



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL PARA EL AUTOCONSUMO

TRABAJO FINAL DEL

Grado en Ingeniería Mecánica



REALIZADO POR

Sempere Caro, Javier

TUTORIZADO POR

Saiz Jiménez, Juan Ángel

Gómez Navarro, Tomás

CURSO ACADÉMICO: 2019/2020



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

A la familia y a los amigos



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Resumen

El siguiente estudio quiere dar respuesta al interés mostrado por parte de la Fundación Espurna de realizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo en alguna de las cubiertas de los edificios de su propiedad.

El estudio contendrá el dimensionado y la selección de los diferentes componentes de dos posibles instalaciones, acompañados de sus presupuestos y estudios económicos para una vida útil de 25 años. Finalmente, se procederá a un breve comentario sobre qué instalación se recomienda.

Cabe destacar que toda instalación de autoconsumo debe estar acompañada de una gestión responsable por parte del usuario, tanto del consumo eléctrico como de mantener la instalación en óptimas condiciones. Un estudio energético que disminuya y adecúe los consumos también es algo a recomendar.

Resum

El següent estudi vol respondre a l'interès mostrat per part de la Fundació Espurna de realitzar una instal·lació fotovoltaica d'autoconsum en alguna de les cobertes als edificis de la seua propietat.

L'estudi contindrà el dimensionat i la selecció dels diferents components de dos possibles instal·lacions. Acompanyats dels seus pressupostos i estudis econòmics per a una vida útil de 25 anys. Finalment, es procedirà a un breu comentari sobre quina instal·lació es recomana.

Cal destacar que tota instal·lació d'autoconsum deu estar acompanyada d'una gestió responsable per part de l'usuari, tant del consum elèctric com de mantenir la instal·lació en òptimes condicions. Un estudi energètic que disminueixi i adequi els consums també seria recomanable.

Abstract

The next study will try to response to the interest shown by the Espurna Foundation to develop a self-consumption photovoltaic installation in one of the many roofs of their property.

This study will contain the sizing and selection of the different components of two different designs. In addition, it will have the budgets and financial studies for a service life of 25 years. Finally, a short comment of which design is recommended will be added.

It is worth noting that a responsible management by the user must accompany every self-consumption installation. It is his responsibility to make a good use of the energy and to keep a good maintenance of the installation. An energetic study, which decrease and adapt their consumption, would also be recommended.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



Índice

I.MEMORIA

1. - Introducción.....	1
1.1 Objeto de estudio.....	1
1.2 Emplazamiento	1
1.3 Sobre el promotor	2
2.-Diseño previo.....	2
2.1.-Aislada vs conectada a red	3
2.2.- Potencia de la red.....	3
2.3.- Sistemas de acumulación.....	3
2.4.- Individual vs colectivo.....	3
2.5.- Venta de excedentes	4
3.- Dimensionado de la instalación.....	4
3.1.- Cargas	4
3.2.- Selección de cubiertas	7
3.3.- Selección de paneles	9
3.4.- Simulación	11
3.4.1.- Datos climáticos y meteorológicos.....	11
3.4.2.- Sistema	12
3.4.3.- Sombreado cercano.....	13
3.4.4.- Autoconsumo	14
3.5.- Dimensionado paneles	15
3.6.- Selección de los soportes de los paneles.....	17
3.7.- Dimensionado y selección del inversor	17
3.8.- Dimensionado resto de componentes	22
3.8.1.- Cajas de conexión.....	22
3.8.2.- Puesta a tierra	22
3.8.3.- Cableado	23
3.8.4.- Protecciones.....	23
3.8.5.- Contador bidireccional	23
3.9.- Estructura	24
4.- Análisis económico	26
5.- Conclusiones.....	30
6.-Bibliografía	31



6.1.- Información general	31
6.2.- Imágenes	31
6.3.- Distribuidores de componentes eléctricos	31
6.4.- Programas empleados.....	31
6.5.- Documentos.....	32
II. PLANOS	
III. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	
1.- Presupuesto.....	1
2.- Estructura	2
3.- Análisis económico	2
IV. PLIEGO DE CONDICIONES	
Introducción	1
1.- Objeto	1
1.1.- Resumen de la normativa vigente	1
2.- Condiciones de los materiales	2
2.1.- Introducción.....	2
3.- Condiciones de la ejecución	3
3.1 .- Tramitación	3
3.2.- Ejecución de la obra	3
4.- Pruebas y ajustes finales o de servicio.....	4
V. PRESUPUESTO	
IV. ANEXOS	

Índice de figuras

I. MEMORIA

Figura 1: Detalle del plano aéreo, con las parcelas en cuestión marcadas en rojo. Fuente: Catastro.	1
Figura 2: Esquema del diseño previo.	2
Figura 3: Ejemplo de un buen dimensionado de autoconsumo conectado a red	5
Figura 4: Curvas de consumo estimadas de la Fundación Espurna	6
Figura 5: Vista aérea de las diferentes cubiertas de la Fundación Espurna.	7
Figura 6: Propuesta de diseño 1.	8
Figura 7: Propuesta de diseño 2	8
Figura 8: Instalación #1	9
Figura 9: Instalación #2	9
Figura 10: Gráfica de funcionamiento para distintas irradiancias. Fuente: Jinkosolar.	11
Figura 11: Método de cálculo para pérdidas por orientación e inclinación.....	13
Figura 12: Telémetro láser empleado para las mediciones. Fuente: Amazon.	13
Figura 13: Simulación para la instalación #1.	14
Figura 14: Simulación generada para la instalación #2.....	14
Figura 15: Detalle de la vista normal al plano. Fuente: PVSyst	15
Figura 16: Comparativa de rendimiento de inversores maestro-esclavo y inversores centrales. Fuente: Ingemecánica.com	18
Figura 17: Inversor HUAWEI SUN2000-12KTL-M para instalación #1.....	19
Figura 18: Inversor HUAWEI SUN2000-36KTL para instalación #2	19
Figura 19: Simulación en el 22 junio, línea azul a 24 kW, línea roja marca la generación del conjunto y línea verde energía demandada por el usuario	20
Figura 20: Estructura complementaria propuesta.....	24
Figura 21: Alzado de la estructura complementaria propuesta	26
Figura 22: Garantía de las prestaciones de los módulos fotovoltaicos seleccionados. Fuente: Monsolar.	27
Figura 23: Flujo de caja acumulado en instalación #1 para las distintas hipótesis.....	28
Figura 24: Flujo de caja acumulado en instalación #2 para las distintas hipótesis.....	29
Figura 25: Flujo de caja modificado, aplicando un valor de 0,13 €/kWh a la energía consumida y 0,04 €/kWh a la vertida.	29

Índice de tablas

I. MEMORIA

Tabla 1: Comparativa entre las distintas cubiertas, con valores arbitrarios.	7
Tabla 2: Estudio de mercado de captadores solares.	10
Tabla 3: Características del panel Eagle-JKM335PP-72.....	10
Tabla 4: Pérdidas por orientación e inclinación para distintos casos.	12
Tabla 5: Pérdidas máximas por orientación e inclinación y sombras. Fuente IDAE.	12
Tabla 6: Comparativa entre una disposición coplanar y una inclinada para la instalación #1.Propuesta seleccionada en naranja.	16
Tabla 7: Comparativa entre las distintas inclinaciones en la instalación #2.Inclinación seleccionada en naranja.....	16
Tabla 8: Propiedades de los inversores seleccionados.	19
Tabla 9: Número de paneles y potencia nominal de ambas instalaciones.	20
Tabla 10: Datos técnicos de ambos inversores. Fuente: Huawei	21
Tabla 11: Valores límite de diferencia de potencial de los módulos seleccionados.....	21
Tabla 12: Valores límite de la cantidad de paneles por string según los distintos criterios.	21
Tabla 13: Número de strings y número de placas por string seleccionados para cada instalación.	22
Tabla 14: Coeficientes parciales de seguridad para las acciones. Fuente: CTE-DB-SE.....	25
Tabla 15: Coeficientes de simultaneidad. Fuente: CTE-DB-SE.....	25
Tabla 16: Tasa Interna de Retorno para las distintas instalaciones y las respectivas hipótesis..	28

III. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Tabla 18: Cálculos para obtener el peso y el rendimiento de la estructura	1
Tabla 19: Estimaciones del precio de la estructura.	1
Tabla 20: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Sin compensación"	3
Tabla 21: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Compensación"	3
Tabla 22: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Autoconsumo total"	4
Tabla 23: Cálculos para la instalación #2, bajo la hipótesis "Sin compensación"	4
Tabla 24: Cálculos para la instalación #2, bajo la hipótesis "Compensación"	5
Tabla 25: Cálculos para la instalación #2, bajo la hipótesis "Autoconsumo total"	5
Tabla 26: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Compensación", con el valor de producción de energía modificado.	6

V. PRESUPUESTOS

Tabla 27: Presupuesto instalación #1	1
Tabla 28: Presupuesto instalación #2	2



Índice de ecuaciones

I. MEMORIA

Ecuación 1: Ecuación que rige el dimensionado por criterio de caída de tensión	23
Ecuación 2: Extraída del DB-SE del CTE. Ecuación 4.3.	25

III. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Ecuación 3: Ecuación para el cálculo de la carga lineal por nieve.	2
Ecuación 4: Para el cálculo de la carga lineal por viento.....	2



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Trabajo Fin de Grado

Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el
autoconsumo

I. MEMORIA

The true art of memory is the art of attention.

Samuel Johnson (1759). *The Idler*

Resumen: En este documento se describen las posibles instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, atendiendo al diseño general y la selección y diseño de sus componentes.

1. - Introducción

1.1 Objeto de estudio

Este Trabajo Fin de Grado (TFG) tiene como objetivo diseñar una instalación fotovoltaica para la Fundación Espurna, sita en Gandía. Esta instalación parte desde cero por lo que no hay parámetros de diseño, sino que habrá que dar distintas alternativas a la Fundación para que sean ellos los que elijan la opción de su agrado.

Para el diseño de esta instalación se tendrán en cuenta fundamentalmente los consumos de la organización, las estructuras previas y los intereses de la organización.

Este trabajo no pretende dar solución al proyecto que sería necesario para la realización de este tipo de instalaciones, sino que busca dar unas guías generales sobre cuál podría ser la mejor opción para la Fundación Espurna, es por ello que se han obviado ciertos cálculos, estudios o planos. Estos deberán ser llevados a cabo por la ingeniería que llegado el caso acometiera la tarea de realizar esta instalación.

A día de hoy existe gran variedad de software para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas, para este caso se va a utilizar el PVSyst, ya que es el más común y contiene todas las herramientas que requiere el estudio. Para el diseño estructural de una de las instalaciones se utilizará el SAP2000.

1.2 Emplazamiento

El conjunto de edificios donde se prevé hacer la instalación se encuentra en Gandía, en el barrio del Raval, concretamente en las coordenadas $38^{\circ}57'41.6''N$ $0^{\circ}10'58.4''W$. Los edificios están enclavados en una zona urbana, no obstante, es una zona bastante abierta y diáfana que nos permitirá una instalación fotovoltaica (siempre que esté bien diseñada). Los edificios cuentan con orientaciones e inclinaciones diferentes, por lo que más adelante se realizará un estudio detallado sobre en qué cubierta o cubiertas es más conveniente realizar la instalación.



Figura 1: Detalle del plano aéreo, con las parcelas en cuestión marcadas en rojo. Fuente: Catastro.

1.3 Sobre el promotor

El promotor de este estudio es la Fundación Espurna, una organización dedicada a la integración social y laboral de personas con diversidad funcional. El principal interlocutor de la organización ha sido el Dr. Julio Juan García Sabater, miembro de la directiva de la organización y profesor de la Universitat Politècnica de València

“Su misión es lograr una integración completa, de manera prioritaria a personas con discapacidad psíquica o enfermedades mentales de la Comunidad Valenciana, sin obviar el resto de sus discapacidades.” Para lograr esta misión cuentan con un centro de atención temprana, centros de atención diurna o viviendas tuteladas entre otras. La instalación en concreto busca cubrir las necesidades de los edificios destinados a su centro especial de empleo. No obstante, como veremos posteriormente la legislación actual podría permitir alimentar otras instalaciones en el futuro para hacer un mejor uso de los excedentes.

<http://www.espurna.org/>

2.-Diseño previo

Para comenzar el diseño de la instalación lo primero que debemos saber es que esta se va a diseñar en consonancia con el RD 244/19 que es el que actualmente regula el autoconsumo de la energía solar fotovoltaica en España. Es por ello que lo primero será definir en qué categoría se encuentra nuestra instalación en el marco legal actual.

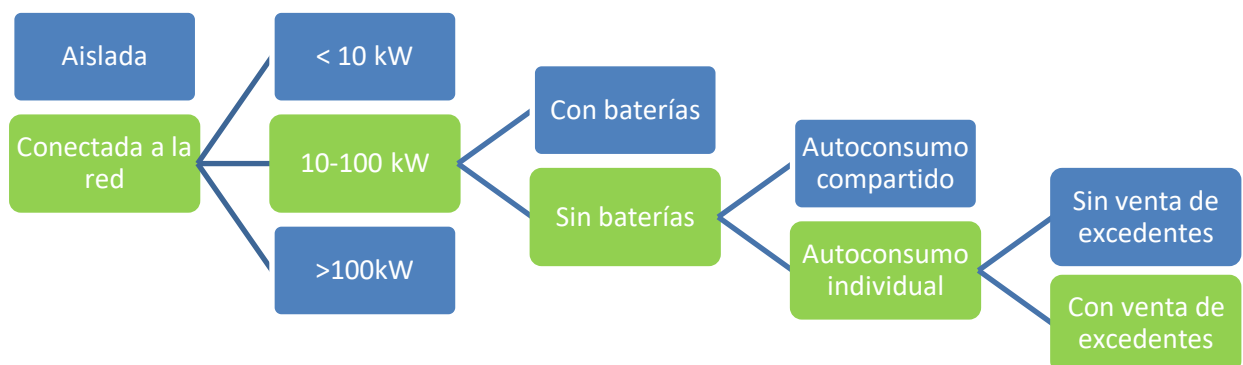


Figura 2: Esquema del diseño previo.



En este esquema se pueden observar las opciones se han seguido para determinar cómo va a ser la instalación. De manera que la instalación a considerar va a ser: conectada a red, entre 10 y 100kW, sin sistemas de acumulación, de autoconsumo individual y con venta de excedentes.

2.1.-Aislada vs conectada a red

A día de hoy una instalación aislada tiene unos costes muy superiores a los de una instalación conectada a red. Es debido al precio y vida útil de los acumuladores que el precio del kilovatio hora que se obtiene gracias a acumulación sigue siendo superior al obtenido de la red. Es por ello que estas instalaciones solo suelen hacerse en zonas remotas dónde el suministro eléctrico no llega como por ejemplo estaciones meteorológicas.

2.2.- Potencia de la red

Esta diferenciación parte de que la legislación vigente trata de manera distinta los siguientes tramos: <10kW, 10-100kW, >100kW.

Debido a las cargas de la instalación esta se encontrará entre los 10 y 100kW, es por esto que se necesitará un proyecto técnico visado. Por otro lado, la pertenencia a este rango le permite acogerse a una compensación de excedentes por parte de la comercializadora y no necesario darse de alta como productor de energía.

2.3.- Sistemas de acumulación

Como ya se ha comentado con anterioridad el precio de la acumulación es elevado y por lo tanto no se considera la instalación de baterías. Además, al no haber otras razones de peso para contar con estos sistemas, se descartan.

2.4.- Individual vs colectivo

Este punto en concreto requiere de un análisis detenido y debería ser estudiado con la evolución de la instalación. Como se ha mencionado previamente la Fundación dispone de varios edificios.

En el RD 244/19 se define a una instalación de autoconsumo colectivo como:

“Instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas: Instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:”

Entre las condiciones mentadas en el Real Decreto se muestra:

“Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros.”

Todos los edificios sitos en Gandía propiedad de la Fundación están a menos de 500 m es por ello que si la Fundación solicitara la instalación de una conexión de línea directa en baja tensión al Ayto. de Gandía y se la concedieran la Fundación podría acogerse al consumo colectivo y emplear sus excedentes para alimentar consumos de otros edificios (opción más interesante económicamente que la compensación).

Se recomendaría a la organización plantear esta opción al Ayto. de Gandía ya que la instalación podría ser mucho más rentable o incluso se podría aumentar la potencia sustancialmente ya que los consumos de los otros edificios llegan a ser superiores al edificio estudiado.

No obstante, al tratarse de una suposición el diseño de la instalación se hará sin tener en cuenta esta posibilidad.

2.5.- Venta de excedentes

La venta de excedentes conlleva trámites adicionales y la compensación puede no parecer especialmente rentable debido a que dadas las curvas de las cargas se adaptan muy bien a la generación. No obstante, al no haber cargas elevadas los fines de semana ni en agosto se generaría una energía que se desaprovecharía. Es por ello que se recomienda seguir los trámites para obtener compensaciones por excedentes. El valor de la compensación simplificada ronda entre los 0,04 y 0,055 €/kWh según la web Esios (sistema de información del operador del sistema) de Red Eléctrica de España.

3.- Dimensionado de la instalación

3.1.- Cargas

Para toda instalación de autoconsumo el primer punto será conocer o estimar las posibles cargas futuras. Después la manera de utilizar esta información será diferente según si nuestro sistema es aislado o conectado a red.

En los casos donde se hacen instalaciones son aisladas se deben generar suficientes kWh para abastecer todo el consumo previsto. De hecho, no se tiene en cuenta solo el posible consumo de un día si no que según el criterio del diseñador se dimensiona para poder funcionar varios días sin irradiación solar. La cantidad de días seleccionados dependerán de la situación geográfica y climática. La función que desarrolla la instalación será también un criterio fundamental.

En este diseño no se deben tener en cuenta solo las propias cargas si no también habrá que tener en cuenta:

- Las pérdidas por el efecto Joule en la instalación.
- La autodescarga de las baterías.
- La profundidad de descarga de la batería.

- Las pérdidas que generan los diversos componentes de la instalación (regulador, inversor...).

Sin embargo, el caso propuesto es el de una instalación conectada a red. Para este tipo de instalación el criterio fundamental de diseño será obtener la mayor rentabilidad económica posible. Para ello a lo que se debe aspirar es a que la curva de generación (en su máximo) sea tangente a la curva de consumo, de manera que todo lo que hayamos generado sea utilizado y no se tenga que verter nada a la red. Debido a que el consumo y la generación son dos curvas que varían no se puede aplicar esta regla a la perfección, pero sí que se tomará como la filosofía principal del diseño.

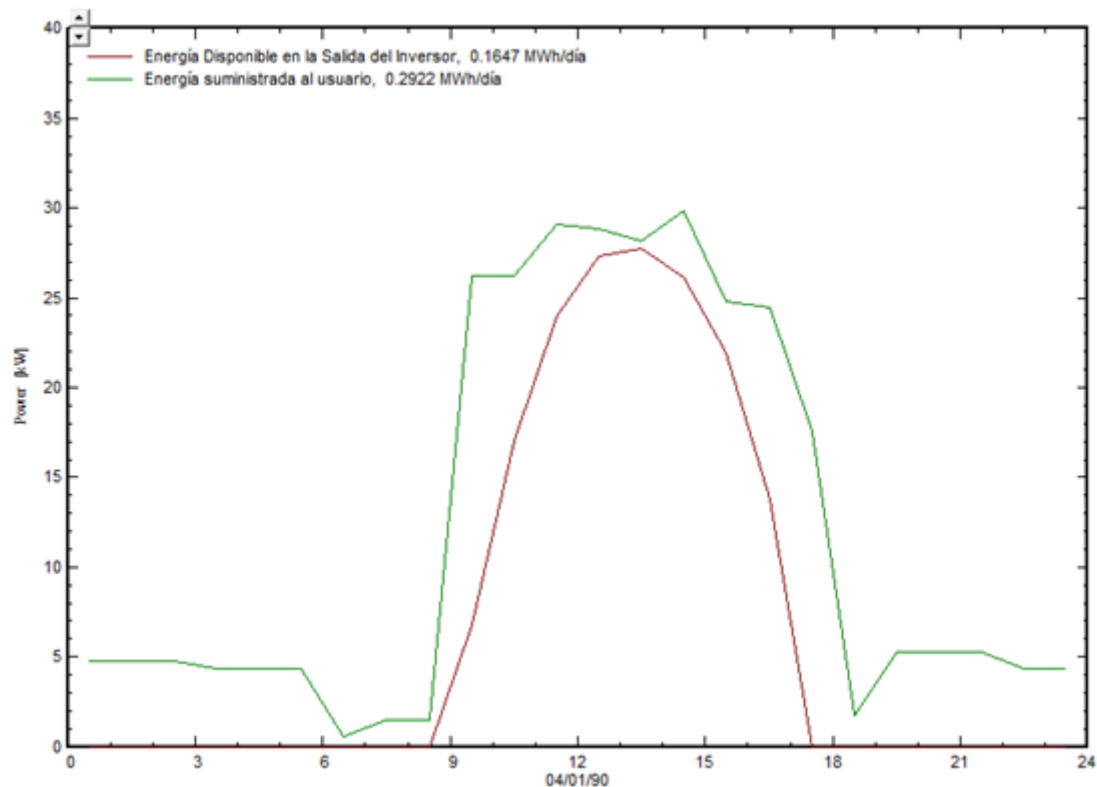


Figura 3: Ejemplo de un buen dimensionado de autoconsumo conectado a red.

Al tener una potencia contratada superior a 15 kW la distribuidora (en este caso Iberdrola) no está obligada a instalar un contador inteligente por lo que el consumo de la instalación no está monitorizado. De manera que la estimación de los consumos se deberá hacer de la manera tradicional. Este método consiste en hacer un listado de los aparatos, la potencia de cada uno y con el usuario estimar el uso diario de cada uno de ellos. Para esta parte se tuvo la ayuda del Dr. Julio Juan García Sabater, profesor de la UPV y miembro de la directiva de la Fundación Espurna. El hecho de contar con alguien con profundos conocimientos tanto técnicos como de funcionamiento de la organización ayudará a que el diseño sea correcto.

Tras distintas conversaciones y visitas al centro se generaron las siguientes curvas:

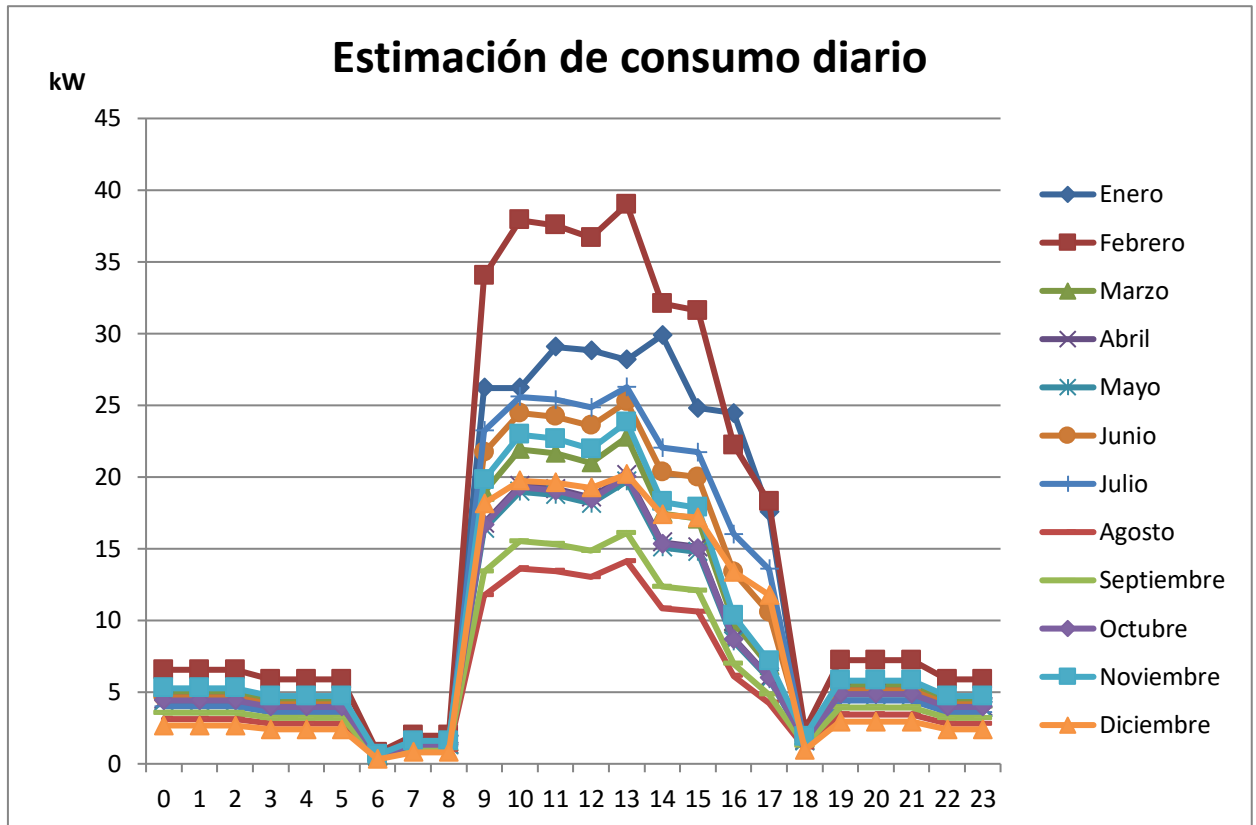


Figura 4: Curvas de consumo estimadas de la Fundación Espurna.

Para generar las curvas anteriores se han seguido los siguientes pasos:

1. Generar una tabla que reúna todos los aparatos de la Fundación, su potencia, su uso y a qué hora están situados. Adjunta en el apartado de anexos.
2. Después se han ajustado las curvas con las facturas de cada mes, de manera que el total de kWh sea igual al que se ha consumido realmente en los meses de 2018.
3. Debido a que se prevé cambiar el sistema de climatización (actualmente es con diésel) se han añadido 1500 kWh en enero, febrero y diciembre. De la misma manera se va a empezar a utilizar un sistema de refrigeración por lo que se han sumado 1500 kWh en julio y 750 kWh en junio.
4. Finalmente se han eliminado los fines de semana ya que no hay actividad. En agosto en principio tampoco hay actividad, sin embargo, en las facturas sí que existe un consumo importante, por lo que se ha realizado la misma simulación que en el resto de meses.

Una vez generada la curva conviene estudiarla para ver si es coherente y si se debería hacer alguna modificación. Aparentemente los dos únicos puntos que podrían ser preocupantes dado su pequeño valor (de 6-8 h y a las 18 h) no son especialmente críticos debido a que son horas con escasa generación fotovoltaica.

Como se puede observar la curva de consumo parece óptima para una instalación fotovoltaica ya que las cargas se acoplan perfectamente con la generación. No obstante, el hecho de que no se trabaje los fines de semana ni agosto harán que la compensación por excedentes sea algo necesario para mejorar la rentabilidad de la inversión.

3.2.- Selección de cubiertas

La Fundación cuenta con distintos edificios colindantes en los que realizan su actividad es por ello que será necesario identificar cuáles pueden ser las mejores opciones. Para ello se realiza una tabla valorando las diferentes características.



Figura 5: Vista aérea de las diferentes cubiertas de la Fundación Espurna.

Cubierta	Orientación	Sombreado	Estructura	Total
Verde	2	2	0	4
Amarilla	1	1	2	4
Azul	1	1	2	4
Morada	1	-1	-1	-1
Naranja	1	1	-2	0
Roja	-2	1	1	0

Tabla 1: Comparativa entre las distintas cubiertas, con valores arbitrarios.

Tras este análisis se le hizo una primera propuesta al promotor con los siguientes diseños:

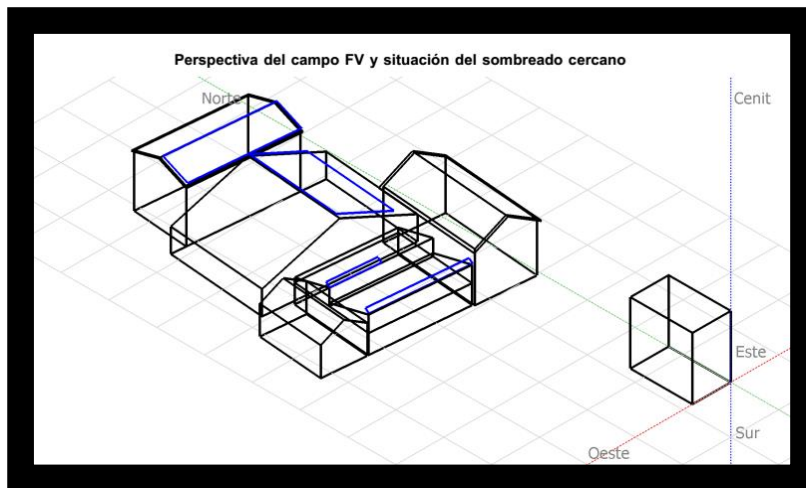


Figura 6: Propuesta de diseño 1.

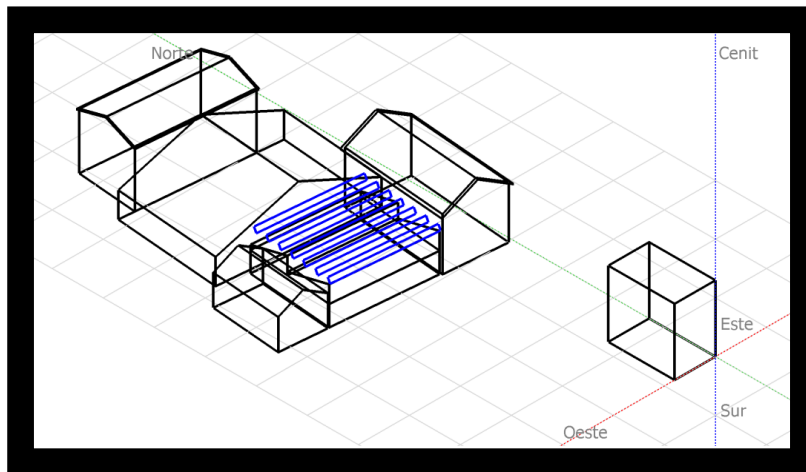


Figura 7: Propuesta de diseño 2.

Tras la reunión con el promotor los dos diseños que se estudiarán serán los siguientes.

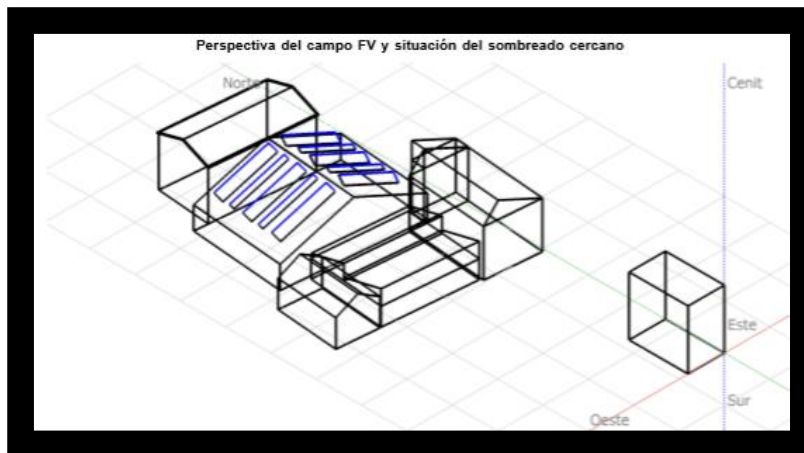


Figura 8: Instalación #1.

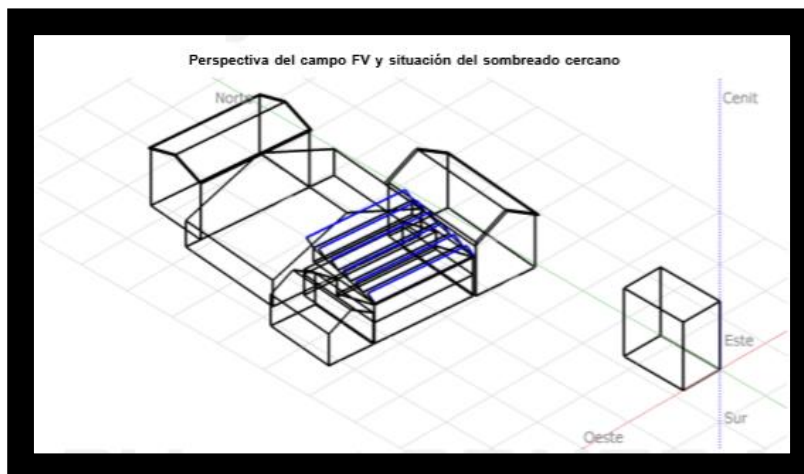


Figura 9: Instalación #2.

La selección de estos diseños se debe a las siguientes razones:

- El promotor no quiere que se utilice la cubierta “verde” ya que el interior está en obras y se podrían hacer modificaciones en un futuro próximo.
- Las cubiertas morada y naranja tienen estructuras de madera y no parece conveniente utilizarlas habiendo otras posibilidades.
- En las cubiertas azul y amarilla hay que respetar unas lucernarias.
- Si se añadiera una estructura a la cubierta roja que cambiara la orientación de esta cubierta, la orientación sería apropiada.

3.3.- Selección de paneles

Para la selección de los paneles no requerimos de ninguna característica limitante como pueda ser el peso o el tamaño. Es por ello que tomaremos el valor €/Wp como criterio fundamental para la selección de nuestro panel.

Para ello se realizara un breve estudio de mercado.

Fabricante	Distribuidor	Potencia (W)	Precio Palé €	Cantidad	€/Wp
Jinko	Monsolar	275	2795,1	30	0,339
Jinko	Monsolar	280	2845,91	30	0,339
Jinko	Monsolar	330	2906,9	26	0,339
Jinko	Monsolar	335	2950,95	26	0,339
Jinko	Monsolar	400	4420	27	0,409
Bauer	Autosolar	280	120,43	1	0,430
Amerisolar	Merkasol	340	157,3	1	0,463
AEG	Todoensolar	260	4100	25	0,631

Tabla 2: Estudio de mercado de captadores solares.

Como podemos ver en la tabla los mejores valores de €/Wp son los módulos fabricados por Jinko y distribuidos en formato de palés. Ya que el precio es muy similar y la relación entre la potencia y la superficie es similar se optará por los paneles de 335 kWp de Jinko distribuidos por Monsolar.

A continuación, se muestran los datos del panel, extraídos del catálogo del fabricante. Adjunto en el apartado de anexos.

Modelo Eagle- JKM335PP-72		
Tipo de célula	Policristalina 156x156 6"	
Número de células	72	
Peso	26,5 kg	
Especificaciones eléctricas	STC	NOCT
P max	335 Wp	249 Wp
Vmp	38 V	35,6 V
Imp	8,82 A	6,99 A
Voc	47,2 V	43,8 V
Isc	9,18 A	7,52 A

Tabla 3: Características del panel Eagle-JKM335PP-72.

La tabla anterior utiliza los siguientes conceptos:

STC: "Standard Test Conditions", es decir las condiciones utilizadas en laboratorio con el fin de obtener unos valores estándar para poder comparar distintas placas. Los resultados obtenidos en estas condiciones son difícilmente replicables en la vida útil de una placa. Las condiciones son las siguientes: 25°C de temperatura, una irradiación de 1000 W/m² y una distribución espectral AM1.5G.

NOCT: "Normal Operating Cell Temperature" pretende dar unos valores más cercanos al rendimiento futuro que se va a obtener del panel. Por lo que la medida se toma con 800 W/m² de irradiación, una temperatura ambiente de 20°C (la placa se encuentra a 45±2 °C en nuestro caso) y viento orientado paralelo al plano a una velocidad de 1 m/s.

Vmp: "Voltaje de máxima potencia" es la diferencia de potencial obtenida cuando la placa está produciendo la mayor potencia posible.

Imp: “Intensidad de máxima potencia” es la intensidad obtenida cuando la placa está produciendo la mayor potencia posible.

Voc: “Tensión de circuito abierto”, es la máxima diferencia de potencial eléctrico que se puede dar entre los bornes de la placa, esta se da cuando no hay ninguna carga conectada. Será necesaria para el dimensionado de placas por “string” de las instalaciones.

Isc: “Intensidad de cortocircuito” es la intensidad máxima que podemos encontrar en una placa, se alcanzara este valor cuando se cortocircuiten los bornes.

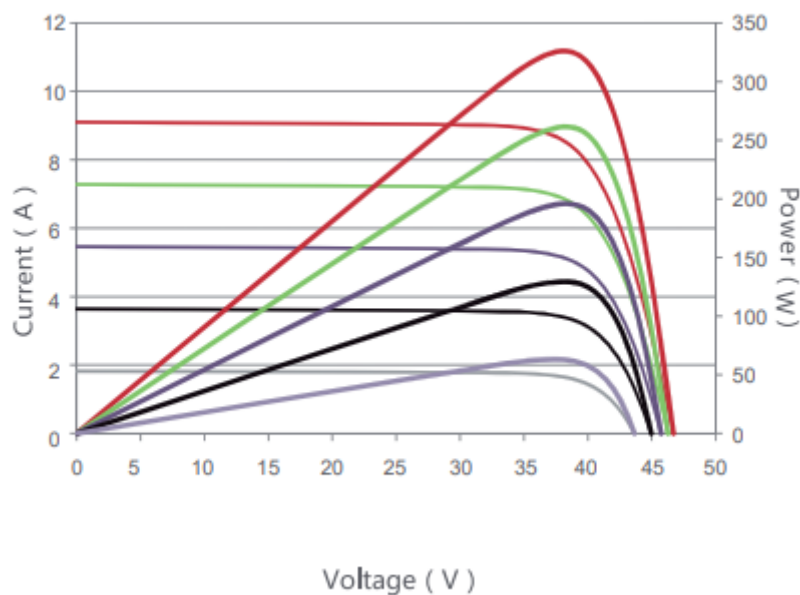


Figura 10: Gráfica de funcionamiento para distintas irradiancias. Fuente: Jinkosolar.

3.4.- Simulación

Como se ha comentado con anterioridad el programa para el diseño principal va a ser el PVSystem, apoyado por otros programas para el tratamiento de los datos obtenidos (Excel).

Por ello se va a explicar de manera detallada que datos se han introducido en el programa para realizar las simulaciones.

3.4.1.- Datos climáticos y meteorológicos

Existen multitud de fuentes para obtener la irradiancia de los diferentes lugares geográficos, una de las más comunes es la herramienta PVGIS, gestionada por la Unión Europea con el fin de fomentar la transición energética. También existen tablas que contienen los datos de irradiancia de diferentes capitales como las de CENSOLAR extraídos de distintas estaciones meteorológicas.

Para la simulación se han empleado los datos meteorológicos y geográficos de Valencia, si bien existe una distancia de aproximadamente 70 km comparten las mismas características climáticas al ser ambas ciudades costeras. Además, en caso de que hubiese una diferencia reseñable esta

sería positiva para la rentabilidad de la instalación, ya que de tener datos diferentes estos serán mejores en Gandía que, en Valencia, al encontrarse más al Sur.

3.4.2.- Sistema

Hay diversos métodos para calcular las pérdidas por orientación e inclinación. Debido a que en la instalación #1 las placas estarán inclinadas tanto respecto al acimut como respecto de sus dos ejes principales utilizaremos PVSyst para calcular las pérdidas. Sin embargo, para la instalación #2 podemos utilizar también otro método que servirá para comprobar que la estimación de PVSyst es correcta.

Pérdidas por orientación e inclinación	Instalación #1 coplanar	Instalación #1 inclinada	Instalación #2
Acimut	102/-78	45 /-21	12
Inclinación	22/22	36,6/36,6	30
Porcentaje	20,9 % / 14,4 %	5,9 %/1,3 %	0,9 %

Tabla 4: Pérdidas por orientación e inclinación para distintos casos.

Cómo se observa en la tabla anterior el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación de una orientación la instalación#1 coplanar (superposición) supera el máximo permitido por el pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red del IDEA (PCT-C-REV-julio 2011). Es por ello que a partir de este momento la opción de la instalación #1 coplanar queda descartada.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 5: Pérdidas máximas por orientación e inclinación y sombras. Fuente IDAE.

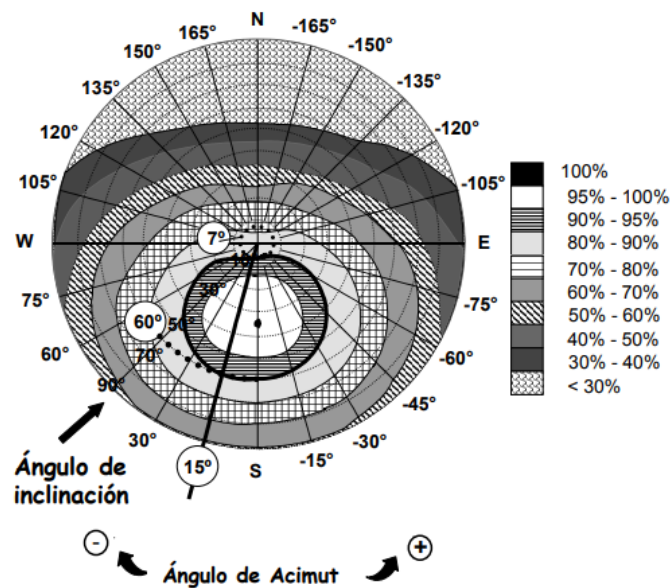


Figura 2. Resolución del ejemplo

Figura 11: Método de cálculo para pérdidas por orientación e inclinación.

Para la simulación de la instalación #1 se utilizará el inversor de la marca Goodwe GW12KLV-DT ya que el inversor HUAWEI SUN2000-12KTL-M0 no está disponible en el programa PVsyst.

3.4.3.- Sombreado cercano

El sombreado cercano a la zona es crítico, debido a que las cubiertas en cuestión están enclavadas en zona urbana. Es por ello que un estudio concienzudo de la altura de los pisos que rodean las cubiertas será vital a la hora de garantizar un buen diseño.

El entorno se ha recreado sobre una foto satélite a escala para garantizar una buena precisión geométrica en planta de los edificios que envuelven la instalación. La simulación cuenta con un total de 23 edificios que no forman parte de las instalaciones de la Fundación y 5 edificios que se han valorado para la instalación de captadores solares.



Figura 12: Telémetro láser empleado para las mediciones. Fuente: Amazon.

Para la estimación de las alturas se han realizado varias visitas al emplazamiento y se han medido una por una las diferentes edificaciones, con el fin de garantizar que los resultados obtenidos sean lo más fieles a la realidad que sea posible. Para ello se ha utilizado un telémetro láser como

el mostrado en la imagen posterior. De la marca Lomvum permite mediciones de hasta 50 m y cuenta con un programa específico para determinar alturas mediante el teorema de Pitágoras.

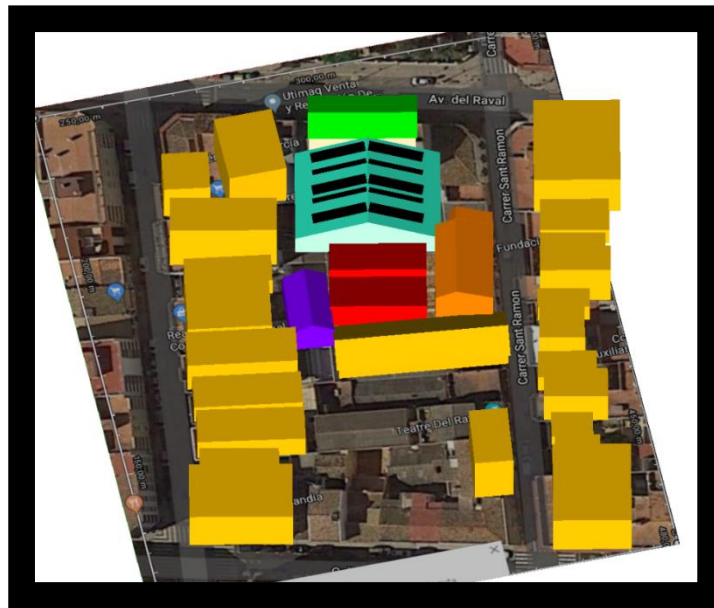


Figura 13: Simulación para la instalación #1.

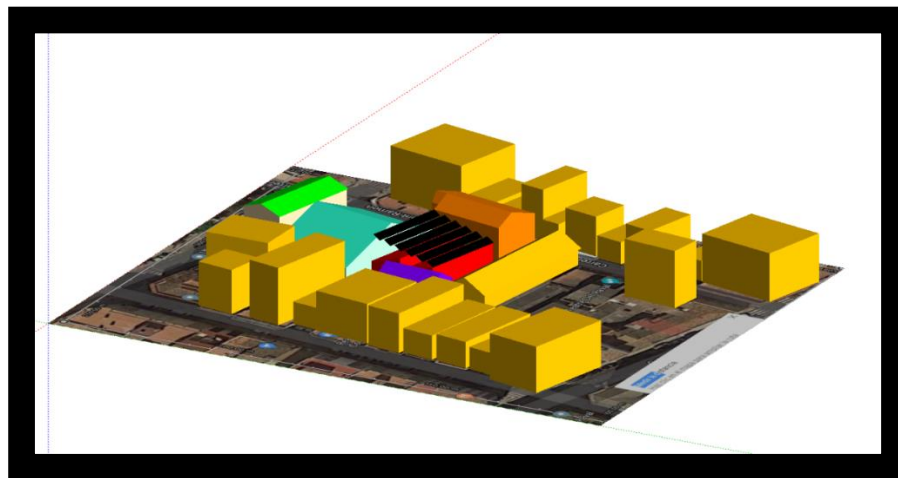


Figura 14: Simulación generada para la instalación #2.

Como se puede observar en la imagen los edificios localizados al Sur de las cubiertas no están simulados, esto se debe a que los edificios de esa zona son más bajos que las cubiertas, debido a eso y a que se encuentran al Sur (localización en la que el Sol está más elevado) ni siquiera en el solsticio de invierno afectarán al sombreado de las instalaciones.

3.4.4.- Autoconsumo

Para los datos de autoconsumo se han empleado los datos obtenidos en el apartado anterior, una vez transformados al formato correspondiente (CSV).

3.5.- Dimensionado paneles

La organización no ha limitado el presupuesto de la instalación por lo que serán los parámetros geométricos los que limiten el tamaño de los diseños posibles. A partir de este punto se diferenciarán dos instalaciones, la instalación #1 que hace referencia a la que se encuentra sobre el tejado a dos aguas y la instalación #2, sobre la cubierta de dientes de sierra y que cuenta con una estructura de acero.

Actualmente existen diversas configuraciones a la hora de disponer módulos fotovoltaicos y cada una de ellas tiene una serie de ventajas y desventajas que las adecuan a cada instalación concreta. Las más extendidas son las siguientes.

- Inclinada fija: O general, actualmente es una de las más comunes ya que ofrece un buen rendimiento, al seleccionar la inclinación más eficiente.
- Superpuesta: Esta opción consiste en colocar los módulos fotovoltaicos formando dos planos paralelos con la cubierta, siendo la configuración más económica, su viabilidad depende de la orientación e inclinación de la cubierta preexistente.
- Integración arquitectónica: Se puede decir que existe esta configuración cuando los captadores no se diseñan solo para obtener energía si no que pueden cumplir una función arquitectónica, sustituyendo de esta manera a otros elementos. En este caso se descartará ya que suelen requerir de reformas o de haber estado contemplados en el diseño de la propia edificación.
- Seguidores un eje: Estos seguidores adaptando la inclinación del panel a la más adecuada, de manera similar a cuando se cambia la orientación en invierno-verano.
- Seguidores dos ejes: Estos garantizan que el captador recibe la mayor irradiancia posible, no obstante, su coste y el mantenimiento que requieren no los hacen viables para el autoconsumo.

La instalación#1 cuenta con las siguientes limitaciones geométricas:

- Al estar la cubierta encajonada entre edificios habrá que dejar cierto margen lateral para no tener pérdidas por sombreado
- En la cubierta existen 6 lucernarios transversales a la nave que hay que respetar, si bien se verán parcialmente sombreadas no se cubrirán en la dirección normal al plano.



Figura 15: Detalle de la vista normal al plano. Fuente: PVSystem.

Es por ello que la cantidad máxima de paneles que caben en la instalación #1 es 96 módulos fotovoltaicos de 2 m².

Para la instalación #1 se ha probado tanto la disposición coplanar a la cubierta como la inclinada fija y se han obtenido los siguientes resultados.

Instalación #1 (MWh/año)	Aprovechado	Vertido	Comprado
Coplanar	25,29	15,23	31,87
Inclinación 30°	28,56	17,84	28,6

Tabla 6: Comparativa entre una disposición coplanar y una inclinada para la instalación #1. Propuesta seleccionada en naranja.

La instalación #2 permitirá una mayor capacidad de paneles, 120, en este caso solo se ha considerado la disposición fija e inclinada. Sin embargo, en este caso sí que se ha hecho un estudio para determinar que inclinación será la óptima. Con los siguientes resultados:

Instalación #2 (MWh/año)	Aprovechado	Vertido	Comprado
+0	32,1	26	25,1
+10	33,3	27,6	23,9
+20	33,7	28,4	23,4
+25	33,8	28,1	23,4
+30	33,6	27,5	23,5
+40	33	25,5	24,1
+50	31,9	22,8	25,3

Tabla 7: Comparativa entre las distintas inclinaciones en la instalación #2. Inclinación seleccionada en naranja.

De manera que las disposiciones geométricas serán las siguientes:

- Instalación #1: Estará formada por dos conjuntos simétricos respecto a la cumbre de la nave. Estos conjuntos respetarán 1 metro de margen respecto a la cumbre y 5 respecto al lateral de la nave. Existirán dos tipos de hileras, 3 hileras formadas por 12 paneles en vertical (apoyados sobre el canto menor) y 2 hileras formadas por 6 paneles en horizontal. Estas hileras estarán intercaladas. Dejando una separación desigual, que garantice que la sombra de los verticales no afecte tanto a los horizontales. Todos los paneles estarán inclinados 30° por los soportes apropiados.
- Instalación #2: Estará formada por 6 hileras de paneles apoyados sobre el canto menor. Estos paneles estarán situados sobre una estructura que proporciona una inclinación de 10°, y sobre esta, otros soportes los inclinarán 20° más. La separación entre hileras será de 3 metros en la horizontal.

3.6.- Selección de los soportes de los paneles

Para garantizar que los paneles cumplan las inclinaciones propuestas es necesario la utilización de soportes que satisfagan las necesidades particulares de cada instalación.

La instalación #1 reúne las siguientes características:

- Longitud máxima de panel 2000 mm.
- Soportes inclinables 30°.
- Sujeción a tejado de chapa metálica.
- Disposición horizontal y vertical.

La instalación #2 reúne las siguientes características:

- Longitud máxima de panel 2000 mm.
- Soportes inclinables 20°.
- Sujeción a subestructura.
- Disposición vertical.

Teniendo presentes estas necesidades se han seleccionado los soportes de la marca Saclima, distribuidos por Monsolar. La sujeción al tejado se hará de tal manera que garantice una estanqueidad para la totalidad de la vida útil de la instalación. Se recomendaría la utilización de tornillos autoperforantes, aplicados sobre tela asfáltica y adhesivo.

La instalación #1 requerirá:

- 18 soportes inclinados 30°, para la disposición vertical de los paneles.
- 8 soportes inclinados 30°, para la disposición horizontal de los paneles.

La instalación #2 requerirá:

- 30 soportes inclinados 20°, para la disposición vertical de los paneles.

3.7.- Dimensionado y selección del inversor

Una vez conocemos la potencia fotovoltaica que vamos a instalar es hora de seleccionar un inversor apropiado. Para ello debemos conocer bien las posibles configuraciones y los criterios de selección apropiados.

Configuraciones:

- Fijo: Esta configuración posee un solo inversor central, con un muy buen rendimiento ~98%, siempre que todos los paneles sean del mismo modelo, tengan la misma orientación y el mismo comportamiento ante el sombreado.

- Maestro-esclavo: Consta de diversos inversores conectados entre sí, donde se irán activando según sea mayor la potencia. Este diseño está enfocado para las instalaciones donde el rango de potencia varíe mucho, ya que los inversores pierden rendimiento al trabajar a una potencia inferior de la de diseño.

Configuración maestro-esclavo

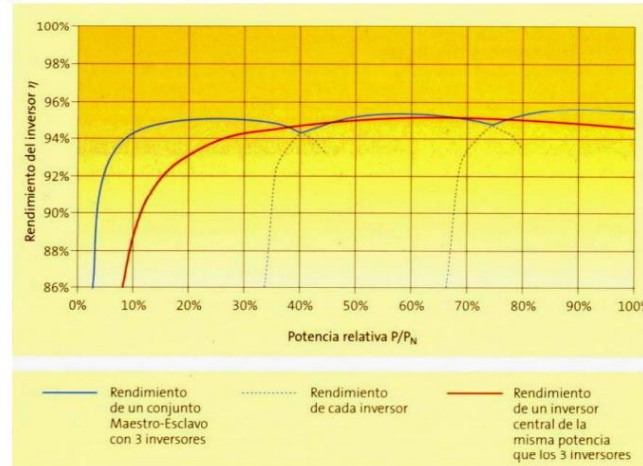


Figura 16: Comparativa de rendimiento de inversores maestro-esclavo y inversores centrales. Fuente: Ingemecánica.com.

- Inversor por string: Esta opción permite trabajar con cadenas de paneles con distintas orientaciones, inclinaciones e incluso paneles diferentes. Cuando hay pocas “strings” los inversores con seguidores MPPT permiten realizar una función similar.
- Individual: Estos garantizan la máxima rentabilidad energética, no obstante, su elevado coste no los convierte en una opción muy común. Serían equivalentes a un captador que produjera corriente alterna.

Criterios de selección:

- Voltaje de circuito abierto máximo
- Voltaje de trabajo máximo
- Voltaje mínimo
- Potencia en CC
- Intensidad

Una vez conocidos los parámetros que caracterizarán el inversor a seleccionar. Debido a las diferentes orientaciones y sombreados en la instalación #1 se establecerá un mínimo de 4 entradas MPPT independientes, para la instalación #2 no será necesario este criterio, sin embargo, al tener diferentes sombreados, a mayor número de entradas MPPT mejor será el rendimiento.

Tras un estudio de mercado se han elegido los inversores de la marca Huawei ya que tienen un excelente precio en comparación con otros inversores del mercado (Fronius, SMA, Kostal) sin tener en ningún momento problemas de calidad o seguridad.

Debido a esto se han elegido los siguientes inversores:

	Instalación #1	Instalación #2
Nombre	HUAWEI SUN2000-12KTL-M0	HUAWEI SUN2000-36KTL
Número de inv.	2	1
Entradas MPPT totales	4	4
Entradas CC totales	8	8
Precio total	4483,72 € (con IVA)	3530 € (con IVA)
Distribuidor	Autosolar	Monsolar

Tabla 8: Propiedades de los inversores seleccionados.

Se puede observar que la instalación #1 requiere de un mayor coste para el inversor requiriendo potencias menores, sin embargo, no se han encontrado inversores de una potencia tan baja con 4 entradas MPPT. Es por ello que se utilizarán dos inversores, por otra parte, esto permite una mayor independencia, ya que en caso de avería un inversor podría seguir funcionando.



Figura 17: Inversor HUAWEI SUN2000-12KTL-M para instalación #1.



Figura 18: Inversor HUAWEI SUN2000-36KTL para instalación #2.

Una vez seleccionados los inversores se debe realizar el diseño de los diferentes string y cómo distribuirlos en las cubiertas. El primer paso será delimitar el número máximo y mínimo de placas que podremos colocar en paralelo.

Normalmente el dimensionado del inversor suele ser un 10% menor que la potencia nominal, si bien esto se cumple en la instalación #2.

$$\frac{36000 \text{ Wp}}{40200 \text{ Wp}} = 0,8955 = 89,55\%$$

No se cumplirá en la instalación #1

$$\frac{(12000 \text{ Wp} * 2)}{32160 \text{ Wp}} = 0,74 = 74\%$$

Esto se debe a que la orientación de los paneles en la instalación #1 dista de ser la óptima y por lo tanto será muy difícil que se llegue a los 32160 Wp nominales. Por otro lado, los inversores pueden funcionar a potencias superiores a las nominales durante ciertos periodos de tiempo.

Para terminar de comprobar que este diseño es correcto se ha calculado el día más desfavorable del año (solsticio de verano) y se ha corroborado que no se llegan a alcanzar los 24 kWp.

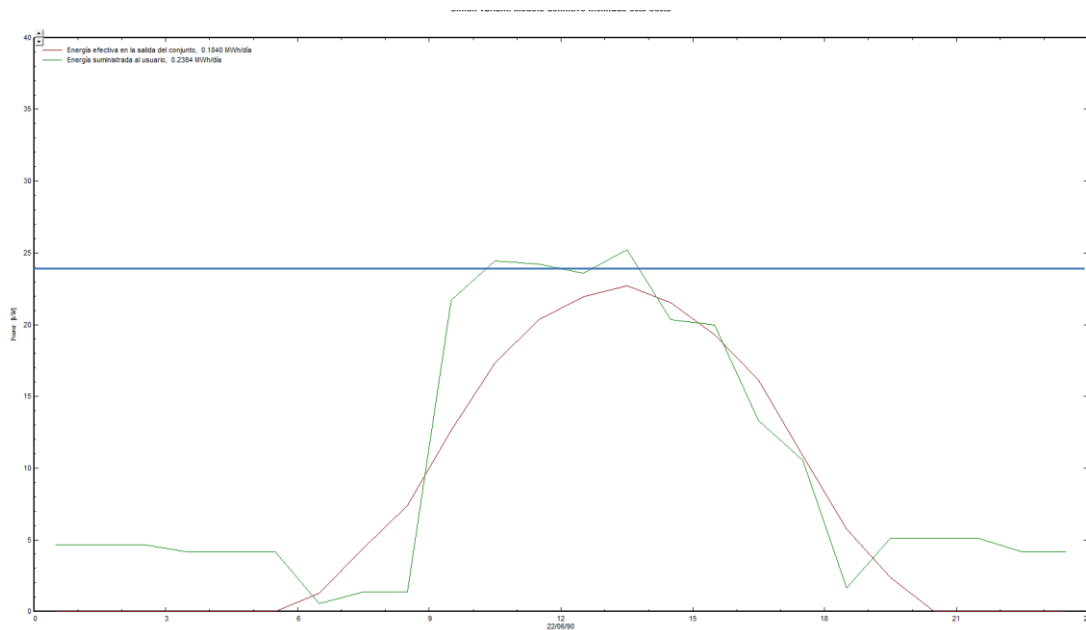


Figura 19: Simulación en el 22 junio, línea azul a 24 kW, línea roja marca la generación del conjunto y línea verde energía demandada por el usuario

	Instalación #1	Instalación #2
Nº paneles total	96	120
P total (W)	32160	40200

Tabla 9: Número de paneles y potencia nominal de ambas instalaciones.

La siguiente tabla recoge los datos necesarios para los cálculos, estos datos han sido extraídos de los catálogos que se encuentran en la página de la distribuidora Monsolar. Estos datos hacen referencia a:

- Voc máx.: Voltaje máximo de circuito abierto que soporta el inversor.
- Vmp máx.: Voltaje máximo de trabajo que soporta el inversor.
- V mín.: Voltaje necesario para que el inversor comience a funcionar, en algunos casos puede trabajar con una diferencia de potencial algo menor, pero una vez ya arrancado.

- Pot máx. CC: Máxima potencia pico de paneles que puede soportar por entrada.
- V nominal: Voltaje de trabajo nominal, se intentará alcanzar este voltaje siempre que la instalación lo permita.

Datos inversores	Instalación #1	Instalación #2
Voc máx.	1080	1100
Vmp máx.	950	1000
Vmín (arranque)	200	250
Pot máx CC	24000	NO
V nominal	600	620

Tabla 10: Datos técnicos de ambos inversores. Fuente: Huawei

La producción fotovoltaica depende en gran medida de las condiciones ambientales. Estas condiciones no serán las mismas en el ambiente que en el captador. Para España las temperaturas límite que se suelen tomar como referencia son las siguientes $-1,5^{\circ}\text{C}$ y 70°C , si bien puede que el límite inferior sea algo exagerado para Gandía, lo utilizaremos igualmente.

Los ajustes de voltaje se hacen según la siguiente fórmula.

$$V(T_1) = V(STC) + \Delta T * \alpha_p$$

Siendo para las placas en cuestión $\alpha_p = -0,31\% / ^{\circ}\text{C}$.

Datos placas	
Voc ($-1,5^{\circ}$)	51,077 V
Vmp ($-1,5^{\circ}$)	41,12 V
Vmp (70°)	32,699 V
Vmp (NOCT)	35,6 V

Tabla 11: Valores límite de diferencia de potencial de los módulos seleccionados.

Nº paneles	Instalación #1	Instalación #2	Interpretación
Voc máx	21,1	21,5	Menor que
Vmp máx	23,1	24,3	Menor que
Vmín (arranque)	6,1	7,6	Mayor que
Pot máx CC	35,8	NO	Menor que
Nominal	16,9	17,4	Ideal

Tabla 12: Valores límite de la cantidad de paneles por string según los distintos criterios.

Tras obtener los márgenes máximos y mínimos para los “strings” se debe asignar el número exacto de placas y decidir a qué entrada MPPT irá cada string. En los siguientes esquemas se observa la distribución, cada color es un MPPT y la diferente tonalidad indica a que entrada de CC va cada placa dentro de cada MPPT. Hay que recordar que cada MPPT de los inversores seleccionados permite la entrada de dos cadenas de paneles.

Es por ello que el diseño será de la siguiente manera:

	Instalación #1	Instalación #2
Número de strings	8	8
Número de placas por string	12	15

Tabla 13: Número de strings y número de placas por string seleccionados para cada instalación.

3.8.- Dimensionado resto de componentes

El dimensionado del resto de componentes necesarios para una instalación fotovoltaica no han sido objeto de este TFG. Para introducir los costes de estos componentes el tutor Dr. Tomás Gómez Navarro ha sugerido un valor de 2500 €.

El resto de componentes son:

- Cajas de conexión
- Instalación de puesta a tierra
- Cableado
- Protecciones
- Contador bidireccional

No obstante, se va a hacer un breve resumen sobre los criterios que se deberían elegir para el dimensionado y selección de los mismos.

3.8.1.- Cajas de conexión

Estas sirven para agrupar los diferentes strings que se hayan configurado. Además, pueden contener seccionadores y protecciones necesarias para labores de mantenimiento o reparación.

Los criterios para la selección serían:

- Cumplir voltajes e intensidades máximos.
- Cumplir el IP requerido por el REBT.
- Elegir una caja con un número igual o superior a las entradas necesarias.

3.8.2.- Puesta a tierra

La puesta a tierra de una instalación eléctrica es aquella que pretende proteger a las personas de contactos indirectos por derivaciones de corriente. Para ello esta conecta las masas (cuerpos metálicos de los componentes) a una pica o jabalina clavada en el suelo. Con la intención de evitar que la corriente atraviese el cuerpo de la persona.

Para el correcto diseño y dimensionado de esta instalación y sus conductores se deberá seguir la ITC-BT-08.

3.8.3.- Cableado

Según la ITC-BT-40, las instalaciones generadoras, entre ellas las fotovoltaicas, deberán contar con un cableado dimensionado para una intensidad un 125 % superior a la intensidad máxima de diseño. Además, no deben permitir caídas de tensión superiores al 1,5 % entre el generador y el punto de conexión, tomándose para este cálculo la intensidad nominal de la instalación.

Tomando estas directrices habrá que emplear los métodos de criterio térmico y el de caída de tensión, regido por las siguientes ecuaciones.

$$\Delta V = \frac{2 * \rho * L * P}{V * S}$$

Ecuación 1: Ecuación que rige el dimensionado por criterio de caída de tensión para monofásica.

El criterio térmico previamente mencionado será el especificado en la UNE-HD 60364-5-52:2014/A11:2018, que contiene las tablas, coeficientes y fórmulas necesarias para un correcto diseño.

3.8.4.- Protecciones

Las protecciones que se diseñen y dimensionen deberán ser acordes al REBT y estar diseñados para el tipo de corriente que se requiera en cada punto (continua o alterna).

Estas deberán garantizar la seguridad de las personas y la seguridad y buen funcionamiento de la instalación. Además, deberán permitir una fácil maniobrabilidad a la hora de realizar tareas de mantenimiento o reparación.

Entre los distintos componentes que se pueden encontrar en este tipo de instalaciones encontramos:

- Protectores contra sobretensiones
- Fusibles
- Vigiladores de aislamiento
- Interruptores magnetotérmicos
- Interruptores diferenciales

Parte de estos componentes pueden estar integrados en las cajas de conexión previamente mencionadas.

3.8.5.- Contador bidireccional

Este dispositivo es de obligada instalación en los casos que se pretende hacer una instalación conectada a red con compensación de excedentes. En caso de que no se quisiera la compensación se debería instalar un dispositivo de “vertido cero”. El criterio para la selección de estos elementos es la intensidad nominal que discurrirá por ellos.

3.9.- Estructura

La instalación #2 requiere de una estructura que sea capaz de garantizar una orientación mejor que la proporcionada por la cubierta de dientes de sierra. El objetivo de este apartado no es el del diseño y proyecto de la estructura al detalle. La intención de este apartado es hacer un predimensionado de una estructura para poder incluirla en el presupuesto de la instalación de una manera mucho más precisa. Para ello generaremos una estructura en SAP2000, le aplicaremos las cargas correspondientes y finalmente utilizaremos el programa CYPE para generar un presupuesto adecuado a la realidad.

Para este estudio se ha contado con la ayuda del profesor de la ETSID Dr. Pedro E. Martín Concepción. El profesor ya ha advertido que en el hipotético caso de que se llegara a realizar la instalación #2 sería necesario un análisis estructural detallado, pues opina que esta modificación en la cubierta es de gran agresividad.

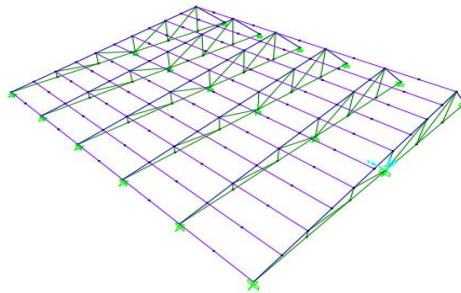


Figura 20: Estructura complementaria propuesta.

Debido a que se trata de un predimensionado rápido las cargas aplicadas no son las marcadas por el Documento Básico: Seguridad Estructural, Acciones en la edificación, (DB-SE-AE). Si bien se han empleado las cargas de peso propio y de nieve correspondiente, el profesor ha recomendado reducir las cargas de viento a 1 kN/m^2 sobre los paneles. El argumento fundamental para hacer esta modificación se respalda en la UNE-EN 61215, en la que se indica que un viento de 130 km/h tan solo provocaría presiones de $0,8\text{ kN/m}^2$

De esta manera se establecen las cargas lineales que se aplicarán sobre las correas:

- Peso propio: $0,18\text{ kN/m}$
- Viento succión: 1 kN/m
- Viento presión: 1 kN/m
- Nieve: $0,17\text{ kN/m}^2$

No se ha aplicado sobrecarga de uso puesto que la cubierta no es transitable.

Para el cálculo se establecen diversas hipótesis de cálculo, con el fin de asegurar que la estructura soportará los distintos estados límite a los que se verá sometida.

La ecuación que regirá las distintas combinaciones es la siguiente.

$$\sum_{j \geq 1} \gamma_{G,j} \cdot G_{k,j} + \gamma_P \cdot P + \gamma_{Q,1} \cdot Q_{k,1} + \sum_{i > 1} \gamma_{Q,i} \cdot \psi_{0,i} \cdot Q_{k,i}$$

Ecuación 2: Extraída del DB-SE del CTE. Ecuación 4.3.

Tabla 4.1 Coeficientes parciales de seguridad (γ) para las acciones

Tipo de verificación ⁽¹⁾	Tipo de acción	Situación persistente o transitoria	
		desfavorable	favorable
Resistencia	Permanente		
	Peso propio, peso del terreno	1,35	0,80
	Empuje del terreno	1,35	0,70
	Presión del agua	1,20	0,90
	Variable	1,50	0

Tabla 14: Coeficientes parciales de seguridad para las acciones. Fuente: CTE-DB-SE.

	ψ_0	ψ_1	ψ_2
Nieve			
• para altitudes > 1000 m	0,7	0,5	0,2
• para altitudes \leq 1000 m	0,5	0,2	0
Viento	0,6	0,5	0

Tabla 15: Coeficientes de simultaneidad. Fuente: CTE-DB-SE.

Las distintas combinaciones que hay que plantear serán las siguientes:

- Estados límite últimos (ELU):
 - 1,35*Peso propio + 1,5*Nieve
 - 1,35*Peso propio + 1,5* Viento succión
 - 1,35*Peso propio + 1,5*Nieve + 0,6*Viento presión
 - 1,35*Peso propio + 1,5*Viento presión + 0,5*Nieve
 - 1* Peso propio + 1,5*Viento succión

Las secciones empleadas son secciones huecas cuadradas 70x70x3, secciones rectangulares 100x60x3 y perfiles UPN80 a recomendación del profesor Dr. Pedro E. Martín ya que garantizan una sujeción atornillada sencilla. El material a utilizar será acero galvanizado, de resistencia nominal S275 para que la estructura sea resistente tanto a cargas como a los agentes ambientales.

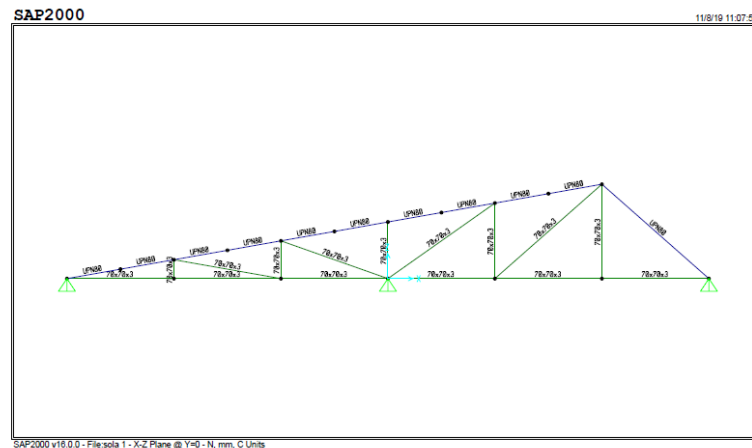


Figura 21: Alzado de la estructura complementaria propuesta.

4.- Análisis económico

Como ya se ha comentado al principio del trabajo el RD 244/19 permite diferentes usos de una instalación de autoconsumo. Para las instalaciones que estamos trabajando existen tres escenarios diferentes, estos son:

- No existe compensación por excedentes.
- Existe compensación por excedentes.
- Se instala una línea directa a otras instalaciones de Espurna, por lo que el autoconsumo es completo.

Al igual que se ha especificado en el presupuesto las cantidades que se van a exponer a continuación no tienen por qué verse reflejadas en la realidad. Hay multitud de factores que pueden variar a lo largo del tiempo, es por esto que las rentabilidades expuestas a continuación deben considerarse valores orientativos.

Los siguientes análisis se han hecho para una vida útil de 25 años, ya que es la medida habitual para analizar la viabilidad de instalaciones fotovoltaicas. No obstante, la vida de este tipo de instalaciones se puede prolongar más.

El estudio económico se ha realizado también en Excel, con el fin de que sea sencillo de analizar y comparar. Además, determinados parámetros que se han empleado se han establecido de manera arbitraria, el hecho de que se haya utilizado Excel permitirá al cliente modificar ciertos parámetros según crea conveniente.

En este estudio no contemplará las deducciones fiscales que se pueden obtener con instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Estas bonificaciones están gestionadas en la Comunidad Valenciana por el IVACE (Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial).

Los diferentes parámetros o conceptos variables que va a comprender el análisis son los siguientes:

- Precio tarifa: Este corresponde al precio que se paga por kWh, por tanto, corresponde al dinero que se ahorra directamente el cliente al consumir la electricidad que produce en vez de la que le ofrece la red eléctrica. Tras un breve análisis de las facturas del cliente se puede establecer este valor en 0'09 €/kWh. Este valor es bajo en comparación con lo habitual por lo que afectará grandemente al rendimiento de la inversión.
- Precio compensación: Hace referencia a aquello que la comercializadora compensará a cambio de la electricidad vertida a la red. Este valor se establece como 0,04 €/kWh, esta es una aproximación bastante conservadora del valor fluctuante que ofrece la web Esios.
- Pérdidas de rendimiento: Toda instalación fotovoltaica pierde su rendimiento de manera gradual, debido a que el fabricante de los módulos garantiza un rendimiento del 80,7 % a los 25 años, se adoptará un valor de un 0,8%/anual de pérdidas de producción.

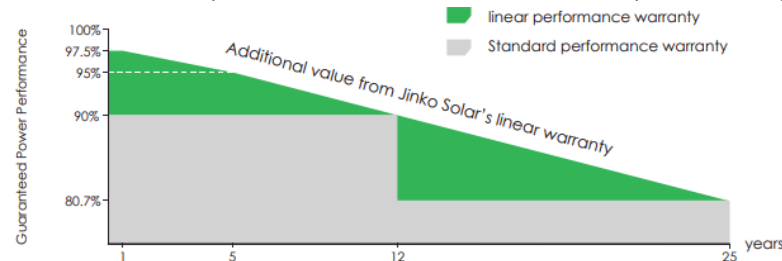


Figura 22: Garantía de las prestaciones de los módulos fotovoltaicos seleccionados. Fuente: Monsolar.

- Actualización IPC+ subida del precio de electricidad: Este valor se ha establecido de manera arbitraria en un 3 %.
- Costes mantenimiento: Se han establecido en 35 € anuales por kWp instalado.
- Mantenimiento imprevisto: Se ha añadido este concepto con la finalidad de subsanar las posibles reparaciones que se tengan que hacer que no estén cubiertas por las garantías de los productos. Este se ha estimado en 100€ anuales, actualizándose con el IPC.

El valor de estos conceptos se ha establecido de una manera conservadora, de hecho, el concepto de mantenimiento imprevisto no se suele considerar habitualmente. Se utilizan valores conservadores para que en el futuro el cliente obtenga resultados mejores de los esperados y este más satisfecho con su instalación.

Cabe remarcar que el estudio se va a realizar con el presupuesto sin IVA, ya que se asume que la organización podrá deducir este impuesto al presentar la factura al realizar su contabilidad.

Los 6 estudios que se reflejarán son los siguientes:

	Instalación #1	Instalación #2
Sin compensación	4,76 %	1,35%
Compensación	7,66 %	4,50%

Autoconsumo total	12,17%	9,24%
-------------------	--------	-------

Tabla 16: Tasa Interna de Retorno para las distintas instalaciones y las respectivas hipótesis

	Instalación #1	Instalación #2
Sin compensación	16 años	22 años
Compensación	12 años	16 años
Autoconsumo total	9 años	11 años

Tabla 17: Payback para las distintas instalaciones y las respectivas hipótesis. Valores aproximados.

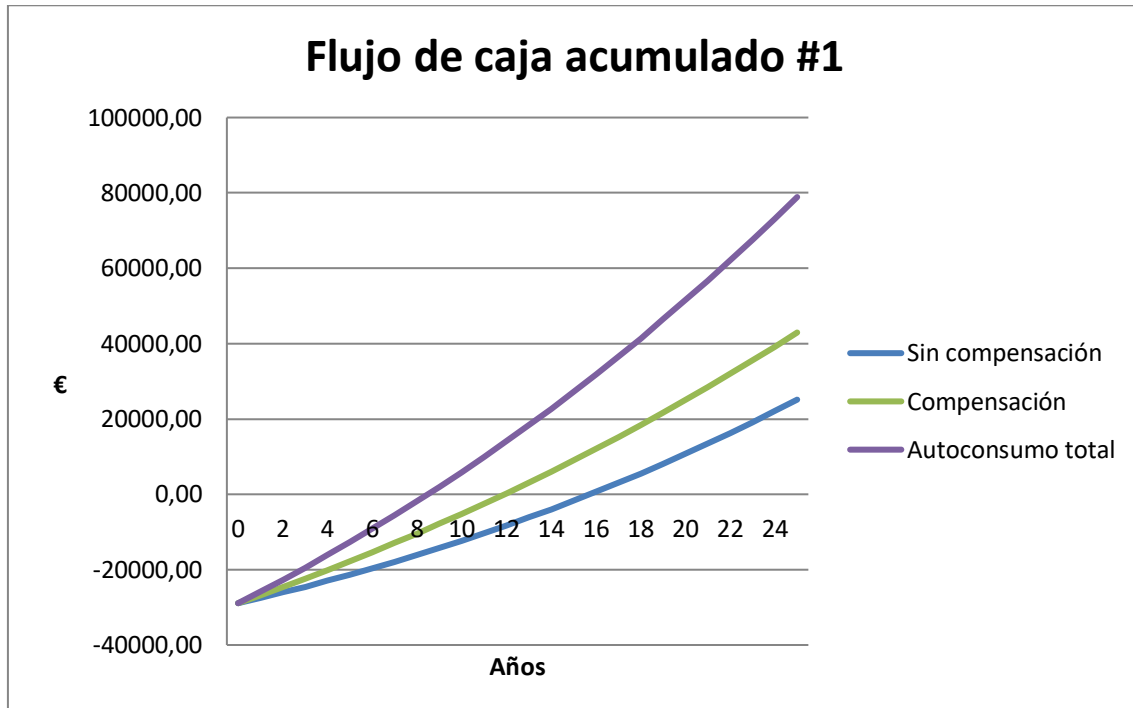


Figura 23: Flujo de caja acumulado en instalación #1 para las distintas hipótesis.

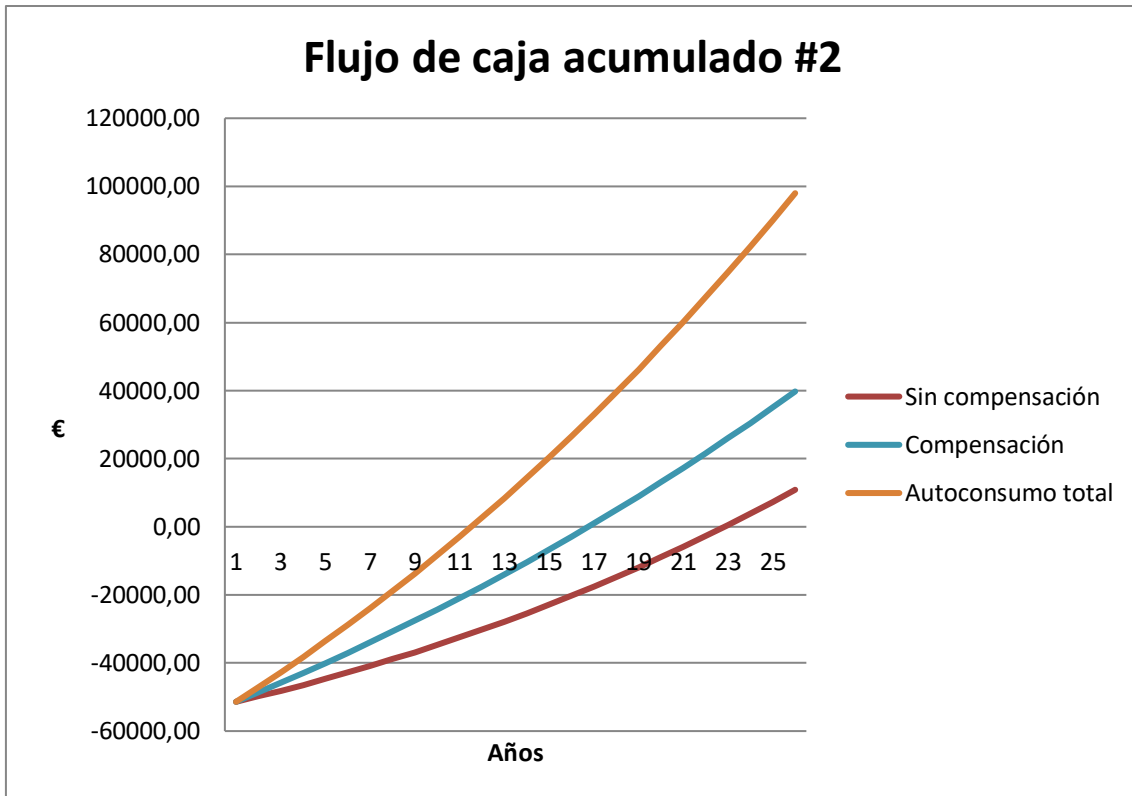


Figura 24: Flujo de caja acumulado en instalación #2 para las distintas hipótesis.

Al analizar la rentabilidad de las instalaciones propuestas se observa que los valores son peores que los que se ofertan en el mercado actualmente. Esto se debe fundamentalmente a que la Fundación paga tan solo 0,09 €/kWh cuando el precio medio de mercado ronda los 0,13 €/kWh. Si modificamos este valor observamos que la instalación #1 sujeta a compensación simplificada de excedente alcanza valores similares a los ofertados actualmente.

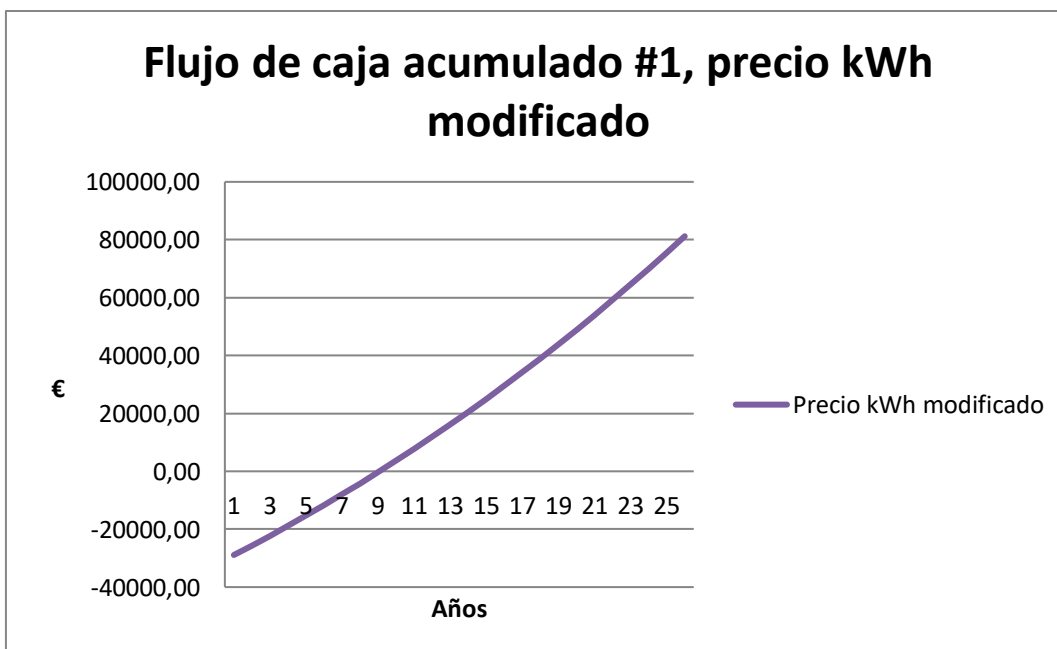


Figura 25: Flujo de caja modificado, aplicando un valor de 0,13 €/kWh a la energía consumida y 0,04 €/kWh a la vertida.

5.- Conclusiones

Una vez finalizado el estudio de ambas instalaciones es necesario compararlas entre ellas y compararlas con el resto de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo del mercado. Para ello vamos a comparar distintos parámetros de las instalaciones.

- Inversión inicial:
 - Según está detallado en el presupuesto de ejecución son de 34.975,90 € para la instalación #1 y de 62.196,77 € para la instalación #2.
 - Este dato es más informativo que algo realmente útil para comparar, el dato crucial para cualquier inversión será el siguiente.
- Rentabilidad:
 - Al comparar las distintas rentabilidades mediante el TIR y el Payback en el apartado anterior se ha demostrado que la instalación #1 ofrece mejores resultados en las diferentes hipótesis planteadas.
- Agresividad de la obra
 - Estructural
 - El edificio sobre el que se realizaría la instalación #2 es más antiguo, y con una peor estructura, ya que utiliza una cubierta en forma de dientes de sierra que no favorece una distribución ecuánime de las cargas. Además, se tendrían que hacer ligeras modificaciones para el anclaje de la estructura.
 - Extensión en el tiempo
 - Con el profesor Dr. Pedro E. Martin se ha calculado que la instalación de la estructura complementaria de la instalación podría llevar aproximadamente un mes. Con un buen estudio de riesgos y medidas preventivas la instalación en las cubiertas se podría hacer mientras se tiene actividad debajo. No obstante, primando la seguridad de los trabajadores de la Fundación Espurna se desaconsejaría hacerlo.

Tras este análisis de ambas instalaciones se recomienda la INSTALACIÓN #1.

6.-Bibliografía

6.1.- Información general

- FERNÁNDEZ SALGADO, J.M. (2007). *Guía Completa de la energía solar fotovoltaica*, Madrid: AMV Ediciones.

- DOCAMPO REY, P, GARCÍA CASAL, W. (2006). *Guía práctica de energía solar*. Gráficas AtV.

- ALONSO ABELLA, M. (2005). *Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. Madrid: S.A.P.T Publicaciones Técnicas, S.L.

- MÉNDEZ MUÑIZ, J. M., CUERVO GARCÍA, R. (2011). *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Gráficas Marcar, S.A.

<https://www.esios.ree.es/es>

<http://www.espurna.org/>

<https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>

<https://www.idae.es/>

<https://elperiodicodelaenergia.com/>

Escuela Master-D/ Diploma Instalaciones Fotovoltaicas/ Apuntes

6.2.- Imágenes

https://ingemecanica.com/cursos_online/objetos/fotovoltaica/2_Componentes.pdf

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Technicas_Baja_Temperatura_09_082ee24a.pdf

6.3.- Distribuidores de componentes eléctricos

<https://www.sfe-solar.com/>

<https://autosolar.es/>

<https://www.monsolar.com/>

<https://es.krannich-solar.com/>

<https://www.jinkosolar.com/>

6.4.- Programas empleados

- PVSyst
- Microsoft Office Excel
- SAP2000



6.5.- Documentos

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red establecidas por el IDAE en julio de 2011.
- Guía profesional de tramitación del autoconsumo, IDAE.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Instrucciones Técnica Complementarias.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Documento Básico de Seguridad Estructural, Código Técnico de la Edificación.



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Trabajo Fin de Grado

Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el
autoconsumo

II. PLANOS

La simplicidad es la máxima sofisticación.

Leonardo da Vinci

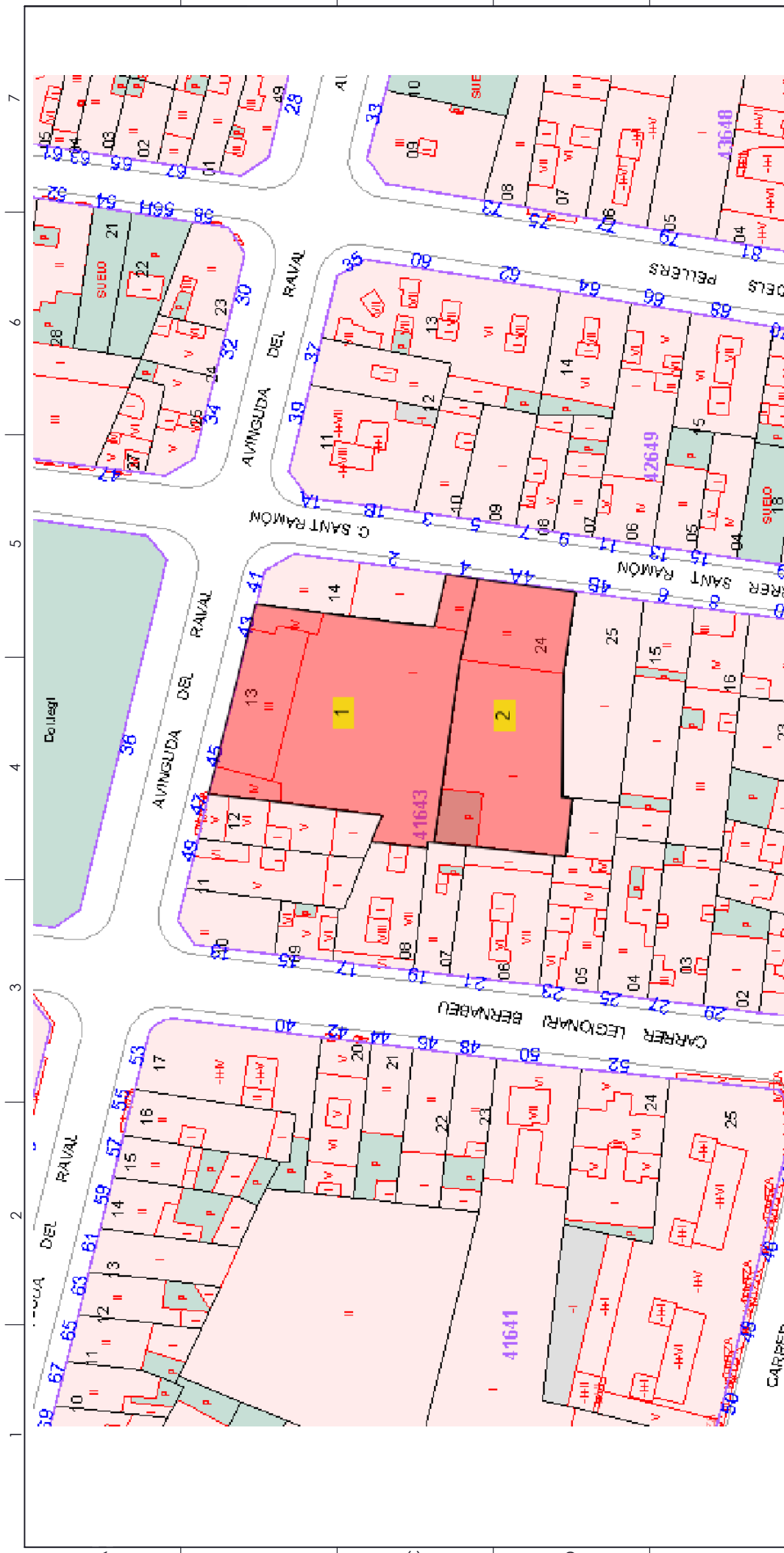
Resumen: Este documento contiene los planos y esquemas necesarios para una correcta interpretación y ejecución del proyecto.



Índice de planos

1. Plano de situación.
2. Especificación de cubiertas.
3. Esquema para la interpretación de la estructura complementaria. Geometría.¹
4. Esquema para la interpretación de la estructura complementaria. Secciones.
5. Distribución de cadenas y entradas CC. Instalación #1.
6. Distribución de cadenas para la instalación #2.
7. Esquema unifilar. Instalación #1.
8. Esquema unifilar. Instalación #2.

¹ Cabe destacar que los esquemas para la interpretación de la estructura no son planos en sí mismos, son una representación gráfica del modelo empleado para la simulación de dicha estructura en el programa SAP2000.



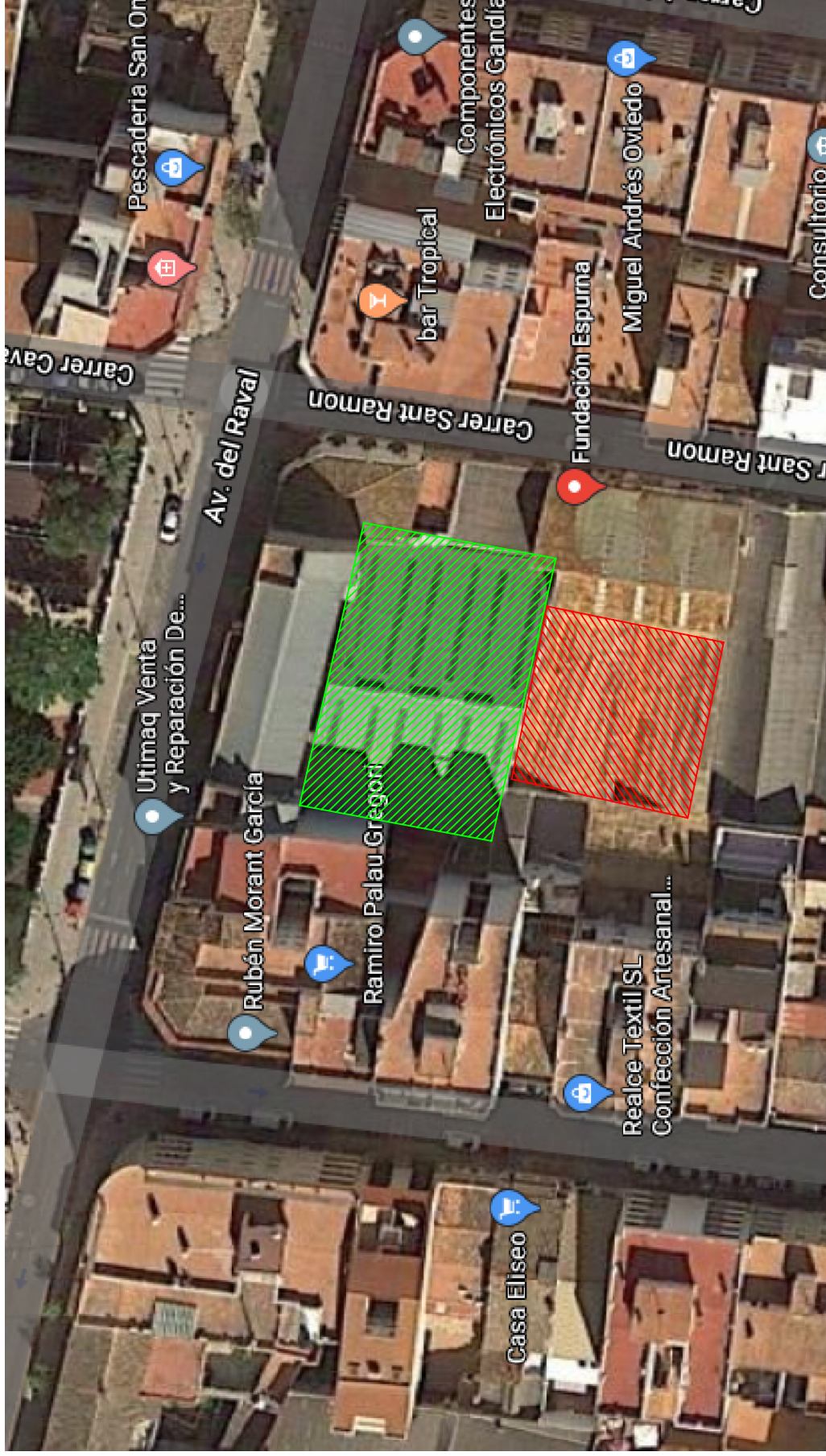
Nombre		Fecha	Proyecto:
Diseñado	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor: Fundación Espuma
Revisado	Tomás Gómez	22/01/2020	Plano: Plano de situación



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



Hoja 1



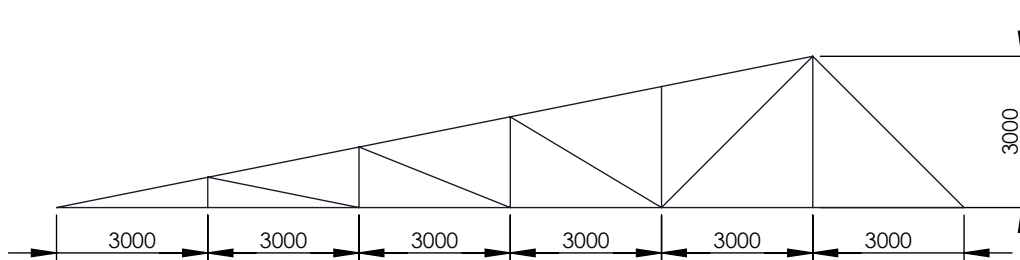
Nombre		Fecha	Proyecto:
Diseñado	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor: Fundación Espuma
Revisado	Tomás Gómez	22/01/2020	Plano: Especificación de cubiertas
A4		UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
Escala		Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	
Hoja		2	

Verde	Cubierta para la instalación #1
Rojo	Cubierta para la instalación #2

7 6 5 4 3 2 1

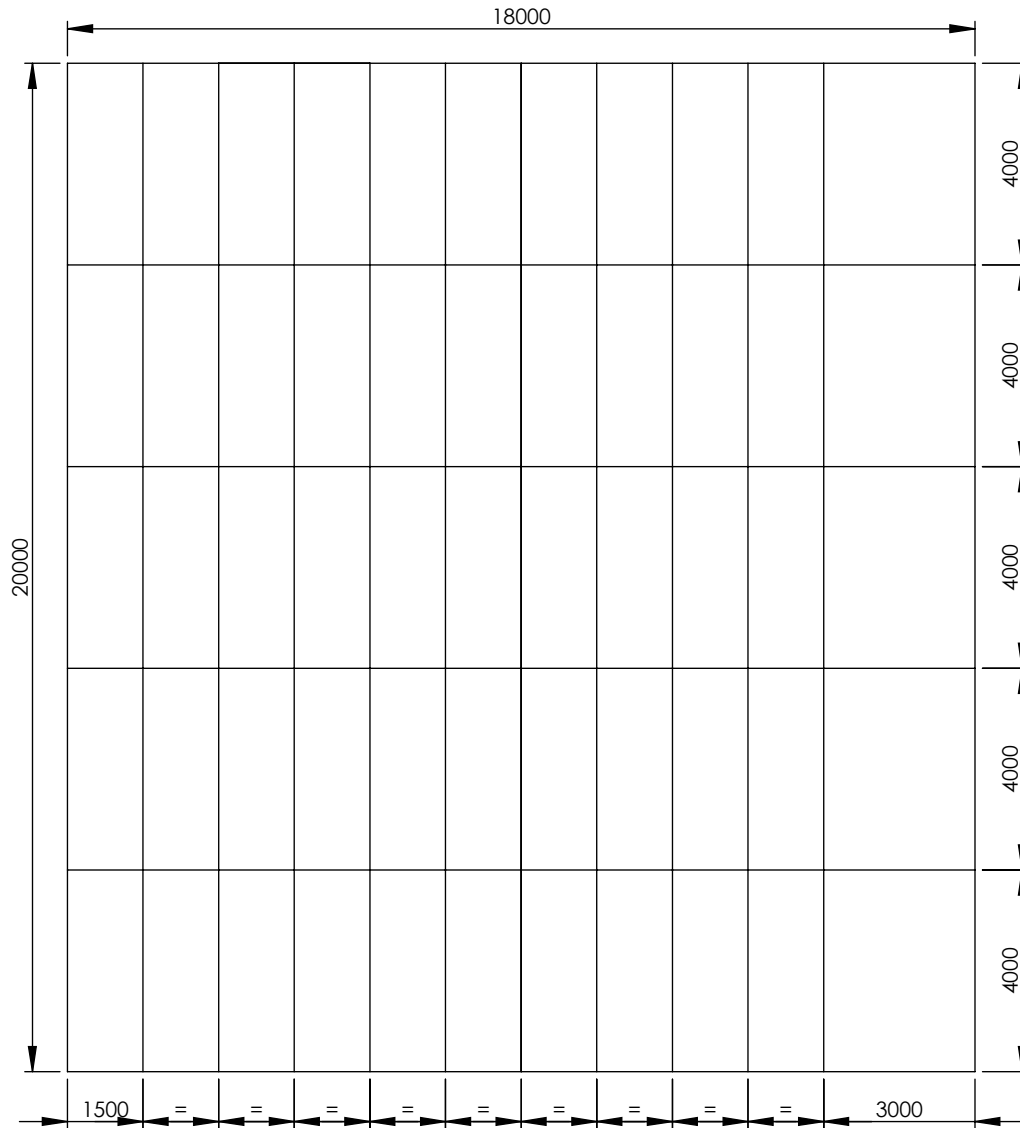
G

G



F

F



E

E

D

D

C

C

B

B

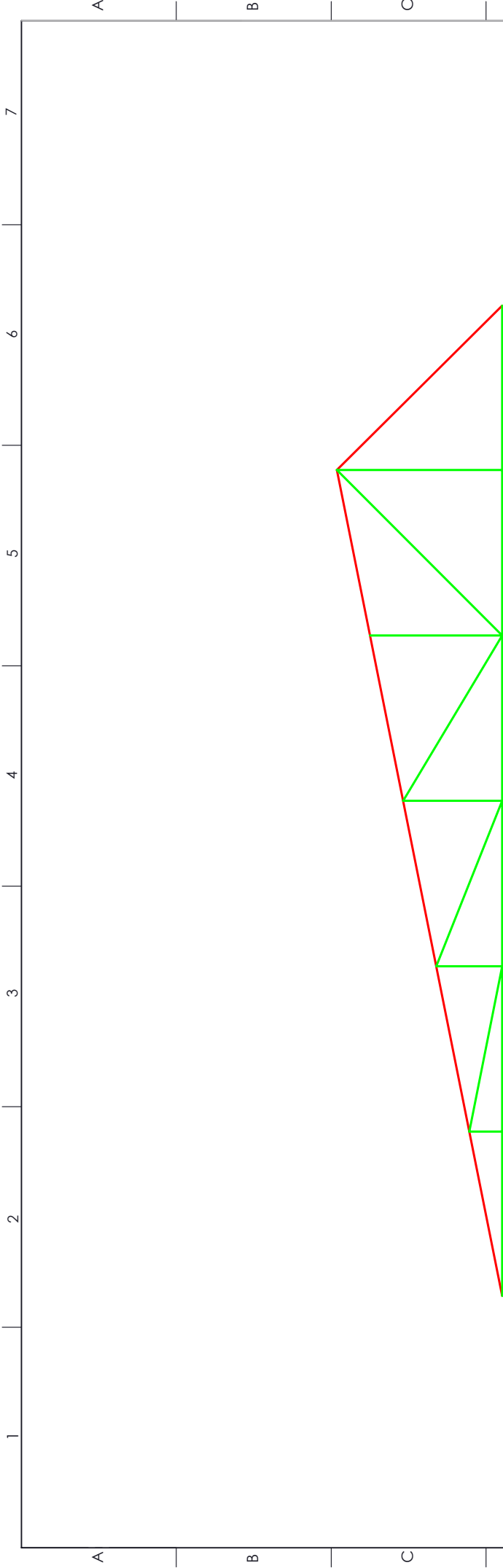
A

A

Unidad:mm	Nombre	Fecha	Proyecto:
Diseñado	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor: Fundación Espurna
Revisado	Tomás Gómez	22/01/2020	Plano: Esquema para la interpretación de la estructura complementaria. Geometría

<p>A4</p> <p>Escala</p> <p>1:150</p>	 <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>	 <p>Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño</p>	Hoja
			3

7 6 5 4 3 2 1


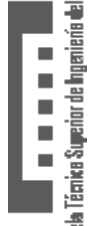


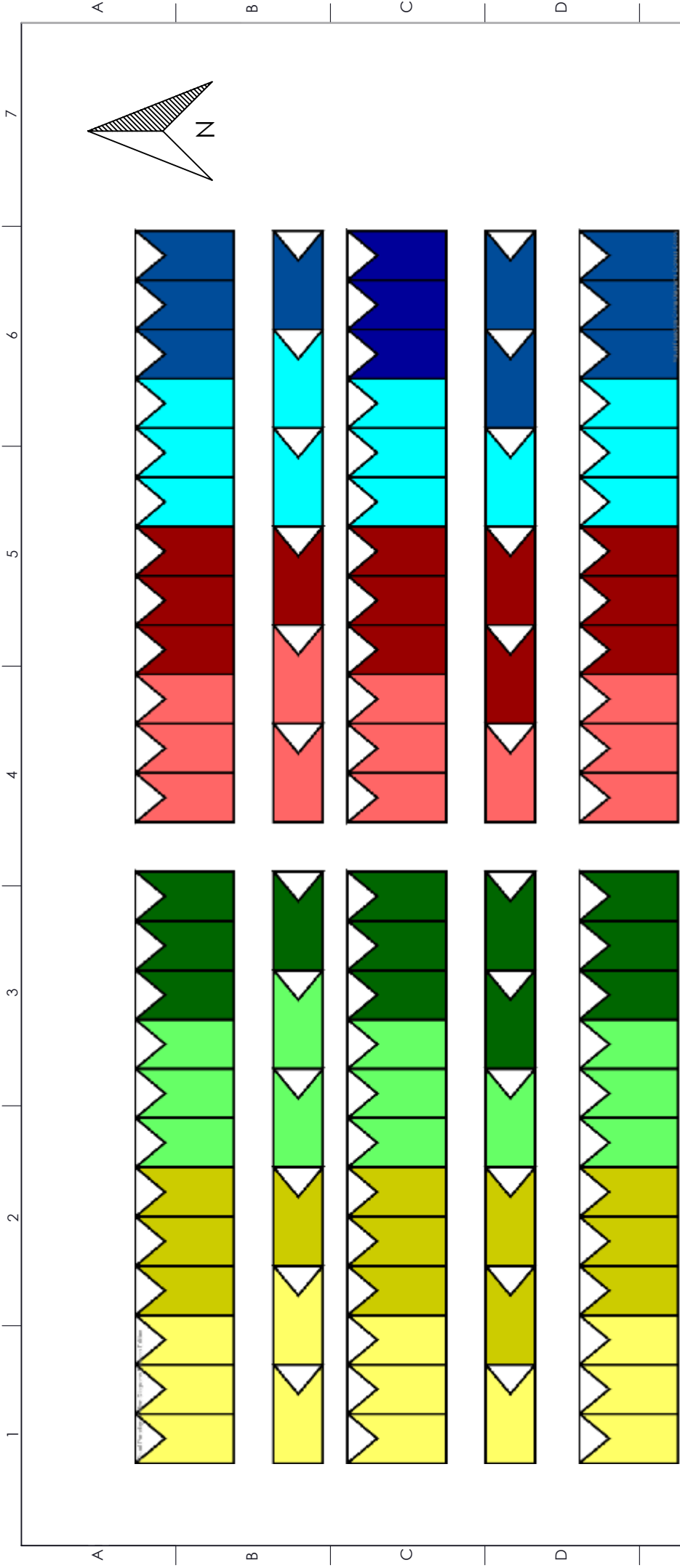
El color de cada arista marca la sección que tiene asignada

Rojo UPN 80



Verde 70 x 70 x3

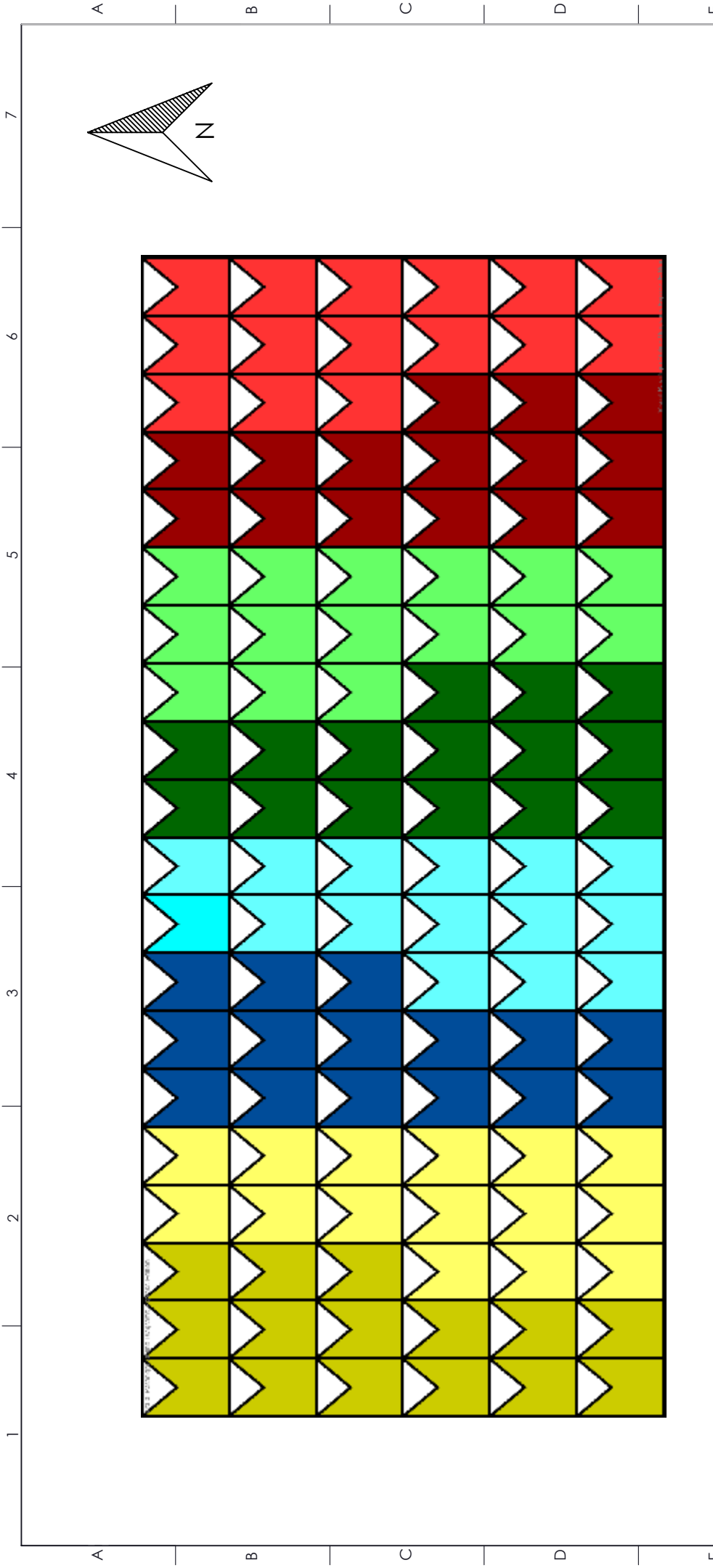
A las correas que discurren perpendiculares al plano les corresponde una sección rectangular hueca 100 x 60 x 3, estando estas apoyadas sobre el canto menor.

Diseñado	Nombre	Fecha	Proyecto:
Javier Sempere	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor:
Tomás Gómez	Tomás Gómez	22/01/2020	Fundación Espurna
Revisado	Plano: Esquema para la interpretación de la estructura complementaria. Secciones.		
A4	 		
Escala	Hoja 4		



Placas	Entrada MPP/CC
Amarillo claro	MPP 1/ CC 1
Amarillo oscuro	MPP 1/ CC 2
Verde claro	MPP 2/ CC 1
Verde oscuro	MPP 2/ CC 2
Rojo claro	MPP 3/ CC 1
Rojo oscuro	MPP 3/ CC 2
Azul claro	MPP 4/ CC 1
AZUL OSCURO	MPP 4/ CC 2

Diseñado	Nombre	Fecha	Proyecto:
Javier Sempere	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor: Fundación Espurna
Revisado	Tomás Gómez	22/01/2020	Plano: Distribución de cadenas y entradas CC. Instalación #1.
A4 Escala			 Hoja 5



Placas	Entrada MPP/CC
Amarillo claro	MPP 1/ CC 1
Amarillo oscuro	MPP 1/ CC 2
Verde claro	MPP 2/ CC 1
Verde oscuro	MPP 2/ CC 2
Rojo claro	MPP 3/ CC 1
Rojo oscuro	MPP 3/ CC 2
Azul claro	MPP 4/ CC 1
AZUL OSCURO	MPP 4/ CC 2

Diseñado	Nombre	Fecha	Proyecto:
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Revisado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor:
	Tomás Gómez	22/01/2020	Fundación Espurna
	Plano: Distribución de cadenas y entradas CC. Instalación #2.		

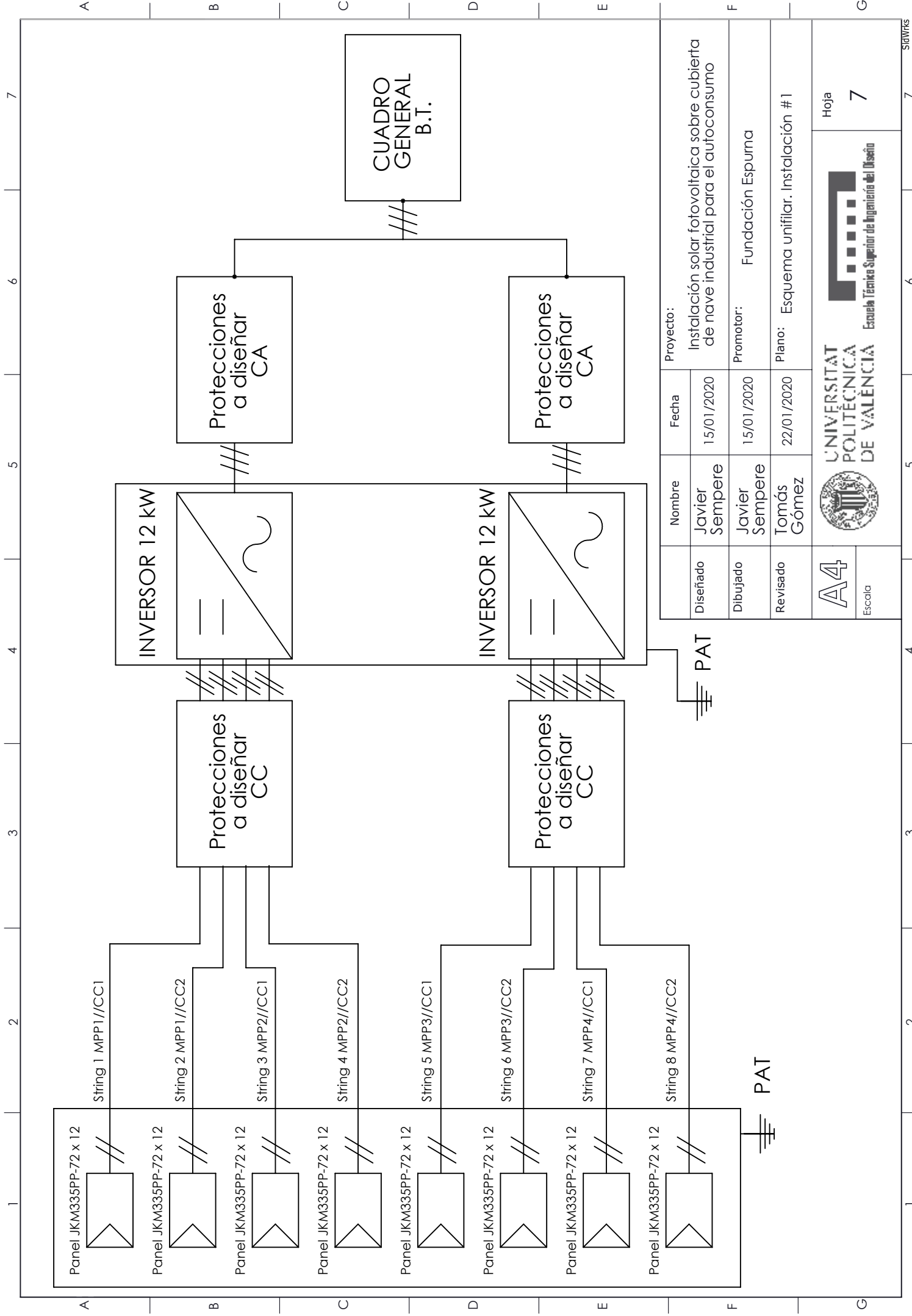


UNIVERSITAT
POLITECNICA
DE VALENCIA

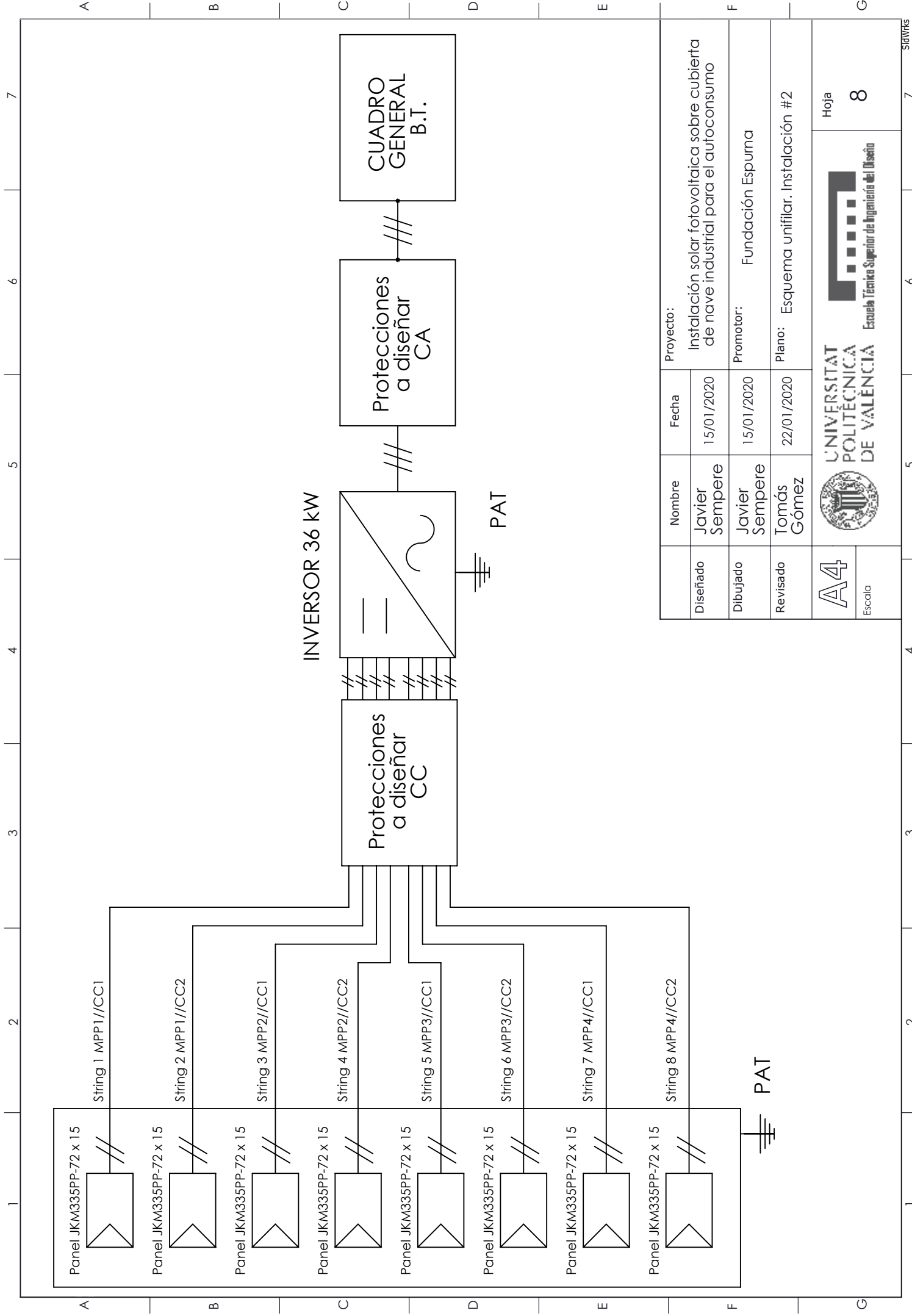


Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Hoja
6



Nombre		Fecha	Proyecto:
Diseñado	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor: Fundación Espurna
Revisado	Tomás Gómez	22/01/2020	Plano: Esquema unifilar. Instalación #1
A4		Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	
Escala		Hoja 7	



Nombre		Fecha	Proyecto:
Diseñado	Javier Sempere	15/01/2020	Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el autoconsumo
Dibujado	Javier Sempere	15/01/2020	Promotor: Fundación Espurna
Revisado	Tomás Gómez	22/01/2020	Plano: Esquema unifilar. Instalación #2
A4		Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	
Escala		UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
		Hoja 8	

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Trabajo Fin de Grado

**Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el
autoconsumo**

III. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

A mathematical truth is neither simple nor complicated in itself, it is.

Émile Lemoine

Resumen: En este documento contiene los cálculos que realizados para obtener ciertos resultados expresados en otros documentos del TFG.

1.- Presupuesto

Aquí se explican cómo se han obtenido distintos valores introducidos en los presupuestos.

1. Estructura complementaria

Para la estimación del coste de la estructura se han empleado dos métodos distintos. Tras haber definido las características de la estructura en cuestión, el generador de precios CYPE, ofrece dos caminos. El primer método consiste en introducir el peso de la estructura y el segundo necesitará de la superficie que ocupa la estructura, introduciendo además el rendimiento de dicha estructura (kg/m^2).

	Sección	Cantidad	Metros	kg/m	suma (kg)	
Montantes	70x70x3	6	9	6,38	344,52	
Diagonales	70x70x3	6	14,03	6,38	537,0684	
Correas	100x60x3	12	20	7,28	1747,2	
Cordón inferior	70x70x3	6	18	6,38	689,04	
Cordón superior	UPN80	6	19,537	8,65	1013,97	
					Total (kg)	4331,799
					m^2	360
					Rendimiento (kg/m^2)	12,03277

Tabla 18: Cálculos para obtener el peso y el rendimiento de la estructura

Método	Unidad	Precio unitario (€)	Cantidad	Total (€)
Por peso	kg	2,81	4331,8	12172,35
Por superficie	m^2	48,36	360	17409,6

Tabla 19: Estimaciones del precio de la estructura.

Tras consultar estos resultados con el profesor Dr. Pedro E. Martín se estableció un precio aproximado de 14000 €. Este valor ya incluye materiales y mano de obra. De manera complementaria será necesaria una máquina elevadora de tijeras, este valor se obtendrá de simular el alquiler de una máquina de este tipo en Rentaire.

2.- Estructura

A continuación, se resumen los cálculos empleados para convertir las presiones aplicadas sobre los módulos a las cargas lineales que se tienen que aplicar sobre las correas de la estructura.

- Peso propio

El peso de los paneles y los herrajes se establece en 350 N por panel. Como cada panel ocupa un metro de ancho y está apoyado sobre dos correas se puede establecer en una carga lineal de 0,175 kN/m.

- Nieve

El cálculo para la carga de nieve se ha hecho acorde al CTE. Se establece el valor de $S_k = 0,2$ kN/m². De esta la carga lineal sobre la correa por nieve queda de la siguiente manera:

$$q_{n\text{-correa}} = \frac{S_k * \text{Superficie panel en planta}}{n^\circ \text{ de correas por panel}} = \frac{0,2 * 2 * 0,86}{2} = 0,172 \text{ kN/m}$$

Ecuación 3: Ecuación para el cálculo de la carga lineal por nieve.

- Viento presión y succión

Para el cálculo se utilizará el valor de presión del viento de 1kN/m², por lo que no se seguirán los pasos marcados por el CTE.

$$q_{n\text{-viento}} = \frac{\text{Presión del viento} * \text{Superficie panel}}{n^\circ \text{ de correas por panel}} = \frac{1 * 2}{2} = 1 \text{ kN/m}$$

Ecuación 4: Para el cálculo de la carga lineal por viento.

3.- Análisis económico

Las siguientes tablas contienen los cálculos para obtener el TIR y el Payback de las distintas instalaciones bajo las distintas hipótesis planteadas.

Precio tarifa (€)	0,09	Precio compensación (€)	0	Gastos mantenimiento (€/kWp)	35	Gastos mantenimiento imprevistos (€)	100	Actualización IPC + actualización tarifa eléctrica (%)	3%		TIR	4,76%
Producción de energía anual (kWh)	28560,00	Producción a excedentes anual (kWh)	17840	Potencia instalación (kWp)	32,16	Coste instalación	28905,7	Perdidas rendimiento (%)	0,8%			
Año	Pérdidas del sistema (%)	Producción de energía (kWh)	Tarifa actualizada (€)	Producción de energía (kWh)	Precio compensación (€)	Ahorro (€)	Inversión (€)	Mantenimiento (€)	Reparaciones (€)	Gastos totales (€)	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado
0	0,0%	0	0,09	0	0	0,00	-28905,7	0	0	-28905,7	-28905,70	-28905,70
1	0,0%	28560	0,0927	17840	0	2647,51	0	-1125,6	-100	-1225,6	1421,91	-27483,79
2	0,8%	28331,52	0,0955	17838,57	0	2705,12	0	-1159,368	-101,05	-1260,418	1444,70	-26039,08
3	1,6%	28103,04	0,0983	17837,15	0	2763,81	0	-1160,418	-102,1	-1262,518	1501,29	-24537,80
4	2,4%	27874,56	0,1013	17835,72	0	2823,58	0	-1161,468	-103,15	-1264,618	1558,96	-22978,84
5	3,2%	27646,08	0,1043	17834,29	0	2884,44	0	-1162,518	-104,2	-1266,718	1617,73	-21361,11
6	4,0%	27417,6	0,1075	17832,86	0	2946,22	0	-1163,568	-105,25	-1268,818	1677,61	-19683,51
7	4,8%	27189,12	0,1107	17831,44	0	3009,53	0	-1164,618	-106,3	-1270,918	1738,61	-17944,90
8	5,6%	26960,64	0,1140	17830,01	0	3073,76	0	-1165,668	-107,35	-1273,018	1800,75	-16144,15
9	6,4%	26732,16	0,1174	17828,58	0	3139,15	0	-1166,718	-108,4	-1275,118	1864,03	-14280,12
10	7,2%	26503,68	0,1210	17827,16	0	3205,69	0	-1167,768	-109,45	-1277,218	1928,47	-12351,66
11	8,0%	26275,2	0,1246	17825,73	0	3273,39	0	-1168,818	-110,5	-1279,318	1994,07	-10357,58
12	8,8%	26046,72	0,1283	17824,30	0	3342,28	0	-1169,868	-111,55	-1281,418	2060,86	-8296,72
13	9,6%	25818,24	0,1322	17822,87	0	3412,35	0	-1170,918	-112,6	-1283,518	2128,83	-6167,90
14	10,4%	25589,76	0,1361	17821,45	0	3483,61	0	-1171,968	-113,65	-1285,618	2197,99	-3969,90
15	11,2%	25361,28	0,1402	17820,02	0	3556,08	0	-1173,018	-114,7	-1287,718	2268,37	-1701,53
16	12,0%	25132,8	0,1444	17818,59	0	3629,77	0	-1174,068	-115,75	-1289,818	2339,95	638,42
17	12,8%	24904,32	0,1488	17817,16	0	3704,67	0	-1175,118	-116,8	-1291,918	2412,76	3051,17
18	13,6%	24675,84	0,1532	17815,74	0	3780,81	0	-1176,168	-117,85	-1294,018	2486,79	5537,96
19	14,4%	24447,36	0,1578	17814,31	0	3858,17	0	-1177,218	-118,9	-1296,118	2562,06	8100,02
20	15,2%	24218,88	0,1626	17812,88	0	3936,78	0	-1178,268	-119,95	-1298,218	2638,56	10738,58
21	16,0%	23990,4	0,1674	17811,46	0	4016,63	0	-1179,318	-121	-1300,318	2716,31	13454,89
22	16,8%	23761,92	0,1724	17810,03	0	4097,73	0	-1180,368	-122,05	-1302,418	2795,31	16250,20
23	17,6%	23533,44	0,1776	17808,60	0	4180,08	0	-1181,418	-123,1	-1304,518	2875,56	19125,75
24	18,4%	23304,96	0,1830	17807,17	0	4263,68	0	-1182,468	-124,15	-1306,618	2957,06	22082,81
25	19,2%	23076,48	0,1884	17805,75	0	4348,53	0	-1183,518	-125,2	-1308,718	3039,81	25122,63

Tabla 20: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Sin compensación".

Precio tarifa (€)	0,09	Precio compensación (€)	0,04	Gastos mantenimiento (€/kWp)	35	Gastos mantenimiento imprevistos (€)	100	Actualización IPC + actualización tarifa eléctrica (%)	3%		TIR	7,66%
Producción de energía anual (kWh)	28560,00	Producción a excedentes anual (kWh)	17840	Potencia instalación (kWp)	32,16	Coste instalación	28905,7	Perdidas rendimiento (%)	0,8%			
Año	Pérdidas del sistema (%)	Producción de energía (kWh)	Tarifa actualizada (€)	Producción de energía (kWh)	Precio compensación (€)	Ahorro (€)	Inversión (€)	Mantenimiento (€)	Reparaciones (€)	Gastos totales (€)	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado
0	0,0%	0	0,09	0	0,04	0,00	-28905,7	0	0	-28905,7	-28905,70	-28905,70
1	0,0%	28560	0,0927	17840	0,04	3361,11	0	-1125,6	-100	-1225,6	2135,51	-26770,19
2	0,8%	28331,52	0,0955	17838,57	0,04	3418,66	0	-1159,368	-101,05	-1260,418	2158,25	-24611,94
3	1,6%	28103,04	0,0983	17837,15	0,04	3477,29	0	-1160,418	-102,1	-1262,518	2214,77	-22397,17
4	2,4%	27874,56	0,1013	17835,72	0,04	3537,00	0	-1161,468	-103,15	-1264,618	2272,39	-20124,78
5	3,2%	27646,08	0,1043	17834,29	0,04	3597,82	0	-1162,518	-104,2	-1266,718	2331,10	-17793,68
6	4,0%	27417,6	0,1075	17832,86	0,04	3659,74	0	-1163,568	-105,25	-1268,818	2390,92	-15402,76
7	4,8%	27189,12	0,1107	17831,44	0,04	3722,78	0	-1164,618	-106,3	-1270,918	2451,87	-12950,90
8	5,6%	26960,64	0,1140	17830,01	0,04	3786,96	0	-1165,668	-107,35	-1273,018	2513,95	-10436,95
9	6,4%	26732,16	0,1174	17828,58	0,04	3852,29	0	-1166,718	-108,4	-1275,118	2577,17	-7859,78
10	7,2%	26503,68	0,1210	17827,16	0,04	3918,77	0	-1167,768	-109,45	-1277,218	2641,55	-5218,22
11	8,0%	26275,2	0,1246	17825,73	0,04	3986,42	0	-1168,818	-110,5	-1279,318	2707,10	-2511,12
12	8,8%	26046,72	0,1283	17824,30	0,04	4055,25	0	-1169,868	-111,55	-1281,418	2773,83	262,71
13	9,6%	25818,24	0,1322	17822,87	0,04	4125,26	0	-1170,918	-112,6	-1283,518	2841,74	3104,45
14	10,4%	25589,76	0,1361	17821,45	0,04	4196,47	0	-1171,968	-113,65	-1285,618	2910,85	6015,30
15	11,2%	25361,28	0,1402	17820,02	0,04	4268,89	0	-1173,018	-114,7	-1287,718	2981,17	8996,47
16	12,0%	25132,8	0,1444	17818,59	0,04	4342,51	0	-1174,068	-115,75	-1289,818	3052,69	12049,17
17	12,8%	24904,32	0,1488	17817,16	0,04	4417,36	0	-1175,118	-116,8	-1291,918	3125,44	15174,61
18	13,6%	24675,84	0,1532	17815,74	0,04	4493,44	0	-1176,168	-117,85	-1294,018	3199,42	18374,03
19	14,4%	24447,36	0,1578	17814,31	0,04	4570,75	0	-1177,218	-118,9	-1296,118	3274,63	21648,65
20	15,2%	24218,88	0,1626	17812,88	0,04	4649,29	0	-1178,268	-119,95	-1298,218	3351,08	24999,73
21	16,0%	23990,4	0,1674	17811,46	0,04	4729,09	0	-1179,318	-121	-1300,318	3428,77	28428,50
22	16,8%	23761,92	0,1724	17810,03	0,04	4810,13	0	-1180,368	-122,05	-1302,418	3507,71	31936,21
23	17,6%	23533,44	0,1776	17808,60	0,04	4892,42	0	-1181,418	-123,1	-1304,518	3587,90	35524,11
24	18,4%	23304,96	0,1830	17807,17	0,04	4975,96	0	-1182,468	-124,15	-1306,618	3669,35	39193,46
25	19,2%	23076,48	0,1884	17805,75	0,04	5060,76	0	-1183,518	-125,2	-1308,718	3752,04	42945,50

Tabla 21: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Compensación".

Precio tarifa (€)	0,09	Precio compensación (€)	0,04	Gastos mantenimiento (€/kWp)	35	Gastos mantenimiento imprevistos (€)	100	Actualización IPC + actualización tarifa eléctrica (%)	3%				
Producción de energía anual (kWh)	46400,00	Producción a excedentes anual (kWh)	0	Potencia instalación (kWp)	32,16	Coste instalación	28905,7	Perdidas rendimiento (%)	0,8%			TIR	12,17%
Año	Pérdidas del sistema(%)	Producción de energía (kWh)	Tarifa actualizada(€)	Producción de energía (kWh)	Precio compensación (€)	Ahorro (€)	Inversión (€)	Mantenimiento (€)	Reparaciones (€)	Gastos totales (€)	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado	
0	0,0%	0	0,09	0	0,04	0,00	-28905,7	0	0	-28905,7	-28905,70	-28905,70	
1	0,0%	46400	0,0927	0	0,04	4301,28	0	-1125,6	-100	-1225,6	3075,68	-25830,02	
2	0,8%	46028,8	0,0955	0,00	0,04	4394,88	0	-1159,368	-101,05	-1260,418	3134,46	-22695,56	
3	1,6%	45657,6	0,0983	0,00	0,04	4490,22	0	-1160,418	-102,1	-1262,518	3227,70	-19467,86	
4	2,4%	45286,4	0,1013	0,00	0,04	4587,32	0	-1161,468	-103,15	-1264,618	3322,70	-16145,16	
5	3,2%	44915,2	0,1043	0,00	0,04	4686,21	0	-1162,518	-104,2	-1266,718	3419,49	-12725,67	
6	4,0%	44544	0,1075	0,00	0,04	4786,91	0	-1163,568	-105,25	-1268,818	3518,09	-9207,58	
7	4,8%	44172,8	0,1107	0,00	0,04	4889,43	0	-1164,618	-106,3	-1270,918	3618,51	-5589,07	
8	5,6%	43801,6	0,1140	0,00	0,04	4993,79	0	-1165,668	-107,35	-1273,018	3720,77	-1868,29	
9	6,4%	43430,4	0,1174	0,00	0,04	5100,01	0	-1166,718	-108,4	-1275,118	3824,90	1956,60	
10	7,2%	43059,2	0,1210	0,00	0,04	5208,12	0	-1167,768	-109,45	-1277,218	3930,90	5887,50	
11	8,0%	42688	0,1246	0,00	0,04	5318,12	0	-1168,818	-110,5	-1279,318	4038,80	9926,30	
12	8,8%	42316,8	0,1283	0,00	0,04	5430,03	0	-1169,868	-111,55	-1281,418	4148,61	14074,91	
13	9,6%	41945,6	0,1322	0,00	0,04	5543,87	0	-1170,918	-112,6	-1283,518	4260,35	18335,26	
14	10,4%	41574,4	0,1361	0,00	0,04	5659,65	0	-1171,968	-113,65	-1285,618	4374,03	22709,29	
15	11,2%	41203,2	0,1402	0,00	0,04	5777,39	0	-1173,018	-114,7	-1287,718	4489,67	27198,96	
16	12,0%	40832	0,1444	0,00	0,04	5897,10	0	-1174,068	-115,75	-1289,818	4607,29	31806,25	
17	12,8%	40460,8	0,1488	0,00	0,04	6018,80	0	-1175,118	-116,8	-1291,918	4726,88	36533,13	
18	13,6%	40089,6	0,1532	0,00	0,04	6142,49	0	-1176,168	-117,85	-1294,018	4848,47	41381,60	
19	14,4%	39718,4	0,1578	0,00	0,04	6268,18	0	-1177,218	-118,9	-1296,118	4972,06	46353,66	
20	15,2%	39347,2	0,1626	0,00	0,04	6395,89	0	-1178,268	-119,95	-1298,218	5097,67	51451,33	
21	16,0%	38976	0,1674	0,00	0,04	6525,62	0	-1179,318	-121	-1300,318	5225,30	56676,63	
22	16,8%	38604,8	0,1724	0,00	0,04	6657,37	0	-1180,368	-122,05	-1302,418	5354,95	62031,58	
23	17,6%	38233,6	0,1776	0,00	0,04	6791,16	0	-1181,418	-123,1	-1304,518	5486,64	67518,22	
24	18,4%	37862,4	0,1830	0,00	0,04	6926,98	0	-1182,468	-124,15	-1306,618	5620,36	73138,59	
25	19,2%	37491,2	0,1884	0,00	0,04	7064,84	0	-1183,518	-125,2	-1308,718	5756,12	78894,71	

Tabla 22: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Autoconsumo total".

Precio tarifa (€)	0,09	Precio compensación (€)	0	Gastos mantenimiento (€/kWp)	35	Gastos mantenimiento imprevistos (€)	100	Actualización IPC + actualización tarifa eléctrica (%)	3%				
Producción de energía anual (kWh)	33700,00	Producción a excedentes anual (kWh)	28900	Potencia instalación (kWp)	40,20	Coste instalación	51402,29	Perdidas rendimiento (%)	0,8%			TIR	1,35%
Año	Pérdidas del sistema(%)	Producción de energía (kWh)	Tarifa actualizada(€)	Producción de energía (kWh)	Precio compensación (€)	Ahorro (€)	Inversión (€)	Mantenimiento (€)	Reparaciones (€)	Gastos totales (€)	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado	
0	0,0%	0	0,09	0	0	0,00	-51402,29	0	0	-51402,29	-51402,29	-51402,29	
1	0,0%	33700	0,0927	28900	0	3123,99	0	-1407	-100	-1507	1616,99	-49785,30	
2	0,8%	33430,4	0,0955	28897,69	0	3191,97	0	-1449,21	-101,05	-1550,26	1641,71	-48143,59	
3	1,6%	33160,8	0,0983	28895,38	0	3261,21	0	-1450,26	-102,1	-1552,36	1708,85	-46434,74	
4	2,4%	32891,2	0,1013	28893,06	0	3331,74	0	-1451,31	-103,15	-1554,46	1777,28	-44657,46	
5	3,2%	32621,6	0,1043	28890,75	0	3403,56	0	-1452,36	-104,2	-1556,56	1847,00	-42810,45	
6	4,0%	32352	0,1075	28888,44	0	3476,70	0	-1453,41	-105,25	-1558,66	1918,04	-40992,42	
7	4,8%	32082,4	0,1107	28886,13	0	3551,16	0	-1454,46	-106,3	-1560,76	1990,40	-38902,02	
8	5,6%	31812,8	0,1140	28883,82	0	3626,96	0	-1455,51	-107,35	-1562,86	2064,10	-36837,92	
9	6,4%	31543,2	0,1174	28881,50	0	3704,10	0	-1456,56	-108,4	-1564,96	2139,14	-34698,78	
10	7,2%	31273,6	0,1210	28879,19	0	3782,62	0	-1457,61	-109,45	-1567,06	2215,56	-32483,22	
11	8,0%	31004	0,1246	28876,88	0	3862,51	0	-1458,66	-110,5	-1569,16	2293,35	-30189,87	
12	8,8%	30734,4	0,1283	28874,57	0	3943,79	0	-1459,71	-111,55	-1571,26	2372,53	-27817,34	
13	9,6%	30464,8	0,1322	28872,26	0	4026,47	0	-1460,76	-112,6	-1573,36	2453,11	-25364,22	
14	10,4%	30195,2	0,1361	28869,94	0	4110,57	0	-1461,81	-113,65	-1575,46	2535,11	-22829,12	
15	11,2%	29925,6	0,1402	28867,63	0	4196,08	0	-1462,86	-114,7	-1577,56	2618,52	-20210,60	
16	12,0%	29656	0,1444	28865,32	0	4283,03	0	-1463,91	-115,75	-1579,66	2703,37	-17507,23	
17	12,8%	29386,4	0,1488	28863,01	0	4371,41	0	-1464,96	-116,8	-1581,76	2789,65	-14717,58	
18	13,6%	29116,8	0,1532	28860,70	0	4461,25	0	-1466,01	-117,85	-1583,86	2877,39	-11840,20	
19	14,4%	28847,2	0,1578	28858,38	0	4552,54	0	-1467,06	-118,9	-1585,96	2966,58	-8873,62	
20	15,2%	28577,6	0,1626	28856,07	0	4645,29	0	-1468,11	-119,95	-1588,06	3057,23	-5816,39	
21	16,0%	28308	0,1674	28853,76	0	4739,51	0	-1469,16	-121	-1590,16	3149,35	-2667,04	
22	16,8%	28038,4	0,1724	28851,45	0	4835,20	0	-1470,21	-122,05	-1592,26	3242,94	575,90	
23	17,6%	27768,8	0,1776	28849,14	0	4932,37	0	-1471,26	-123,1	-1594,36	3338,01	3913,91	
24	18,4%	27499,2	0,1830	28846,82	0	5031,02	0	-1472,31	-124,15	-1596,46	3434,56	7348,47	
25	19,2%	27229,6	0,1884	28844,51	0	5131,15	0	-1473,36	-125,2	-1598,56	3532,59	10881,06	

Tabla 23: Cálculos para la instalación #2, bajo la hipótesis "Sin compensación".

Precio tarifa (€)	0,09	Precio compensación (€)	0,04	Gastos mantenimiento (€/kWp)	35	Gastos mantenimiento imprevistos (€)	100	Actualización IPC + actualización tarifa eléctrica (%)	3%				
Producción de energía anual (kWh)	33700,00	Producción a excedentes anual (kWh)	28900	Potencia instalación (kWp)	40,20	Coste instalación	51402,29	Perdidas rendimiento (%)	0,8%			TIR	4,50%
Año	Pérdidas del sistema(%)	Producción de energía (kWh)	Tarifa actualizada(€)	Producción de energía (kWh)	Precio compensación (€)	Ahorro (€)	Inversión (€)	Mantenimiento (€)	Reparaciones (€)	Gastos totales (€)	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado	
0	0,0%	0	0,09	0	0,04	0,00	-51402,29	0	0	-51402,29	-51402,29	-51402,29	
1	0,0%	33700	0,0927	28900	0,04	4279,99	0	-1407	-100	-1507	2772,99	-48629,30	
2	0,8%	33430,4	0,0955	28897,69	0,04	4347,88	0	-1449,21	-101,05	-1550,26	2797,62	-45831,68	
3	1,6%	33160,8	0,0983	28895,38	0,04	4417,03	0	-1450,26	-102,1	-1552,36	2864,67	-42967,02	
4	2,4%	32891,2	0,1013	28893,06	0,04	4487,46	0	-1451,31	-103,15	-1554,46	2933,00	-40034,01	
5	3,2%	32621,6	0,1043	28890,75	0,04	4559,19	0	-1452,36	-104,2	-1556,56	3002,63	-37031,38	
6	4,0%	32352	0,1075	28888,44	0,04	4632,24	0	-1453,41	-105,25	-1558,66	3073,58	-33957,80	
7	4,8%	32082,4	0,1107	28886,13	0,04	4706,60	0	-1454,46	-106,3	-1560,76	3145,84	-30811,96	
8	5,6%	31812,8	0,1140	28883,82	0,04	4782,31	0	-1455,51	-107,35	-1562,86	3219,45	-27592,51	
9	6,4%	31543,2	0,1174	28881,50	0,04	4859,37	0	-1456,56	-108,4	-1564,96	3294,41	-24298,11	
10	7,2%	31273,6	0,1210	28879,19	0,04	4937,79	0	-1457,61	-109,45	-1567,06	3370,73	-20927,38	
11	8,0%	31004	0,1246	28876,88	0,04	5017,59	0	-1458,66	-110,5	-1569,16	3448,43	-17478,96	
12	8,8%	30734,4	0,1283	28874,57	0,04	5098,77	0	-1459,71	-111,55	-1571,26	3527,51	-13951,44	
13	9,6%	30464,8	0,1322	28872,26	0,04	5181,36	0	-1460,76	-112,6	-1573,36	3608,00	-10343,44	
14	10,4%	30195,2	0,1361	28869,94	0,04	5265,36	0	-1461,81	-113,65	-1575,46	3689,90	-6653,53	
15	11,2%	29925,6	0,1402	28867,63	0,04	5350,79	0	-1462,86	-114,7	-1577,56	3773,23	-2880,31	
16	12,0%	29656	0,1444	28865,32	0,04	5437,64	0	-1463,91	-115,75	-1579,66	3857,98	977,67	
17	12,8%	29386,4	0,1488	28863,01	0,04	5525,93	0	-1464,96	-116,8	-1581,76	3944,17	4921,84	
18	13,6%	29116,8	0,1532	28860,70	0,04	5615,67	0	-1466,01	-117,85	-1583,86	4031,81	8953,65	
19	14,4%	28847,2	0,1578	28858,38	0,04	5706,87	0	-1467,06	-118,9	-1585,96	4120,91	13074,57	
20	15,2%	28577,6	0,1626	28856,07	0,04	5799,53	0	-1468,11	-119,95	-1588,06	4211,47	17286,04	
21	16,0%	28308	0,1674	28853,76	0,04	5893,66	0	-1469,16	-121	-1590,16	4303,50	21589,54	
22	16,8%	28038,4	0,1724	28851,45	0,04	5989,26	0	-1470,21	-122,05	-1592,26	4397,00	25986,54	
23	17,6%	27768,8	0,1776	28849,14	0,04	6086,34	0	-1471,26	-123,1	-1594,36	4491,98	30478,52	
24	18,4%	27499,2	0,1830	28846,82	0,04	6184,89	0	-1472,31	-124,15	-1596,46	4588,43	35066,95	
25	19,2%	27229,6	0,1884	28844,51	0,04	6284,93	0	-1473,36	-125,2	-1598,56	4686,37	39753,32	

Tabla 24: Cálculos para la instalación #2, bajo la hipótesis "Compensación".

Precio tarifa (€)	0,09	Precio compensación (€)	0	Gastos mantenimiento (€/kWp)	35	Gastos mantenimiento imprevistos (€)	100	Actualización IPC + actualización tarifa eléctrica (%)	3%				
Producción de energía anual (kWh)	62600,00	Producción a excedentes anual (kWh)	28900	Potencia instalación (kWp)	40,20	Coste instalación	51402,29	Perdidas rendimiento (%)	0,8%			TIR	9,24%
Año	Pérdidas del sistema(%)	Producción de energía (kWh)	Tarifa actualizada(€)	Producción de energía (kWh)	Precio compensación (€)	Ahorro (€)	Inversión (€)	Mantenimiento (€)	Reparaciones (€)	Gastos totales (€)	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado	
0	0,0%	0	0,09	0	0	0,00	-51402,29	0	0	-51402,29	-51402,29	-51402,29	
1	0,0%	62600	0,0927	28900	0	5803,02	0	-1407	-100	-1507	4296,02	-47106,27	
2	0,8%	62099,2	0,0955	28897,69	0	5929,29	0	-1449,21	-101,05	-1550,26	4379,03	-42727,24	
3	1,6%	61598,4	0,0983	28895,38	0	6057,92	0	-1450,26	-102,1	-1552,36	4505,56	-38221,68	
4	2,4%	61097,6	0,1013	28893,06	0	6188,93	0	-1451,31	-103,15	-1554,46	4634,47	-33587,21	
5	3,2%	60596,8	0,1043	28890,75	0	6322,35	0	-1452,36	-104,2	-1556,56	4765,79	-28821,42	
6	4,0%	60096	0,1075	28888,44	0	6458,20	0	-1453,41	-105,25	-1558,66	4899,54	-23921,88	
7	4,8%	59595,2	0,1107	28886,13	0	6596,51	0	-1454,46	-106,3	-1560,76	5035,75	-18886,13	
8	5,6%	59094,4	0,1140	28883,82	0	6737,31	0	-1455,51	-107,35	-1562,86	5174,45	-13711,68	
9	6,4%	58593,6	0,1174	28881,50	0	6880,62	0	-1456,56	-108,4	-1564,96	5315,66	-8396,01	
10	7,2%	58092,8	0,1210	28879,19	0	7026,47	0	-1457,61	-109,45	-1567,06	5459,41	-2936,61	
11	8,0%	57592	0,1246	28876,88	0	7174,87	0	-1458,66	-110,5	-1569,16	5605,71	2669,11	
12	8,8%	57091,2	0,1283	28874,57	0	7325,86	0	-1459,71	-111,55	-1571,26	5754,60	8423,70	
13	9,6%	56590,4	0,1322	28872,26	0	7479,44	0	-1460,76	-112,6	-1573,36	5906,08	14329,78	
14	10,4%	56089,6	0,1361	28869,94	0	7635,65	0	-1461,81	-113,65	-1575,46	6060,19	20389,97	
15	11,2%	55588,8	0,1402	28867,63	0	7794,50	0	-1462,86	-114,7	-1577,56	6216,94	26606,91	
16	12,0%	55088	0,1444	28865,32	0	7956,01	0	-1463,91	-115,75	-1579,66	6376,35	32983,26	
17	12,8%	54587,2	0,1488	28863,01	0	8120,19	0	-1464,96	-116,8	-1581,76	6538,43	39521,69	
18	13,6%	54086,4	0,1532	28860,70	0	8287,06	0	-1466,01	-117,85	-1583,86	6703,20	46224,89	
19	14,4%	53585,6	0,1578	28858,38	0	8456,64	0	-1467,06	-118,9	-1585,96	6870,68	53095,57	
20	15,2%	53084,8	0,1626	28856,07	0	8628,93	0	-1468,11	-119,95	-1588,06	7040,87	60136,45	
21	16,0%	52584	0,1674	28853,76	0	8803,96	0	-1469,16	-121	-1590,16	7213,80	67350,24	
22	16,8%	52083,2	0,1724	28851,45	0	8981,71	0	-1470,21	-122,05	-1592,26	7389,45	74739,69	
23	17,6%	51582,4	0,1776	28849,14	0	9162,21	0	-1471,26	-123,1	-1594,36	7567,85	82307,54	
24	18,4%	51081,6	0,1830	28846,82	0	9345,45	0	-1472,31	-124,15	-1596,46	7748,99	90056,54	
25	19,2%	50580,8	0,1884	28844,51	0	9531,45	0	-1473,36	-125,2	-1598,56	7932,89	97989,42	

Tabla 25: Cálculos para la instalación #2, bajo la hipótesis "Autoconsumo total".

Precio tarifa (€)	0,13	Precio compensación (€)	0,04	Gastos mantenimiento (€/kWp)	35	Gastos mantenimiento imprevistos (€)	100	Actualización IPC + actualización tarifa eléctrica (%)	3%		TIR	12,72%
Producción de energía anual (kWh)	28560,00	Producción a excedentes anual (kWh)	17840	Potencia instalación (kWp)	32,16	Coste instalación	28905,7	Perdidas rendimiento (%)	0,8%			
Año	Pérdidas del sistema(%)	Producción de energía (kWh)	Tarifa actualizada(€)	Producción de energía (kWh)	Precio compensación (€)	Ahorro (€)	Inversión (€)	Mantenimiento (€)	Reparaciones (€)	Gastos totales (€)	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado
0	0,0%	0	0,13	0	0,04	0,00	-28905,7	0	0	-28905,7	-28905,70	-28905,70
1	0,0%	28560	0,1339	17840	0,04	4537,78	0	-1125,6	-100	-1225,6	3312,18	-25593,52
2	0,8%	28331,52	0,1379	17838,57	0,04	4620,94	0	-1159,368	-101,05	-1260,418	3360,52	-22232,99
3	1,6%	28103,04	0,1421	17837,15	0,04	4705,65	0	-1160,418	-102,1	-1262,518	3443,13	-18789,86
4	2,4%	27874,56	0,1463	17835,72	0,04	4791,93	0	-1161,468	-103,15	-1264,618	3527,31	-15262,55
5	3,2%	27646,08	0,1507	17834,29	0,04	4879,79	0	-1162,518	-104,2	-1266,718	3613,07	-11649,48
6	4,0%	27417,6	0,1552	17832,86	0,04	4969,26	0	-1163,568	-105,25	-1268,818	3700,44	-7949,04
7	4,8%	27189,12	0,1599	17831,44	0,04	5060,35	0	-1164,618	-106,3	-1270,918	3789,43	-4159,60
8	5,6%	26960,64	0,1647	17830,01	0,04	5153,08	0	-1165,668	-107,35	-1273,018	3880,06	-279,54
9	6,4%	26732,16	0,1696	17828,58	0,04	5247,47	0	-1166,718	-108,4	-1275,118	3972,35	3692,81
10	7,2%	26503,68	0,1747	17827,16	0,04	5343,52	0	-1167,768	-109,45	-1277,218	4066,30	7759,11
11	8,0%	26275,2	0,1800	17825,73	0,04	5441,26	0	-1168,818	-110,5	-1279,318	4161,94	11921,06
12	8,8%	26046,72	0,1853	17824,30	0,04	5540,70	0	-1169,868	-111,55	-1281,418	4259,29	16180,34
13	9,6%	25818,24	0,1909	17822,87	0,04	5641,86	0	-1170,918	-112,6	-1283,518	4358,34	20538,68
14	10,4%	25589,76	0,1966	17821,45	0,04	5744,74	0	-1171,968	-113,65	-1285,618	4459,12	24997,81
15	11,2%	25361,28	0,2025	17820,02	0,04	5849,37	0	-1173,018	-114,7	-1287,718	4561,65	29559,46
16	12,0%	25132,8	0,2086	17818,59	0,04	5955,74	0	-1174,068	-115,75	-1289,818	4665,93	34225,38
17	12,8%	24904,32	0,2149	17817,16	0,04	6063,88	0	-1175,118	-116,8	-1291,918	4771,96	38997,35
18	13,6%	24675,84	0,2213	17815,74	0,04	6173,80	0	-1176,168	-117,85	-1294,018	4879,78	43877,12
19	14,4%	24447,36	0,2280	17814,31	0,04	6285,49	0	-1177,218	-118,9	-1296,118	4989,37	48866,50
20	15,2%	24218,88	0,2348	17812,88	0,04	6398,97	0	-1178,268	-119,95	-1298,218	5100,76	53967,25
21	16,0%	23990,4	0,2418	17811,46	0,04	6514,26	0	-1179,318	-121	-1300,318	5213,94	59181,19
22	16,8%	23761,92	0,2491	17810,03	0,04	6631,34	0	-1180,368	-122,05	-1302,418	5328,92	64510,11
23	17,6%	23533,44	0,2566	17808,60	0,04	6750,23	0	-1181,418	-123,1	-1304,518	5445,71	69955,82
24	18,4%	23304,96	0,2643	17807,17	0,04	6870,93	0	-1182,468	-124,15	-1306,618	5564,31	75520,14
25	19,2%	23076,48	0,2722	17805,75	0,04	6993,44	0	-1183,518	-125,2	-1308,718	5684,73	81204,86

Tabla 26: Cálculos para la instalación #1, bajo la hipótesis "Compensación", con el valor de producción de energía modificado.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Trabajo Fin de Grado

**Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el
autoconsumo**

IV. PLIEGO DE CONDICIONES

Vísteme despacio que tengo prisa

Refrán popular

Resumen: Este documento contiene la normativa a la que se deberá someter el hipotético proyecto generado a partir de este TFG.

Introducción

Se entiende como Pliego de Condiciones al documento que junto a los planos especifica las obligaciones entre las partes contractuales. De esta manera, se entiende como una extensión del contrato y tiene carácter vinculante. Es por ello que se establecerán de manera estricta las condiciones bajo las cuales se desarrollará el proyecto.

Si bien este TFG no consiste en un proyecto en sí mismo, este documento se encargará de enumerar y definir la normativa que se debiera aplicar en caso de que alguna de estas instalaciones se concretara. Es por ello que el siguiente PC solo abarcará las condiciones técnicas, omitiendo así las condiciones legales, económicas y facultativas, debiéndose estas acordar entre el promotor “Fundación Espurna” y la ingeniería que correspondiese.

1.- Objeto

Este documento comprenderá las condiciones para los siguientes puntos:

- Diseño e instalación del sistema para el autoconsumo fotovoltaico.
- Diseño e instalación para la estructura complementaria necesaria para la instalación #2.

Debido a que las instalaciones se realizarían en edificios que están en uso diario, se deberá elaborar un estudio de seguridad y salud que analice los riesgos potenciales y desarrolle unas medidas preventivas que garanticen tanto la seguridad de los trabajadores de la “Fundación Espurna” como la de los propios instaladores. Debido a la índole de las labores realizadas en el centro, terapia ocupacional, este estudio de seguridad y salud deberá ser exhaustivo y primará la integridad física de cualquier persona. En caso de que el estudio lo considere conveniente la Fundación debería detener su labor en los edificios en cuestión.

De manera conjunta a este PTC se deberá aplicar el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red (PCT-C-REV - julio 2011).

1.1.- Resumen de la normativa vigente

Sobre las directrices aportadas en este Pliego de Condiciones serán de aplicación todas las normativas que regulen las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo, y en particular las siguientes:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- RD 842/2002, de 2 de agosto, donde se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).



- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Para el caso específico de la estructura complementaria será de obligado cumplimiento el RD previamente mencionado:
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - CTE. DB-SE-A Seguridad estructural: Acero.
 - UNE-EN 1090-2. Ejecución de estructuras de acero y aluminio. Parte 2: Requisitos técnicos para la ejecución de estructuras de acero.
 - Instrucción de Acero Estructural (EAE).

2.- Condiciones de los materiales

2.1.- Introducción

Todos aquellos materiales empleados en la instalación tendrán la calidad suficiente para garantizar las siguientes condiciones:

- Garantizar la calidad del suministro eléctrico, sin provocar averías en la red de distribución o en los aparatos del usuario. Explícitamente no se generarán distorsiones armónicas superiores a las marcadas por la normativa, sobretensiones que puedan dañar los equipos o sobrecargas.
- No generar condiciones peligrosas para el personal, los propios componentes y la instalación en general. Aportando siempre la protección ante contactos directos o indirectos marcada por la normativa.
- Cumpla las especificaciones técnicas especificadas en el proyecto, cualquier cambio de componente respecto al proyecto requerirá del visto bueno de ambas partes.
- Todo material debe estar protegido ante los agentes ambientales que esté expuesto, destacando los más agresivos: radiación solar, humedad o viento.
- Las especificaciones técnicas de cada componente deberán estar incluidas en el Proyecto.
- Tener toda indicación o etiqueta en la lengua oficial de la zona en la que se realice la instalación.



Las condiciones técnicas específicas de cada material se establecerán conforme al Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red. Las páginas pertinentes de este documento se encuentran anexadas al final del trabajo.

3.- Condiciones de la ejecución

3.1.- Tramitación

La tramitación previa a la instalación se realizará según lo marcado por la guía profesional de tramitación del Autoconsumo del IDAE para instalaciones de autoconsumo acogidas a compensación de excedentes. Debido a las condiciones particulares de las instalaciones proyectadas están exentas de realizar algunos de los trámites indicados. Estos trámites serán responsabilidad de la empresa instaladora y son los siguientes:

1. Proyecto técnico.
2. Permisos de acceso y conexión y avales o garantías.
3. Autorización ambiental y de utilidad pública.
4. Autorización administrativa previa y de construcción (Exenta).
5. Licencia de obras.
6. Ejecución de la obra.
7. Inspección inicial.
8. Certificado instalación y certificado de fin de obra.
9. Autorización de explotación.
10. Contrato de acceso (Exenta).
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares.
12. Licencia de actividad (Exenta).
13. Contrato de compensación de excedentes.
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo.
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE). (Exenta).
17. Contrato de representación en el mercado. (Exenta).

3.2.- Ejecución de la obra

A lo largo de la obra se realizarán todas las comprobaciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación, y en particular las siguientes:

- Comprobación del correcto funcionamiento de módulos, inversores y protecciones.
- Comprobación de que la geometría de los módulos coincide con la descrita en el proyecto.
- Comprobación de que todo elemento instalado no supone un peligro para las personas o para la instalación en sí misma.



- Comprobación de estanqueidad de las cubiertas sobre las que se instalan los captadores fotovoltaicos.
- Comprobación de que todas las conexiones se han realizado con los materiales y técnicas adecuadas al ambiente en el que estén situadas. No se permitirá conexiones por retorcimiento, se emplearán siempre los componentes apropiados que garanticen la protección IP adecuada.
- Comprobación de que los materiales están bien fijados y que las inclemencias naturales no modificarán en absoluto el funcionamiento de la instalación.
- Comprobación del correcto tratamiento de los residuos generados en los trabajos realizados.

Será la empresa instaladora la responsable de que se cumplan estas comprobaciones.

4.- Pruebas y ajustes finales o de servicio

Tras la finalización de la instalación, se realizarán las pruebas pertinentes para comprobar el correcto funcionamiento de la instalación y su maniobra, y en particular

- Funcionamiento en continuo bajo vigilancia durante el periodo que se estipule oportuno entre el cliente y la empresa instaladora.
- Simulacro de fallo para comprobar el correcto funcionamiento de protecciones tales como: interruptores diferenciales, magnetotérmicos, vigiladores de aislamiento...

Además, la empresa instaladora entregará al usuario los manuales de todos los componentes empleados en la lengua oficial del territorio. Del mismo modo la empresa instaladora generará un documento donde se expliquen los procesos detallados para una correcta operación del sistema por parte del usuario. Adicionalmente se organizará una sesión formativa con el cliente, donde se resolverán las posibles dudas.

Finalmente, la empresa generará un manual de mantenimiento para la instalación en particular, que será responsabilidad del cliente facilitar a la empresa o personal encargado del mantenimiento periódico de la instalación. Este manual contendrá tanto las indicaciones para el mantenimiento preventivo como las posibles acciones en caso de requerir un mantenimiento correctivo. Para instalaciones con las particularidades de las propuestas el mantenimiento debe realizarse como mínimo de manera anual.



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Trabajo Fin de Grado

**Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el
autoconsumo**

V. PRESUPUESTO

Reddite ergo, quae sunt Caesaris, Caesari et, quae sunt Dei, Deo

"Al César lo que es del César, y a Dios lo que es de Dios"

Mateo 22:15-22

Resumen: En este documento se establecen los costes de las posibles instalaciones.

Para la elaboración de los presupuestos se ha optado por utilizar Excel, si bien la gran mayoría de software de dimensionado de sistemas fotovoltaicos tiene su propio apartado para calcular los presupuestos es preferible una tabla de cálculo común para que el promotor pueda visualizarlos de una manera cómoda.

Estos presupuestos son orientativos, se han tomado datos de mercado y algunos otros se han aproximado. Por otro lado, los porcentajes de “gastos generales”, “beneficio industrial” y “gastos ingeniería” se han establecido de manera arbitraria. Este conjunto de razones hace que el precio real de las instalaciones pueda diferir de los presupuestos aquí expuestos.

Instalación #1	Precio unitario (€) (sin IVA)	Unidad	Cantidad	Total (€)
Componentes eléctricos				
Palés Panel Solar 26 ud	2402,39	UD	3	7207,19
Módulos 335W Jinko	132,23	UD	18	2380,16
Inversor 12 kW	1852,77	UD	2	3705,55
Material eléctrico auxiliar	2500	UD	1	2500
Componentes estructurales				
Estructura 4 paneles Vertical	247,93	UD	18	4462,80
Estructura 3 paneles Horizontal	214,87	UD	8	1719,008
Mano de obra				
Mano de obra instalación módulos	13,92	Por panel	96	1336,32
Presupuesto ejecución materiales				23.311,05 €
Gastos generales 6%				1.398,66 €
Beneficio Industrial 13 %				3.030,44 €
Gastos ing 5%				1.165,55 €
Suma				28.905,70 €
IVA 21 %				6.070,20 €
Presupuesto ejecución por contrata				34.975,90 €

Tabla 27: Presupuesto instalación #1.

Instalación #2	Precio unitario (€) (sin IVA)	Unidad	Cantidad	Total (€)
Componentes eléctricos				
Palés Panel Solar 26 ud	2402,40	UD	5	12011,98
Módulos 335W Jinko	132,23	UD	16	2115,70
Inversor 36 kW	2917,36	UD	1	2917,35
Material eléctrico auxiliar	2500	UD	1	2500
Componentes estructurales				
Estructura 4 paneles verticales	247,93	UD	30	7438,01
Mano de obra				
Mano de obra instalación módulos	13,92	Por panel	120	1670,4
Estructura complementaria				
Estructura	14000	UD	1	14000
Otros				
Alquiler elevadora de tijeras 8 m	2500	Mes	1	1300
Presupuesto ejecución materiales				41.453,46 €
Gastos generales 6%				2.487,21 €
Beneficio Industrial 13 %				5.388,95 €
Gastos ing 5%				2.072,67 €
Suma				51.402,29 €
IVA 21 %				10.794,48 €
Presupuesto ejecución por contrata				62.196,77 €

Tabla 28: Presupuesto instalación #2.

El importe total al cual asciende el presupuesto de ejecución por contrata para la instalación #1 es de **TREINTA Y CUATRO MIL NOVECIENTOS SETENTA Y CINCO EUROS CON NOVENTA CÉNTIMOS.**

El importe total al cual asciende el presupuesto de ejecución por contrata para la instalación #2 es de **SESENTA Y DOS MIL CIENTO NOVENTA Y SEIS EUROS CON SETENTA Y SIETE CÉNTIMOS.**



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Trabajo Fin de Grado

Instalación solar fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial para el
autoconsumo

VI. ANEXOS

For want of a nail, the shoe was lost.

For want of a shoe, the horse was lost.

For want of a horse, the rider was lost.

For want of a rider, the message was lost.

For want of a message, the battle was lost.

For want of a battle, the kingdom was lost.

And all for the want of a horseshoe nail.

Canción popular inglesa



Los anexos incluidos son los siguientes:

- 1.- Tabla empleadas para la estimación de las cargas.
- 2.- Reportes completos de ambas instalaciones obtenidos de PVSyst.
 - 2.1.- Instalación #1.
 - 2.2.- Instalación #2.
- 3.- Fichas técnicas de los distintos componentes seleccionados.
 - 3.1.- Módulos Eagle- JKM335PP-72.
 - 3.2.- Inversor HUAWEI SUN2000-12KTL-M0.
 - 3.3.- Inversor HUAWEI SUN2000-36KTL.
- 4.- Capturas con presupuesto obtenidos del CYPE.
 - 4.1.- Módulo solar fotovoltaico.
 - 4.2.- Acero en correas metálicas.
 - 4.3.- Estructura metálica ligera autoportante.
- 5.- Extracto del Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE. (PCT-C-REV - julio 2011). *Páginas 12-19.*

Dispositivo	Potencia kW	Q	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	DIA(kWh)	
Horno eléctrico	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	
Lavavajillas	2,5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	7,5	
Termo eléctrico	1,2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	0,8	1	1	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	5,28	
Termo eléctrico	1,5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,25	
Microondas	1,5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	
2n neveras	0,45	2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	6,48	
Vitrocerámica	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,8	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,6	
Arcón congelador	0,75	2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	1	1	1	1	1	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	14,85	
Expendidora café	0,55	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8		0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,88	
Calentador comedor	3,72	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	18,6		
Mesa caliente	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	
Nevera mesa fría	1	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	1	1	1	1	1	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	9,9	
Mesas frías	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	
Lavadora	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,25	0,25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	
Compresor	7,5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0	0	0	0	18	
Muela esmeril	0,75	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,075	
Taladro vertical	0,45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	
Horno eléctrico	2,9	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0,8	0,8	27,26	
Retractiladora	3,7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,66	
Máquina de coser	0,25	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0	0	0	0	0	0	2,8	
Horno eléctrico	5	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0,8	0,8	47
Fotocopiadora	0,55	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0,3	0	0	0	0	0	0	1,155	
Ascensor	7,5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,6	0,6	0	0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0	0	0	0	0	0	27	
Aire acondicionado	1,2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0	0	0	0	0	0	27,36	
Aire acondicionado	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0	0	0	0	0	0	21,2	
Equipo aire	1,1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	1,65	
Equipo aire	0,5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,75	
Equipo aire	0,12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,18	
Equipo aire	3,3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	4,95	
Ventilador techo	0,25	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	30	
Fenwich	2	1	0,4	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,4	
Limpiadora suelo	1,55	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1										1	0	0	0	0	0	4,65	
Planchas	2,4	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	0,8	0,8	0	0	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	15,36	
Secador	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	7	
Destrucción	1,4	1	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,14	
Difusor aire calef	0,18	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	2,16	
TOTAL			7,71	7,71	7,71	6,91	6,91	6,91	2,32	2,32	2,32	29	38,8	38,4	37,3	40,1	31,9	26,1	15,1	10,5	2,77	8,49	8,49	8,49	6,91	6,91	358,58	

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : espurna

Sitio geográfico Valencia País **Espana**
Ubicación Latitud 39.50° N Longitud -0.47° W
 Tiempo definido como Hora Legal Huso horario UT+1 Altitud 62 m
 Albedo 0.20
Datos meteorológicos: Valencia Meteonorm 7.2 (1997-2006) - Sintético

Variante de simulación : Modelo definitivo inclinado este-oeste

Fecha de simulación 05/02/20 11h48

Parámetros de la simulación Tipo de sistema **Cobertizos sobre un edificio**
2 orientaciones inclin/acimuts 37°/45° y 37°/-21°
Configuración de los cobertizos Núm. de cobertizos 10
 Separación entre cobertizos 5.66 m Ancho receptor 1.75 m
 Ángulo límite de sombreado Ángulo de perfil límite 40° Factor de ocupación del suelo (GCR) 30.9 %
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte Sin horizonte
Sombreados cercanos Sombreado lineal
Necesidades del usuario : Definición ext. por archivo plantilla para utilizar.csv

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
6721	7341	4781	4039	4325	5006	5416	3102	3074	4394	5001	3953	57153	kWh

Características de los conjuntos FV (2 Tipo de conjunto definido)

Módulo FV Si-poly Modelo JKM 335PP-72
 Base de datos PVsyst original Fabricante Jinkosolar
 Sub-conjunto "paneles este" Orientación #1 Inclinación/Acimut 37°/45°
 Número de módulos FV En serie 12 módulos En paralelo 4 cadenas
 Núm. total de módulos FV Núm. módulos 48 Pnom unitaria 335 Wp
 Potencia global del conjunto Nominal (STC) 16.08 kWp En cond. de funciona. 14.53 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 416 V I mpp 35 A
 Sub-conjunto "paneles oeste" Orientación #2 Inclinación/Acimut 37°/-21°
 Número de módulos FV En serie 12 módulos En paralelo 4 cadenas
 Núm. total de módulos FV Núm. módulos 48 Pnom unitaria 335 Wp
 Potencia global del conjunto Nominal (STC) 16.08 kWp En cond. de funciona. 14.53 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 416 V I mpp 35 A
 Total Potencia global conjuntos Nominal (STC) 32 kWp Total 96 módulos
 Superficie módulos 186 m² Superficie célula 168 m²

Sub-conjunto "paneles este" : Inversor Modelo GW12KLV-DT
 Base de datos PVsyst original Fabricante Goodwe
 Características Voltaje de funcionam. 260-650 V Pnom unitaria 12.0 kWac
 Potencia máx. (= >25°C) 13.0 kWac
 Paquete de inversores Núm. de inversores 2 * MPPT 50 % Potencia total 12.0 kWac
 Relación Pnom 1.34

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Sub-conjunto "paneles oeste" : Inversor	Modelo	GW12KN-DT		
Base de datos PVsyst original	Fabricante	Goodwe		
Características	Voltaje de funcionam.	200-850 V	Pnom unitaria	12.0 kWac
			Potencia máx. (=>25°C)	14.0 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	2 * MPPT 50 %	Potencia total	12.0 kWac
			Relación Pnom	1.34
Total	Núm. de inversores	2	Potencia total	24 kWac

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Conjunto#1	200 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#2	200 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : espurna

Variante de simulación : Modelo definitivo inclinado este-oeste

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	2 orientaciones	Inclinación/Acimut = 37°/45° y 37°/-21°	
Módulos FV	Modelo	JKM 335PP-72	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96	Pnom total 32.2 kWp
Inversor	Modelo	GW12KLV-DT	Pnom 12.00 kW ac
Inversor	Modelo	GW12KN-DT	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total 24.00 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global 57.2 MWh/año

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

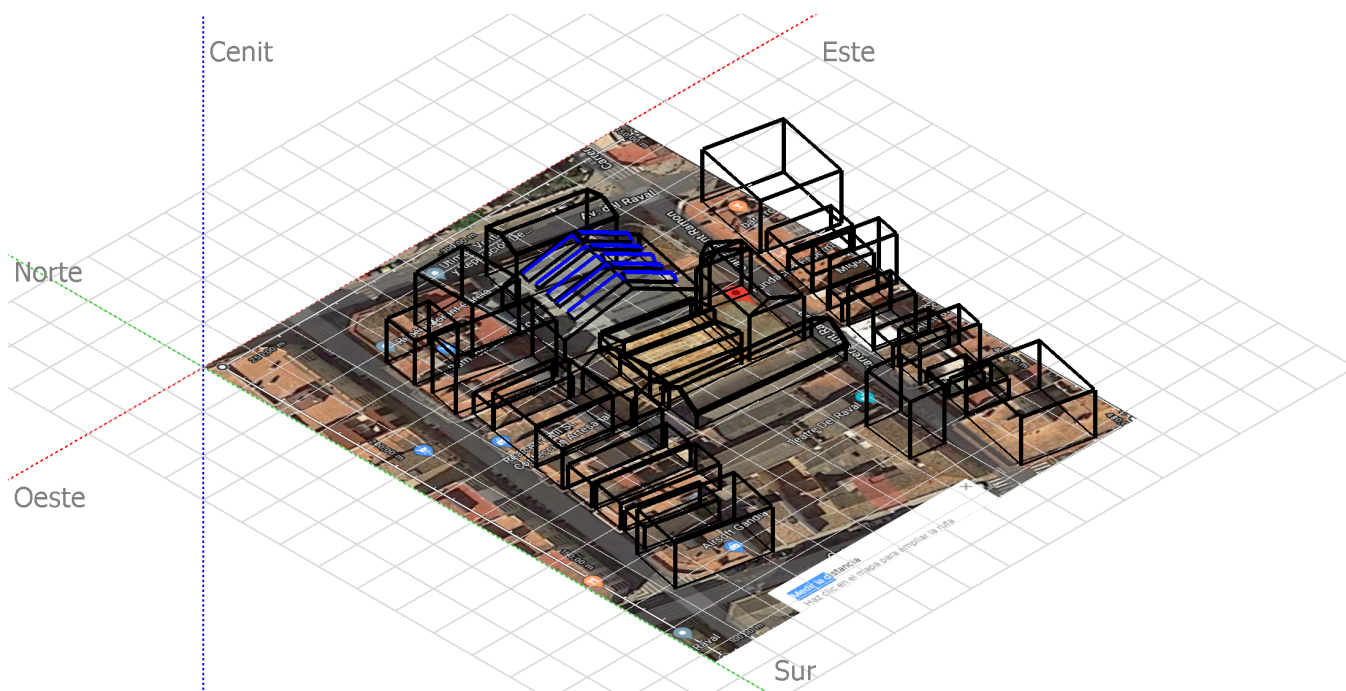
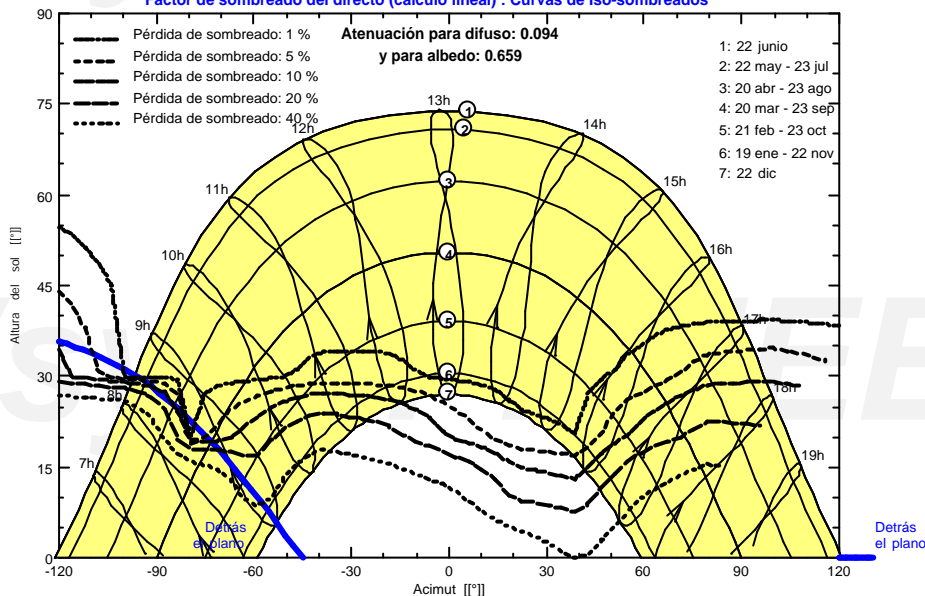


Diagrama de Iso-sombreados

espurna

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

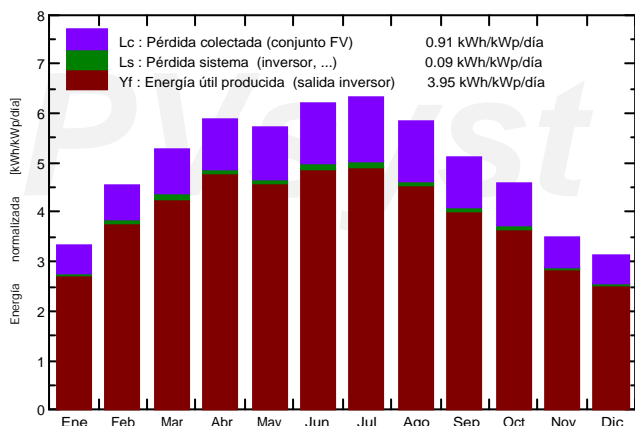
Proyecto : **espurna**

Variante de simulación : **Modelo definitivo inclinado este-oeste**

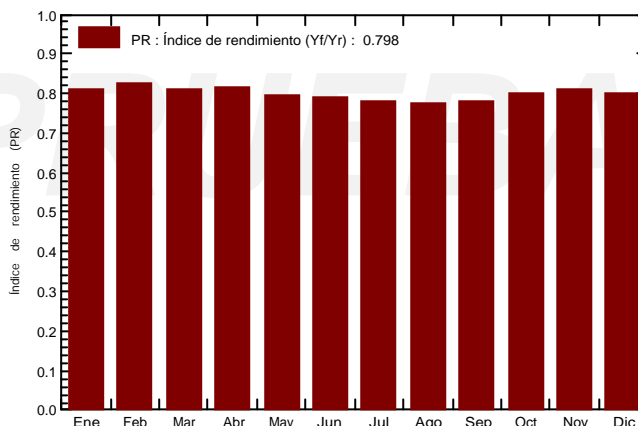
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	2 orientaciones	Inclinación/Acimut = 37°/45° y 37°/-21°	
Módulos FV	Modelo	JKM 335PP-72	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96	Pnom total 32.2 kWp
Inversor	Modelo	GW12KLV-DT	Pnom 12.00 kW ac
Inversor	Modelo	GW12KN-DT	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total 24.00 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global 57.2 MWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	46.40 MWh/año	Produc. específica 1443 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	79.80 %	Fracción solar (SF) 49.96 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 32.2 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Modelo definitivo inclinado este-oeste Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	66.9	29.94	9.91	103.3	90.3	2.759	6.721	2.053	0.647	4.669
Febrero	90.6	32.83	11.05	127.7	115.3	3.469	7.341	2.341	1.051	5.000
Marzo	134.6	46.44	13.92	163.4	149.6	4.357	4.781	2.672	1.585	2.109
Abril	166.3	68.04	15.62	175.9	161.2	4.711	4.039	2.707	1.897	1.332
Mayo	188.1	79.89	19.22	177.6	162.0	4.659	4.325	2.632	1.920	1.692
Junio	202.3	89.13	23.41	185.7	169.1	4.823	5.006	2.961	1.753	2.045
Julio	208.9	82.65	26.13	195.8	179.3	5.020	5.416	3.181	1.723	2.235
Agosto	178.5	74.87	26.21	180.6	165.5	4.621	3.102	2.186	2.327	0.915
Septiembre	136.8	57.73	22.65	153.6	140.4	3.957	3.074	1.918	1.948	1.156
Octubre	110.1	47.39	19.21	142.2	128.9	3.741	4.394	2.403	1.253	1.991
Noviembre	71.3	30.87	13.62	105.1	93.6	2.801	5.001	1.821	0.917	3.180
Diciembre	59.5	24.66	10.86	96.9	84.1	2.559	3.953	1.680	0.822	2.273
Año	1613.8	664.44	17.69	1807.9	1639.2	47.477	57.153	28.556	17.842	28.598

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb T amb. GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_User Energía suministrada al usuario E_Solar Energía del sol E_Grid Energía inyectada en la red EFrGrid Energía de la red
---	---

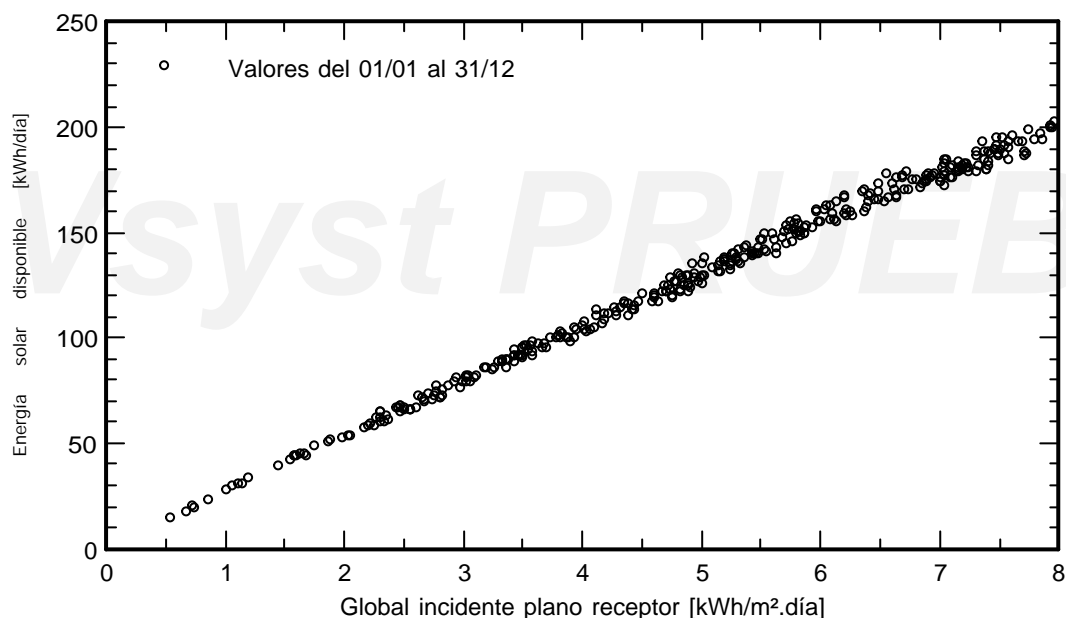
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : espurna

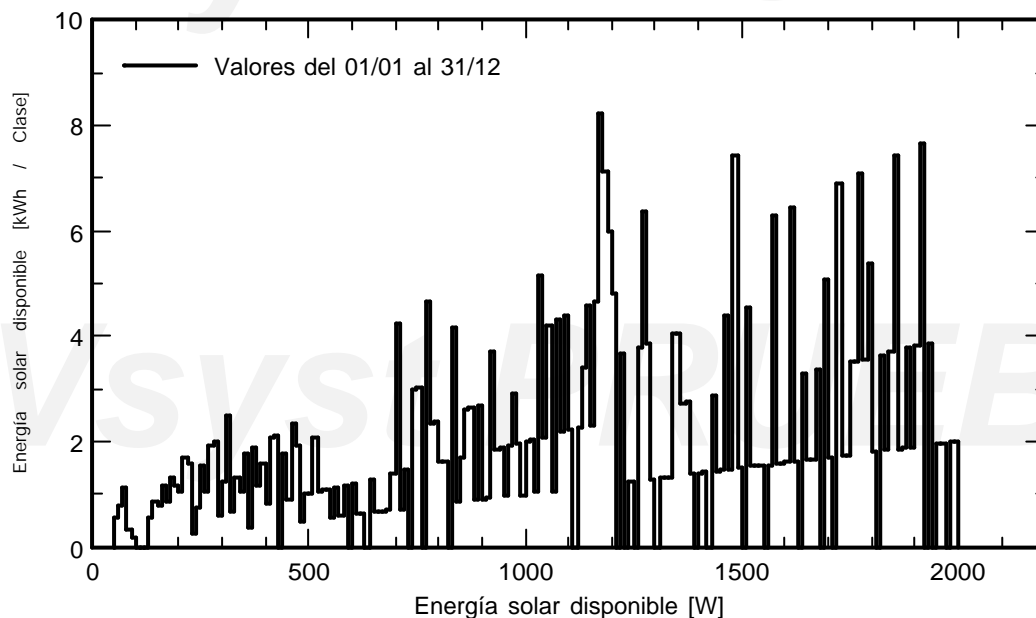
Variante de simulación : Modelo definitivo inclinado este-oeste

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	2 orientaciones	Inclinación/Acimut = 37°/45° y 37°/-21°	
Módulos FV	Modelo	JKM 335PP-72	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96	Pnom total 32.2 kWp
Inversor	Modelo	GW12KLV-DT	Pnom 12.00 kW ac
Inversor	Modelo	GW12KN-DT	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total 24.00 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global 57.2 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



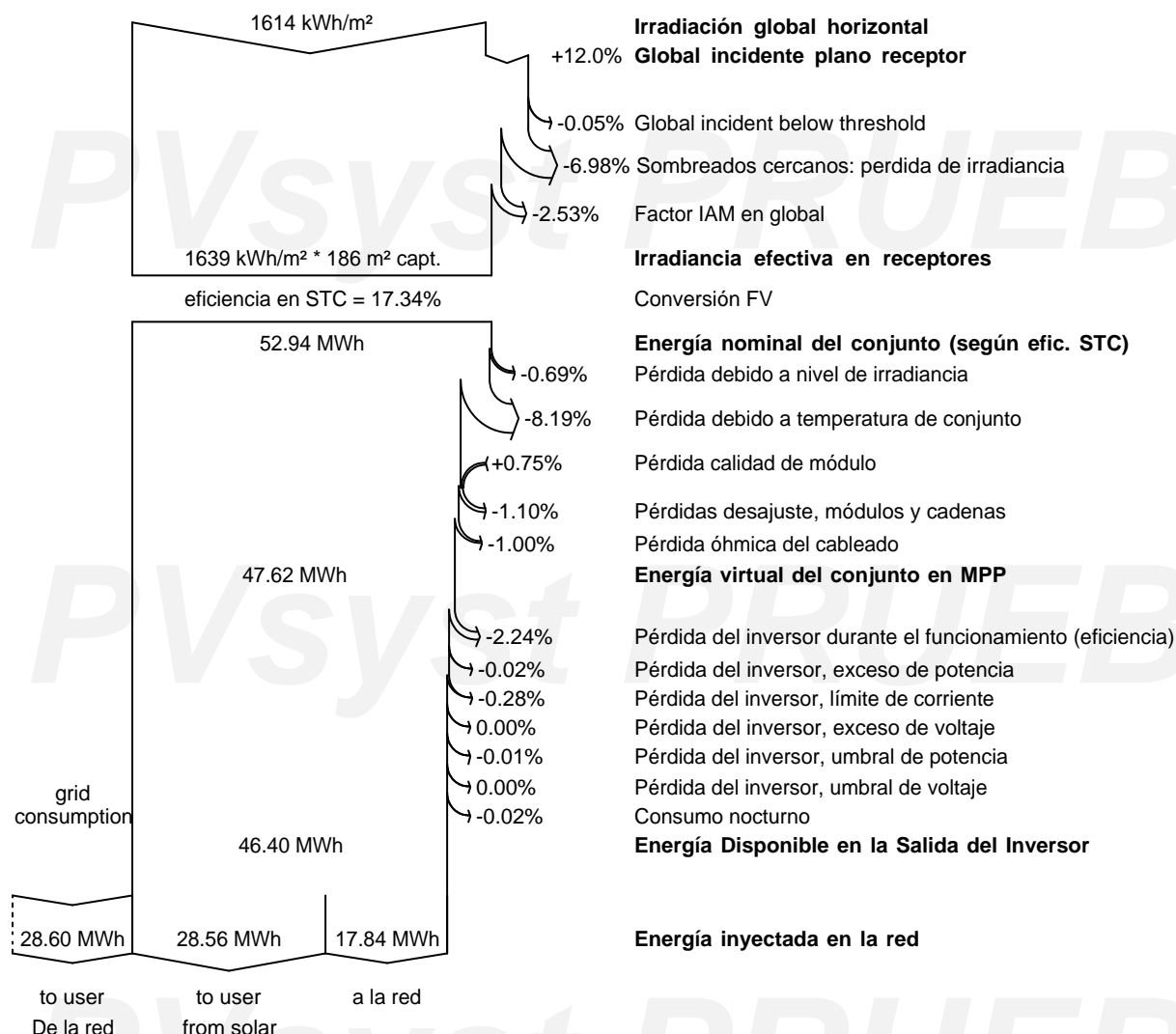
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : espurna

Variante de simulación : Modelo definitivo inclinado este-oeste

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	2 orientaciones	Inclinación/Acimut = 37°/45° y 37°/-21°	
Módulos FV	Modelo	JKM 335PP-72	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96	Pnom total 32.2 kWp
Inversor	Modelo	GW12KLV-DT	Pnom 12.00 kW ac
Inversor	Modelo	GW12KN-DT	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	2.0	Pnom total 24.00 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global 57.2 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : espurna

Sitio geográfico **Valencia** País **Espana**
Ubicación Latitud 39.50° N Longitud -0.47° W
 Tiempo definido como Hora Legal Huso horario UT+1 Altitud 62 m
 Albedo 0.20
Datos meteorológicos: **Valencia** Meteonorm 7.2 (1997-2006) - Sintético

Variante de simulación : **Modelo definitivo norte**

Fecha de simulación 05/02/20 11h49

Parámetros de la simulación Tipo de sistema **Sistema en cobertizos, fila simple**
Orientación plano captador Inclinación 30° Acimut 12°
Configuración de los cobertizos Núm. de cobertizos 6 Conjunto en cobertizos simple
 Separación entre cobertizos 3.00 m Ancho receptor 2.00 m
 Banda inactiva Arriba 0.02 m Abajo 0.02 m
 Ángulo límite de sombreado Ángulo de perfil límite 66.7 % Factor de ocupación del suelo (GCR) 66.7 %
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm
Horizonte Sin horizonte
Sombreados cercanos Sombreado lineal
Necesidades del usuario : Definición ext. por archivo plantilla para utilizar.csv

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
6721	7341	4781	4039	4325	5006	5416	3102	3074	4394	5001	3953	57153	kWh

Características del conjunto FV

Módulo FV Si-poly Modelo JKM 335PP-72
 Base de datos PVsyst original Fabricante Jinkosolar
 Número de módulos FV En serie 15 módulos En paralelo 8 cadenas
 Núm. total de módulos FV Núm. módulos 120 Pnom unitaria 335 Wp
 Potencia global del conjunto Nominal (STC) 40.2 kWp En cond. de funciona. 36.3 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 519 V I mpp 70 A
 Superficie total Superficie módulos 233 m² Superficie célula 210 m²

Inversor Modelo SUN2000_40KTL
 Base de datos PVsyst original Fabricante Huawei Technologies
 Características Voltaje de funcionam. 200-950 V Pnom unitaria 36.0 kWac
 Paquete de inversores Núm. de inversores 4 * MPPT 25 % Potencia total 36 kWac
 Relación Pnom 1.12

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 Pérdida óhmica en el Cableado Res. global conjunto 125 mOhm Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de pérdidas -0.8 %
 Pérdidas de "desajuste" Módulos Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP
 Pérdidas de "desajuste" cadenas Fracción de pérdidas 0.10 %
 Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : espurna

Variante de simulación : Modelo definitivo norte

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	12°
Módulos FV	Modelo	JKM 335PP-72	Pnom	335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total	40.2 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000_40KTL	Pnom	36.0 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global	57.2 MWh/año

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

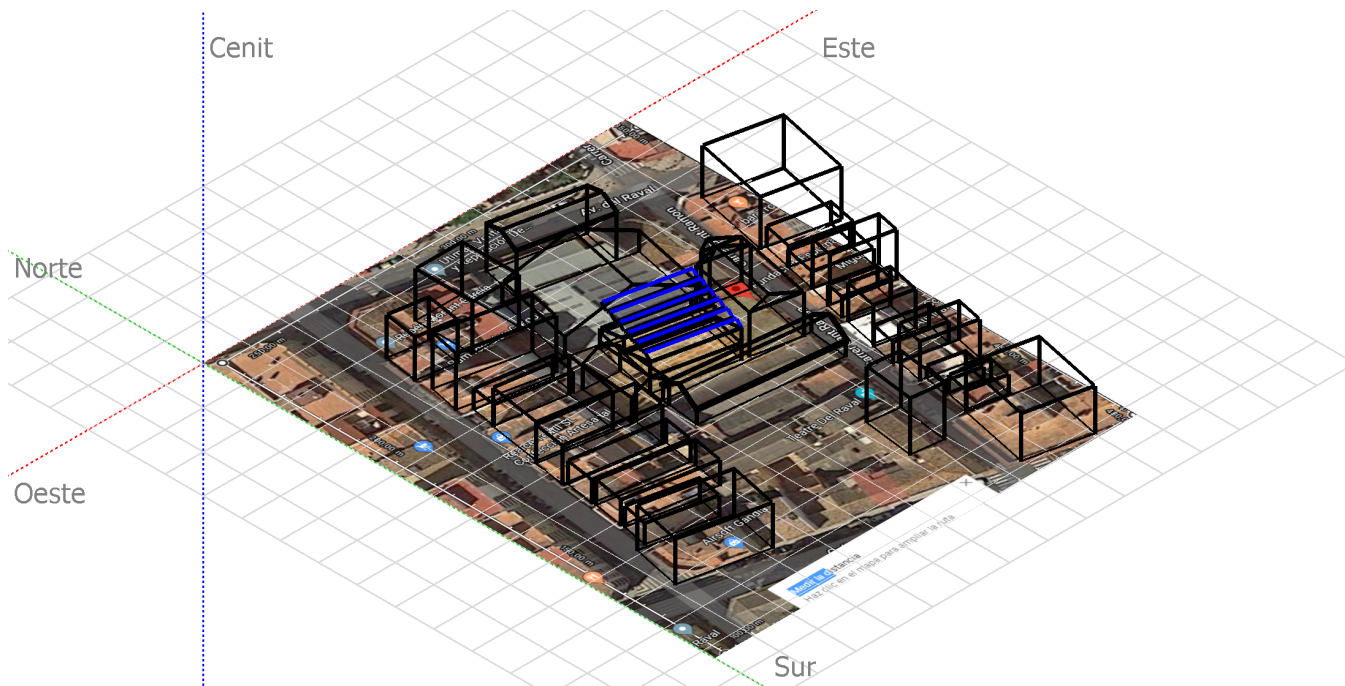
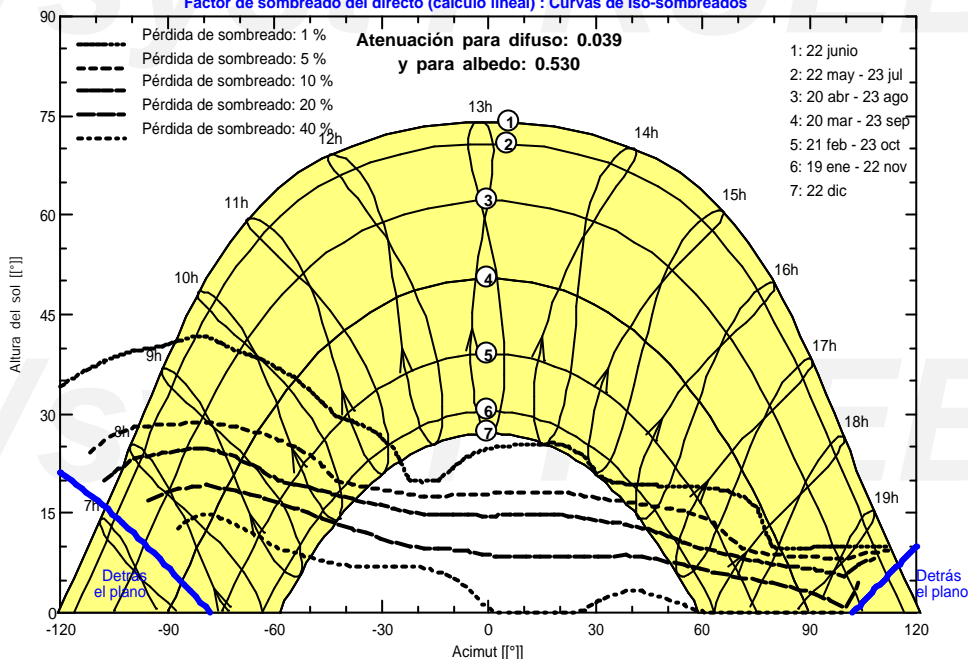


Diagrama de Iso-sombreados

espurna

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

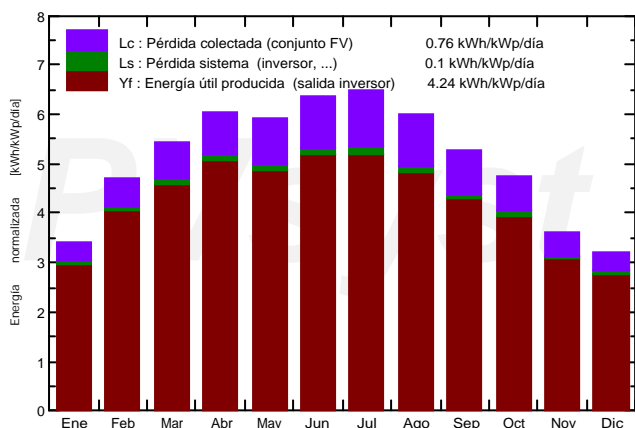
Proyecto : **espurna**

Variante de simulación : **Modelo definitivo norte**

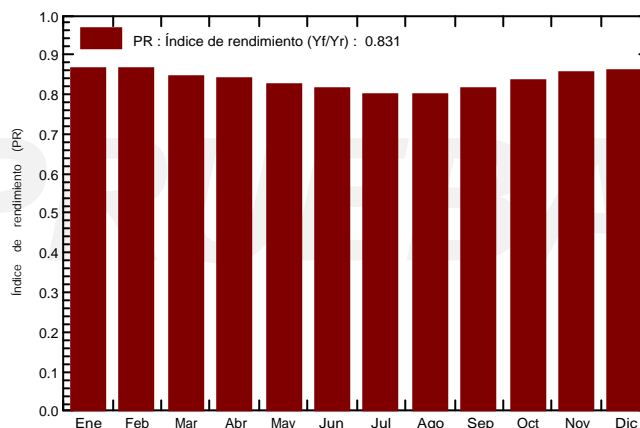
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple		
Sombreados cercanos		Sombreado lineal			
Orientación Campos FV		inclinación	30°	acimut	12°
Módulos FV		Modelo	JKM 335PP-72	Pnom	335 Wp
Conjunto FV		Núm. de módulos	120	Pnom total	40.2 kWp
Inversor		Modelo	SUN2000_40KTL	Pnom	36.0 kW ac
Necesidades del usuario		Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global	57.2 MWh/año

Resultados principales de la simulación					
Producción del sistema	Energía producida	62.24 MWh/año	Produc. específica	1548 kWh/kWp/año	
	Índice de rendimiento (PR)	83.12 %	Fracción solar (SF)	58.84 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 40.2 kWp



Índice de rendimiento (PR)



Modelo definitivo norte Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Enero	66.9	29.94	9.91	106.2	99.1	3.783	6.721	2.811	0.890	3.910
Febrero	90.6	32.83	11.05	131.5	124.4	4.678	7.341	3.171	1.404	4.170
Marzo	134.6	46.44	13.92	168.7	160.0	5.861	4.781	2.971	2.755	1.811
Abril	166.3	68.04	15.62	181.4	171.9	6.283	4.039	2.922	3.217	1.117
Mayo	188.1	79.89	19.22	183.0	172.6	6.222	4.325	2.951	3.126	1.374
Junio	202.3	89.13	23.41	191.4	180.4	6.418	5.006	3.545	2.723	1.461
Julio	208.9	82.65	26.13	201.6	190.5	6.653	5.416	3.840	2.654	1.576
Agosto	178.5	74.87	26.21	186.2	176.2	6.147	3.102	2.252	3.747	0.850
Septiembre	136.8	57.73	22.65	158.1	149.6	5.302	3.074	2.073	3.103	1.000
Octubre	110.1	47.39	19.21	147.0	139.0	5.043	4.394	2.742	2.185	1.652
Noviembre	71.3	30.87	13.62	108.1	101.6	3.796	5.001	2.276	1.435	2.726
Diciembre	59.5	24.66	10.86	99.5	92.8	3.528	3.953	2.075	1.376	1.878
Año	1613.8	664.44	17.69	1862.7	1758.1	63.715	57.153	33.629	28.616	23.524

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb T amb. GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_User Energía suministrada al usuario E_Solar Energía del sol E_Grid Energía inyectada en la red EFrGrid Energía de la red
---	---

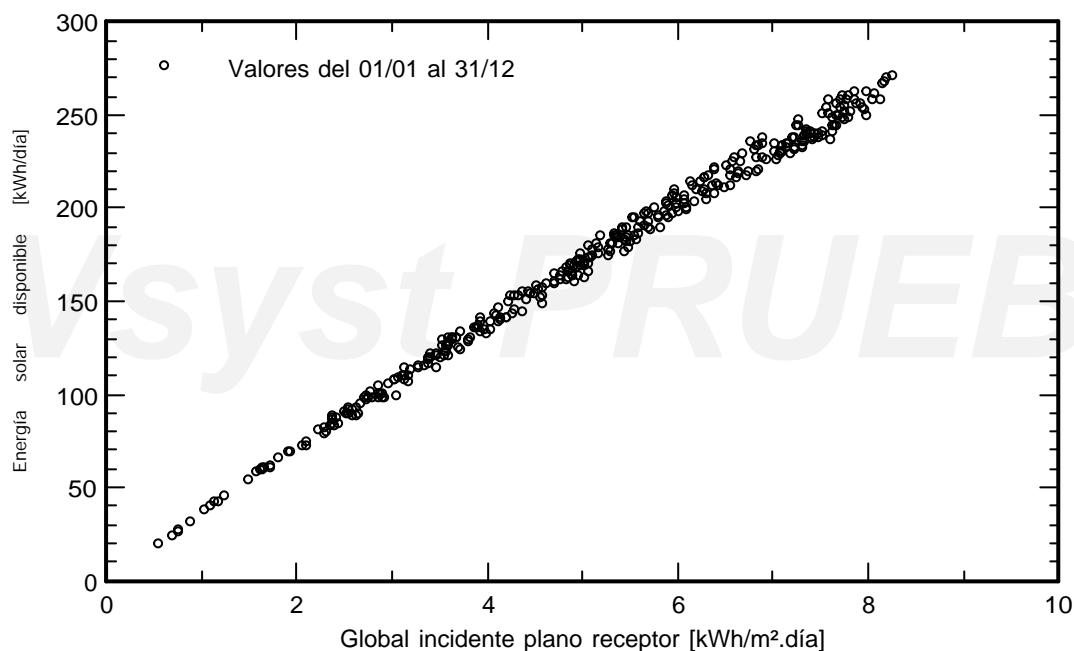
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : espurna

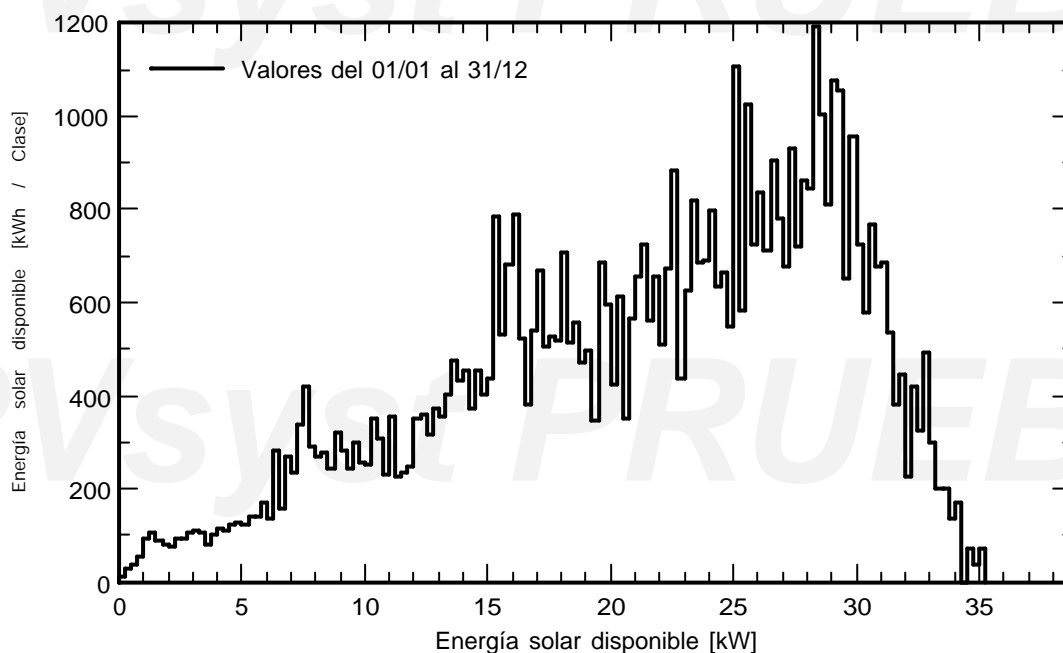
Variante de simulación : Modelo definitivo norte

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	12°
Módulos FV	Modelo	JKM 335PP-72	Pnom	335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total	40.2 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000_40KTL	Pnom	36.0 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global	57.2 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



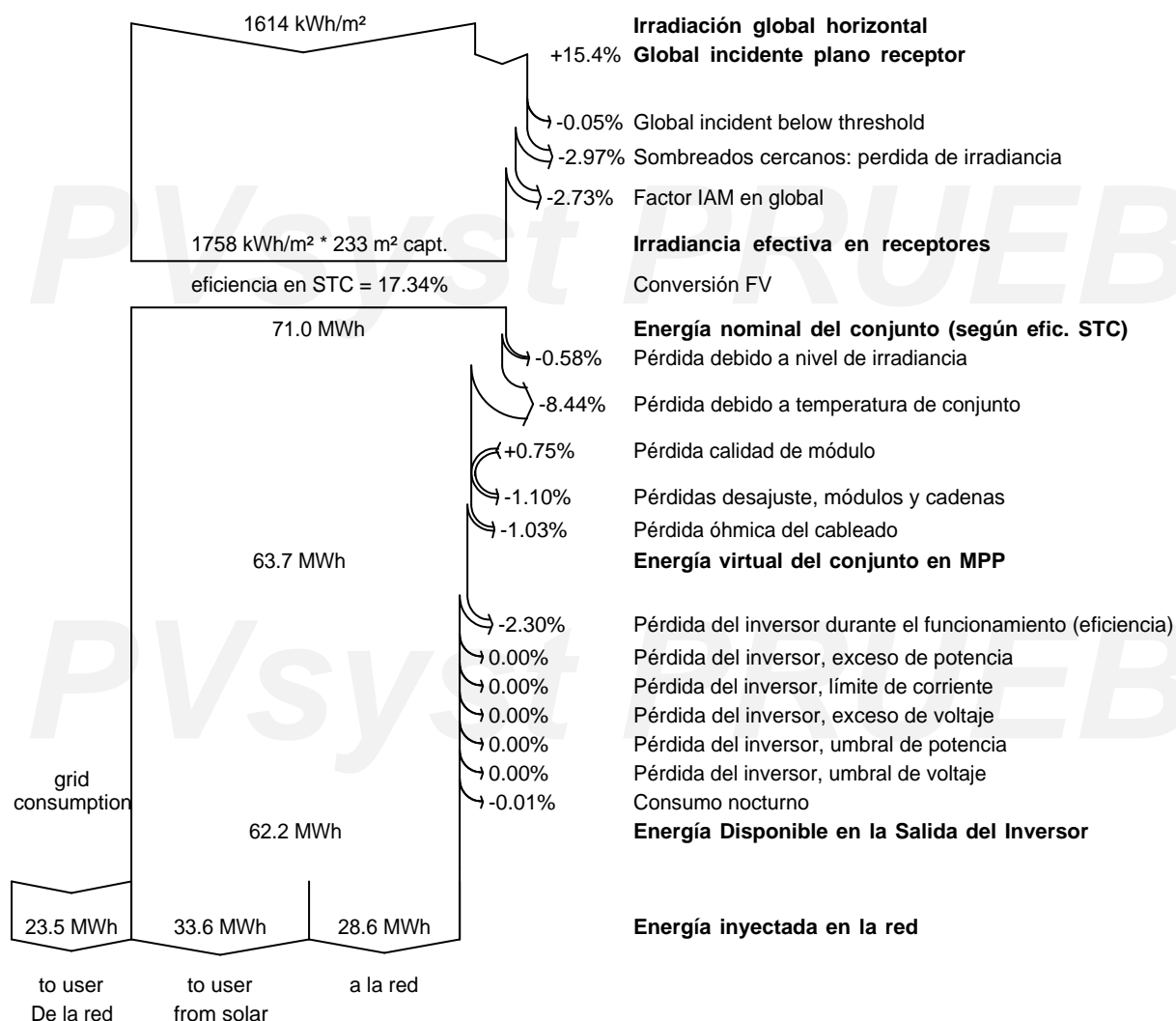
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **espurna**

Variante de simulación : **Modelo definitivo norte**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema en cobertizos, fila simple		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	12°
Módulos FV	Modelo	JKM 335PP-72	Pnom	335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total	40.2 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000_40KTL	Pnom	36.0 kW ac
Necesidades del usuario	Definición ext. por archivo	plantilla para utiliza	Global	57.2 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



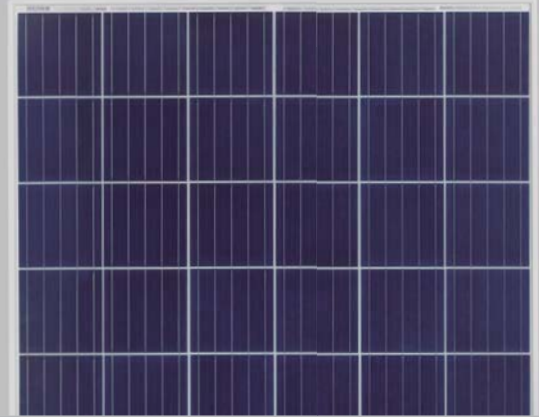
Eagle 72P 320-340 Watt POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)



KEY FEATURES



5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



High Power Output:

Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.



PID RESISTANT:

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

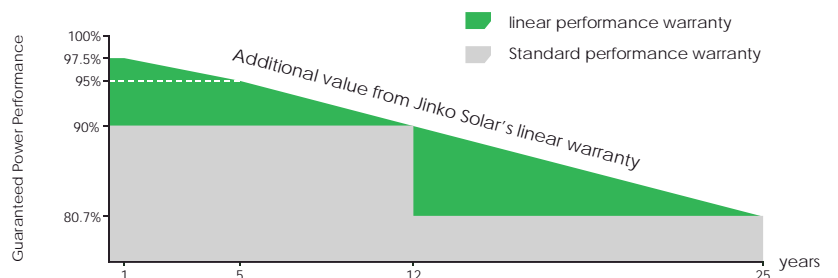


Temperature Coefficient:

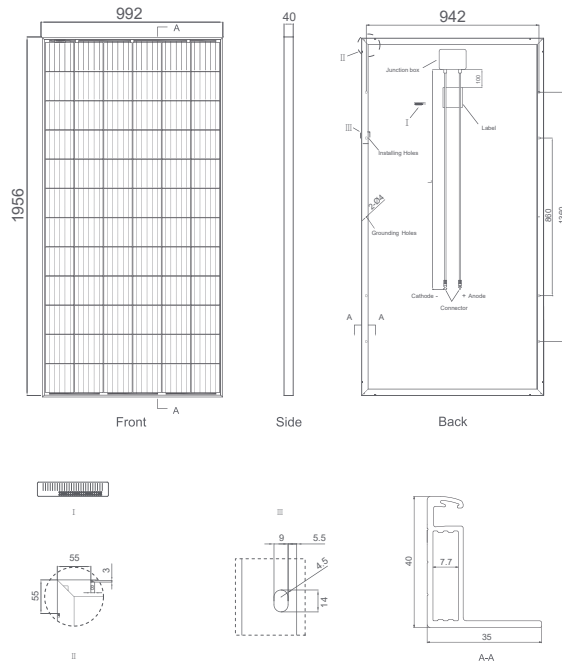
Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

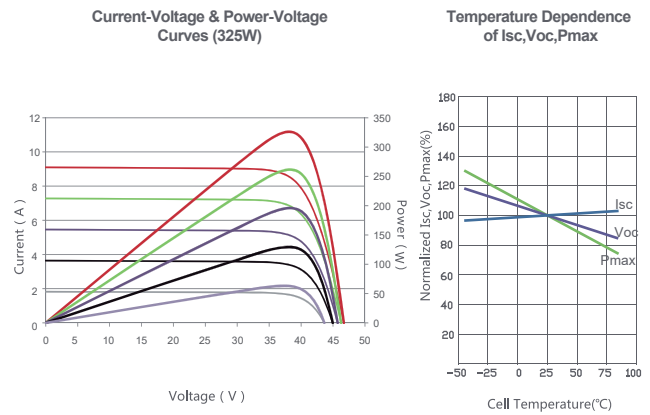


Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length: 1200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-340PP-72_rev2017

Smart String Inverter



Higher Revenue

Max. efficiency 98.65%



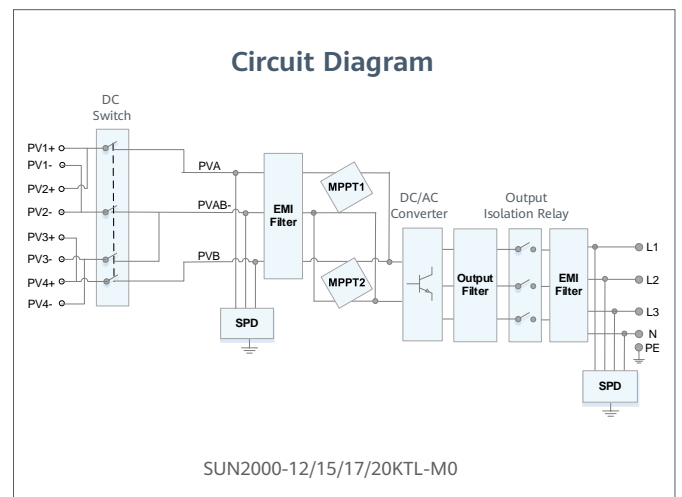
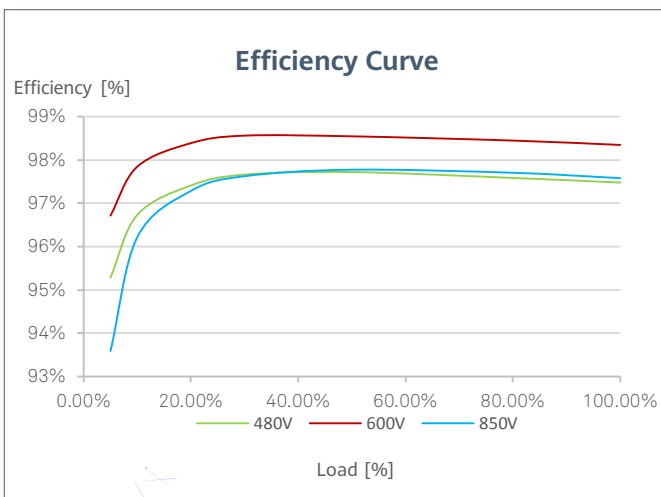
Simple & Easy

25 kg



Safe & Reliable

Arc fault protection



SUN2000-12/15/17/20KTL-M0 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M0	SUN2000 -15KTL-M0	SUN2000 -17KTL-M0	SUN2000 -20KTL-M0
-------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Efficiency

Max. efficiency	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
European weighted efficiency	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%

Input

Recommended max. PV power	24,000 Wp	26,880 Wp	26,880 Wp	26,880 Wp
Max. input voltage ¹	1,080 V			
Operating voltage range ²	160 V ~ 950 V			
Start voltage	200 V			
Rated input voltage	600 V			
Max. input current per MPPT	22 A			
Max. short-circuit current	30 A			
Number of MPP trackers	2			
Max. number of inputs	4			

Output

Grid connection	Three phase			
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Max. apparent power	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Max. output current	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %			

Features & Protections

Input-side disconnection device	Yes
Anti-islanding protection	Yes
AC over-current protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
AC over-voltage protection	Yes
DC reverse-polarity protection	Yes
DC surge protection ³	Yes
AC surge protection ³	Yes
Residual current monitoring unit	Yes
Arc fault protection	Yes
Ripple receiver control	Yes

General Data

Operation temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F) (Derating above 45 °C @ Rated output power)
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH
Max. operating altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)
Cooling	Natural Convection
Display	LED Indicators
Communication	RS485; WLAN via Smart Dongle-WLAN; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G
Weight (with mounting plate)	25 kg
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	525 x 470 x 262 mm (20.7 x 18.5 x 10.3 inch)
Degree of protection	IP65

Standard Compliance (more available upon request)

Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid connection standards	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA 2.0

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 Compatible TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11

Inversor de String Inteligente

SUN2000-36KTL



Inteligente

- monitorización inteligente de 8 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,8%, eficiencia europea del 98,6% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,6%, eficiencia europea del 98,4% (@380Vac / 400Vac)
- 4 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

Seguro

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

Confiable

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

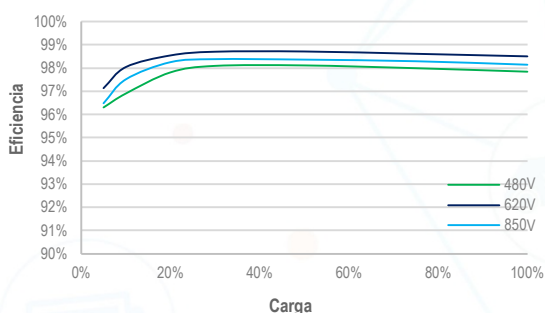
Inversor de String Inteligente (SUN2000-36KTL)



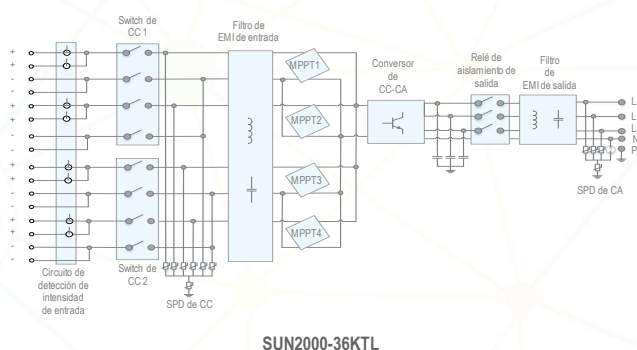
Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
	Eficiencia
Eficiencia máxima	98.8% @480 Vac; 98.6% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.6% @480 Vac; 98.4% @380 Vac / 400 Vac
	Entrada
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1000 V
tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
	Salida
Potencia nominal activa de CA	36,000 W
Máx. potencia aparente de CA	40,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings
Frecuencia nominal de red de CA	277V / 480 V, 3W+PE
intensidad de salida nominal	50 Hz / 60 Hz
Máx. intensidad de salida	54.6 A @380 Vac, 52.2 A @ 400 Vac, 43.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	60.8 A @380 Vac, 57.8 A @400 Vac, 48.2 A @480 Vac
Máx. distorsión armónica total	0.8 LG ... 0.8 LD
	Protección
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
	Comunicación
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	Si
	General
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	62 kg (136.7 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC62116
Código de red	IEC 61727, BDEW 2008, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD661/2007, RD 1699/2011, RD 413/2014. PO 12.3. EN-50438-Turkev. EN-50438-Ireland. PEA. MEA. Resolution No.7. NRS 097-2-1

Curva de eficiencia

SUN2000-36KTL@400V



Esquema eléctrico



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

Presupuestos parciales generados mediante el programa CYPE

IEF001 Ud Módulo solar fotovoltaico. 340,70€

Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,3 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,62 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,15 A, eficiencia 16,9%.

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1 Materiales					
mt35sol025aBI	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 330 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,3 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,62 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,15 A, eficiencia 16,9%, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 4 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1954x982x45 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m ² , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m ² , peso 29 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores.	1,000	320,10	320,10
Subtotal materiales:					320,10
2 Mano de obra					
mo009	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,403	18,13	7,31
mo108	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,403	16,40	6,61
Subtotal mano de obra:					13,92

EAT020 m² Estructura metálica ligera autoportante. 48,36€

Estructura metálica ligera autoportante, sobre espacio no habitable formada por acero UNE-EN 10162 S235JRC, en perfiles conformados en frío de las series L, U, C o Z, acabado galvanizado, con una cuantía de acero de 12 kg/m². El precio incluye los tornillos, los cortes, los despuntes, las piezas especiales, los casquillos y los elementos auxiliares de montaje.

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1 Materiales					
mt07ali005a	kg	Acero UNE-EN 10162 S235JRC, en perfiles conformados en frío de las series L, U, C o Z, acabado galvanizado, incluso accesorios, tornillería y elementos de anclaje.	12,000	3,00	36,00
Subtotal materiales:					36,00
2 Mano de obra					
mo047	h	Oficial 1ª montador de estructura metálica.	0,303	19,37	5,87
mo094	h	Ayudante montador de estructura metálica.	0,303	18,29	5,54
Subtotal mano de obra:					11,41
3 Costes directos complementarios					
	%	Costes directos complementarios	2,000	47,41	0,95
Coste de mantenimiento decenal: 2,42€ en los primeros 10 años.					Costes directos (1+2+3): 48,36

EAT020 m² Estructura metálica ligera autoportante. 50,29€

Estructura metálica ligera autoportante, sobre espacio habitable formada por acero UNE-EN 10162 S235JRC, en perfiles conformados en frío de las series L, U, C o Z, acabado galvanizado, con una cuantía de acero de 12 kg/m².

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1 Materiales					
mt07ali005a	kg	Acero UNE-EN 10162 S235JRC, en perfiles conformados en frío de las series L, U, C o Z, acabado galvanizado, incluso accesorios, tornillería y elementos de anclaje.	12,000	3,00	36,00
Subtotal materiales:					36,00
2 Mano de obra					
mo047	h	Oficial 1ª montador de estructura metálica.	0,373	18,42	6,87
mo094	h	Ayudante montador de estructura metálica.	0,373	17,25	6,43
Subtotal mano de obra:					13,30
3 Costes directos complementarios					
	%	Costes directos complementarios	2,000	49,30	0,99
Coste de mantenimiento decenal: 2,51€ en los primeros 10 años.					Costes directos (1+2+3): 50,29

- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- 5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

- 5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
- Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.11 Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

- 6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.
- 7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
- 7.2.1 $G_{dm}(0)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
- Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.