

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



"Hacia la independencia energética: hibridación
autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento en
la UMH"

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Septiembre - 2024

AUTOR: Jesús Escobar Franco

DIRECTOR/ES: Sergio Valero Verdú

Índice

1.	Introducción.....	4
2.	Material y métodos.....	5
3.	Estudio de los consumos.....	6
4.	Análisis tecnológico.....	7
4.1	Funcionamiento de una célula fotovoltaica	7
	Tipos de células fotovoltaicas	7
4.2	Equipos principales de una instalación fotovoltaica	10
5.	Selección del emplazamiento	13
5.1	Instalaciones sobre cubierta.....	13
5.1.1	Edificio Vinalopó.....	16
5.1.2	Edificio La Galia	17
5.1.3	Edificio Altet	18
5.1.4	Edificio Innova	19
5.1.5	Edificios Alcudia y Altamira	20
5.2	Instalaciones sobre marquesina solar	22
5.2.1	Aparcamiento Altabix 3.....	23
5.2.2	Aparcamiento edificio Altazavares.....	24
5.2.3	Edificio UMH Palau d’Esports.....	25
5.2.4	Aparcamiento Torrevailla.....	26
5.2.5	Aparcamiento Torre Blanca	27
5.2.6	Aparcamiento Rectorado	28
5.2.7	Aparcamiento Vinalopó	29
6.	Potencia total instalada	31
7.	Definición de equipos	32
7.1	Módulo fotovoltaico	32
7.2	Inversor fotovoltaico	32
8.	Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos	33
8.1	Condiciones de diseño.....	33
8.2	Dimensionado del string.....	33
9.	Diseño de instalaciones fotovoltaicas.....	36
9.1	Instalaciones sobre cubierta.....	36
9.1.1.	Edificio Vinalopó	36
9.1.2	Edificio La Galia	37
9.1.3	Edificio Altet	38
9.1.4	Edificio Innova	39

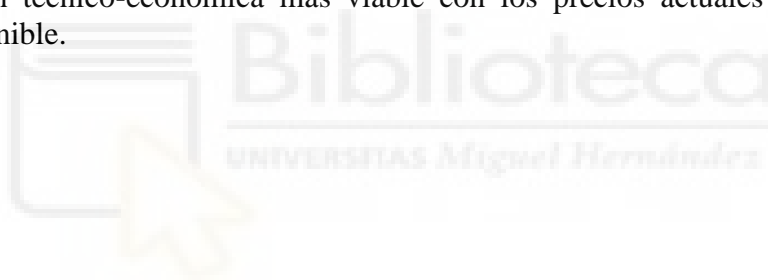
9.1.5	Edificios Alcudia y Altamira	40
9.2	Instalaciones sobre marquesinas solares	41
9.2.1	Aparcamiento Edificio Altabix 3	41
9.2.2	Aparcamiento Edificio Altazavares.....	42
9.2.3	Aparcamiento Edificio Palau d'Esports	43
9.2.4	Aparcamiento Edificio Torrevaïllo	44
9.2.5	Aparcamiento Edificio Torre Blanca	45
9.2.6	Aparcamiento Edificio Rectorado	46
9.2.7	Aparcamiento Edificio Vinalopó.....	47
10.	Estudio de producción	48
10.1	Base de datos meteorológicos	48
10.2	Metodología empleada	49
10.3	Resultados	50
11.	Tasa de autoconsumo	51
12.	Análisis económico	52
12.1	Análisis instalación FV diseñada	53
12.1.1	Resultados.....	54
12.2	Análisis instalación FV y almacenamiento mediante baterías	56
12.2.1	Resultados.....	56
13.	Conclusiones	58
Anexos.....		59
Anexo I: informes de PVSyst		59
Anexo II: informe HomerPro		171
Anexo III: fichas técnicas equipos		185
Bibliografía		192

1. Introducción

El presente documento tiene por objeto el diseño y posterior evaluación técnico-económica de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en la Escuela Politécnica Superior de Elche. De igual modo, se considerará el caso de estudio de incorporar un sistema de almacenamiento mediante baterías para almacenar excedentes.

El contexto actual, en el que acontecimientos a nivel global pueden tener un impacto claro y directo sobre los precios de la energía y capacidad de suministro, como sucedió durante la pandemia del virus COVID-19 o el conflicto entre Rusia y Ucrania, hace de vital importancia potenciar la implementación de instalaciones de generación de energía renovable en espacios de uso público, para además de reducir la vulnerabilidad a fluctuaciones de precios, fomentar una gestión más eficiente de los recursos energéticos disponibles. Todo ello, unido a las excelentes condiciones climatológicas en cuanto a recurso solar presentes en la ubicación que nos ocupa, Elche, propician que la tecnología de generación de energía renovable escogida sea la solar fotovoltaica, apoyándose además en elementos de almacenamiento para poder disponer de la energía en las horas en las que no haya luz solar.

Con este fin, se evaluarán los consumos de la politécnica y se analizará la capacidad fotovoltaica que podría ser instalada, así como los módulos de almacenamiento óptimos para buscar la opción técnico-económica más viable con los precios actuales de energía y la tecnología disponible.



2. Material y métodos

El presente estudio sigue la siguiente estructura:

1. Estudio de los consumos de la universidad: a partir de datos reales disponibles de manera pública, se realiza una estimación del perfil horario de consumo de la universidad.
2. Elección y presentación de la tecnología a emplear: introducción teórica de la tecnología actual y elección de equipos.
3. Selección de emplazamientos: mediante un análisis a partir de imágenes satelitales de la universidad, se escogen aquellos lugares donde se implantarán las instalaciones fotovoltaicas. Con el software de diseño fotovoltaico PVCase, se modelan los distintos sistemas obteniendo la potencia de cada uno de ellos.
4. Una vez conocida la capacidad en módulos que se puede instalar, se realiza el dimensionamiento de cada uno de los sistemas, definiendo los equipos de cada instalación.
5. Conociendo ya los equipos empleados en cada caso, y una vez descargada la base de datos meteorológica para la ubicación de la universidad, se realiza el estudio de producción de energía de cada uno de los sistemas mediante el software PVSyst, por ser la herramienta más reconocida a nivel global para este tipo de estimaciones.
6. A partir del perfil horario de consumos estimado de la universidad y los resultados de las simulaciones, se comprueba la tasa de autoconsumo directo mediante la instalación propuesta.
7. Por último, para valorar la inclusión de un posible sistema de almacenamiento, se emplea el software HomerPro para obtener un análisis técnico-económico de la instalación propuesta y realizar un dimensionamiento con baterías, optimizando el tiempo de retorno de la inversión correspondiente.

3. Estudio de los consumos

Los datos de consumo de la universidad han sido extraídos del documento [1], el cual incluye datos reales del consumo en el año 2019, así como una serie de medidas a implementar de cara a conseguir una mayor eficiencia energética en el campus como plan de descarbonización de la UMH para el año 2030.

La gran mayoría del consumo de energía de la UMH, incluyendo los Campus de Elche, Sant Joan, Orihuela y Altea, es electricidad en media tensión. Estos consumos se facturan en 6 contadores y con la Tarifa 6.1. El consumo en baja tensión es muy bajo (0,1%), por lo que no es objeto del presente estudio.

La Tabla 1 muestra los contadores de energía eléctrica existentes en la UMH para el campus de Elche objeto de estudio. Se muestran los datos de 2019, por ser los que se van a tomar como referencia. Se trata de consumos que no están afectados por la pandemia de COVID-19.

Tabla 1: Consumos energía eléctrica UMH Campus de Elche (2019)

Contador	Tarifa	Consumo 2019 (kWh)
Campus de Elche	6.1	9717741
Rectorado	6.1	527.423

El consumo total asciende pues a 9718268.423 kWh anuales.

Para el estudio que nos ocupa, necesitaremos definir el perfil horario de consumo a lo largo de un año. Para ello, se ha realizado la siguiente aproximación por meses:

Tabla 2: estimación consumos mensuales

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Porcentaje de consumo anual	9%	10%	8%	6%	6%	9%	11%	6%	10%	6%	8%	10%
Consumo mensual (kWh)	918788.17	962159.84	729090.87	614495.78	576867.95	914155.75	1084017.49	543445.31	981596.34	605135.87	819647.52	968867.54
Número de días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Igualmente se considera que el consumo de energía de lunes a viernes representará el 90% del total, mediante que los consumos de días de fin de semana se definen como el 10%

Además, se definirán dos periodos a lo largo de un día para caracterizar la demanda de energía, tratando de coincidir con las horas lectivas.

Por ello, se propone que en los períodos entre las 09:00 y las 14:00, y las 16:00 y las 20:00, el consumo en los días laborables supondrá el 80% del total diario, representando el resto de horas el 20% restante.

Una vez presentadas las hipótesis definidas, el consumo horario por períodos para cada mes es el siguiente:

Tabla 3: estimación consumos horarios por meses

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Consumo horario periodo pico (kWh)	3341.048	3498.763	2651.240	2234.530	2097.702	3324.203	3941.882	1976.165	3569.441	2200.494	2980.536	3523.155
Consumo horario periodo valle (kWh)	501.157	524.814	397.686	335.180	314.655	498.630	591.282	296.425	535.416	330.074	447.080	528.473

4. Análisis tecnológico

4.1 Funcionamiento de una célula fotovoltaica

Si bien entrar en un análisis detallado del funcionamiento de la tecnología a emplear no es el objeto del presente proyecto, se presenta a continuación una breve explicación del modo de operación de una célula fotovoltaica, así como de los equipos que han sido seleccionados.

Como pudimos estudiar en el curso “Autoconsumo con Instalaciones Fotovoltaicas. XIII Edición”, los materiales empleados en la construcción de las células fotovoltaicas son elementos semiconductores. Cuando la luz solar incide sobre un material semiconductor, se rompen los enlaces entre núcleo y electrones de valencia, que quedan libres para circular por el semiconductor. El lugar que deja el electrón al desplazarse se le llama hueco y tiene carga eléctrica positiva (de igual valor que la del electrón, pero de signo contrario).

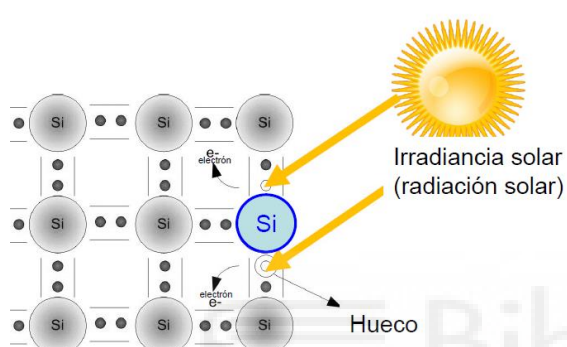


Ilustración 1: Funcionamiento célula fotovoltaica (Fuente: Curso Autoconsumo UMH Edición XIII)

La tecnología fotovoltaica se basa en el aprovechamiento de estos electrones libres, evitando que se recombinen con otros huecos perdiendo así su actividad, para lo que se crea en el interior del semiconductor un campo eléctrico.

El material más utilizado en la fabricación de células solares es el Silicio (Si), el cual posee cuatro electrones de valencia. Para crear un campo eléctrico en este tipo de semiconductores se unen dos regiones de silicio tratadas químicamente, llamada unión “p-n”.

Tipos de células fotovoltaicas

Según el elemento que se emplee en estas regiones de silicio tratadas, se obtendrá una célula denominada p-type o n-type. En casos en los que el dopado se realiza con elementos como el Fósforo, el cual tiene 5 electrones frente a los 4 de valencia del Silicio, aparecerá un electrón libre. De lo contrario, si se emplea el Boro, de 3 electrones, la región aportará un hueco. Es por ello que la unión “p-n” se realiza con dos regiones que presenten una de ellas un exceso de electrones, frente a la otra con exceso de huecos.

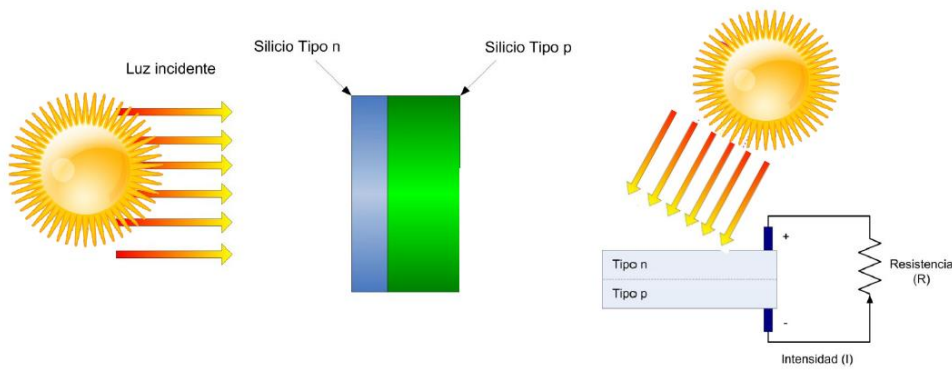


Ilustración 2: unión "p-n" en célula fotovoltaica

Una vez comprendido el principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica, es importante mencionar que existen distintos tipos según el dopado de la misma, ya sea sobre una base de silicio cargado positivamente (p-type), o sobre una base cargada negativamente (n-type):

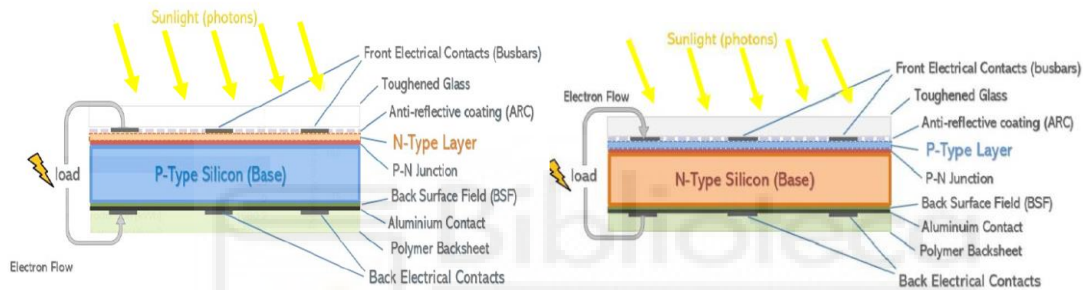


Ilustración 3: célula p-type y n-type

Si bien las primeras células fotovoltaicas eran de tipo n-type, estas fueron pronto adelantadas por las p-type, ya que el primer uso de las mismas fue para aplicaciones espaciales y presentaban mejor resistencia a las radiaciones del espacio.

A partir de estos dos tipos de células, se han ido añadiendo otros elementos o capas en las mismas para mejorar la eficiencia. Es el caso de la tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell), la cual consiste en añadir una capa reflectante para aprovechar al máximo la radiación incidente:

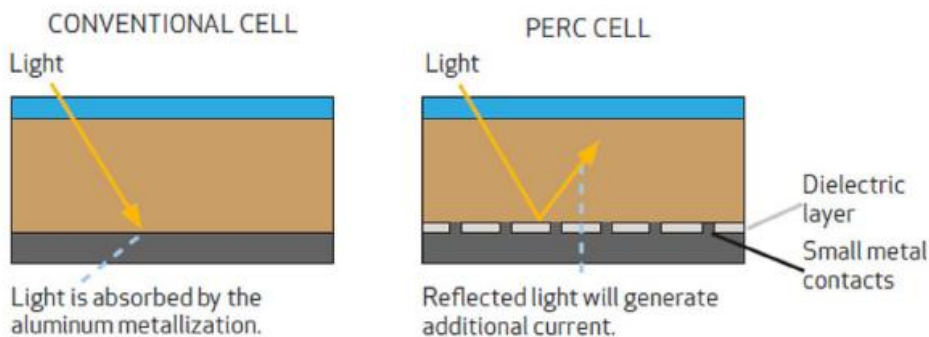


Ilustración 4: célula tipo PERC

También existen las células TOPCon, que incluye una capa delgada de óxido para reducir la recombinación de electrones en superficie, consiguiendo así una mayor eficiencia, además de presentar un coeficiente de temperatura menor.

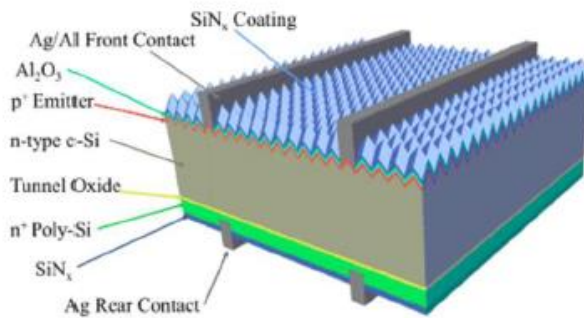


Ilustración 5: célula tipo TOPCON

Por otro lado, están las células con tecnología heterojunción (HJT), que combina las ventajas de las células de silicio cristalino y las del silicio amorfo, permitiendo que las células alcancen mayores grados de eficiencia a un menor coste de producción. El principal objetivo es igualmente la reducción de recombinación superficial:

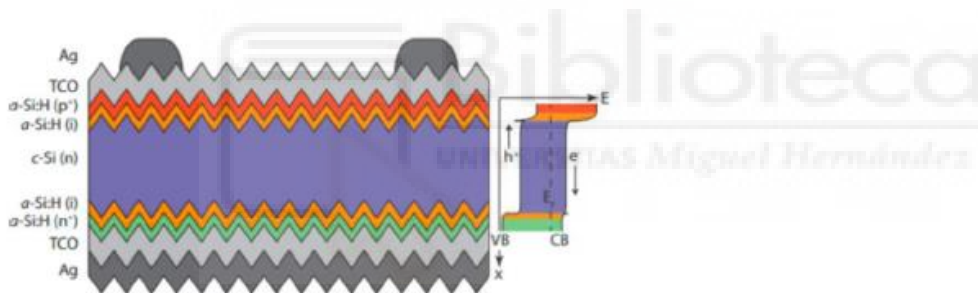


Ilustración 6: célula tipo HJT

Por último, y por su fundamental relevancia en los últimos años, se presentan las células bifaciales, las cuales presentan la ventaja de absorber la irradiación no solo desde la parte frontal, sino también desde la parte posterior, lo cual permite una mayor generación de energía.

Este tipo de módulos presentan por tanto una tecnología “dual-glass”, ya que están terminados en cristal por ambas caras del módulo, lo que también supone una mayor resistencia del mismo. Esto, unido al descenso de precios hasta prácticamente igualar el de los módulos monofaciales, hacen que sean la opción más utilizada en los últimos años, incluso en tipos de instalaciones en las que la ganancia por la parte posterior no sea significativa.

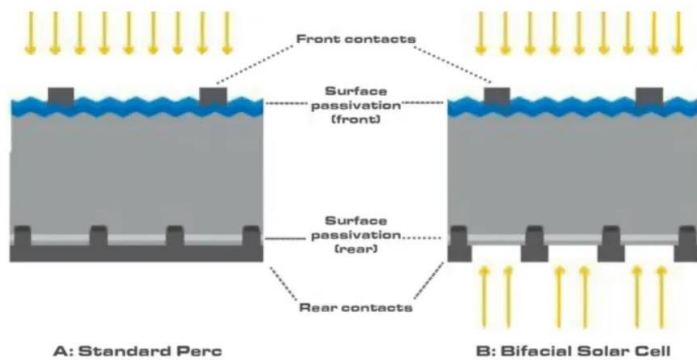


Ilustración 7: célula bifacial

4.2 Equipos principales de una instalación fotovoltaica

Una vez presentado la composición y funcionamiento de una célula fotovoltaica, se procede a enumerar los elementos que compondrá la instalación, nombrando las principales características de cada uno:

- **Módulo fotovoltaico:** es el elemento encargado de la generación de energía eléctrica en corriente continua. Está compuesto por un conjunto de células fotovoltaicas encapsuladas y cableadas entre ellas, un marco de protección y recubrimiento de cristal en su parte frontal, y EVA o cristal en su parte posterior ya sea mono o bifacial.



Ilustración 8: Módulo bifacial / monofacial (Fuente:Trina Solar)

- **Inversor fotovoltaico:** será el encargado de transformar la energía recibida en corriente continua desde los módulos fotovoltaicos, conectados a este formando series o cadenas (strings), a corriente alterna. Se dividen en distintas tipologías según su tamaño, potencia y uso.



Ilustración 9: microinversor / Inversor de string / Inversor central (Fuente: enphase, huawei, SMA)

- Centro de transformación: será el encargado de elevar el nivel de tensión asignado a la salida del inversor. Al subir el nivel de tensión (entre 1kV y 30kV, las pérdidas producidas por transporte serán reducidas.



Ilustración 10: centro de transformación (Fuente: Pronutec / Huawei)

- Cableado: será el encargado de conectar los distintos dispositivos de la instalación permitiendo así el transporte y distribución de la energía generada. Se dispondrán tres tramos diferenciados:
 - Corriente continua (baja tensión): conectará los distintos módulos formando series o cadenas hasta su conexión al inversor.
 - Corriente alterna (baja tensión): conectará los distintos inversores al centro de transformación
 - Corriente alterna (media tensión): en los casos en que la energía se haya de entregar a un nivel de tensión superior. Este tramo conectará el centro de transformación con el punto de inyección de energía.
- Estructura soporte: será la encargada de anclar y sujetar los módulos. Para el proyecto que nos ocupa se proponen dos tipos de estructuras, una en forma de marquesina solar, que será instalada en los espacios de aparcamiento, y otra autoportante que empleará en las cubiertas libres de algunos edificios de la universidad. Estas estructuras son diseñadas y calculadas de forma que aguanten las cargas por viento y nieve, así como las producidas por sismos dependiendo de la zona en que se ubiquen.



Ilustración 11: marquesina solar / estructura cubierta autoportante. (Fuente: MSC Energy, Van Der Walk)



5. Selección del emplazamiento

Se procede ahora a seleccionar aquellos emplazamientos que serán usados para la implantación fotovoltaica.

Se realiza el estudio considerando dos escenarios distintos para tratar de instalar la máxima capacidad posible y así optimizar la producción:

1. Instalación fotovoltaica en azoteas o cubiertas de edificios de la universidad que presenten superficie disponible.
2. Mediante la instalación de marquesinas solares en los espacios de aparcamiento del campus.

5.1 Instalaciones sobre cubierta

Sobre cubierta plana

Para este tipo de instalación se emplearán módulos de 600Wp, de dimensiones estándar (2.172x1.303x0.035m). Para optimizar el diseño tratando de abarcar la máxima superficie libre, se elige una estructura autoportante de 2 filas de módulos en disposición horizontal, 5 módulos por fila.

Si bien la inclinación óptima de las estructuras en esta latitud sería de alrededor 36°, se opta por una menor inclinación de cara a evitar sombreados entre filas y poder maximizar la potencia pico instalada. La configuración de la estructura, acorde a las soluciones estándar ofrecidas por fabricantes, es la siguiente:

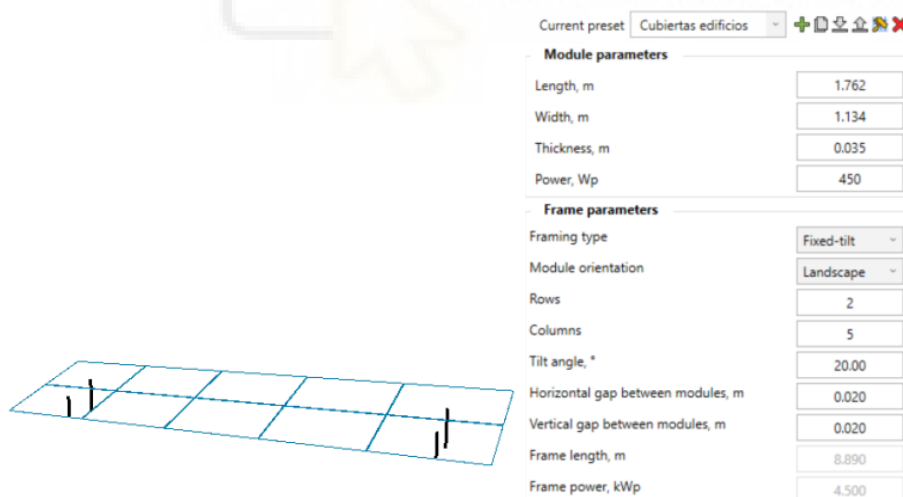


Ilustración 12: estructura autoportante propuesta para instalación en cubierta (Fuente: PVCCase)

Una vez propuesta la estructura, se analiza la separación a dejar entre filas. Acorde al pliego de condiciones técnicas del IDAE [3], la distancia “d”, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura “h” que pueda proyectar sombras, será tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, “d” ha de ser como mínimo igual a “h*k”, siendo “k” un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor “ $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ ”.

En la siguiente tabla pueden verse algunos valores significativos del factor “k”, en función de la latitud del lugar:

Tabla 4: latitud y valor factor k (Tabla VII pliego IDAE)

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a “h-k”, siendo en este caso “h” la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos

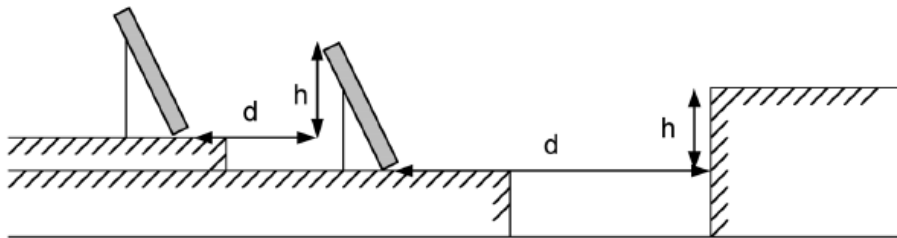


Ilustración 13: separación entre filas acorde a IDAE

Para el caso que nos ocupa, en Elche, con una latitud de 38 grados, nuestro sistema quedaría como:

$$d = h * k$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 38^\circ)} = 2.355$$

De la estructura diseñada obtenemos la altura, considerando una distancia libre del módulo al suelo de 10 centímetros:



Ilustración 14: vista altura estructura cubierta

$$d = h * k = 1.031 * 2.355 = 2.43m$$

Obtenemos por tanto que la separación mínima entre filas será de 2.43 metros.

Sobre cubierta a dos aguas

Para este tipo de edificios, con dos orientaciones este y oeste, se propondrá estructura fija coplanar siguiendo la propia inclinación de la cubierta:



Ilustración 15: ejemplo instalación sobre cubierta a dos aguas (Fuente: Van der Walk)

Una vez analizadas las cubiertas de los edificios del campus, se proponen las siguientes para el tipo de instalación que nos ocupa.



5.1.1 Edificio Vinalopó

Analizando la imagen satelital se aprecia que se trata de un edificio con cubierta a dos aguas.



Ilustración 16: imagen satelital Edificio Vinalopó

Por ello, se propone la instalación siguiendo la inclinación de la cubierta y evitando los objetos presentes en la misma.



Ilustración 17: instalación sobre cubierta Edificio Vinalopó

Se consigue en esta cubierta la instalación de 192 módulos, resultando en una potencia pico de 115.200 kWp.

5.1.2 Edificio La Galia

El edificio la Galia presenta una cubierta plana, aunque que con un número elevado de obstáculos.



Ilustración 18: imagen satelital edificio La Galia

Se propone una instalación con estructura coplanar a la misma respetando las distancias calculadas acorde a IDAE, y respetando la separación con elementos existentes como chimeneas y lucernarios.



Ilustración 19: instalación sobre cubierta en Edificio La Galia

Se instalan en este edificio un total de 160 módulos, resultando una potencia de 96 kWp.

5.1.3 Edificio Altet

Analizando la cubierta del edificio se aprecia que la misma es plana, aunque presenta muchos equipos que dificultan la implantación.



Ilustración 20: imagen satelital edificio Altet

Se decide por tanto utilizar únicamente los tramos de cubierta más al este. Asimismo, se considera que los tres módulos dispuestos para energía solar térmica se moverían a la cubierta oeste para no obstaculizar la nueva instalación fotovoltaica.



Se instalan en este edificio un total de 150 módulos, resultando una potencia de 90 kWp

5.1.4 Edificio Innova

El edificio Innova presenta tres tramos de cubierta plana y despejados de obstáculos.



Ilustración 21: imagen satelital edificio Innova UNIVERSITAS Miguel Hernández



Se instalan en este edificio un total de 120 módulos, resultando una potencia de 72 kWp

5.1.5 Edificios Alcudia y Altamira

Se estudian ambos edificios en paralelo por su cercanía y misma disposición.



Ilustración 22: imagen satelital edificios Alcudia y Altamira



En el edificio Alcudia se instalan 90 módulos, 54kWp, y en Altamira 80, 48kWp.

Por tanto, la potencia pico instalada empleando el espacio en cubierta de los edificios seleccionados suma un total de 475.2 kWp.

Tabla 5: potencia instalada en cubiertas

Edificio UMH	Potencia pico instalada (kWp)
Vinalopó	115.2
La Galia	96
Altet	90
Innova	72
Alcudia	54
Altamira	48
Total	475.2



5.2 Instalaciones sobre marquesina solar

Se emplearán dos tipos de marquesina según los aparcamientos existentes en la universidad, una en configuración Este-Oeste, y otra orientada al sur:

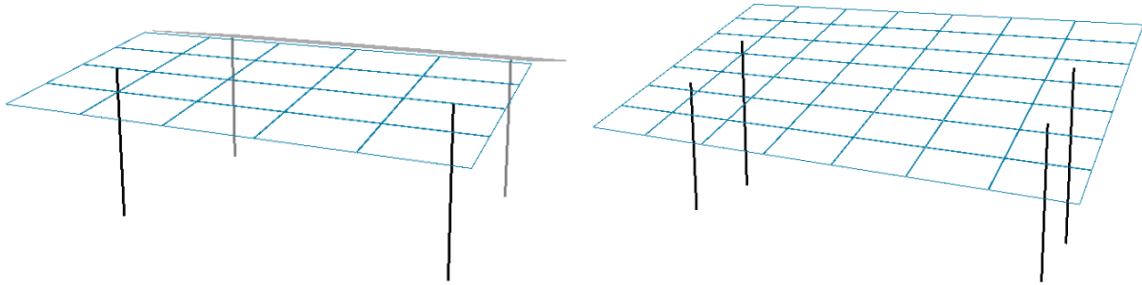


Ilustración 23: marquesina solar aparcamiento (Este-Oeste y Sur)

Se plantean las mismas con una altura mínima al suelo de 3 metros y medio, y una inclinación de 10 grados en el caso de la Este-Oeste, y 20 grados para la orientada al sur.

Debido al tamaño de estas estructuras se trata de evitar una inclinación muy elevada para minimizar las cargas, ya que de lo contrario el refuerzo estructural necesario para las mismas conllevaría grandes costes por la cantidad de acero a emplear.

Se analizan ahora los espacios de aparcamiento libres para su instalación.



5.2.1 Aparcamiento Altabix 3

Analizando el aparcamiento de Altabix 3, se aprecia que se dispone de mucho espacio para instalar marquesinas en configuración este-oeste siguiendo la disposición actual de las plazas de aparcamiento.



Ilustración 24: imagen satelital Aparcamiento Altabix 3 (Fuente: Google Earth)



Ilustración 25: instalación mediante marquesina solar Aparcamiento Altabix 3

Mediante marquesinas en disposición Este-Oeste, y siguiendo la azimuth del aparcamiento existente, se instalan un total de 2144 módulos, resultando en una potencia de 1286,400 kWp.

5.2.2 Aparcamiento edificio Altazavares



Ilustración 26: imagen satelital aparcamiento Altazavares



Ilustración 27: instalación mediante marquesina solar Aparcamiento Altazavares

Mediante marquesinas en disposición Sur, y siguiendo la Azimut del aparcamiento existente, se instalan un total de 637 módulos, resultando en una potencia de 382.2 kWp

5.2.3 Edificio UMH Palau d'Esports



Ilustración 28: imagen satelital aparcamiento Palau d'Esports (Fuente: Google Earth)



Ilustración 29: instalación mediante marquesina solar Aparcamiento Palau d'Esports

Mediante marquesinas en disposición Sur, y siguiendo la Azimut del aparcamiento existente, se instalan un total de 392 módulos, resultando en una potencia de 235.2 kWp

5.2.4 Aparcamiento Torrevallo

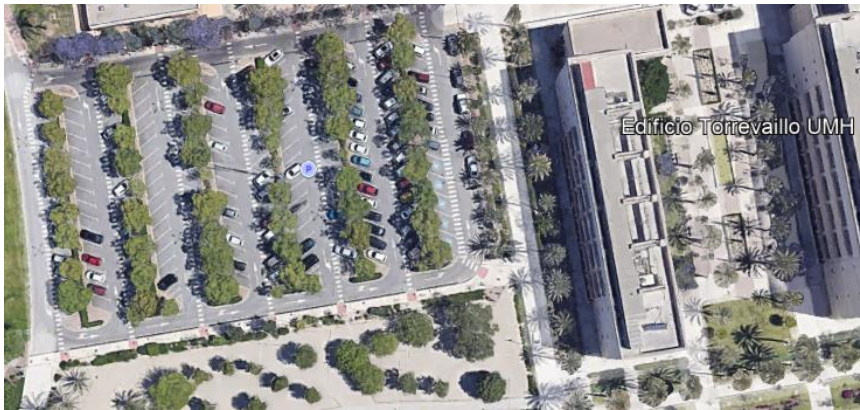


Ilustración 30: imagen satelital aparcamiento Torrevallo (Fuente: Google Earth)

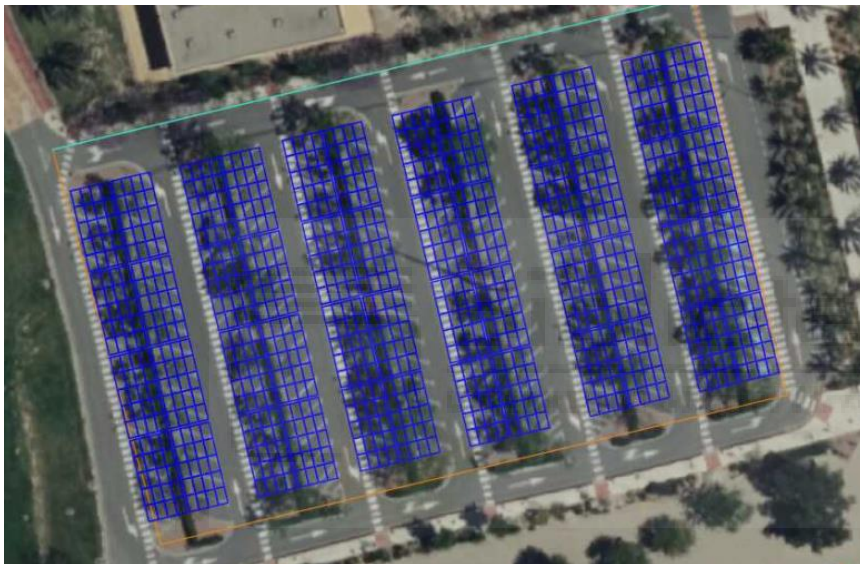


Ilustración 31: instalación mediante marquesina solar Aparcamiento Torrevallo

Se instalan 960 módulos por una potencia de 576 kWp en marquesinas solares en configuración Este-Oeste.

5.2.5 Aparcamiento Torre Blanca



Ilustración 32: imagen satelital Aparcamiento Torre Blanca (Fuente: Google Earth)



Ilustración 33: instalación mediante marquesina solar Aparcamiento Torre Blanca

Se instalan 2148 módulos por una potencia de 1288,8 kWp en marquesinas solares en configuración Sur y Este-Oeste.

5.2.6 Aparcamiento Rectorado



Ilustración 34: imagen satelital Aparcamiento Rectorado (Fuente: Google Earth)

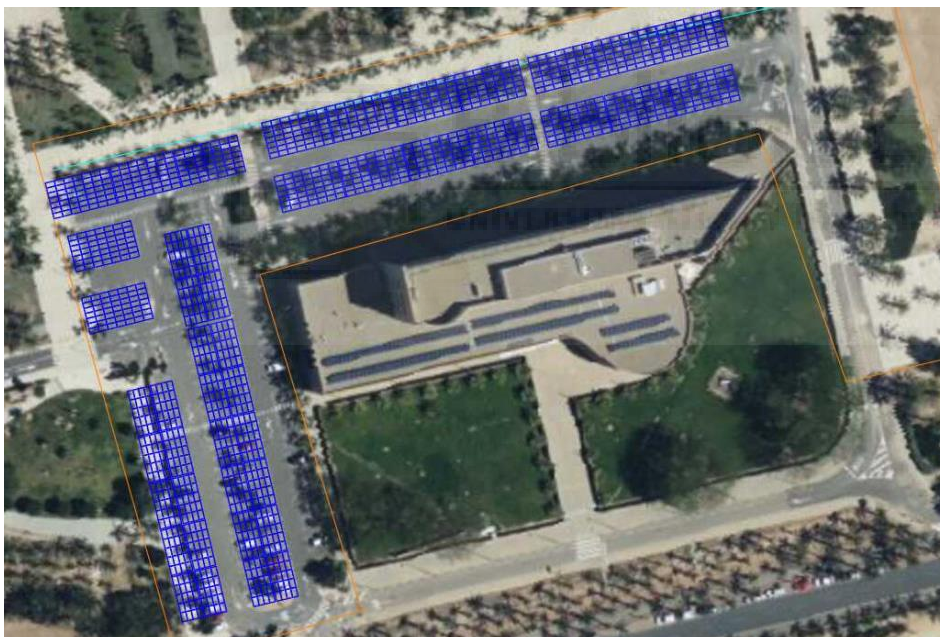


Ilustración 35: instalación mediante marquesina solar Aparcamiento Rectorado

Se instalan 1451 módulos por una potencia de 870.6 kWp en marquesinas solares en configuración Sur y Este-Oeste.

5.2.7 Aparcamiento Vinalopó



Ilustración 36: imagen satelital Aparcamiento Vinalopó (Fuente: Google Earth)



Ilustración 37: instalación mediante marquesina solar Aparcamiento Vinalopó

Se instalan 784 módulos por una potencia de 470.4 kWp en marquesinas solares en configuración Sur.

Tabla 6: potencia instalada en marquesinas

Aparcamiento	Potencia pico instalada (kWp)
Altabix 3	1286.4
Altazavares	382.2
Palau d'Esports	235.2
Torrevaïllo	576
Torre Blanca	1288.8
Rectorado	811.8
Vinalopó	470.4
Total	5050.8

Se consigue por tanto una potencia total de 5050.8kWp en marquesinas solares propuestas en los aparcamientos existentes del campus.



6. Potencia total instalada

Una vez presentadas los dos tipos de instalación y cada uno de los sistemas definidos, se concluye que la potencia pico a instalar en la superficie disponible en el área de estudio será:

Tabla 7: potencia total instalación fotovoltaica

Tipo de instalación	Potencia pico instalada (kWp)
Sobre cubierta	475.2
Sobre marquesinas en aparcamientos	5050.8
TOTAL	5526.00

La potencia total instalada ascendería a 5526kWp en el caso de combinar los dos casos de estudio.



7. Definición de equipos

En este apartado se presentan los equipos principales de las distintas instalaciones fotovoltaicas, el módulo o panel, que como se indica en el Capítulo 4 será el encargado de generar energía eléctrica en corriente continua a partir de la radiación solar, y el inversor, que transformará esta energía de corriente continua a alterna.

7.1 Módulo fotovoltaico

El módulo o panel fotovoltaico elegido es el CS7L-600MS, del fabricante Canadian Solar, con una potencia de 600 Wp.

Sus principales características se pueden consultar en la ficha técnica incluida en Anexo III: fichas técnicas equipos.

Se elige este módulo por ser de una potencia elevada, 600Wp, contar con una buena eficiencia igual al 21.2% y tener medidas estándar, lo que facilita la instalación al poder disponer los fabricantes de estructura opciones compatibles. Igualmente, el fabricante, Canadian Solar, es uno de los mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos del mundo con una reconocida experiencia y calidad en sus productos.

7.2 Inversor fotovoltaico

Para el inversor, dependiendo de la potencia de cada instalación, se consideran varios modelos del mismo fabricante:

- Huawei SUN2000-50KTL: de 50 kW de potencia nominal
- Huawei SUN2000-100KTL: de 100 kW de potencia nominal

Ambas fichas de características se pueden consultar en Anexo III: fichas técnicas equipos, y su tensión de trabajo, la cual determinará el número de módulos que puedan ser conectados al mismo, va desde los 200V a 1000V.

8. Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos

Una vez definidos los equipos y el número de módulos fotovoltaicos a instalar en cada una de las cubiertas y marquesinas solares, se procede al dimensionamiento de cada uno de los sistemas, definiendo el número de módulos por string que irán conectados a cada entrada del inversor, así como el número de inversores por sistema, de modo que el ratio DC/AC, esto es, la relación entre la potencia pico (en módulos) y la potencia nominal (en inversores) quede dentro de los rangos aceptables (para no caer en un sobredimensionamiento de ninguna de las dos partes).

8.1 Condiciones de diseño

Para dimensionar correctamente la instalación fotovoltaica, se deben analizar los datos meteorológicos de la ubicación de modo que a los niveles de irradiancia y temperatura a los que el sistema vaya a funcionar, los equipos seleccionados operen de forma correcta.

Para ello, a partir de los datos mensuales obtenidos del proveedor Solargis, se obtiene con PVSyst un archivo sintético con una distribución horario de los valores de irradiancia y temperatura que la ubicación seleccionada tendrá en un año tipo.

La variable que limita nuestro sistema será la tensión de circuito abierto, definida en el siguiente apartado, para la cual seleccionamos la menor temperatura a lo largo del año que se produce en la universidad, para un nivel de irradiancia superior a 100 W/m^2 (consideramos que el sistema no comienza a trabajar hasta este valor de radiación).

Para la ubicación definida correspondiente al campus de la UMH, (latitud 38.2800° N , longitud -0.6880° W , altitud 230 m), se obtiene que el día 12 de enero, a las 8 de la mañana, para una irradiancia de 150.2 W/m^2 , la temperatura ambiente es igual a $3.4^\circ \text{ centígrados}$, por que esta será la mínima temperatura de diseño que se considerará para el dimensionamiento del string.

8.2 Dimensionado del string

Un string o cadena es una serie de paneles solares conectados en secuencia para formar un único circuito eléctrico. Estos paneles están conectados en serie, lo que significa que la corriente eléctrica pasa a través de cada panel uno tras otro siguiendo la cadena, y la tensión total del circuito será la suma de cada uno de ellos.

El número de módulos por string se calcula con las siguientes comprobaciones:

- La tensión de circuito abierto V_{OC} es inferior a la tensión máxima del módulo y del inversor (en el año 0).
- La tensión en el punto de máximo trabajo V_{MP} está dentro del rango de tensión de funcionamiento MPP del inversor (200-1000V) (también en el año 0).

Se procede a revisar las peores condiciones de trabajo de la instalación, según los datos meteorológicos considerados, para considerar la tensión de circuito abierto a dicha temperatura:

$$V_{OC}(T, G) = V_{OC}(STC) \times [1 + \alpha \times (T - T_{STC})] \times [1 + \beta \times \left(\frac{G}{G_{STC}} - 1\right)]$$

Donde:

- $V_{OC}(T, G)$: Voltaje de circuito abierto corregido por temperatura e irradiancia.
- V_{OC} : Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar.
- α : Coeficiente de temperatura del voltaje.
- T : Temperatura del panel en operación en °C.
- T_{STC} : Temperatura del panel en condiciones estándar de prueba en °C (generalmente 25°C).
- β : Coeficiente que describe la influencia de la irradiancia en V_{OC} . Este coeficiente es bajo y normalmente se omite en la expresión
- G : Irradiancia en condiciones reales (W/m²)
- G_{STC} : Irradiancia estándar de prueba (1000W/m²)

Los datos se extraen de la hoja de características del módulo:

Tabla 8: hoja características del módulo

ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS	615MS
Nominal Max. Power (Pmax)	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W	610 W	615 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V	35.3 V	35.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A	17.29 A	17.38 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A	18.57 A	18.62 A
Module Efficiency	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%	21.6%	21.7%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Considerando el factor β como despreciable, se obtiene para la temperatura de diseño escogida, 3.4 °C:

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(STC) \times [1 + \alpha \times (T - T_{STC})]$$

$$V_{OC}(3.4^\circ\text{C}) = 41.3 \times [1 + (-0.0026 \times (3.4 - 25))]$$

$$V_{OC} (3.4^{\circ}C) = 43.62V$$

$$V_{OC} \text{ string} = V_{OC} \text{ panel} \cdot \text{No. Módulos en serie}$$

Considerando la tensión mínima y máxima de trabajo del inversor:

$$V_{OC} \text{ string} = 200V = 43.62 V \cdot N_{min}$$
$$N_{min} = 4.58 = 5 \text{ módulos}$$

$$V_{OC} \text{ string} = 1000V = 43.62 V \cdot N_{max}$$
$$N_{max} = 22.92 = 22 \text{ módulos}$$

Se obtiene por tanto que cada string estará compuesto como mínimo de 5 módulos conectados en serie, y como máximo 22, para estar dentro del rango de tensión de trabajo del inversor en las condiciones meteorológicas planteadas y no incurrir en pérdidas eléctricas por una no operación correcta del sistema.



9. Diseño de instalaciones fotovoltaicas

Una vez realizada la implantación de módulos fotovoltaicos en cada una de las superficies seleccionadas, bien en cubierta o sobre marquesina solar, y realizado el dimensionado del string, es decir, el número de módulos en cadena que podrán ir conectados a cada entrada de un inversor fotovoltaico, se procede a definir cada una de las instalaciones, definiendo el número de módulos por string, número de strings, modelo de inversor seleccionado y número de inversores.

9.1 Instalaciones sobre cubierta

9.1.1. Edificio Vinalopó

Tabla 9: resumen instalación edificio Vinalopó

Edificio Vinalopó	
Tipo de instalación	Sobre cubierta
Potencia Pico (kWp)	115
Potencia nominal (kW)	100
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (192 unidades) (16 strings x 12 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-50KTL (50kW) (2 unidades)
Estructura	Fija sobre cubierta / este-oeste Inclinación 10°, azimut 76.3° y -103.7°

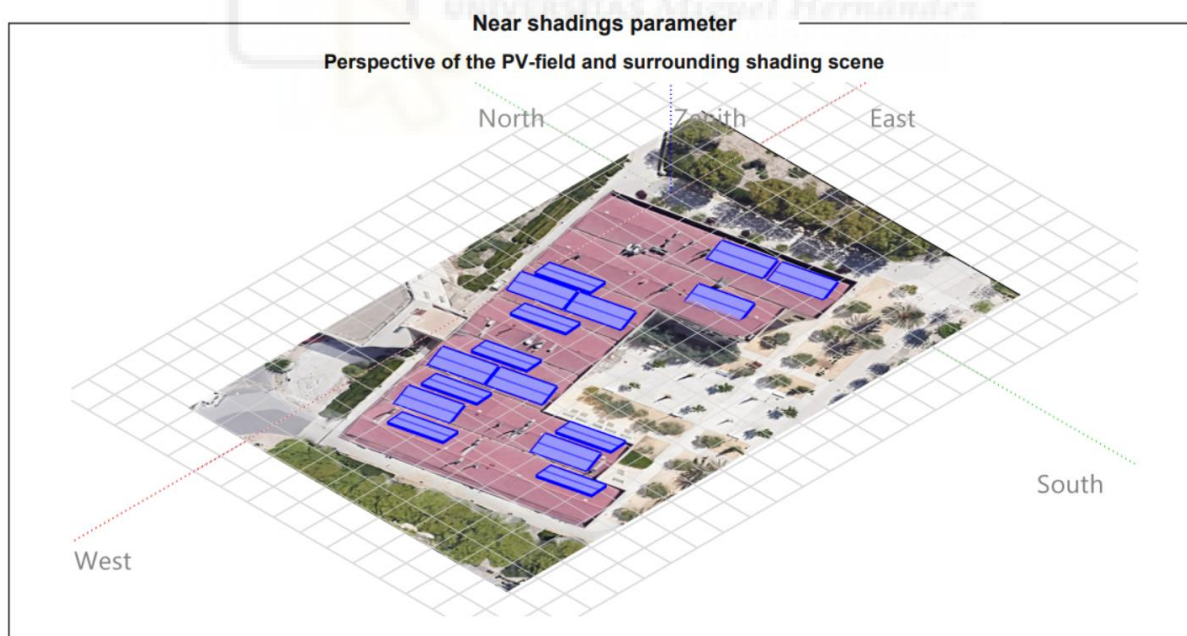


Ilustración 38: escena 3D para cálculo de sombras - Vinalopó

9.1.2 Edificio La Galia

Tabla 10: resumen instalación edificio La Galia

Edificio La Galia	
Tipo de instalación	Sobre cubierta
Potencia Pico (kWp)	96
Potencia nominal (kW)	80
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (160 unidades) (16 strings x 10 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-40KTL (40kW) (2 unidades)
Estructura	Fija sobre cubierta / este-oeste Inclinación 20°, azimut -13.6

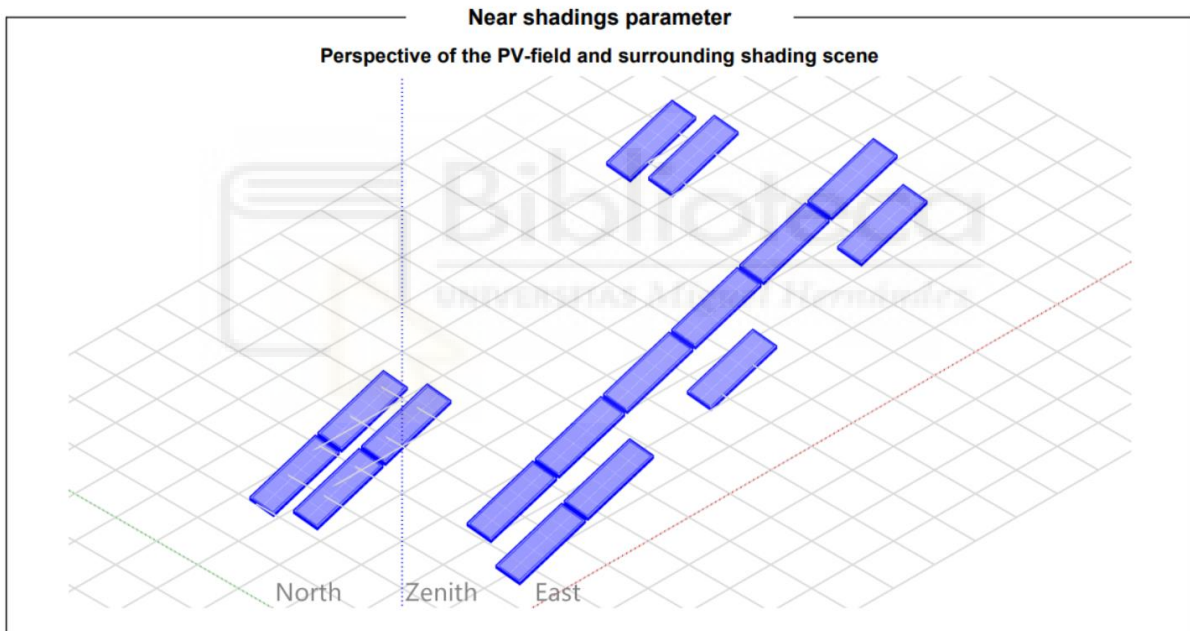


Ilustración 39: escena 3D para cálculo de sombras - La Galia

9.1.3 Edificio Altet

Tabla 11: resumen instalación edificio Altet

Edificio Altet	
Tipo de instalación	Sobre cubierta
Potencia Pico (kWp)	90
Potencia nominal (kW)	80
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (150 unidades) (15 strings x 10 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-40KTL (40kW) (2 unidades)
Estructura	Fija sobre cubierta Inclinación 20°, azimut -13.6

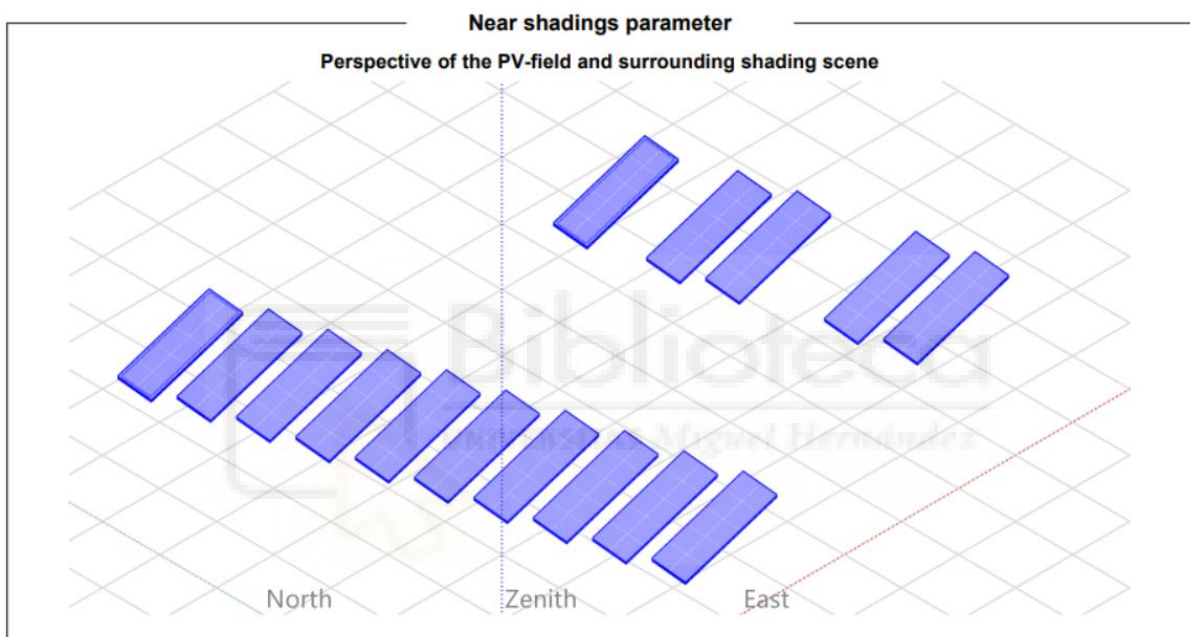


Ilustración 40: escena 3D para cálculo de sombras - Altet

9.1.4 Edificio Innova

Tabla 12: resumen instalación edificio Innova

Edificio Innova	
Tipo de instalación	Sobre cubierta
Potencia Pico (kWp)	72
Potencia nominal (kW)	60
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (120 unidades) (12 strings x 10 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-30KTL (30kW) (2 unidades)
Estructura	Fija sobre cubierta Inclinación 20°, azimut -13.4

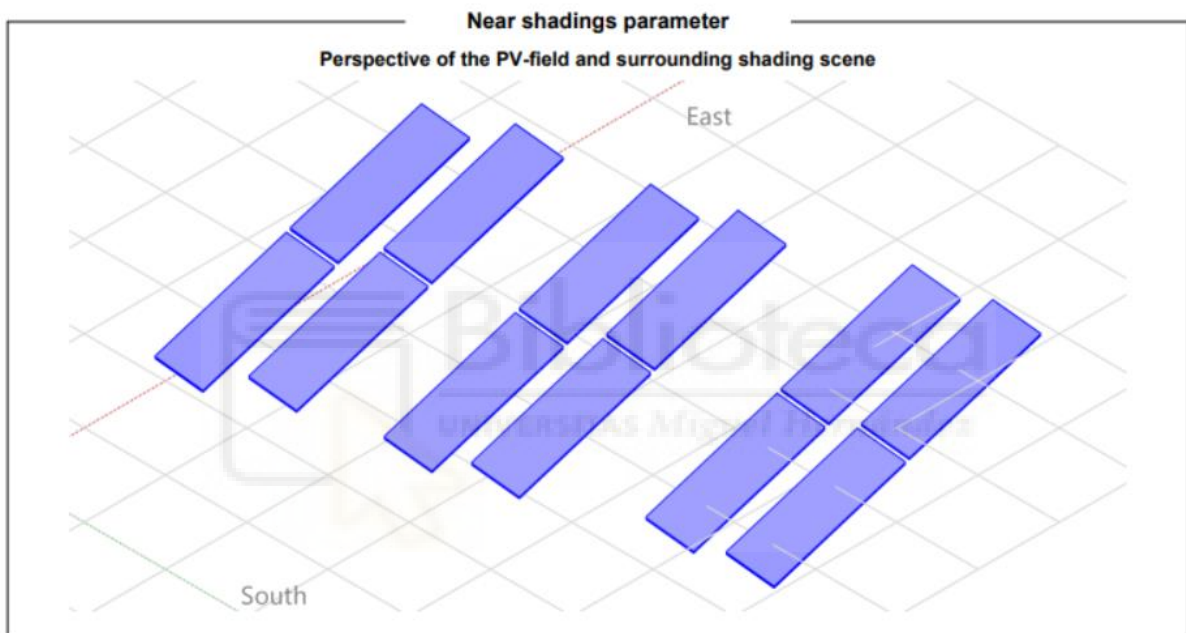


Ilustración 41: escena 3D para cálculo de sombras - Innova

9.1.5 Edificios Alcudia y Altamira

Tabla 13: resumen instalación edificios Alcudia y Altamira

Edificios Alcudia y Altamira	
Tipo de instalación	Sobre cubierta
Potencia Pico (kWp)	102
Potencia nominal (kW)	100
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (170 unidades) (17 strings x 10 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-50KTL (50kW) (2 unidades)
Estructura	Fija sobre cubierta Inclinación 20°, azimut -13.6°

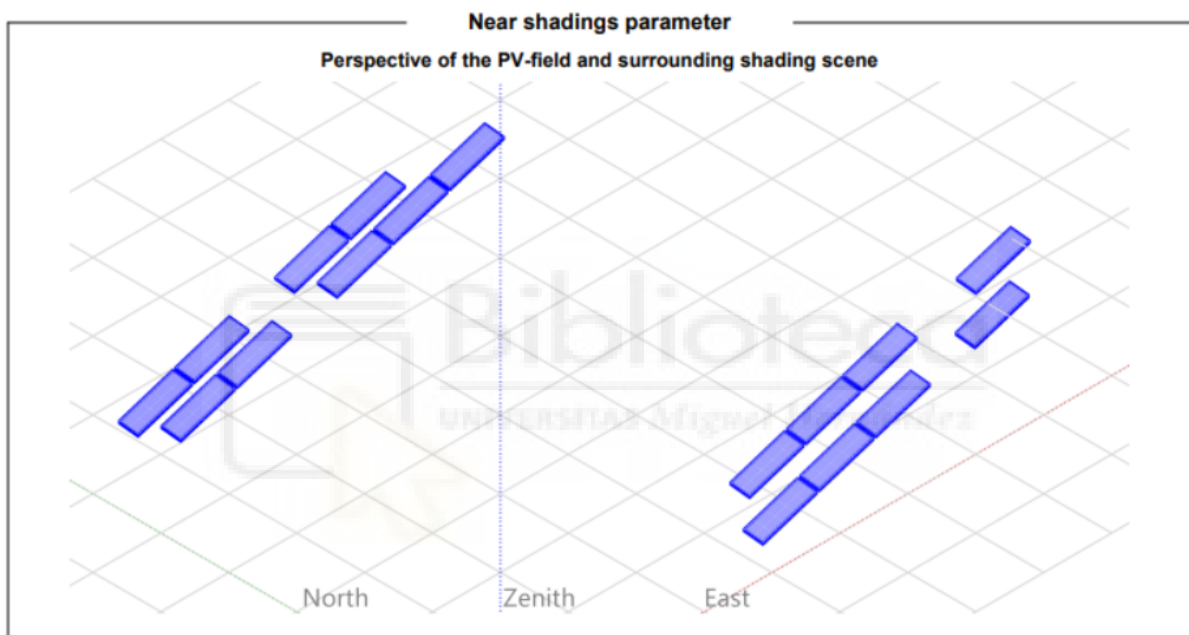


Ilustración 42: escena 3D para cálculo de sombras - Alcudia y Altamira

9.2 Instalaciones sobre marquesinas solares

9.2.1 Aparcamiento Edificio Altabix 3

Tabla 14: resumen instalación aparcamiento Altabix 3

Aparcamiento Altabix 3	
Tipo de instalación	Sobre marquesina solar
Potencia Pico (kWp)	1286.40
Potencia nominal (kW)	1111
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (2142 unidades) (153 strings x 14 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-111KTL (111kW) (10 unidades)
Estructura	Fija sobre marquesina solar este-oeste Inclinación 10°, azimut 76.6° y -103.4°

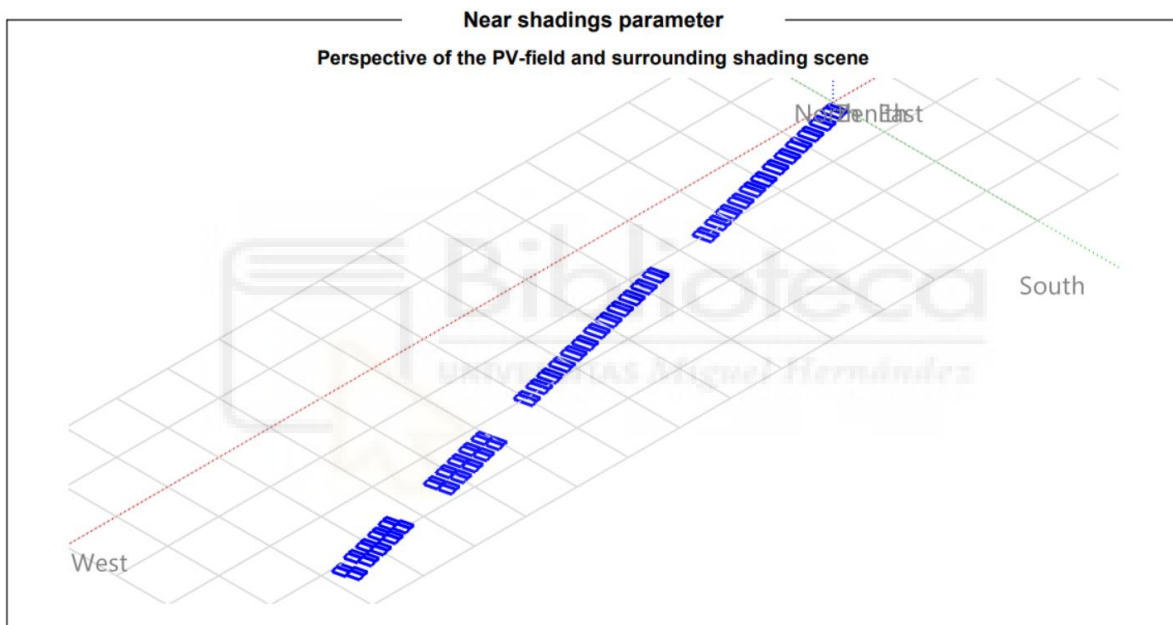


Ilustración 43: escena 3D para cálculo de sombras - Aparcamiento Altabix

9.2.2 Aparcamiento Edificio Altazavares

Tabla 15: resumen instalación aparcamiento Altazavares

Aparcamiento Altazavares	
Tipo de instalación	Sobre marquesina solar
Potencia Pico (kWp)	382
Potencia nominal (kW)	375
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (6372 unidades) (49 strings x 13 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-75KTL (75kW) (5 unidades)
Estructura	Fija sobre marquesina solar Inclinación 20°, azimut -13.5°

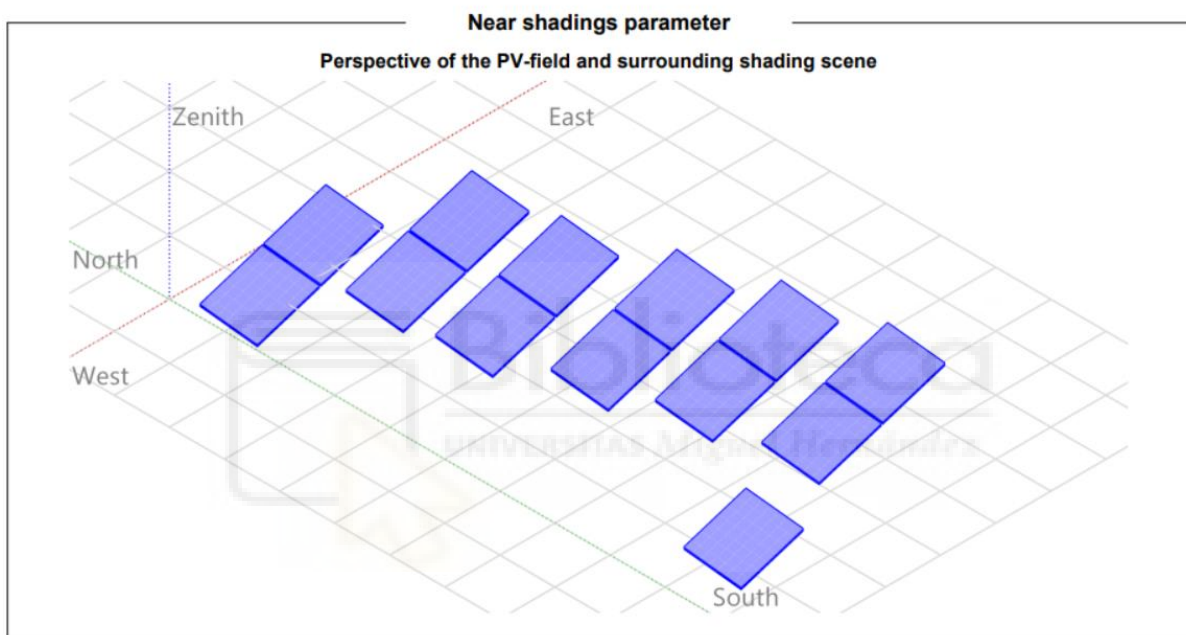


Ilustración 44: escena 3D para cálculo de sombras - aparcamiento Altazavares

9.2.3 Aparcamiento Edificio Palau d'Esports

Tabla 16: resumen instalación aparcamiento Palau d'Esports

Aparcamiento Palau d'Esports	
Tipo de instalación	Sobre marquesina solar
Potencia Pico (kWp)	235
Potencia nominal (kW)	200
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (392 unidades) (28 strings x 14 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-100KTL (100kW) (2 unidades)
Estructura	Fija sobre marquesina solar Inclinación 20°, azimut -13.5°

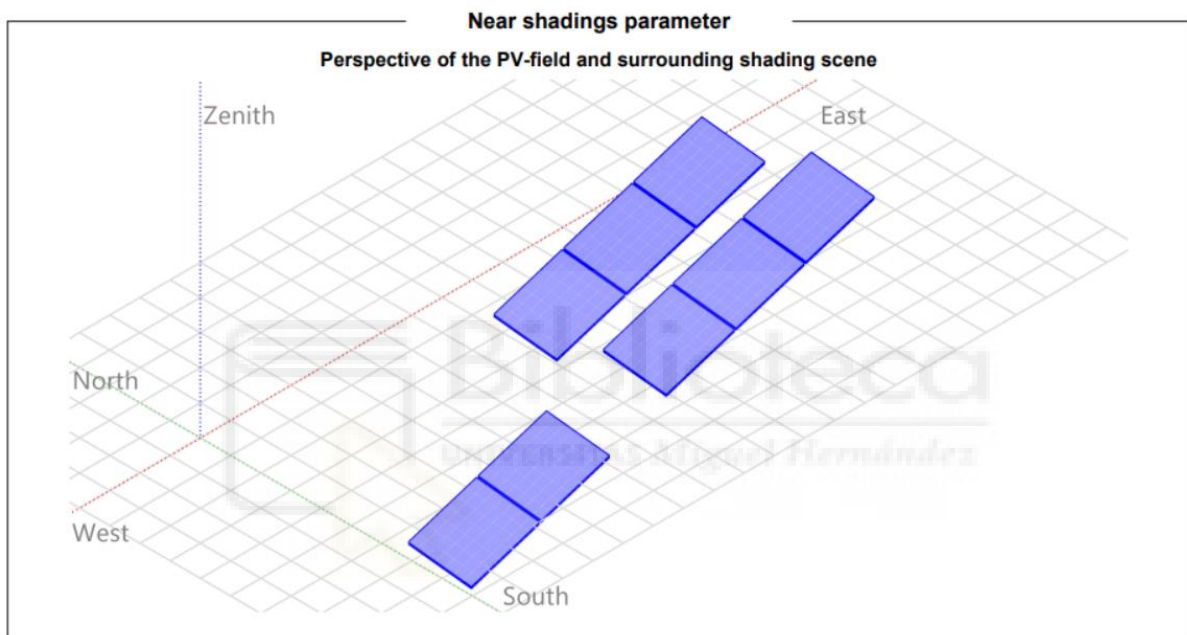


Ilustración 45: escena 3D para cálculo de sombras - aparcamiento Palau d'Esports

9.2.4 Aparcamiento Edificio Torrevallo

Tabla 17: resumen instalación aparcamiento Torrevallo

Aparcamiento Torrevallo	
Tipo de instalación	Sobre marquesina solar
Potencia Pico (kWp)	576
Potencia nominal (kW)	500
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (960 unidades) (80 strings x 12 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-100KTL (100kW) (5 unidades)
Estructura	Fija sobre marquesina solar / este-oeste Inclinación 10°, azimut 76.6° / -103.4°

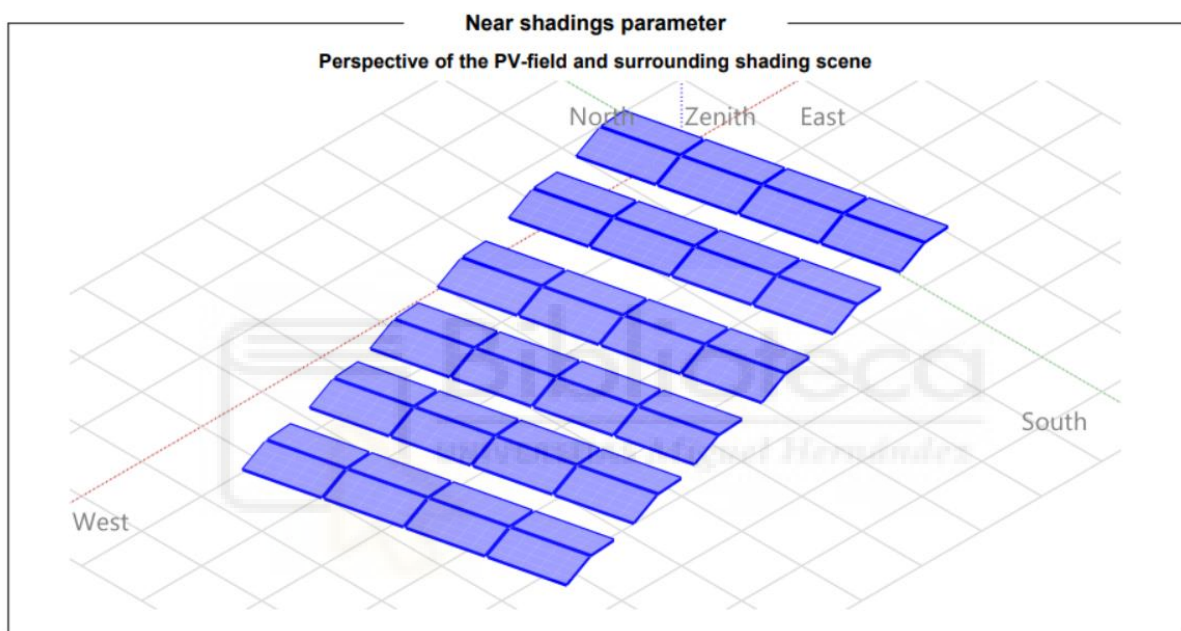


Ilustración 46: escena 3D para cálculo de sombras - aparcamiento Torrevallo

9.2.5 Aparcamiento Edificio Torre Blanca

Tabla 18: resumen instalación aparcamiento Torre Blanca

Aparcamiento Torre Blanca	
Tipo de instalación	Sobre marquesina solar
Potencia Pico (kWp)	576
Potencia nominal (kW)	500
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (960 unidades) (80 strings x 12 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-100KTL (100kW) (5 unidades)
Estructura	Fija sobre marquesina solar / sur y este-oeste Inclinación 10°, azimuth 76.6° / -103.4° Inclinación 20°, azimuth -14°

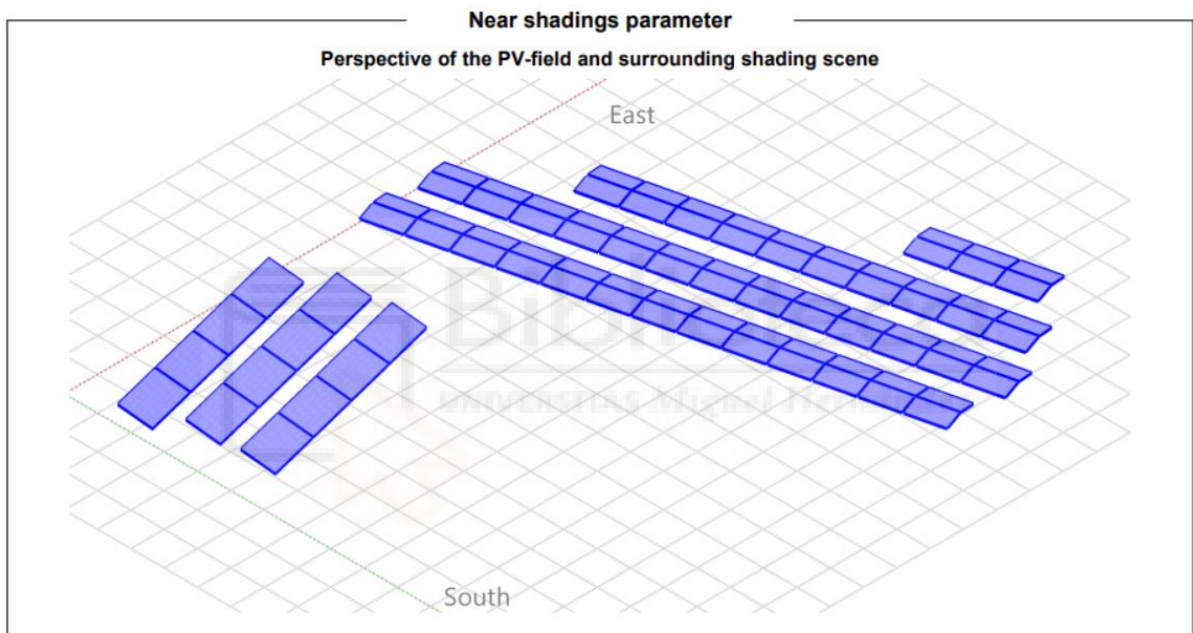


Ilustración 47: escena 3D para cálculo de sombras - aparcamiento Torre Blanca

9.2.6 Aparcamiento Edificio Rectorado

Tabla 19: resumen instalación aparcamiento Rectorado

Aparcamiento Rectorado	
Tipo de instalación	Sobre marquesina solar
Potencia Pico (kWp)	870
Potencia nominal (kW)	725
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (1450 unidades) (145 strings x 10 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-100KTL (100kW) (6 unidades) Huawei SUN2000-125KTL (100kW) (1 unidad)
Estructura	Fija sobre marquesina solar / sur y este-oeste Inclinación 10°, azimut 76.6° / -103.4° Inclinación 20°, azimut -14°

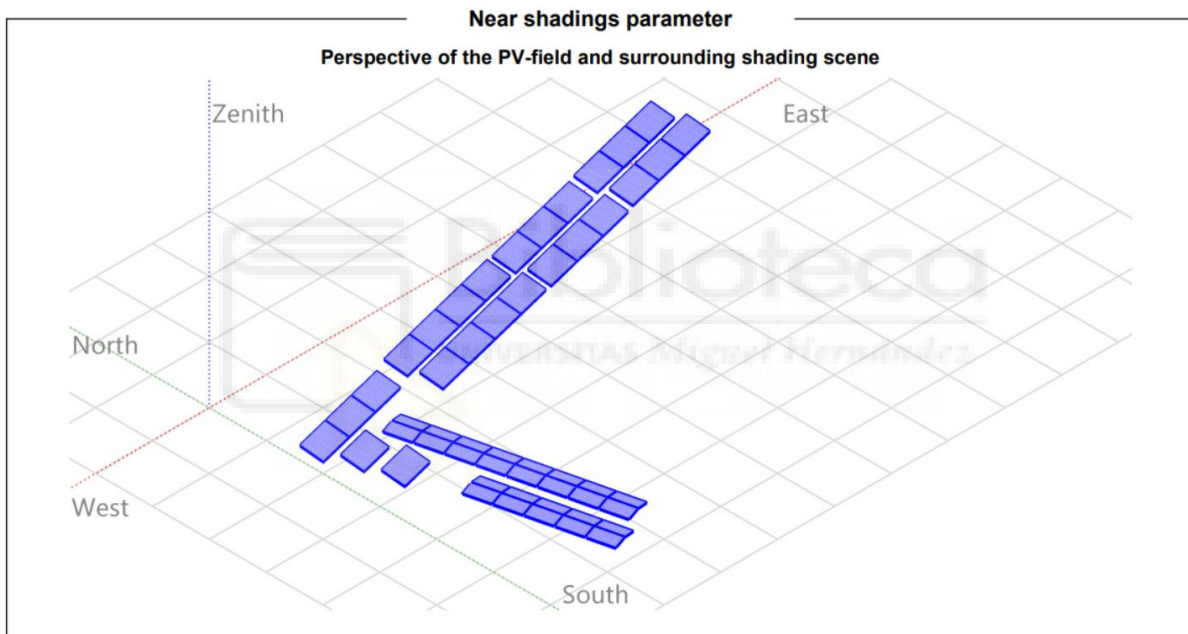


Ilustración 48: escena 3D para cálculo de sombras - aparcamiento Rectorado

9.2.7 Aparcamiento Edificio Vinalopó

Tabla 20: resumen instalación aparcamiento Vinalopó

Aparcamiento Vinalopó	
Tipo de instalación	Sobre marquesina solar
Potencia Pico (kWp)	449
Potencia nominal (kW)	400
Módulo fotovoltaico	Canadian CS7L-600MS (600Wp) (748 unidades) (68 strings x 11 módulos en serie)
Inversor fotovoltaico	Huawei SUN2000-100KTL (100kW) (4 unidades)
Estructura	Fija sobre marquesina solar Inclinación 20°, azimut -14°

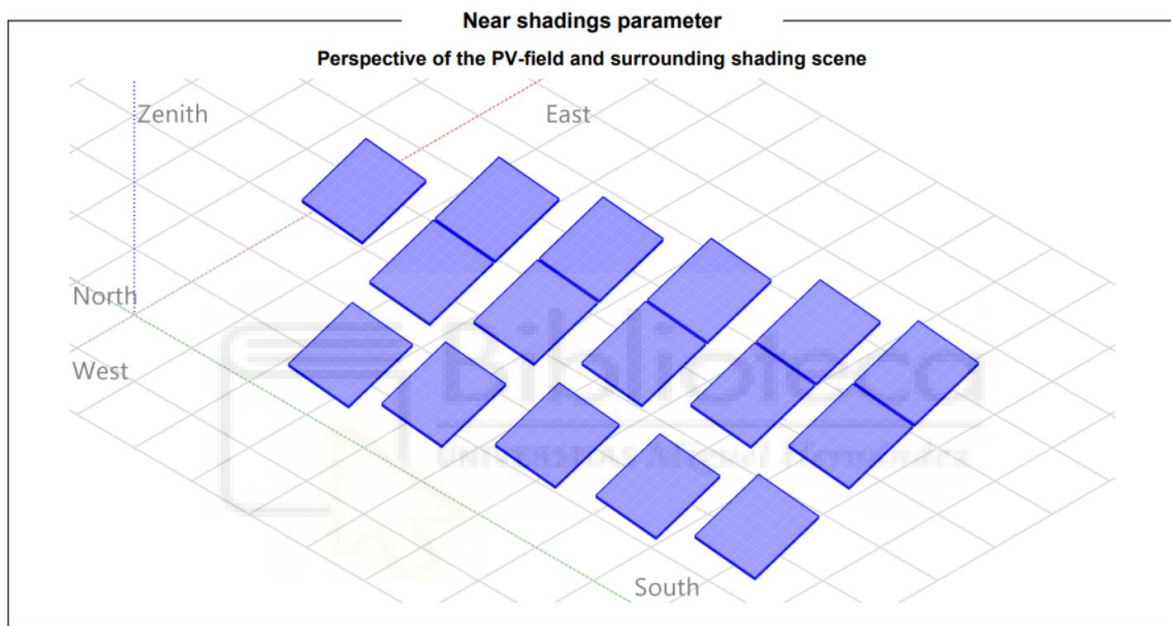


Ilustración 49: escena 3D para cálculo de sombras - aparcamiento Vinalopó

10. Estudio de producción

Se realiza el cálculo de la producción anual de cada una de las instalaciones definidas. Para ello se emplea el software PVSyst, un programa muy reconocido a nivel global para este tipo de estimaciones, en su versión 7.3.

10.1 Base de datos meteorológicos

Antes de empezar a definir nuestros sistemas, lo primero que debemos hacer es descargar una base de datos meteorológica que será la que el software use en la simulación. Para esto, se selecciona el proveedor Solargis, muy fiable y reconocido a nivel global por su resolución espacial de 250 metros y validación de datos con más de 1500 ubicaciones en todo el mundo.

Alguno de los datos que el software de cálculo empleará en la simulación serán el horizonte, para calcular las pérdidas por sombreado lejano, la irradiancia global horizontal y difusa, y la temperatura del emplazamiento:

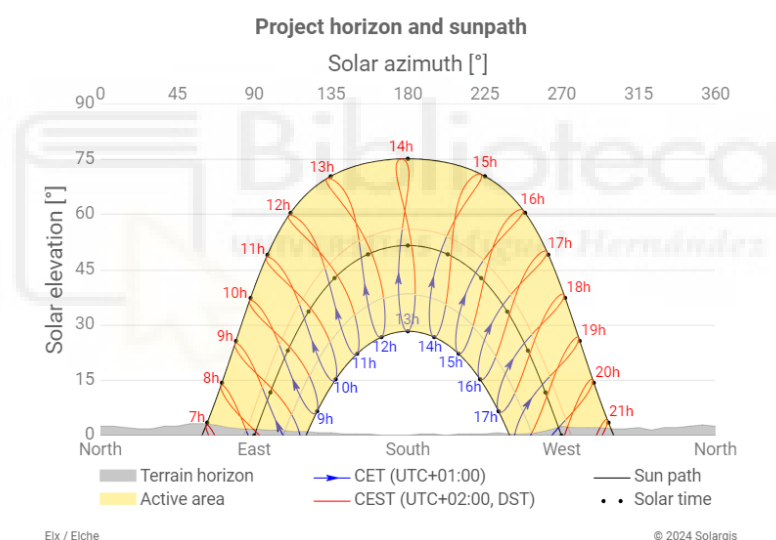


Ilustración 50: horizonte en la UMH

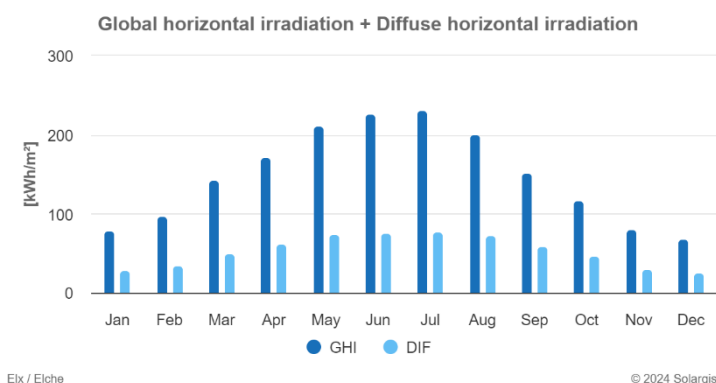
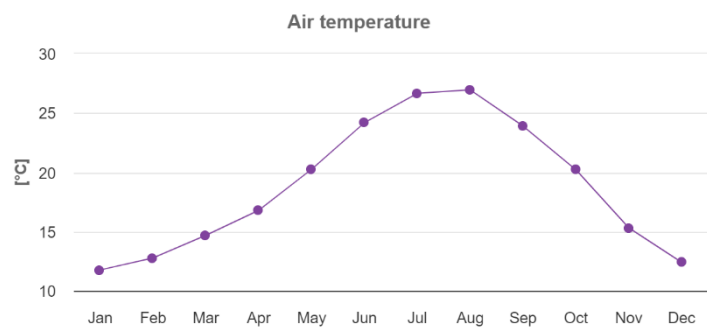


Ilustración 51: irradiancia global horizontal y difusa en la UMH



Elx / Elche

© 2024 Solargis

Ilustración 52: temperaturas mensuales medias en la UMH

10.2 Metodología empleada

Una vez cargados los datos meteorológicos, se realiza una simulación para cada uno de los sistemas definidos en el Capítulo 9. Para ello se introducen en PVSyst todas las características de cada instalación: modelo y número de módulos e inversores y modo de conexión, y se importa una escena 3D con el plano de cada instalación, que contiene cada uno de los módulos fotovoltaicos con sus coordenadas XYZ para un estudio detallado del sombreado entre ellos.

Además, se definen las distintas pérdidas que empleará el software para el cálculo:

Tabla 21: pérdidas definidas en PVSyst

Parámetro	Definición
Horizonte	Para estudiar las posibles pérdidas por sombreado lejano, se ha cargado el horizonte de la ubicación de la universidad.
Suciedad	Las pérdidas por suciedad se han estimado en un 1.5%. La ubicación de la universidad no supone una contaminación ambiental excesiva, como puede ser polvo, excrementos de aves u otros, y los módulos se han dispuesto inclinados, por lo que con la lluvia y posibles limpiezas periódicas se mantendrán en un correcto estado de operación,
Pérdidas por sombreado entre filas	Se ha cargado la escena 3D de cada una de las implantaciones para estudiar el impacto de sombreado entre filas. Se ha conseguido que estas pérdidas sean reducidas siguiendo las recomendaciones del IDAE para la distancia entre filas.
Dependencias de temperatura	Las simulaciones consideran que los módulos están semiintegrados en una estructura con una mínima ventilación por la parte posterior.
Degradación inducida por la luz (inicial)	La degradación inducida por la luz (LID) se estima en 2% para los módulos seleccionados acorde a ficha técnica y garantizado por el fabricante (tecnología de tipo PERC).
Pérdidas óhmicas en cable CC	Se han supuesto unas pérdidas óhmicas en el cable de string, en corriente continua, del 1.5%.
Pérdidas óhmicas en cable AC	Se han supuesto unas pérdidas óhmicas en el cable desde el inversor, en corriente alterna, del 1%.
Reflexión (IAM)	Se consideró la parametrización de Fresnel, para módulos con recubrimiento anti-reflectivo, acorde a ficha técnica.

Modelo de simulación para el inversor	Se ha empleado el archivo con las especificaciones técnicas del inversor seleccionado, proporcionado por el propio fabricante (Huawei).
Modelo de simulación para el módulo	Se ha empleado el archivo con las especificaciones técnicas del inversor seleccionado, proporcionado por el propio fabricante (Canadian Solar).

10.3 Resultados

Todos los informes con la definición de cada sistema y sus resultados se pueden consultar en Anexo I: informes de PVSyst.

Tabla 22: resultados cálculo de producción fotovoltaica

Instalación	Energía Producida (MWh/año)	Energía Específica (kWh/kWp)	PR (%)
Sobre cubierta			
Vinalopó	170.255	1478	83.20
La Galia	161.601	1683	83.55
Altet	151.077	1679	83.33
Innova	121.276	1684	83.60
Alcudia y Altamira	172.249	1689	83.82
Sobre marquesina solar en aparcamientos			
Altavix 3	1,860.685	1448	81.68
Altazavares	631.131	1652	81.99
Palau d'Esports	389.220	1655	82.14
Torrevailla	839.210	1457	82.23
Torre Blanca	1,931.683	1499	81.90
Rectorado	1,369.198	1574	81.39
Vinalopó	737.839	1644	81.62

11. Tasa de autoconsumo

De las simulaciones realizadas con PVSyst se extraen los perfiles horarios de generación de cada sistema para un año.

Al no disponer de datos de consumos individualizados por edificio, se tratan datos macro comparando el total de generación fotovoltaica sumando todas las instalaciones con el consumo global de la universidad, obteniendo la siguiente tasa de autoconsumo por meses, obtenida a partir de la comparación de datos horarios:

Tabla 23: tasa autoconsumo directo

Mes	Consumo (kWh)	Consumo con FV (kWh)	Autoconsumo directo (%)
Enero	918788.168	596299.65	35%
Febrero	962159.84	588012.44	39%
Marzo	729090.866	376766.15	48%
Abril	614495.7816	276873.78	55%
Mayo	576867.952	236031.68	59%
Junio	914155.752	384607.67	58%
Julio	1084017.488	504315.90	53%
Agosto	543445.312	222393.25	59%
Septiembre	981596.336	521958.08	47%
Octubre	605135.872	302732.87	50%
Noviembre	819647.52	506088.14	38%
Diciembre	968867.5354	685134.57	29%
Total	9718268.423	5201214.18	46%

Se comprueba por tanto que la tasa de autoconsumo es significativa, suponiendo un ahorro anual de 4517054.24 kWh.

Además, debido a aquellas horas en las que la generación de energía es superior al consumo, el total de excedente de energía generado por la instalación fotovoltaica asciende a 4018564.17 kWh, por lo que o bien inyectando este excedente a red o almacenándolo en un sistema de almacenamiento mediante baterías, el ahorro anual de la universidad se verá incrementado notablemente.

12. Análisis económico

Una vez definidos cada uno de los sistemas y analizado su producción total y la correspondiente tasa de autoconsumo, se procede a realizar un estudio económico de la instalación para analizar su rentabilidad.

Se analizarán dos casos, por un lado la instalación fotovoltaica diseñada de 5,226kWp, y por otro dicha instalación añadiendo además un sistema de almacenamiento con baterías.

Para esto, se recurre al software de cálculo HomerPro, un software de simulación y optimización de sistemas de energía híbridos reconocido a nivel mundial. Esta herramienta nos permite cargar el perfil horario de consumo de la universidad creado, así como los datos meteorológicos, y definir el sistema de estudio.

Definiremos por tanto el caso de estudio como una instalación conectada a red a la que se añade el sistema fotovoltaico diseñado, y se simulará de cara a optimizar el sistema añadiendo o no almacenamiento, y en base a los consumos, precio de energía de red, generación del sistema FV y coste de cada uno de los sistemas se obtendrá la configuración óptima que presente una mayor rentabilidad.

Lo primero que haremos será cargar la base de datos meteorológicos. Empleamos la misma considerada anteriormente, utilizando los datos mensuales medios de SolarGis.

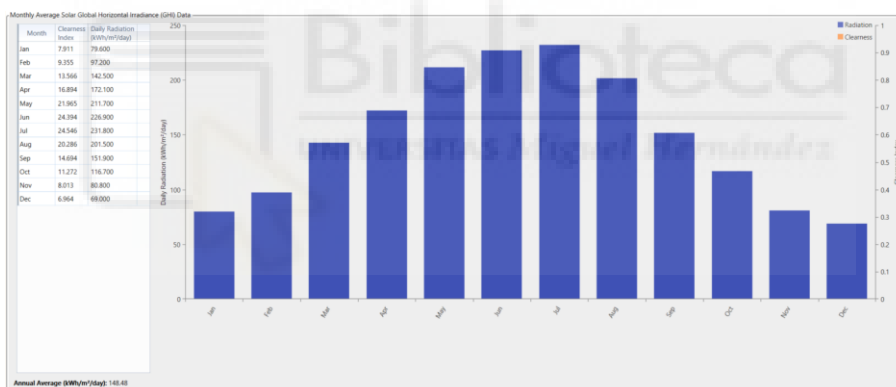


Ilustración 53: datos meteo en HomerPro

A continuación, importamos el perfil horario de consumos de la universidad para un año:

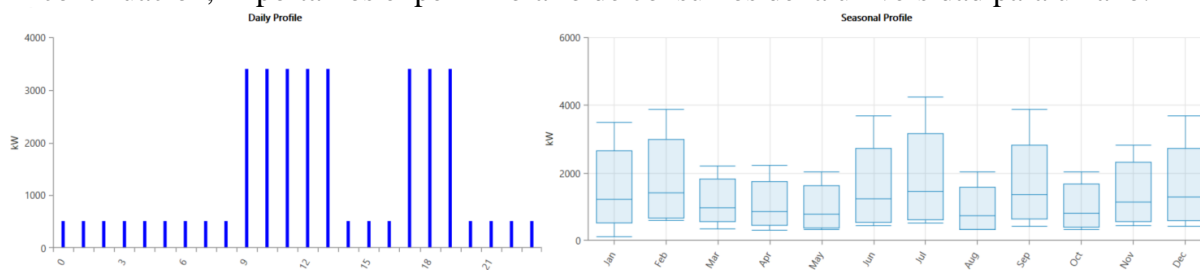


Ilustración 54: análisis consumos HomerPro

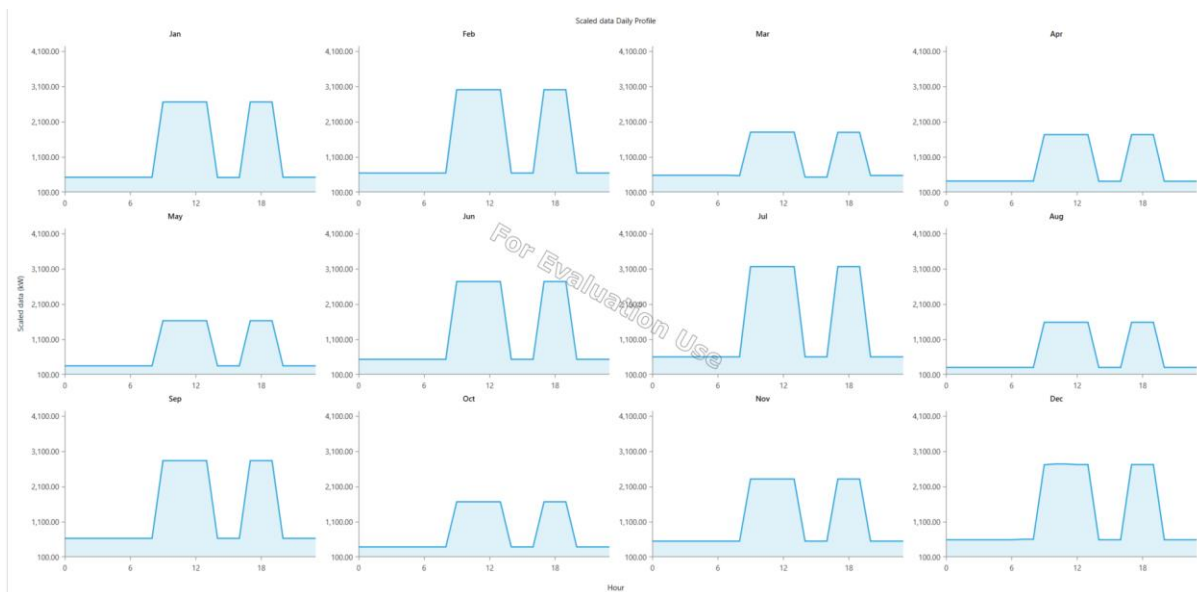


Ilustración 55: consumos diarios HomerPro

12.1 Análisis instalación FV diseñada

En primer lugar, se simula el primer caso de estudio sin considerar almacenamiento. Es decir, se simula una instalación conectada a red añadiendo un sistema fotovoltaico.



Definimos el sistema FV, manteniendo las características de la instalación diseñada, dimensionando para una potencia pico de 5,526kWp y un ratio DC/AC de 1.20. Al ser un modelo de simulación distinto a PVSyst, realizamos varias simulaciones iterando el sistema con distintos valores de eficiencia (%), hasta alcanzar la misma producción anual obtenida en PVSyst.

Según el perfil de consumo de la universidad, se requieren 36967kWh/día con un pico de 4241kW. En el sistema propuesto, el consumo se realiza a partir de dos fuentes, la generada en el sistema fotovoltaico y la obtenida de la red:

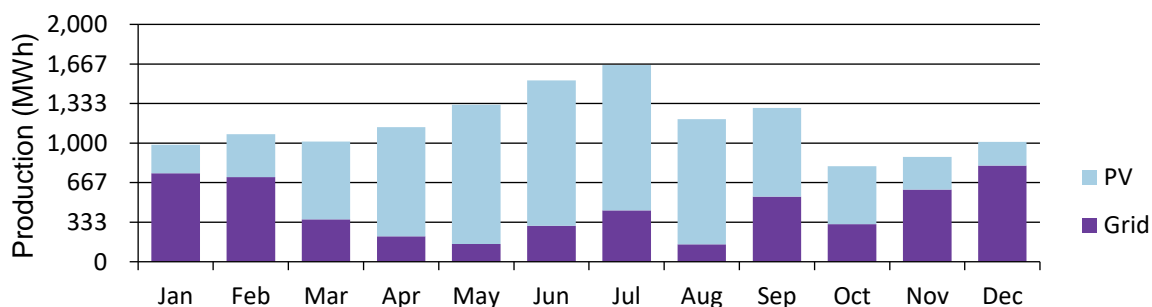


Ilustración 56: consumo de red VS autoconsumo

El sistema fotovoltaico tiene una capacidad nominal de 5.526 kW. La producción anual es de 8,564,485 kWh/yr.

Rated Capacity	5,226 kW	Total Production	8,564,485 kWh
Capital Cost	€3.88M	Maintenance Cost	2,837 €/yr
Specific Yield	1,639 kWh/kW	LCOE	0.0354 €/kWh
PV Penetration	88.1 %		

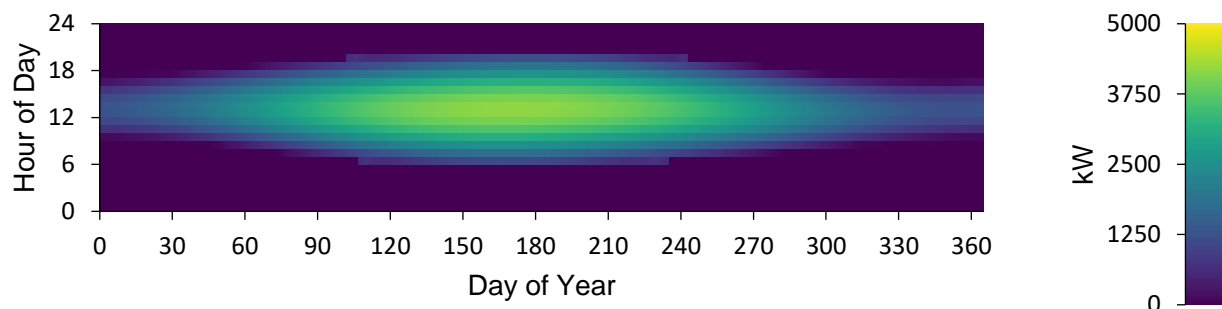


Ilustración 57: producción sistema FV HomerPro

La energía anual comprada a la red es de 4.729.742 kWh, mientras que la energía anual vendida a la red es de 3.790.938 kWh

Tabla 24: análisis compra-venta de energía HomerPro

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Load (kW)	Energy Charge (€)	Demand Charge (€)	Total Charge (€)
January	744,268	55,586	688,682	3,500	€71,648	€0.00	€71,648
February	714,101	94,742	619,358	3,887	€66,673	€0.00	€66,673
March	356,927	250,019	106,907	2,200	€23,192	€0.00	€23,192
April	212,986	474,540	-261,554	2,221	-€2,428	€0.00	-€2,428
May	149,615	686,596	-536,982	1,420	-€19,368	€0.00	-€19,368
June	304,089	551,474	-247,385	2,692	€2,835	€0.00	€2,835
July	433,799	511,556	-77,757	3,338	€17,802	€0.00	€17,802
August	147,701	604,921	-457,219	1,515	-€15,476	€0.00	-€15,476
September	549,397	276,603	272,794	3,887	€41,110	€0.00	€41,110
October	316,045	176,034	140,011	2,028	€22,803	€0.00	€22,803
November	607,898	50,805	557,093	2,827	€58,250	€0.00	€58,250
December	809,229	31,173	778,056	3,702	€79,364	€0.00	€79,364
Annual	5,346,054	3,764,050	1,582,004	3,887	€346,403	€0.00	€346,403

12.1.1 Resultados

Las necesidades eléctricas de la Universidad Miguel Hernández se cubren con 9,718,268.423kWh. Los gastos por tanto para cubrir este consumo, considerando la tarifa 6.1 y un valor promedio de 0.100€/kWh, ascienden actualmente a 971,827€/año.

Con el sistema fotovoltaico propuesto de 5,526 kWp, se reducirían los costes anuales a 349,246€/año. La inversión por tanto queda amortizada en 6.23 años, teniendo una tasa interna de retorno (TIR) del 15.6%.

Tabla 25: resumen análisis económico

Simple payback:	6.23 yr	Net Present Value:	€4.17M
Return on Investment:	12.1 %	Capital Investment:	€3.88M
Internal Rate of Return:	15.6 %	Annualized Savings:	€622,580

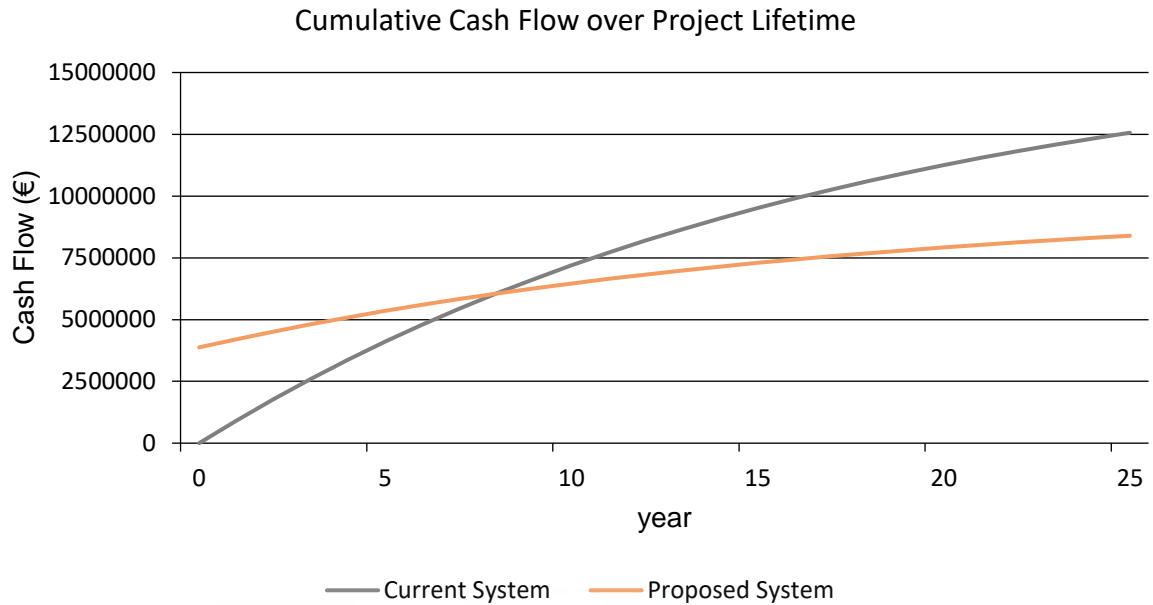


Ilustración 58: Flujo de caja acumulado a lo largo de la vida del proyecto

Para información más detallada, consultar Anexo II: informe HomerPro.

12.2 Análisis instalación FV y almacenamiento mediante baterías

Al igual que antes, se define el sistema con la instalación fotovoltaica calculada, y se añade un sistema de almacenamiento para que el propio software optimice el dimensionamiento del mismo.



Según las distintas iteraciones de optimización resultadas, la propuesta técnico-económica más favorable consiste en un sistema con 5226kWp de fotovoltaica y 1000kWh de capacidad en baterías.

Como se aprecia en los resultados de la simulación, el aporte de energía de la batería dimensionada es mínimo.

Tabla 26: dimensionamiento batería HomerPro

Rated Capacity	1,000 kWh	Expected Life	15.0 yr
Annual Throughput	800 kWh/yr	Capital Costs	€100,000
Maintenance Cost	333 €/yr	Losses	84.3 kWh/yr
Autonomy	0.721 hr		

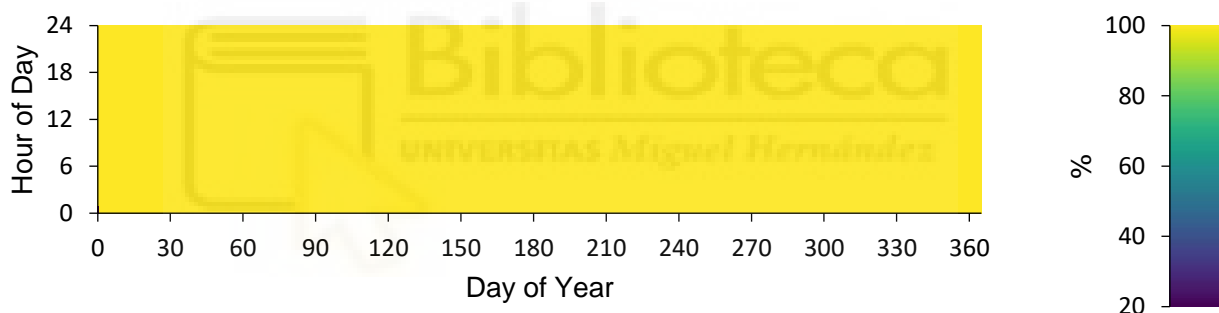


Ilustración 59: estado de carga de la batería

12.2.1 Resultados

Se obtiene por tanto, como resultado de simular 5.526 kW fotovoltaicos y 1.000 kWh de capacidad de batería, que los costes por consumo de energía quedan reducidos a 352,271 euros al año. La inversión se amortiza en 6.39 años y la TIR es del 15.1%.

Tabla 27: resumen análisis económico sistema con batería

Simple payback:	6.39 yr	Net Present Value:	€4.03M
Return on Investment:	11.6 %	Capital Investment:	€3.98M
Internal Rate of Return:	15.1 %	Annualized Savings:	€619,555

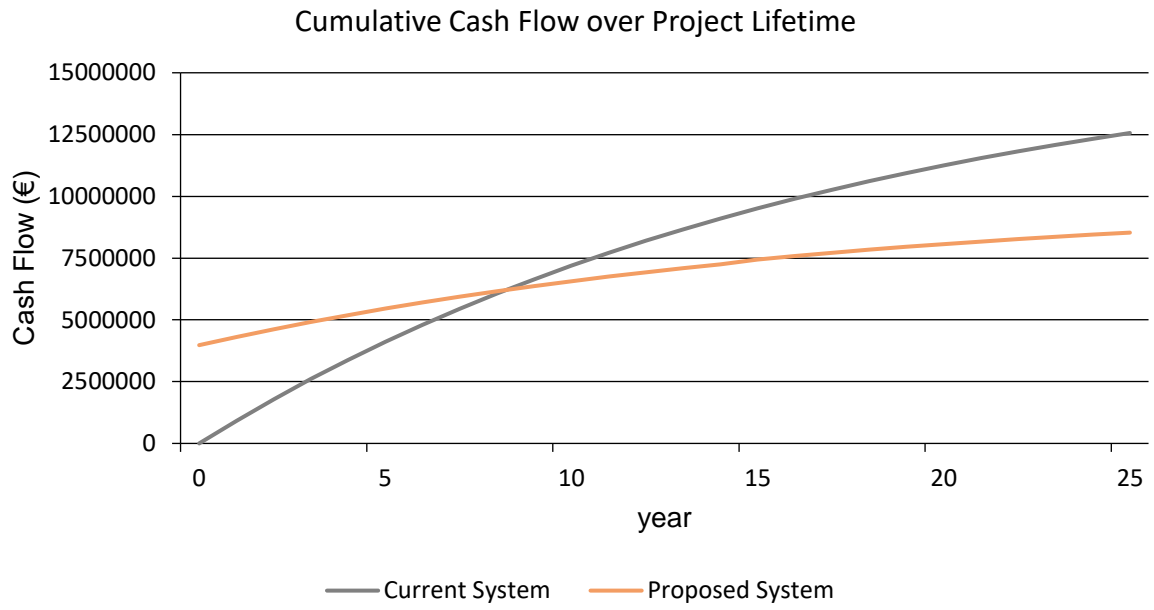


Ilustración 60: Flujo de caja acumulado a lo largo de la vida del proyecto (con batería)



13. Conclusiones

A la vista de los cálculos y resultados presentados, resulta evidente que la inclusión de sistemas de generación de energía renovable fotovoltaica en la ubicación que nos ocupa, Elche, es además de positivo medioambientalmente, rentable.

Los resultados obtenidos reflejan una tasa de autoconsumo elevada, lo que significa que la curva de generación y consumo coinciden durante varias horas al día, haciendo por tanto que gran parte de la electricidad que la universidad necesita para su funcionamiento sea consumida directamente desde el sistema fotovoltaico, reduciendo notablemente la dependencia de la red.

Teniendo una tasa de autoconsumo directo del 46%, lo que supone un ahorro anual de 4,517,054.24 kWh, la universidad estaría notablemente más cerca del objetivo de descarbonización definido para 2030.

Además, como se detalla en el apartado 12, aparte del notable impacto positivo a nivel medioambiental que la instalación definida supone, la inversión resulta altamente rentable, presentado un tiempo de amortización de 6.23 años y una tasa de retorno del 15.6%.

Por otro lado, en vista de los resultados obtenidos, si bien los excedentes de la instalación fotovoltaica ascienden a 4,018,564.17 kWh, la rentabilidad al incluir un sistema de almacenamiento con baterías disminuye. No obstante, al tratarse de una tecnología aún temprana y que está en pleno momento de desarrollo, los costes asociados a su implantación así como la eficiencia de los sistemas disponibles en el mercado presentarán notables avances en los próximos años, ya que todo el sector energético está apostando en su investigación por los grandes beneficios que estos sistemas pueden aportar a la red, especialmente combinados con instalaciones existentes de generación renovable, formando lo que se conoce como hibridaciones.

Es de esperar, por tanto, que soluciones como la aquí presentada que combinen elementos de generación renovable con sistemas de almacenamiento, conformen el sistema de energía eléctrico del futuro y vayan desplazando progresivamente a otras fuentes de generación contaminantes.

Anexos

Anexo I: informes de PVsyst
Edificio Vinalopó



Version 7.3.2

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Vinalopó

Sheds on ground

System power: 115 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
28/08/24 18:17
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		User's needs	
Orientation		Nb. of sheds	16 units	Transposition	Perez
Fixed planes	2 orientations	Several orientations		Diffuse	Perez, Meteonom
Tilts/azimuths	10 / 76.3 °			Circumsolar	separate
	10 / -103.7 °				
Horizon		Near Shadings			
Free Horizon		According to strings			
		Electrical effect	100 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-50KTL-ZHM3-480V
	(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	192 units	Number of inverters	8 * MPPT 25% 2 units
Nominal (STC)	115 kWp	Total power	100 kWac
Modules	16 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
Pmpp	106 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
U mpp	374 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	282 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	115 kWp	Total power	100 kWac
Total	192 modules	Number of inverters	2 units
Module area	543 m ²	Pnom ratio	1.15

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	22 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
28/08/24 18:17
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-50KTL-ZHM3-480V	
Wire section (2 Inv.)	Alu 2 x 3 x 95 mm ²
Average wires length	123 m



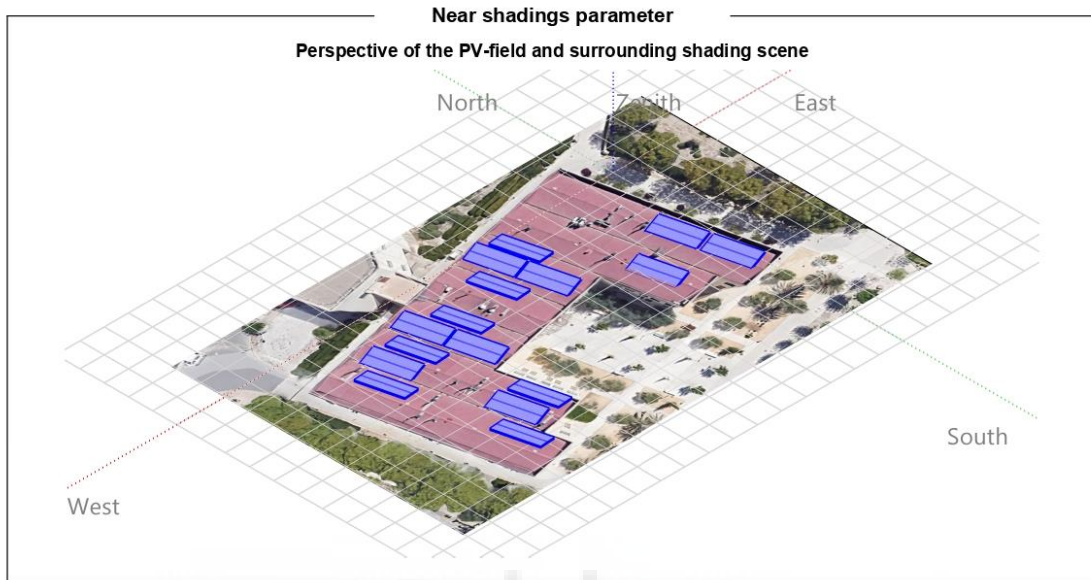


PVsyst V7.3.2
VC0, Simulation date:
28/08/24 18:17
with v7.3.2

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH
Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Vinalopó



Jesús Escobar

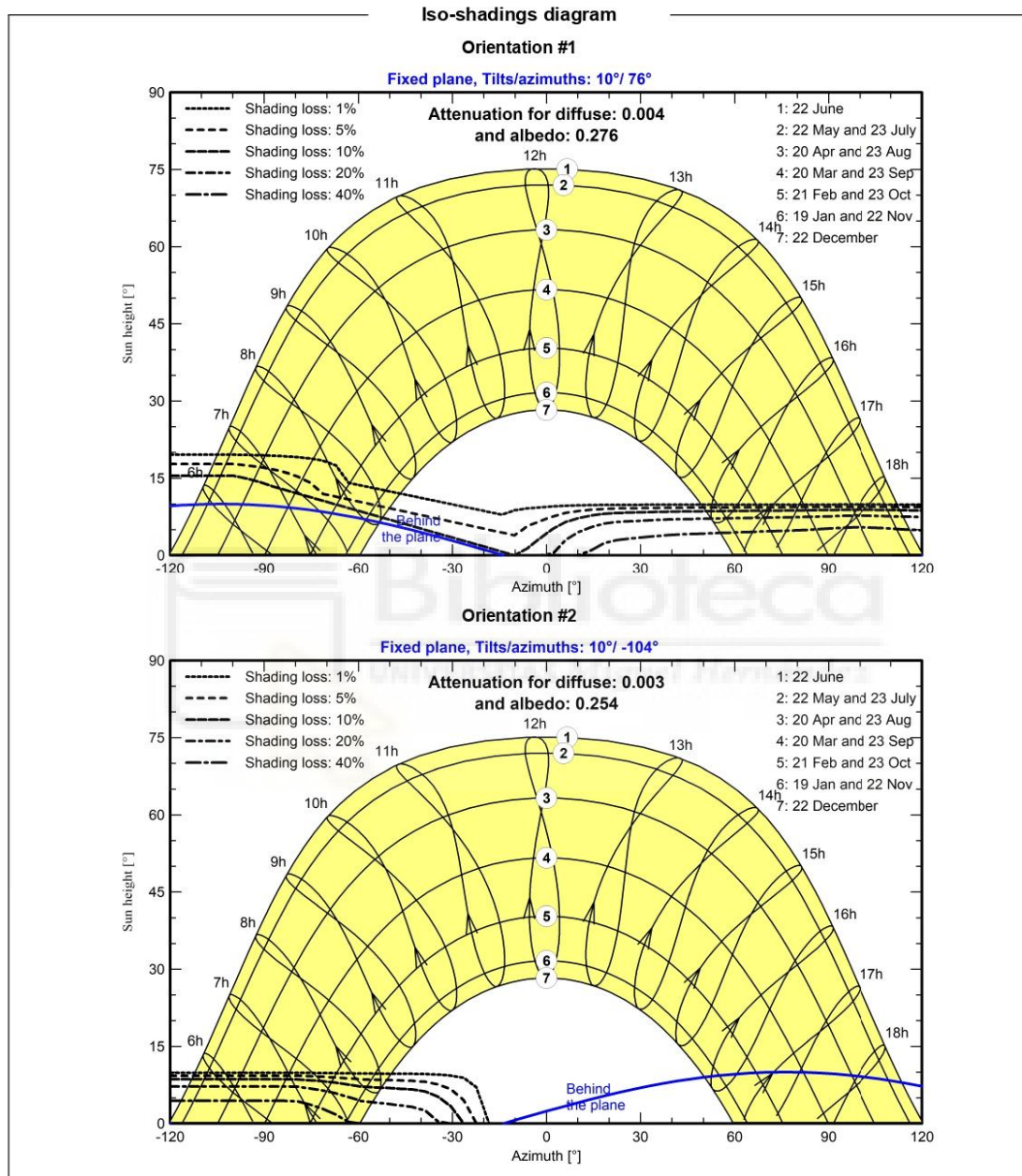




PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
28/08/24 18:17
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH
 Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Vinalopó



PVsyst V7.3.2
 VCO, Simulation date:
 28/08/24 18:17
 with v7.3.2

Jesús Escobar

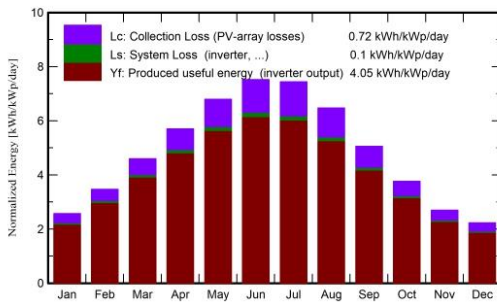
Main results

System Production

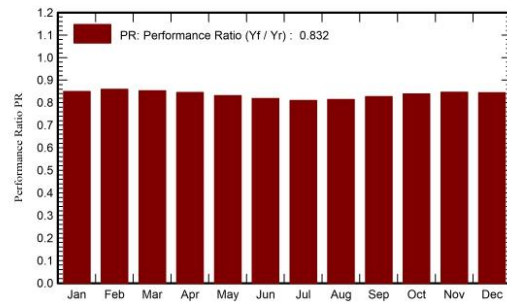
Produced Energy 170255 kWh/year

Specific production 1478 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 83.20 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	79.8	73.3	7992	7807	0.849
February	97.2	34.40	12.80	97.1	91.3	9846	9616	0.860
March	142.5	51.00	14.70	142.4	135.4	14343	14001	0.853
April	172.1	63.20	16.80	171.0	163.8	17069	16652	0.845
May	211.7	74.50	20.30	210.6	202.4	20695	20182	0.832
June	226.9	75.70	24.20	225.7	217.3	21831	21291	0.819
July	231.8	77.80	26.70	230.8	222.2	22089	21543	0.810
August	201.5	72.60	27.00	200.7	192.9	19303	18832	0.814
September	151.9	58.80	23.90	151.7	144.7	14807	14455	0.827
October	116.7	46.70	20.20	116.7	110.1	11549	11280	0.839
November	80.8	31.00	15.30	80.8	74.9	8073	7884	0.847
December	69.0	26.10	12.40	69.0	62.9	6873	6712	0.844
Year	1781.7	640.20	18.88	1776.4	1691.1	174470	170255	0.832

Legends

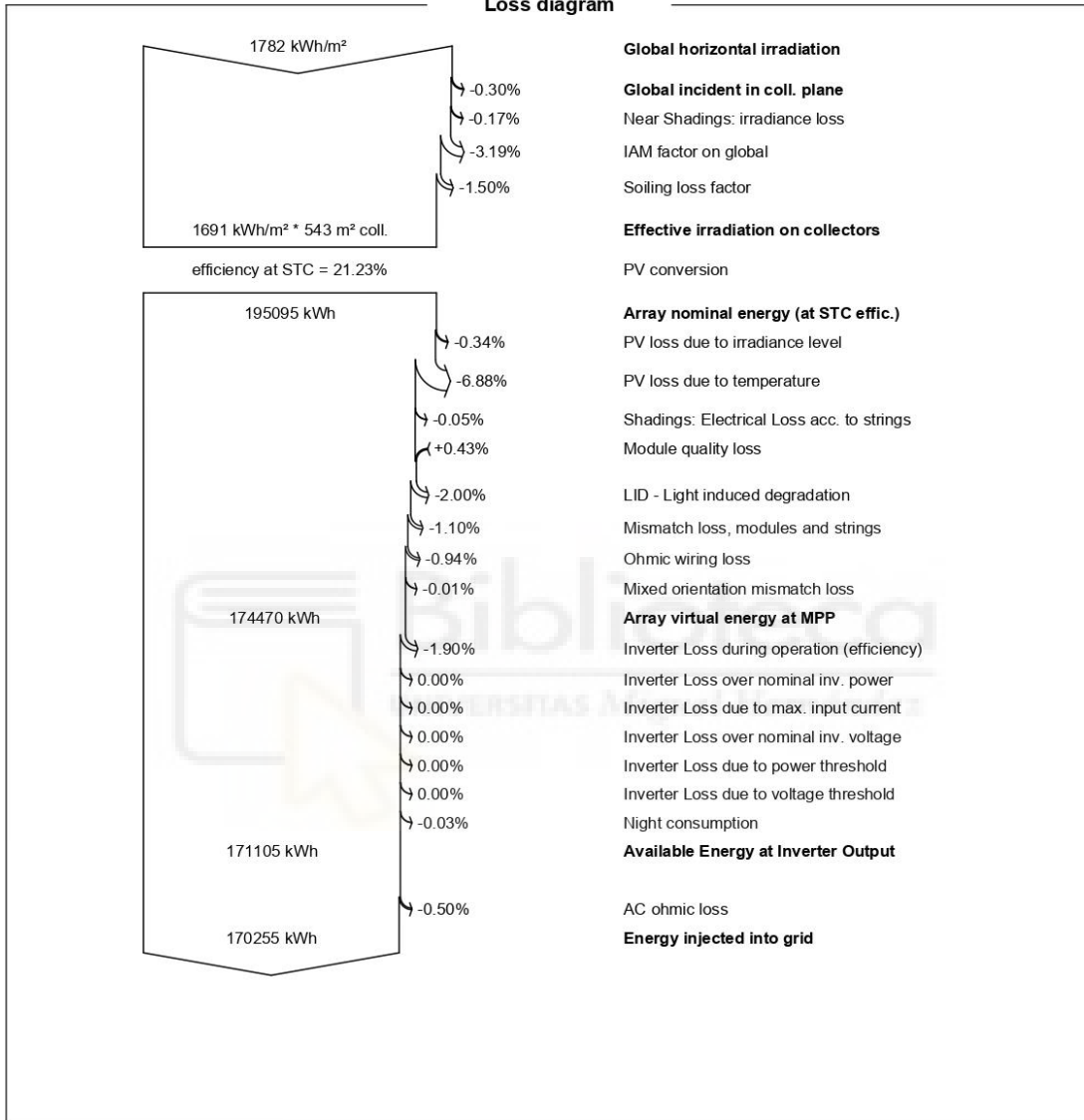
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2
 VCO, Simulation date:
 28/08/24 18:17
 with v7.3.2

Jesús Escobar

Loss diagram

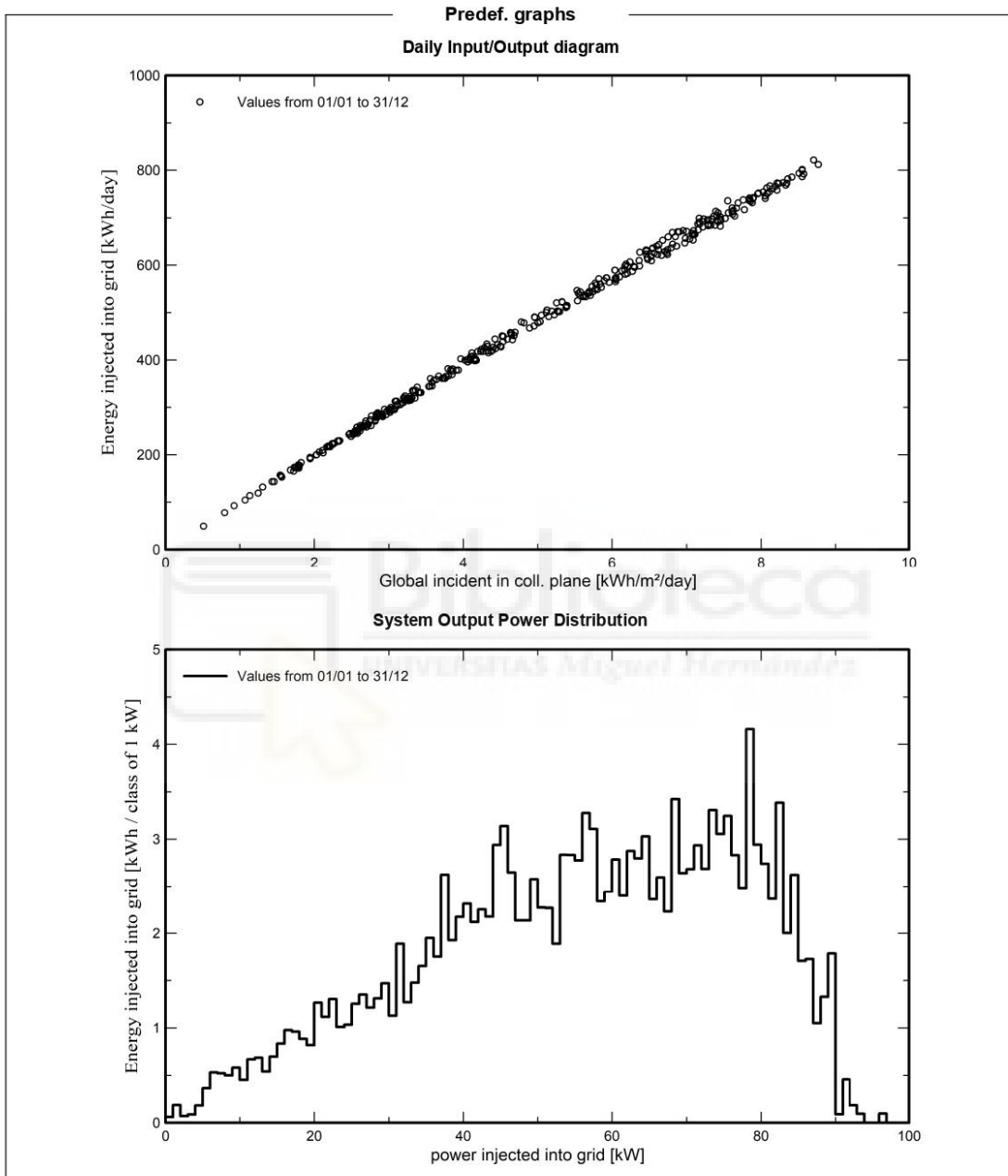


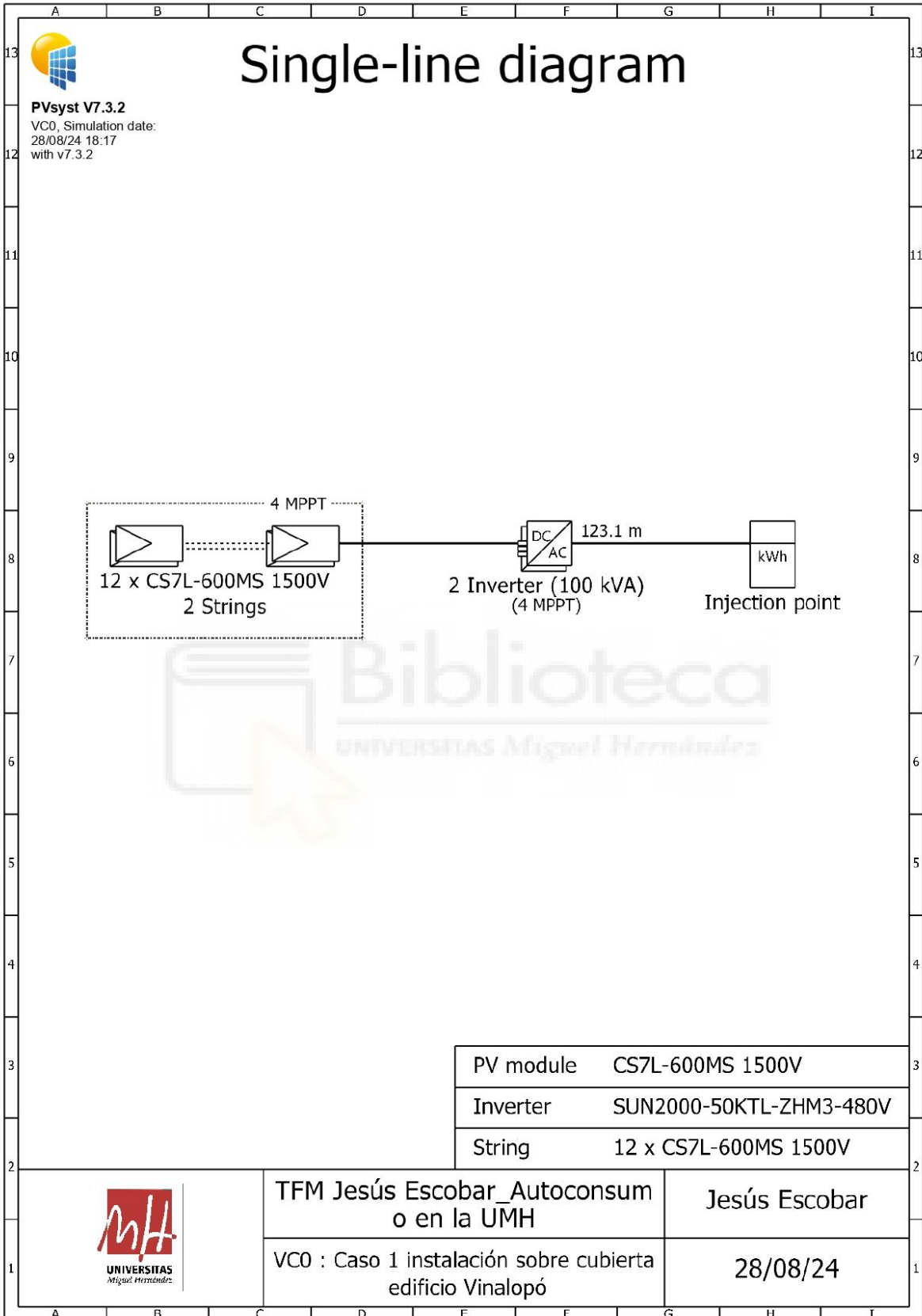


PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
28/08/24 18:17
with v7.3.2

Jesús Escobar







Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Vinalopó



PVsyst V7.3.2

VC0, Simulation date:
28/08/24 18:17
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
PV Field Orientation Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 10 / 76.3 ° 10 / -103.7 °	Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %	Unlimited load (grid)
System information		
PV Array Nb. of modules 192 units Pnom total 115 kWp	Inverters Nb. of units 2 units Pnom total 100 kWac Pnom ratio 1.152	

Results summary

Produced Energy 170255 kWh/year	Specific production 1478 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.20 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio La Galia

Sheds system

System power: 96.0 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variante: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio La Galia



PVsyst V7.3.2

VC8, Simulation date:
28/08/24 19:38
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds system	User's needs
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -13.6 °	Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %	Unlimited load (grid)
System information	PV Array	Inverters
Nb. of modules 160 units Pnom total 96.0 kWp	Nb. of units 2 units Pnom total 80.0 kWac Pnom ratio 1.200	

Results summary

Produced Energy 161601 kWh/year	Specific production 1683 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.55 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio La Galia



PVsyst V7.3.2

VC8, Simulation date:
28/08/24 19:38
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Sheds system			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	16 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Sizes		Diffuse	Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth	20 / -13.6 °	Sheds spacing	10.7 m	Circumsolar	separate
		Collector width	2.63 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	24.4 %		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-40KTL-M3-480V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	40.0 kWac
Number of PV modules	160 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	96.0 kWp	Total power	80.0 kWac
Modules	16 Strings x 10 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	44.0 kWac
Pmpp	87.9 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
U mpp	311 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	282 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	96 kWp	Total power	80 kWac
Total	160 modules	Max. power	88 kWac
Module area	453 m ²	Number of inverters	2 units
		Pnom ratio	1.20

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	18 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC8, Simulation date:
28/08/24 19:38
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-40KTL-M3-480V	
Wire section (2 Inv.)	Alu 2 x 3 x 50 mm ²
Average wires length	78 m

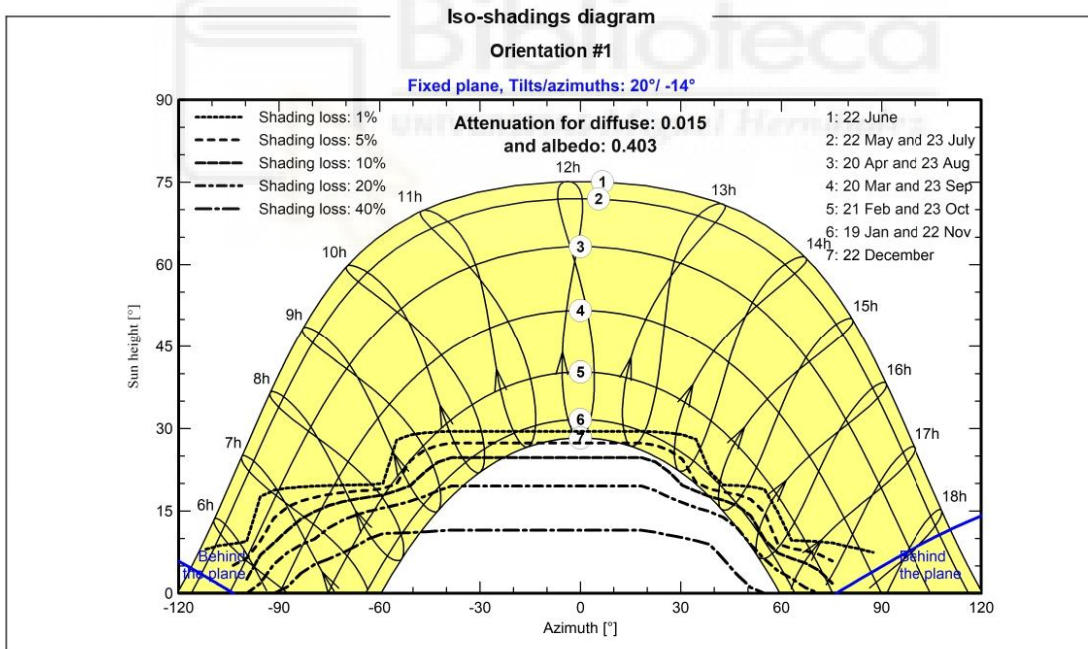
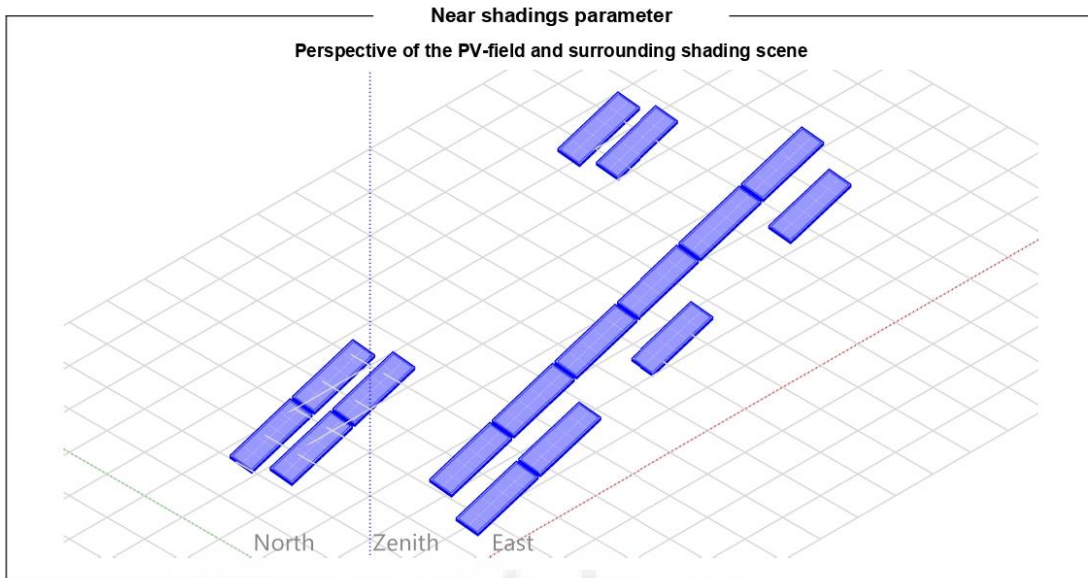




PVsyst V7.3.2

VC8, Simulation date:
28/08/24 19:38
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio La Galia



PVsyst V7.3.2

VC8, Simulation date:
28/08/24 19:38
with v7.3.2

Jesús Escobar

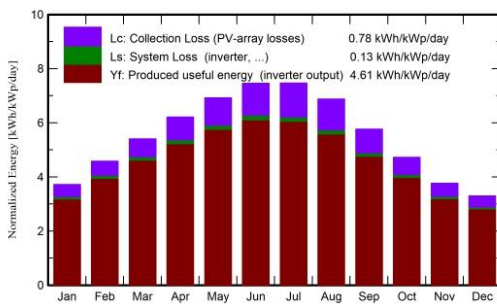
Main results

System Production

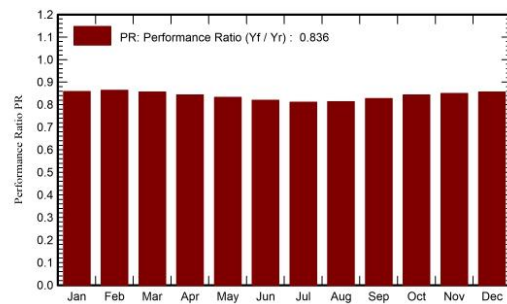
Produced Energy 161601 kWh/year

Specific production 1683 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 83.55 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	115.3	109.5	9755	9501	0.858
February	97.2	34.40	12.80	128.2	122.7	10920	10633	0.864
March	142.5	51.00	14.70	167.5	160.5	14141	13767	0.856
April	172.1	63.20	16.80	186.3	178.4	15491	15075	0.843
May	211.7	74.50	20.30	214.6	205.5	17617	17143	0.832
June	226.9	75.70	24.20	223.8	214.5	18092	17610	0.820
July	231.8	77.80	26.70	231.5	222.1	18519	18025	0.811
August	201.5	72.60	27.00	213.1	204.5	17097	16645	0.814
September	151.9	58.80	23.90	172.9	165.5	14097	13727	0.827
October	116.7	46.70	20.20	146.5	140.2	12182	11865	0.844
November	80.8	31.00	15.30	112.9	107.3	9463	9214	0.850
December	69.0	26.10	12.40	102.2	96.7	8620	8396	0.856
Year	1781.7	640.20	18.88	2014.7	1927.5	165994	161601	0.836

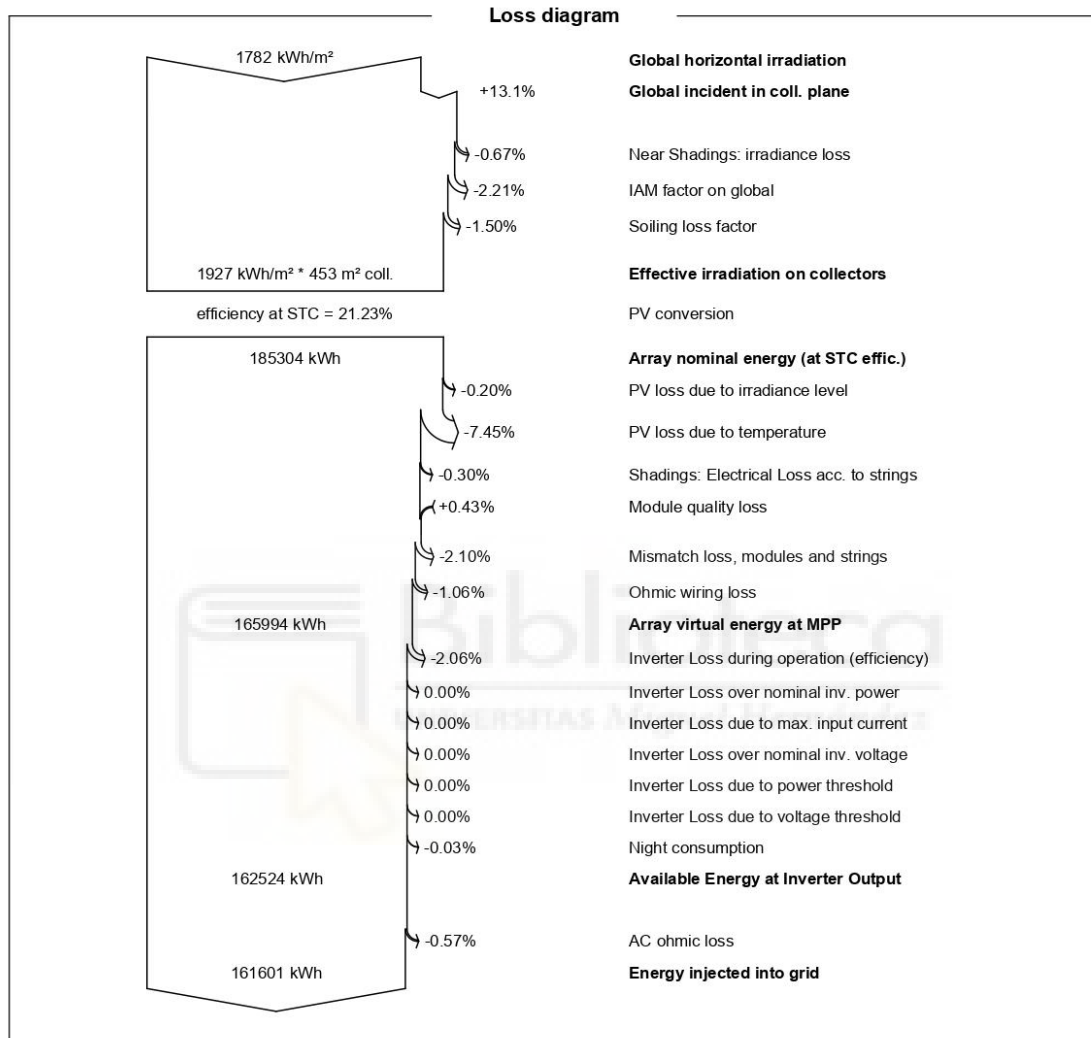
Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.2
 VC8, Simulation date:
 28/08/24 19:38
 with v7.3.2

Jesús Escobar

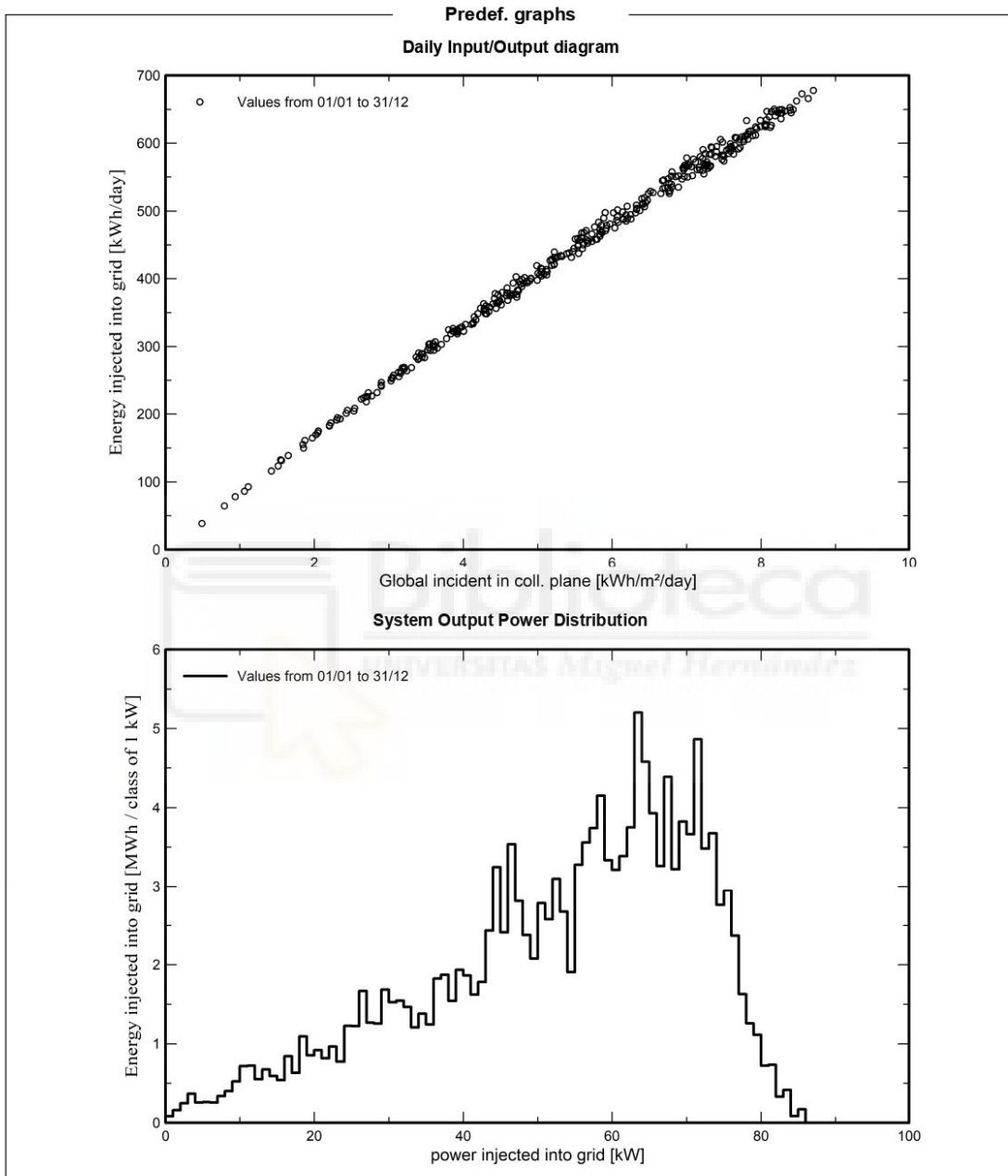




PVsyst V7.3.2

VC8, Simulation date:
28/08/24 19:38
with v7.3.2

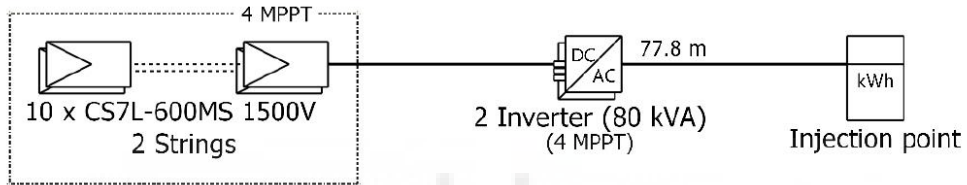
Jesús Escobar





PVsyst V7.3.2
 VC8, Simulation date:
 28/08/24 19:38
 with v7.3.2

Single-line diagram



PV module	CS7L-600MS 1500V
Inverter	SUN2000-40KTL-M3-480V
String	10 x CS7L-600MS 1500V

 UNIVERSITAS Miguel Hernández	TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH	Jesús Escobar
	VC8 : Caso 1 instalación sobre cubierta edificio La Galia	28/08/24



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Altet

Sheds on ground

System power: 90.0 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Altet



PVsyst V7.3.2

VC9, Simulation date:
28/08/24 19:56
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -13.7 °	Near Shadings Linear shadings	Unlimited load (grid)
System information	PV Array	Inverters
Nb. of modules 150 units Pnom total 90.0 kWp	Nb. of units 2 units Pnom total 80.0 kWac Pnom ratio 1.125	

Results summary

Produced Energy 151077 kWh/year	Specific production 1679 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.33 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V7.3.2

VC9, Simulation date:
28/08/24 19:56
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	15 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Sizes		Diffuse	Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth	20 / -13.7 °	Sheds spacing	4.27 m	Circumsolar	separate
		Collector width	2.63 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	61.6 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	26.6 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-40KTL-M3-480V
	(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	40.0 kWac
Number of PV modules	150 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	90.0 kWp	Total power	80.0 kWac
Modules	15 Strings x 10 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	44.0 kWac
Pmpp	82.4 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	311 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	265 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	90 kWp	Total power	80 kWac
Total	150 modules	Max. power	88 kWac
Module area	425 m ²	Number of inverters	2 units
		Pnom ratio	1.13

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	19 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC9, Simulation date:
28/08/24 19:56
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	0.94 % at STC
Inverter: SUN2000-40KTL-M3-480V	
Wire section (2 Inv.)	Alu 2 x 3 x 50 mm ²
Average wires length	78 m

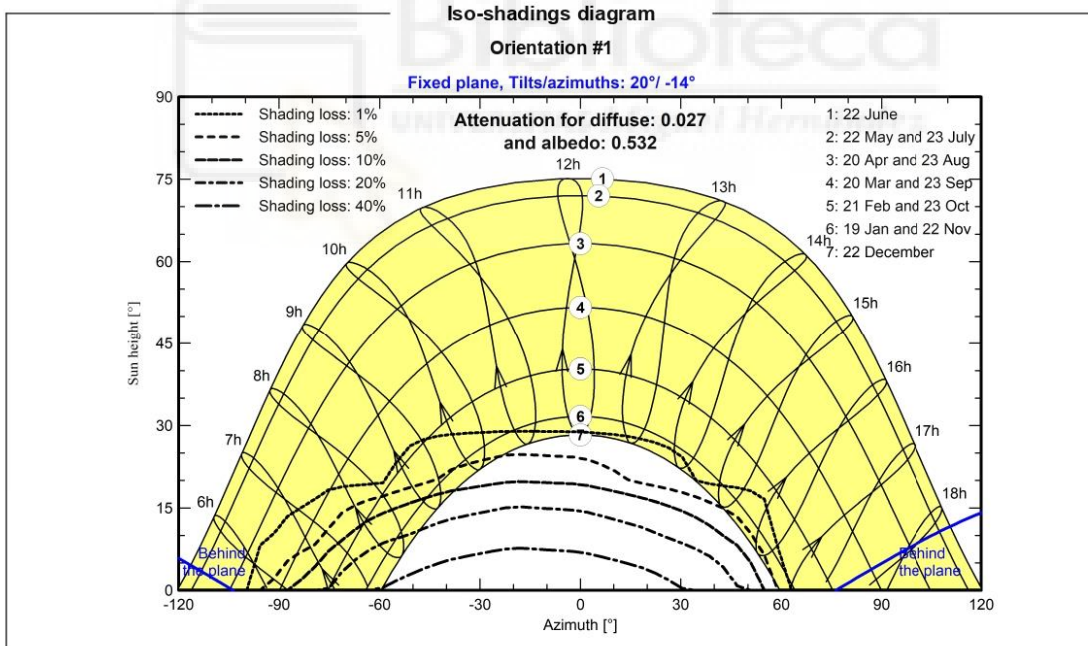
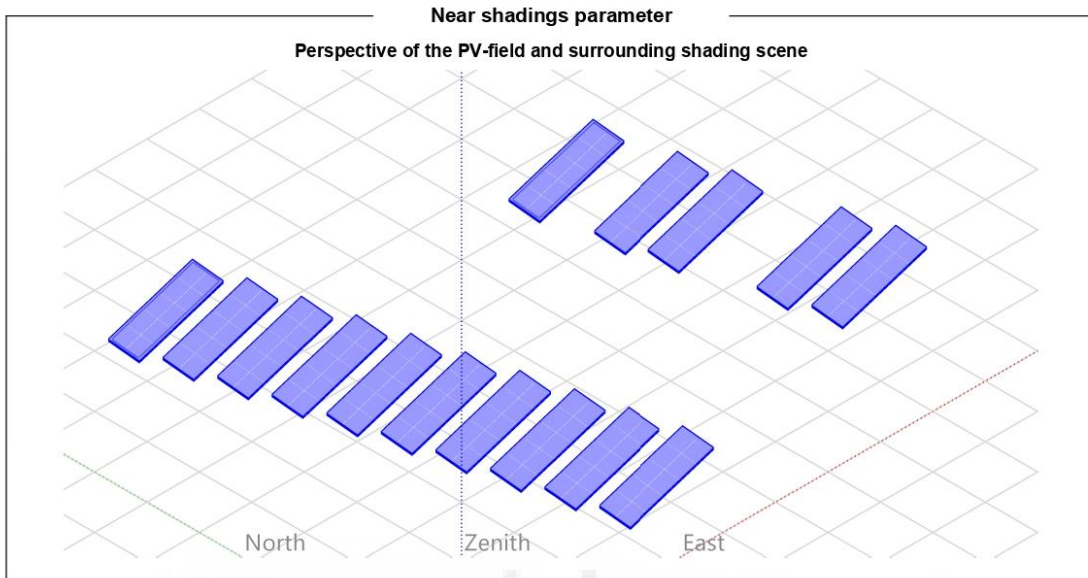




PVsyst V7.3.2

VC9, Simulation date:
28/08/24 19:56
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Altet



PVsyst V7.3.2

VC9, Simulation date:
28/08/24 19:56
with v7.3.2

Jesús Escobar

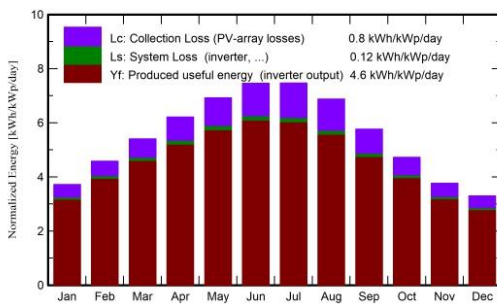
Main results

System Production

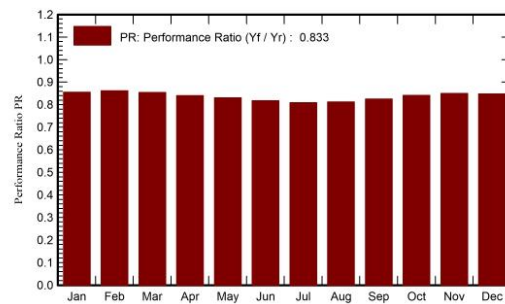
Produced Energy 151077 kWh/year

Specific production 1679 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 83.33 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	115.3	107.3	9109	8874	0.855
February	97.2	34.40	12.80	128.2	121.9	10214	9948	0.862
March	142.5	51.00	14.70	167.4	160.0	13214	12868	0.854
April	172.1	63.20	16.80	186.3	177.8	14478	14094	0.841
May	211.7	74.50	20.30	214.6	204.9	16470	16032	0.830
June	226.9	75.70	24.20	223.8	214.0	16920	16475	0.818
July	231.8	77.80	26.70	231.5	221.5	17318	16863	0.809
August	201.5	72.60	27.00	213.1	203.9	15987	15570	0.812
September	151.9	58.80	23.90	172.9	165.0	13185	12843	0.825
October	116.7	46.70	20.20	146.5	139.4	11384	11090	0.841
November	80.8	31.00	15.30	112.9	105.9	8863	8630	0.849
December	69.0	26.10	12.40	102.2	94.1	7997	7790	0.847
Year	1781.7	640.20	18.88	2014.5	1915.7	155140	151077	0.833

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

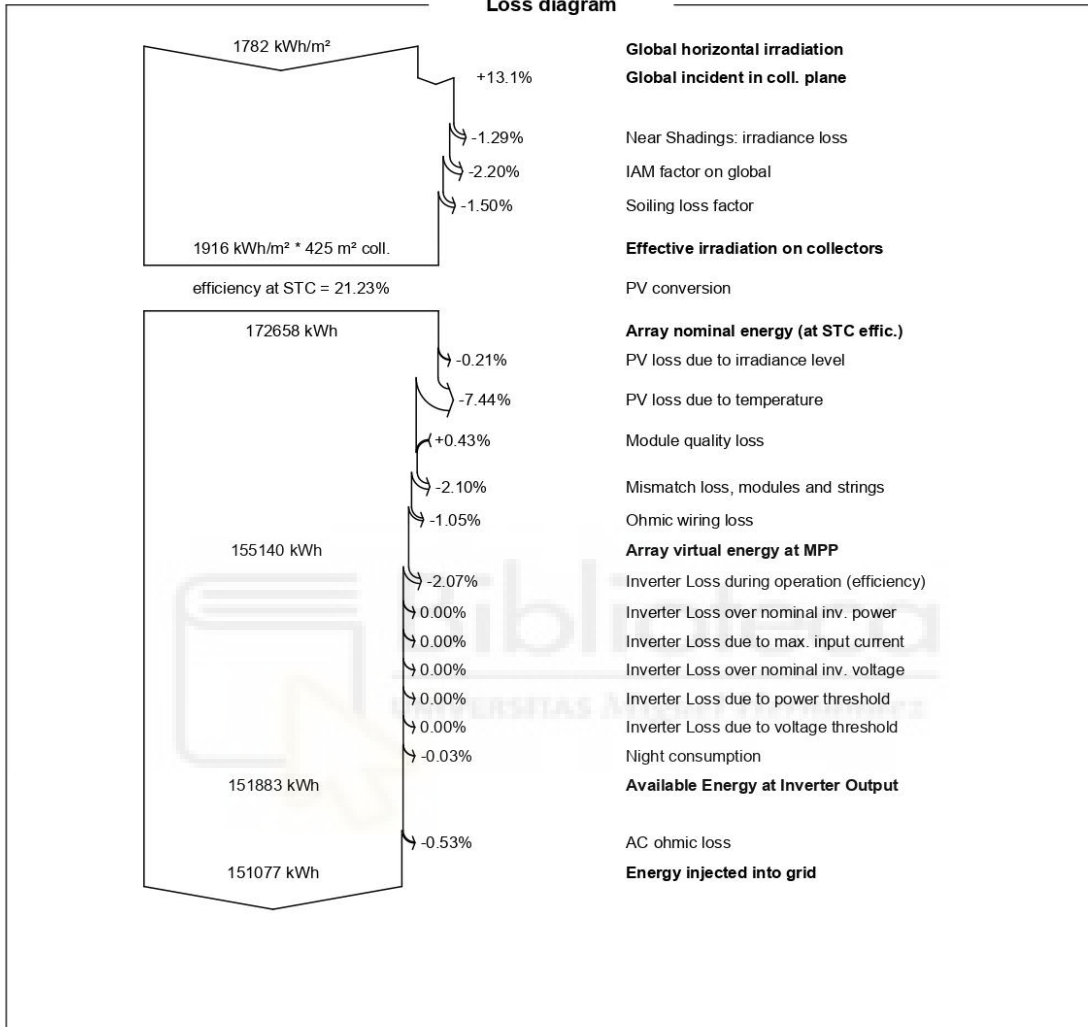


PVsyst V7.3.2

VC9, Simulation date:
28/08/24 19:56
with v7.3.2

Jesús Escobar

Loss diagram





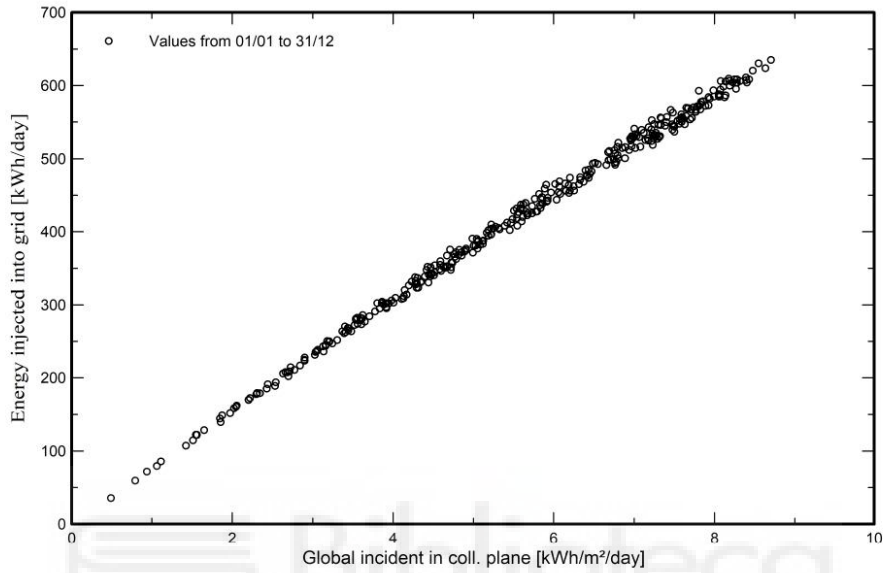
PVsyst V7.3.2

VC9, Simulation date:
28/08/24 19:56
with v7.3.2

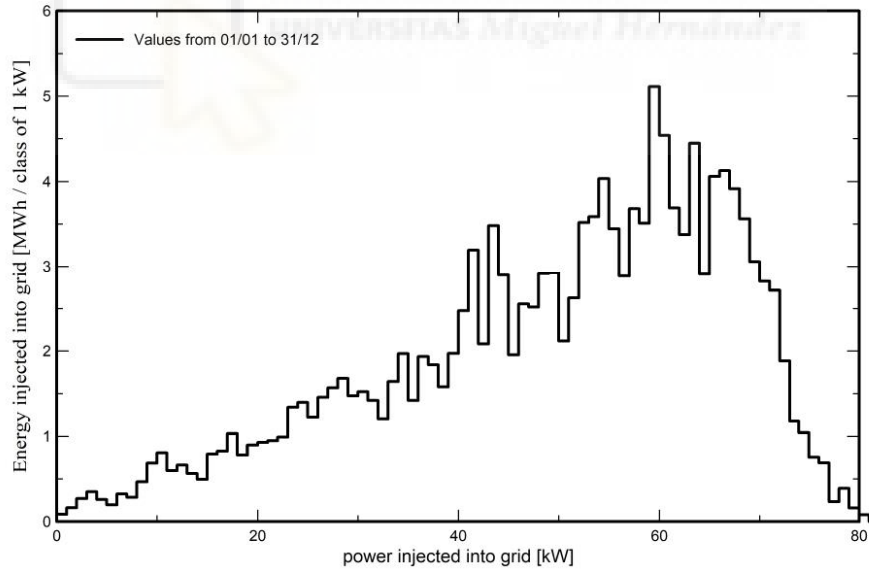
Jesús Escobar

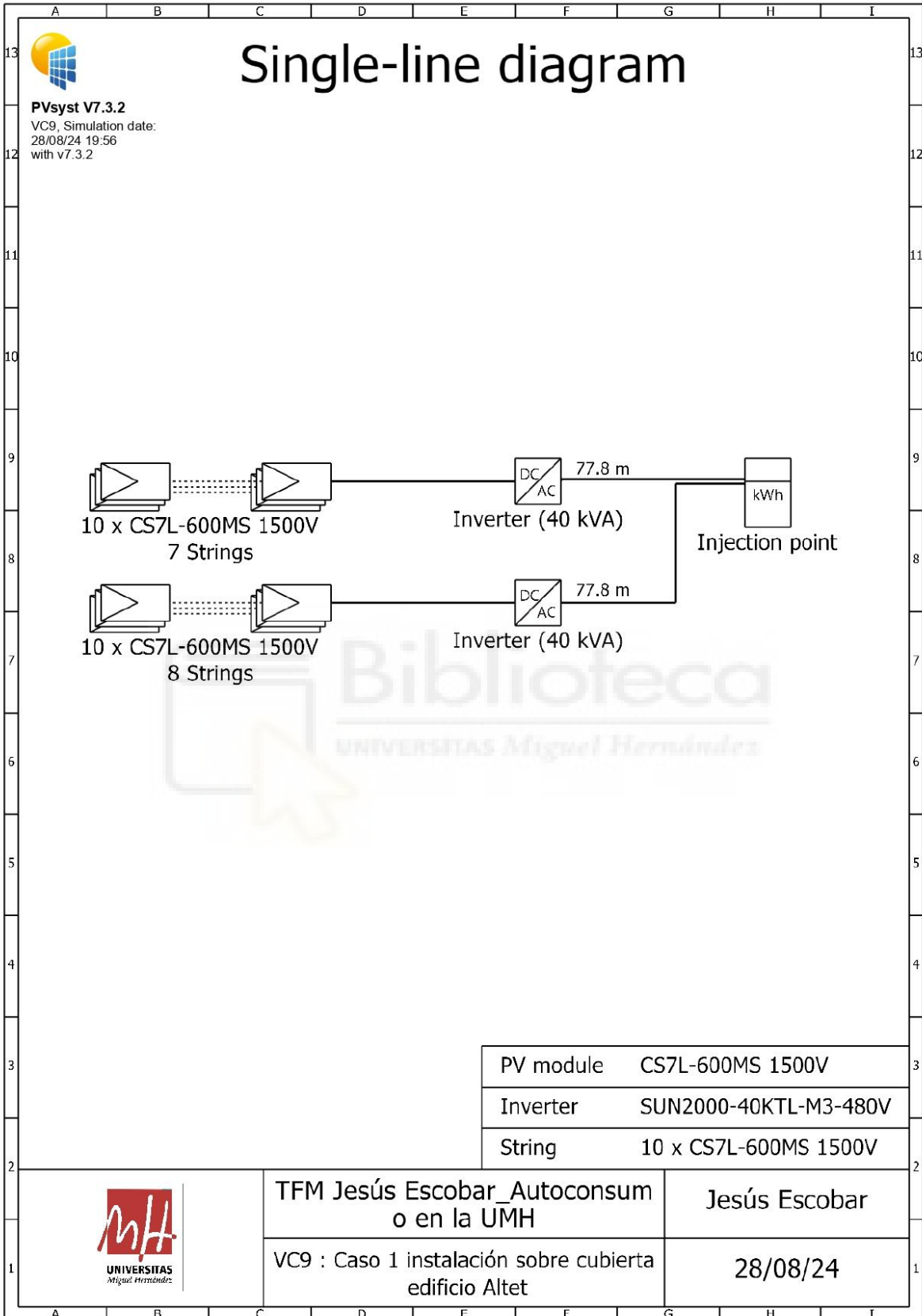
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution







PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Innova

Sheds system

System power: 72.0 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Innova



PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
28/08/24 20:02
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds system	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -13.4 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 120 units Pnom total 72.0 kWp	Nb. of units 2 units Pnom total 60.0 kWac Pnom ratio 1.200	

Results summary

Produced Energy 121276 kWh/year	Specific production 1684 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.60 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Innova



PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
28/08/24 20:02
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Sheds system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	12 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	20 / -13.4 °	Sheds spacing	6.10 m
		Collector width	2.63 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	43.0 %
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonom
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-30KTL-M3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Number of PV modules	120 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	72.0 kWp	Total power	60.0 kWac
Modules	12 Strings x 10 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>55°C)	33.0 kWac
Pmpp	66.0 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
U mpp	311 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	212 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	72 kWp	Total power	60 kWac
Total	120 modules	Max. power	66 kWac
Module area	340 m ²	Number of inverters	2 units
		Pnom ratio	1.20

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	24 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
28/08/24 20:02
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	1.08 % at STC
Inverter: SUN2000-30KTL-M3-400V	
Wire section (2 Inv.)	Alu 2 x 3 x 50 mm ²
Average wires length	78 m

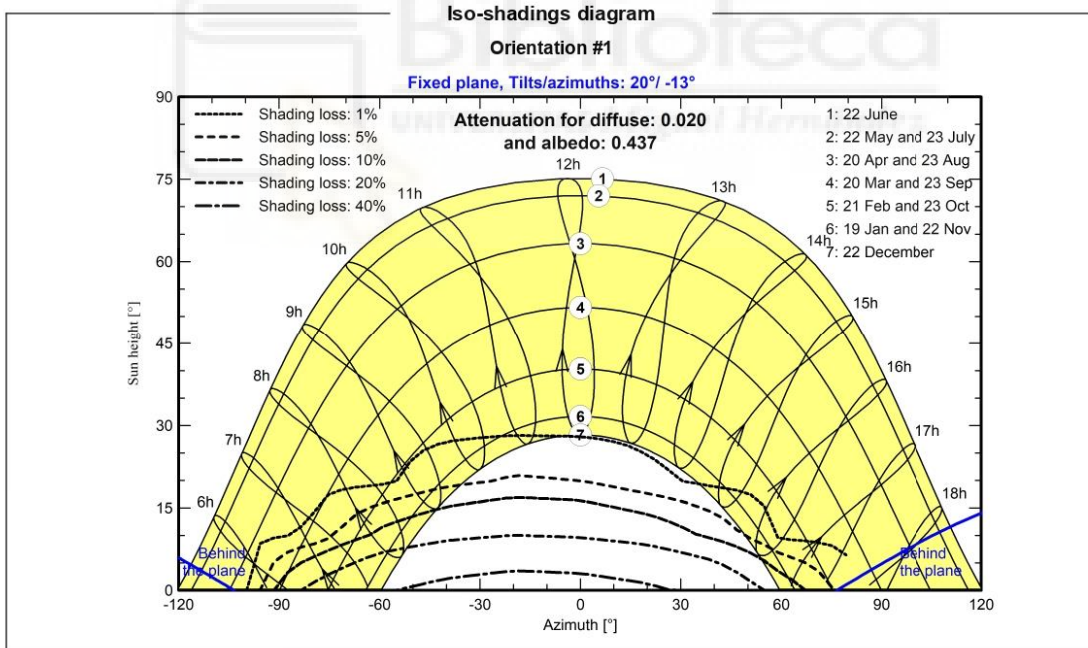
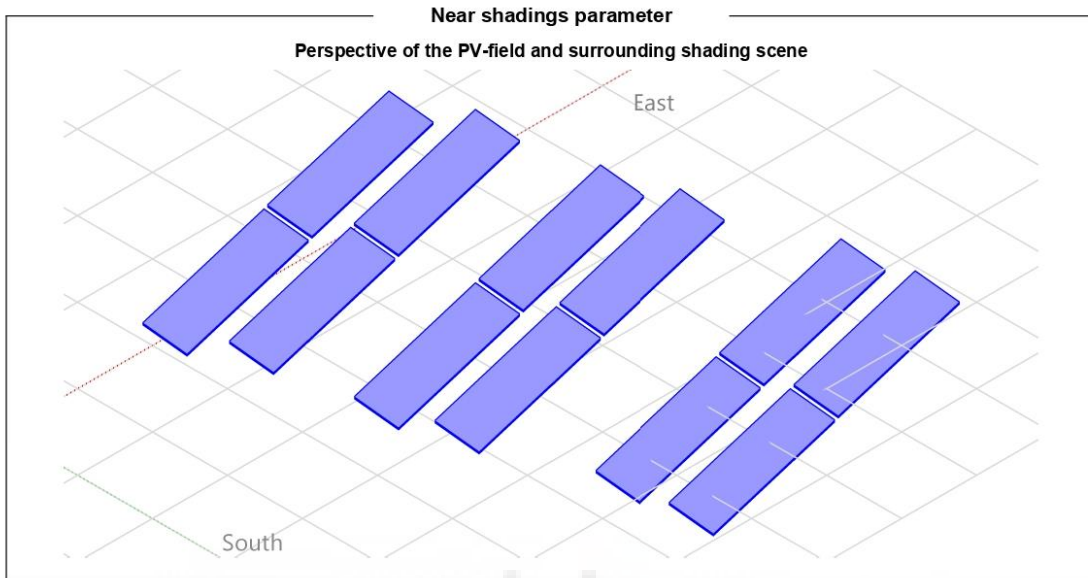




PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
28/08/24 20:02
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificio Innova



PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
28/08/24 20:02
with v7.3.2

Jesús Escobar

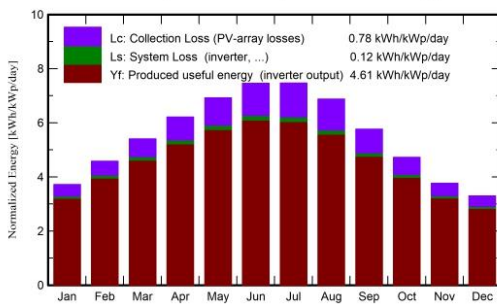
Main results

System Production

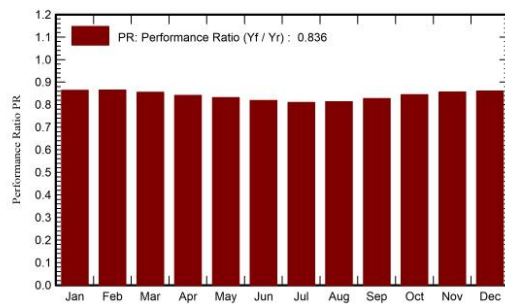
Produced Energy 121276 kWh/year

Specific production 1684 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 83.60 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	115.3	108.5	7366	7178	0.864
February	97.2	34.40	12.80	128.2	122.4	8203	7989	0.865
March	142.5	51.00	14.70	167.5	160.4	10595	10315	0.855
April	172.1	63.20	16.80	186.3	178.2	11605	11290	0.842
May	211.7	74.50	20.30	214.6	205.3	13199	12840	0.831
June	226.9	75.70	24.20	223.8	214.3	13556	13194	0.819
July	231.8	77.80	26.70	231.5	221.9	13876	13505	0.810
August	201.5	72.60	27.00	213.1	204.3	12811	12474	0.813
September	151.9	58.80	23.90	172.9	165.3	10569	10294	0.827
October	116.7	46.70	20.20	146.5	139.9	9138	8904	0.844
November	80.8	31.00	15.30	112.9	106.7	7147	6962	0.856
December	69.0	26.10	12.40	102.2	95.5	6495	6331	0.860
Year	1781.7	640.20	18.88	2014.8	1922.7	124560	121276	0.836

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

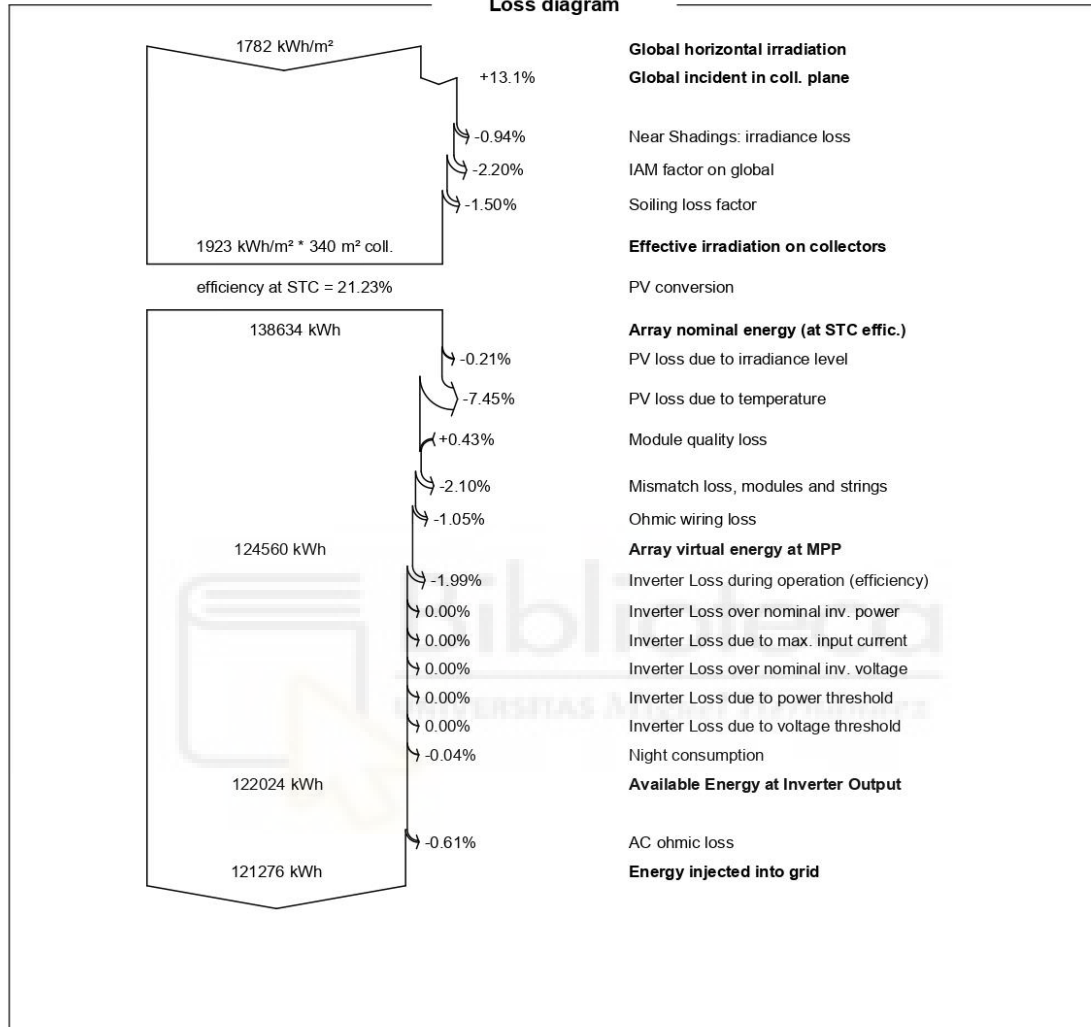


PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
28/08/24 20:02
with v7.3.2

Jesús Escobar

Loss diagram

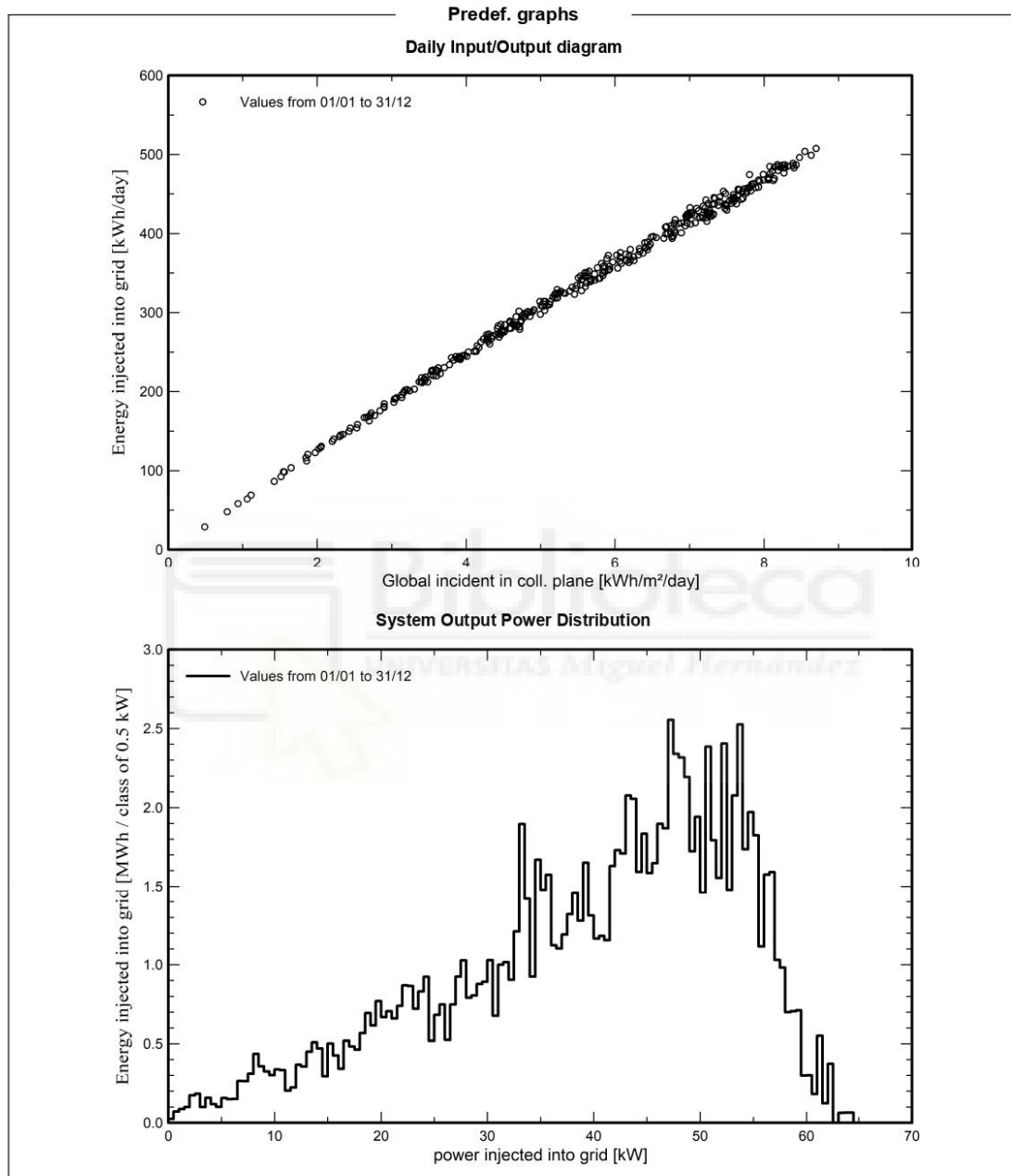


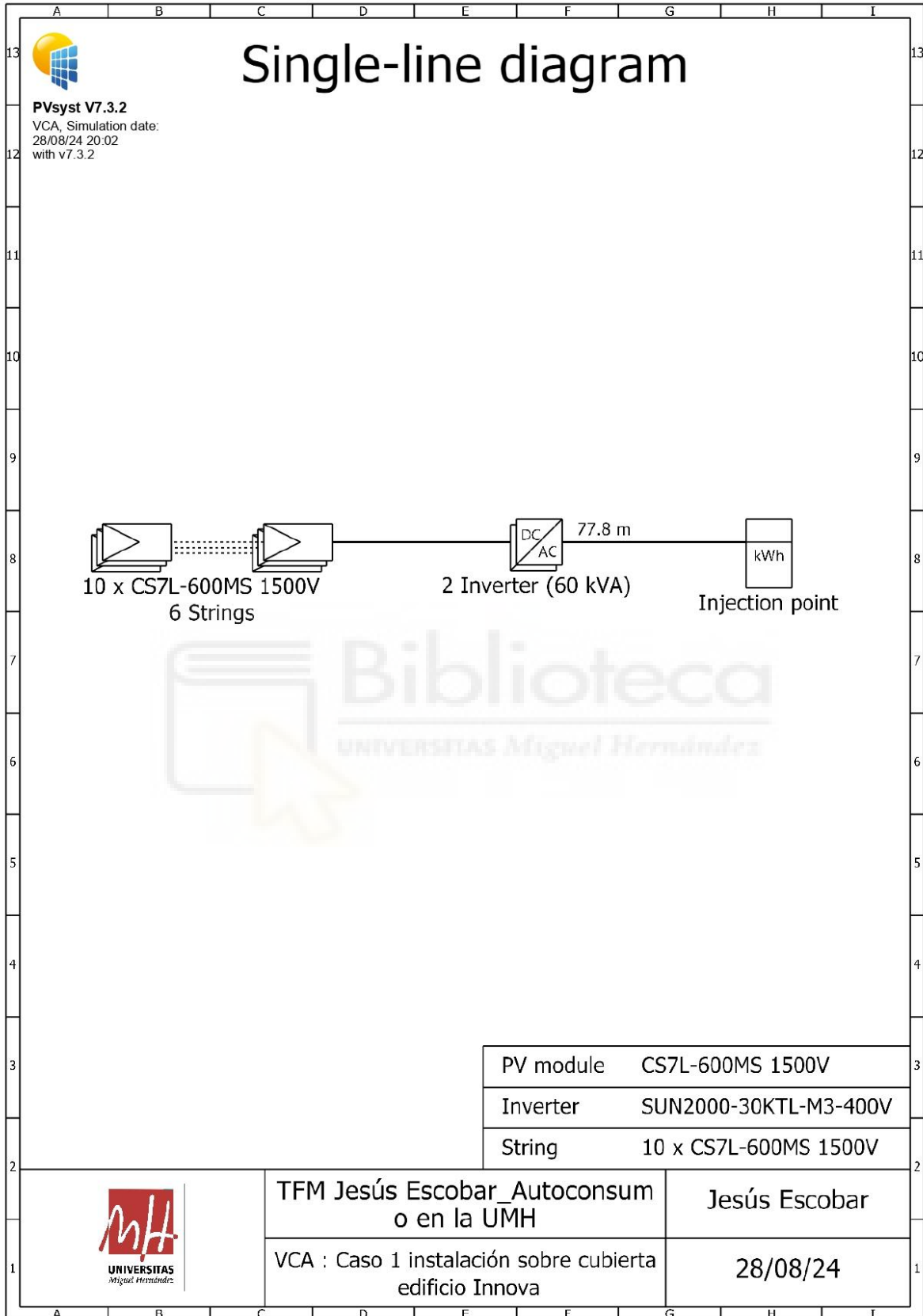


PVsyst V7.3.2

VCA, Simulation date:
28/08/24 20:02
with v7.3.2

Jesús Escobar







PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificios Alcudia y Altamira
Sheds system

System power: 102 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



PVsyst V7.3.2

VCB, Simulation date:
 28/08/24 20:14
 with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Universidad Miguel Hernández - Elche		Latitude	38.28 °N	Albedo	0.20
Spain		Longitude	-0.69 °W		
		Altitude	230 m		
		Time zone	UTC		
Meteo data					
Universidad Miguel Hernández - Elche					
Solargis Prospect - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Sheds system		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed plane		According to strings			
Tilt/Azimuth	20 / -13.6 °	Electrical effect	100 %		
System information					
PV Array					
Nb. of modules	170 units	Inverters		2 units	
Pnom total	102 kWp	Nb. of units		100 kWac	
		Pnom total		1.020	
		Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	172249 kWh/year	Specific production	1689 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.82 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V7.3.2

VCB, Simulation date:
 28/08/24 20:14
 with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Sheds system		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	17 units	Diffuse	Perez, Meteorom
Fixed plane		Sizes		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	20 / -13.6 °	Sheds spacing	46.0 m		
		Collector width	2.63 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	5.7 %		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-50KTL-M3-480V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	170 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	102 kWp	Total power	100 kWac
Modules	17 Strings x 10 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
Pmpp	93.4 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
U mpp	311 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	300 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	102 kWp	Total power	100 kWac
Total	170 modules	Max. power	110 kWac
Module area	481 m ²	Number of inverters	2 units
		Pnom ratio	1.02

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	17 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2
VCB, Simulation date:
28/08/24 20:14
with v7.3.2

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH
Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificios Alcudia y Altamira



Jesús Escobar

AC wiring losses

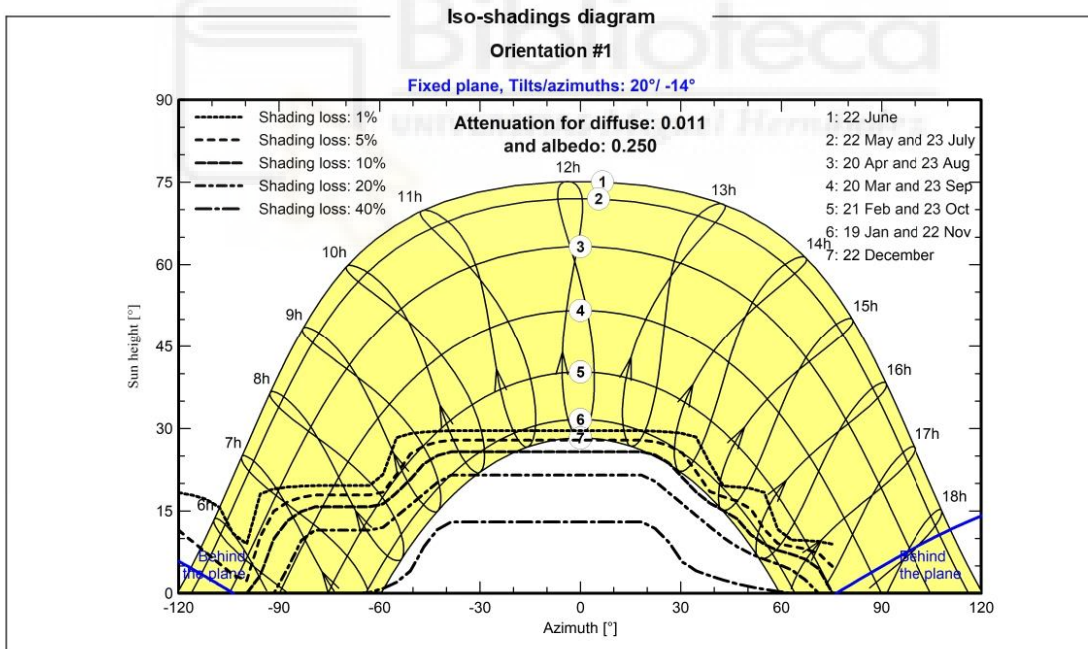
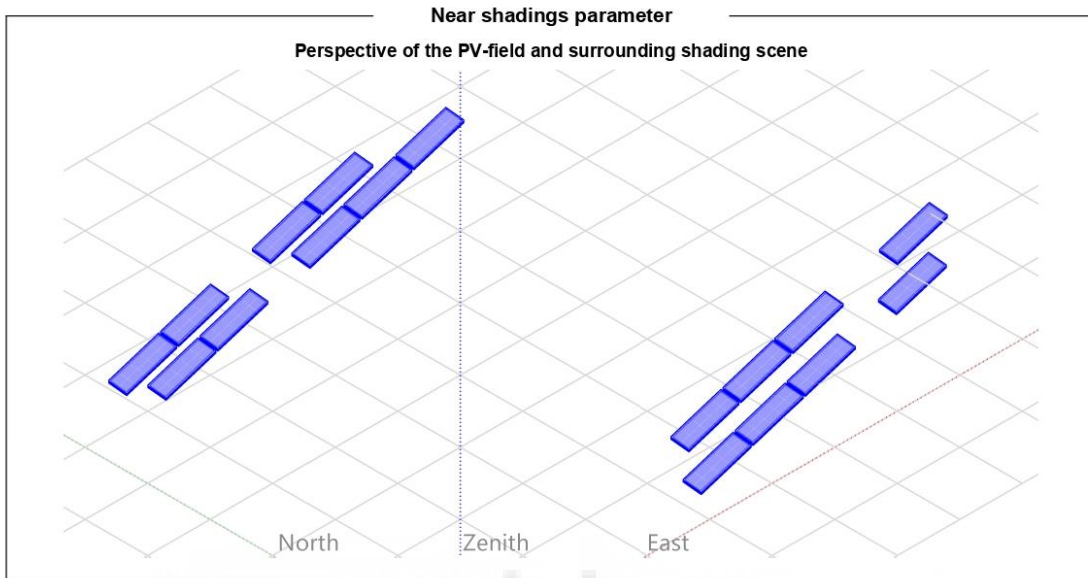
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.06 % at STC
Inverter: SUN2000-50KTL-M3-480V	
Wire section (2 Inv.)	Alu 2 x 3 x 50 mm ²
Average wires length	78 m





PVsyst V7.3.2
VCB, Simulation date:
28/08/24 20:14
with v7.3.2

Jesús Escobar





PVsyst V7.3.2

VCB, Simulation date:
 28/08/24 20:14
 with v7.3.2

Jesús Escobar

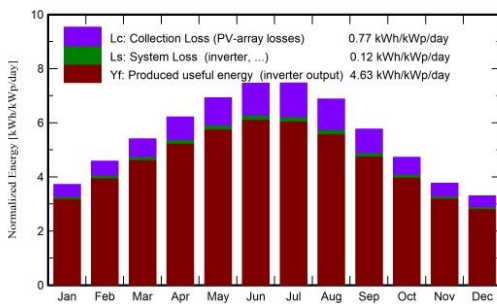
Main results

System Production

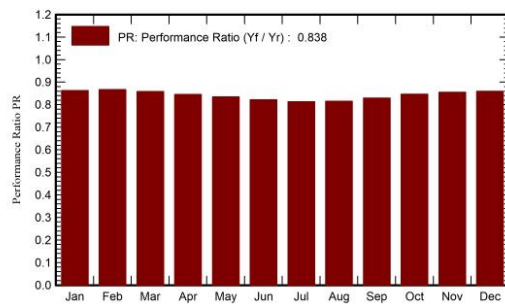
Produced Energy 172249 kWh/year

Specific production 1689 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 83.82 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	115.3	109.5	10408	10154	0.863
February	97.2	34.40	12.80	128.2	122.9	11629	11339	0.867
March	142.5	51.00	14.70	167.5	160.7	15044	14666	0.859
April	172.1	63.20	16.80	186.3	178.6	16481	16060	0.845
May	211.7	74.50	20.30	214.6	205.8	18742	18261	0.834
June	226.9	75.70	24.20	223.8	214.8	19247	18756	0.821
July	231.8	77.80	26.70	231.5	222.4	19700	19198	0.813
August	201.5	72.60	27.00	213.1	204.8	18188	17729	0.816
September	151.9	58.80	23.90	172.9	165.8	15003	14628	0.829
October	116.7	46.70	20.20	146.5	140.3	12968	12650	0.847
November	80.8	31.00	15.30	112.9	107.5	10100	9850	0.855
December	69.0	26.10	12.40	102.2	96.7	9181	8959	0.860
Year	1781.7	640.20	18.88	2014.6	1929.8	176690	172249	0.838

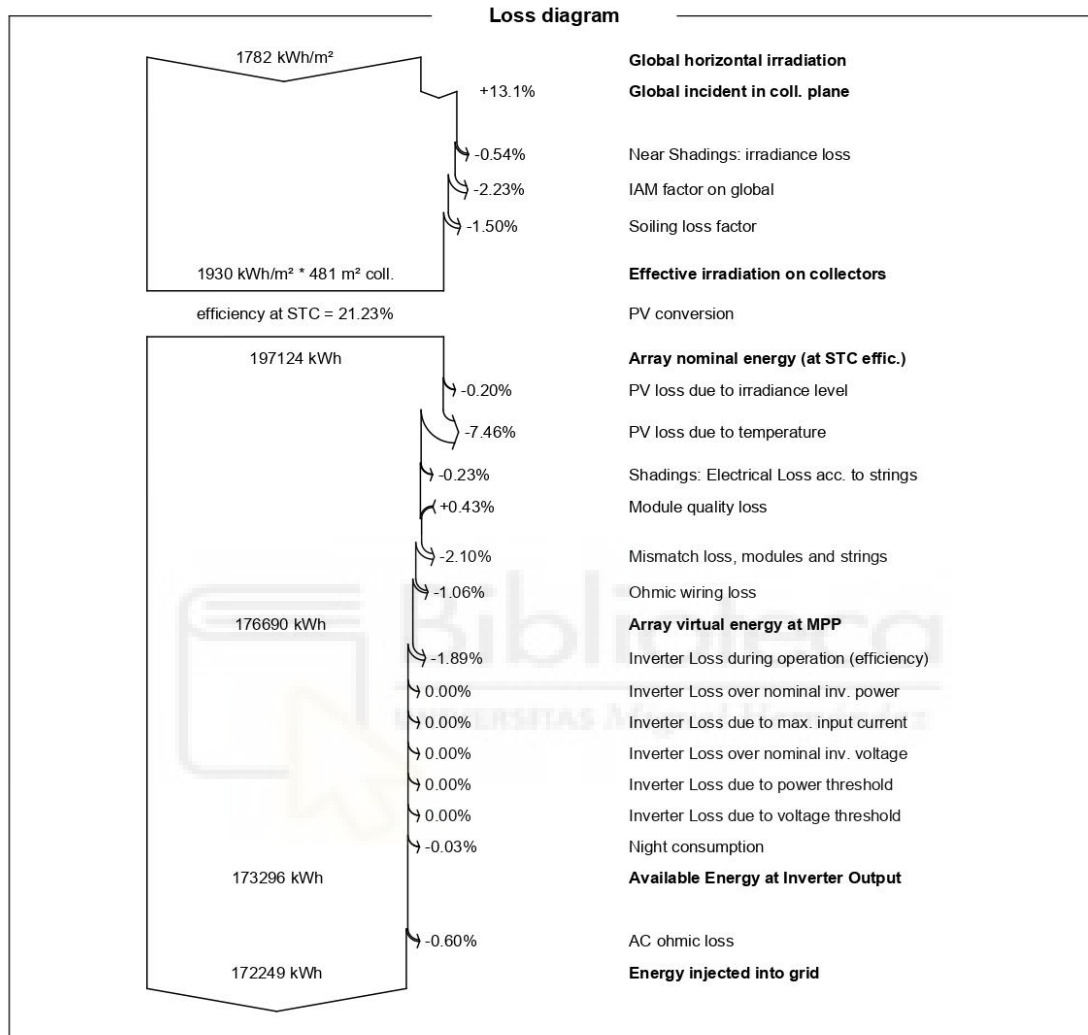
Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2
 VCB, Simulation date:
 28/08/24 20:14
 with v7.3.2

Jesús Escobar





PVsyst V7.3.2
VCB, Simulation date:
28/08/24 20:14
with v7.3.2

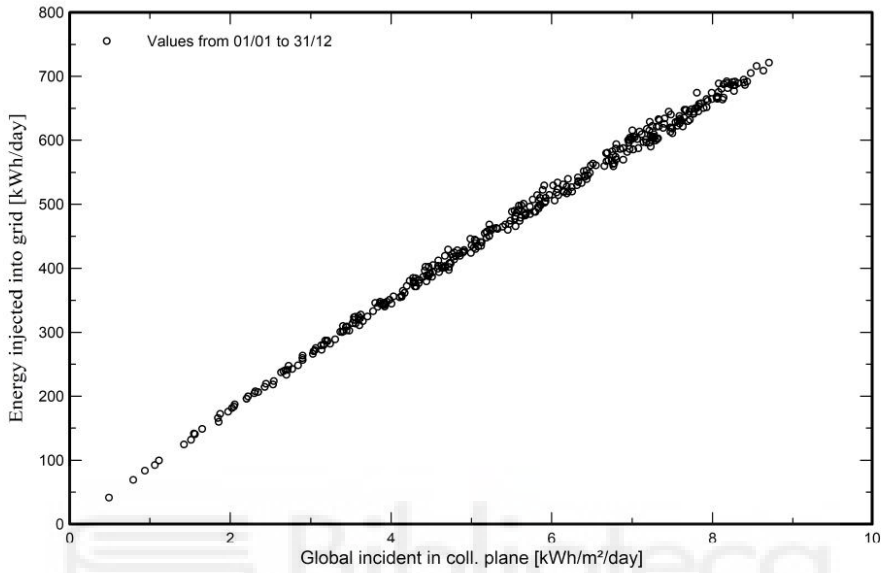
Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH
Variant: Caso 1 instalación sobre cubierta edificios Alcudia y Altamira



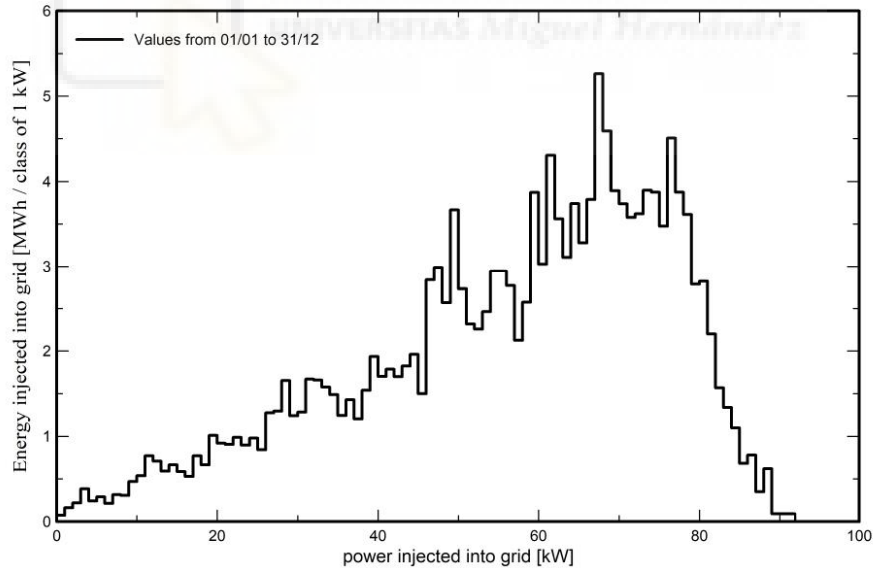
Jesús Escobar

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



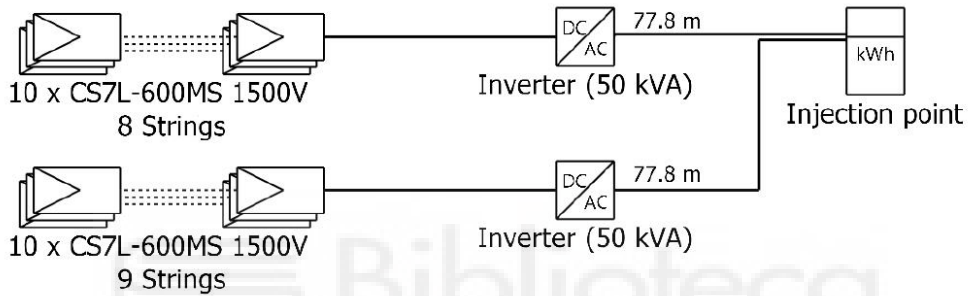
System Output Power Distribution





PVsyst V7.3.2
 VCB, Simulation date:
 28/08/24 20:14
 with v7.3.2

Single-line diagram



Biblioteca
 UNIVERSITAS Miguel Hernández

PV module	CS7L-600MS 1500V
Inverter	SUN2000-50KTL-M3-480V
String	10 x CS7L-600MS 1500V



TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH
 VCB : Caso 1 instalación sobre cubierta edificios Alcudia y Altamira

Jesús Escobar
 28/08/24



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altabixv2

Tables on a building

System power: 1285 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altabixv2



PVsyst V7.3.2

VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	User's needs
PV Field Orientation Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 10 / 76.6 ° 10 / -103.4 °	Near Shadings Linear shadings	Unlimited load (grid)
System information		
PV Array Nb. of modules 2142 units Pnom total 1285 kWp	Inverters Nb. of units 10 units Pnom total 1111 kWac Pnom ratio 1.157	

Results summary

Produced Energy 1860685 kWh/year	Specific production 1448 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 81.68 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



PVsyst V7.3.2

VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	88 units
Fixed planes	2 orientations	Several orientations	
Tilts/azimuths	10 / 76.6 ° 10 / -103.4 °	Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonom
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.4 °	Linear shadings	
		User's needs	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-111KTL-NHM0@480V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	111 kWac
Number of PV modules	2142 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	1285 kWp	Total power	1111 kWac
Modules	153 Strings x 14 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.16
Pmpp	1177 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	436 V		
I mpp	2701 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	1285 kWp	Total power	1111 kWac
Total	2142 modules	Number of inverters	10 units
Module area	6062 m ²	Pnom ratio	1.16

Array losses

Array Soiling Losses	Thermal Loss factor	DC wiring losses						
Loss Fraction	1.5 %	Global array res.						
		2.7 mΩ						
		Loss Fraction						
		1.5 % at STC						
LID - Light Induced Degradation	Module Quality Loss	Module mismatch losses						
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction						
		2.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

AC wiring losses

--



PVsyst V7.3.2
VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

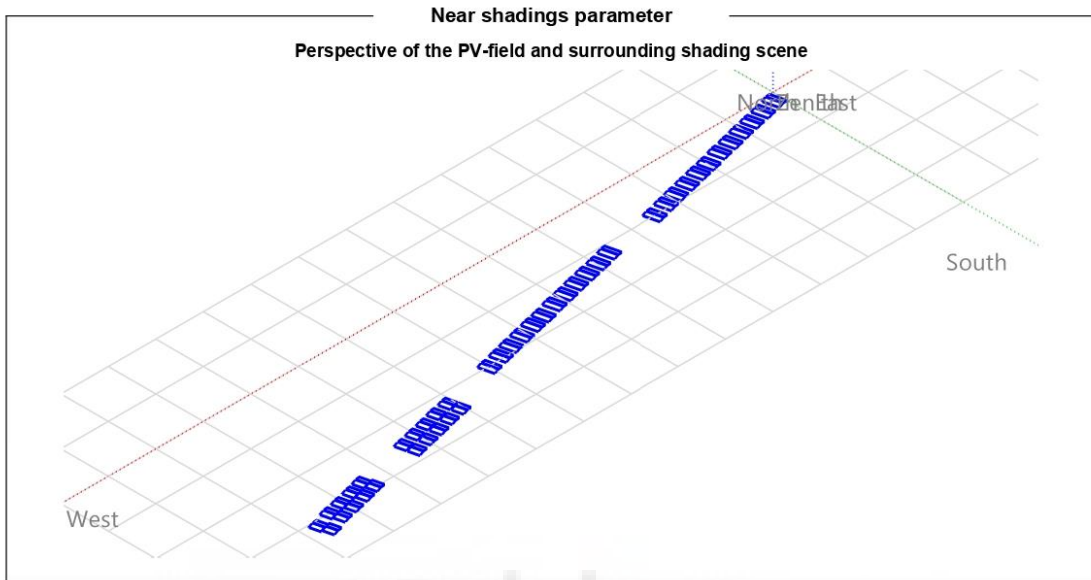
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-111KTL-NHM0@480V	
Wire section (10 Inv.)	Alu 10 x 3 x 95 mm ²
Average wires length	55 m





PVsyst V7.3.2
VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

Jesús Escobar

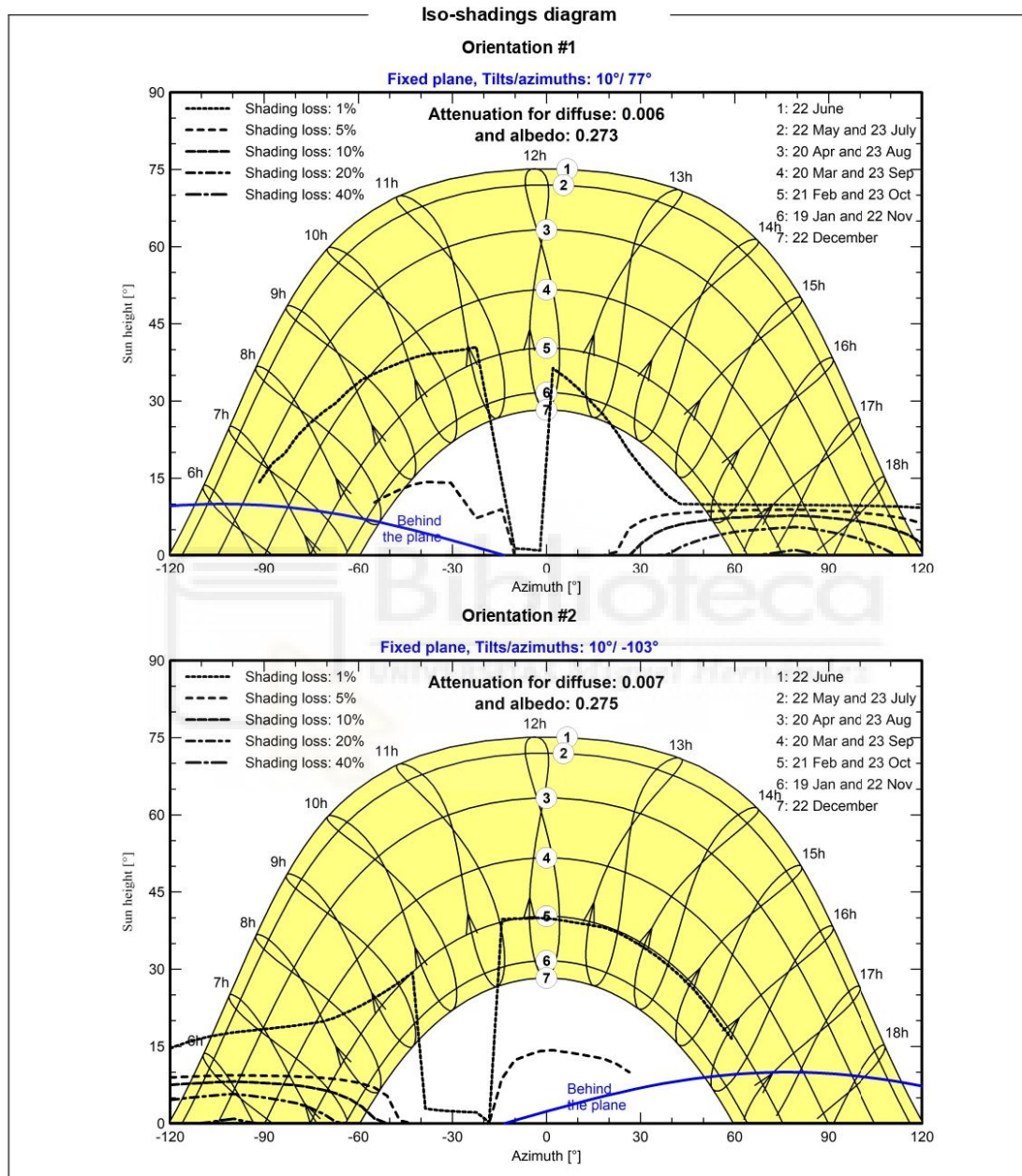




PVsyst V7.3.2

VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altabixv2



PVsyst V7.3.2

VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

Jesús Escobar

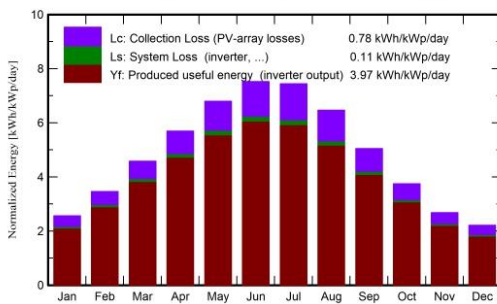
Main results

System Production

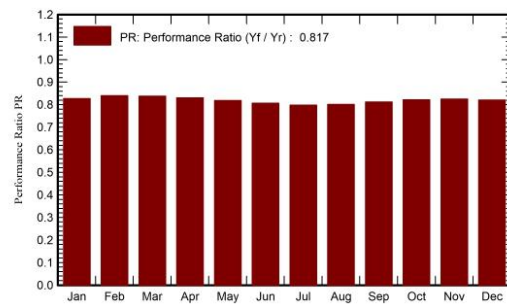
Produced Energy 1860685 kWh/year

Specific production 1448 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 81.68 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	79.3	71.9	86575	84257	0.827
February	97.2	34.40	12.80	96.7	90.1	107360	104455	0.840
March	142.5	51.00	14.70	141.9	134.1	157050	152726	0.838
April	172.1	63.20	16.80	170.8	163.0	187704	182419	0.831
May	211.7	74.50	20.30	210.6	201.9	228098	221576	0.819
June	226.9	75.70	24.20	225.7	217.0	240834	233958	0.806
July	231.8	77.80	26.70	230.7	221.6	243437	236499	0.798
August	201.5	72.60	27.00	200.5	192.2	212492	206519	0.802
September	151.9	58.80	23.90	151.3	143.6	162428	157967	0.812
October	116.7	46.70	20.20	116.2	108.7	126090	122674	0.822
November	80.8	31.00	15.30	80.4	73.6	87639	85274	0.825
December	69.0	26.10	12.40	68.6	61.6	74364	72360	0.821
Year	1781.7	640.20	18.88	1772.5	1679.2	1914070	1860685	0.817

Legends

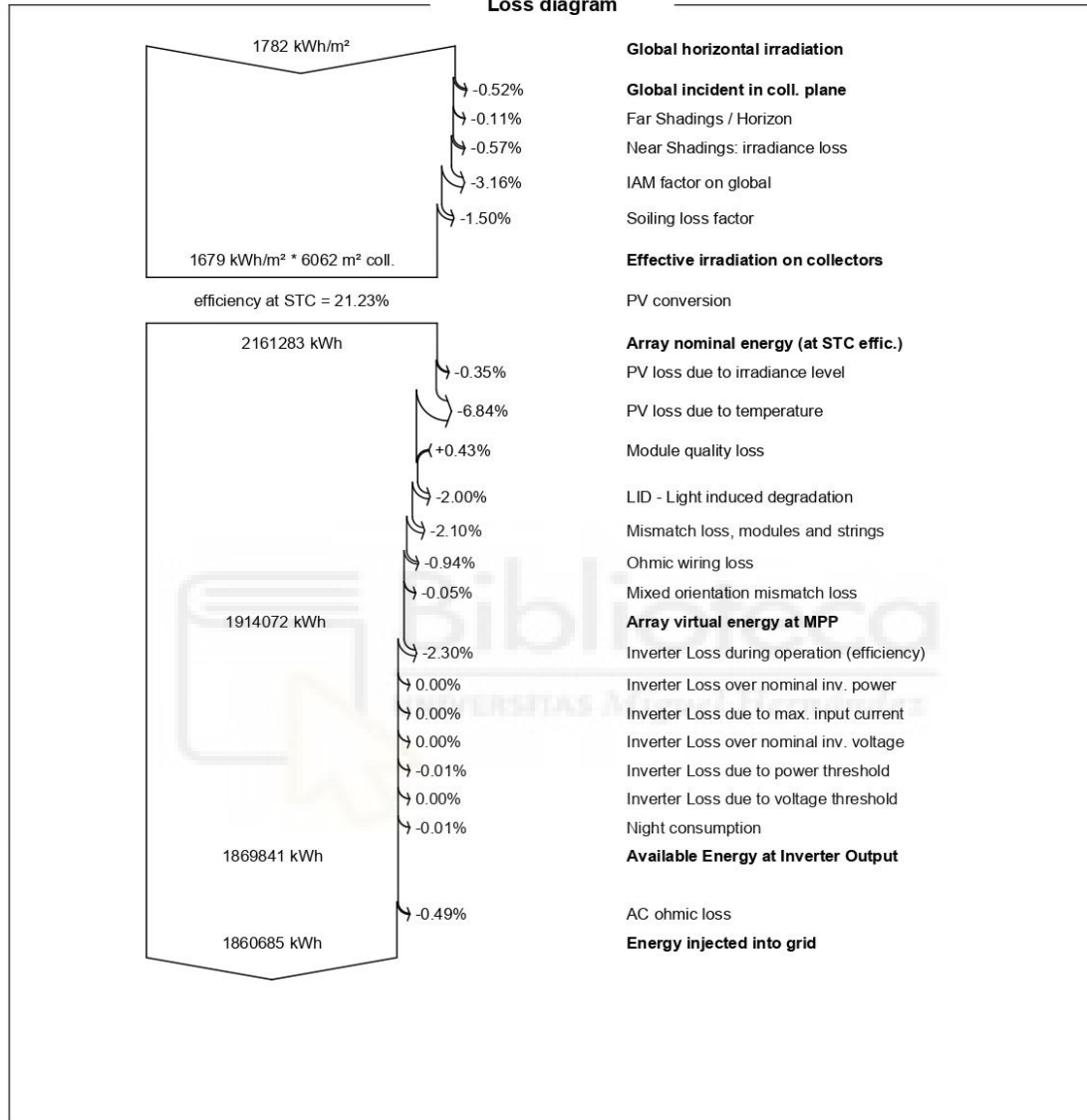
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2
 VCC, Simulation date:
 29/08/24 18:47
 with v7.3.2

Jesús Escobar

Loss diagram

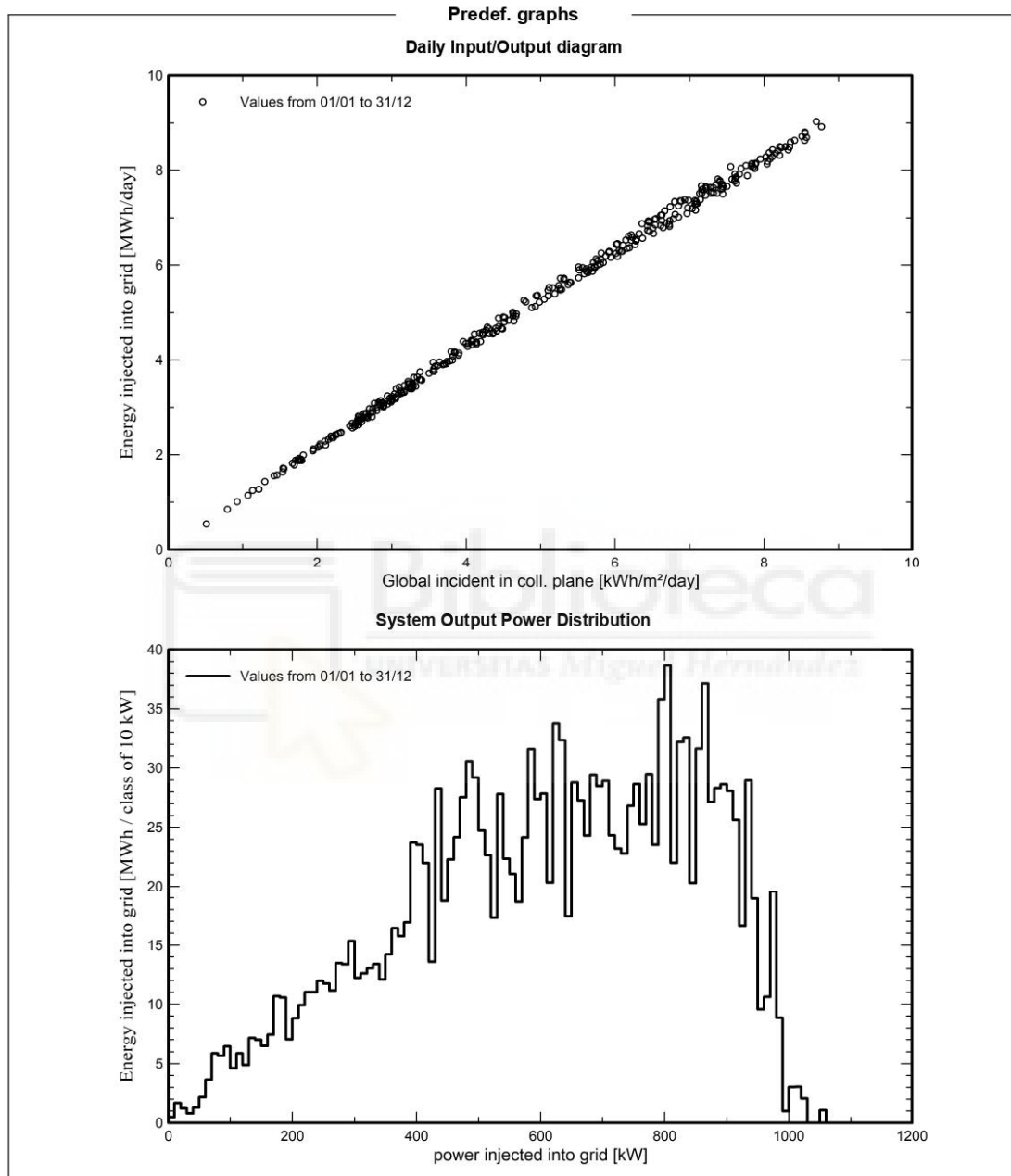




PVsyst V7.3.2

VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

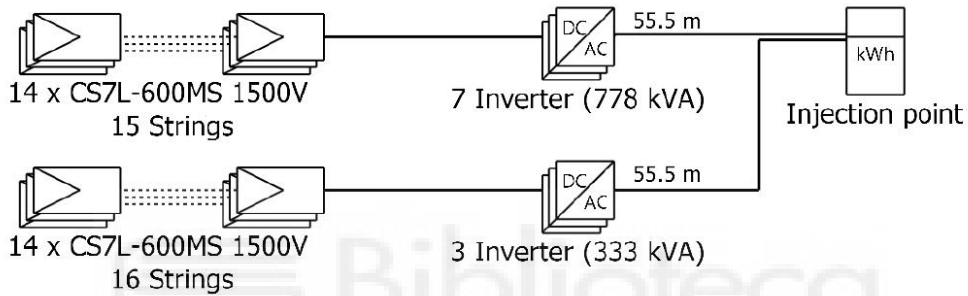
Jesús Escobar





PVsyst V7.3.2
VCC, Simulation date:
29/08/24 18:47
with v7.3.2

Single-line diagram



PV module	CS7L-600MS 1500V
Inverter	SUN2000-111KTL-NHM0@480V
String	14 x CS7L-600MS 1500V



TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Jesús Escobar

VCC : Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altabixv2

29/08/24



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altazavares

Sheds system

System power: 382 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altazavares



PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
29/08/24 18:55
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds system	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -13.5 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 637 units Pnom total 382 kWp		Nb. of units 5 units Pnom total 375 kWac Pnom ratio 1.019

Results summary

Produced Energy 631331 kWh/year	Specific production 1652 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 81.99 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altazavares



PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
29/08/24 18:55
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Sheds system	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	13 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	20 / -13.5 °	Sheds spacing	15.6 m
		Collector width	9.24 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	59.2 %
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.4 °	Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteorom
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-75KTL-C1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	75.0 kWac
Number of PV modules	637 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	382 kWp	Total power	375 kWac
Modules	49 Strings x 13 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>15°C)	82.5 kWac
Pmpp	350 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
U mpp	405 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	865 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	382 kWp	Total power	375 kWac
Total	637 modules	Max. power	413 kWac
Module area	1803 m ²	Number of inverters	5 units
		Pnom ratio	1.02

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	7.7 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
29/08/24 18:55
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	500 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-75KTL-C1	
Wire section (5 Inv.)	Alu 5 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	254 m

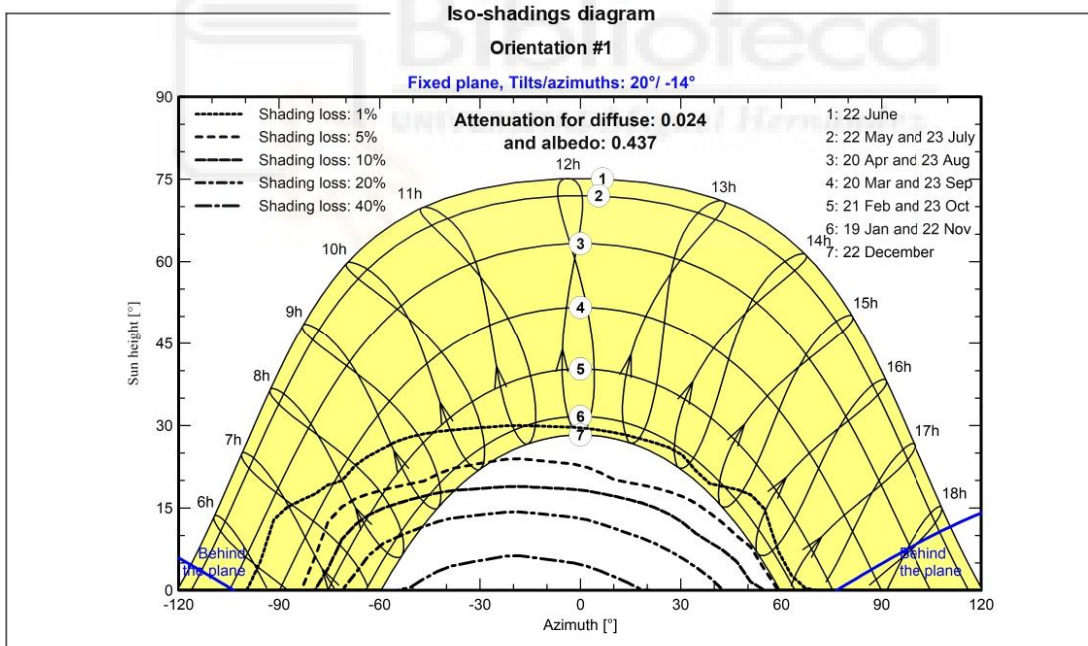
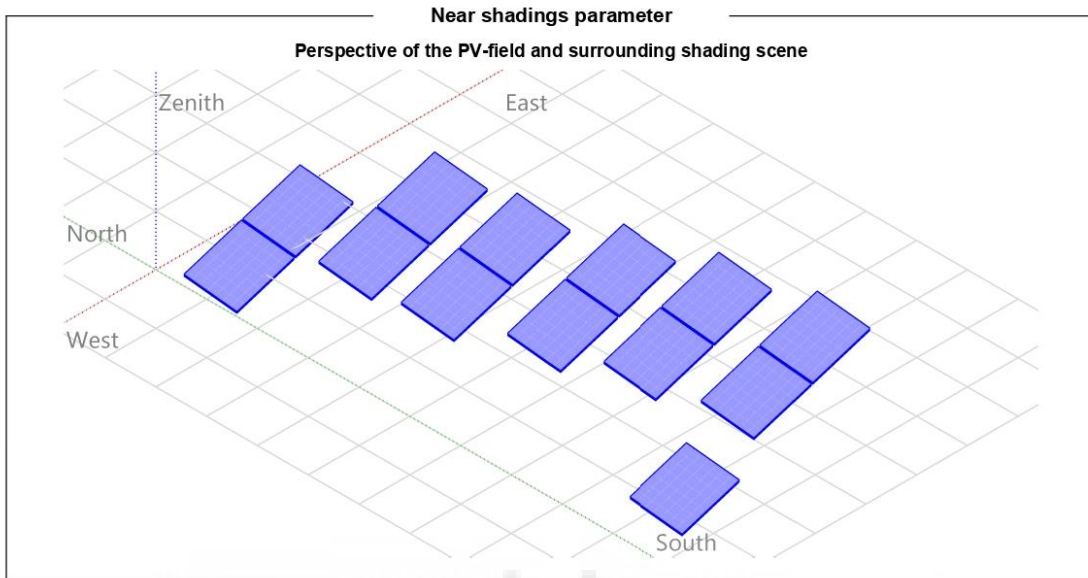




PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
29/08/24 18:55
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altazavares



PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
29/08/24 18:55
with v7.3.2

Jesús Escobar

Main results

System Production

Produced Energy

631331 kWh/year

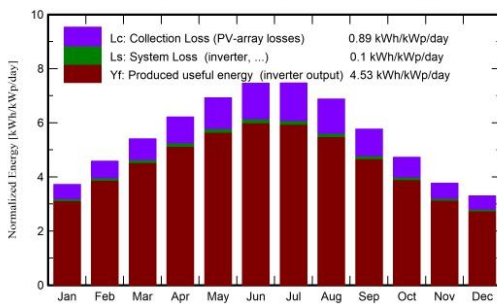
Specific production

1652 kWh/kWp/year

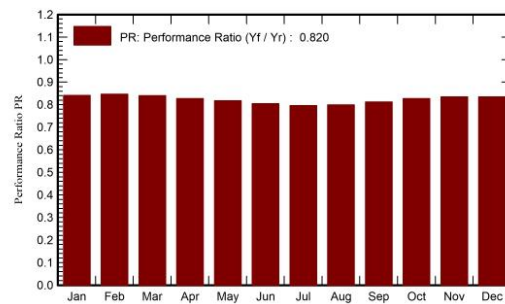
Performance Ratio PR

81.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	115.3	107.3	37888	37064	0.841
February	97.2	34.40	12.80	128.2	121.7	42445	41501	0.847
March	142.5	51.00	14.70	167.5	160.0	55009	53771	0.840
April	172.1	63.20	16.80	186.3	178.0	60306	58929	0.828
May	211.7	74.50	20.30	214.6	205.1	68591	67015	0.817
June	226.9	75.70	24.20	223.8	214.1	70464	68860	0.805
July	231.8	77.80	26.70	231.5	221.7	72125	70481	0.797
August	201.5	72.60	27.00	213.1	204.1	66588	65085	0.799
September	151.9	58.80	23.90	172.9	165.1	54909	53684	0.812
October	116.7	46.70	20.20	146.5	139.3	47350	46308	0.827
November	80.8	31.00	15.30	112.9	105.7	36838	36023	0.835
December	69.0	26.10	12.40	102.2	94.2	33329	32609	0.835
Year	1781.7	640.20	18.88	2014.8	1916.3	645840	631331	0.820

Legends

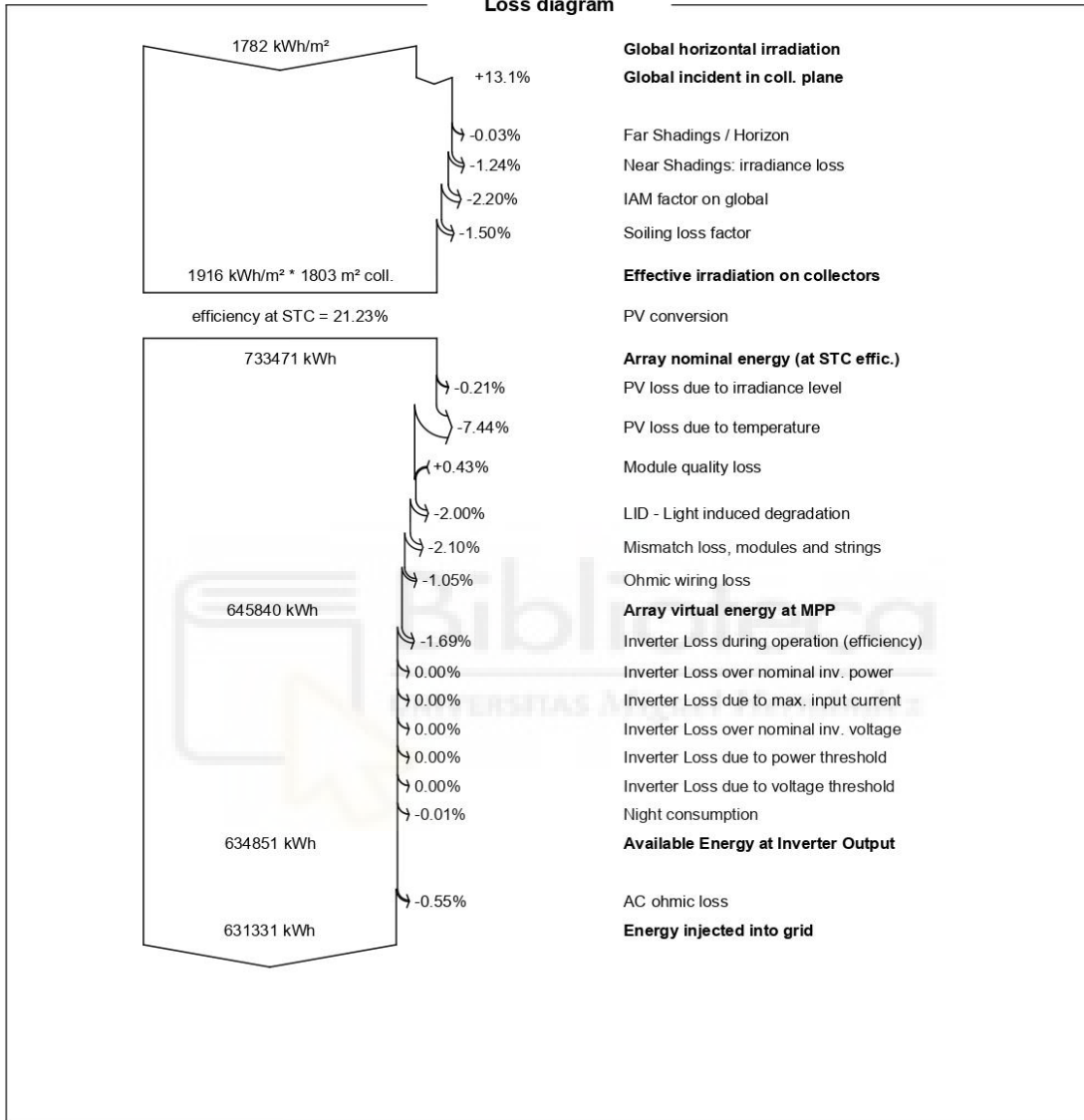
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2
 VC2, Simulation date:
 29/08/24 18:55
 with v7.3.2

Jesús Escobar

Loss diagram





PVsyst V7.3.2
VC2, Simulation date:
29/08/24 18:55
with v7.3.2

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

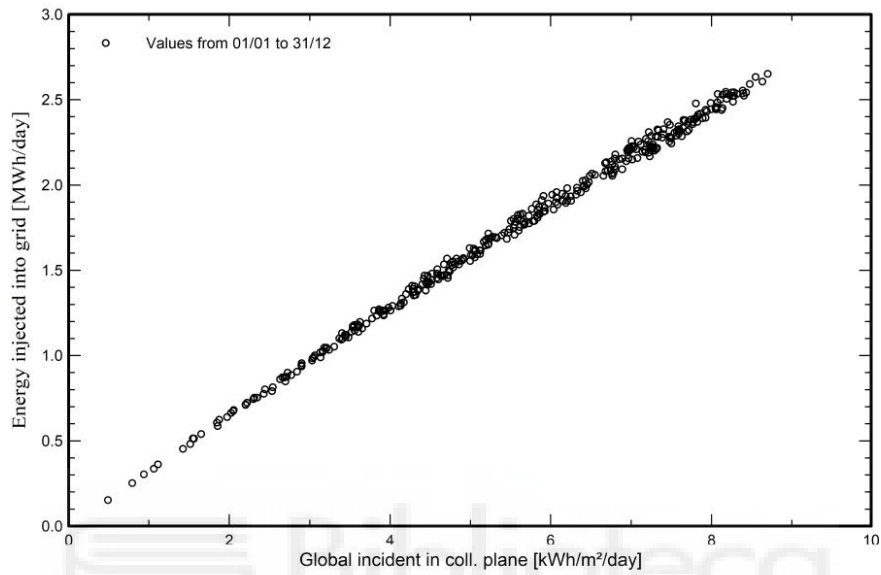
Variante: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Altazavares



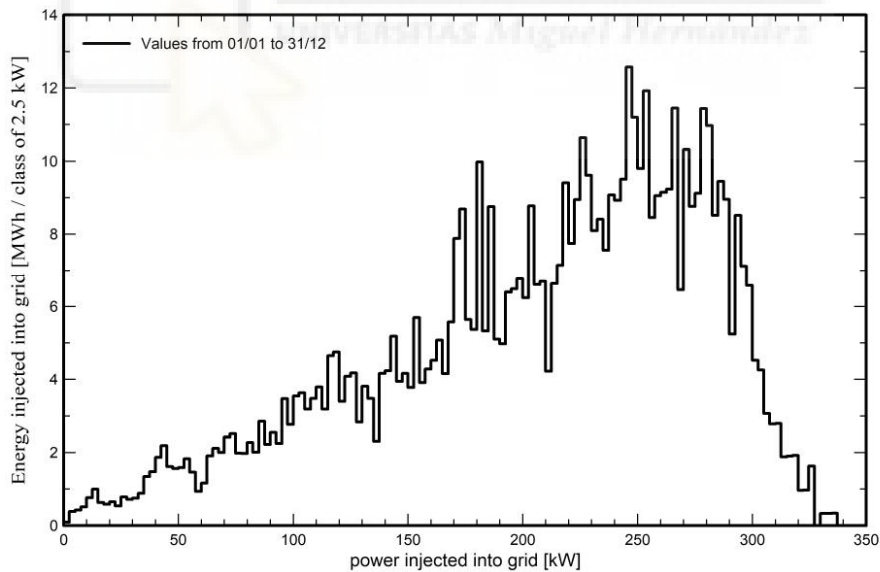
Jesús Escobar

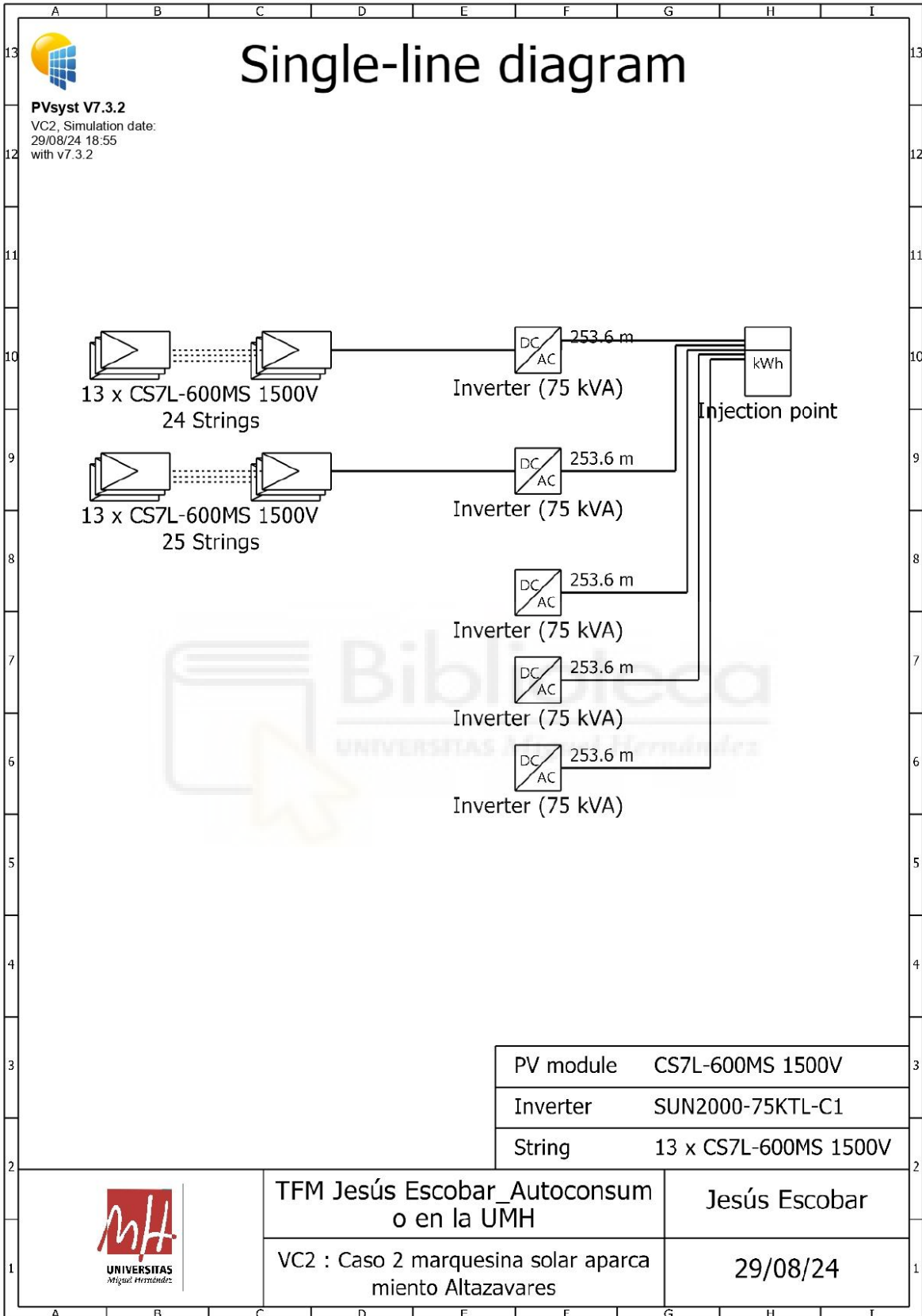
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution







PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Palau d'Esports

Sheds on ground

System power: 235 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Palau d'Esports



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
29/08/24 19:01
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -13.5 °	Near Shadings Linear shadings	Unlimited load (grid)
System information	PV Array	Inverters
Nb. of modules 392 units Pnom total 235 kWp	Nb. of units 2 units Pnom total 200 kWac Pnom ratio 1.176	

Results summary

Produced Energy 389220 kWh/year	Specific production 1655 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.14 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
29/08/24 19:01
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	8 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Sizes		Diffuse	Perez, Meteorom
Tilt/Azimuth	20 / -13.5 °	Sheds spacing	14.6 m	Circumsolar	separate
		Collector width	9.24 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	63.1 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	28.0 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Average Height	1.4 °	Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-100KTL-INM0-480Vac
	(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	392 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	235 kWp	Total power	200 kWac
Modules	28 Strings x 14 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	110 kWac
Pmpp	215 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	436 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	494 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	235 kWp	Total power	200 kWac
Total	392 modules	Max. power	220 kWac
Module area	1109 m ²	Number of inverters	2 units
		Pnom ratio	1.18

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	15 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
29/08/24 19:01
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

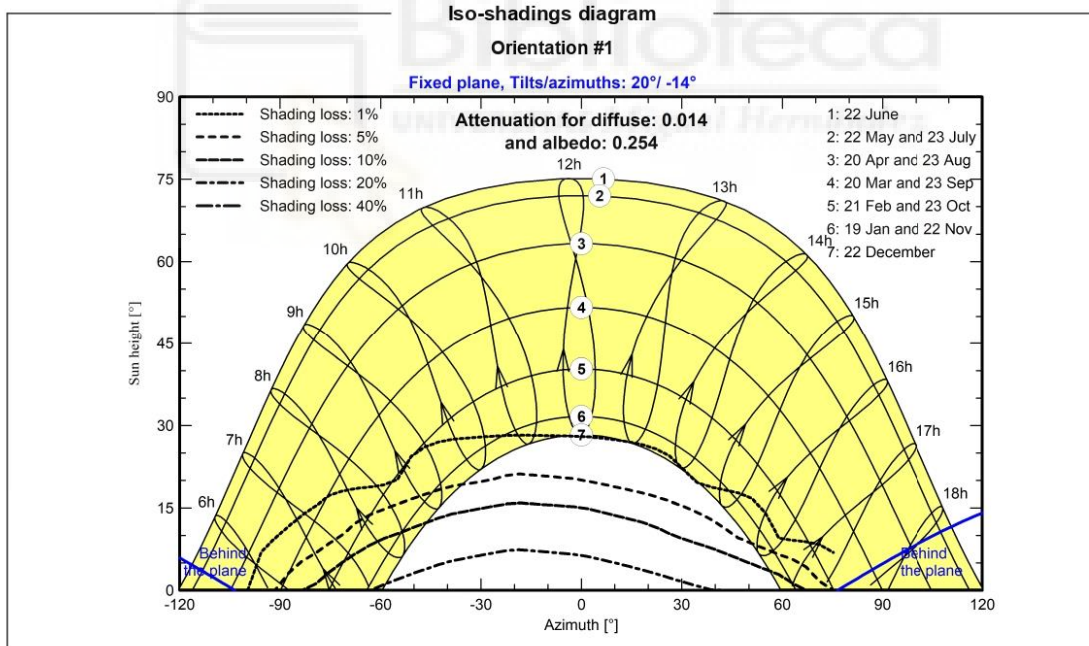
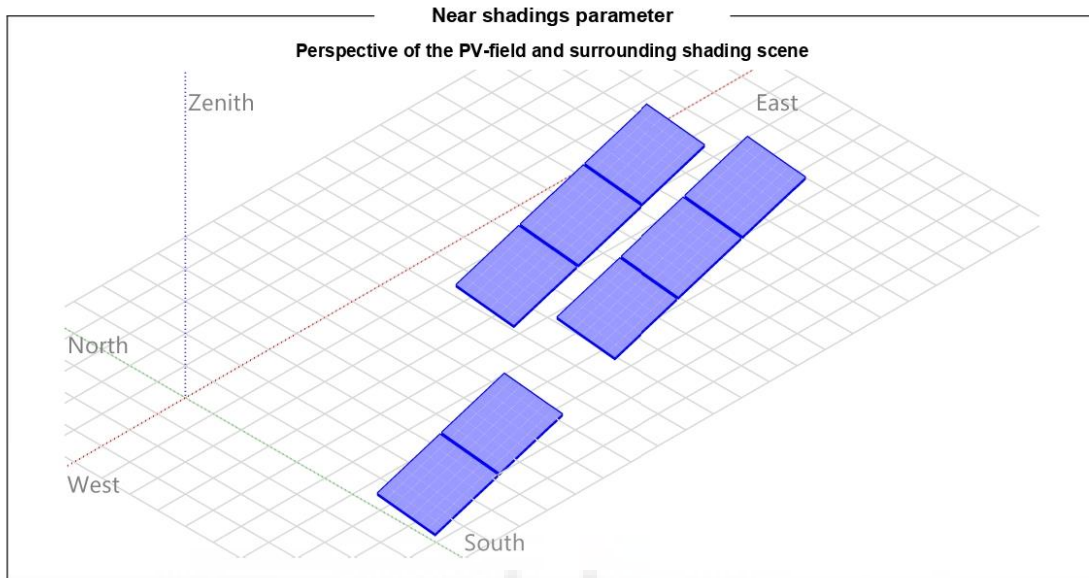
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-INM0-480Vac	
Wire section (2 Inv.)	Alu 2 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	153 m





PVsyst V7.3.2
VC3, Simulation date:
29/08/24 19:01
with v7.3.2

Jesús Escobar





PVsyst V7.3.2
 VC3, Simulation date:
 29/08/24 19:01
 with v7.3.2

Jesús Escobar

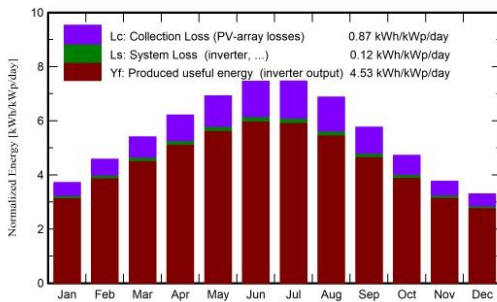
Main results

System Production

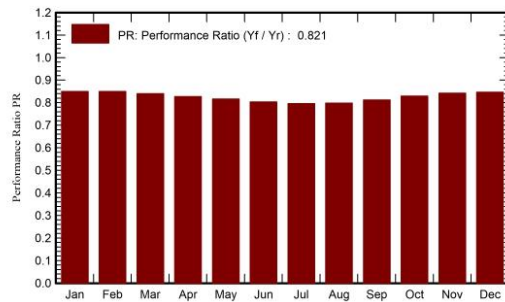
Produced Energy 389220 kWh/year

Specific production 1655 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 82.14 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	115.3	108.8	23638	23056	0.850
February	97.2	34.40	12.80	128.2	122.6	26310	25643	0.850
March	142.5	51.00	14.70	167.5	160.6	33968	33095	0.840
April	172.1	63.20	16.80	186.3	178.5	37214	36240	0.827
May	211.7	74.50	20.30	214.6	205.6	42318	41206	0.817
June	226.9	75.70	24.20	223.8	214.7	43464	42328	0.804
July	231.8	77.80	26.70	231.5	222.2	44488	43324	0.796
August	201.5	72.60	27.00	213.1	204.6	41074	40013	0.798
September	151.9	58.80	23.90	172.9	165.6	33886	33024	0.812
October	116.7	46.70	20.20	146.5	140.1	29307	28575	0.829
November	80.8	31.00	15.30	112.9	107.0	22945	22372	0.842
December	69.0	26.10	12.40	102.2	95.8	20849	20343	0.846
Year	1781.7	640.20	18.88	2014.8	1926.2	399462	389220	0.821

Legends

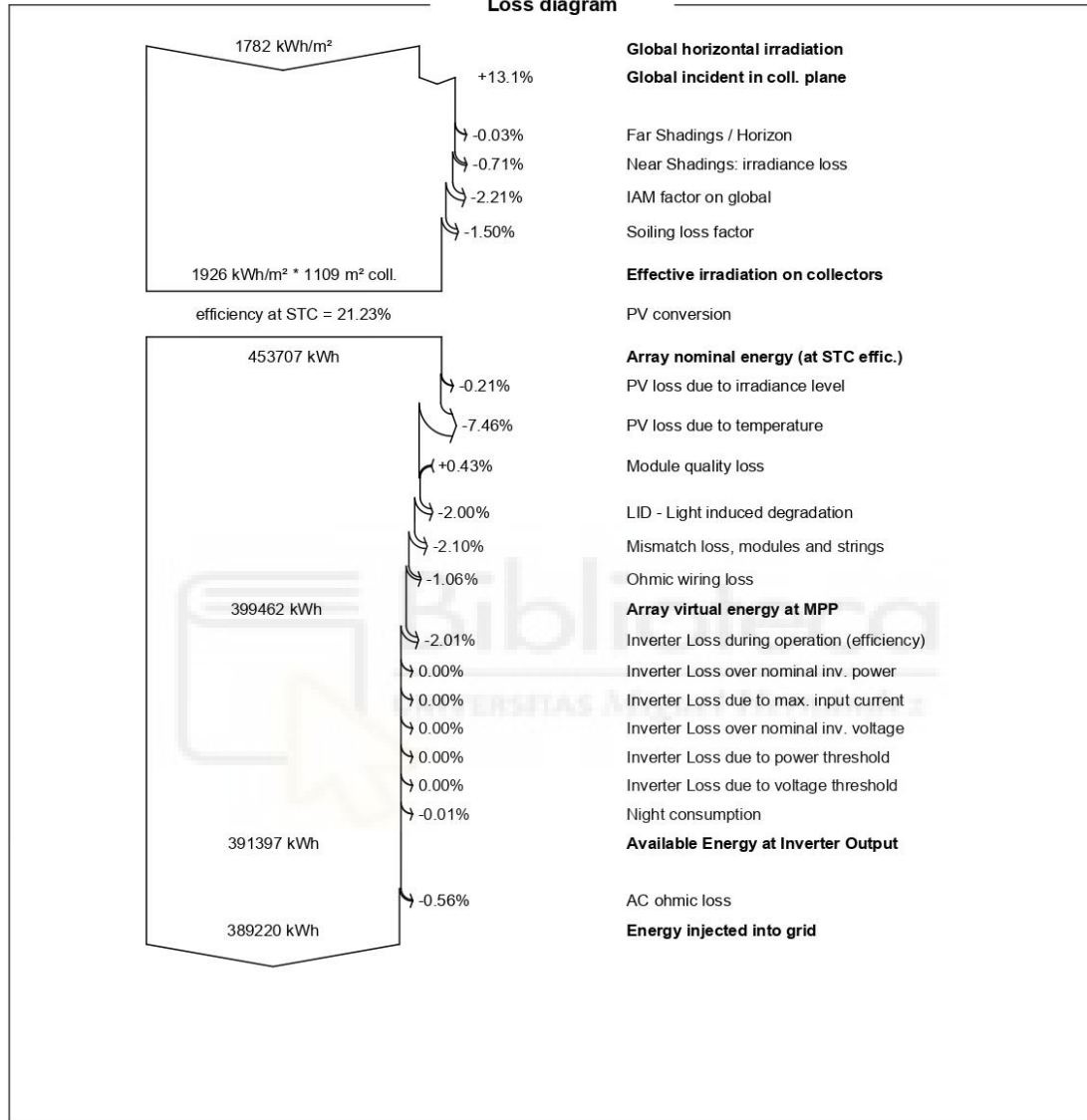
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.2
 VC3, Simulation date:
 29/08/24 19:01
 with v7.3.2

Jesús Escobar

Loss diagram

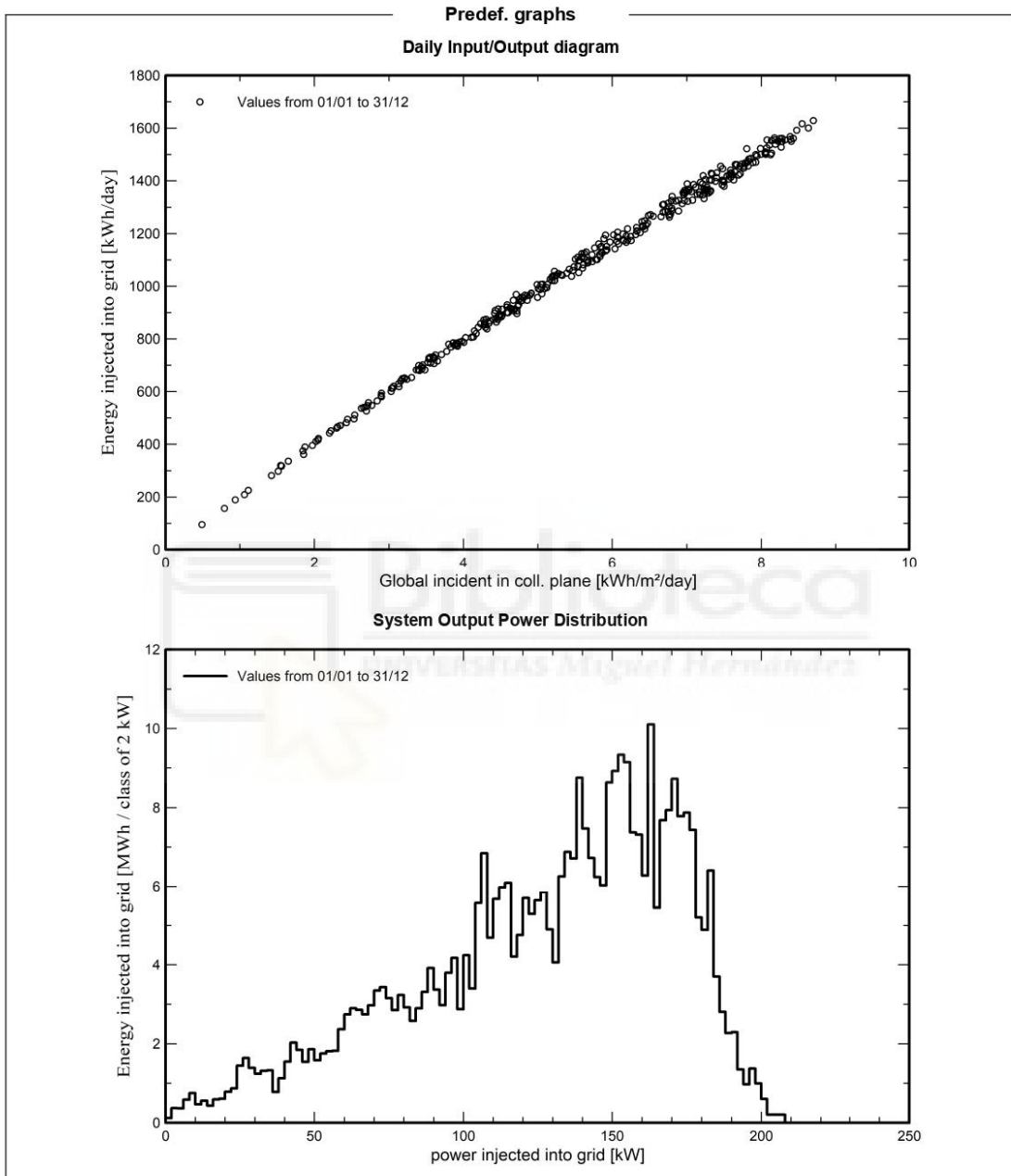


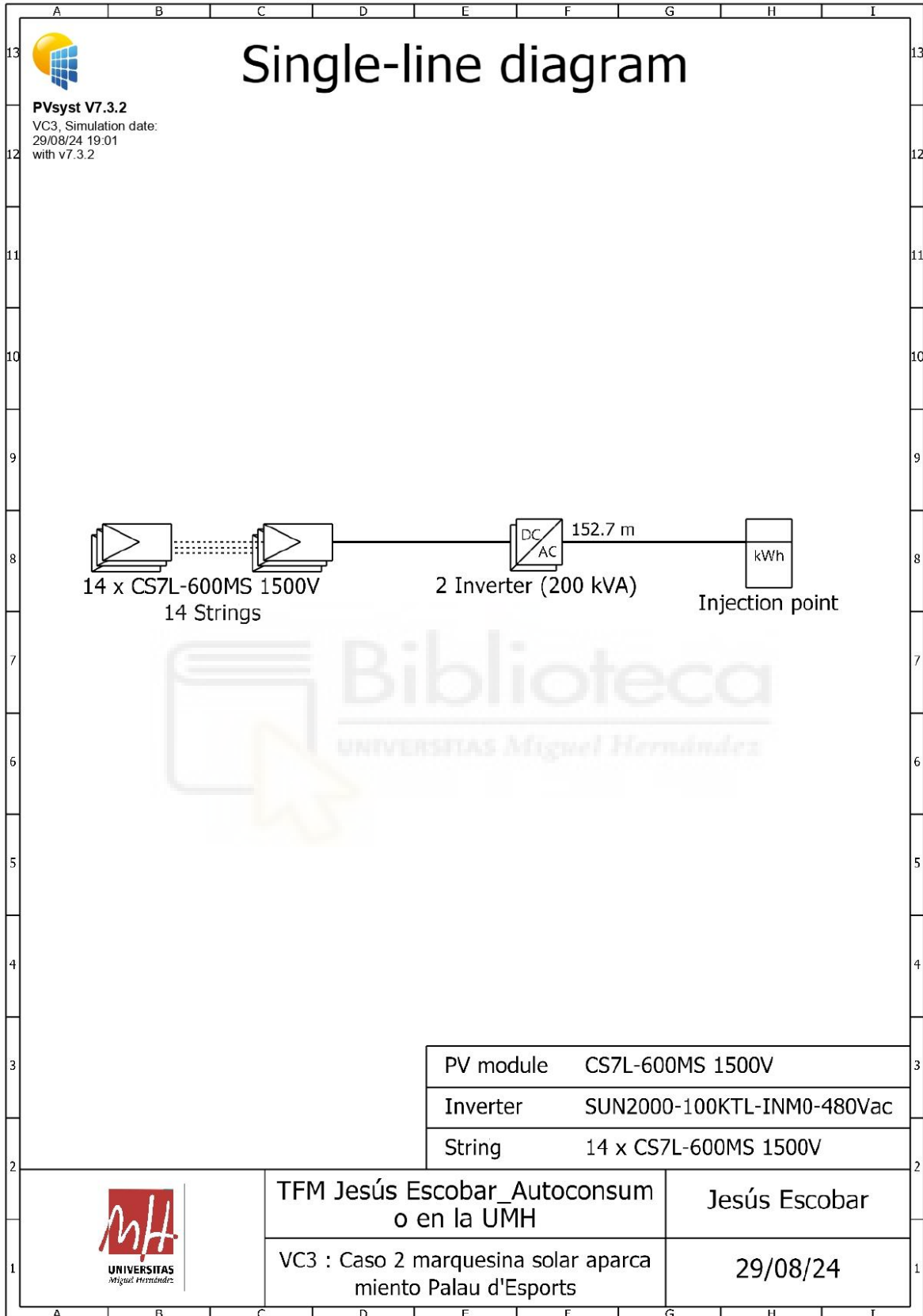


PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
29/08/24 19:01
with v7.3.2

Jesús Escobar







PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Torrevaillo

Tables on a building

System power: 576 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Torrevalillo



PVsyst V7.3.2

VC4, Simulation date:
29/08/24 19:14
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	User's needs
PV Field Orientation Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 10 / 76.6 ° 10 / -103.4 °	Near Shadings Linear shadings	Unlimited load (grid)
System information		
PV Array Nb. of modules 960 units Pnom total 576 kWp	Inverters Nb. of units 5 units Pnom total 500 kWac Pnom ratio 1.152	

Results summary

Produced Energy 839210 kWh/year	Specific production 1457 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.23 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



PVsyst V7.3.2

VC4, Simulation date:
29/08/24 19:14
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building	
PV Field Orientation			
Orientation			
Fixed planes	2 orientations	Sheds configuration	
Tilts/azimuths	10 / 76.6 °	Nb. of sheds	48 units
	10 / -103.4 °	Several orientations	
Models used			
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonom
		Circumsolar	separate
Horizon			
Average Height	1.4 °	Near Shadings	
		Linear shadings	
User's needs			
Unlimited load (grid)			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-100KTL-INM0-480Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	960 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	576 kWp	Total power	500 kWac
Modules	80 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	528 kWp	Max. power (=>40°C)	110 kWac
U mpp	374 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	1412 A	Power sharing within this inverter	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	576 kWp	Total power	500 kWac
Total	960 modules	Max. power	550 kWac
Module area	2717 m ²	Number of inverters	5 units
		Pnom ratio	1.15

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	4.4 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC4, Simulation date:
29/08/24 19:14
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

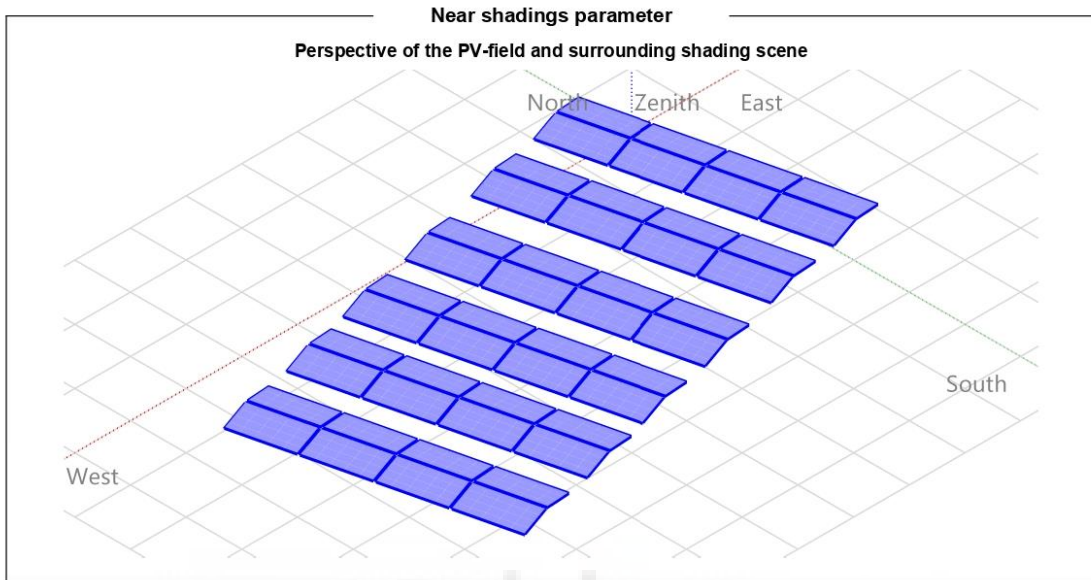
Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-INM0-480Vac	
Wire section (5 Inv.)	Alu 5 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	156 m





PVsyst V7.3.2
VC4, Simulation date:
29/08/24 19:14
with v7.3.2

Jesús Escobar

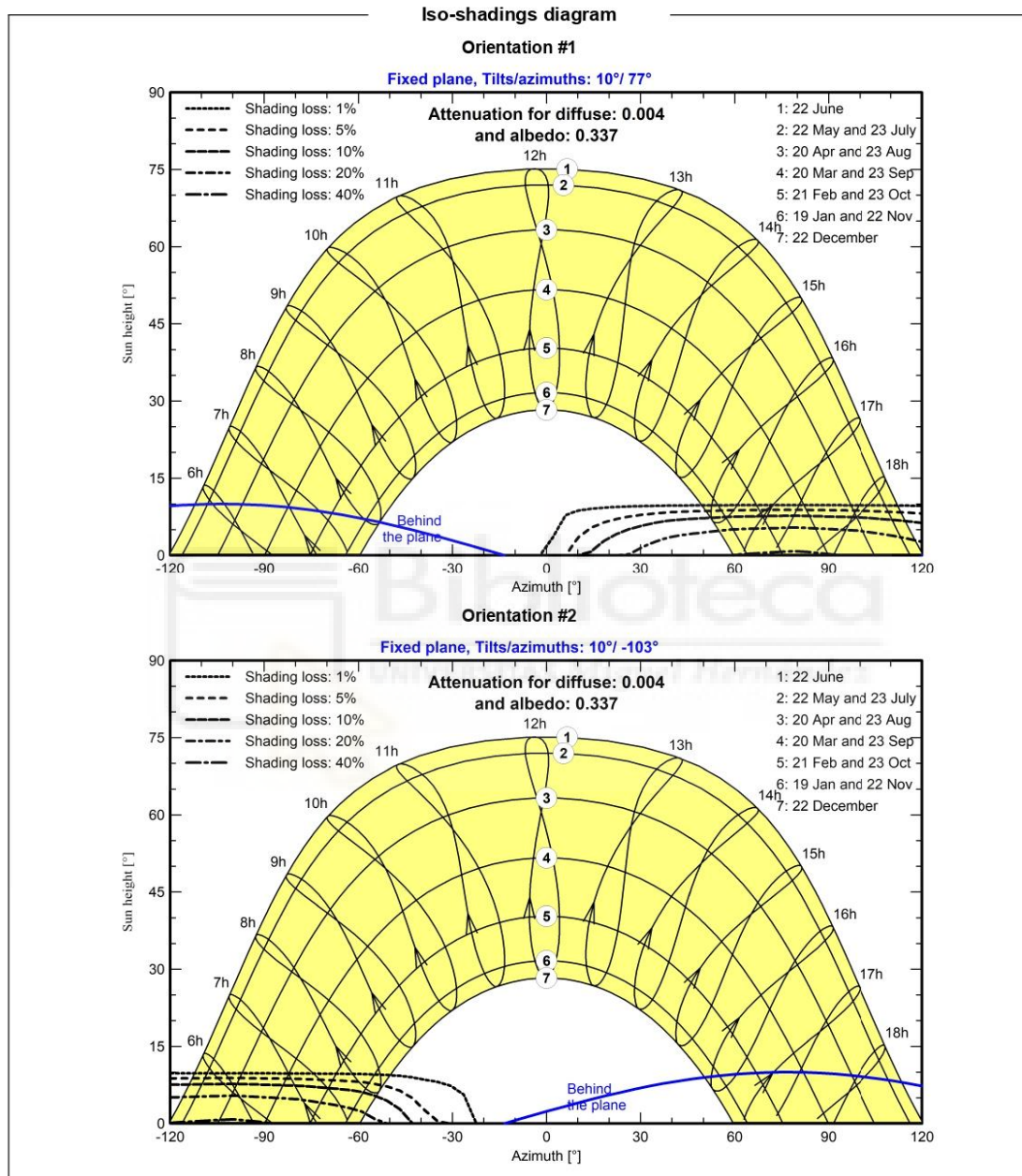




PVsyst V7.3.2

VC4, Simulation date:
29/08/24 19:14
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Torrevalillo



PVsyst V7.3.2

VC4. Simulation date:
29/08/24 19:14
with v7.3.2

Jesús Escobar

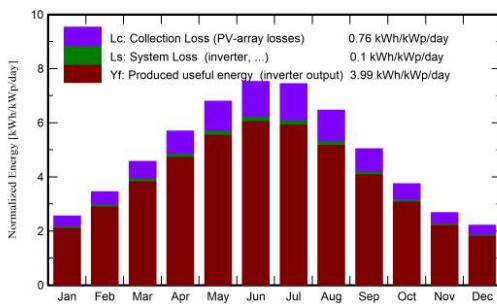
Main results

System Production

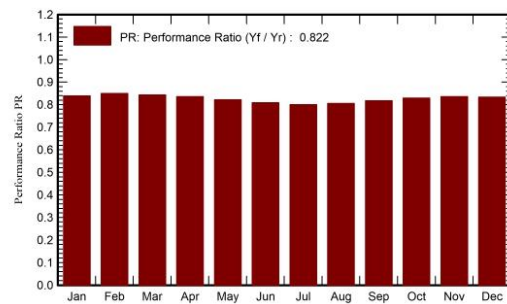
Produced Energy 839210 kWh/year

Specific production 1457 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 82.23 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	79.6	28.40	11.80	79.2	72.6	39181	38249	0.839
February	97.2	34.40	12.80	96.6	90.7	48454	47290	0.850
March	142.5	51.00	14.70	141.8	134.6	70648	68916	0.844
April	172.1	63.20	16.80	170.8	163.4	84318	82196	0.836
May	211.7	74.50	20.30	210.5	202.1	102326	99706	0.822
June	226.9	75.70	24.20	225.7	217.1	108012	105253	0.810
July	231.8	77.80	26.70	230.6	221.8	109173	106390	0.801
August	201.5	72.60	27.00	200.4	192.5	95378	92984	0.805
September	151.9	58.80	23.90	151.2	144.0	73010	71226	0.818
October	116.7	46.70	20.20	116.1	109.3	56827	55462	0.830
November	80.8	31.00	15.30	80.3	74.2	39609	38659	0.836
December	69.0	26.10	12.40	68.5	62.3	33688	32878	0.834
Year	1781.7	640.20	18.88	1771.8	1684.7	860623	839210	0.822

Legends

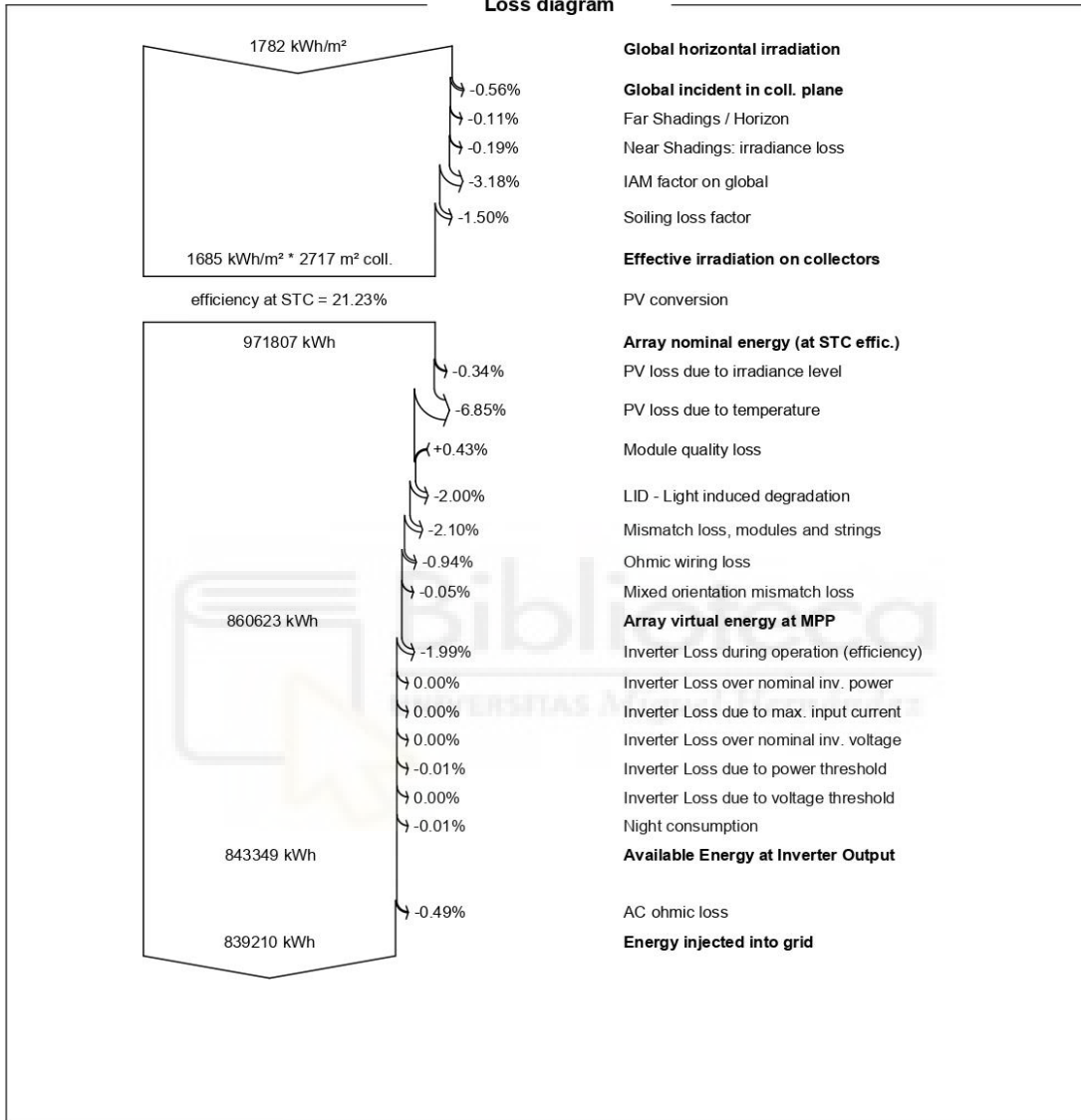
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.2
 VC4, Simulation date:
 29/08/24 19:14
 with v7.3.2

Jesús Escobar

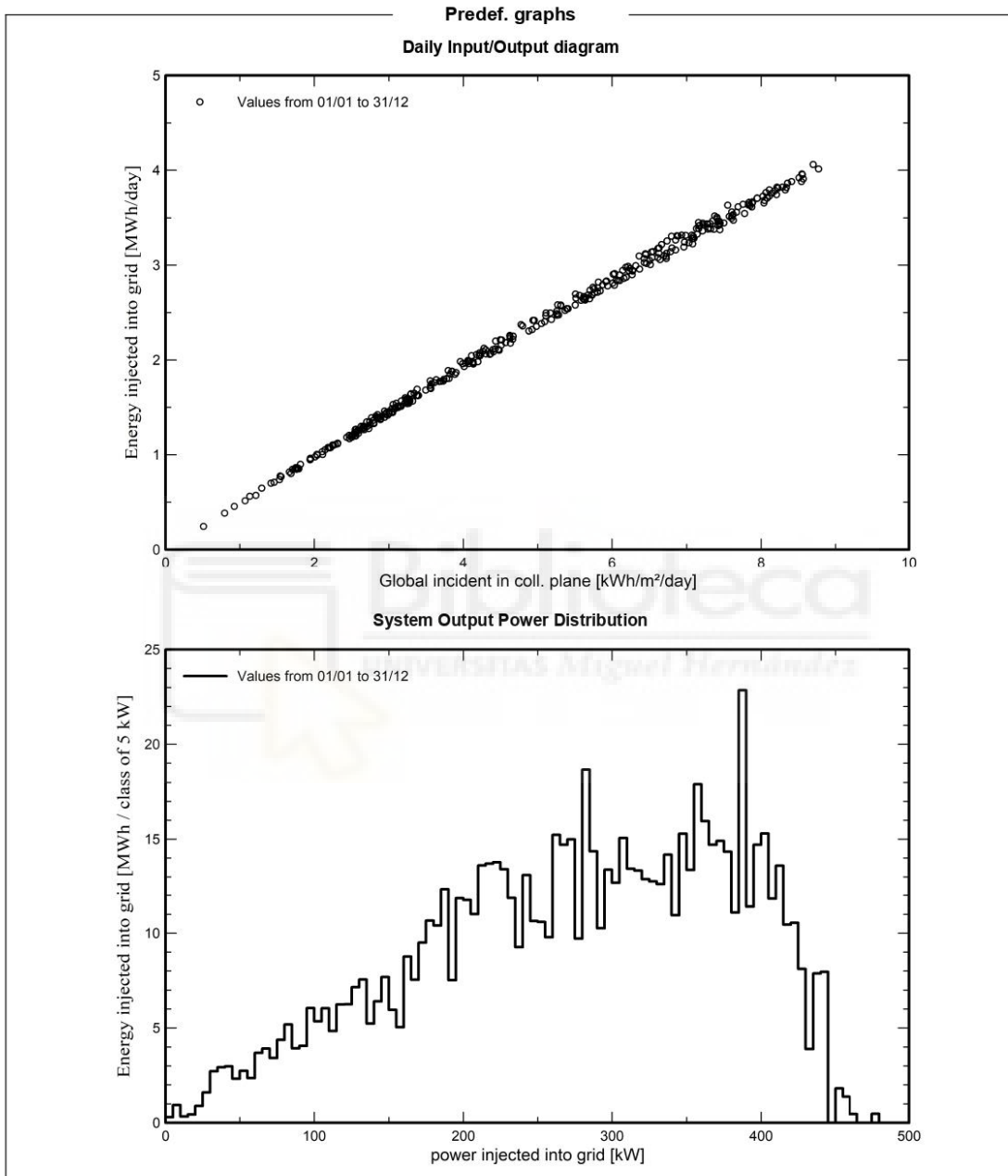
Loss diagram

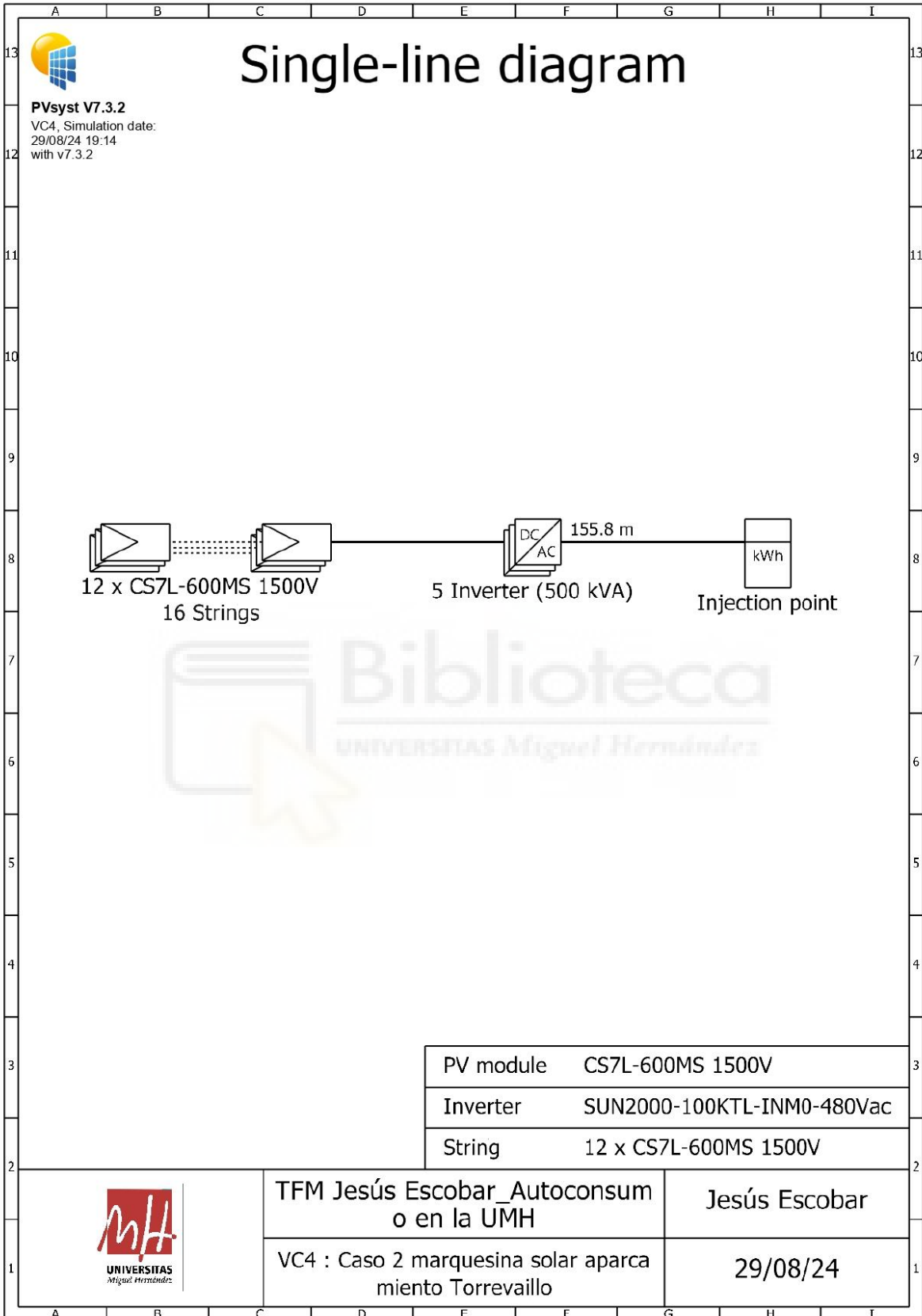




PVsyst V7.3.2
VC4, Simulation date:
29/08/24 19:14
with v7.3.2

Jesús Escobar







PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Torre Blanca

Tables on a building

System power: 1289 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Torre Blanca



PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
29/08/24 19:22
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	
PV Field Orientation Fixed planes 3 orientations Tilts/azimuths 10 / 76.6 ° 10 / -103.4 ° 20 / -14 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 2148 units		Nb. of units 11.6 units
Pnom total 1289 kWp		Pnom total 1160 kWac
		Pnom ratio 1.111

Results summary

Produced Energy 1931683 kWh/year	Specific production 1499 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 81.90 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9



PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
29/08/24 19:22
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	90 units
Fixed planes	3 orientations	Averages of diff. arrays	
Tilts/azimuths	10 / 76.6 °		
	10 / -103.4 °		
	20 / -14 °		
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.4 °	Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonom
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

Array #1 - Sub-array #1			
Mixed orient.			
#1/2: 45/45 strings			
Tilt/Azimuth	10/77 °		
	10/-103 °		
PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-100KTL-INM0-480Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	1080 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	648 kWp	Total power	600 kWac
Modules	90 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	110 kWac
Pmpp	594 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.08
U mpp	374 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1589 A		
PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-100KTL-INM0-415Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	1068 units	Number of inverters	5.6 units
Nominal (STC)	641 kWp	Total power	560 kWac
Array #2 - Sub-array #2			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-103 °		
Number of PV modules	480 units	Number of inverters	25 * MPPT 10% 2.5 units
Nominal (STC)	288 kWp	Total power	250 kWac
Modules	40 Strings x 12 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	264 kWp	Max. power (=>35°C)	110 kWac
U mpp	374 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	706 A	No power sharing between MPPTs	



PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
29/08/24 19:22
with v7.3.2

Jesús Escobar

PV Array Characteristics

Array #3 - Sub-array #3			
Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	20/-14 °		
Number of PV modules	588 units	Number of inverters	31 * MPPT 10% 3.1 units
Nominal (STC)	353 kWp	Total power	310 kWac
Modules	49 Strings x 12 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	323 kWp	Max. power (=>35°C)	110 kWac
U mpp	374 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	865 A	No power sharing between MPPTs	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	1289 kWp	Total power	1160 kWac
Total	2148 modules	Nb. of inverters	12 units
Module area	6079 m ²		0.4 unused
		Pnom ratio	1.11
		No power sharing	

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K					
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	1.9 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Sub-array #1		Array #2 - Sub-array #2	
Global array res.	3.9 mΩ	Global array res.	8.7 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Sub-array #3			
Global array res.	7.1 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		

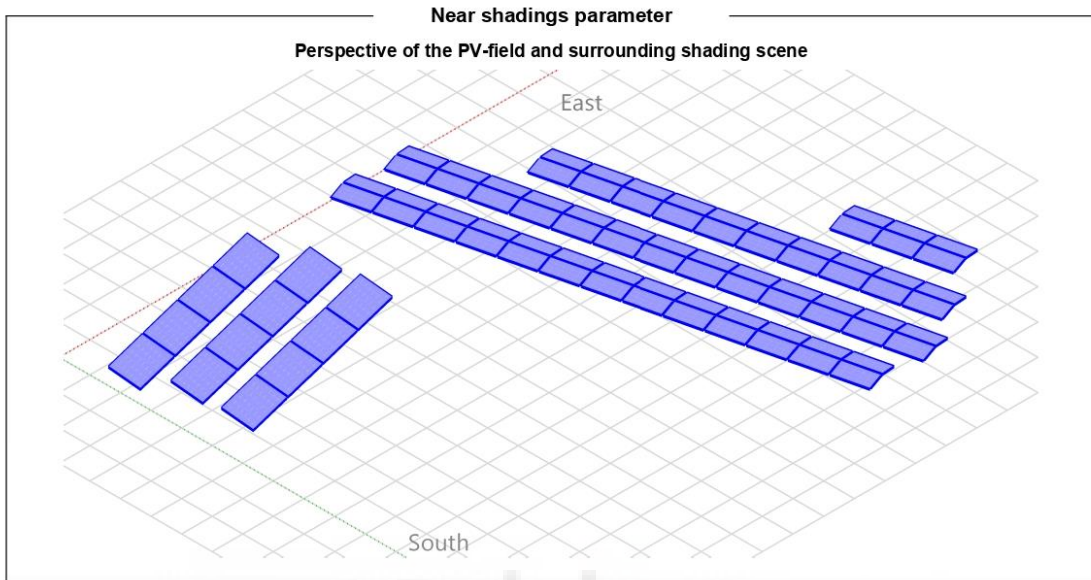
AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.16 % at STC
Inverters: SUN2000-100KTL-INM0-480Vac, SUN2000-100KTL-INM0-415Vac	
Wire section (12 Inv.)	Alu 12 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	160 m



PVsyst V7.3.2
VC5, Simulation date:
29/08/24 19:22
with v7.3.2

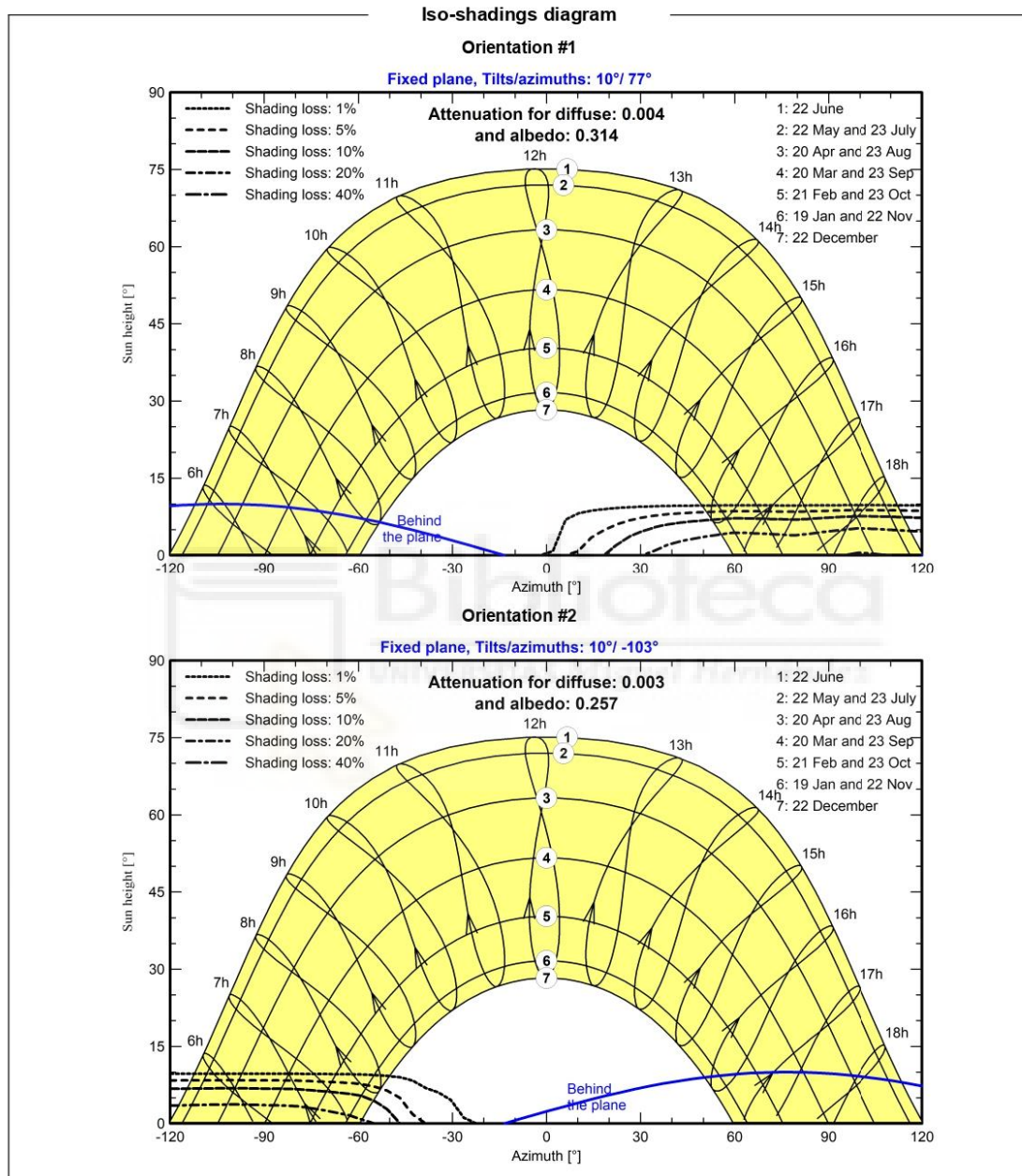
Jesús Escobar





PVsyst V7.3.2
VC5, Simulation date:
29/08/24 19:22
with v7.3.2

Jesús Escobar





PVsyst V7.3.2
 VC5, Simulation date:
 29/08/24 19:22
 with v7.3.2

Jesús Escobar

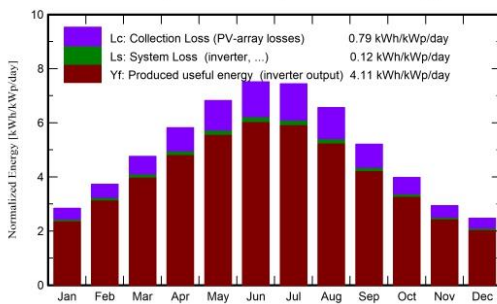
Main results

System Production

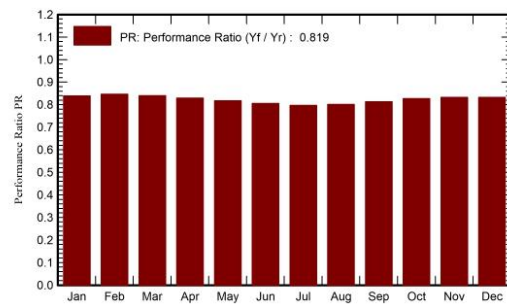
Produced Energy 1931683 kWh/year

Specific production 1499 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 81.90 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	88.0	81.2	97734	95170	0.839
February	97.2	34.40	12.80	104.4	98.4	117069	113936	0.846
March	142.5	51.00	14.70	147.6	140.5	164315	159837	0.840
April	172.1	63.20	16.80	174.7	167.1	191978	186631	0.829
May	211.7	74.50	20.30	211.5	202.7	229205	222734	0.817
June	226.9	75.70	24.20	225.3	216.4	240729	233946	0.806
July	231.8	77.80	26.70	230.6	221.5	243814	236947	0.797
August	201.5	72.60	27.00	203.4	195.2	216128	210130	0.802
September	151.9	58.80	23.90	156.3	148.9	168422	163865	0.814
October	116.7	46.70	20.20	123.3	116.5	134971	131394	0.827
November	80.8	31.00	15.30	88.2	81.9	97336	94755	0.833
December	69.0	26.10	12.40	76.7	70.2	84546	82340	0.833
Year	1781.7	640.20	18.88	1830.0	1740.6	1986247	1931683	0.819

Legends

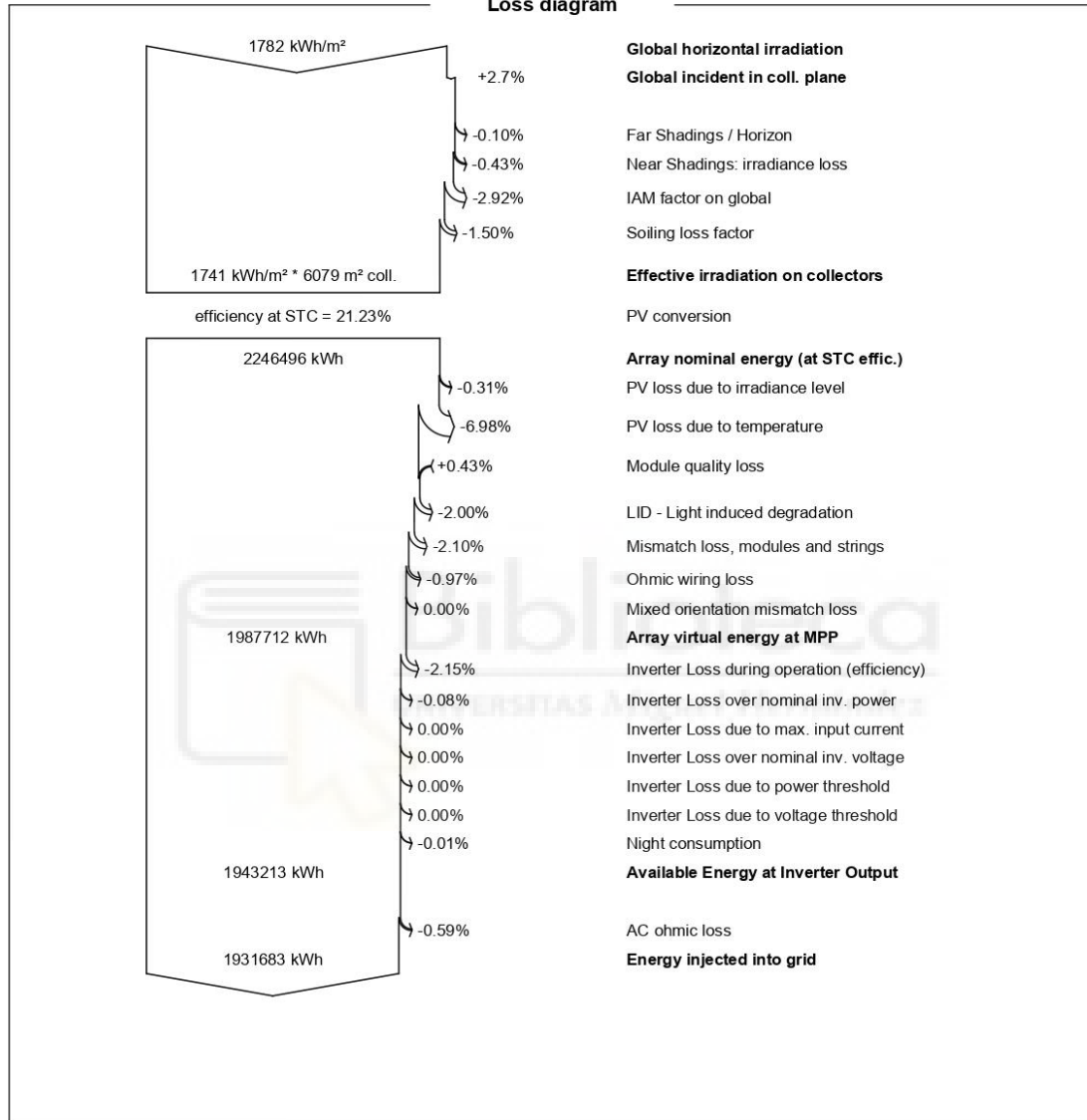
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.2
 VC5, Simulation date:
 29/08/24 19:22
 with v7.3.2

Jesús Escobar

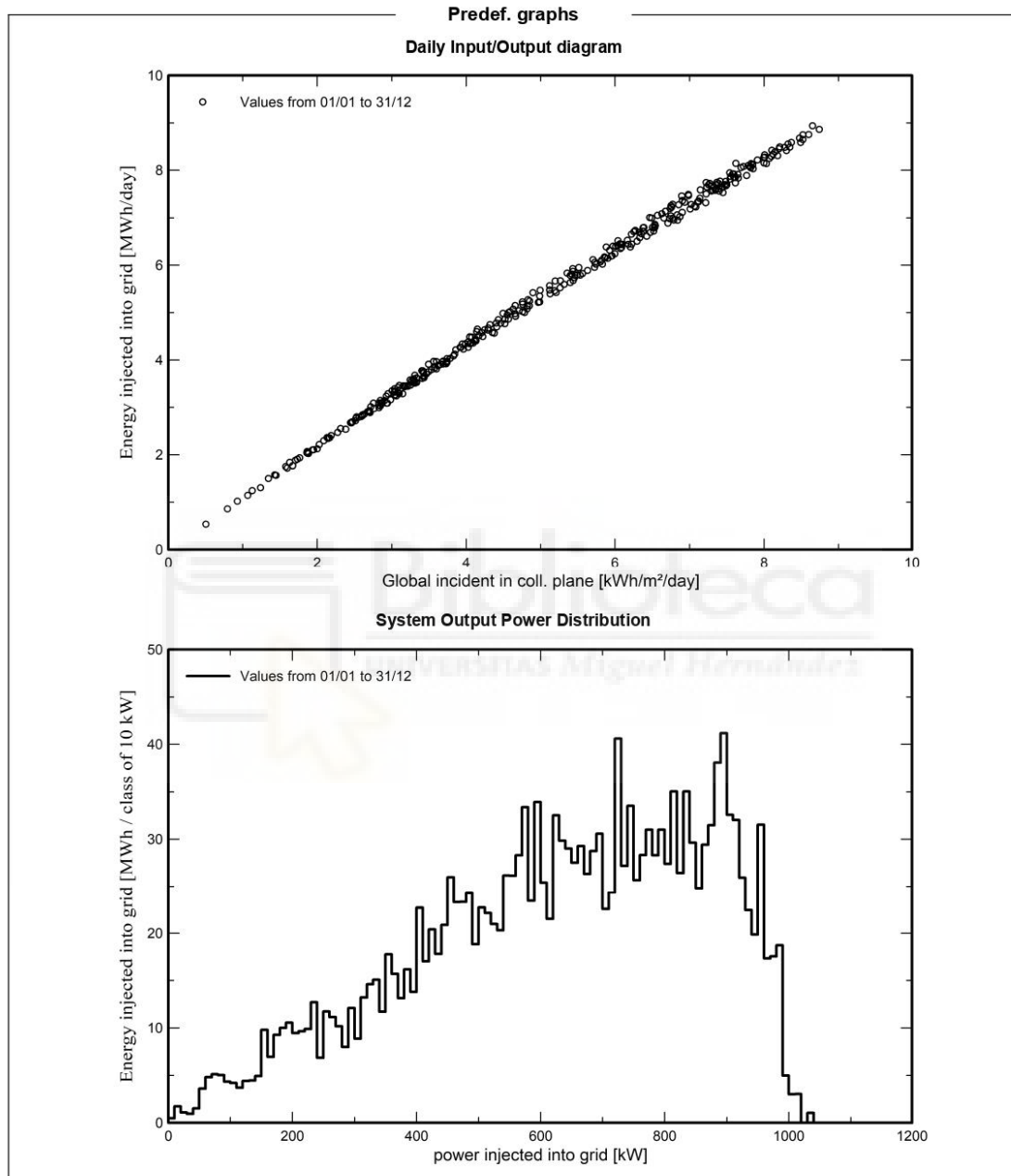
Loss diagram





PVsyst V7.3.2
VC5, Simulation date:
29/08/24 19:22
with v7.3.2

Jesús Escobar





PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Rectorado

Tables on a building

System power: 870 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Rectorado



PVsyst V7.3.2

VC6, Simulation date:
29/08/24 19:33
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	
PV Field Orientation Fixed planes 3 orientations Tilts/azimuths 10 / 76.6 ° 10 / -103.4 ° 20 / -14 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array Nb. of modules 1450 units Pnom total 870 kWp	Inverters Nb. of units 7 units Pnom total 725 kWac Pnom ratio 1.200	

Results summary

Produced Energy 1369198 kWh/year	Specific production 1574 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 81.39 %
----------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



PVsyst V7.3.2

VC6, Simulation date:
29/08/24 19:33
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	51 units
Fixed planes	3 orientations	Several orientations	
Tilts/azimuths	10 / 76.6 °		
	10 / -103.4 °		
	20 / -14 °		
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.4 °	Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteorom
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

Array #1 - Sub-array #1			
Mixed orient.			
#1/2: 12/13 strings			
Tilt/Azimuth	10/77 °		
	10/-103 °		
PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-125KTL-M0
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	125 kWac
Number of PV modules	250 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	150 kWp	Total power	125 kWac
Modules	25 Strings x 10 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	138 kWac
Pmpp	137 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
U mpp	311 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	441 A		
PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-100KTL-INM0-415Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	1200 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	720 kWp	Total power	600 kWac
Array #2 - Sub-array #2			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-103 °		
Number of PV modules	200 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	120 kWp	Total power	100 kWac
Modules	20 Strings x 10 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	110 kWp	Max. power (=>35°C)	110 kWac
U mpp	311 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
I mpp	353 A	Power sharing within this inverter	



PVsyst V7.3.2

VC6, Simulation date:
29/08/24 19:33
with v7.3.2

Jesús Escobar

PV Array Characteristics

Array #3 - Sub-array #3			
Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	20/-14 °		
Number of PV modules	1000 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	600 kWp	Total power	500 kWac
Modules	100 Strings x 10 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	550 kWp	Max. power (=>35°C)	110 kWac
U mpp	311 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
I mpp	1765 A	Power sharing within this inverter	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	870 kWp	Total power	725 kWac
Total	1450 modules	Max. power	798 kWac
Module area	4104 m ²	Number of inverters	7 units
		Pnom ratio	1.20

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K					
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	2.0 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Sub-array #1		Array #2 - Sub-array #2	
Global array res.	12 mΩ	Global array res.	15 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Sub-array #3			
Global array res.	2.9 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		

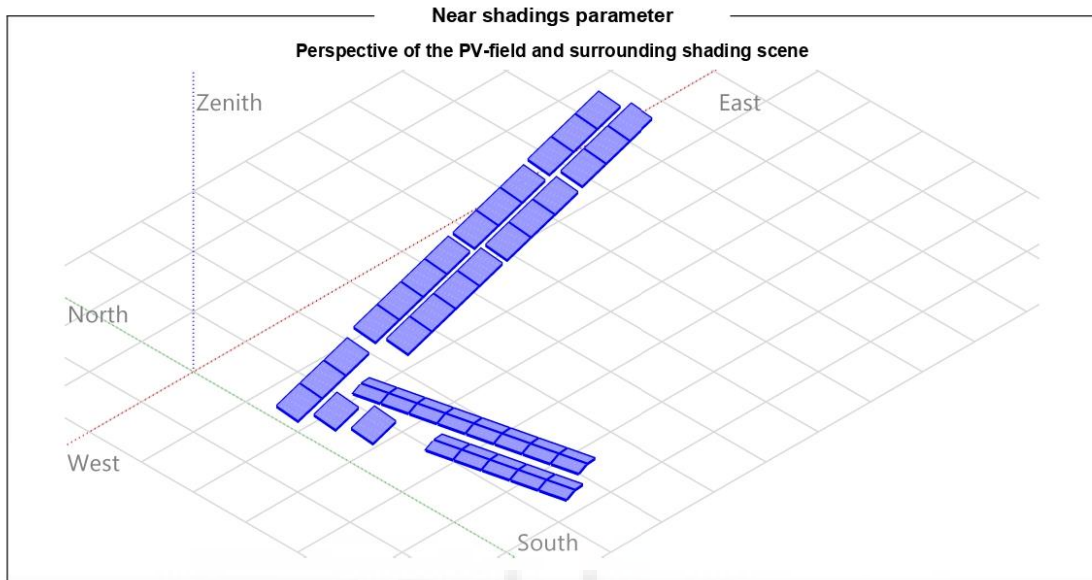
AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	500 Vac tri
Loss Fraction	1.32 % at STC
Inverters: SUN2000-125KTL-M0, SUN2000-100KTL-INM0-415Vac	
Wire section (7 Inv.)	Alu 7 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	151 m



PVsyst V7.3.2
VC6, Simulation date:
29/08/24 19:33
with v7.3.2

Jesús Escobar

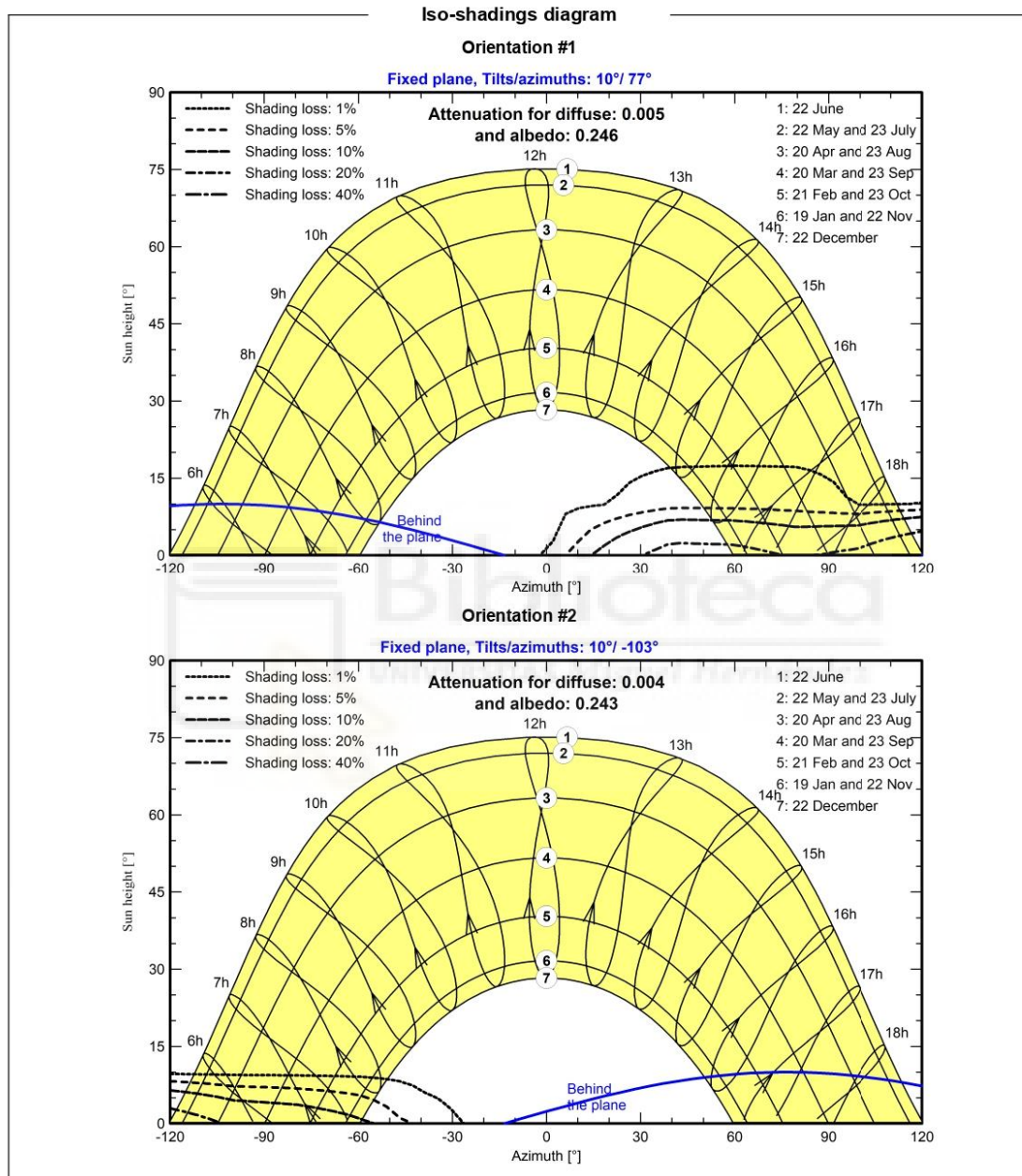




PVsyst V7.3.2

VC6, Simulation date:
29/08/24 19:33
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH
 Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Rectorado



PVsyst V7.3.2
 VC6, Simulation date:
 29/08/24 19:33
 with v7.3.2

Jesús Escobar

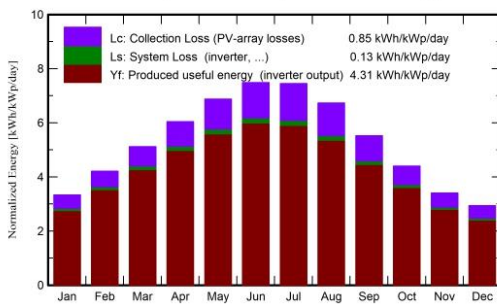
Main results

System Production

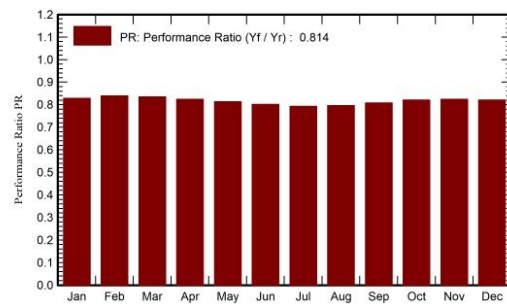
Produced Energy 1369198 kWh/year

Specific production 1574 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 81.39 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	79.6	28.40	11.80	103.4	94.8	76598	74460	0.828
February	97.2	34.40	12.80	117.8	111.1	88595	86029	0.839
March	142.5	51.00	14.70	158.7	151.3	118828	115311	0.835
April	172.1	63.20	16.80	181.2	173.2	134078	130002	0.825
May	211.7	74.50	20.30	213.2	204.1	155665	150896	0.813
June	226.9	75.70	24.20	224.5	215.2	161420	156489	0.801
July	231.8	77.80	26.70	231.0	221.6	164377	159359	0.793
August	201.5	72.60	27.00	208.8	200.2	149096	144617	0.796
September	151.9	58.80	23.90	165.6	157.9	119971	116457	0.808
October	116.7	46.70	20.20	136.3	129.0	100219	97359	0.821
November	80.8	31.00	15.30	102.1	94.5	75326	73196	0.824
December	69.0	26.10	12.40	91.0	82.6	66857	65023	0.821
Year	1781.7	640.20	18.88	1933.7	1835.5	1411031	1369198	0.814

Legends

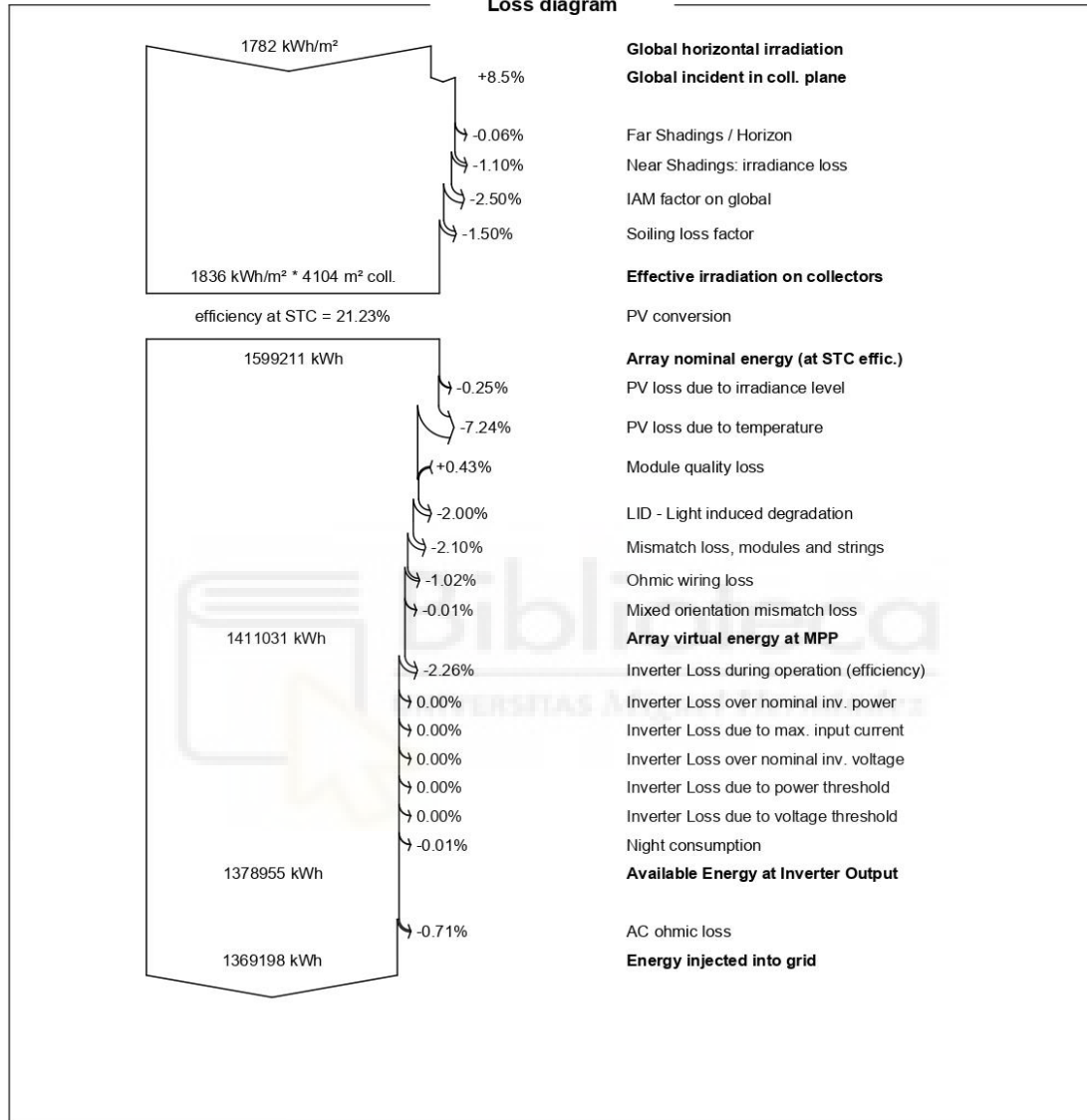
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.2
 VC6, Simulation date:
 29/08/24 19:33
 with v7.3.2

Jesús Escobar

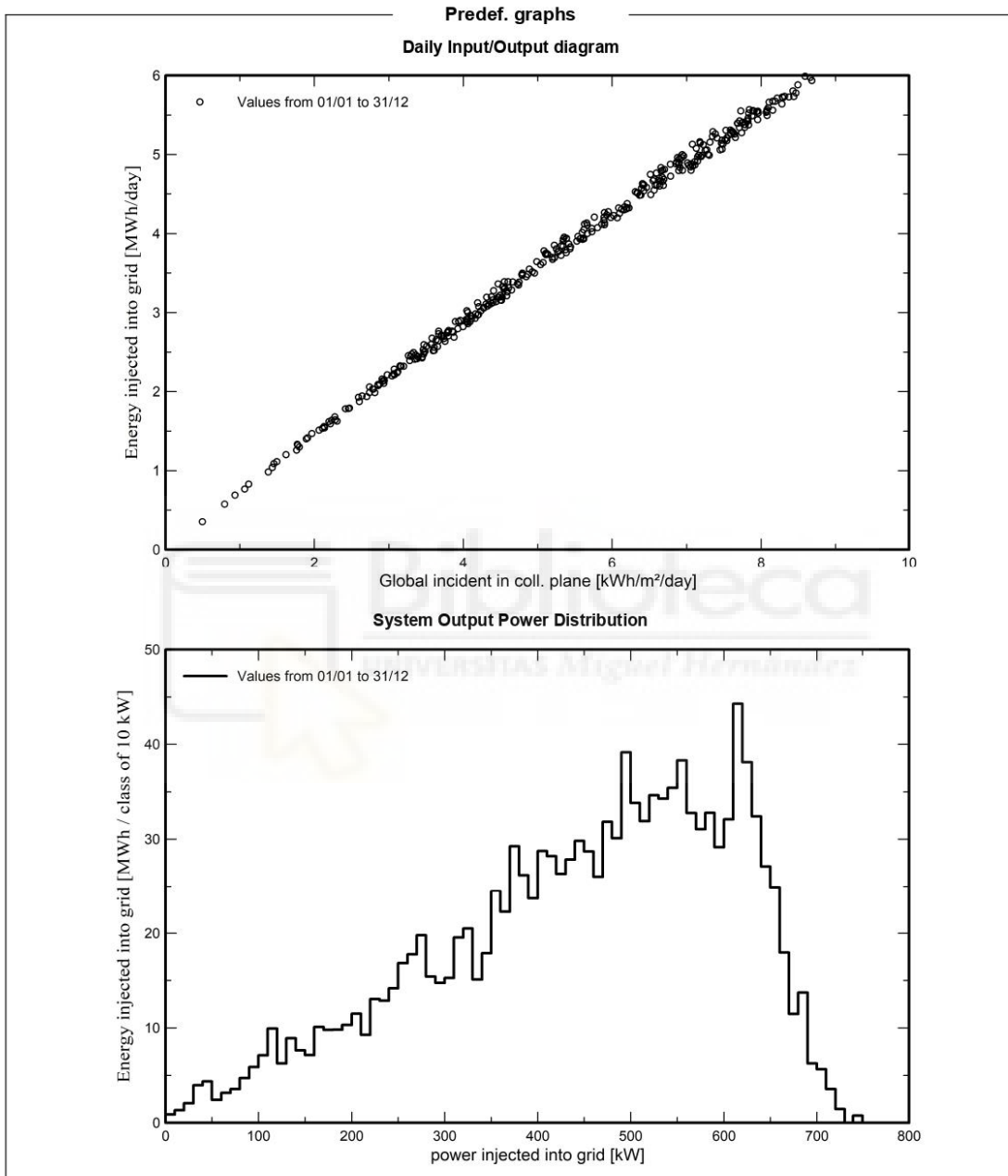
Loss diagram

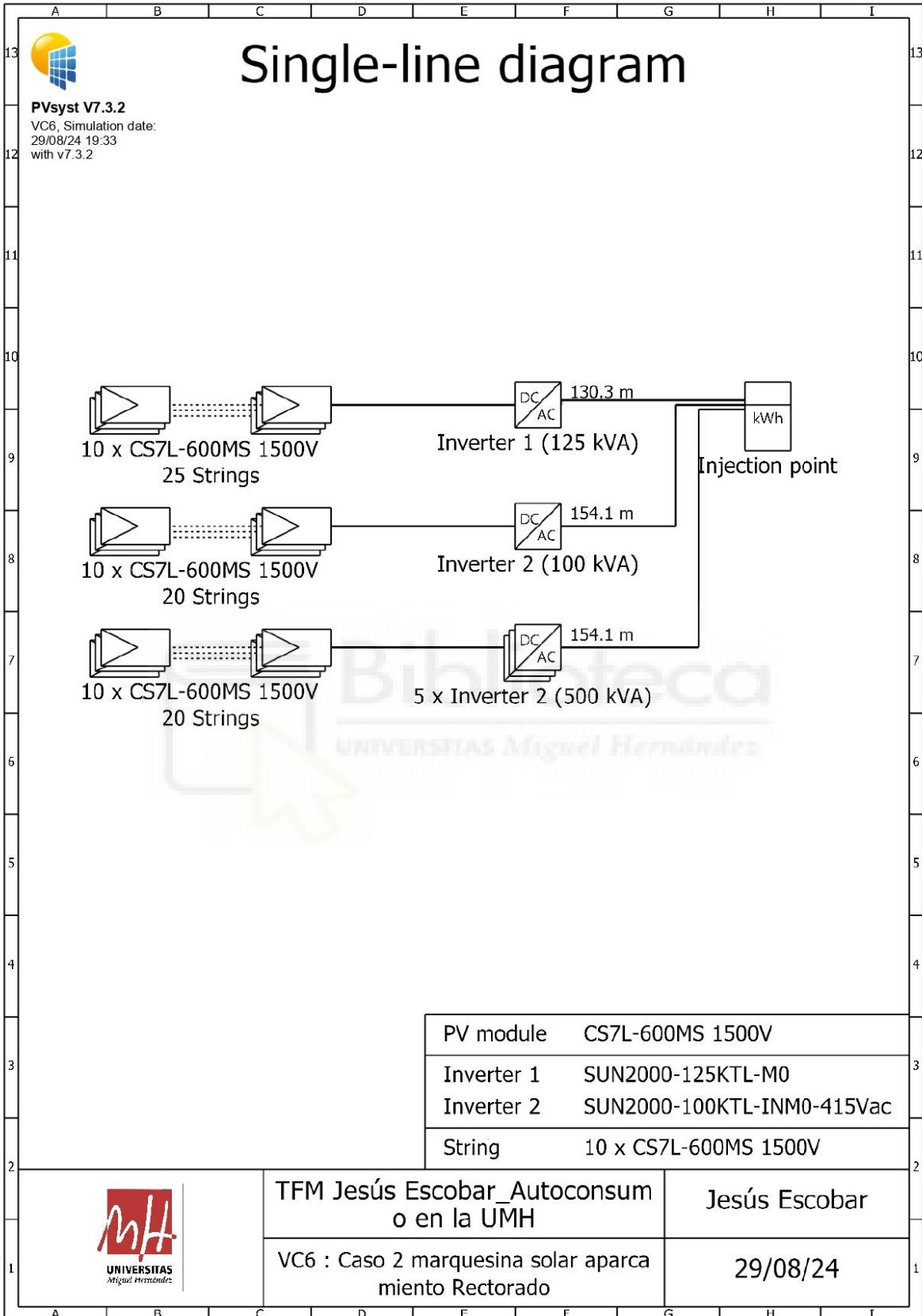




PVsyst V7.3.2
VC6, Simulation date:
29/08/24 19:33
with v7.3.2

Jesús Escobar







PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Vinalopó

Tables on a building

System power: 449 kWp

Universidad Miguel Hernández - Elche - Spain



Author
3E sa (Belgique)



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Vinalopó



PVsyst V7.3.2

VC7, Simulation date:
29/08/24 19:43
with v7.3.2

Jesús Escobar

Project summary

Geographical Site Universidad Miguel Hernández - Elche Spain	Situation Latitude 38.28 °N Longitude -0.69 °W Altitude 230 m Time zone UTC	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Universidad Miguel Hernández - Elche Solargis Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	User's needs
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / -14 °	Near Shadings Linear shadings	Unlimited load (grid)
System information	PV Array	Inverters
Nb. of modules 748 units Pnom total 449 kWp	Nb. of units 4 units Pnom total 400 kWac Pnom ratio 1.122	

Results summary

Produced Energy 737839 kWh/year	Specific production 1644 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 81.62 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Vinalopó



PVsyst V7.3.2

VC7, Simulation date:
29/08/24 19:43
with v7.3.2

Jesús Escobar

General parameters

Grid-Connected System		Tables on a building	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	16 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	20 / -14 °	Sheds spacing	15.7 m
		Collector width	9.24 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	58.8 %
Horizon		Near Shadings	
Average Height	1.4 °	Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7L-600MS 1500V	Model	SUN2000-100KTL-INM0-415Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	748 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	449 kWp	Total power	400 kWac
Modules	68 Strings x 11 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	110 kWac
Pmpp	411 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	342 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1200 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	449 kWp	Total power	400 kWac
Total	748 modules	Max. power	440 kWac
Module area	2117 m ²	Number of inverters	4 units
		Pnom ratio	1.12

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	4.7 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.2

VC7, Simulation date:
29/08/24 19:43
with v7.3.2

Jesús Escobar

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	415 Vac tri
Loss Fraction	1.00 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-INM0-415Vac	
Wire section (4 Inv.)	Alu 4 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	119 m

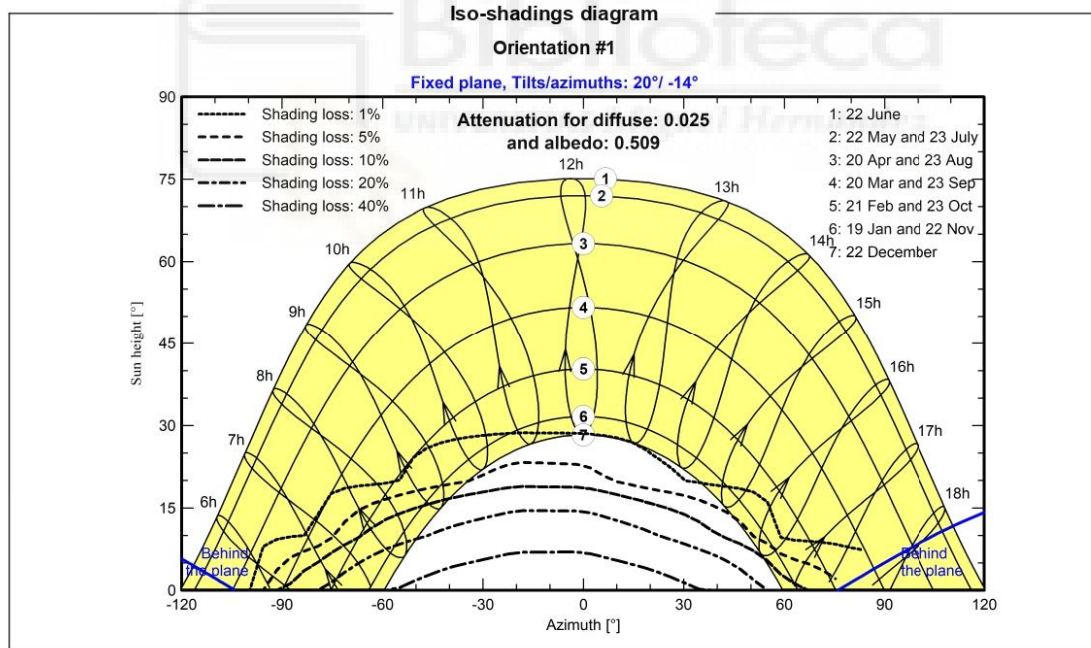
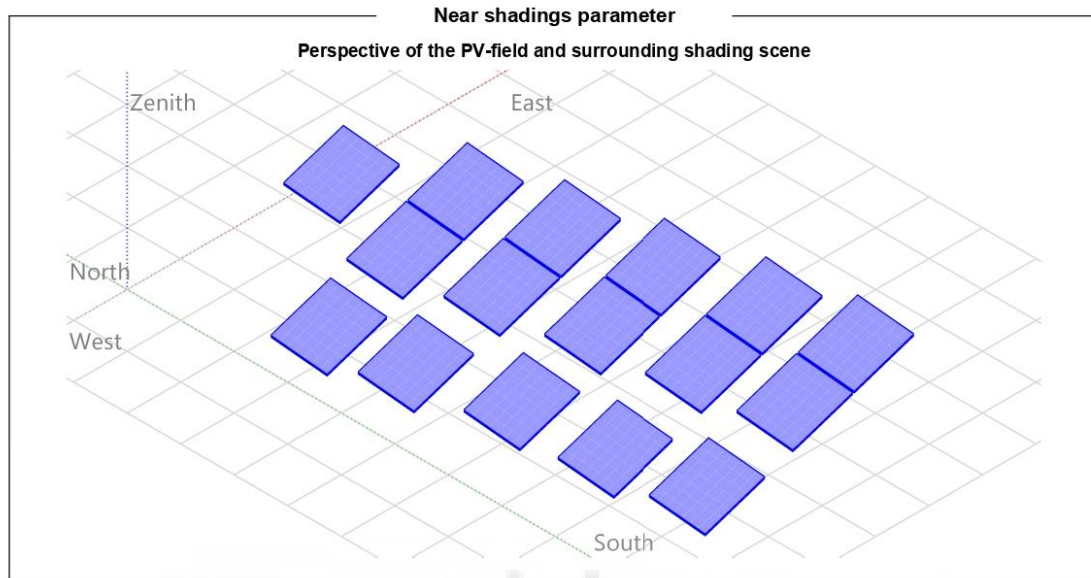




PVsyst V7.3.2

VC7, Simulation date:
29/08/24 19:43
with v7.3.2

Jesús Escobar





Project: TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH

Variant: Caso 2 marquesina solar aparcamiento Vinalopó



PVsyst V7.3.2

VC7, Simulation date:
29/08/24 19:43
with v7.3.2

Jesús Escobar

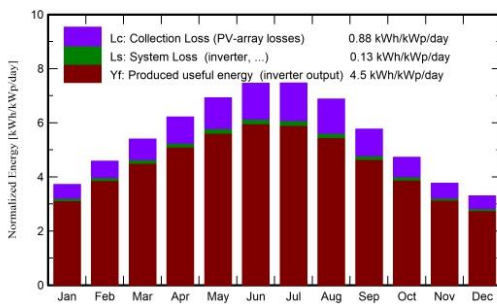
Main results

System Production

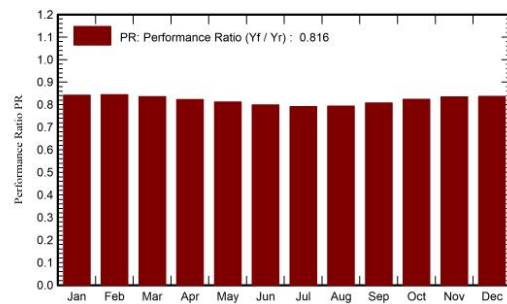
Produced Energy 737839 kWh/year

Specific production 1644 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 81.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	79.6	28.40	11.80	115.2	107.9	44741	43549	0.842
February	97.2	34.40	12.80	128.2	122.1	49972	48596	0.845
March	142.5	51.00	14.70	167.4	160.0	64588	62781	0.836
April	172.1	63.20	16.80	186.2	177.9	70778	68753	0.823
May	211.7	74.50	20.30	214.6	205.0	80506	78192	0.812
June	226.9	75.70	24.20	223.9	214.0	82717	80354	0.800
July	231.8	77.80	26.70	231.5	221.6	84655	82236	0.792
August	201.5	72.60	27.00	213.0	204.0	78150	75945	0.794
September	151.9	58.80	23.90	172.8	165.0	64434	62651	0.808
October	116.7	46.70	20.20	146.4	139.5	55674	54167	0.824
November	80.8	31.00	15.30	112.8	106.2	43456	42280	0.835
December	69.0	26.10	12.40	102.1	94.8	39365	38335	0.837
Year	1781.7	640.20	18.88	2014.2	1917.9	759037	737839	0.816

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

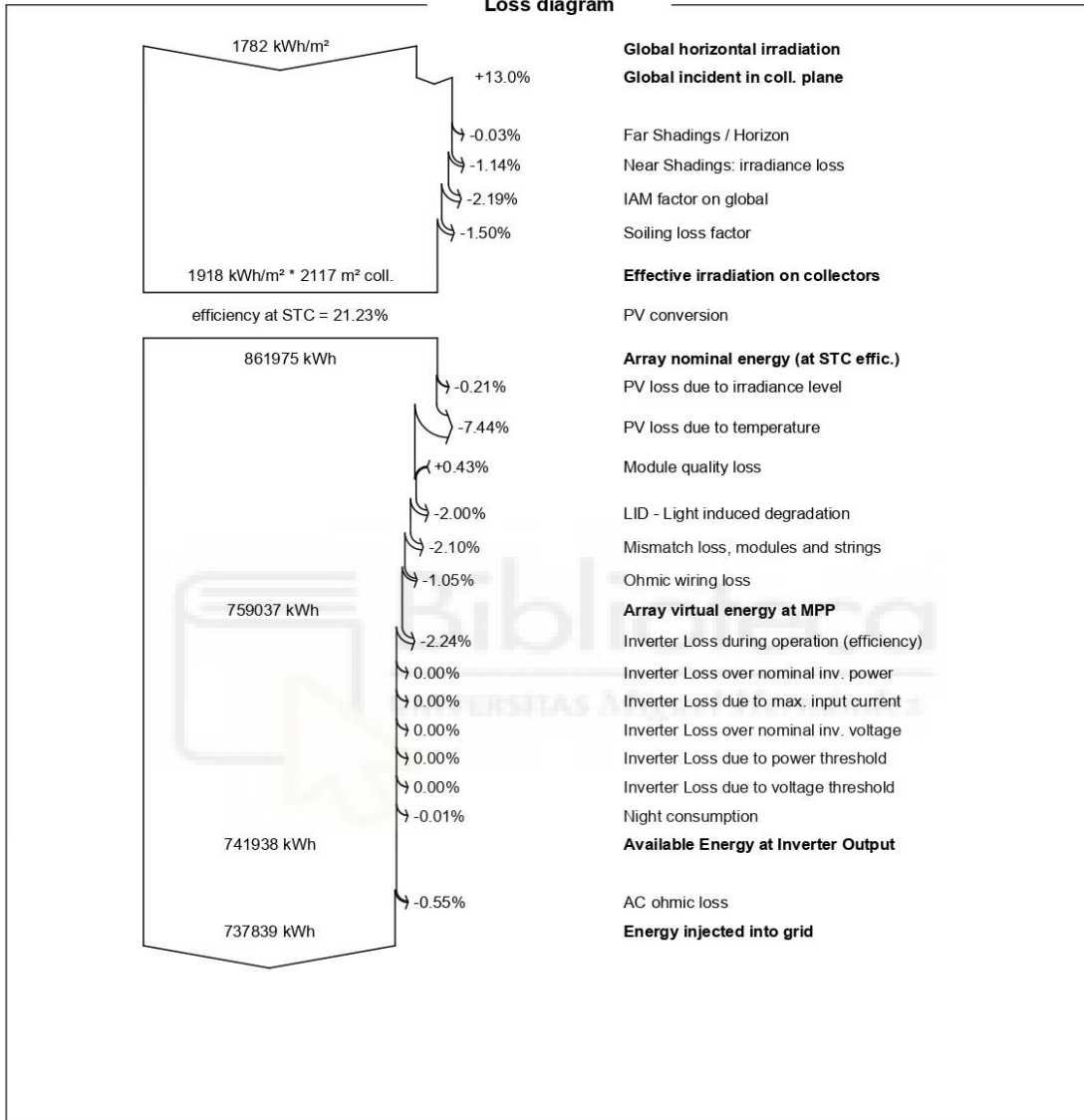


PVsyst V7.3.2

VC7, Simulation date:
29/08/24 19:43
with v7.3.2

Jesús Escobar

Loss diagram





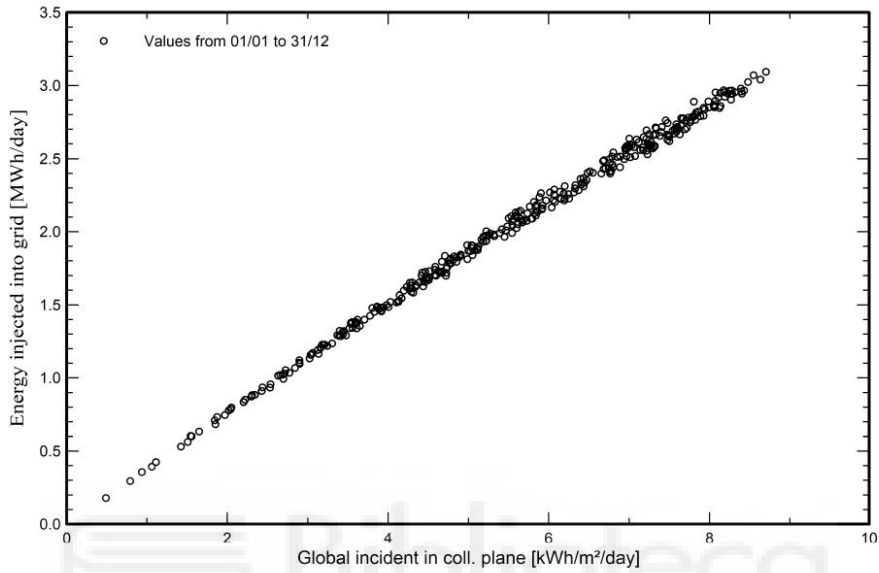
PVsyst V7.3.2

VC7, Simulation date:
29/08/24 19:43
with v7.3.2

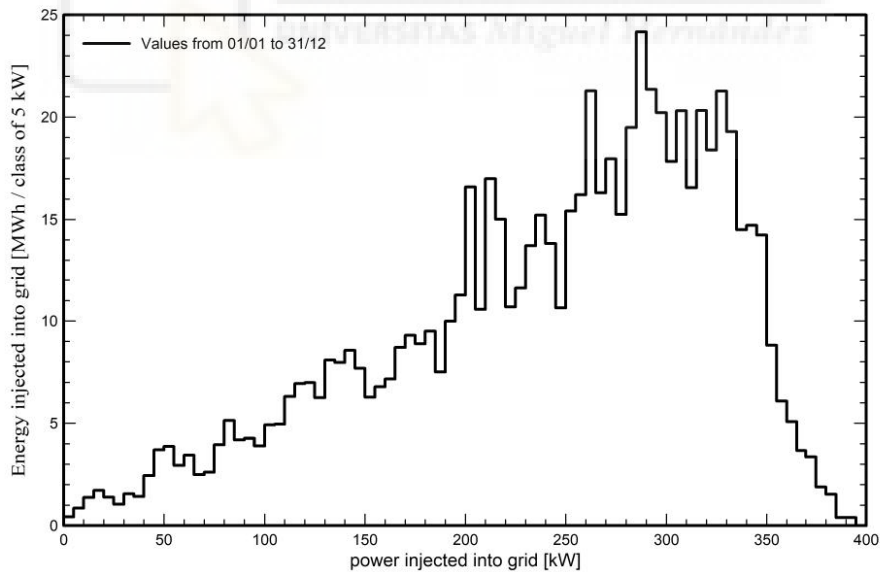
Jesús Escobar

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



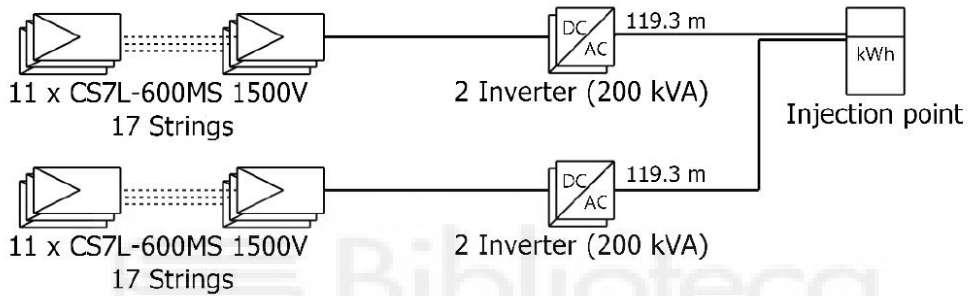
System Output Power Distribution





PVsyst V7.3.2
 VC7, Simulation date:
 29/08/24 19:43
 with v7.3.2

Single-line diagram



Biblioteca
 UNIVERSITAS Miguel Hernández

PV module	CS7L-600MS 1500V
Inverter	SUN2000-100KTL-INM0-415Vac
String	11 x CS7L-600MS 1500V



TFM Jesús Escobar_Autoconsumo en la UMH
 VC7 : Caso 2 marquesina solar aparcamiento Vinalopó

Jesús Escobar

29/08/24

Anexo II: informe HomerPro





HOMER
Pro

System Simulation Report



File: Autoconsumo en la UMH.homer

Author: Jesús Escobar Franco

Location: 78G4+4V Elche, Spain (38°16.5'N, 0°41.6'W)

Total Net Present Cost: €8,392,305.00

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.0482

Notes: Hacia la independencia energética: hibridación autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento en la UMH

Jesús Escobar Franco





Table of Contents

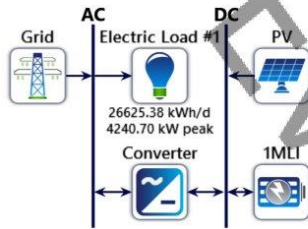
System Architecture	3
Cost Summary	4
Cash Flow	5
Electrical Summary	6
PV: Generic flat plate PV	7
Converter: System Converter	8
Grid: Grid	9
Renewable Summary	11
Compare Economics	12



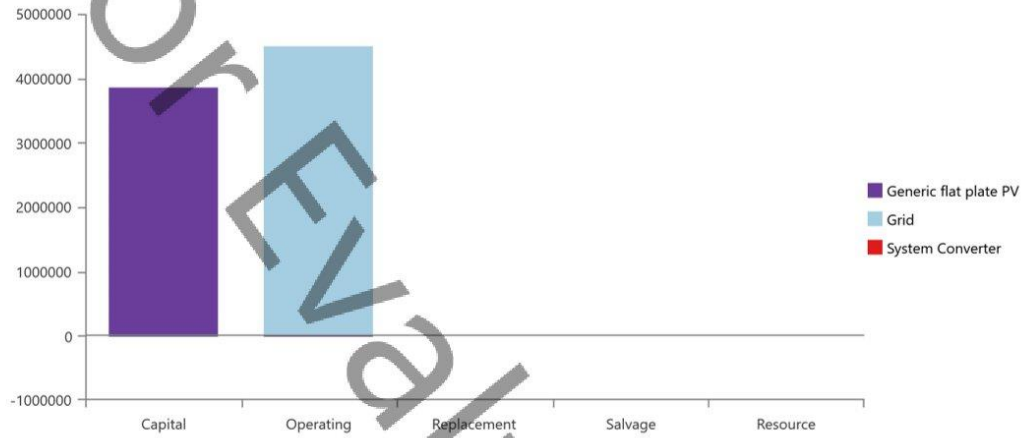
System Architecture

Component	Name	Size	Unit
PV	Generic flat plate PV	5,226	kW
System converter	System Converter	3,976	kW
Grid	Grid	999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic



Cost Summary



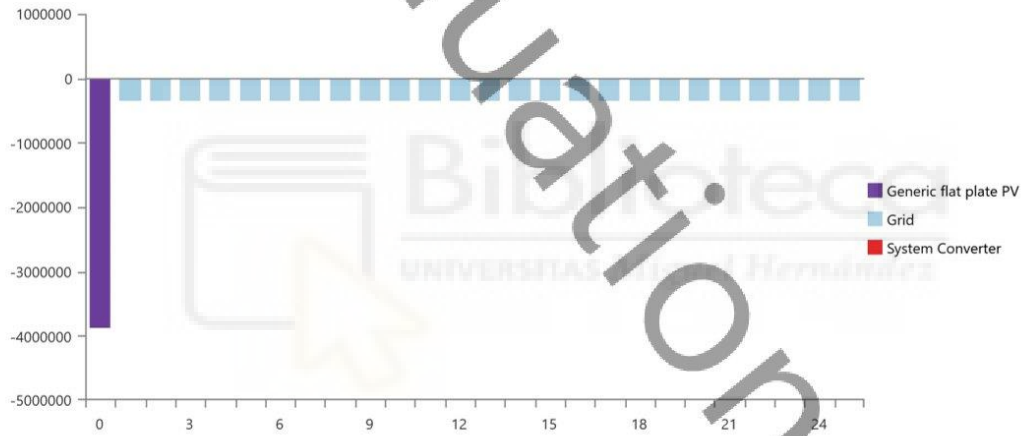
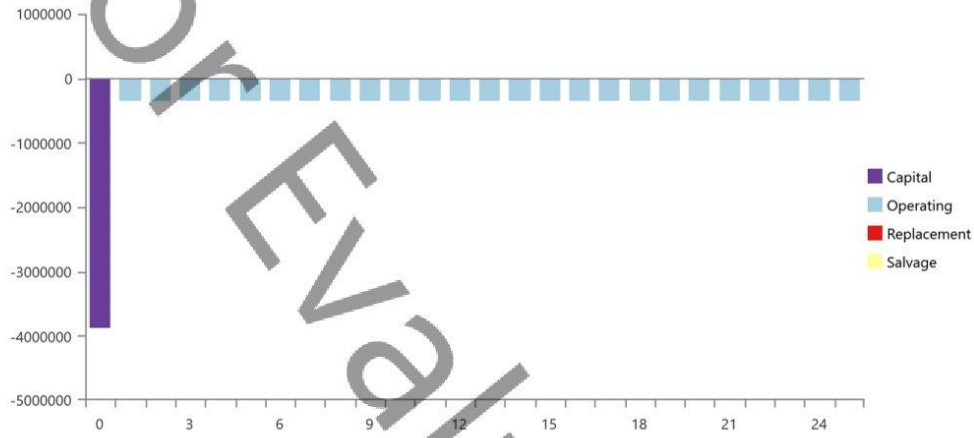
Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic flat plate PV	€3.88M	€36,677	€0.00	€0.00	€0.00	€3.91M
Grid	€0.00	€4.48M	€0.00	€0.00	€0.00	€4.48M
System Converter	€0.00	€0.00	€101,222	-€19,050	€0.00	€82,172
System	€3.88M	€4.51M	€101,222	-€19,050	€0.00	€8.39M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Generic flat plate PV	€299,935	€2,837	€0.00	€0.00	€0.00	€302,772
Grid	€0.00	€346,403	€0.00	€0.00	€0.00	€346,403
System Converter	€0.00	€0.00	€7.83	-€1.47	€0.00	€6.36
System	€299,935	€349,240	€7.83	-€1.47	€0.00	€649,182

Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Generic flat plate PV	8,564,485	61.6
Grid Purchases	5,346,055	38.4
Total	13,910,539	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	9,718,265	72.1
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3,764,050	27.9
Total	13,482,315	100



PV: Generic flat plate PV

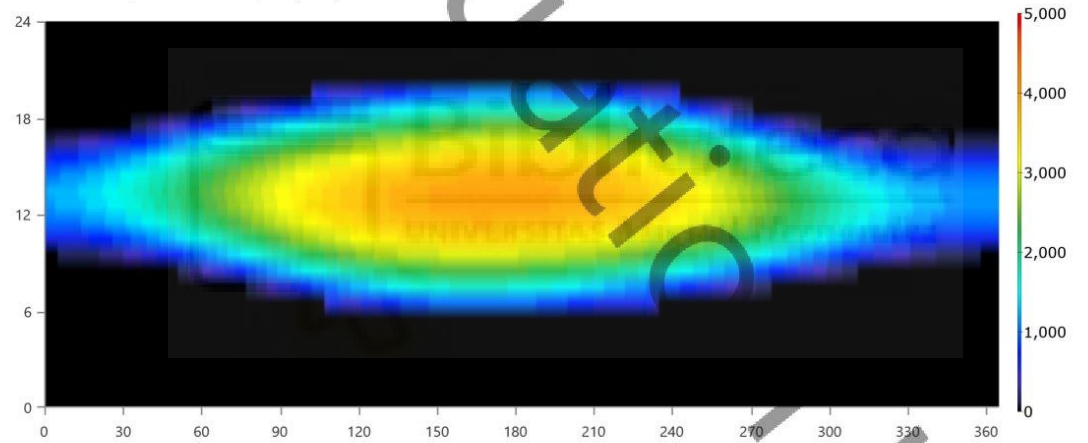
Generic flat plate PV Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4,179	kW
PV Penetration	88.1	%
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Levelized Cost	0.0354	€/kWh
Clipped production	0	kWh

Generic flat plate PV Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	5,226	kW
Mean Output	978	kW
Mean Output	23,464	kWh/d
Capacity Factor	18.7	%
Total Production	8,564,485	kWh/yr

Generic flat plate PV Output (kW)





Converter: System Converter

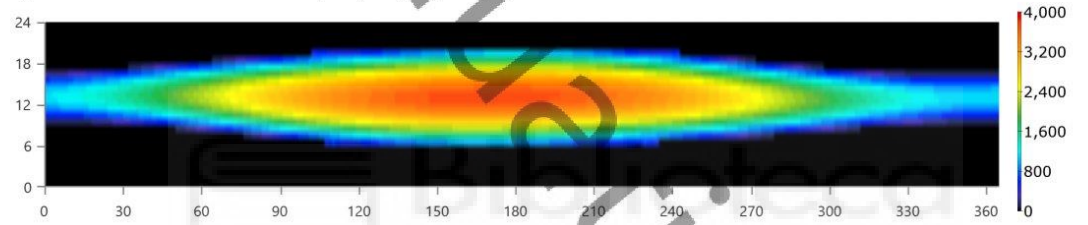
System Converter Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Energy Out	8,136,261	kWh/yr
Energy In	8,564,485	kWh/yr
Losses	428,224	kWh/yr

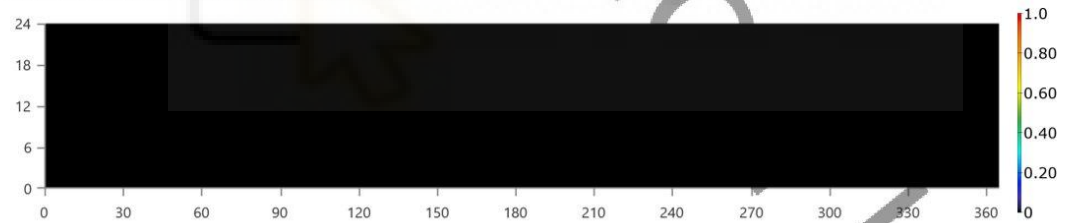
System Converter Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	3,976	kW
Mean Output	929	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3,970	kW
Capacity Factor	23.4	%

System Converter Inverter Output (kW)



System Converter Rectifier Output (kW)





Grid: Grid

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	3,500	€0.00	€0.00
February	0	0	0	3,887	€0.00	€0.00
March	0	0	0	2,200	€0.00	€0.00
April	0	0	0	2,221	€0.00	€0.00
May	0	0	0	1,420	€0.00	€0.00
June	0	0	0	2,692	€0.00	€0.00
July	0	0	0	3,338	€0.00	€0.00
August	0	0	0	1,515	€0.00	€0.00
September	0	0	0	3,887	€0.00	€0.00
October	0	0	0	2,028	€0.00	€0.00
November	0	0	0	2,827	€0.00	€0.00
December	0	0	0	3,702	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	3,887	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	744,268	55,586	688,682	0	€71,648	€0.00
February	714,101	94,742	619,358	0	€66,673	€0.00
March	356,927	250,019	106,907	0	€23,192	€0.00
April	212,986	474,540	-261,554	0	-€2,428	€0.00
May	149,615	686,596	-536,981	0	-€19,368	€0.00
June	304,089	551,475	-247,385	0	€2,835	€0.00
July	433,799	511,556	-77,757	0	€17,802	€0.00
August	147,701	604,921	-457,219	0	-€15,476	€0.00
September	549,397	276,603	272,794	0	€41,110	€0.00
October	316,045	176,034	140,011	0	€22,803	€0.00
November	607,898	50,805	557,093	0	€58,250	€0.00
December	809,229	31,173	778,056	0	€79,364	€0.00
Annual	5,346,055	3,764,050	1,582,005	0	€346,403	€0.00

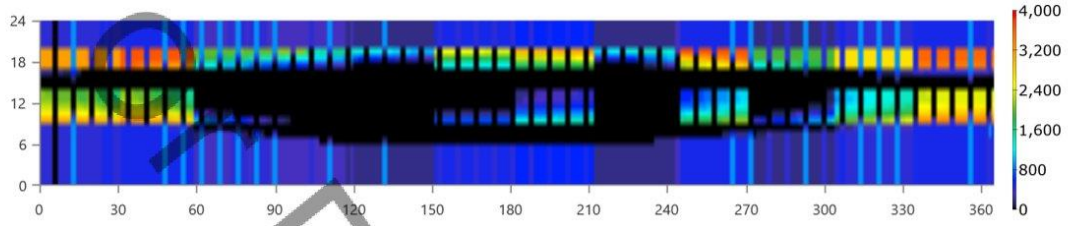
Grid rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	744,268	55,586	688,682	3,500	€71,648	€0.00
February	714,101	94,742	619,358	3,887	€66,673	€0.00
March	356,927	250,019	106,907	2,200	€23,192	€0.00
April	212,986	474,540	-261,554	2,221	-€2,428	€0.00
May	149,615	686,596	-536,981	1,420	-€19,368	€0.00
June	304,089	551,475	-247,385	2,692	€2,835	€0.00
July	433,799	511,556	-77,757	3,338	€17,802	€0.00
August	147,701	604,921	-457,219	1,515	-€15,476	€0.00
September	549,397	276,603	272,794	3,887	€41,110	€0.00
October	316,045	176,034	140,011	2,028	€22,803	€0.00
November	607,898	50,805	557,093	2,827	€58,250	€0.00
December	809,229	31,173	778,056	3,702	€79,364	€0.00
Annual	5,346,055	3,764,050	1,582,005	3,887	€346,403	€0.00

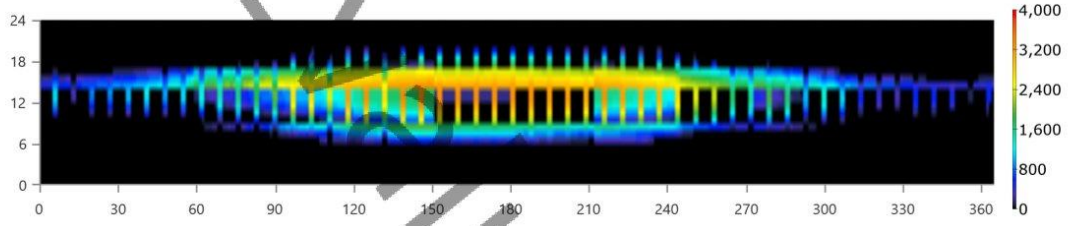


HOMER
Pro

Energy Purchased From Grid (kW)



Energy Sold To Grid (kW)



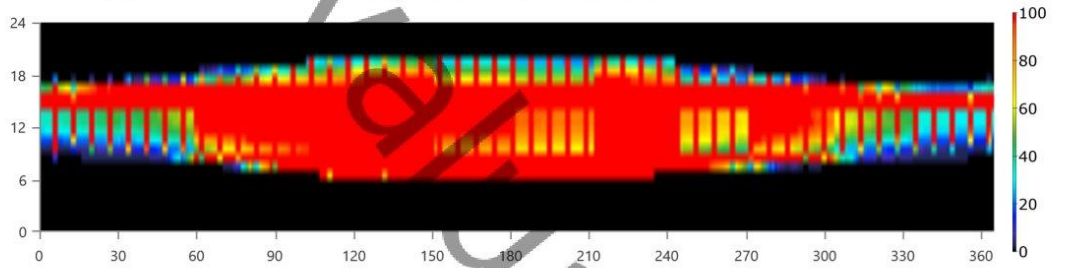
Simulation Use



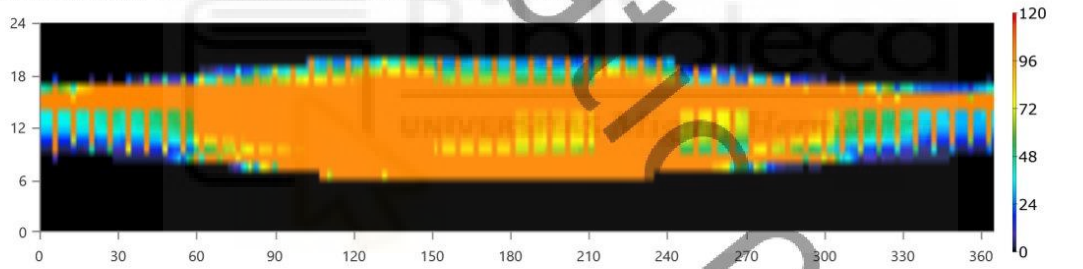
Renewable Summary

Capacity-based metrics		
	Value	Unit
Nominal renewable capacity divided by total nominal capacity	100	%
Usable renewable capacity divided by total capacity	100	%
Energy-based metrics		
	Value	Unit
Total renewable production divided by load	63.5	%
Total renewable production divided by generation	61.6	%
One minus total nonrenewable production divided by load	100	%
Peak values		
	Value	Unit
Renewable output divided by load (HOMER standard)	105	%
Renewable output divided by total generation	100	%
One minus nonrenewable output divided by total load	100	%

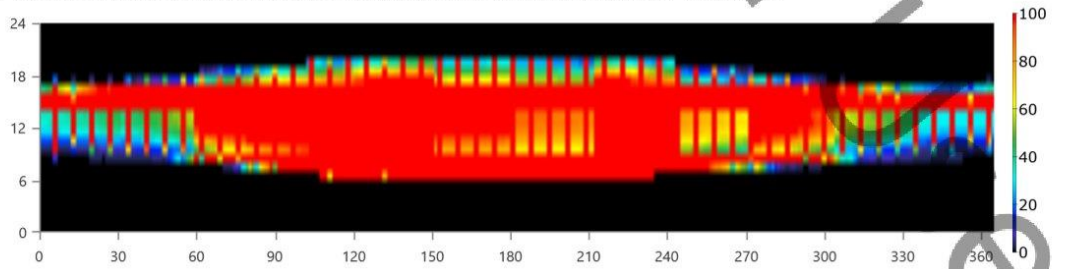
Instantaneous Renewable Output Percentage of Total Generation



Instantaneous Renewable Output Percentage of Total Load



100% Minus Instantaneous Nonrenewable Output as Percentage of Total Load





Compare Economics

IRR (%): **15.6**

Discounted payback (yr): **7.98**

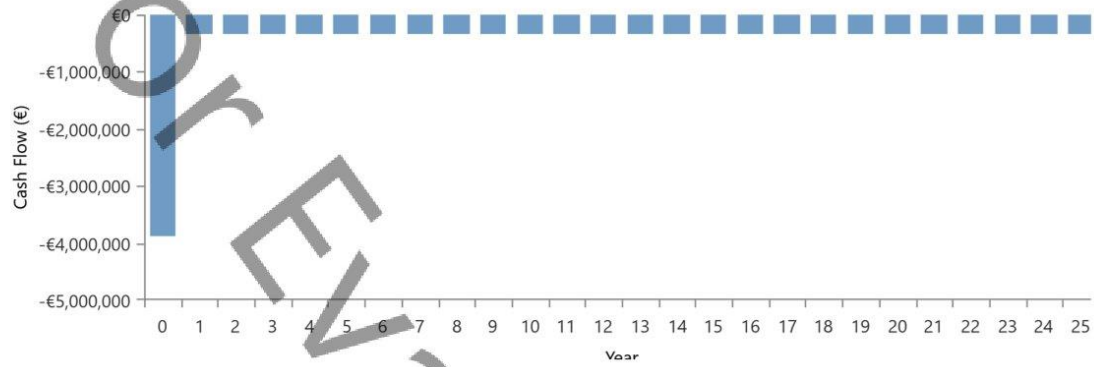
Simple payback (yr): **6.23**

	Base System	Proposed System
Net Present Cost	€12.6M	€8.39M
CAPEX	€0.00	€3.88M
OPEX	€971,827	€349,246
LCOE (per kWh)	€0.100	€0.0482
CO2 Emitted (kg/yr)	6,141,944	999,827
Fuel Consumption (L/yr)	0	0

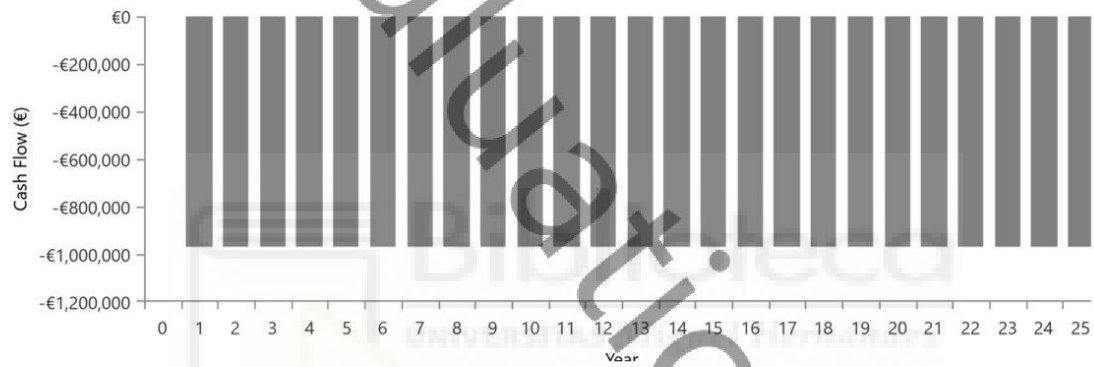




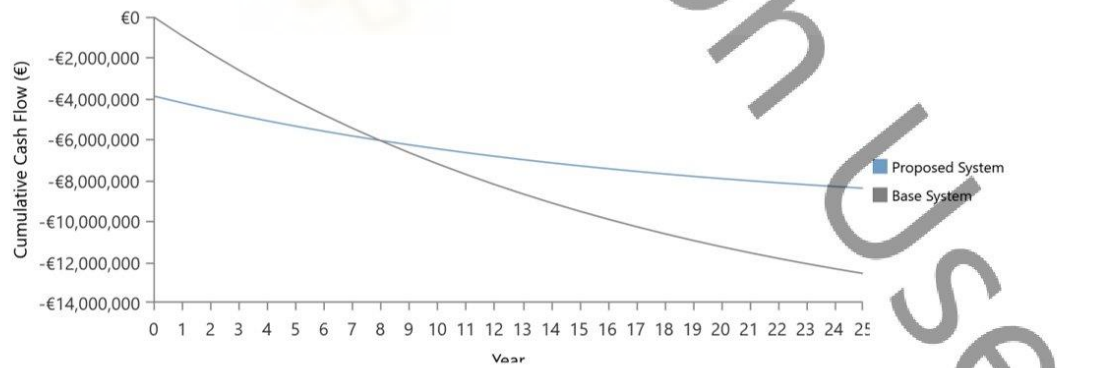
Proposed Annual Nominal Cash Flows



Base System Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows







Anexo III: fichas técnicas equipos
Módulo fotovoltaico






HiKu7 Mono PERC
585 W ~ 615 W
CS7L-585 | 590 | 595 | 600 | 605 | 610 | 615MS

MORE POWER

-  Module power up to 615 W
Module efficiency up to 21.7 %
-  Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

-  **12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*
-  **25 Years** Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001 : 2015 / Quality management system
 ISO 14001 : 2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001 : 2018 / International standards for occupational health & safety
 IEC62941 : 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 UNI9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

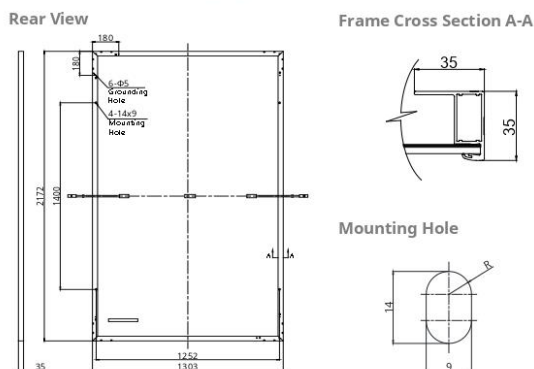
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 22 years, it has successfully delivered over 88 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

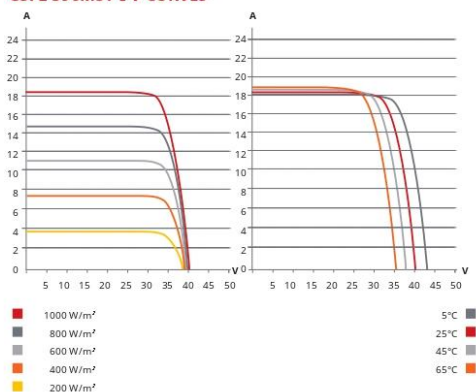
CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS	615MS
Nominal Max. Power (Pmax)	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W	610 W	615 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V	35.3 V	35.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A	17.29 A	17.38 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A	18.57 A	18.62 A
Module Efficiency	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%	21.6%	21.7%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	31.0 kg (68.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Connector	T6 or T4 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	558 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS	615MS
Nominal Max. Power (Pmax)	439 W	442 W	446 W	450 W	454 W	457 W	461 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.2 V	32.3 V	32.5 V	32.7 V	32.9 V	33.1 V	33.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A	13.70 A	13.73 A	13.77 A	13.80 A	13.83 A	13.90 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.5 V	38.7 V	38.8 V	39.0 V	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.85 A	14.89 A	14.93 A	14.97 A	15.01 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Mar. 2023. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V2.42_EN

Inversor fotovoltaico



SUN2000-50KTL-M3
Smart PV Controller



Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



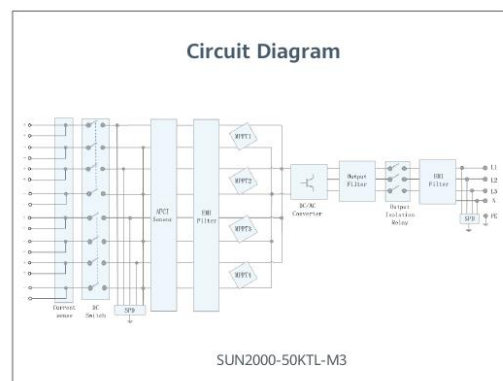
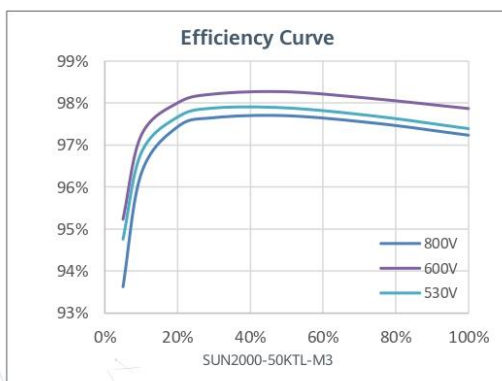
Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



SOLAR.HUAWEI.COM/

SUN2000-50KTL-M3
Technical Specification

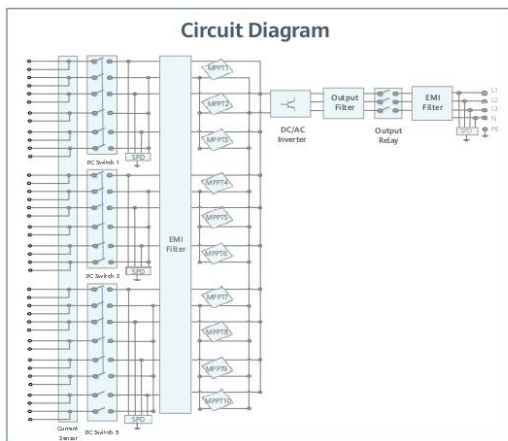
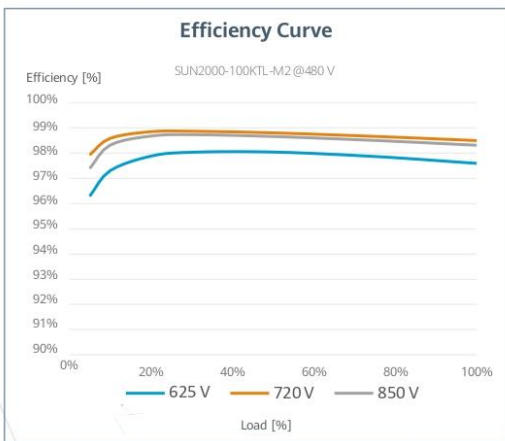
Technical Specification	SUN2000-50KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.
3. SUN2000-30-50KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (PERC, HIT)
4. 50KTL Platform only supports C&I Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(Dec 30th, 2022). Refer to [HTTP://solar.huawei.com/](http://solar.huawei.com/)

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



- 10 MPP Trackers
- 98.8% (@480V) Max. Efficiency
- String-level Management
- Smart I-V Curve Diagnosis Supported
- MBUS Supported
- Support AFCI & Smart String Level Disconnecter
- Surge Arresters for DC & AC
- IP66 Protection



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SUN2000-100KTL-M2
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-100KTL-M2
Efficiency		
Max. efficiency		98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency		98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V
Input		
Max. Input Voltage ¹		1,100 V
Max. Current per MPPT		30 A
Max. Current per Input		20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range ²		200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage		600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers		10
Max. input number per MPP tracker		2
Output		
Nominal AC Active Power		100,000 W
Max. AC Apparent Power		110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		110,000 W
Nominal Output Voltage		400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current		160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Arc Fault Protection		Yes
Smart String Level Disconnecter		Yes
Communication		
Display		LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485		Yes
USB		Yes
Smart Dongle-4G		4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (isolation transformer required)
General Data		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)		93 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol HH4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards		VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
²Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Bibliografía

- [1] 02-02-22-PLAN_DESCARBONIZACION_UMH_2030
(link: https://comunicacion.umh.es/files/2022/02/02-02-22-PLAN_DESCARBONIZACION_UMH_2030.pdf)
- [2] Temas 1 y 2 - Parte 1 - Introducción Instalaciones Autoconsumo fotovoltaico y componentes - Febrero 2023 (2)
- [3] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red del IDAE

