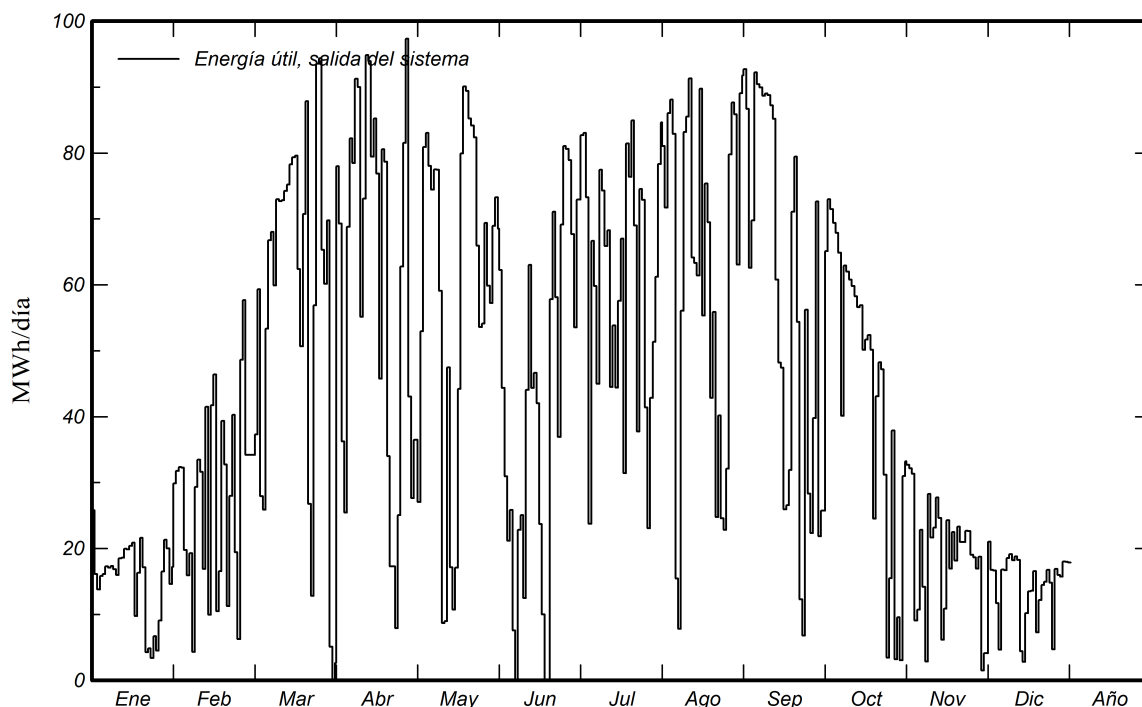
PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

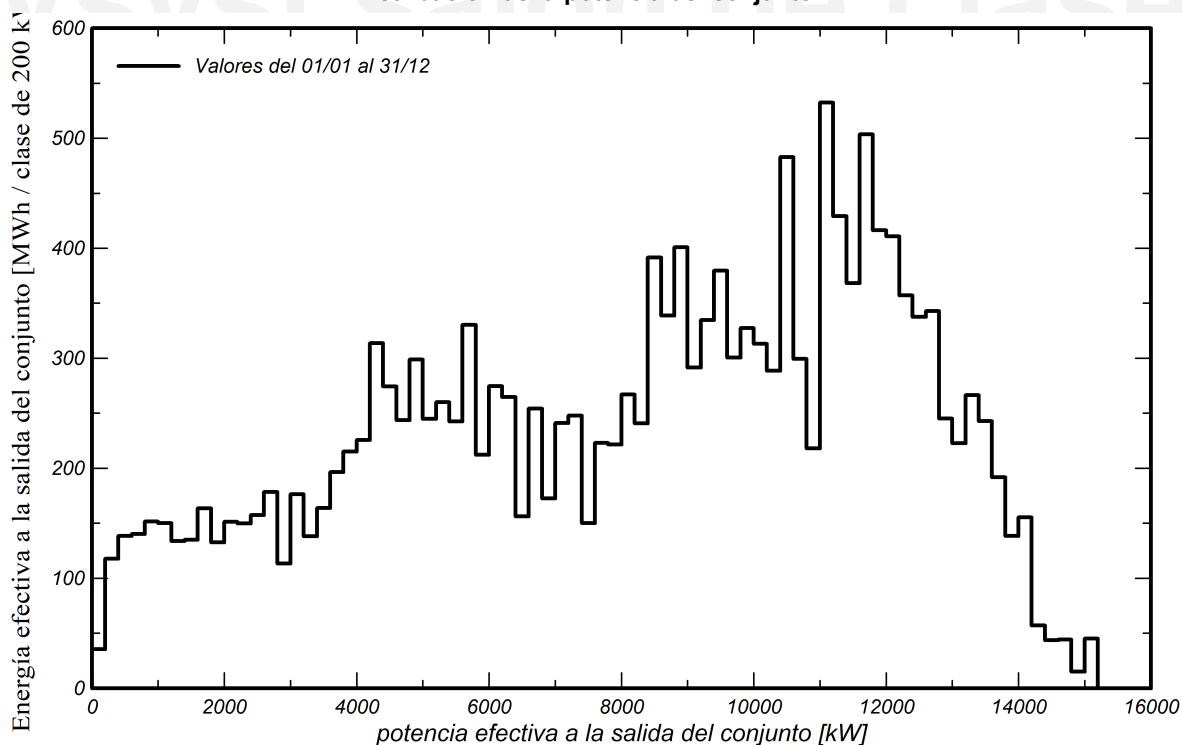
Universidad Europea (Spain)

### Gráficos predefinidos

Energía diaria a la salida del sistema



Distribución de la potencia del conjunto







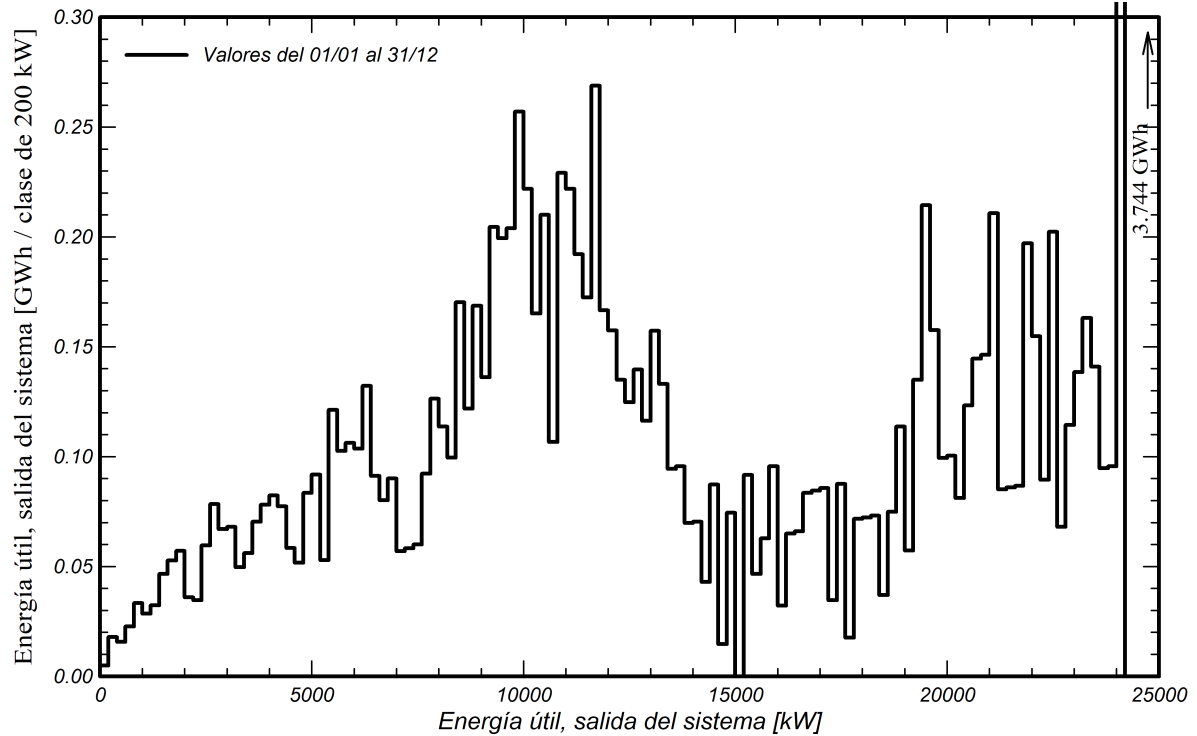
PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

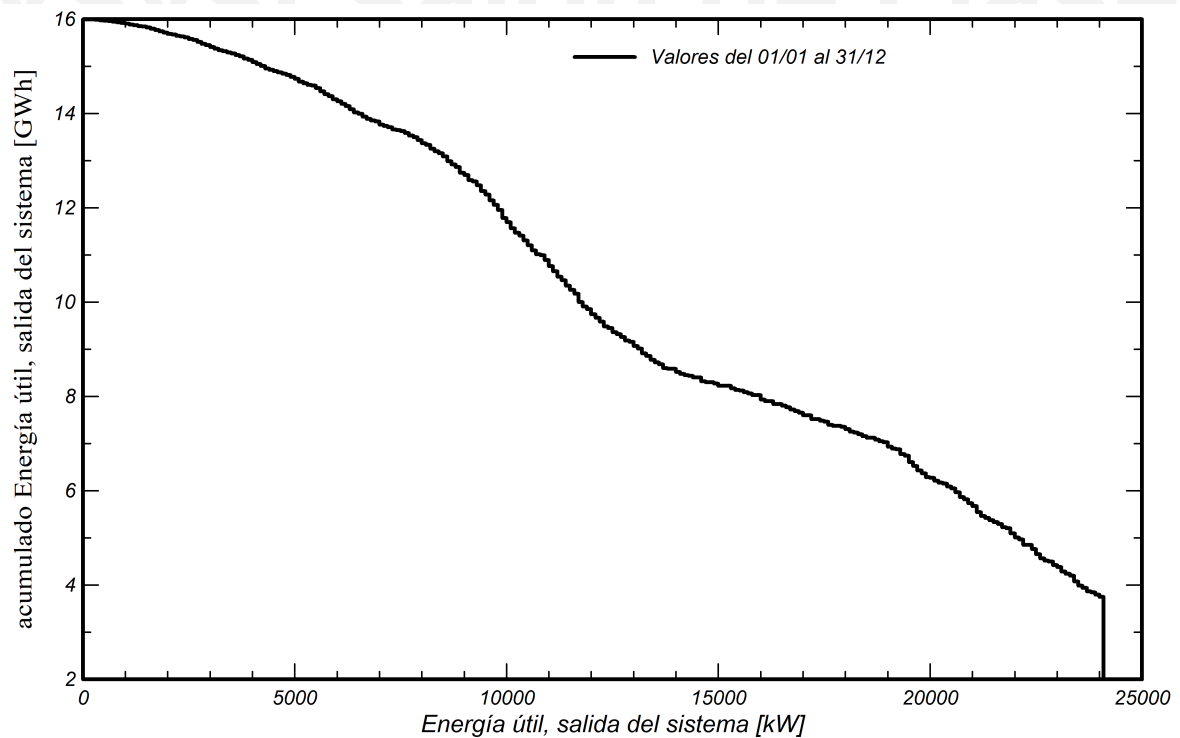
Universidad Europea (Spain)

### Gráficos predefinidos

Distribución de potencia de salida del sistema



Distribución acumulativa de la potencia de salida del sistema





PVsyst V8.0.15

VC0, Fecha de simulación:

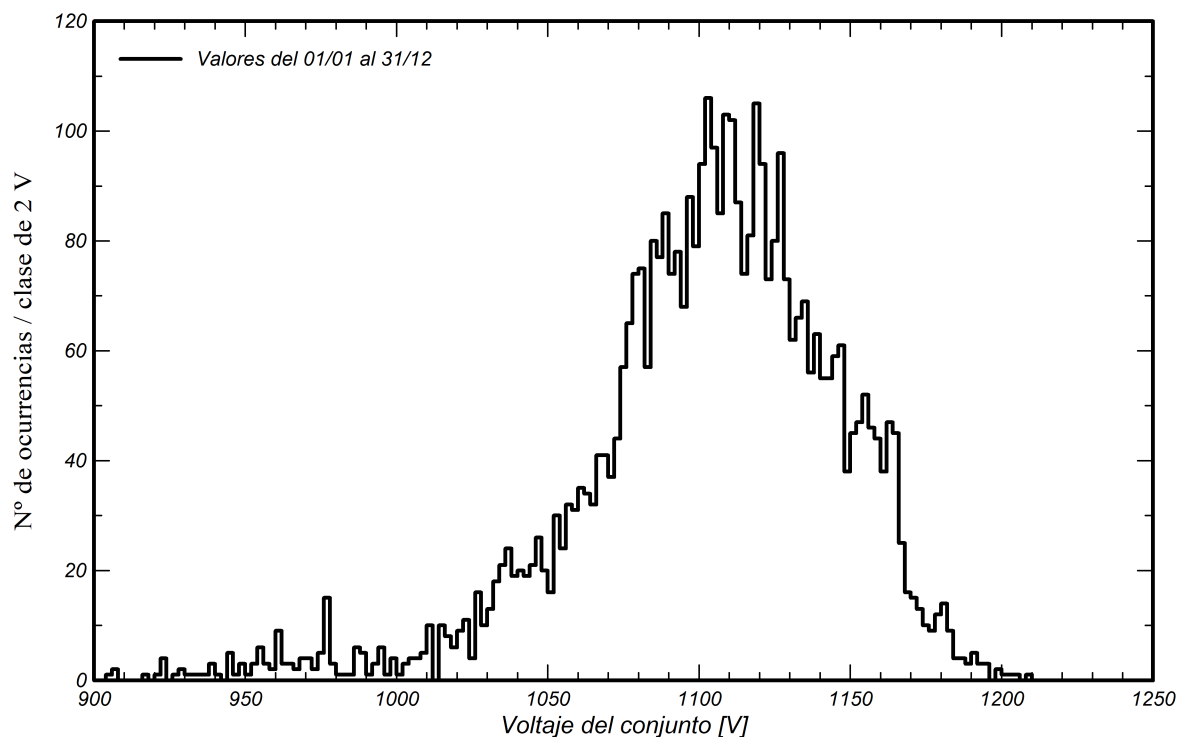
18/09/25 00:01

con V8.0.15

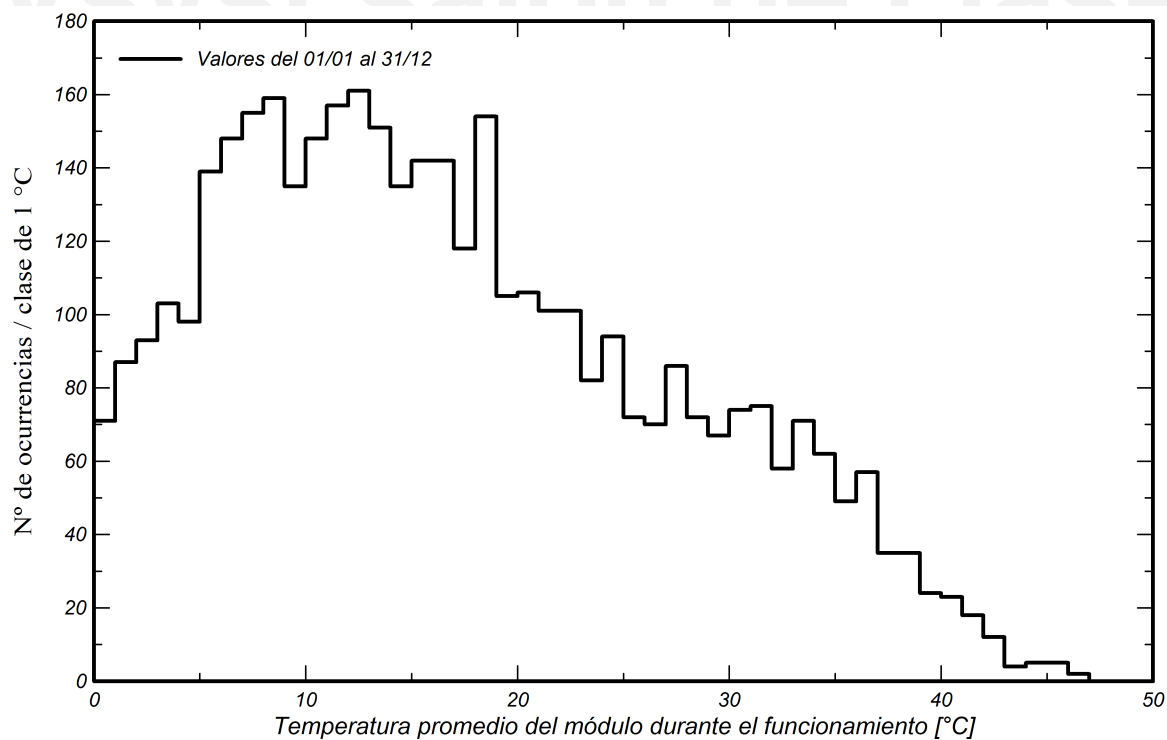
Universidad Europea (Spain)

### Gráficos predefinidos

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución

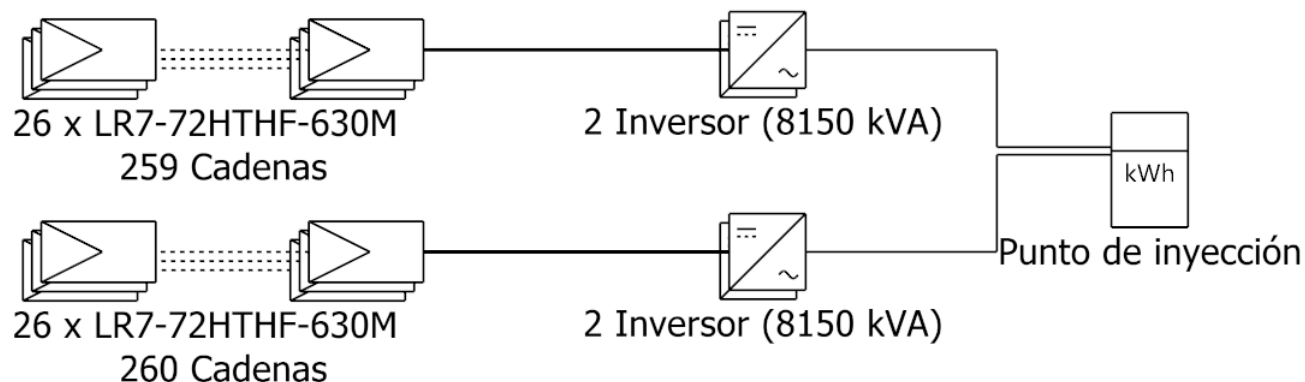




**PVsyst V8.0.15**

VC0, Fecha de simulación:  
18/09/25 00:01  
con V8.0.15

# Diagrama unifilar



Módulo PV	LR7-72HTHF-630M
Inversor	FreeSun FS4390K HEMK 690V
Cadena	26 x LR7-72HTHF-630M

## 6. BIBLIOGRAFÍA

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. [www.idae.es](http://www.idae.es)

Ministerio de Agricultura, P. y A. (2025). *Red de estaciones meteorológicas del SiAR*.

Ministerio de Ambiente. (2006). *Embalse de Llauset*.

PVsyst SA. (2025). *PVsyst. Software de diseño y simulación para sus sistemas fotovoltaicos* (Versión 8.0).  
<https://www.pvsyst.com>

Red Eléctrica de España. (2025). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica - Nacional*. [www.ree.es](http://www.ree.es).