



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Estudio energético sobre la nueva instalación
fotovoltaica instalada en el Hospital
Universitario Rio Hortega de Valladolid**

Autor:

Gutiérrez Martín, Antonio

Tutores:

**Duque Pérez, Óscar
Dep. de Ingeniería Eléctrica**

Valladolid, Julio 2024





Resumen

El presente Trabajo Fin de Grado consiste en el proyecto técnico de una instalación de placas fotovoltaicas para autoconsumo montada en el Hospital Universitario Río Hortega de Valladolid. La instalación ofrece una potencia de 1035 kWp proporcionando aproximadamente un 10% del consumo anual del hospital.

Se estudiará la instalación mediante una simulación con PVsyst teniendo en cuenta las cubiertas y orientaciones de los paneles para estimar la producción de energía anual.

Palabras Clave

Autoconsumo, Energía Fotovoltaica, Energía Renovable, Hospital, Conexión a red

Abstract

This Final Degree Project consists of the technical design of a photovoltaic panel installation for self-consumption at the Rio Hortega University Hospital in Valladolid. The installation provides a capacity of 1035 kWp, supplying approximately 10% of the hospital's annual consumption.

The installation will be studied using a simulation with PVsyst, taking into account the rooftops and orientations of the panels to estimate the annual energy production.

Keywords:

Self-consumption, Photovoltaic Energy, Renewable Energy, Hospital, grid connection.





Índices

Resumen	3
Palabras Clave	3
Índices.....	5
1.Introducción.....	7
1.1Contexto y relevancia	7
1.1.1 Las energías renovables en el contexto actual.	7
1.1.2 Necesidad de reducir el consumo energético en los hospitales.	8
1.1.3 Ventajas de la implantación fotovoltaica para el autoconsumo.....	9
1.2 Situación del hospital.....	10
1.2.1 Hospital Universitario Río Hortega en Valladolid	10
1.2.2 La implantación de paneles fotovoltaicos	11
2. Marco Teórico	13
2.1 Tecnología Solar Fotovoltaica	13
2.1.1 Principios de funcionamiento	13
2.1.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas	14
2.2 Autoconsumo Energético.....	17
2.2.1 Definición de concepto	17
2.2.2 Modalidades de Autoconsumo	18
2.3 Marco regulatorio	19
2.3.1 Normativa	19
3. Metodología	21
3.1 Descripción de la instalación	21
3.1.1. Paneles Fotovoltaicos.....	22
3.1.2 Sistemas de Anclaje	23
3.1.3 Cableado	25
3.1.4 Protecciones de CC.....	26
3.1.5 Protecciones de CA.....	27
3.1.6 Inversores.....	27
3.1.7 Elementos de control.....	30
3.2 Estudio de la producción Anual.....	31
3.2.1 Metodología de estudio con PVSyst	31
3.2.2 Generación teórica anual.....	33
3.2.3 Datos reales de la instalación	37

Conclusiones	39
Bibliografía	41
ANEXOS	43

Índice de imágenes.

Imagen 1 Fuente: Google Earth	10
Imagen 2 Foto de la instalación tomada en la cubierta 13 de la zona industrial	11
Imagen 3 Foto de los paneles de la cubierta 4 de los bloques.....	12
Imagen 4 Imagen explicativa. Fuente [1]	13
Imagen 5 Esquema visual de una instalación fotovoltaica aislada. [7]	14
Imagen 6 Esquema visual de una instalación fotovoltaica conectada a red [7]	15
Imagen 7 Esquema Visual de una instalación de autoconsumo conectado a red [7]	16
Imagen 8 Esquema. Fuente [2]	17
Imagen 9 Imagen de satélite con el nombre de las cubiertas	21
Imagen 10 Imagen de la placa solar JAM72-S20-455-MR fuente: Catalogo.	22
Imagen 11. Foto de la fijación triangular de hormigón en la cubierta 14	23
Imagen 12 Esquema del montaje del perfil sobre correas.....	23
Imagen 13 Foto del montaje de los perfiles en cubierta sin placas fotovoltaicas	24
Imagen 14 Imagen del cable H1Z2Z2-K Fuente: [3]	25
Imagen 15 Foto de un cuadro de fusibles en la zona hospitalaria.....	26
Imagen 16 Imagen del montaje de la instalación. Fuente: PVsyst.....	31
Imagen 17 Resumen de la instalación. Fuente: PVsyst	32
Imagen 18 Datos de producción Fuente: PVsyst.....	33
Imagen 19 Grafica Potencia/ Irradiancia	33
Imagen 20 Rendimientos por meses. Fuente PVsyst.	34
Imagen 21 Diagrama de perdidas. Fuente: PVsyst	35

Índice de tablas

Tabla 1 Características JAM72-S20-455-MR	22
Tabla 2 Características Inversor SF110CX-P2.....	28
Tabla 3 Características Inversor SF50CX-P2.....	29
Tabla 4 Orientaciones e inclinaciones de los diferentes paneles de la instalación ...	32
Tabla 5 Datos de producción de la simulación. Fuente PVsyst	36
Tabla 6 Datos de consumo: Fuente de la distribuidora	37
Tabla 7 Datos de la aplicación de ISolarCloud.....	37

1.Introducción

1.1Contexto y relevancia

1.1.1 Las energías renovables en el contexto actual.

En la actualidad el uso de las energías renovables está tomando importancia debido a diversas razones como:

La lucha contra el cambio climático: Las energías renovables como la fotovoltaica, la eólica, la hidroeléctrica... son fuentes de energía limpia que no emiten gases de efecto invernadero. España ha establecido compromisos internacionales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, firmado en el **acuerdo de Paris***

Seguridad energética: El uso de las energías renovables hace que la dependencia de los recursos energéticos no renovables como el petróleo y el gas se reduzca, promoviendo la autonomía energética. Además, la diversificación de producción de energía hace que los precios internacionales y conflictos geopolíticos afecten menos al mercado propio.

Todo ello acompañado de los avances tecnológicos esta haciendo que el coste de estas energías se vuelva más accesible para todos los públicos.

Las energías renovables aportan energía a zonas donde la red eléctrica tiene complicado acceso, o tiene un coste elevado. Proporcionan una alternativa económica y viable en ciertos casos.

*Acuerdo de Paris:

El objetivo del acuerdo de París es limitar el calentamiento mundial por debajo de 2 grados en comparación con los niveles preindustriales

Para alcanzar ese objetivo los países de proponen un máximo de emisiones de efecto invernadero.

[6] El acuerdo de París es un hito porque se unen todos los países por una causa común

1.1.2 Necesidad de reducir el consumo energético en los hospitales.

Los hospitales son centros donde se trabaja 24 horas al día, 7 días a la semana, siendo grandes consumidores de energía debido a la cantidad de máquinas y aparatos médicos que tienen que estar funcionando de manera continua.

Desde un punto de vista económico, la energía puede suponer un gran gasto para los hospitales, pudiendo limitar el gasto para otras necesidades de mantenimiento o mejoras en los hospitales.

La reducción de consumo energético en los hospitales genera beneficios para el medio ambiente, ayudando a mejorar la calidad del aire, y posicionando a los hospitales en el top de la lucha contra el cambio climático.

Para alcanzar estos objetivos es imprescindible que se intente optimizar el consumo de los sistemas de calefacción y aire acondicionado, en torno a un 40% de la energía la consumen estas máquinas. La aparatación médica más moderna que incluye un certificado de eficiencia energética mayor, también ayuda a reducir el consumo en los hospitales, el consumo de estas máquinas se estima en un 30% del gasto energético de los hospitales. La iluminación, implementando cambios como el apagado por luminosidad y la iluminación led también optimiza el gasto, que se estima de un 20%. El resto del gasto energético se achaca a lavanderías, gasto informático, calefactores de agua, etc...

La sensibilización y la educación del personal sobre la importancia del ahorro energético son esenciales para conseguir que todas las medidas mencionadas anteriormente tengan éxito.



1.1.3 Ventajas de la implantación fotovoltaica para el autoconsumo.

La energía solar fotovoltaica surge como una alternativa viable y sostenible para reducir el consumo energético. La instalación de paneles fotovoltaicos en los hospitales presenta una serie de ventajas que van más allá del ahorro económico, pues fomenta la independencia energética: la generación de energía solar fotovoltaica dentro de un hospital podría implicar la continuidad de suministro en caso de emergencia para determinadas zonas críticas del hospital.

La instalación de paneles en un hospital mejora su imagen de cara a la lucha contra el cambio climático y la sostenibilidad. Posiciona al hospital como un centro de atención médica modelo y comprometido con el medio ambiente.

El mantenimiento de los paneles fotovoltaicos es mínimo, lo que ayuda a su amortización más temprana.

1.2 Situación del hospital

1.2.1 Hospital Universitario Río Hortega en Valladolid

El Hospital Universitario Río Hortega de Valladolid es un centro de referencia en la medicina dentro de Castilla y León, inaugurado en 2009 cuenta con amplias instalaciones y tecnología avanzada, como los vehículos de guiado automático AGV, para el desplazamiento de residuos y lavandería, como rutas de logística.

El hospital cuenta con una amplia superficie 141.598,95 m² construida con pocos niveles de altura, lo que a la hora de colocar paneles fotovoltaicos favorece la potencia que se puede llegar a instalar debido a sus grandes cubiertas.



Imagen 1 Fuente: Google Earth

1.2.2 La implantación de paneles fotovoltaicos

Debido a la cantidad de superficie y al auge de las energías renovable, con las mejoras de rendimiento tanto en los paneles como en los inversores, la instalación de paneles en el hospital es una opción más que viable económica y energéticamente hablando.

La instalación intenta aprovechar el máximo de superficie sin buscar la orientación ni la inclinación óptima para maximizar la potencia a instalar.

Se estima que la instalación fotovoltaica puede suministrar un 10% de la energía consumida de media en un día.



Imagen 2 Foto de la instalación tomada en la cubierta 13 de la zona industrial



Imagen 3 Foto de los paneles de la cubierta 4 de los bloques

2. Marco Teórico

2.1 Tecnología Solar Fotovoltaica

2.1.1 Principios de funcionamiento

El efecto fotovoltaico en el cual se basa esta tecnología consiste en un proceso en el cual un material semiconductor, normalmente silicio genera electricidad al ser expuesto a la luz solar. Cuando la luz solar incide en las células fotovoltaicas, los fotones excitan los electrones del material semiconductor creando un flujo de energía eléctrica. Esa corriente producida en corriente continua puede utilizarse directamente en DC o ser convertida en corriente continua AC para su transporte o para el consumo en esta energía. [5].

La generación de energía de los paneles fotovoltaicos depende entre otras cosas de la orientación de los paneles, la inclinación de estos, las sombras que se puedan producir, así como la nubosidad del día en el que la energía se esté produciendo.

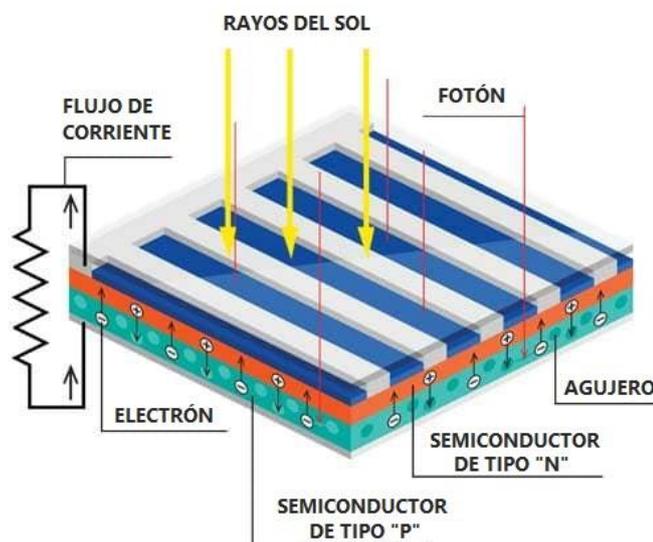


Imagen 4 Imagen explicativa. Fuente [1]

2.1.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas

2.1.2.1 Instalación Fotovoltaica Aislada

En este tipo de instalaciones tiene vital importancia el acumular la energía para cuando no se genera la energía que se está consumiendo en el mismo instante o para las horas donde no hay energía solar, por las noches, por ejemplo.

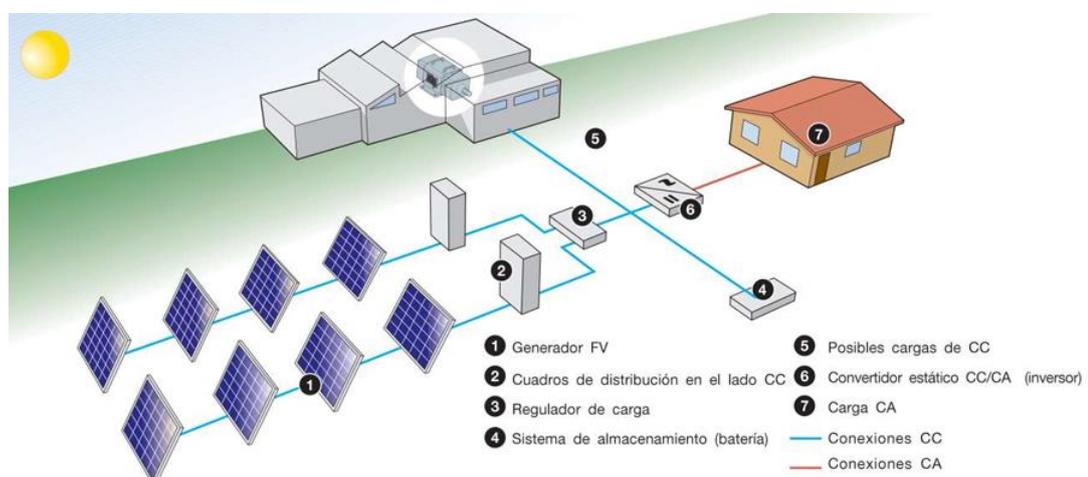


Imagen 5 Esquema visual de una instalación fotovoltaica aislada. [7]

2.1.2.2 Instalación Fotovoltaica conectada a Red

Este tipo de instalaciones tiene el funcionamiento más sencillo, funciona como una central de energía convencional sin tener el costo de la materia prima, y dependiendo directamente de las condiciones climáticas.

El funcionamiento de estas instalaciones consta de la producción de energía, la conversión a AC, la elevación a alta tensión, y el vertido a la red de media o alta según la instalación.

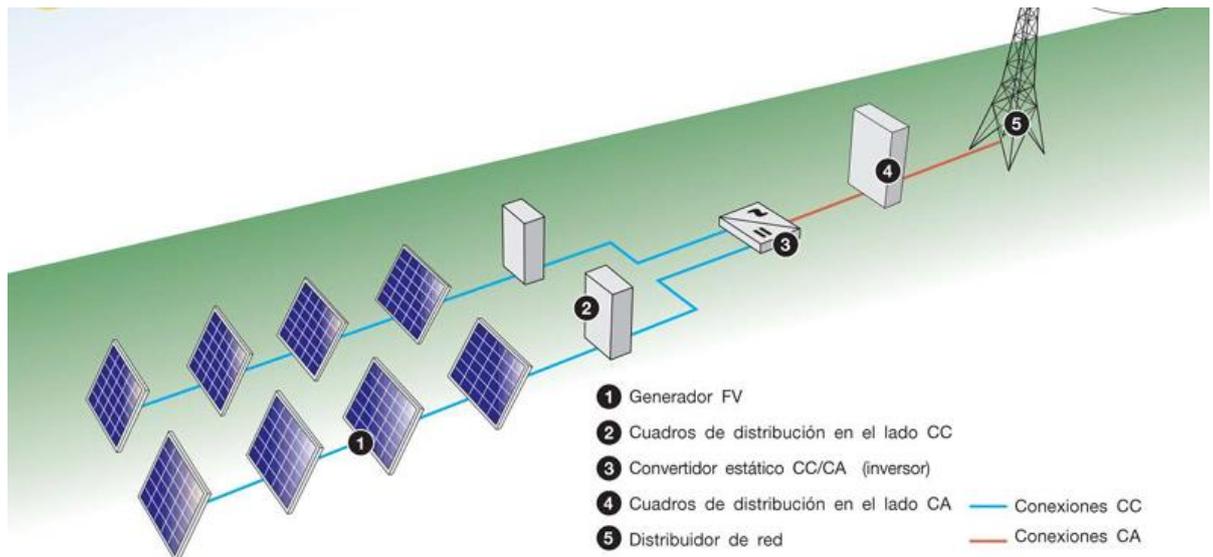


Imagen 6 Esquema visual de una instalación fotovoltaica conectada a red [7]

2.1.2.3 Instalaciones conectadas a la red de Autoconsumo

En este tipo de instalaciones la producción energética no aporta la cantidad de energía que se consume, y ésta se suministra directamente desde la red eléctrica.

En este caso, si la producción de energía fuera superior al consumo dentro de la instalación, se podría verter a la red obteniendo algún tipo de compensación económica por parte de la suministradora.

Este tipo de instalación es el que se instala en el Hospital Universitario Río Hortega. Siendo la energía para producir por las placas en torno al 10% del consumo anual eléctrico

El concepto de autoconsumo se define más adelante.

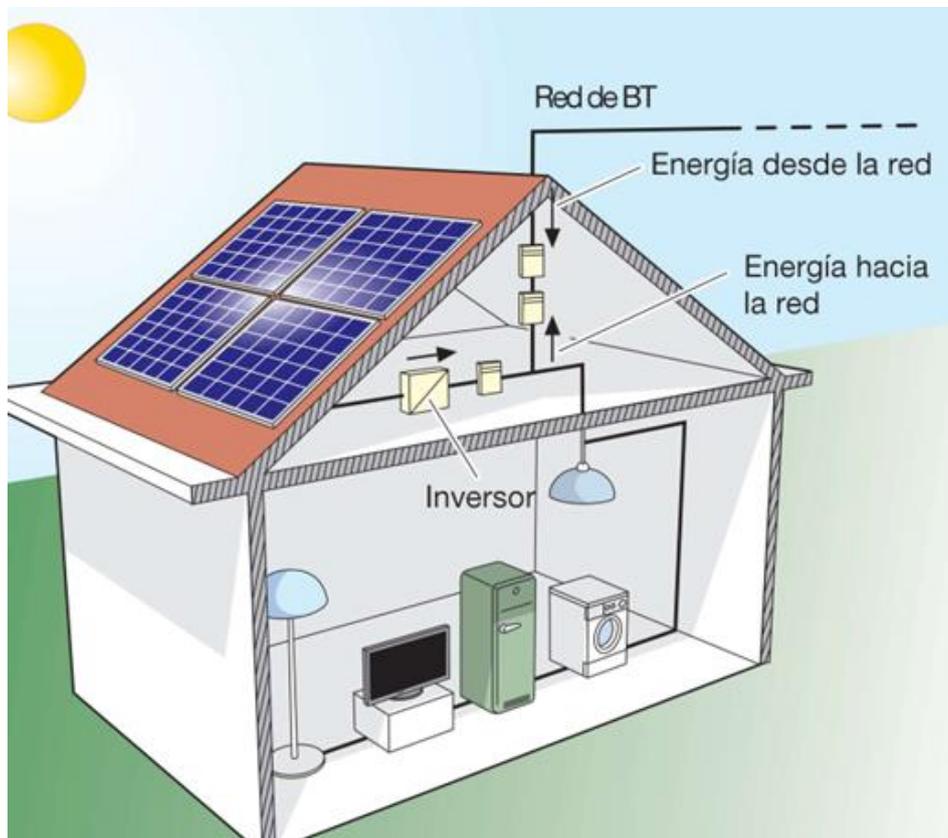


Imagen 7 Esquema Visual de una instalación de autoconsumo conectado a red [7]

2.2 Autoconsumo Energético

2.2.1 Definición de concepto

El autoconsumo energético se define como la generación y utilización de la energía por parte del mismo productor y consumidor.

En el caso de la generación de energía, esta se puede producir de diversas maneras, como de manera eólica, por aerotermia, por paneles térmicos, paneles fotovoltaicos, etc.

En nuestro caso, la producción energética se lleva a cabo mediante la instalación de paneles fotovoltaicos, reduciendo el consumo del hospital de la energía que se consume de la red.



Imagen 8 Esquema. Fuente [2]



2.2.2 Modalidades de Autoconsumo

El autoconsumo puede presentarse de diferentes maneras:

- Sin excedentes:

Toda la energía que se produce en la instalación se consume en la propia instalación. Este tipo de instalaciones no precisa de sistemas de almacenamiento. Puede estar además conectado a red para continuar con el suministro cuando la producción de energía no sea suficiente.

- Con excedentes:

- Con acumulación:

El excedente de energía se acumula en baterías para cuando sea necesaria esa energía a mayores poder utilizarla.

- Sin acumulación:

El excedente de energía se vierte a la red. Es necesario que el sistema esté conectado a la red. O en caso de no estarlo, que algún sistema de regulación desconecte la producción de energía.

2.3 Marco regulatorio

2.3.1 Normativa

- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre:** Establece el marco normativo para las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, regulando todas las actividades relacionadas con el sector eléctrico.
- **Real Decreto 614/2001, de 8 de junio:** Define las disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, en el contexto de la Prevención de Riesgos Laborales, y establece especificaciones técnicas para la seguridad en el trabajo con electricidad.
- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto:** Aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), detallando las condiciones técnicas y garantías que deben cumplir las instalaciones eléctricas conectadas a suministro de baja tensión para asegurar la seguridad de usuarios y equipos.
- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto:** Aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, estableciendo un sistema de medida homogéneo y efectivo para el tránsito de energía entre distintas actividades eléctricas, y definiendo los derechos y obligaciones de los sujetos en relación con la medición y control de calidad del suministro.
- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico:** Regula el sector eléctrico con el objetivo de garantizar un suministro adecuado a las necesidades de los consumidores, considerando aspectos de seguridad, calidad y eficiencia. Enfocada en la generación y suministro eléctrico, incluyendo la energía fotovoltaica.
- **Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre:** Establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, asegurando la adecuada prestación del servicio y definiendo los criterios económicos para los pagos a las entidades distribuidoras.



- **Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo:** Aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. Establece las normas para la seguridad de instalaciones de alta tensión, protegiendo a las personas y bienes, y facilitando la adaptación a aumentos de carga.
- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:** Regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, incluyendo la energía solar fotovoltaica en el subgrupo b.1.1, estableciendo el régimen jurídico y económico para estas actividades.
- **Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre:** Regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Introdujo el "Impuesto al Sol", posteriormente derogado.
- **Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo:** Regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos, estableciendo procedimientos de evaluación y requisitos de protección para asegurar la compatibilidad y funcionamiento en el mercado interior de la UE.
- **Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre:** Deroga casi en su totalidad el RD 900/2015, eliminando el "Impuesto al Sol", y establece medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril:** Desarrolla normativamente el RDL 15/2018, regulando las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto 23/2020, de 23 de junio:** Aprueba medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, fomentando la producción de electricidad mediante fuentes renovables.
- **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre:** Establece los criterios y procedimientos para la solicitud y obtención de permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica por parte de productores, transportistas, distribuidores, consumidores y titulares de almacenamiento, proporcionando un marco legal claro para estas actividades.

3. Metodología

3.1 Descripción de la instalación



Imagen 9 Imagen de satélite con el nombre de las cubiertas

La instalación consta de 2274 paneles conectados a 10 inversores DC/AC de los cuales 7 son de 110kW de potencia y 3 de 50 kW de potencia.

Los paneles se orientan según las cubiertas intentando optimizar el espacio para obtener la máxima potencia, aunque el rendimiento no llegue a ser óptimo.

3.1.1. Paneles Fotovoltaicos

Los módulos instalados presentan una construcción robusta gracias a su marco de aluminio anodizado. La parte frontal tiene un vidrio templado antirreflector con bajo contenido en hierro. Las dimensiones de cada panel son 2120 mm x 1052 mm x 40 mm y un peso de 24.6kg. La superficie a ocupar por la instalación aumenta hasta los 5641,05 m².

Características Físicas	JAM72-S20-455-MR
Características eléctricas (STC)	455 W
Potencia nominal (W)	455
Tensión en circuito abierto (V)	49,90
Corriente de cortocircuito (A)	11,41
Tensión en punto de máxima potencia (V)	41,8
Corriente en punto de máxima potencia (A)	10,88
Tensión máxima del sistema (V)	1000

Tabla 1 Características JAM72-S20-455-MR



Imagen 10 Imagen de la placa solar JAM72-S20-455-MR fuente: Catalogo.

3.1.2 Sistemas de Anclaje

3.1.2.1 Fijación triangular de hormigón:

La fijación de los paneles de las cubiertas 1,2,3,4,13 y 14, se hace mediante bloques triangulares de hormigón. El hormigón no se encuentra anclado a la superficie, siendo el peso el responsable de soportar todos los esfuerzos.



Imagen 11. Foto de la fijación triangular de hormigón en la cubierta 14

3.1.2.2 Fijación triangular de aluminio sobre correas.

La fijación triangular de aluminio fijada con correas con 15° se pone en la zona industrial en las cubiertas 15, 16 y 17, que ya disponen de un 2° de inclinación por lo que el montaje final se hace con 17° . El azimut es -120° y 60°



Imagen 12 Esquema del montaje del perfil sobre correas

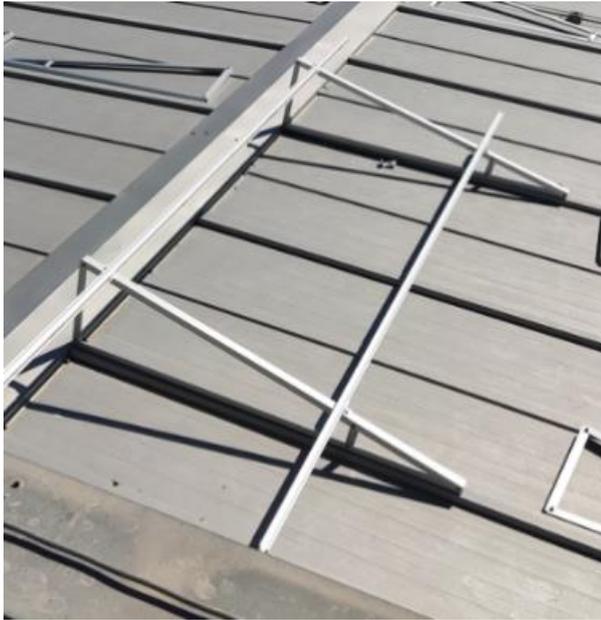


Imagen 13 Foto del montaje de los perfiles en cubierta sin placas fotovoltaicas

3.1.2.3 Fijación coplanar.

La fijación coplanar se dispone en las cubiertas 5,6,7,8,9,10,11 y 12. Aquí es donde se disponen la mayoría de las placas de la instalación de la parte de hospitalización. Alguna de las cubiertas tiene sombreados por lo que las cubiertas no están completas al 100%.

3.1.3 Cableado

El conductor empleado para toda la instalación en corriente continua es del tipo XLPE denominado comercialmente como cable solar H1Z2Z2-K (XLPE) Cu 1,8kV.



Imagen 14 Imagen del cable H1Z2Z2-K Fuente: [3]

Los conductores empleados en la instalación de baja tensión en la parte de alterna serán RZ1-K (AS) para los circuitos que van desde los inversores al punto de conexión en el embarrado de los cuadros CGBT.

3.1.4 Protecciones de CC

3.1.4.1 Fusibles

Los fusibles deben ser de una tensión de 1.000V de tipo GPV, una curva específica para instalaciones fotovoltaicas y preparados para la corriente continua.

La corriente máxima por string en todo el campo fotovoltaico descrito es de 11,41 A por lo que el fusible debe ser de 16 A mínimo.



Imagen 15 Foto de un cuadro de fusibles en la zona hospitalaria.

3.1.4.2 Descargador de sobretensión

Teniendo en cuenta que existe una Jaula de Faraday como sistema de protección contra descargas atmosféricas se instalan descargadores de tensión Tipo I. Los Inversores propuestos, SMA, incorporan descargadores de sobretensión tipo 2.

3.1.5 Protecciones de CA

Se instalan interruptores generales magnetotérmicos de accionamiento manual, tipo tetrapolar para el inversor, con una intensidad de cortocircuito superior a la del punto de conexión.

El cuadro de protección de corriente alterna del inversor al punto de conexión, está compuesto por:

- 1 Interruptor automático de calibre y poder de corte a determinar en cálculos para la línea de vertido del inversor hasta el punto de conexión. (Ver detalles para cada inversor en el Anexo II de Cálculos Eléctricos)
- 1 Relé diferencial con sensibilidad de 300 mA, con toroidal cerrado, para instalación en perfil DIN.
- 1 Descargador de sobretensiones **Tipo 1**, por encontrarnos con un sistema de protección contra descargas atmosféricas tipo Jaula de Faraday, para la línea de vertido del inversor junto al punto de conexión.
- Regleta de puesta a tierra.

La carcasa de los equipos será de policarbonato y con grado de protección de al menos IP45.

Los inversores cuentan con protección automática para la conexión-desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red. Incorporan relés de enclavamiento accionados por variaciones de tensión.

3.1.6 Inversores

La instalación cuenta con 10 inversores en funcionamiento con las siguientes características:

En la zona industrial se dispondrán 3 inversores de 110 kW y uno de 50 kW. Mientras que en la zona hospitalaria se dispondrán 4 inversores de 110 kW y 2 de 50 kW.

Características Físicas	SF110CX-P2
N.º de elementos	7
Potencia nominal corriente alterna	110 kW
Potencia máxima corriente alterna	110 kW (cos=1)
Tensión continua máxima en circuito abierto	1100 V
Rango completo de MPPT	180-1000 V
Corriente de entrada máxima por MPP	26 A
Tensión nominal de CA	380 V
Número de MPPT/entradas por MPPT	12/2 (24)
Intervalo de frecuencia configurable	44-55 Hz (opcional 60 Hz)
Corriente nominal salida	159 A
Distorsión armónica	<3%
Rendimiento máximo	98,4 %
Rendimiento europeo	97,3 %
Protecciones internas	Interruptor de entrada de CC, Protección contra islas eléctricas, Protección contra sobrecorriente de salida, Protección contra la polaridad invertida de entrada, Protección contra sobretensión de CC (Tipo II), Protección contra sobretensión de CA (Tipo II), Detección de resistencia de aislamiento.
Tª de servicio	-30°C a 60°C
Modo conexión en red de comunicación	Ethernet, RS485

Tabla 2 Características Inversor SF110CX-P2

La etapa de conversión CC/CA está compuesta por semiconductores IGBT de alto rendimiento que generan una onda sinusoidal pura de alta calidad y baja distorsión armónica, THD <3%.

Características Físicas	SF50CX-P2
Nº de elementos	1+2
Potencia nominal corriente alterna	50 kW
Potencia máxima corriente alterna	55 kW
Tensión continua máxima en circuito abierto	1100 V
Rango completo de MPPT	160-1000 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Tensión nominal de CA	380 V
Número de MPPT/entradas por MPPT	4/3 (12)
Intervalo de frecuencia configurable	44-55 Hz (opcional 60 Hz)
Corriente nominal salida	72 A
Distorsión armónica	<3%
Rendimiento máximo	98,4 %
Rendimiento europeo	97,3 %
Protecciones internas	Interrupción de entrada de CC, Protección contra islas eléctricas, Protección contra sobrecorriente de salida, Protección contra la polaridad invertida de entrada, Protección contra sobretensión de CC (Tipo II), Protección contra sobretensión de CA (Tipo II), Detección de resistencia de aislamiento.
Tª de servicio	-30°C a 60°C
Modo conexión en red de comunicación	Ethernet, RS485

Tabla 3 Características Inversor SF50CX-P2

3.1.7 Elementos de control

Los equipos encargados de la monitorización del sistema controlarán, tanto la gestión de la energía consumida y generada, para el caso de autoconsumo sin excedentes, como el sistema anti-vertido, ajustando la producción del campo fotovoltaico a los consumos momentáneos de la instalación de enlace. El modo de funcionamiento será el de autoconsumo sin excedentes.

De acuerdo al RD 15/2018 del 5 de octubre, para que la instalación se encuentre exenta de solicitar condiciones de acceso y conexión a la Compañía Distribuidora y de acuerdo con el Real Decreto 244/2019 para clasificar la instalación como “*Autoconsumo sin excedentes*”, ha de instalarse un dispositivo que garantice el vertido cero de la producción de la planta fotovoltaica a la red de BT a la que se conecta la instalación. Dicho dispositivo debe cumplir la Norma UNE 217001:2015 que garantiza el control de vertido de energía a redes exteriores.

El sistema de monitorización se compone de un equipo analizador de redes, que debe ser instalado en la celda de medida del Centro de Acometida y Seccionamiento de la instalación de MT del Hospital, y la interfaz Data Manager M, que se encarga de la supervisión, el control y la regulación de la potencia apta para la red y dirige la generación del conjunto de inversores.

El analizador en este proyecto es el PRISMA 310^a.

3.2 Estudio de la producción Anual

3.2.1 Metodología de estudio con PVSyst

Para la simulación se ha utilizado el PVSyst V7.4.7 en su versión de prueba de 30 días.

Para los cálculos de producción se han tomado los valores de radiación de una zona próxima, que aparece en la base de datos de *Meteonorm 8.1*. *Meteonorm* se apoya en observaciones de estaciones meteorológicas por todo el mundo y proporciona datos de irradiación horaria de todos los días del año sobre la superficie horizontal en Wh/m².

En el proyecto inicial se separaba la instalación de los paneles de los bloques de hospitalización y se nombraban como una ampliación, para la simulación presente se ha tomado todo como una instalación total agrupando así todos los paneles instalados en el hospital.

Para el estudio se ha hecho un modelado únicamente de las cubiertas donde van instalados los paneles, sin tener en cuenta las pequeñas sombras ocasionadas por alguna barandilla o chimenea a ciertas horas de la tarde-mañana.

En la simulación, las series se han dispuesto de la manera óptima para poder utilizar los inversores correctos con el número de placas correctas, sin usar como es debido los MPPT, debido a que los inversores y los cuadros de baja tensión están separados y la manera que tenía el programa para utilizarlo no correspondía con la situación real.

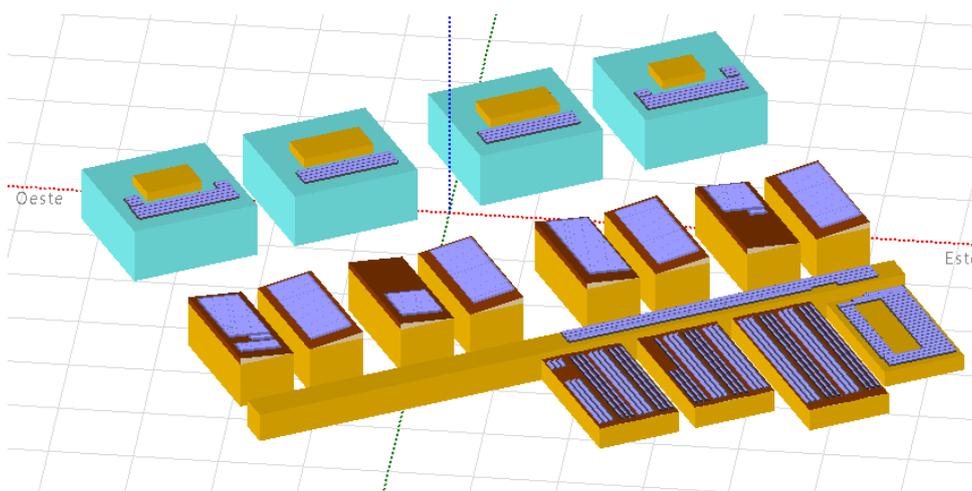


Imagen 16 Imagen del montaje de la instalación. Fuente: PVSyst

La orientación de los paneles se muestra en la siguiente tabla

Inclinación	Orientación (°)
7°	-120
7°	60
15°	-30
17°	-120
17°	60

Tabla 4 Orientaciones e inclinaciones de los diferentes paneles de la instalación

Siendo las cubiertas 1, 2, 3, 4, 13 y 14 las que tienen la inclinación de 15°. Las cubiertas coplanares son las situadas en la zona hospitalaria que tienen inclinación de 7° y orientaciones a dos aguas.

En las cubiertas 15,16 y 17 se dispone de los triángulos sobre correas con 17° de inclinación.

En resumen, la instalación tiene

Resumen sistema global

Núm. de módulos	2274
Área del módulo	5052 m ²
Núm. de inversores	10.3
Potencia FV nominal	1035 kWp
Potencia de CA nominal	942 kWCA
Proporción P _{nom}	1.098

Imagen 17 Resumen de la instalación. Fuente: PVsyst

3.2.2 Generación teórica anual

Teniendo en cuenta la orientación de las cubiertas y los grados de inclinación de los campos solares sobre éstas, nos da una producción específica de 1.387 kWh/kWp/año, un índice de rendimiento (PR) del 83,29 %, todo esto nos da una producción anual de 1.434 MWh/año.

Según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la media nacional de kilogramos de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por kWh producido teniendo en cuenta el mix comercializador se sitúa en los 0,15 Kg CO₂/kWh. [4]

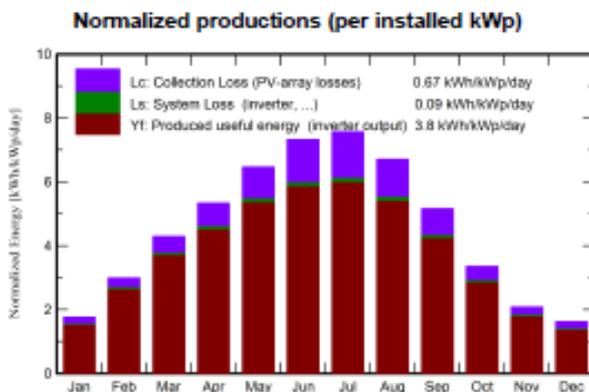


Imagen 18 Datos de producción Fuente: PVsyst

Los meses de verano podemos ver en la imagen 18 que es cuando más energía va a generar nuestra instalación, coincidiendo así con los meses donde el consumo se ve incrementado por la climatización.

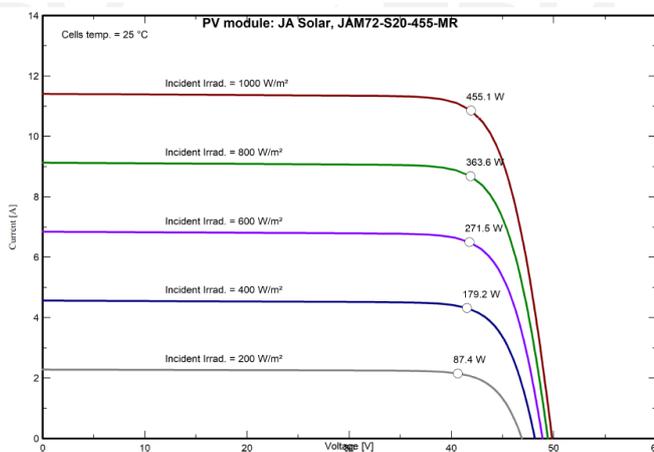


Imagen 19 Grafica Potencia/ Irradiancia

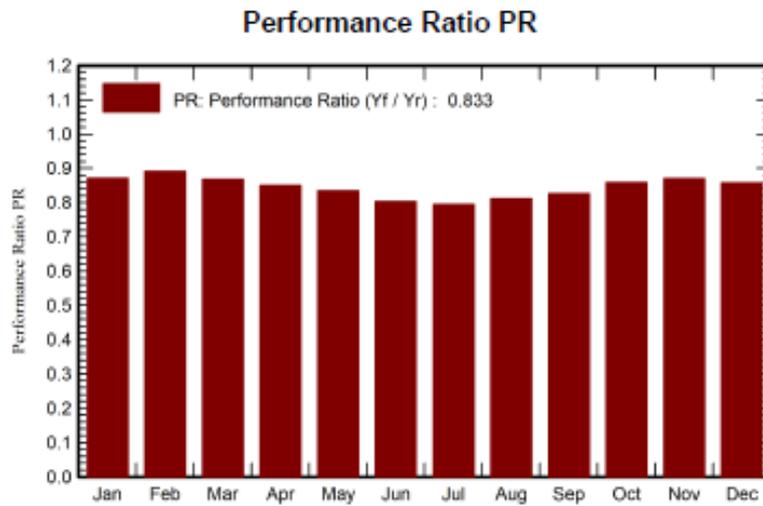


Imagen 20 Rendimientos por meses. Fuente PVsyst.

La producción en verano aumenta debido a la mayor cantidad de horas de sol y menor cantidad de borrascas. En cambio, las temperaturas más elevadas hacen que el rendimiento disminuya significativamente como se puede apreciar en la imagen 20.

La irradiancia hace que la producción en invierno con menos horas de sol sea mayor, aumentando el rendimiento.

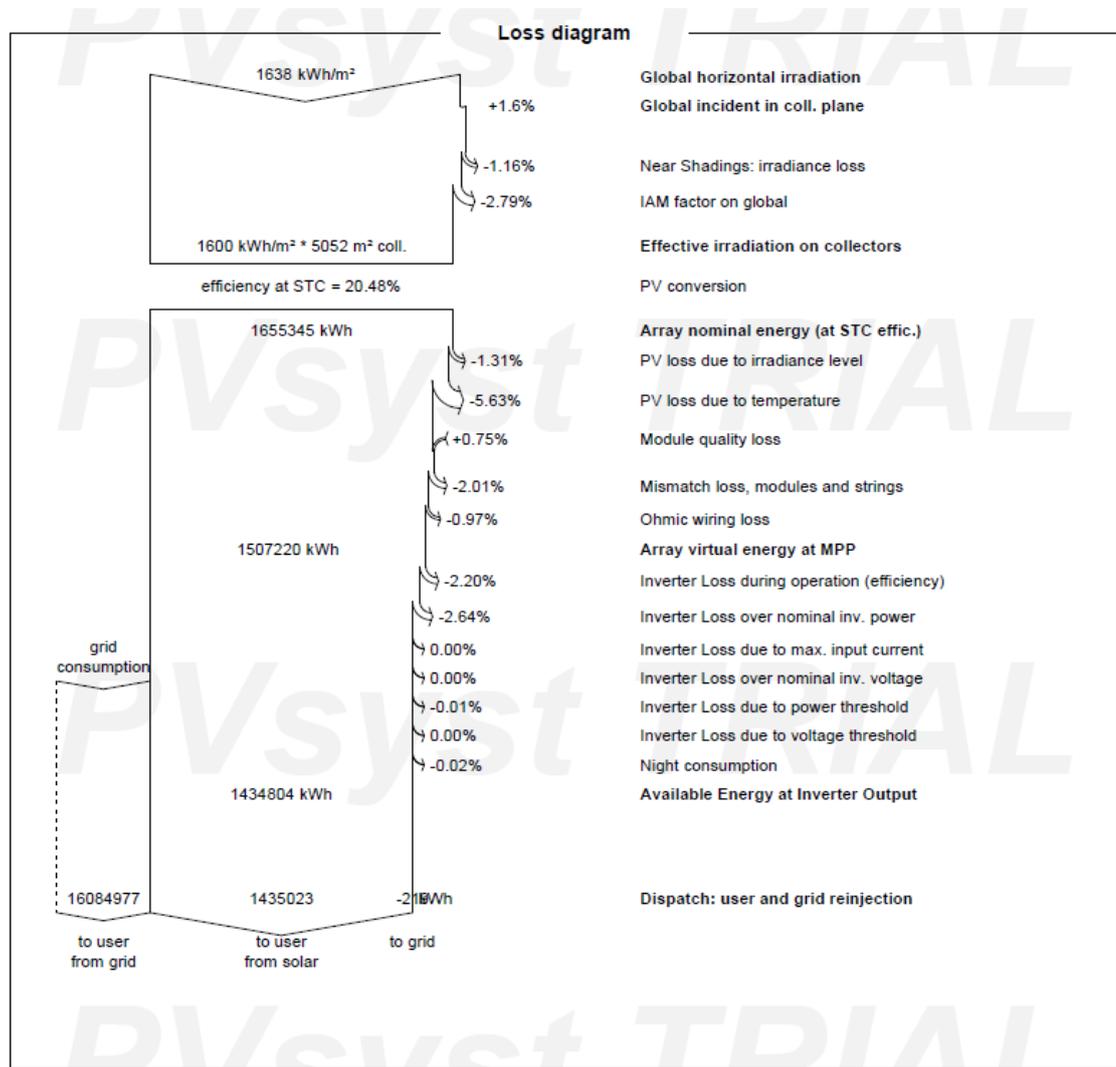


Imagen 21 Diagrama de perdidas. Fuente: PVsyst

Del diagrama de perdidas podemos observar que las perdidas por sombras representan un 1,16% de la irradiancia. Este dato, aunque puede no ser muy preciso, podría mejorar buscando puntos donde elementos fijos provoquen sombras, o simplemente haciendo un mantenimiento que limpie la suciedad en determinadas épocas del año.

Las perdidas por el ángulo de incidencia no se podrían evitar debido a la colocación fija de los paneles para optimizar el número de éstos.

Las perdidas más representativas son debidas a la temperatura de los paneles, un 5,63%. En la imagen 18 podemos ver que estas pérdidas sobre todo existen los meses donde mayor cantidad de producción existe, coincidiendo con el verano.

Las pérdidas debidas al rendimiento del inversor y de la temperatura a la que este trabaja suma un 4,84% de la producción.

Un rendimiento de 83,29% sugiere que el sistema está operando al 83,29% de su rendimiento ideal bajo condiciones estándar. Este valor es indicativo de un sistema bien optimizado con pérdidas relativamente controladas.

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	51.2	25.58	3.60	54.6	50.2	50638	1488000	49276	-22.707	1438724
February	79.6	34.54	4.90	83.5	78.9	78865	1344000	77028	-19.125	1266972
March	129.0	46.77	8.17	133.0	127.2	122226	1488000	119490	-19.318	1368510
April	158.6	63.62	10.63	160.1	154.5	143990	1440000	140771	-16.365	1299229
May	200.6	74.73	14.93	200.3	194.1	176832	1488000	172929	-15.009	1315071
June	221.1	57.26	19.99	219.7	213.7	186787	1440000	182648	-13.363	1257352
July	235.7	60.47	23.05	234.6	228.0	197359	1488000	193037	-13.992	1294963
August	205.7	57.00	22.72	207.8	201.7	178116	1488000	174292	-16.316	1313708
September	151.3	47.36	18.14	154.9	149.0	135409	1440000	132410	-17.430	1307590
October	99.9	41.42	13.14	103.8	98.6	94465	1488000	92310	-20.383	1395690
November	59.0	27.83	7.04	62.4	58.1	57710	1440000	56260	-21.691	1383740
December	46.6	22.55	4.21	50.2	45.6	45858	1488000	44572	-23.095	1443428
Year	1638.2	559.13	12.59	1664.9	1599.6	1468254	17520000	1435023	-218.795	16084977

Tabla 5 Datos de producción de la simulación. Fuente PVsyst

3.2.3 Datos reales de la instalación

	Consumo 2022 (kWh)	Consumo 2023 (kWh)	Reducción (%)
Mayo	1445474	1137741	27,05
Junio	1505380	1346592	11,79
Julio	1724353	1426186	20,91
Agosto	1632749	1509690	8,15
Septiembre	1312206	1224758	6,66
Octubre	1294228	1250086	3,41
Noviembre	1179707	1117675	5,26

Tabla 6 Datos de consumo: Fuente de la distribuidora

En la tabla 5 podemos observar como el consumo de energía que el hospital ha obtenido de la red se ha visto reducido. En mayo la reducción del consumo supuso mas de la cuarta parte de la energía consumida en el mes. La reducción media porcentual de los datos obtenidos se sitúa en un 11,89% mensual.

	Generación FV (kWh)	Consumo Total (Hospital +FV)	Ahorro (%)
Mayo	190580	1328321	14,35
Junio	177105	1523697	11,62
Julio	147668	1872021	7,89
Agosto	182973	1692663	10,81

Tabla 7 Datos de la aplicación de ISolarCloud

El ahorro energético que proporciona la instalación se queda por encima del 10% que se estimaba en el proyecto inicial.

Comparando los datos de la tabla 5 y la tabla 6 podemos observar que la simulación se ajusta bien con los datos reales de la producción.





Conclusiones

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, impulsado principalmente por la transición energética hacia las energías renovables debido al cambio climático y al precio de la energía no renovable.

La instalación descrita en el proyecto explica el funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, y de cómo se ha implantado en el hospital universitario Rio Hortega.

Con la simulación hecha con el PVSyst y teniendo en cuenta que toda la energía que se produce se consume en el mismo instante, el coste del proyecto se amortizará en poco tiempo en comparación con la vida útil de la instalación.

Los datos obtenidos en la simulación se asemejan a los datos obtenidos en la instalación. Mostrando así la tendencia de producción para los siguientes años.

Con esto se puede dejar para un estudio posterior la instalación de más paneles en otras cubiertas.





Bibliografía

- [1] <https://www.mikitsolar.es/blog/principio-de-funcionamiento-del-autoconsumo-n214>
- [2] <https://www.iberdrola.com/innovacion/autoconsumo-electrico>
- [3] <https://www.ascable-recael.com/tipos-de-cables/cables-especiales/solar-h1z2z2-k/>
- [4] https://data.cnmc.es/energia/energia-electrica/renovables-cogeneracion-y-residuos?overridden_route_name=entity.node.canonical&base_route_name=entity.node.canonical&page_manager_page=node_view&page_manager_page_variant=node_view-panels_variant-1&page_manager_page_variant_weight=-8
- [5] <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/que-es-energia-fotovoltaica>
- [6] <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>
- [7] Lorenzo Piguera, Eduardo. “Electricidad solar fotovoltaica. Volumen III: Ingeniería Fotovoltaica). Sevilla, Progensa 2014. ISBN 978-84-95693-32-7





ANEXOS

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG_HURH

Variant: HURH Proyecto Total

Building system

System power: 1035 kWp

HURH - Spain

| Author



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

Project summary

Geographical Site

HURH
Spain

Situation

Latitude 41.63 °N
Longitude -4.71 °W
Altitude 723 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

HURH
Meteonorm 8.1 (1996-2015) - Sintético

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed planes 5 orientations
Tilts/azimuths 7 / -120 °
7 / 60 °
15 / -30 °
17 / -120 °
17 / 60 °

Building system

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Fixed constant load
2000 kW
Global
17.52 GWh/Year

System information

PV Array

Nb. of modules 2274 units
Pnom total 1035 kWp

Inverters

Nb. of units 10.3 units
Pnom total 942 kWac
Pnom ratio 1.099

Results summary

Produced Energy 1434804 kWh/year Specific production 1387 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.29 %
Used Energy 17520000 kWh/year Solar Fraction SF 8.19 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	9
Loss diagram	10
Predef. graphs	11



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date: 17/06/24 03:12 with V7.4.7

General parameters

Grid-Connected System		Building system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation			Transposition Perez
Fixed planes	5 orientations		Diffuse Perez, Meteororm
Tilts/azimuths	7 / -120 °		Circumsolar separate
	7 / 60 °		
	15 / -30 °		
	17 / -120 °		
	17 / 60 °		
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)	Fixed constant load
			2000 kW
			Global
			17.52 GWh/Year

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-S20-455-MR	Model	SG50CX-P2
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	455 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	420 units	Number of inverters	3.3 units
Nominal (STC)	191 kWp	Total power	163 kWac
Array #1 - Conjunto #1 Bloq1y2			
Orientation	#3	Number of inverters	1 unit
Tilt/Azimuth	15/-30 °	Total power	50.0 kWac
Number of PV modules	126 units	Operating voltage	160-1000 V
Nominal (STC)	57.3 kWp	Max. power (=>40°C)	55.0 kWac
Modules	9 string x 14 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
At operating cond. (50°C)		Power sharing within this inverter	
Pmpp	52.5 kWp		
U mpp	536 V		
I mpp	98 A		
Array #2 - Conjunto #2 Bloq3y4			
Orientation	#3	Number of inverters	1 unit
Tilt/Azimuth	15/-30 °	Total power	50.0 kWac
Number of PV modules	126 units	Operating voltage	160-1000 V
Nominal (STC)	57.3 kWp	Max. power (=>40°C)	55.0 kWac
Modules	9 string x 14 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
At operating cond. (50°C)		Power sharing within this inverter	
Pmpp	52.5 kWp		
U mpp	536 V		
I mpp	98 A		
Array #8 - Conjunto #8 ZI 9 Este			
Orientation	#4	Number of inverters	3 * MPPT 25% 0.8 unit
Tilt/Azimuth	17/-120 °	Total power	37.5 kWac
Number of PV modules	112 units		
Nominal (STC)	51.0 kWp		
Modules	8 string x 14 In series		



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

PV Array Characteristics

At operating cond. (50°C)

Pmpp	46.7 kWp
U mpp	536 V
I mpp	87 A

Operating voltage	160-1000 V
Max. power (=>40°C)	55.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.36
No power sharing between MPPTs	

Array #9 - Conjunto #9 ZI9 Oste

Orientation	#5
Tilt/Azimuth	17/60 °
Number of PV modules	56 units
Nominal (STC)	25.48 kWp
Modules	4 string x 14 In series

Number of inverters	2 * MPPT 25% 0.5 unit
Total power	25.0 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	23.34 kWp
U mpp	536 V
I mpp	44 A

Operating voltage	160-1000 V
Max. power (=>40°C)	55.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.02

PV module

Manufacturer	Generic
Model	JAM72-S20-455-MR
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	455 Wp
Number of PV modules	1854 units
Nominal (STC)	844 kWp

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	SG110CX-P2
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	110 kWac
Number of inverters	7.1 units
Total power	779 kWac

Array #3 - Conjunto #3 ZH Este

Orientation	#1
Tilt/Azimuth	7/-120 °
Number of PV modules	432 units
Nominal (STC)	197 kWp
Modules	24 string x 18 In series

Number of inverters	21 * MPPT 8% 1.8 units
Total power	193 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	180 kWp
U mpp	689 V
I mpp	261 A

Operating voltage	180-1000 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.02
No power sharing between MPPTs	

Array #4 - Conjunto #4 ZH Oeste

Orientation	#2
Tilt/Azimuth	7/60 °
Number of PV modules	720 units
Nominal (STC)	328 kWp
Modules	40 string x 18 In series

Number of inverters	27 * MPPT 8% 2.2 units
Total power	247 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	300 kWp
U mpp	689 V
I mpp	436 A

Operating voltage	180-1000 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.32
No power sharing between MPPTs	

Array #5 - Conjunto #5 ZI6 ZI8

Orientation	#3
Tilt/Azimuth	15/-30 °
Number of PV modules	252 units
Nominal (STC)	115 kWp
Modules	14 string x 18 In series

Number of inverters	14 * MPPT 8% 1.2 unit
Total power	128 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp	105 kWp
U mpp	689 V
I mpp	152 A

Operating voltage	180-1000 V
Pnom ratio (DC:AC)	0.89
No power sharing between MPPTs	



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

PV Array Characteristics

Array #6 - Conjunto #6 ZI7 ZI8 Este

Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	17/-120 °		
Number of PV modules	198 units	Number of inverters	11 * MPPT 8% 0.9 unit
Nominal (STC)	90.1 kWp	Total power	101 kWac
Modules	11 string x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	82.5 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	689 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.89
I mpp	120 A	No power sharing between MPPTs	

Array #7 - Conjunto #7 ZI7 ZI8 Oeste

Orientation	#5		
Tilt/Azimuth	17/60 °		
Number of PV modules	252 units	Number of inverters	12 * MPPT 8% 1 unit
Nominal (STC)	115 kWp	Total power	110 kWac
Modules	14 string x 18 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	105 kWp	Operating voltage	180-1000 V
U mpp	689 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
I mpp	152 A	No power sharing between MPPTs	

Total PV power

Nominal (STC)	1035 kWp
Total	2274 modules
Module area	5052 m²

Total inverter power

Total power	942 kWac
Nb. of inverters	11 units
	0.7 unused
Pnom ratio	1.10
No power sharing	

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	20.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction	-0.8 %
---------------	--------

Module mismatch losses

Array #1 - Conjunto #1 Bloq1y2

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #2 - Conjunto #2 Bloq3y4

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #3 - Conjunto #3 ZH Este

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #4 - Conjunto #4 ZH Oeste

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #5 - Conjunto #5 ZI6 ZI8

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #6 - Conjunto #6 ZI7 ZI8 Este

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #7 - Conjunto #7 ZI7 ZI8 Oeste

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #8 - Conjunto #8 ZI 9 Este

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------

Array #9 - Conjunto #9 ZI9 Oeste

Loss Fraction	2.0 % at MPP
---------------	--------------



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

Array losses

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

DC wiring losses

Global wiring resistance 7.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Conjunto #1 Bloq1y2

Global array res. 90 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Conjunto #3 ZH Este

Global array res. 43 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Conjunto #5 ZI6 ZI8

Global array res. 74 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Conjunto #7 ZI7 ZI8 Oeste

Global array res. 74 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Conjunto #9 ZI9 Oeste

Global array res. 203 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Conjunto #2 Bloq3y4

Global array res. 90 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Conjunto #4 ZH Oeste

Global array res. 26 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Conjunto #6 ZI7 ZI8 Este

Global array res. 95 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Conjunto #8 ZI 9 Este

Global array res. 101 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

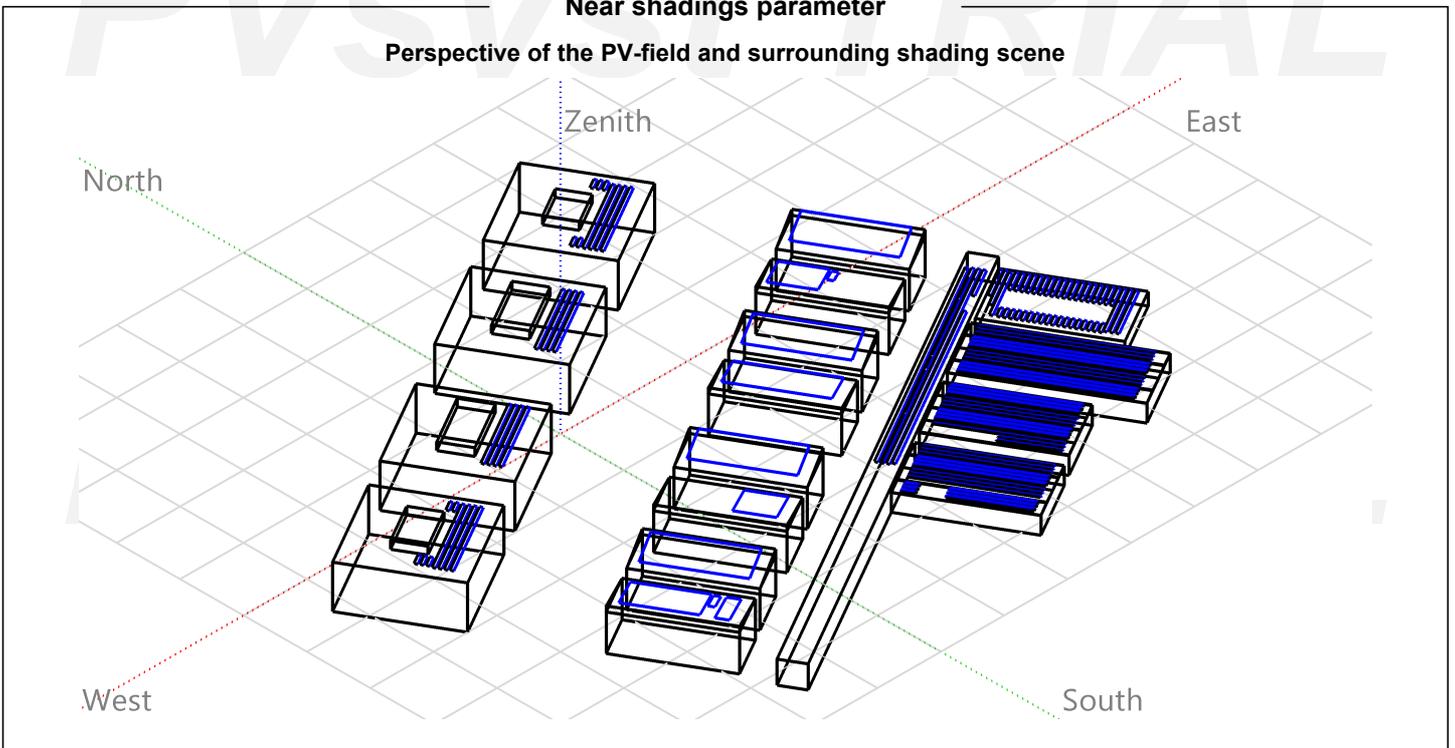


PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene





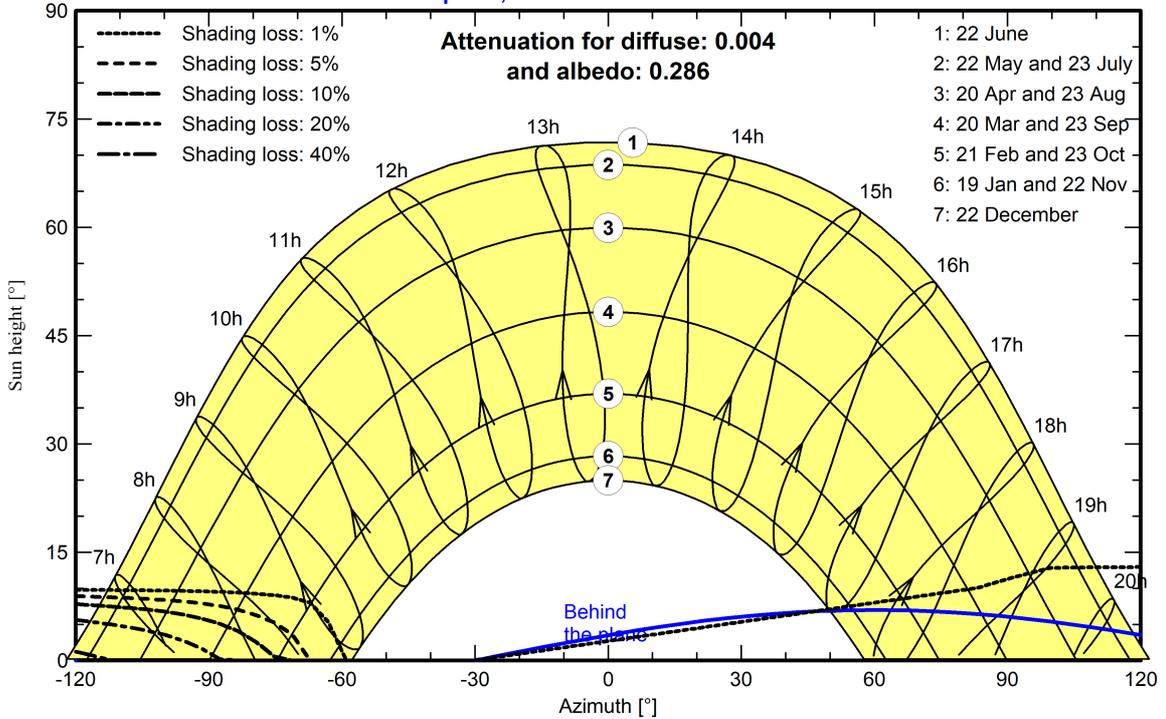
PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

Iso-shadings diagram

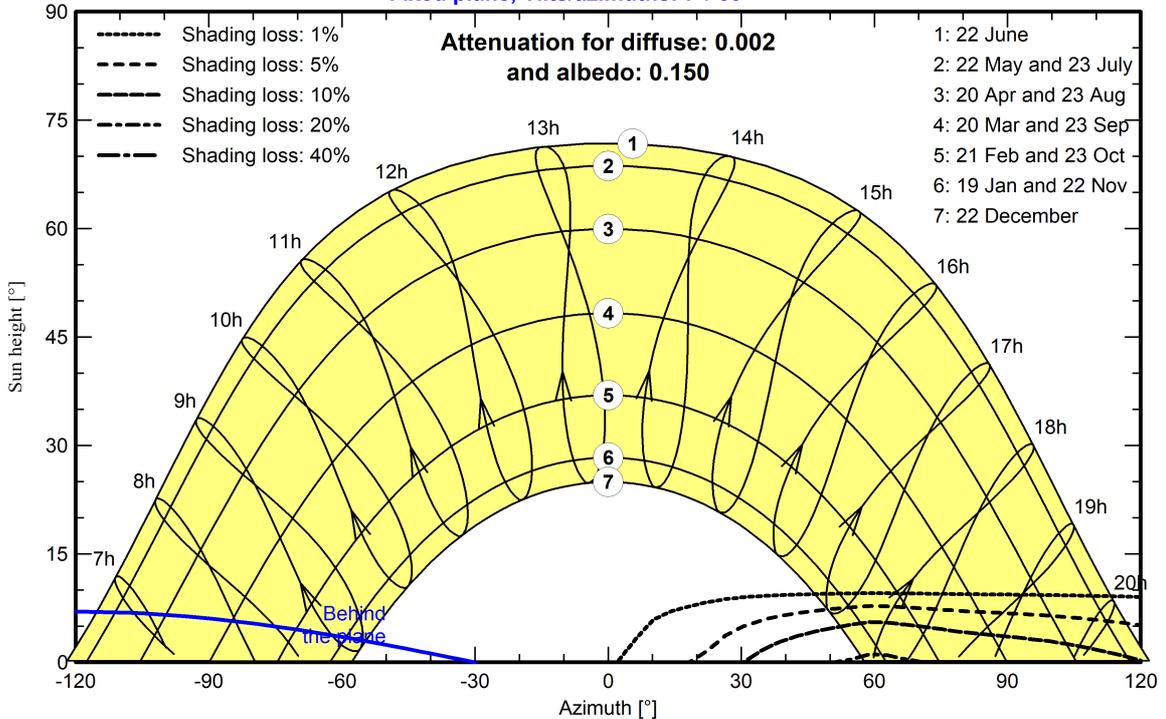
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 7° / -120°



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 7° / 60°





PVsyst V7.4.7

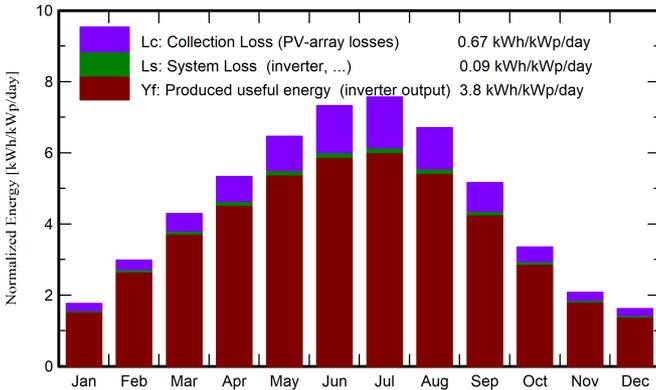
VCO, Simulation date:
 17/06/24 03:12
 with V7.4.7

Main results

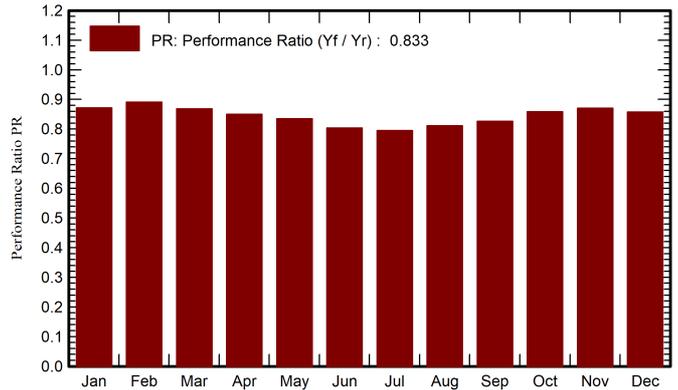
System Production

Produced Energy	1434804 kWh/year	Specific production	1387 kWh/kWp/year
Used Energy	17520000 kWh/year	Perf. Ratio PR	83.29 %
		Solar Fraction SF	8.19 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	51.2	25.58	3.60	54.6	50.2	50638	1488000	49276	-22.707	1438724
February	79.6	34.54	4.90	83.5	78.9	78865	1344000	77028	-19.125	1266972
March	129.0	46.77	8.17	133.0	127.2	122226	1488000	119490	-19.318	1368510
April	158.6	63.62	10.63	160.1	154.5	143990	1440000	140771	-16.365	1299229
May	200.6	74.73	14.93	200.3	194.1	176832	1488000	172929	-15.009	1315071
June	221.1	57.26	19.99	219.7	213.7	186787	1440000	182648	-13.363	1257352
July	235.7	60.47	23.05	234.6	228.0	197359	1488000	193037	-13.992	1294963
August	205.7	57.00	22.72	207.8	201.7	178116	1488000	174292	-16.316	1313708
September	151.3	47.36	18.14	154.9	149.0	135409	1440000	132410	-17.430	1307590
October	99.9	41.42	13.14	103.8	98.6	94465	1488000	92310	-20.383	1395690
November	59.0	27.83	7.04	62.4	58.1	57710	1440000	56260	-21.691	1383740
December	46.6	22.55	4.21	50.2	45.6	45858	1488000	44572	-23.095	1443428
Year	1638.2	559.13	12.59	1664.9	1599.6	1468254	17520000	1435023	-218.795	16084977

Legends

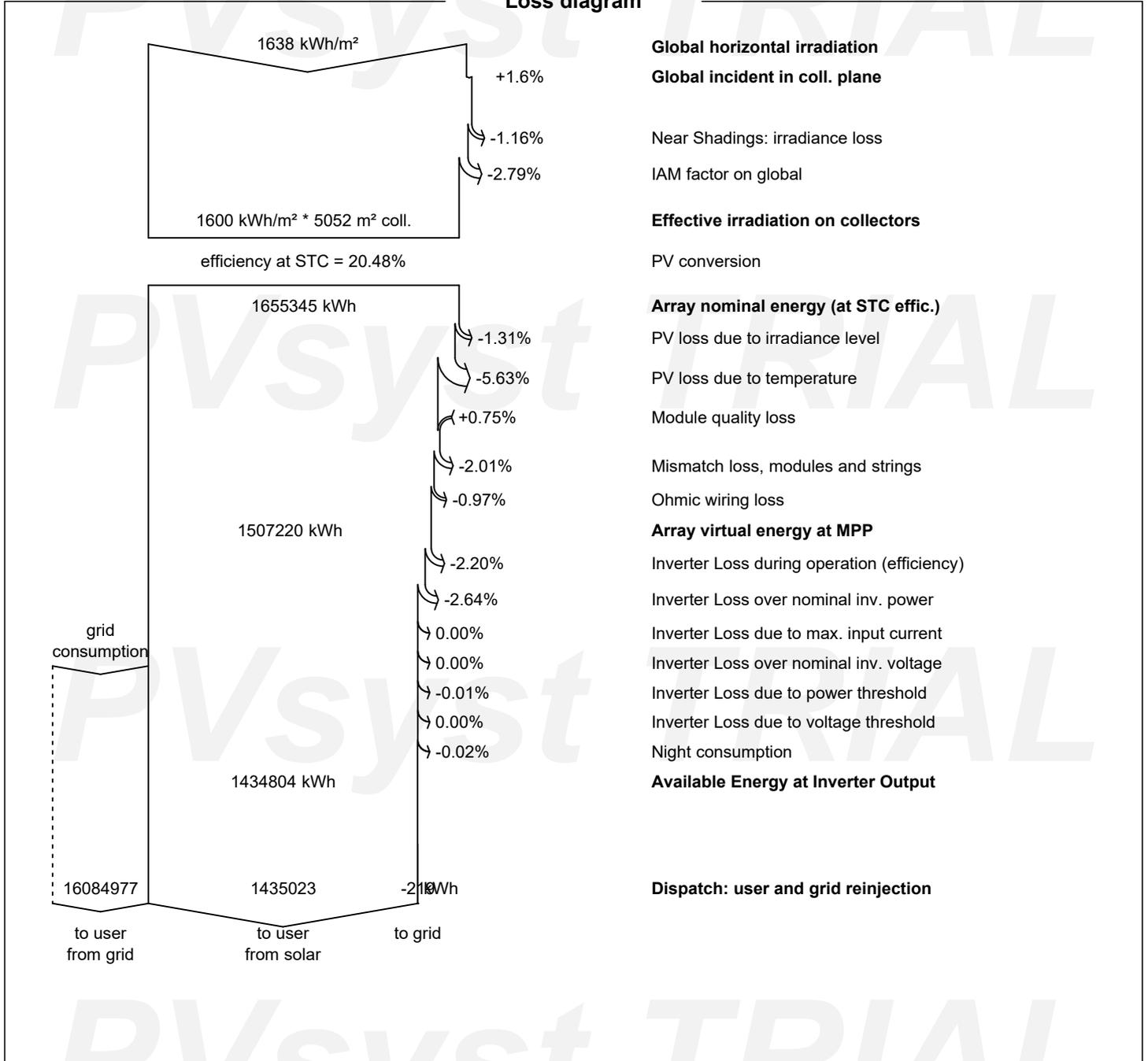
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective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



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

Loss diagram



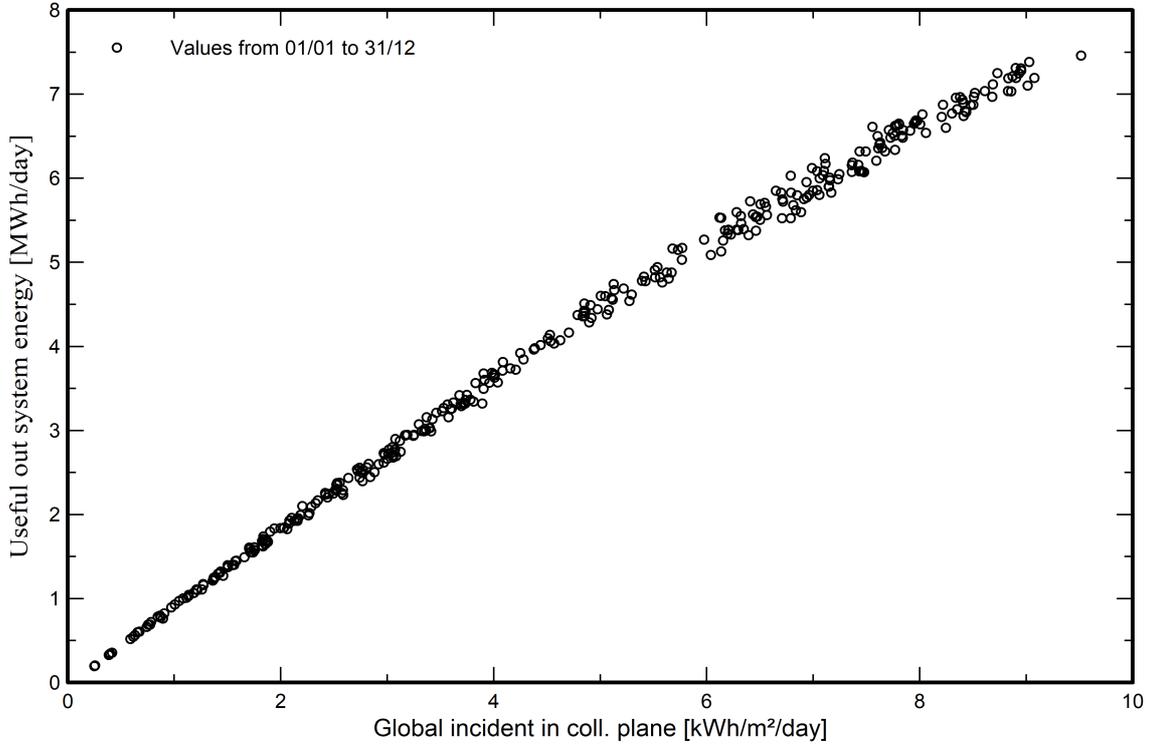


PVsyst V7.4.7

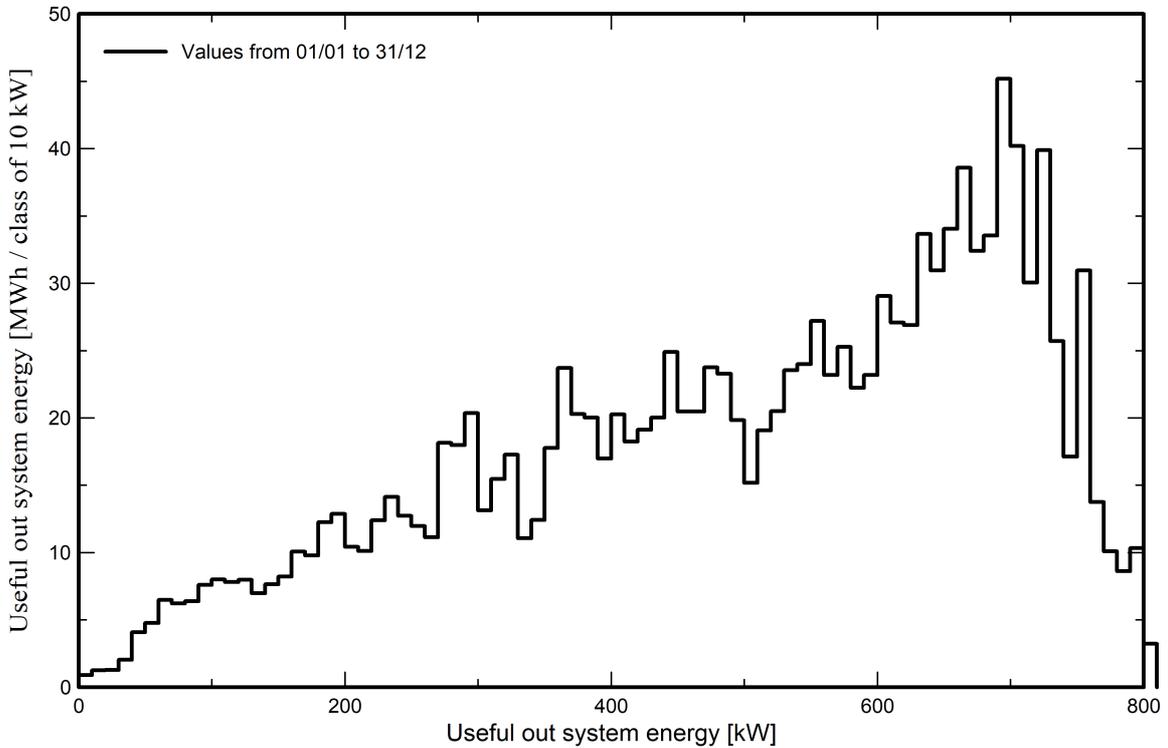
VC0, Simulation date:
17/06/24 03:12
with V7.4.7

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PV module - JAM72-S20-455-MR

Manufacturer	Generic	Commercial data	
Model	JAM72-S20-455-MR	Availability :	Prod. Since 2020
		Data source :	Manufacturer-RET2020
Pnom STC power (manufacturer)	455 Wp	Technology	Si-mono
Module size (W x L)	1.052 x 2.112 m ²	Rough module area (Amodule)	2.22 m ²
Number of cells	2 x 72	Sensitive area (cells) (Acells)	1.98 m ²

Specifications for the model (manufacturer or measurement data)

Reference temperature (TRef)	25 °C	Reference irradiance (GRef)	1000 W/m ²
Open circuit voltage (Voc)	49.9 V	Short-circuit current (Isc)	11.41 A
Max. power point voltage (Vmpp)	41.8 V	Max. power point current (Impp)	10.88 A
=> maximum power (Pmpp)	455.0 W	Isc temperature coefficient (mulsc)	4.6 mA/°C

One-diode model parameters

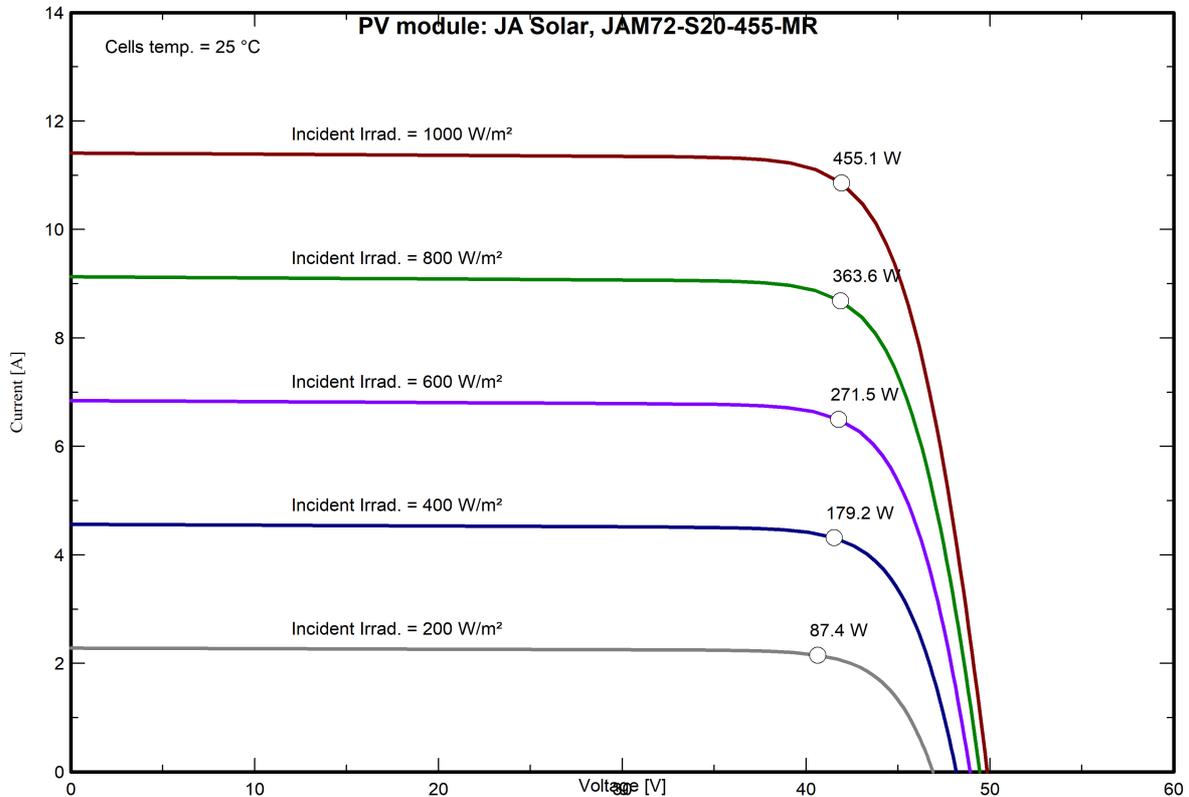
Shunt resistance (Rshunt)	500 Ω	Diode saturation current (IoRef)	0.015 nA
Serie resistance (Rserie)	0.20 Ω	Voc temp. coefficient (MuVoc)	-139 mV/°C
Specified Pmax temper. coeff. (muPMaxR)	-0.34 %/°C	Diode quality factor (Gamma)	0.98
		Diode factor temper. coeff. (muGamma)	0.000 1/°C

Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch

Reverse characteristics (dark) (BRev)	3.20 mA/V ²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module	3	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V

Model results for standard conditions (STC: T=25 °C, G=1000 W/m², AM=1.5)

Max. power point voltage (Vmpp)	41.9 V	Max. power point current (Impp)	10.88 A
Maximum power (Pmpp)	455.1 Wp	Power temper. coefficient (muPmpp)	-0.33 %/°C
Efficiency(/ Module area) (Eff_mod)	20.5 %	Fill factor (FF)	0.800
Efficiency(/ Cells area) (Eff_cells)	22.9 %		





Inverter - SG110CX-P2

Manufacturer: Generic
Model: SG110CX-P2

Commercial data

Availability: Prod. Since 2022 Data source: Manufacturer 2022

Remarks

Tecnología: Without transfo,IPM
Protección: IP65(outdoor)
Control: APP

Sizes

Width: 1020 mm
Height: 795 mm
Depth: 360 mm
Weight: 87.00 kg

Input characteristics (PV array side)

Operating mode: MPPT
Minimum MPP Voltage (Vmin): 180 V Power Threshold (Pthresh.): 550 W
Maximum MPP Voltage (Vmax): 1000 V
Absolute max. PV Voltage (Vmax array): 1100 V

"String" inverter with input protections

Number of string inputs: 24
Behaviour at Vmin/Vmax: Limitation
Behaviour at Pnom: Limitation

Multi MPPT capability

Number of MPPT inputs: 12

Output characteristics (AC grid side)

Grid voltage (Imax): Triphased 380 V Nominal AC Power (Pnom AC): 110 kWac
Grid frequency: 50/60 Hz Maximum AC Power (Pmax AC): 110 kWac
Nominal AC current (Inom AC): 159 A
Maximum AC current (Imax AC): 167 A

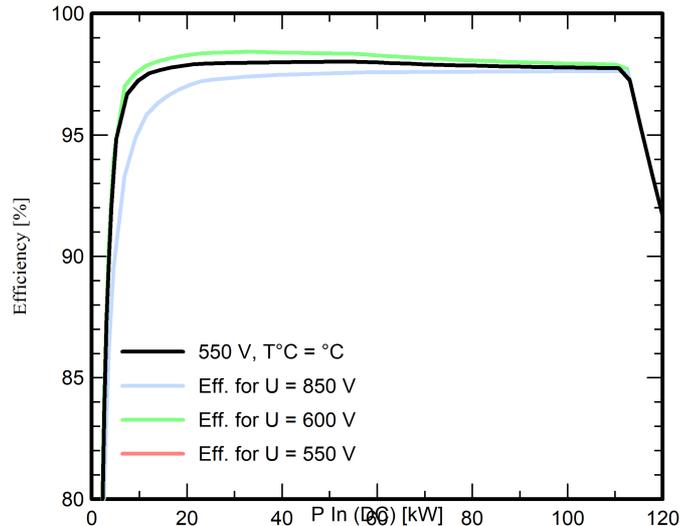
Efficiency defined for 3 voltages

	V	Maximum efficiency	European average efficiency
		%	%
Low voltage	550	98.0	97.9
Medium voltage	600	98.4	98.2
High voltage	850	97.6	97.3

Remarks and Technical features

Array isolation monitoring
Internal DC switch

Efficiency profile vs Input power





Inverter - SG50CX-P2

Manufacturer: Generic
 Model: SG50CX-P2

Commercial data

Availability: Prod. Since 2022 Data source: Manufacturer 2022

Remarks

Tecnología:		Sizes	
Protección:		Width	645 mm
Control:		Height	575 mm
		Depth	245 mm
		Weight	410.00 kg

Input characteristics (PV array side)

Operating mode	MPPT	Power Threshold (Pthresh.)	50 W
Minimum MPP Voltage (Vmin)	160 V		
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1000 V		
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1100 V		

Multi MPPT capability

Number of MPPT inputs	4	Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation
		Behaviour at Pnom	Limitation

Output characteristics (AC grid side)

Grid voltage (Imax)	Triphased 400 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	50 kWac
Grid frequency	50/60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	55 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	72 A
		Maximum AC current (Imax AC)	84 A

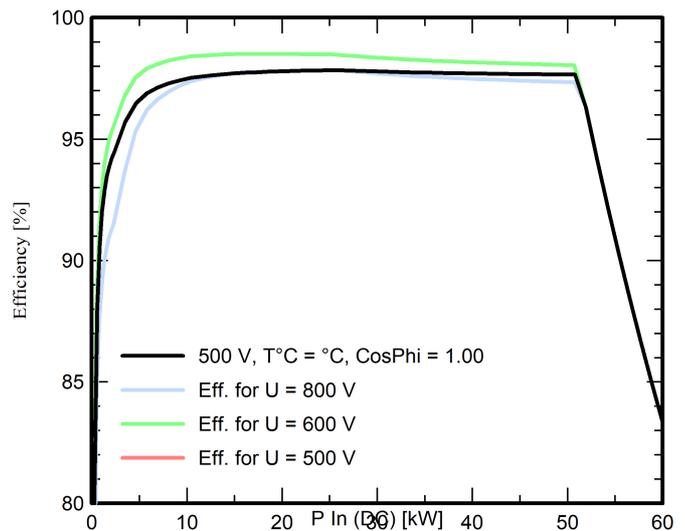
Efficiency defined for 3 voltages

	V	Maximum efficiency	European average efficiency
		%	%
Low voltage	500	97.8	97.6
Medium voltage	600	98.5	98.3
High voltage	800	97.9	97.4

Remarks and Technical features

Array isolation monitoring
 Internal DC switch

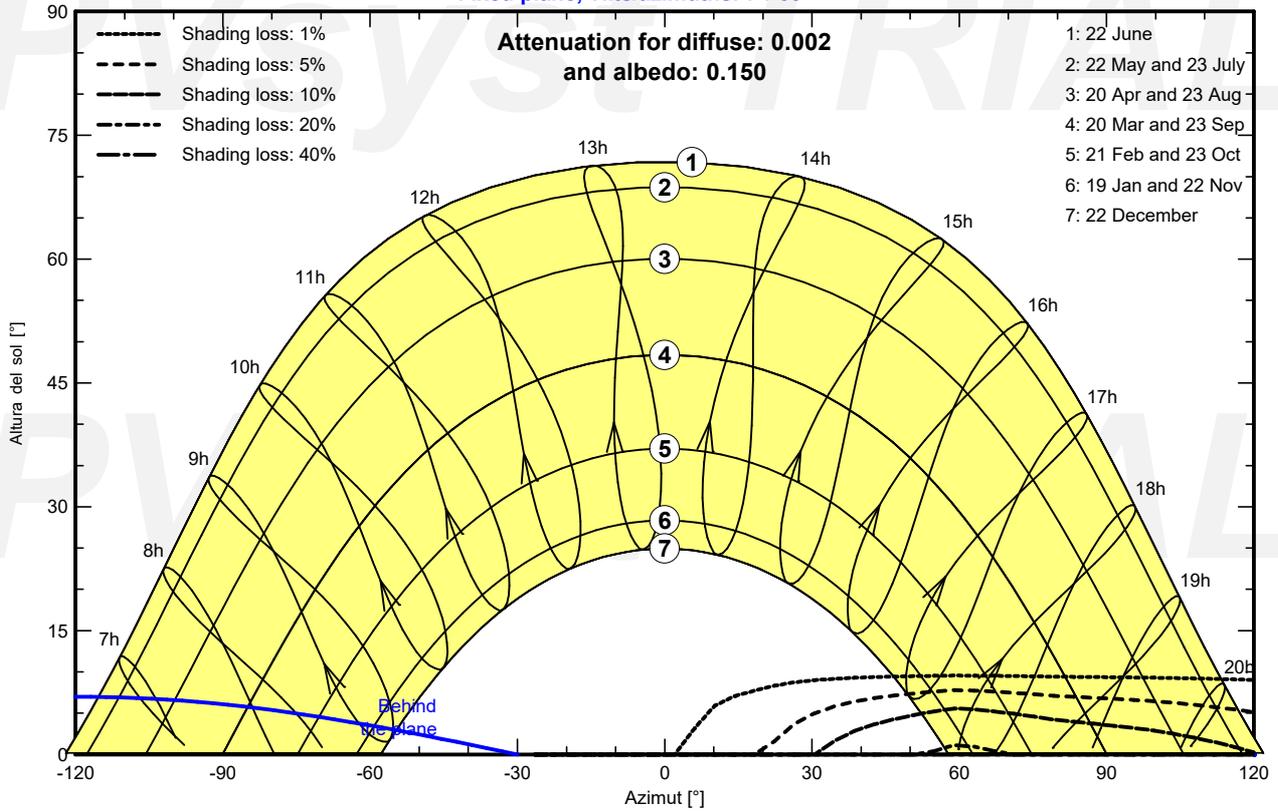
Efficiency profile vs Input power





TFG_HURH - Legal Time

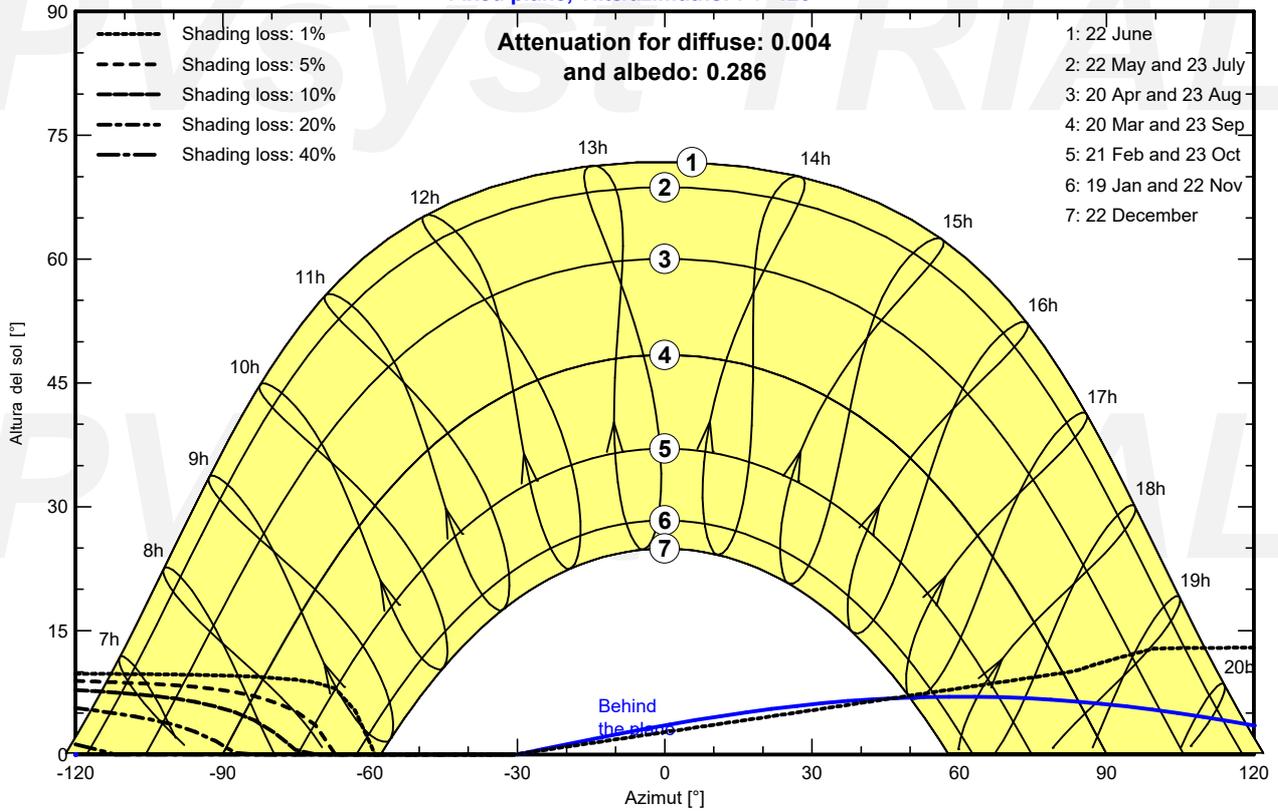
Fixed plane, Tilts/azimuths: 7°/ 60°





TFG_HURH - Legal Time

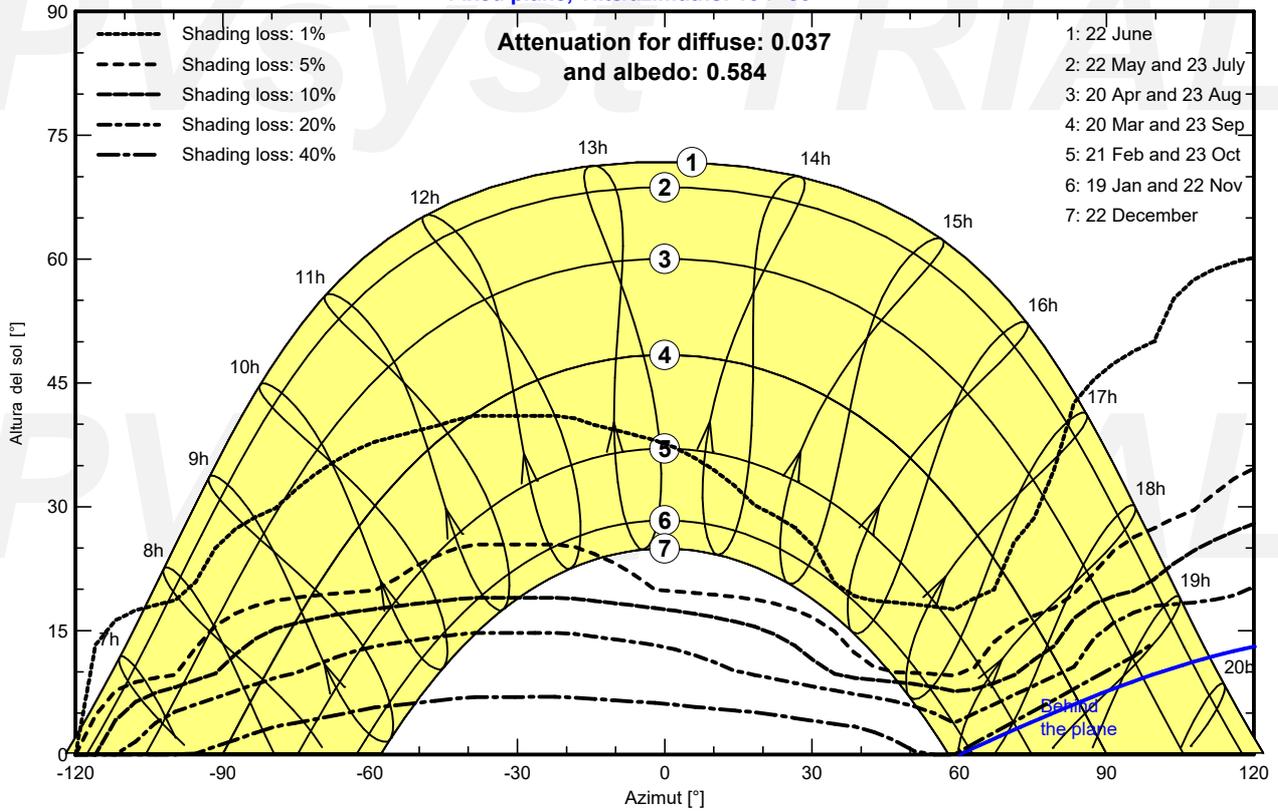
Fixed plane, Tilts/azimuths: 7° / -120°





TFG_HURH - Legal Time

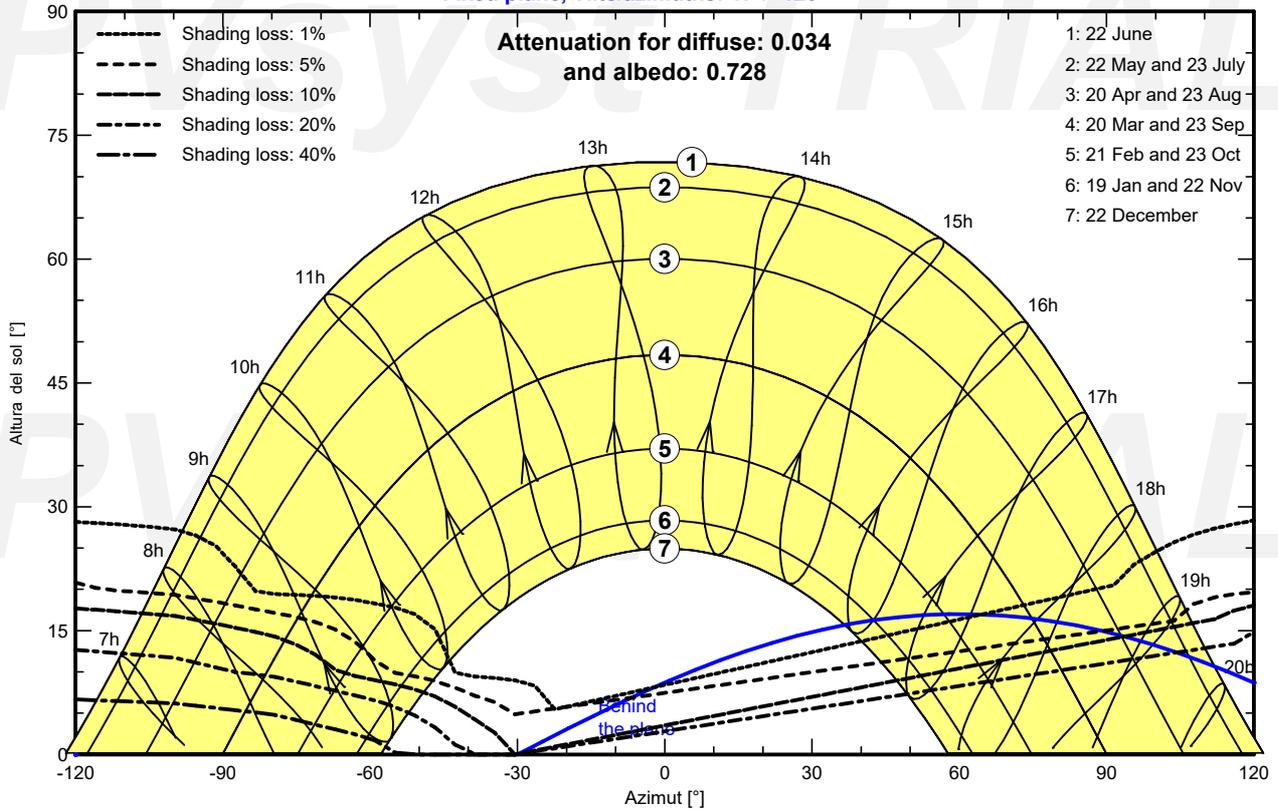
Fixed plane, Tilts/azimuths: 15° / -30°





TFG_HURH - Legal Time

Fixed plane, Tilts/azimuths: 17°/-120°





TFG_HURH - Legal Time

Fixed plane, Tilts/azimuths: 17°/ 60°

