



**industriales**  
etsii

**Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial**

# **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA**

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Industrial**

## **Dimensionado de una instalación fotovoltaica e instalaciones auxiliares para el suministro a un grupo de locales con punto/s de recarga de vehículos eléctricos**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA**

**Autor: Miguel Ángel Giménez Pérez**  
**Director: Francisco Javier Cánovas Rodríguez**



**Universidad  
Politécnica  
de Cartagena**

Cartagena, a 22 de septiembre de 2021



## Contenido

<b>1</b>	<b>MOTIVACIÓN</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>8</b>
2.1	PANORAMA ENERGÉTICO.....	8
2.1.1	<i>Fuentes de energía eléctrica</i> .....	9
2.1.2	<i>Determinación del precio de la electricidad</i> .....	10
2.2	ENERGÍA SOLAR .....	11
2.2.1	<i>Energía solar termoeléctrica</i> .....	11
2.2.2	<i>Energía solar fotovoltaica</i> .....	12
<b>3</b>	<b>SITUACIÓN ACTUAL</b> .....	<b>15</b>
3.1	EMPLAZAMIENTO.....	15
3.2	NECESIDADES ACTUALES.....	18
3.3	SUPERFICIE DISPONIBLE .....	23
3.4	LEGISLACIÓN APLICABLE.....	24
3.5	SUBVENCIONES APLICABLES.....	25
<b>4</b>	<b>DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>27</b>
4.1	SELECCIÓN DE ELEMENTOS.....	27
4.1.1	<i>Paneles fotovoltaicos</i> .....	27
4.1.1.1	Tecnología Half Cell o half cut.....	28
4.1.1.2	Distribución y distancia mínima entre filas .....	28
4.1.1.3	Potencia generada y características eléctricas.....	31
4.1.1.4	Soporte módulos.....	32
4.1.1.5	Mantenimiento módulos.....	35
4.1.2	<i>Inversor</i> .....	35
4.1.2.1	Elección del inversor .....	36
4.1.2.2	Protecciones del inversor .....	38
4.1.2.3	Disposición .....	38
4.1.2.4	Mantenimiento .....	39
4.2	SELECCIÓN DE CABLEADO.....	39
4.2.1.1	Cableado de continua.....	40
4.2.1.2	Cableado de alterna .....	43
4.3	CANALIZACIONES .....	45
4.4	PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN .....	46
4.5	PROTECCIONES.....	47
4.6	SIMULACIÓN CON PVSYSY.....	48
<b>5</b>	<b>INSTALACIÓN DE PUNTO DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS</b> .....	<b>62</b>
5.1	MODOS DE CARGA .....	62
5.2	SELECCIÓN DE ESQUEMA ELÉCTRICO.....	64
5.3	PUNTO DE RECARGA SELECCIONADO .....	65
5.4	DISPOSITIVO FÍSICO Y ZONA DE INSTALACIÓN .....	65
<b>6</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>67</b>



6.1	GENERACIÓN DE ENERGÍA VS CONSUMO .....	67
6.2	CÁLCULO DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD .....	69
6.2.1	<i>Día de menor radiación y mayor consumo</i> .....	71
6.2.2	<i>Día de mayor radiación y mayor consumo</i> .....	72
6.2.3	<i>Día de menor radiación y menor consumo</i> .....	73
6.2.4	<i>Día de mayor radiación y menor consumo</i> .....	75
6.3	VIABILIDAD .....	77
6.3.1	<i>Parámetros indicadores de rentabilidad</i> .....	82
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>85</b>
<b>8</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>87</b>
<b>9</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>90</b>
	ANEXO 1 (PANEL AMERISOLAR 6M-HC 410w) .....	90
	ANEXO 2 (SOLAXPOWER X3-25K-TL) .....	93
	ANEXO 3 (PRY-PRYSUN H1Z2Z2-K) .....	95
	ANEXO 4 (CIRCUTOR URBAN SLAVE T2-C2) .....	98
	ANEXO 5 (INFORME PVSYST) .....	101



## Contenido gráfico

IMAGEN 1.	CENTRAL TERMOELÉCTRICA [9].....	12
IMAGEN 2.	EFFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR SOBRE UN SEMICONDUCTOR [13].....	13
IMAGEN 3.	UNIÓN P-N. [14].....	14
IMAGEN 4.	FUNCIONAMIENTO PANEL SOLAR [11].....	15
IMAGEN 5.	RADIACIÓN GLOBAL [16] .....	16
IMAGEN 6.	LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN [17].....	17
IMAGEN 7.	DENOMINACIONES LOCALES [17] .....	18
IMAGEN 8.	VISTA SUPERIOR SITUACIÓN INSTALACIÓN [17] .....	23
IMAGEN 9.	MUNICIPIOS CON REDUCCIÓN EN IBI AL INSTALAR PANELES FOTOVOLTAICOS. [19] ..	25
IMAGEN 10.	MODELO AZOTEA CON INSTALACIÓN. ....	29
IMAGEN 11.	REPRESENTACIÓN PARÁMETROS H Y D. IDAE. [21] .....	29
IMAGEN 12.	REPRESENTACIÓN DISTANCIAS ENTRE MÓDULOS.....	30
IMAGEN 13.	REPRESENTACIÓN CONEXIÓN MÓDULOS EN SERIE (STRING) .....	31
IMAGEN 14.	ESTRUCTURA PANELES SOLARBLOC .....	32
IMAGEN 15.	ESTRUCTURA PANELES TECHO CURVO [22].....	33
IMAGEN 16.	ESTRUCTURA PANEL TECHO CURVO .....	34
IMAGEN 17.	DISTANCIA INVERSOR-STRING 1 .....	39
IMAGEN 18.	ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN .....	45
IMAGEN 19.	CANAL PROTECTOR AISLADO [32].....	46
IMAGEN 20.	MONTAJE BAJO TUBO [32].....	46
IMAGEN 21.	PANEL GENERAL SOFTWARE PVSYST .....	49
IMAGEN 22.	INTRODUCCIÓN PARÁMETROS ORIENTACIÓN Y OPTIMIZACIÓN .....	50
IMAGEN 23.	DEFINICIÓN DEL SISTEMA .....	51
IMAGEN 24.	VENTANA PARÁMETROS DETALLADOS PVSYST.....	52
IMAGEN 25.	PÉRDIDAS ÓHMICAS .....	53
IMAGEN 26.	PÉRDIDAS POR DESAJUSTE DEL MÓDULO .....	54
IMAGEN 27.	FACTOR DE PÉRDIDA DE SUCIEDAD ANUAL .....	55
IMAGEN 28.	PÉRDIDAS POR ÁNGULO DE INCIDENCIA.....	56
IMAGEN 29.	PÉRDIDAS POR ENVEJECIMIENTO .....	57
IMAGEN 30.	INDISPONIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN.....	59



IMAGEN 31.	CORRECCIÓN ESPECTRAL .....	59
IMAGEN 32.	COMPORTAMIENTO DEL CONJUNTO FOTOVOLTAICO .....	60
IMAGEN 33.	DESCRIPCIÓN GRÁFICA MODOS DE CARGA [29].....	63
IMAGEN 34.	ESQUEMA ELÉCTRICO DERIVACIÓN PUNTOS DE CARGA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS [30] .....	64
IMAGEN 35.	POSTE CIRCUTOR URBAN SLAVE T2-C2 .....	66
IMAGEN 36.	IMAGEN EXTERIOR LOCALIZACIÓN. FUENTE: GOOGLE MAPS.....	66
GRÁFICO 1.	FUENTES DE CONSUMO ENERGÉTICO EN EE. UU. [5] .....	8
GRÁFICO 2.	ESTRUCTURA GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA [4]. .....	9
GRÁFICO 3.	CONSUMO PROMEDIO Y MÁXIMO “LOCAL 2” .....	19
GRÁFICO 4.	FACTOR DE SIMULTANEIDAD (MÁXIMO) POR HORAS.....	21
GRÁFICO 5.	GRÁFICA CONSUMO “LOCAL 1” .....	22
GRÁFICO 6.	GRÁFICA DE GARANTÍA Y EFICIENCIA ADICIONAL .....	58
GRÁFICO 7.	PÉRDIDAS DESDE IRRADIACIÓN HASTA ENERGÍA INYECTADA A RED .....	61
GRÁFICO 8.	REPRESENTACIÓN ENERGÍA PRODUCIDA VS ENERGÍA CONSUMIDA .....	67
GRÁFICO 9.	GRÁFICA CON CARGADOR A PLENA CARGA PERMANENTEMENTE.....	69
GRÁFICO 10.	REPRESENTACIÓN MÍNIMA PRODUCCIÓN VS MÁXIMO CONSUMO .....	71
GRÁFICO 11.	MÁXIMA PRODUCCIÓN CON MÁXIMO CONSUMO .....	72
GRÁFICO 12.	MÍNIMA PRODUCCIÓN Y MÍNIMO CONSUMO .....	74
GRÁFICO 13.	MÁXIMA PRODUCCIÓN CON MÍNIMO CONSUMO .....	75
TABLA 1.	ESTIMACIÓN CONSUMO “LOCAL 1” .....	20
TABLA 2.	COMPARACIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS.....	27
TABLA 3.	CARACTERÍSTICAS STRINGS.....	31
TABLA 4.	CARACTERÍSTICAS CONJUNTO MÓDULOS .....	31
TABLA 5.	PROPIEDADES ELÉCTRICAS A LA SALIDA DE LA INSTALACIÓN DE MÓDULOS. ....	31
TABLA 6.	OPCIONES PARA LA ELECCIÓN DEL INVERSOR.....	36
TABLA 7.	FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE (TABLA 52-D1) .....	41
TABLA 8.	FACTOR DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO (TABLA C.52-3) .....	41
TABLA 9.	ZONAS DE AHORRO / EXCEDENTE EN CASO 2 .....	73
TABLA 10.	MÍNIMA PRODUCCIÓN / MÍNIMO CONSUMO .....	74
TABLA 11.	MÁXIMA PRODUCCIÓN Y MÍNIMO CONSUMO .....	76



<b>TABLA 12.</b>	<b>RESUMEN DIFERENTES CASUÍSTICAS.....</b>	<b>76</b>
<b>TABLA 13.</b>	<b>PRESUPUESTO INSTALACIÓN .....</b>	<b>78</b>
<b>TABLA 14.</b>	<b>PREVISIÓN AHORRO INSTALACIÓN CASO A .....</b>	<b>79</b>
<b>TABLA 15.</b>	<b>PREVISIÓN AHORRO INSTALACIÓN CASO B.....</b>	<b>81</b>
<b>TABLA 16.</b>	<b>CÁLCULO VAN SUPUESTO A .....</b>	<b>83</b>
<b>TABLA 17.</b>	<b>CÁLCULO VAN SUPUESTO B .....</b>	<b>84</b>

## 1 Motivación

Este proyecto surge ante la necesidad por aspirar a unas prácticas de empresa en SOLTEC, de conocer la problemática, y diseño de instalaciones fotovoltaicas. Esta necesidad da lugar a que se dé forma a la idea de poner un punto de carga de coches eléctricos alimentado a través de una instalación fotovoltaica.

La idea es de poner un poste de recarga para vehículos eléctricos en una zona muy transitada en verano por turistas que recorren cientos de kilómetros para llegar a la costa de la Región de Murcia. Normalmente, los visitantes vienen de ciudades como Madrid, Albacete, o directamente de la ciudad de Murcia.

Dado que en los últimos años la presencia de coches eléctricos en las ciudades se está haciendo más habitual. Surge la necesidad por parte de estos viajeros de cargar sus coches varias veces cuando viajan, pues no disponen de una gran autonomía, aunque para el día a día habitual en la ciudad si les es suficiente.

Este motivo, añadido al posible beneficio económico que podría suponer la presencia del punto de recarga y dado que se dispone de una azotea susceptible de poner una instalación fotovoltaica, se planteó estudiar si poner una instalación fotovoltaica que abastezca a los locales, conectada a red para que no haya problemas de suministro eléctrico y con un punto de recarga para vehículos eléctricos era viable.

## 2 Introducción

Hace más de un siglo que el ser humano se dio cuenta de que las condiciones climáticas estaban cambiando cada vez más rápido, pero no ha sido hasta hace unos años cuando se ha actuado en consecuencia [1].

En la actualidad existen objetivos a cumplir por los países de la Unión Europea para 2030, entre los cuales están la reducción de, al menos, un 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, mejorar un 32,5% la eficiencia energética y tener una cuota de energías renovables de mínimo el 32%. Es en este último punto en el cual contribuye este trabajo fin de estudios [3].

### 2.1 Panorama energético

La RAE define energía como: *“la capacidad que tiene un sistema para realizar un trabajo, y que se mide en julios”* [2]. No fue hasta la primera revolución industrial cuando se empezó a consumir energía, desde entonces los patrones de consumo y las fuentes de obtención de energía han cambiado considerablemente.

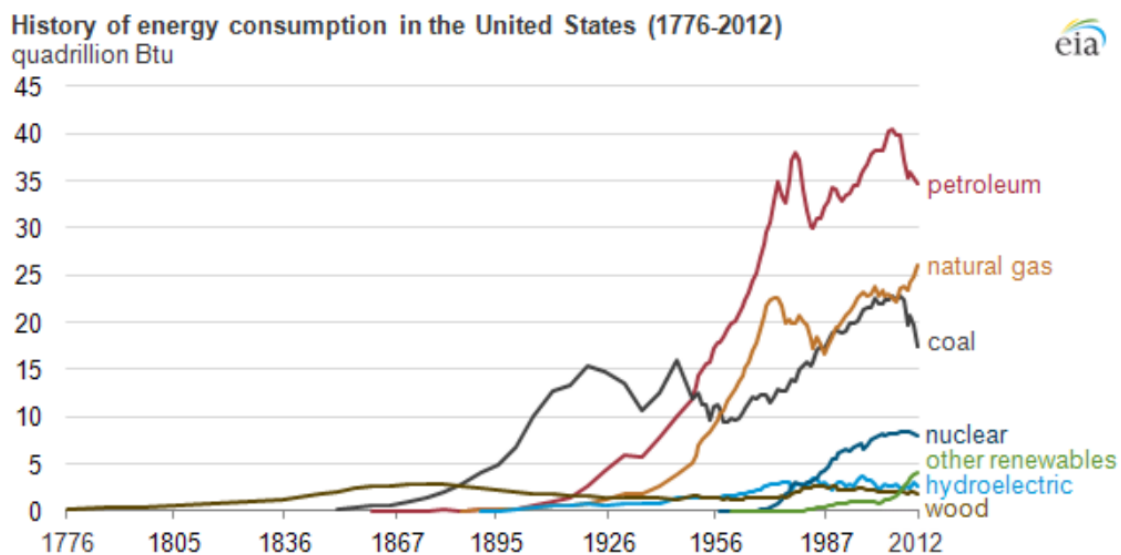


Gráfico 1. Fuentes de consumo energético en EE. UU. [5]



En la gráfica 1 publicada por la U.S. Energy Information Administration se aprecian los patrones de consumo de energía en millones de BTU (British Thermal Unit) en Estados Unidos. Entre otras conclusiones se puede destacar la tendencia al ascenso que presentan las energías renovables y el descenso de demanda de energías como el petróleo o el carbón hasta 2012.

### 2.1.1 Fuentes de energía eléctrica

Desde que la electricidad empezó a ocupar un papel importante en nuestro día a día se han estudiado nuevas formas de producción de electricidad. La energía eléctrica se divide dependiendo de la forma en que ha sido obtenida en dos grupos, la obtenida de recursos renovables y las obtenidas de recursos no renovables.

#### Estructura de la generación de enero a marzo de 2021

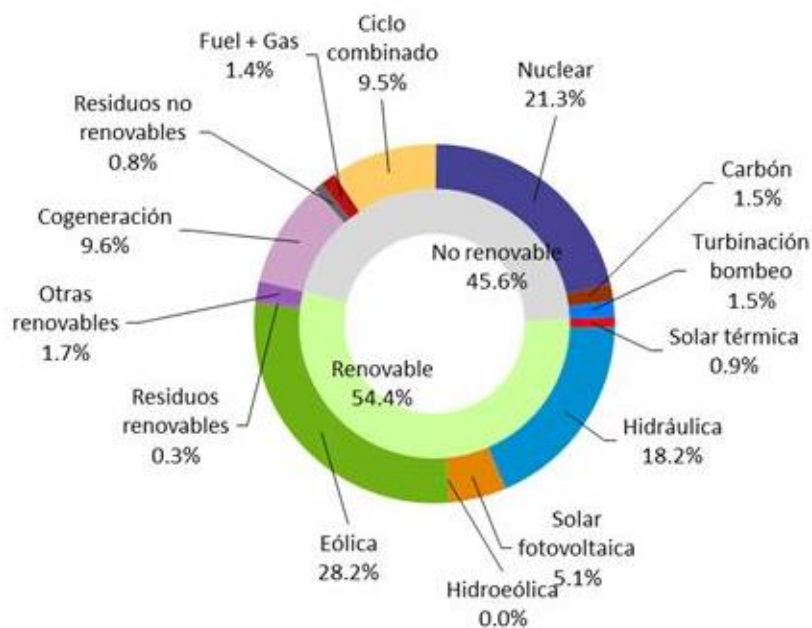


Gráfico 2. Estructura generación energía eléctrica en España [4].

Las fuentes de **energía renovables** son aquellas energías obtenidas a partir de fuentes limpias e inagotables sin originar emisiones contaminantes ni gases de efecto invernadero. Las fuentes de energías renovables son el movimiento natural de algún

fluido como puede ser aire o agua en el caso de la energía eólica o hidráulica, el calor del interior de la tierra en el caso de la energía geotérmica, y la radiación solar en el caso de la energía solar.

Por el contrario, las fuentes de **energía no renovables** son aquellas que no se regeneran, sino que se encuentra en la tierra en cierta cantidad por lo que se pueden agotar. Estas fuentes son las que producen electricidad a partir de la quema del carbón, del petróleo, del gas natural, de los biocombustibles y de la desintegración de los átomos en el caso de la energía nuclear [7].

En cuanto al consumo, durante el primer trimestre de 2021 un 54.4% de la electricidad consumida ha sido generada a partir de procesos sostenibles como son la energía eólica, la solar fotovoltaica, la solar térmica y la hidráulica. Del total de la energía consumida en España en el primer trimestre de 2021, un 5.1% ha sido energía fotovoltaica, lo que indica que la energía solar fotovoltaica ha crecido un 300% en los últimos 5 años.

### 2.1.2 Determinación del precio de la electricidad

La electricidad es un bien difícil de almacenar, por eso la demanda tiene que estar prevista con precisión para poder adaptar la oferta en cada instante. Esto hace que el precio de la electricidad esté condicionado, pues grandes productores de electricidad como centrales nucleares o de cogeneración no pueden parar su producción ya que tendría un enorme gasto para restablecerla, o simplemente un campo solar no puede dejar de producir durante las horas de sol en el caso de que no haya demanda, por eso existe el “pool” eléctrico.

El “pool” eléctrico consiste en que las empresas productoras de electricidad mandan cada día su previsión de generación para el día siguiente y esta sale a subasta. Los primeros kilovatios que se subastan son los más baratos, generalmente los generados en centrales nucleares. Después salen los siguientes más baratos que son los generados a partir de energías renovables, y así se va ascendiendo hasta cumplir la demanda estimada.

El precio del Kilovatio hora lo determina el precio al cual se haya vendido el último kilovatio, es decir, si el último kilovatio vendido procede de centrales de carbón y petróleo (tecnología cara) el precio de esta es el que se aplica a toda la electricidad producida. Esto significa que los productores de energías renovables, a pesar de tener unos costes de producción mucho menores, van a obtener mayor beneficio al cobrar el

kilovatio al mismo precio que los productores de electricidad a partir de tecnologías más caras.

El precio final de la factura de la luz no está compuesto al 100% del precio de la electricidad, sino que está dividido en 3 partes, una primera parte responsable del 38% del precio de la factura que es el precio de la energía, lo que responde al precio de producción de la electricidad más el margen de las compañías eléctricas. La segunda parte de la factura es la responsable del siguiente 41% del precio, el cual corresponde al uso de la red eléctrica, el transporte de la electricidad hasta el cliente y otros costes regulados. Por último el 21% sobre la suma de los otros dos valores que corresponde a impuestos.

El precio de la primera parte de la factura convencional de la luz no es constante a lo largo del día, ni siquiera entre días consecutivos. La determinación del promedio del Kilovatio se hace a través de un algoritmo llamado EUPHEMIA que según la oferta, la demanda y la capacidad de producción de electricidad es lo que adapta el coste de la electricidad [8].

## 2.2 Energía solar

Hoy en día cuando se habla de energía solar lo primero que se viene a la mente es una instalación fotovoltaica, pero hay muchas otras formas de aprovechar la energía proveniente del sol. Por ejemplo, con la energía termoeléctrica, con las estufas solares o los calentadores de agua, entre otros.

### 2.2.1 Energía solar termoeléctrica

La base teórica de funcionamiento son unos espejos que redireccionan los rayos solares hacia una misma zona, la cual comienza a calentarse y haciendo pasar un fluido por esta zona conseguimos que se caliente y cambie a estado de vapor. El vapor que se genera mueve a una turbina y esta a su vez mueve un alternador que genera electricidad.



**Imagen 1. Central termoeléctrica [9].**

Esta fuente de energía es fundamental para alcanzar los objetivos de sostenibilidad propuestos en la “Agenda 2030”. Esta tecnología no emite ningún gas de efecto invernadero y es totalmente sostenible.

### 2.2.2 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es un método de aprovechamiento de energía que, aunque era conocido, no se desarrolló hasta tener la necesidad de dar suministro eléctrico a las naves espaciales. Fue en 1976 cuando se lanzó el satélite “Ume” con celdas solares de Sharp a bordo [11].

- Base teórica para entender el funcionamiento de un panel:

El funcionamiento de los paneles solares se debe al efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico es la producción de corriente eléctrica que se produce por contacto de dos piezas que no están formadas del mismo tipo de material y que a su vez reciben radiación electromagnética como puede ser los rayos solares. [12]

La materia está compuesta por átomos, los cuales están formados por electrones con carga eléctrica negativa, neutrones sin carga y protones con carga eléctrica positiva. Los electrones de valencia, que son los que se encuentran en la última capa del material, son los responsables de la conductividad eléctrica de los materiales. Estos electrones de valencia son los que se relacionan con los electrones de valencia

de otros átomos y gracias a esta propiedad podemos dividir los materiales en tres grupos.

- Conductores: electrones de pueden moverse entre átomos con un pequeño agente externo.
- Semiconductores: pueden comportarse como conductores con una pequeña cantidad de energía.
- Aislantes: configuración muy estable que la energía necesaria para hacer mover sus electrones de valencia es muy grande.

El material más utilizado es el Silicio, un semiconductor muy abundante en nuestro planeta y cuya energía de unión de los átomos de valencia es muy similar a la energía de los fotones de los rayos solares. Este material se utiliza gracias a que tiene 4 átomos de valencia.

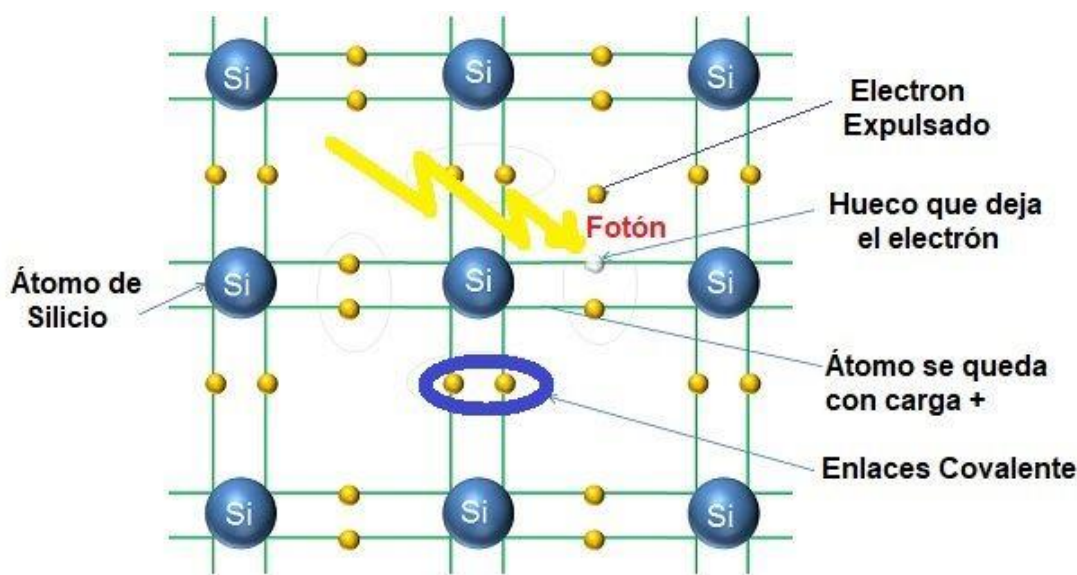


Imagen 2. Efecto de la radiación solar sobre un semiconductor [13]

Como se muestra en la imagen 2, las células están formadas por silicio y tienen inclusiones que generan un campo eléctrico entre dos regiones. Las inclusiones son de Fósforo y de Boro. Las inclusiones de Fósforo se hacen porque tiene 5 electrones de valencia y al unirse con el silicio queda un átomo libre. En la otra región las inclusiones son de Boro, el cual tiene 3 electrones de valencia. De esta forma, los electrones fluyen de la zona con Fósforo a la zona con Boro produciendo una unión p-n.

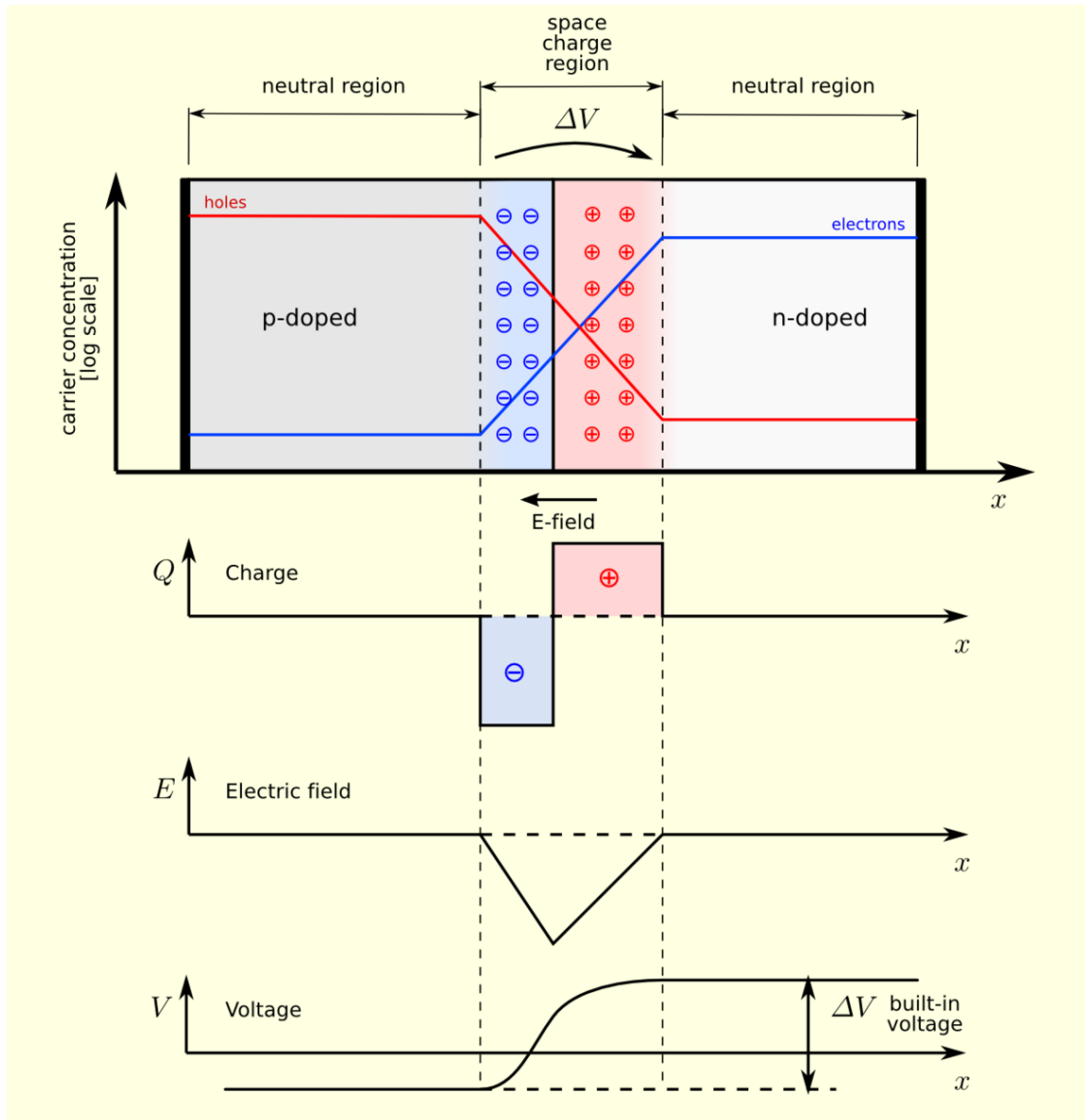


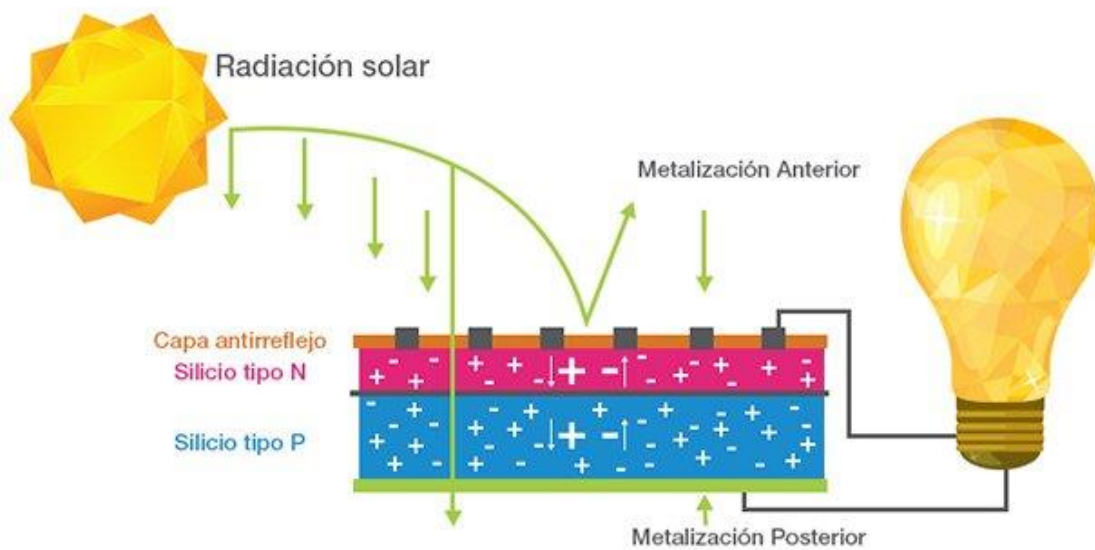
Imagen 3. Unión p-n. [14]

- Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas están formadas por materiales semiconductores, generalmente de silicio. En concreto, están formadas por una capa de material tipo n y otra de material tipo p y en la unión de estas capas es donde se da el campo eléctrico.



Las células fotovoltaicas están formadas por varias porciones de estas capas conectadas en serie, es decir, conectada la parte negativa de una capa a la positiva de la otra, dando lugar a una diferencia de potencial mayor [15].



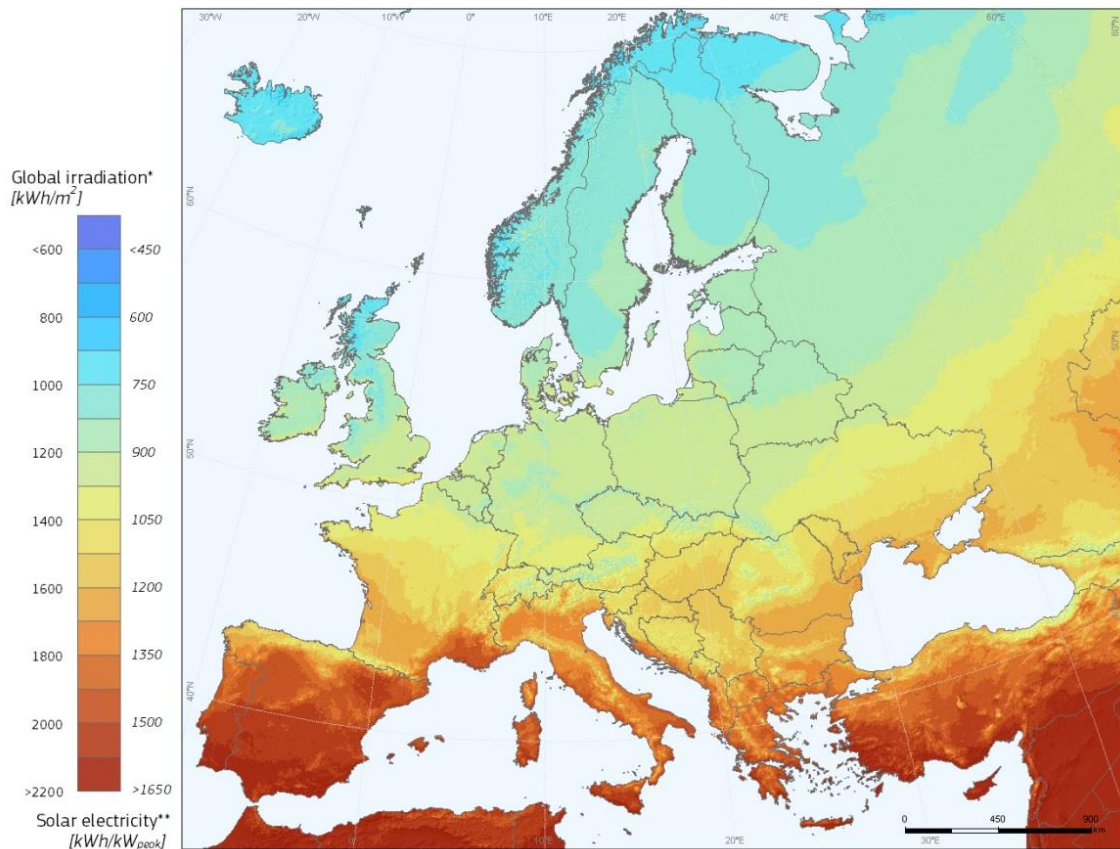
**Imagen 4. Funcionamiento panel solar [11]**

La zona que recibe la radiación solar es la zona con la capa tipo n y la intensidad que genera la célula depende de cantidad de luz que reciba. [15]

### 3 Situación actual

#### 3.1 Emplazamiento

España es uno de los países de Europa que más radiación solar recibe por metro cuadrado. Es de los países con mayor capacidad de producción de electricidad a partir de energía solar. Esto quiere decir que, en España, con una instalación más pequeño, y por lo tanto con menor inversión, podría obtener mayores beneficios que el resto de los países de la unión europea. Sin embargo, está a la cola de Europa en cuanto al aprovechamiento de la energía solar.



**Imagen 5. Radiación global [16]**

En la imagen superior se puede ver la radiación que recibe cada país de Europa, y se aprecia que España es el país que más radiación solar recibe. A pesar de tener las condiciones más favorables, otros países de Europa como Alemania o Bélgica cubren mayor porcentaje de sus necesidades energéticas con energía fotovoltaica.

En este proyecto se estudiará la viabilidad y el dimensionado para una instalación localizada en la región de Murcia, al sur de España. La región de Murcia, por su situación geográfica es una zona aventajada para este tipo de instalaciones, pues su clima no es demasiado adverso, es decir, no hay temperaturas extremas ni existe riesgo de nieve.

Las condiciones climáticas extremas hacen que el rendimiento del panel fotovoltaico se vea reducido, este es un dato que nos viene dado al adquirir un panel. La posibilidad de que nieve también es un factor para tener en cuenta ya que el panel tendría que soportar el peso de la nieve y dejaría de producir por encontrarse debajo de una gran sombra.





**Imagen 6. Localización de la instalación [17]**

En concreto, la instalación estaría en el municipio de San Javier, en la azotea de un conjunto de locales los cuales están destinados a diferentes actividades. El primero de ellos es un restaurante, el segundo es una tienda y el tercero una nave. Para simplificar la denominación de los locales se denominará “local 1” al restaurante, “local 2” a la tienda y “local 3” a la nave.



**Imagen 7. Denominaciones locales [17]**

### 3.2 Necesidades actuales

El consumo de electricidad es difícil de estimar con precisión, pues en cuestión de minutos puede pasar de estar al máximo, a estar en mínimos. Por ejemplo, supongamos que estamos en casa un día de verano, haciendo la limpieza, con el aire acondicionado a baja temperatura, luces encendidas y electrodomésticos de limpieza conectados, de pronto, tenemos que irnos y apagamos de golpe todos los aparatos, dejando los estrictamente necesarios. En ese instante habríamos pasado de un pico a un consumo muy bajo en cuestión de segundos.

Con los paneles fotovoltaicos no podemos adaptar en cada instante la electricidad generada con la consumida, pero hay otras opciones. Actualmente las compañías eléctricas tienen planes en los cuales, cuando una instalación necesita más electricidad de la que produce, coge electricidad de la red y cuando tu instalación produce más de

lo que se necesita, se vuelca a la red el excedente para que otros usuarios puedan beneficiarse.

Sin embargo, el precio al cual el cliente compra electricidad cuando no le es suficiente con su instalación, es mucho mayor al precio que la compañía le paga cuando tiene excedente.

Para hacernos una idea, cuando hay excedente, la mayoría de las compañías pagan el kWh a 0.05€, sin embargo, dependiendo de la hora del día, cuando se necesita energía de la red, el precio oscila entre 0.12-0.26€ kWh. Por lo tanto, en caso de que hubiera excedente, habría que plantearse si es rentable tener un excedente permanentemente o si es mejor asegurarnos que consumimos nosotros mismos toda la electricidad producida por la instalación fotovoltaica y pagar por completar las necesidades.

Para estimar las necesidades futuras, he utilizado varios métodos. Para el “local 2”, una tienda con un horario de apertura al público de 10 a 19 horas, las facturas aportan información precisa de consumos por días y horas, datos que he pasado a una tabla Excel para sacar conclusiones. Para una situación normal hubiera cogido un periodo de tiempo de un año como tiempo representativo, pero dada la situación de pandemia, he cogido datos de dos años atrás, es decir desde 2019, ya que durante algunas semanas tuvieron que cerrar los establecimientos y el consumo eléctrico fue bajo.

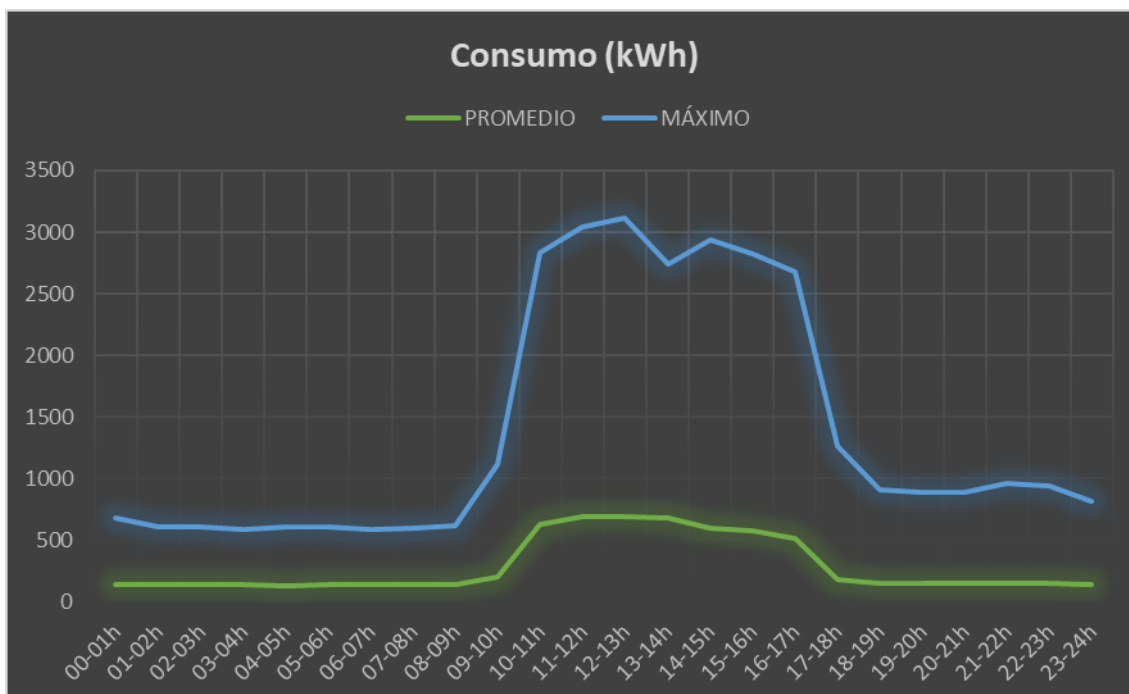


Gráfico 3. Consumo promedio y máximo “local 2”

Con los datos de partida, he podido sacar las curvas de consumo, la curva de color verde representa el consumo promedio por horas, en KWh y la curva azul representa el consumo máximo que se ha dado en los dos últimos años. La curva de consumo de este local a simple vista nos aporta información muy relevante.

En primer lugar nos indica que, el periodo del día en que se consume la electricidad es muy similar al periodo en el que la instalación fotovoltaica va a estar en funcionamiento, por lo que si disponemos de espacio suficiente, vamos a tener que requerir de la red eléctrica en muy pocas ocasiones. Por otro lado vemos que, durante las horas de mediodía, el consumo baja ligeramente, esto nos beneficia porque durante esas horas, el “local 1” presentará un pico de consumo.

Para el “local 1” las facturas de la compañía no aportaban información suficiente para calcular el consumo horario por lo que se ha hecho un listado de máquinas similares a las que hay y mirando en sus fichas técnicas se han extraído los valores de potencia de cada máquina.

MÁQUINAS	CONSUMO 1	CONSUMO 2	CONSUMO 3	Ud.	Media
Plancha	2,9	7,8	4,4	1	2,5
Freifora	6	18	3	1	4,5
Tostadora	3	2,3	1,94	1	1,2
Grill	2,2	2	2,2	1	1,1
Microondas	1,8	1	1,1	1	0,7
Horno	2,67	10,5	3	1	2,7
Batidoras	1,2	0,24	0,3	1	0,3
Exprimidores	0,13	0,155	1,2	1	0,2
Cortadoras	0,25	0,5	0,3	1	0,2
Nevera arcón	14,88	5,52	10,92	1	5,2
Mesas refrigeradas	0,01	0,3	0,025	3	0,2
Congeladores	0,01	5,52	0,28	1	1,0
Vitrina expositora	0,8	0,8	1	1	0,4
cafetera	6,3	6	6,29	1	3,1
lavavajillas	3,4	2,24	3,02	1	1,4
Iluminación	0,8	0,8	0,8	1	0,4
Aire acondicionado	2,79	4,17	3,56	1	1,8

**Tabla 1. Estimación consumo “local 1”**

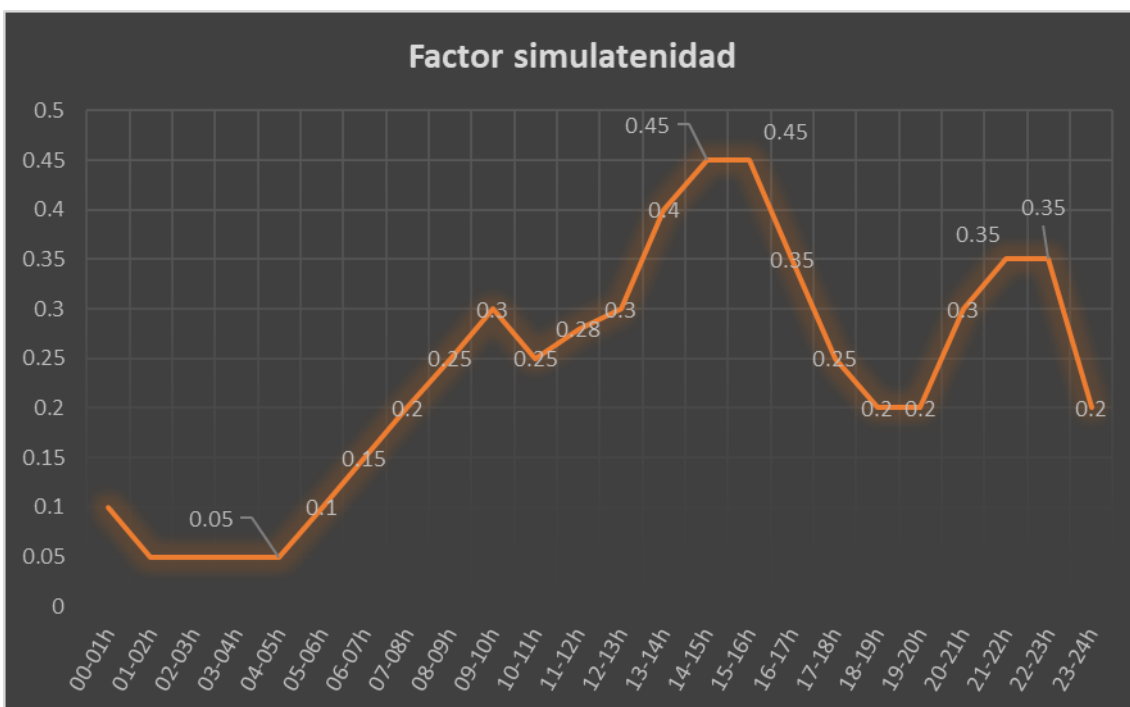
En esta tabla, la celda “media” está calculada haciendo la media de los consumos de 3 máquinas similares extraídos sus datos de consumo de sus fichas técnicas multiplicados por el número de máquinas que hay y haciendo las siguientes consideraciones:

- Las máquinas no funcionan a plena carga siempre, la mayoría del tiempo están a mitad de carga.



- No todas las máquinas funcionan al mismo tiempo, durante los servicios hay un factor de simultaneidad mayor, sin embargo a ciertas horas el factor de simultaneidad puede llegar a valores muy bajos.

Los factores de simultaneidad aplicados son los representados en la siguiente gráfica:



**Gráfico 4. Factor de simultaneidad (máximo) por horas**

Para este local, aplicando las consideraciones anteriores y, con los factores de simultaneidad quedaría la siguiente gráfica de consumo:

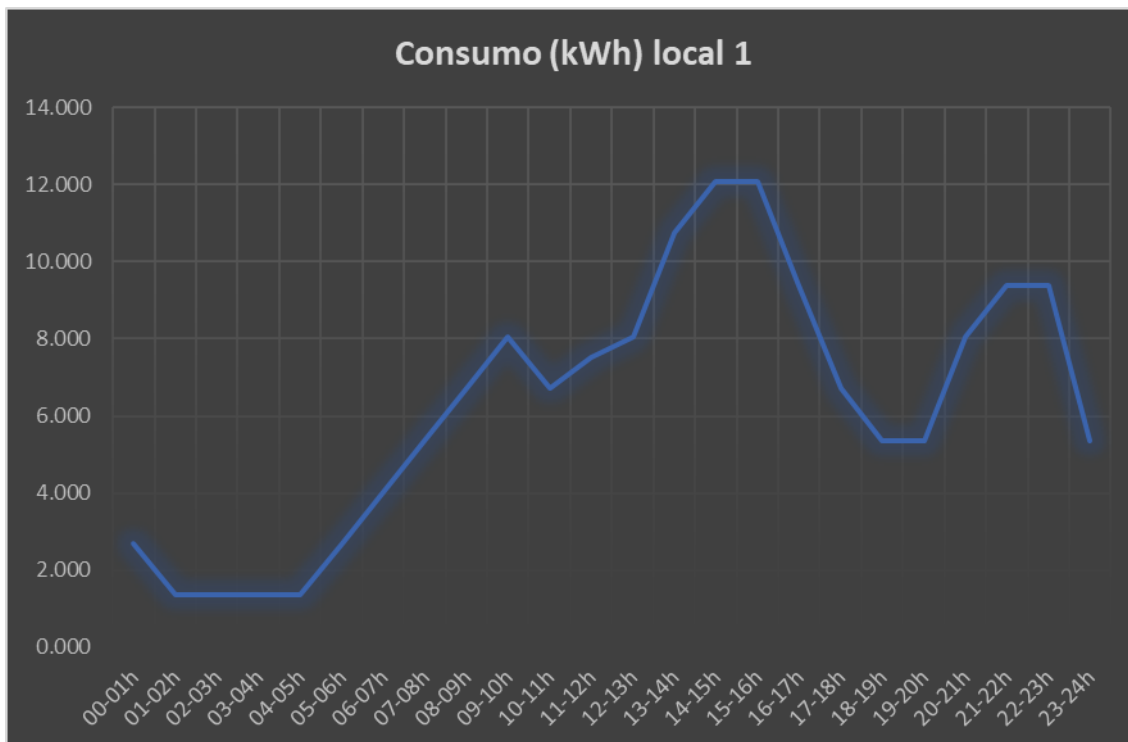


Gráfico 5. Gráfica consumo "local 1"

Para el "local 3" al ser un taller mecánico, su consumo de electricidad se puede estimar, para ello, dado que las máquinas que tiene son las mismas que el "local 2" a pesar de estar destinados a diferentes negocios. Ambos tienen sistema de aire acondicionado, en el caso del "local 2" mucho más potente, ambos tienen iluminación, en el caso del "local 3" es iluminación industrial. La única diferencia es que el "local 3" tiene elevador de coches pero, este se utiliza en momentos muy puntuales, como mucho sube 5 o 6 coches al día y el tiempo de funcionamiento es tan pequeño que no supone un gran consumo en un día.

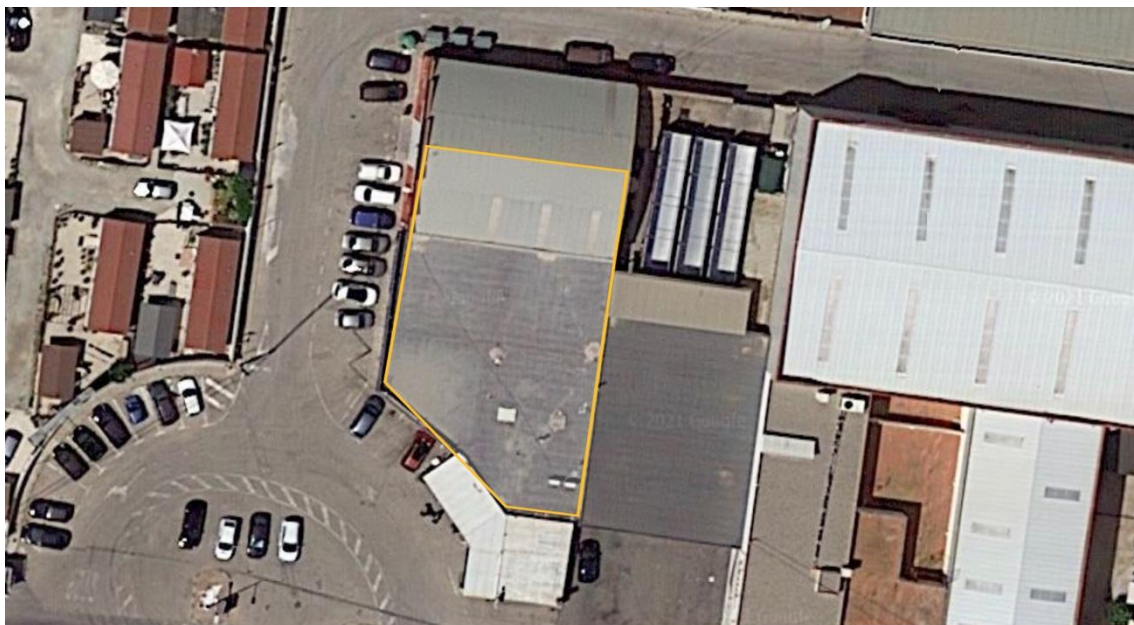
De todas formas, para no quedar "corto" a la hora de calcular el área necesaria de instalación fotovoltaica, he considerado que "la potencia que tiene demás el local 2 en el aire acondicionado, la tiene el local 3 en el elevador" y al tener los mismos metros y pagar un precio similar en la factura, se considera que tienen el mismo consumo.

Hay que tener en cuenta que los consumos no son algo constante, por lo que tampoco vale la pena estimar precisamente el consumo del pasado porque, aunque es una buena fuente de información sobre hábitos de consumo, puede presentar variaciones en función de varios agentes ajenos.

### 3.3 Superficie disponible

La superficie disponible se corresponde con las azoteas de los locales que van a consumir la electricidad, aunque se podría considerar la posibilidad de utilizar las azoteas de los locales colindantes ya sea para utilizar nosotros la electricidad producida a cambio de una renta o para que también puedan hacer uso de la electricidad generada sosteniblemente y compartiendo los gastos de elementos comunes como el inversor y el transformador.

Para este proyecto se dispone de una superficie de 800 m<sup>2</sup> pero dada la morfología del techo del “local 3”, solo se va a considerar la mitad del área de este. Esto sucede porque su techo es curvado de forma que una de sus alas queda orientada hacia el Sur con una desviación de 9° y la otra hacia el Norte, por eso, como adaptar un ala orientada hacia el norte para que las placas presenten unos ángulos adecuados de orientación es muy costoso y realmente no obtendríamos mucha más electricidad generada, solo se va a considerar el ala sur.



Perímetro ⓘ

101 m ▾

Área

612 m<sup>2</sup> ▾



**Imagen 8. Vista superior situación instalación [17]**

Por lo tanto, tendríamos 612m<sup>2</sup> para distribuir los componentes. La imagen está orientada de forma que el Norte queda exactamente hacia arriba y el sur hacia abajo, esto lo tendremos en cuenta en el momento de determinar la orientación de los paneles y la distribución de los componentes.

En la imagen podemos diferenciar dos tipos de techumbre, una perfectamente horizontal y, al estar dispuesta para añadir más plantas a los locales, se valida que resiste el peso de la instalación fotovoltaica. Por otra parte, el techo del “local 3” tiene al menos 40 años de antigüedad por lo que también se ha tenido que comprobar que puede soportar el peso de la instalación y efectivamente lo soporta.

### 3.4 Legislación aplicable

En este apartado, se van a enumerar el marco legislativo en el que se tiene que encontrar una instalación fotovoltaica con una configuración igual que la propuesta en este proyecto.

- “Reglamento electrotécnico de Baja Tensión (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002)”

Este reglamento se aplica a instalaciones que distribuyan la energía eléctrica, a las generadoras de electricidad para consumo propio y a las receptoras para tensiones nominales iguales o inferiores a 1000 voltios en el caso de corriente alterna o para tensiones nominales iguales o inferiores a 1500 voltios en corriente continua. [18]

- “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”.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. 7
- 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 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

### 3.5 Subvenciones aplicables

Cuando se plantea un proyecto de este tipo, que conlleva una inversión considerable con el riesgo que ello supone, se plantea la duda de si existe algún tipo de subvención ya que, a todos nos beneficia ecológicamente, que la electricidad que consumamos provenga de recursos naturales y renovables.

La respuesta a esta duda sería que depende, depende del momento en que busquemos, de las características de la instalación y de las condiciones personales del solicitante. Las posibles subvenciones tienen un plazo de solicitud reducido, por lo que una vez nos planteamos un proyecto de este estilo, hay que estar alerta para cuando se apruebe alguna subvención, solicitarla.

Para este proyecto, vamos a ponernos en las condiciones que están los propietarios de los locales para que cuando haya que calcular la rentabilidad esta sea fiel a la realidad.

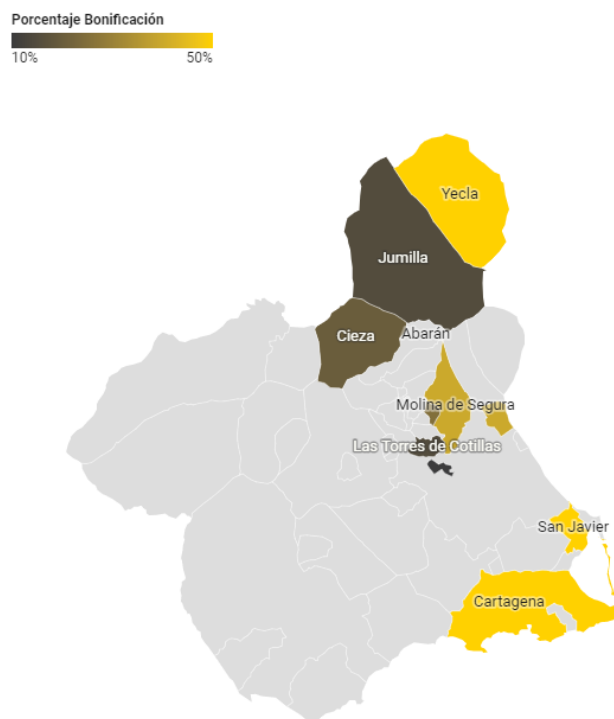


Imagen 9. Municipios con reducción en IBI al instalar paneles fotovoltaicos. [19]

En primer lugar, por ser el emplazamiento de la instalación San Javier, se obtiene un beneficio en el Impuesto de bienes inmuebles, este supone una reducción del 50% durante el primer año. Si bien en otros municipios de la región de Murcia, esta reducción se prolonga hasta un periodo de 3 años, la mayoría de los municipios no presenta ninguna reducción de este impuesto. Esto supone un beneficio por localización, que supone un ahorro total de 850€.

Anteriormente ha habido convocatorias en las que se subvencionaba una parte del coste de la instalación dependiendo del tamaño de la empresa propietaria de la instalación. El plazo de solicitud estuvo abierto hasta el 19 de abril de este mismo año y las ayudas eran de un 25% para las grandes empresas, un 35% para medianas empresas y un 45% para pequeñas empresas e incluso si la instalación incluía algún sistema de acumulación de energía, la cuantía podía aumentar hasta un 20% más.

Para tener acceso a estas subvenciones hay que cumplir algunos requisitos como estar inscrito en el registro mercantil, pertenecer al sector terciario, no haber comenzado la actuación y estar al corriente de pago de las obligaciones tributarias.

## 4 Diseño de la instalación fotovoltaica

### 4.1 Selección de elementos

#### 4.1.1 Paneles fotovoltaicos

Para la selección de paneles se han comparado varios tipos de paneles y para establecer unos criterios objetivos de selección se ha definido un índice de idoneidad adimensional. Este índice no es más que una fracción en la cual en el numerador están los valores de las características positivas multiplicados entre sí, y en el denominador igual pero con las características negativas.

Por ejemplo en el caso del primer panel:

He tenido en cuenta 4 parámetros, potencia máxima y garantía como positivos (numeradores) y, área y precio como negativos (denominadores), quedaría de la siguiente forma:

$$\text{Índ. idoneidad} = \frac{410 * 20}{2.012 * 127.2} = 32.04$$

La justificación de este índice de idoneidad viene de enfrentar los parámetros positivos cuantificados según su valor frente a los negativos también cuantificados según su valor. Se podría dar coeficientes de importancia a los valores si queremos valorar con mayor importancia la potencia del panel que su garantía por ejemplo, pero al dar los mismos índices a todos los paneles por igual, los resultados seguirían dándonos la misma información.

Marca	Modelo	Pmáx	Área	Precio	Efic. (%)	Garantía de prod.	Peso	Índice de idoneidad
Amerisolar	410w AS-6M-HC	410	2,012016	127,2	20,83	20	22	32,04
Jinko Cheetah	Mono Perc HC 60M De 340W	320	1,687368	133	18,96	10	19	14,26
LG	NeON R 370W	370	1,7272	409	21,4	25	18,5	13,09
SHARP	ND-AK270,	270	1,62688	153,9	16,6	10	18,1	10,78
Canadian Solar	MaxPower HE	330	1,94432	129	16,97	10	22,4	13,16
SHARP	ND-AH330H	330	1,940352	159	17	10	22,2	10,70
MBB	JAM72S20 440-465/MR	465	2,23024	187,82	20,8	12	25	13,32

**Tabla 2. Comparación paneles fotovoltaicos.**

Al analizar esta tabla se concluye sin lugar a duda que la opción más idónea para esta aplicación es la primera cuando nos fijamos en el índice de idoneidad. A primera vista puede verse que incluso parece extraño que su valor de idoneidad diste tanto del resto. Esto ocurre por varios factores, todos ellos venidos de emplear la tecnología *Half Cell*.

El panel seleccionado presenta una buena potencia máxima, por encima de la media de los montados hasta la fecha, su precio se debe a que existe una oferta por la compra de más de 27 paneles y viendo el área disponible podemos asegurar que va a haber más. La garantía es un factor muy para tener en cuenta en la elección de los paneles solares pues nos puede dar una idea de hasta qué punto responde un fabricante por su producto, y por último el peso que, a pesar de estar un poco elevado, no va a haber problema con el peso de la instalación pues las estructuras están comprobadas que pueden soportarlo.

#### 4.1.1.1 Tecnología Half Cell o half cut

Este panel utiliza la tecnología *Half Cell*, la cual consiste en emplear células cortadas por la mitad, situando la caja de conexiones en el centro del panel solar. Así, el panel quedaría cortado por la mitad con el 50% de capacidad cada una.

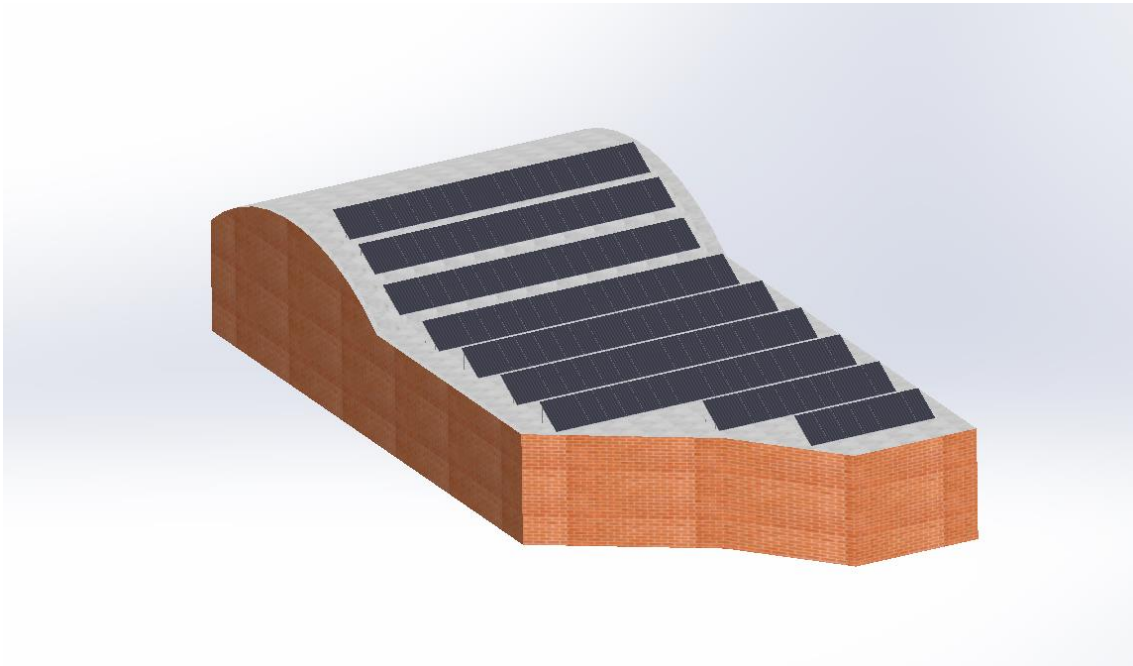
Estas placas dividen el flujo de la corriente en dos partes unidas en serie, lo cual hace que disminuya la pérdida de corriente al ser transportadas por las pistas conductoras. Este tipo de paneles también presentan ventajas respecto a la presencia de sombras porque estas no afectan a la producción total del panel y aseguran una producción continua de energía. [20] Esta tecnología hace que el panel presente una mayor potencia pico con la misma área que paneles de célula entera y también hace que aumente su eficiencia.

Un inconveniente de esta tecnología es que lleva mayor cantidad de soldaduras las cuales aumentan los riesgos de fallo. Sin embargo, el fabricante da una garantía de producto de 20 años lo cual es más que suficiente para rentabilizar la inversión.

#### 4.1.1.2 Distribución y distancia mínima entre filas

Para tener una representación he levantado un modelo 3D con las medidas exteriores de los locales y, lo más importante, su azotea. Para ello he utilizado el software SolidWorks, he modelado los paneles con sus medidas reales y he creado ensamblajes con las filas de los paneles, a partir de ahí he ido insertando las filas con las distancias calculadas entre ellas y con esta información se puede saber la cantidad máxima de módulos que se pueden poner.

Para calcular la distancia mínima entre filas de los paneles hay que estudiar las posibles sombras que pueden alcanzar a los paneles, en este caso como no existen ninguna posible sombra solo se tendrá en cuenta la sombra que se hace un panel sobre otro.

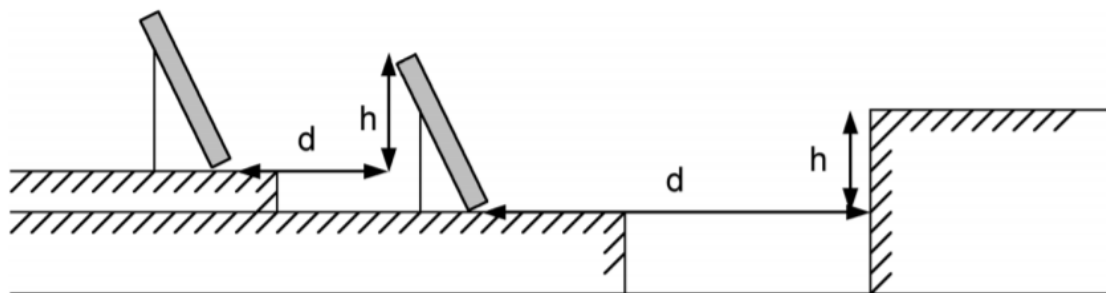


**Imagen 10. Modelo azotea con instalación.**

Para que esta sombra sea mínima, pero a la vez no haya una separación demasiado grande entre paneles, se va a aplicar el método propuesto por el IDAE, el cual propone la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Siendo h y d las medidas que se muestran en la siguiente imagen:



**Imagen 11. Representación parámetros h y d. IDAE. [21]**

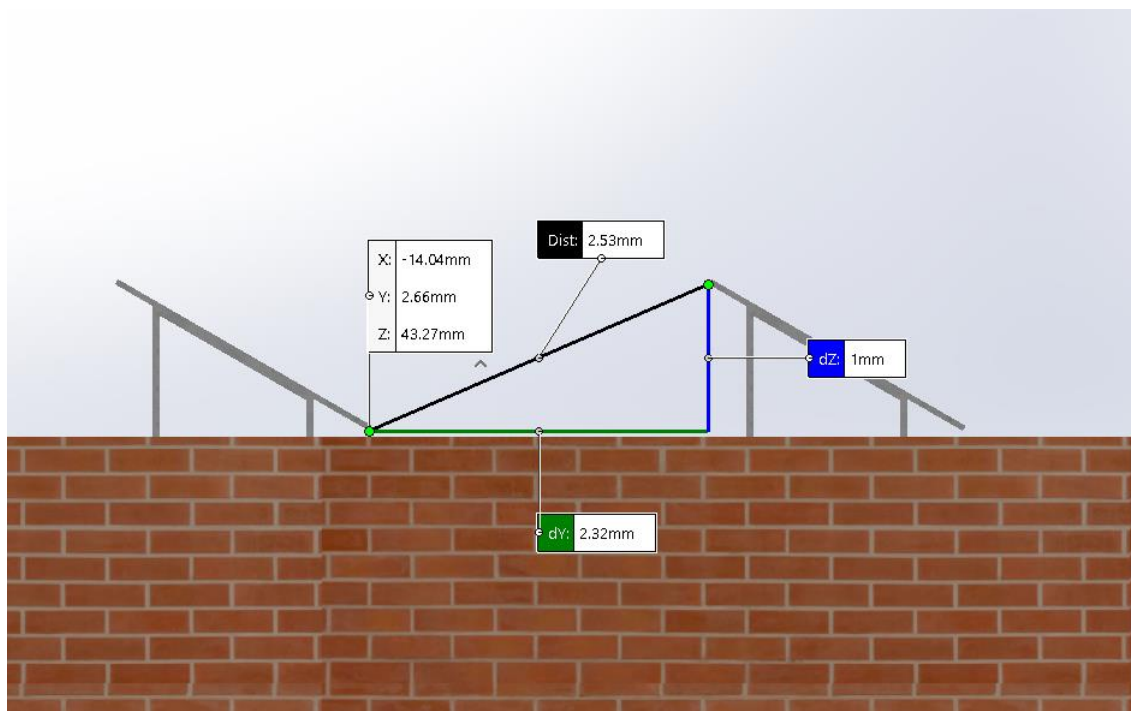
Como nuestro módulo tiene una altura de 2008mm, y está a un ángulo de 30°, la altura será:

$$h = 2.008 * \text{sen}(30) = 1.004m$$

La latitud en la que están los locales es: N37° 45'48.28''

Por lo que quedaría una distancia entre paneles de:

$$d = \frac{1.004}{\tan(61 - 37.454828)} = 2.3m$$



**Imagen 12. Representación distancias entre módulos.**

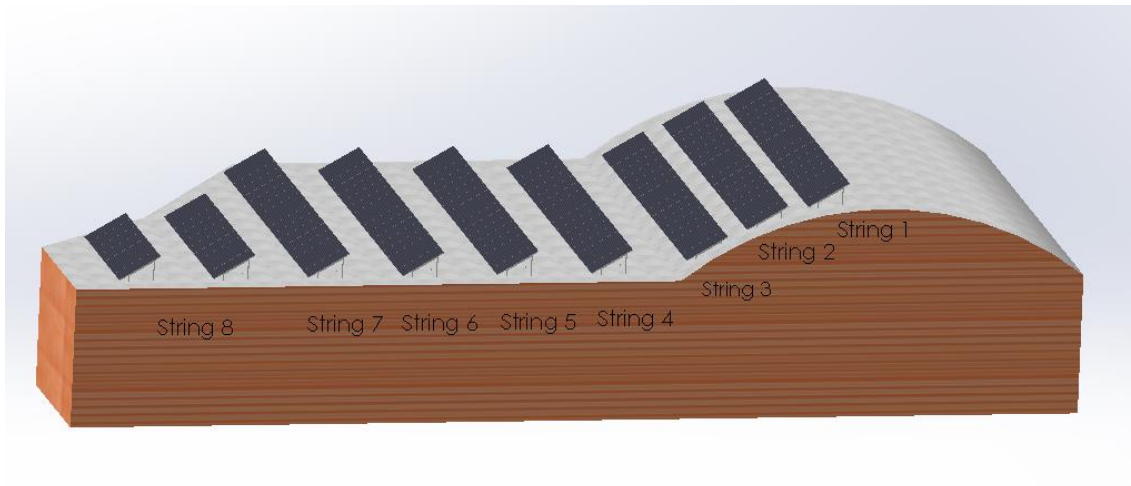
En la imagen anterior podemos comprobar la distancia que hemos tomado como altura que sale representada como dZ y es 1m, y también podemos comprobar que al hacer el modelo hemos dejado una distancia entre paneles adecuada, dY=2.32m.

Aunque en la imagen 12 las medidas salen en mm, se corresponden con los metros, como si estuviera hecho a escala 1:1000. Esto es así por motivos de representación del software.

Siguiendo la disposición calculada podemos comprobar que en el espacio disponible caben 7 filas de 17 paneles, 1 fila de 10 paneles y otra fila de 7, en total serían 136 paneles que quedarían dispuestos según se representa en las imágenes anteriores.

#### 4.1.1.3 Potencia generada y características eléctricas

Como se visualiza en la imagen 13, los paneles estarán dispuestos en serie (string) por filas, y las conexiones entre filas se hará en paralelo. Excepto las filas de 10 y 7 paneles que se conectarán entre ellas en serie e irán conectadas en paralelo al resto de las filas.



**Imagen 13. Representación conexión módulos en serie (string)**

Como cada String tiene el mismo número de módulos, tendrían las siguientes propiedades:

String núm.	Módulos/string	Isc	Imp	Vmp	V string	I string
8	17	10,39	9,86	41,6	707,2	10,39

**Tabla 3. Características Strings**

Por lo tanto, para el conjunto de la instalación quedará:

String núm.	Módulos/string	V string (V)	I string (A)	V global (V)	I global (A)
8	17	707,2	10,39	707,2	83,12

**Tabla 4. Características conjunto módulos**

La potencia máxima generada por la instalación sería de:

String núm.	Módulos/string	Nº módulos	P (w) máx/módulo	Pmáx. Global (w)
8	17	136	410	55760

**Tabla 5. Propiedades eléctricas a la salida de la instalación de módulos.**



Las propiedades representadas en la tabla 3 y 4 son las que se darían a la salida de la instalación de paneles solares. En base a estas propiedades hay que adecuar el inversor, aunque estas propiedades han sido determinadas considerando las posibilidades de los inversores comerciales, hay que encontrar el inversor óptimo para estas propiedades de potencia, tensión e intensidad máxima.

#### 4.1.1.4 Soporte módulos

Para el soporte de los módulos hay que diferenciar dos partes de la instalación, la parte que está en la superficie plana y la parte que está en la curva.

Para los paneles situados en la parte plana se ha optado por los bloques prefabricados de hormigón modelo “Estructura 30° Solarbloc” por su resistencia a la oxidación, por su futura reutilización en otras instalaciones fotovoltaicas ya que la estructura de hormigón es más duradera que las de Acero y por su simplicidad de montaje.



**Imagen 14. Estructura paneles Solarbloc**

Para la parte de módulos situados sobre la parte curva del techo no valen estos soportes porque son demasiado pesados y porque el rango de ángulos de los soportes de hormigón no es adaptable.

Para poder poner paneles en el techo curvo se va a poner una estructura similar a la presentada en la imagen siguiente pero con un ángulo de inclinación adaptado.





**Imagen 15. Estructura paneles techo curvo [22]**

Sobre esta imagen podemos ver que la estructura toma la misma solución que la adoptada en este proyecto de utilizar solo a la mitad del techo curvo orientado hacia el lado adecuado, despreciando el ala orientada hacia el hemisferio contrario.

Finalmente quedaría una estructura similar a la presentada en a la siguiente imagen:



**Imagen 16. Estructura panel techo curvo**

Sobre esta estructura se pondrían las tres filas de 17 paneles cada fila y sobre esta parte del techo no apoyará más que el peso propio de los paneles más el de la estructura metálica. Cada panel tiene un peso de 22Kg y el peso de la estructura es de 1.5Kg/m<sup>2</sup> por lo que el peso total sería:

$$M = 22 \frac{kg}{panel} * 17 \text{ paneles} * 3 \text{ filas} + 1.5 \frac{kg}{m^2} * 102m^2 = 1275kg$$

Los soportes de ambas partes de la instalación al ser modelos estándar y estar debidamente estudiados sus diseños y materiales, están adecuados para cumplir la normativa del Código técnico de la Edificación sobre la resistencia de los soportes a la corrosión, a las fuerzas originadas por la acción del viento y de la lluvia sobre los paneles y a los cambios de temperatura.

#### 4.1.1.5 Mantenimiento módulos

El mantenimiento que necesitan los paneles solares depende de muchos factores pero el más importante es la generación de polvo o de alguna sustancia que pueda interponerse entre el panel y la radiación haciendo que se puedan producir pérdidas de hasta un 8%. La solución para evitar estas pérdidas es realizar una limpieza periódica de los paneles dependiendo de su localización.

En el caso de la localización de este proyecto es aconsejable realizar la limpieza cada tres meses. Aunque, es conveniente hacer una inspección visual antes de comenzar con la limpieza para ver si algún módulo tiene su cristal roto.

Para realizar esta limpieza la mejor hora es a primera hora de la mañana o a última hora de la tarde y es suficiente con utilizar una esponja suave para humedecer la suciedad, luego se vuelve a pasar con una pequeña cantidad de lavavajillas y por último se aclara para retirar la suciedad. [23]

También es necesario comprobar que las barras colectoras de las células no presentan signos de corrosión, que no hay rastros de quemaduras en la lámina posterior y comprobar que no hay presencia de roedores que pueden ocasionar daños en el cableado de la instalación. [24]

#### 4.1.2 Inversor

A la salida del conjunto de módulos fotovoltaicos nos encontramos con una corriente continua, la cual no tiene las características necesarias para ser consumida por los aparatos eléctricos, por eso es necesario el inversor. Este elemento es el encargado de convertir la corriente continua que sale del conjunto de módulos en corriente alterna, con la tensión, intensidad y frecuencia adecuadas para el consumo.

A parte de esta función de adecuación de las características eléctricas los inversores actuales también son los encargados de monitorizar la producción de la instalación. Estos datos son muy útiles para el usuario pues le permite controlar que toda la instalación está funcionando correctamente y cuando se de algún fallo este pueda ser resuelto rápidamente para poder tener siempre la máxima eficiencia.

#### 4.1.2.1 Elección del inversor

Para seleccionar el inversor hay diversas opciones ya que hay un gran número de opciones a la hora de disponer los módulos en serie o en paralelo, la disposición de los módulos nos determina la tensión y la intensidad que va a haber a la salida de la instalación de módulos y la potencia máxima viene dada por la potencia máxima de un módulo multiplicada por el número de módulos.

Con estos datos hemos considerado diversas opciones con la ayuda del software PVSyst, las opciones son las siguientes:

Op.	Marca	Modelo	Pmáx.	Prop. Pnom	M. serie	M. paralelo	Garantía de	Nº inv.	Precio
1	FRONIUS	TAURO ECO 50-3-D	50	1,12	17	8	5	1	7017,27
2	GROWATT	40000TL-3-NS	40	1,39	17	8	5	1	2901
3	GOODWE	GW36K-MT	36	0,77	17	8	5	2	6400
4	HUAWEI	SUN200-20KTL-M2	20	1,39	17	8	5	2	4385,7
5	SOLAXPOWER	X3-25K-TL	25	1,12	17	8	5	2	4162,5

**Tabla 6. Opciones para la elección del inversor**

De entre todas las opciones posibles se han extraído las cinco más interesantes para compararlas entre ellas según unos parámetros que he considerado de interés en la elección del inversor.

Para comparar los diferentes inversores primero se van a definir algunos de los parámetros presentes en la tabla 5.

- Prop. Pnom: es la proporción de potencia nominal, es la relación entre la potencia nominal del conjunto de módulos (STC) y la potencia de funcionamiento máxima del inversor. Este parámetro indica como de sobredimensionado está el inversor respecto a la instalación. Un valor inferior a la unidad indica que el inversor está sobredimensionado y un valor superior a la unidad indica que al inversor queda falta de potencia para la instalación de módulos. Este parámetro no tiene que encontrarse en 1, sino que hay un rango de aceptación tanto de sobredimensionado como de infradimensionado.

En primer lugar la opción 1, es un inversor de la conocida marca Fronius, lo cual nos da cierta seguridad. Este inversor tiene una potencia máxima de 50 kW y su proporción de potencia nominal es superior a la unidad. Sin embargo, su precio es desorbitado en comparación con el resto de los competidores por lo que queda descartado.

En segundo lugar, la opción número 2 pertenece a la marca Growatt y tiene 40 kW de potencia máxima, este inversor aunque es el de menor precio, queda demasiado por debajo de la potencia que genera el conjunto de paneles por lo que también queda descartado ya que podría ocasionar pérdidas de electricidad.

La opción de inversor número 3 es un inversor de la marca Goodwe y al ser de 36kW quedaría por debajo de la potencia que genera el conjunto por lo que sería necesarios dos inversores. Con dos inversores quedaría como la opción más sobredimensionada y su precio está por encima de la media del resto pero es una opción para considerar.

La opción número 4 se corresponde con un inversor de la marca Huawei y también serían necesarios dos inversores ya que con 20kW no se cubre toda la potencia necesaria. Aun así, se descarta por el mismo motivo que la opción 2.

Por último la opción 5, esta pertenece a SolaxPower y estaría compuesta por dos inversores de 25kW los cuales tienen una proporción de potencia nominal muy cercana a la unidad, en concreto es la misma proporción que nos daba el inversor de Fronius pero en este caso empleando dos inversores, su precio entra dentro de la media y es otra opción para tener en cuenta.

En conclusión quedarían las opciones número 3 y 5. Ambas serían válidas, la opción 3 podría ser interesante en el caso de que queden pendientes una futura ampliación del número de módulos pero este no es el caso pues ya vamos a cubrir toda el área disponible. Por lo que el inversor SolaxPower X3-25K-TL es el que se utilizará en este proyecto.

Tener dos inversores es un aspecto positivo en instalaciones que requieran cierta seguridad de funcionamiento como es el caso porque si se da la situación de que uno esté averiado, no se pararía toda la producción de electricidad sino que quedaría una parte de la instalación produciendo. En esta instalación en caso de que se averíe un inversor se dará prioridad de abastecer el punto de recarga de vehículos eléctricos ya que el precio de la electricidad en los puntos de recarga puede ser hasta 5 veces superior al precio de la electricidad, por lo que es lo más rentable.

¿Single MPPT o Multiple- MPPT?

Un MPPT es un seguidor del punto de máxima potencia y su función es la de buscar un equilibrio entre voltaje e intensidad que haga que el inversor de la máxima potencia posible. En el caso del inversor seleccionado, dispone de dos MPPT que serán los encargados de llevar esta función, aunque se podrían tener más o menos MPPT.

Dependiendo del número de MPPT que utilice el inversor se puede obtener una mayor eficiencia, a mayor número de MPPT, mayor eficiencia. Con la utilización de MPPT se puede aumentar entre un 2.5 y un 9% la potencia máxima, dependiendo del tipo de módulos que se utilizan y de la instalación en general.

La utilización de MPPT permite reducir las pérdidas por mismatch, las pérdidas por sombras, las pérdidas por degradación, las pérdidas por temperatura entre otras, pero con la tecnología Half-Cell que utilizan los módulos seleccionados en este proyecto ya hacen la función de reducir estas pérdidas por lo que con la configuración estándar que trae el inversor es suficiente para asegurar que el porcentaje de pérdidas es reducido. [26]

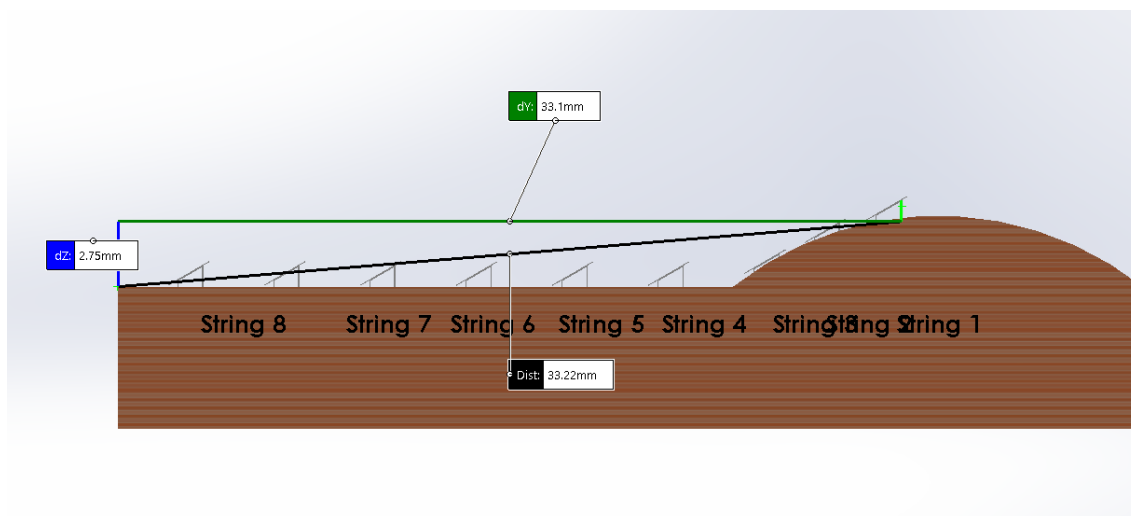
#### 4.1.2.2 Protecciones del inversor

El inversor seleccionado cuenta con una serie de protecciones para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la detección prematura de fallos como son los siguientes:

- DC switch
- Protección anti-isla
- Protección frente a circuitos de CA
- Protección frente a sobreintensidad de CA
- Protección frente a polaridad inversa
- Protección contra sobretensión de CC
- Detección de aislamiento
- Protección contra fugas de corriente [25]

#### 4.1.2.3 Disposición

La disposición del inversor depende de factores en su mayoría constructivos ya que, aunque el inversor está diseñado para estar a la intemperie, es conveniente construir una marquesina para ponerlo en su interior y así evitar posibles roturas futuras. En este proyecto el inversor va a estar situado en uno de los extremos por lo que la distancia entre el inversor y el string 1 que sería el más alejado en línea recta es de 33.1m. Sin embargo, el cable tendrá que ir por el suelo, bajar por la parte curva y seguir por la parte plana, por lo que tomaré una distancia de 40m para dimensionar el cableado de la parte de continua de la instalación.



**Imagen 17. Distancia inversor-String 1**

#### 4.1.2.4 Mantenimiento

Los inversores también necesitan un mantenimiento o, al menos, algo de atención periódicamente. Hay que comprobar la información que nos aporta el inversor para chequear que no hay sobretensión o advertencia de fallas. También es necesario hacerle una inspección visual que se puede hacer a la vez que se limpian los paneles para comprobar que la suciedad no pueda poner en riesgo la refrigeración del inversor o de cualquier aparato eléctrico.

## 4.2 Selección de cableado

Las instalaciones fotovoltaicas necesitan una cantidad considerable de metros de cable y este, dependiendo de la tensión y la intensidad que se prevé que va a conducir debe tener cierta sección para que no aumente su temperatura y tenga la vida útil que se espera de él.

Los conductores, dependiendo de su uso pueden ser de un tipo u otro, es decir, no solo importa el área de los conductores, sino también su composición química y su recubrimiento. Por este motivo, vamos a seleccionar los conductores más adecuados, para ello hay que calcular de forma independiente un conductor para el cableado de continua y otro para el de alterna.



#### 4.2.1.1 Cableado de continua

Toda instalación fotovoltaica necesita un cableado que transporte la electricidad producida, en este caso hasta el inversor a partir del cual empieza la parte de corriente continua de la instalación. El cableado que se va a emplear en la parte de corriente continua de la instalación tiene que cumplir ciertas normas que aseguren su adecuado funcionamiento y durabilidad ya que va a estar en la intemperie expuesto a las condiciones meteorológicas.

Para el cableado se ha seleccionado la marca Prysmian ya que ofrecen un cableado específico para instalaciones fotovoltaicas que nos asegura el cumplimiento de ciertas normas posteriormente mencionadas y una calidad acorde con la del resto de los componentes. En concreto se ha seleccionado el cable PRYSUN diseñado según el estándar europeo EN 50618 y el estándar internacional IEC 62930, este cable está testado y ha superado ensayos medioambientales, químicos, mecánicos y de fuego.

Para determinar la sección del cableado se necesita conocer datos de los módulos y disposición de los módulos fotovoltaicos, para ello se ha recurrido a la ficha técnica del módulo (anexo 03).

Para el cálculo de las secciones nos ayudaremos de las tablas que el propio fabricante define en su documentación, tablas extraídas de la norma UNE 20.460-5-523, de la ITC-BT-19 y del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de las cuales se va a utilizar concretamente las partes plasmadas en este documento. Para el cálculo de la sección del cable, se deberá aplicar el método de la intensidad máxima admisible y el método de caída de tensión, siendo la sección más desfavorable aquella utilizada de referencia en la instalación.

- Método de cálculo de sección mediante método de intensidad máxima admisible o método del calentamiento

El primer tramo va a estar a la intemperie con canal protector aislante, por lo que es un sistema tipo B1 según la ITC-BT 26

Datos de referencia obtenidos de cada módulo y de su disposición definida previamente en el apartado 4.1.2.3:

$I_{SC\ STC} = 10.39A$

Nº String: 7

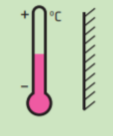
Paneles/string: 17

Longitud:  $L = 40m$



Teniendo en cuenta la localización y datos de nuestro cable, deberemos tener en cuenta los factores de corrección por temperatura, por agrupamiento y, en este caso, por acción solar directa.

AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (θ <sub>a</sub> ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78




**Tabla 7. factor de corrección por Temperatura Ambiente (Tabla 52-D1)**

Entramos en esta tabla sabiendo que el aislamiento del cable es termoestable y con una temperatura ambiente, poniéndonos en el peor de los casos de 50°C obtenemos un factor de corrección por temperatura ambiente de 0.9, según UNE-HD 60364-5-52.

Además, se aplicará un factor de 0.9 por acción solar directa sobre el cable, según UNE 20435.

Para el factor de corrección por agrupamiento, a partir de la siguiente tabla:

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES										INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire).	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas.	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C	
3	Capa única en el techo.	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	E y F	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		



**Tabla 8. Factor de corrección por agrupamiento (Tabla C.52-3)**

Según la tabla anterior, sabiendo que la disposición del cableado es de tipo A a F y que el número de circuitos es 7 y que hay que aproximar al número de circuitos inmediatamente superior, 9, obtendríamos un factor por agrupamiento de 0.5 según UNE-HD 60364-5-52

Con estos datos y sabiendo que al tratarse de una instalación fotovoltaica generadora hay que aplicar un factor de 1.4, según el IEC 62548, partiendo del dato de la I<sub>sc</sub> conocida de la tabla, tendríamos:

$$I'_{ext} = \frac{10.39A * 1.4}{0.9 * 0.9 * 0.5} = 35.91A$$

Con esta intensidad admisible y sabiendo que se trata de una parte monofásica y de tipo termoestable (XLPE2) B1 entramos en la siguiente tabla para obtener el área de la sección de cable.

NATURALEZA TÉRMICA DE AISLAMIENTO + NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA																				
A1			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)																
A2			PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)																
B1				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)									XLPE2 (90 °C)						
B2				PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)															
C																				
D*																				
E																				
F																				
VER SIGUIENTE TABLA																				
		mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
		1.5	11	11.5	12.5	13.5	14	14.5	15.5	16	16.5	17	17.5	19	20	20	20	21	23	25
		2.5	15	15.5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34
		4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
		6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
		10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
		16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
		25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
		35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
		50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
		70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
		95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
		120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
		150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
		185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523
		240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617
		300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713

Como no existe para la columna de la tabla una casilla con el valor concreto de 35.91A que es lo que deberíamos buscar, se coge el inmediato superior que son 38A y vamos a la columna de secciones, donde observamos que la sección adecuada es de 4mm<sup>2</sup>. Esta sería la sección calculada para aguantar según el criterio de la intensidad admisible.

Para comprobar el valor obtenido se va a calcular la sección mediante el método de caída de tensión. En este método se ve implicada la longitud del cable para determinar la sección por lo que en longitudes grandes la sección puede no ser la misma que la obtenida por el método de intensidad máxima admisible.

Este método utiliza la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * \Delta U}$$

Siendo:

L: longitud del cable

I: intensidad nominal para el punto de máxima potencia

γ: conductividad del cobre (45.5m/(Ω/mm<sup>2</sup>))

ΔU: caída de tensión máxima para el lado de corriente continua (1.5%)

$$s = \frac{2 * 40 * 9.86}{45.5 * 0.015 * 17 * 41.6} = 1.63 \simeq 2.5mm^2$$

Se ha calculado que la longitud del cable más largo son 40m, la intensidad nominal para e punto de máxima potencia viene dado en el datasheet del panel y es 9.86A, conductividad del cobre 45.5 y la caída de tensión por string es el 1.5% por 17 paneles/string por 41.6V de tensión de cada panel.

Como el valor obtenido de sección de 1,63mm<sup>2</sup> no existe en cables comerciales, se aproxima a la sección inmediatamente superior disponible comercialmente que es de 2,5mm<sup>2</sup>.

Como hemos obtenido soluciones diferentes en función del método aplicado para calcular la sección del cable, se va a tomar como válida la solución más restrictiva, que sería la de 4mm<sup>2</sup>.

#### 4.2.1.2 Cableado de alterna

En primer lugar escogemos el cable Afumex Class 1000V (AS) con una canalización de tipo bajo tubo grapado a la pared, esta canalización es de tipo B2. El tipo de cable es termoestable, trifásico y como el cableado de la parte alterna empieza a partir del inversor, este ya limita la corriente de salida por lo que solo se aplica un coeficiente mayorado de 1.25.

$$I'_{CA} = 40 * 1.25 = 50A$$

La intensidad de 40 A se obtiene de la ficha técnica del inversor la cual indica la máxima intensidad de corriente alterna a la salida. Con la intensidad mayorada entramos en la siguiente tabla para obtener la sección del cable.

NATURALEZA TÉRMICA DE AISLAMIENTO + NÚMERO DE CONDUCTORES CON CARGA																			
	A1	A2	B1	B2	C	D*	E	F	VER SIGUIENTE TABLA										
									PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)	PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)	XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)					
Cobre	mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
	1.5	11	11.5	12.5	13.5	14	14.5	15.5	16	16.5	17	17.5	19	20	20	20	21	23	25
	2.5	15	15.5	17	18	19	20	20	21	21	22	23	24	26	27	26	28	30	34
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59
	10	33	36	40	43	45	46	49	50	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713	

Se obtendría que la sección del cable tiene que ser de 10mm² pero para estar seguros de que el cableado va a tener una vida útil similar a la de la instalación se va a calcular la sección por el método de caída de tensión. Partiendo de que la caída máxima de tensión permitida es de 1,5% en la parte de alterna, calculamos la caída de tensión admisible:

$$\Delta U = \frac{1.5}{100} * 400 = 6V$$

Como a la salida del inversor hay corriente trifásica, se van a calcular la caída de tensión como el 1.5% de 400V, lo cual daría 6V.

$$s = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{\gamma * \Delta U} = \frac{\sqrt{3} * 40 * 40 * 1}{45.5 * 6} = 10.151mm^2$$

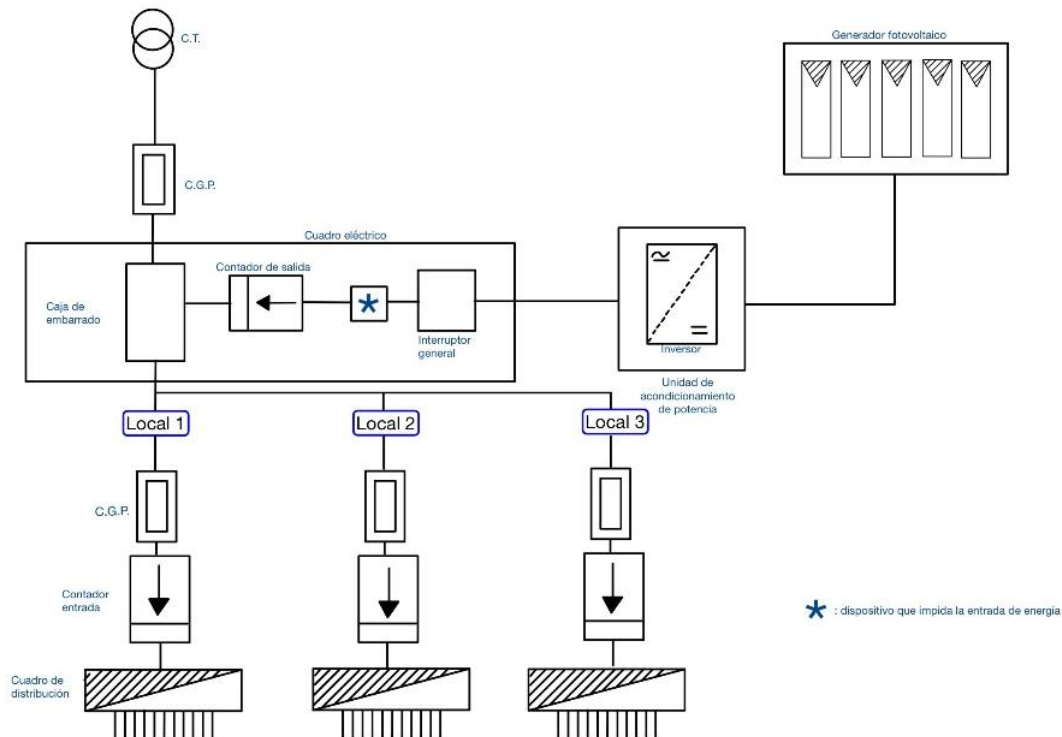
En esta fórmula, al igual que la empleada en el cálculo de la sección de la parte de corriente continua L es la longitud del cable, I la intensidad máxima, ambas multiplicadas por raíz de 3 y por el factor de potencia y divididas entre la conductividad del cobre y la caída de tensión admisible.

Como no existe un cable de esa sección en concreto, tenemos que ir al inmediato superior que serían 16mm². Como hemos obtenido soluciones diferentes en función del método aplicado para calcular la sección del cable, se va a tomar como válida la solución más restrictiva, que sería la de 16mm².

En resumen, tendríamos que el cableado de la parte continua sería de sección de 4mm² y el de alterna de 16mm².

### 4.3 Canalizaciones

Para seleccionar la canalización del cableado se ha realizado el siguiente esquema unifilar:



**Imagen 18. Esquema unifilar instalación**

Este esquema unifilar representa los elementos que componen la instalación y la forma en la que están conectados entre ellos. En paralelo a los locales estará conectado el circuito que alimenta a la instalación del punto de recarga de vehículos eléctricos.

En este esquema, el cableado que llega al inversor desde los paneles es el cableado de corriente continua, y el cableado a partir del inversor es el de corriente alterna ya que hay que igualar las condiciones a las de la red para que pueda haber un intercambio de electricidad.

La canalización de los cables es la forma que tienen de estar sujetos y protegidos de los agentes externos, con lo cual es imprescindible una buena canalización del cableado para que tenga un tiempo de vida útil acorde al de la instalación.

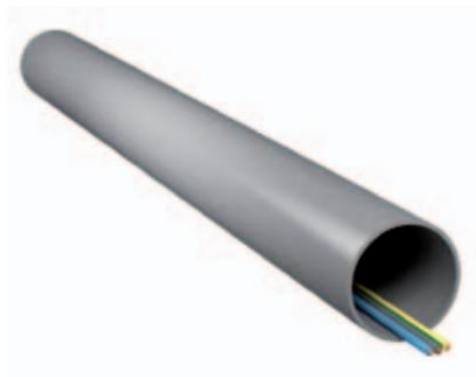
En este proyecto hay una parte de cableado por la cual circula corriente alterna y otra por la cual circula corriente continua factores que afectan a la elección de la canalización.

En primer lugar para el cableado por el cual circula corriente continua se ha seleccionado un canal protector suspendido como el que se muestra en la siguiente imagen.



**Imagen 19. Canal protector aislado [32]**

Para la zona de cableado por la cual circula corriente alterna se ha seleccionado un montaje superficial bajo tubo ya que este cableado tendrá que entrar por el interior del edificio. En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de la disposición del cableado.



**Imagen 20. Montaje bajo tubo [32]**

#### 4.4 Puesta a tierra de la instalación

Según el reglamento electrotécnico de baja tensión, la puesta a tierra es la unión eléctrica directa y sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante la toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.



Para determinar las características de la puesta a tierra hay que seguir las instrucciones que se nos dan en la ITC-BT 40 para instalaciones generadoras de baja tensión, en concreto al apartado 8.2 Características de la puesta a tierra según el funcionamiento de la instalación generadora respecto de la Red de Distribución Pública.

Dentro de las tres posibles tipologías de instalaciones que recoge el reglamento, la instalación de este proyecto estaría dentro del grupo de instalaciones generadoras interconectadas, conectadas a instalaciones receptoras que pueden ser alimentadas, de forma simultánea o independiente, por dichos grupos o por la Red de Distribución Pública.

Según la ITC-BT 40, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de las instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública. Cuando la instalación esté acoplada exclusivamente a la instalación generadora, existirá un interruptor automático de interconexión, un polo auxiliar que desconectara el neutro de la Red de Distribución Pública y conectará a tierra el neutro de la generación.

Los diferentes sistemas que recoge la ITC-BT08 son TN, TT e IT. El esquema TN tiene un punto de la alimentación, generalmente el neutro conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora conectadas a dicho punto mediante conductores de protección. El esquema TT tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora conectadas a una toma de tierra separada de la de la alimentación [28]. Por último, el esquema IT no tienen ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra, las masas de la instalación receptora están puestas directamente a tierra.

#### 4.5 Protecciones

- Separación galvánica

La función de la separación galvánica es la de evitar transferir defectos entre la red y la instalación, proporcionar seguridad personal y evitar la inyección de corriente continua a la red, y esto se consigue aislando la instalación generadora.

Para proporcionar seguridad personal la instalación debe cumplir las condiciones expuestas en la ITC-BT 24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

La inyección de corriente continua a la red no se evita en su totalidad, sino que este valor tiene que ser inferior al 0.5% de la corriente nominal de misma. Para ello si el transformador del inversor es de alta frecuencia o si el inversor no dispone de transformador hay que realizar un ensayo que demuestre que la corriente continua inyectada a red no supera el valor establecido. [31]

- Protección frente a modo isla

El modo isla se da cuando la instalación queda desconectada de la red, esta situación se puede dar por ejemplo cuando se están realizando tareas de mantenimiento en la red eléctrica y durante unas horas nos quedamos sin electricidad en casa o cuando hay un corte de suministro porque las condiciones meteorológicas han hecho que se corte un cable de línea.

En estas situaciones, el inversor quedaría desconectado de la red y solo podría funcionar si la carga que tiene es igual a la producción, es decir, si el consumo que se da en los locales es exactamente igual a la producción, cosa improbable.

Por este motivo el inversor debe disponer de esta protección por la seguridad de los trabajadores de la red que podrían encontrarse con cables cargados eléctricamente donde ellos esperaban estar trabajando con cables sin carga, para no dañar el inversor ni ningún equipo conectado a la instalación.

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

Para proteger a la instalación contra sobrecargas se van a instalar fusibles en cada string de paneles. Esta instalación no es de obligado cumplimiento por parte de la normativa ya que los inversores disponen de fusibles en sus entradas pero dado su bajo coste y que, en caso de rotura de un fusible, es más rápido y económico sustituir los fusibles de cada string que los del inversor, se ha decidido instalarlos.

Cada string tendrá su propio fusible cuya intensidad será la inmediata superior a la intensidad de cortocircuito de un panel, ya que esta será la intensidad que circulará por el string al estar todos los paneles conectados en serie.

#### 4.6 Simulación con PVSyst

El software PVSyst es una herramienta de considerable utilidad en proyectos relacionados con la energía fotovoltaica pues permite tanto hacer una primera aproximación de generación eléctrica antes de empezar el proyecto como introducir o seleccionar datos precisos de la instalación en cuestión para calcular los valores de las variables significativas en este tipo de proyectos.

Para el caso que nos ocupa, aunque el software es muy potente y podríamos calcular la totalidad de la instalación con el mismo, dado que la versión que utilizamos es la demo, vamos a calcular la producción de la instalación, junto que los ángulos de inclinación y las pérdidas de rendimiento que se dan en estos tipos de instalaciones, y después se calculará manualmente la

cantidad de electricidad destinada a autoconsumo, la cantidad de excedente que se genera si es que se genera excedente, el presupuesto de la instalación y la viabilidad del proyecto, todos estos cálculos se mostrarán en el apartado 6.

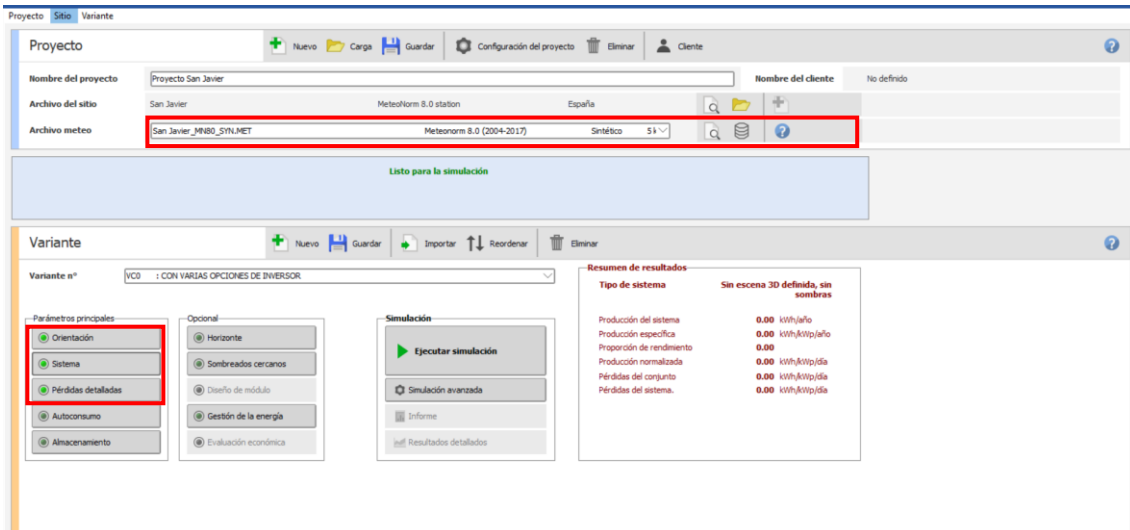


Imagen 21. Panel general software PvSyst

Para comenzar, como podemos ver en la imagen anterior, el programa solicita al usuario la localización de la instalación, de esta forma el software cargará los archivos meteorológicos para la ubicación concreta, dándonos a elegir la fuente de la que obtener dichos datos, también da la posibilidad de cargar nuestro propio archivo meteorológico. En el caso de este proyecto hemos indicado que la instalación está ubicada en San Javier y los datos han sido obtenidos de la fuente Meteonorm 8.0.

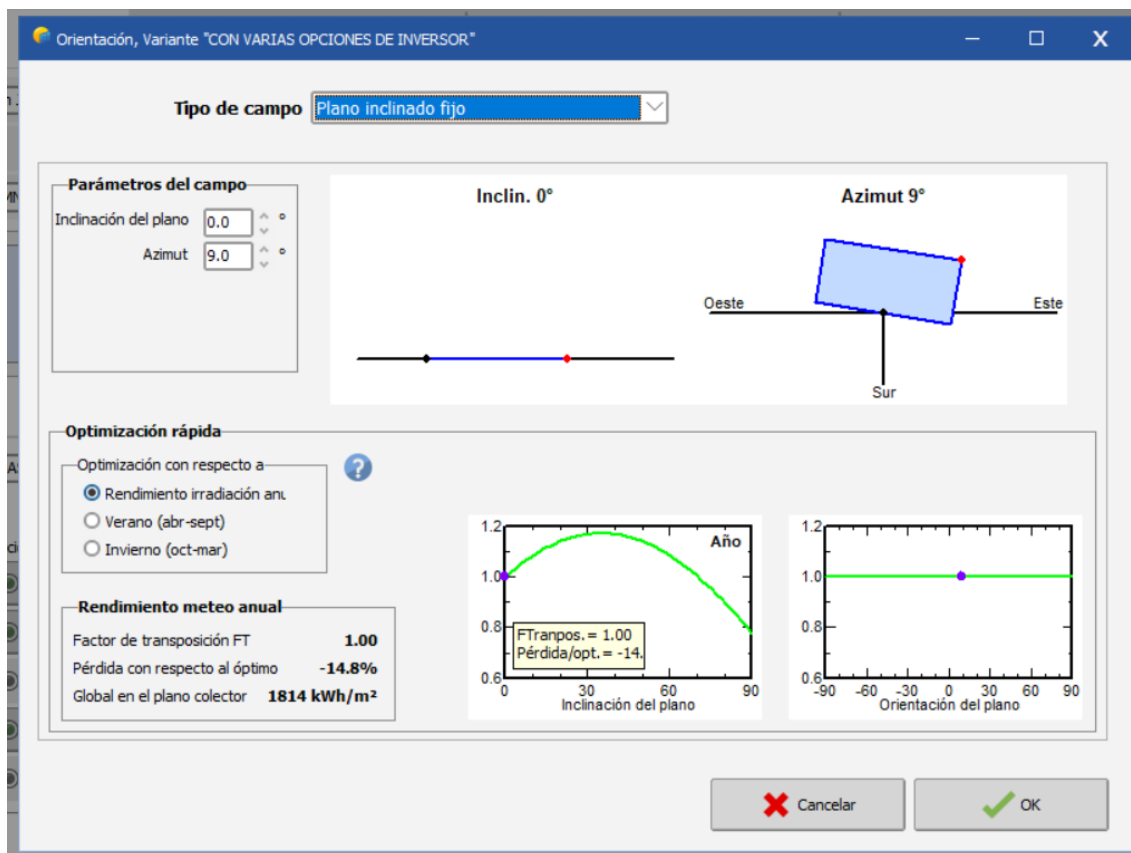


Imagen 22. Introducción parámetros orientación y optimización

El siguiente paso es definir la orientación de la superficie sobre la que se van a instalar los paneles, para ello el usuario tiene que dar un ángulo de inclinación y un ángulo de azimut. Para el caso que se está estudiando, el ángulo de inclinación de la superficie es de 0° y el Angulo de azimut es de 9°, estos ángulos han sido obtenidos de “Google maps” por lo tanto no sabemos su nivel de precisión sin embargo, si sabemos que ángulos de azimut inferiores a 30° no afectan significativamente en el rendimiento de la instalación por lo que es suficiente con saber que está entre 5 y 10°.

En el apartado de orientación también se tiene que decidir si queremos que calcule los ángulos de inclinación y azimut de los paneles para que se optimice la producción en la estación de verano o en la de invierno, o si lo que queremos es el máximo rendimiento. En este apartado se ha decidido que la instalación tenga el máximo rendimiento pues su uso va a ser constante durante todo el año.

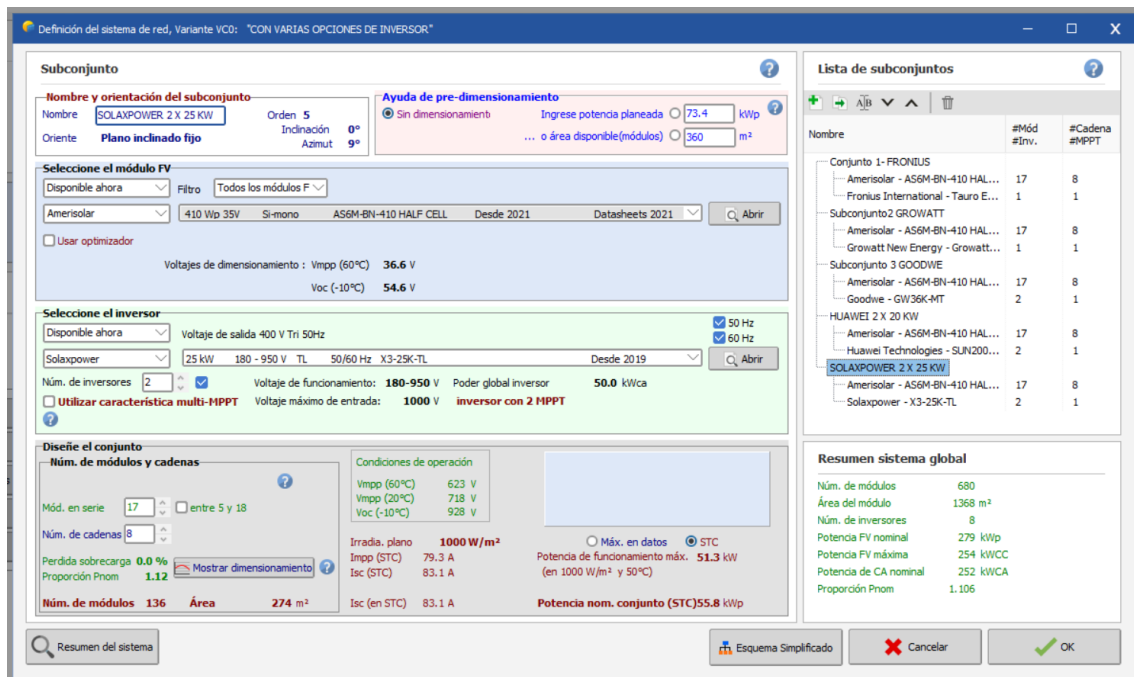


Imagen 23. Definición del sistema

Este apartado es de los más importantes a la hora de aprovechar al máximo el espacio del que disponemos. Este software dispone de una amplia base de datos con todas las marcas, modelos y características de paneles e inversores, y es en este apartado donde tenemos que decidir que combinación es la que más nos interesa.

En nuestro caso, los paneles a utilizar estaban claros previamente a la introducción de parámetros en PvSyst por los motivos explicados en el apartado de selección del módulo fotovoltaico, en cambio, no estaba claro qué inversor era el más conveniente para la disposición deseada, por ello se escogieron de entre toda la gama de inversores 5 posibilidades que cuadrasen en potencias y conexiones, y mediante los datos que nos va dando el software, nos sirve de ayuda para valorar en cuestión de minutos cual es el idóneo.

Finalmente se decidió que el inversor Solaxpower X3-25K-TL era el más conveniente. En la parte inferior de la imagen 23 podemos ver los resultados que nos ofrece PvSyst para la combinación panel-inversor que le hemos indicado. En nuestro caso, aunque inicialmente indicaba un número de cadenas y de módulos en serie diferente, por simplicidad en la instalación eléctrica para que físicamente cada fila de paneles este realmente conectada en serie y las filas entre si estén conectadas en paralelo, dado que la producción global no sufría apenas variación, en vez de adoptar el valor que daba inicialmente el software, se han introducido manualmente los valores de módulos en serie y cadenas que se desean tener, 17 y 8 respectivamente.

Este software, a pesar de ser actualizado cada poco tiempo por la velocidad con la que las marcas crean nuevos productos con mejores características y nuevas tecnologías de funcionamiento, el módulo que se había seleccionado no estaba dentro de la base de datos. Esto no supone un

grave problema ya que se puede coger un módulo de características similares y, a partir de la ficha técnica de nuestro módulo, crear uno manualmente con las mismas características y propiedades.

Por último nos queda que considerar las pérdidas que se tienen desde que incide el rayo de sol, hasta que circula electricidad por el cable que se introduce en el inversor. Para ello PvSyst tiene la siguiente ventana:

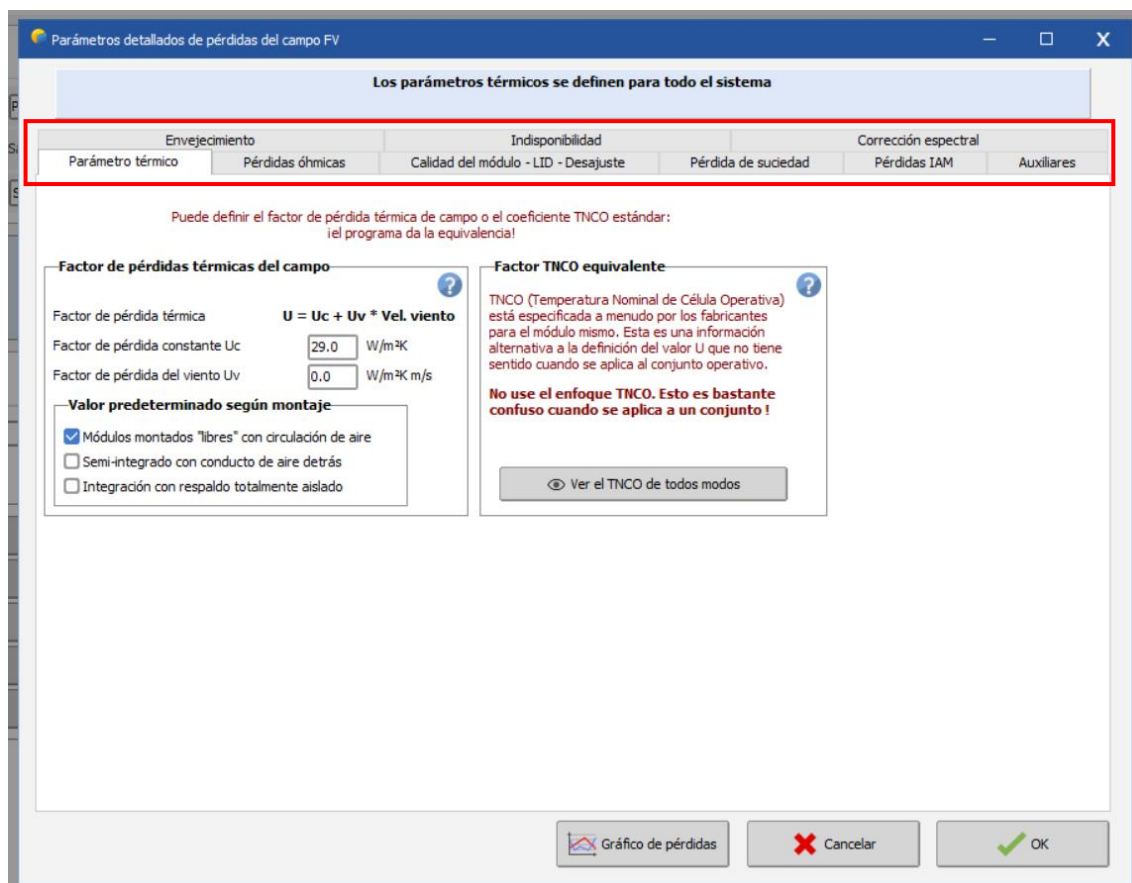


Imagen 24. Ventana parámetros detallados PvSyst

En la imagen 24 se puede ver todos los parámetros de pérdidas que se tienen en consideración para calcular la producción de la instalación. En primer lugar el parámetro térmico hace referencia a las posibles variaciones de temperatura que pueden sufrir los paneles en función de la estación del año en la que nos encontremos. Por ejemplo, en invierno los módulos pueden enfriarse 10-15° por debajo de la temperatura en condiciones estándar, si se estiman las pérdidas de potencia en un 0.38%/°c se perdería entre un 3.8 y un 5.7% de potencia en cada módulo.



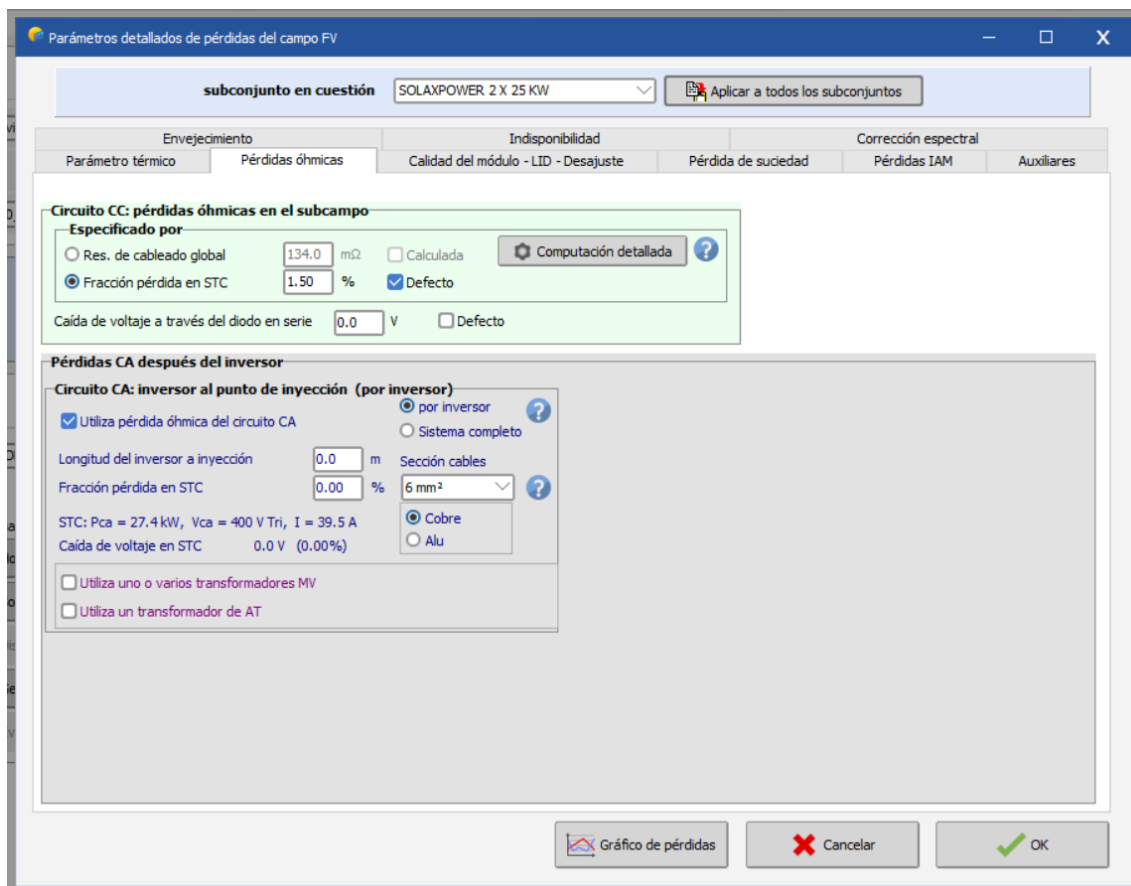
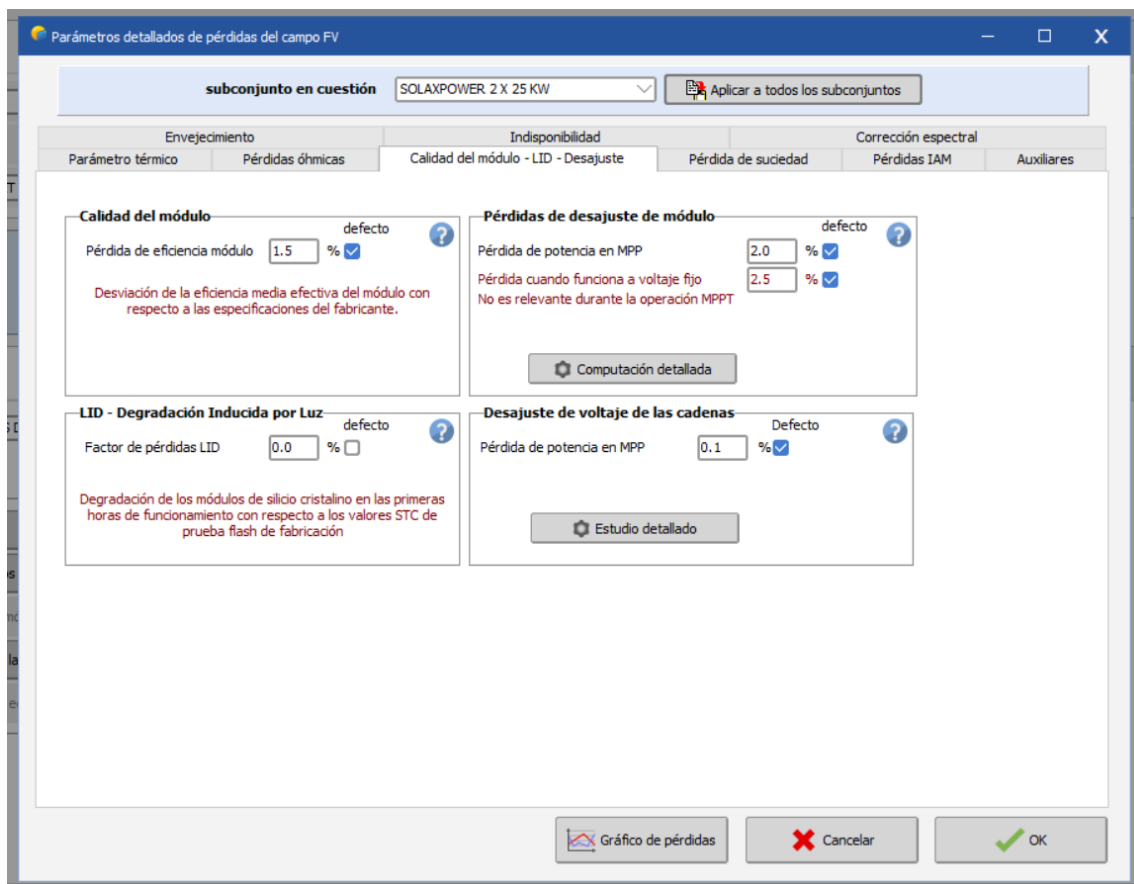


Imagen 25. Pérdidas óhmicas

Las pérdidas óhmicas se producen por la caída de tensión al circular una corriente por un conductor de un material y sección concretos. Estas pérdidas pueden reducirse mediante el correcto dimensionado del cableado en función de la corriente que circula por el mismo.



Parámetros detallados de pérdidas del campo FV

subconjunto en cuestión SOLAXPOWER 2 X 25 KW

Envejecimiento Indisponibilidad Corrección espectral

Parámetro térmico Pérdidas óhmicas Calidad del módulo - LID - Desajuste Pérdida de suciedad Pérdidas IAM Auxiliares

**Calidad del módulo** defecto ?  
Pérdida de eficiencia módulo 1.5 %   
Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante.

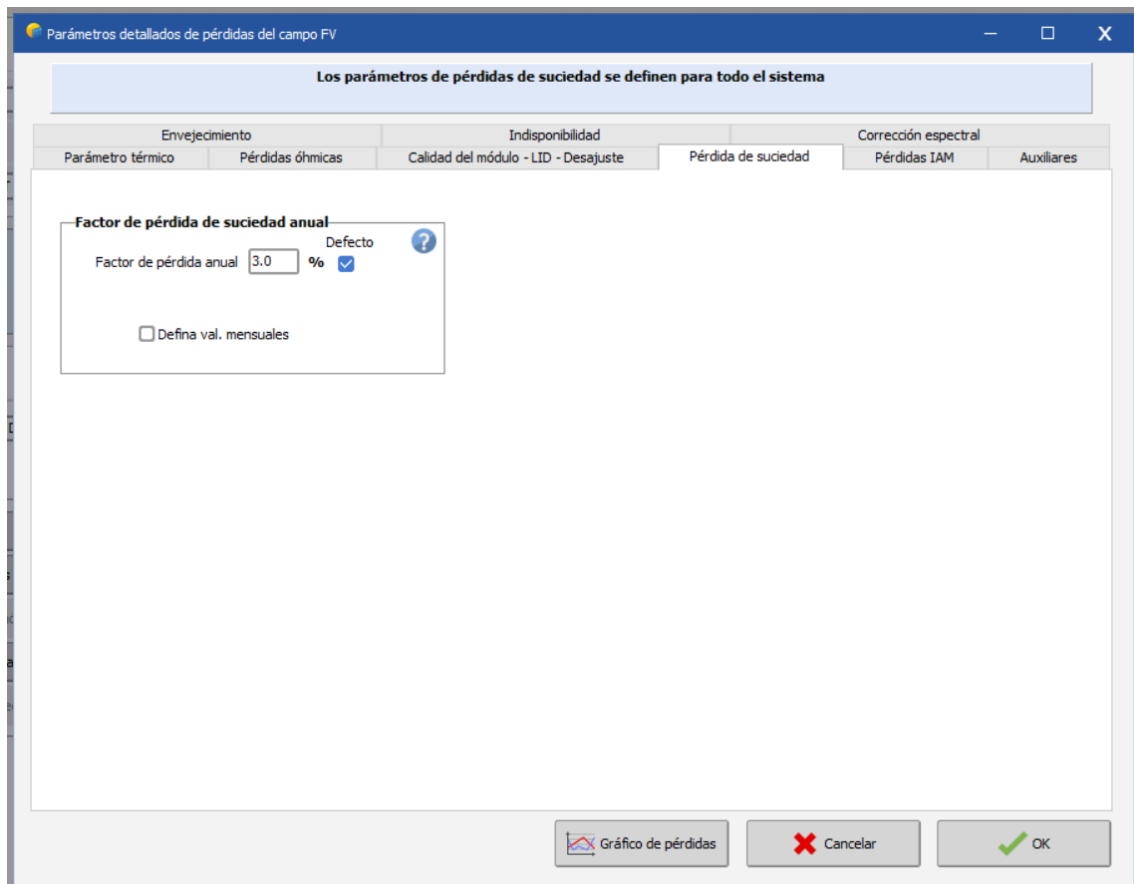
**Pérdidas de desajuste de módulo** defecto ?  
Pérdida de potencia en MPP 2.0 %   
Pérdida cuando funciona a voltaje fijo 2.5 %   
No es relevante durante la operación MPPT

**LID - Degradación Inducida por Luz** defecto ?  
Factor de pérdidas LID 0.0 %   
Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación

**Desajuste de voltaje de las cadenas** Defecto ?  
Pérdida de potencia en MPP 0.1 %

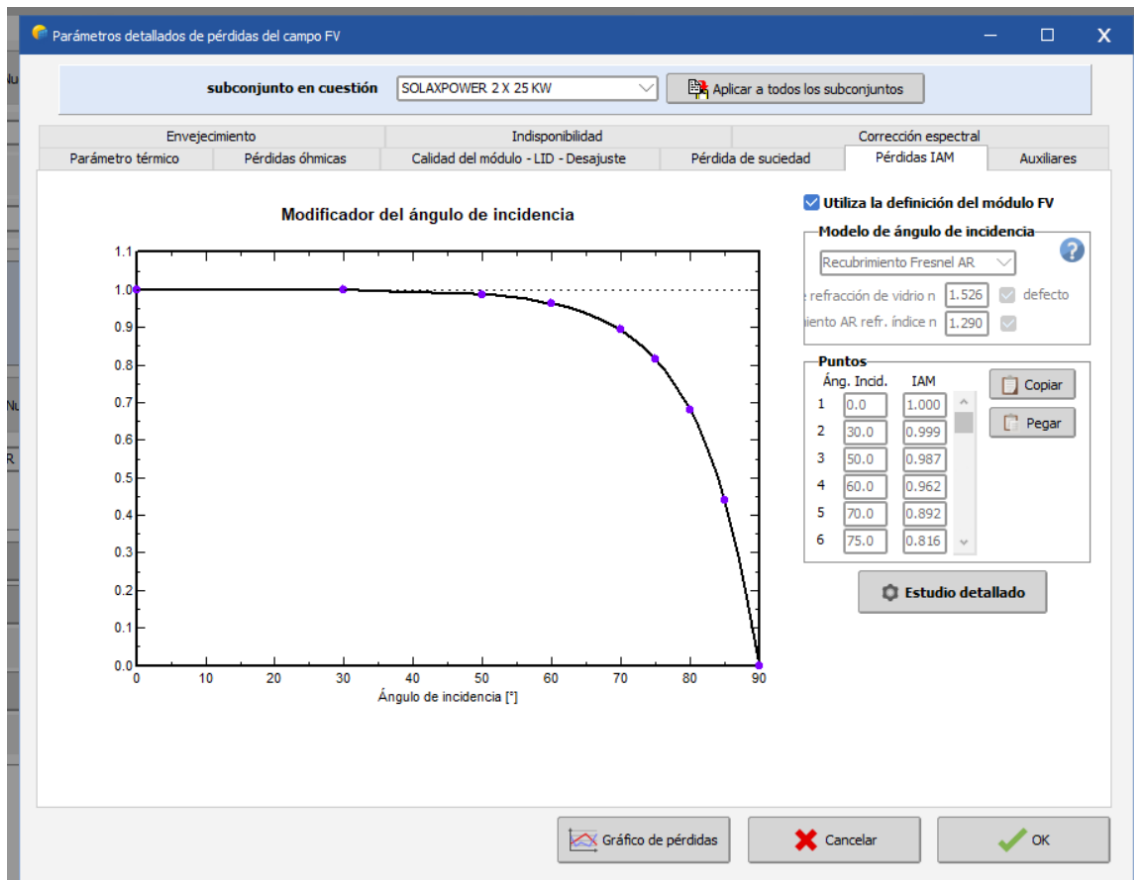
Imagen 26. Pérdidas por desajuste del módulo

En la imagen 26 se muestran las pérdidas de potencia que pueden aparecer por la calidad del módulo. En cuanto a la calidad del módulo, se toma como estándar un 1.5% de pérdidas, respecto a las pérdidas por desajuste, en el punto de máxima potencia se estiman en un 2%, las pérdidas de degradación inducida por luz son del 0% porque estas pérdidas no afectan al tipo de módulo que se utiliza, y el desajuste de potencia en el punto de máxima potencia es del 0.1%, valor que a priori puede parecer pequeño, pero teniendo en cuenta que el inversor dispone de varios seguidores del punto de máxima potencia, es un valor fiel a la realidad.



**Imagen 27. Factor de pérdida de suciedad anual**

En la imagen 27 se muestra el factor de pérdidas correspondientes a la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Por una parte, la presencia de suciedad uniforme provoca que la corriente y la tensión entregada por el generador fotovoltaico se vean disminuidas y por otra parte, la suciedad localizada como puede ser la deposición de un ave da lugar a pérdidas y mismatch y a las pérdidas por aparición de puntos calientes.



**Imagen 28. Pérdidas por ángulo de incidencia**

En la imagen 28 se muestran las pérdidas que se consideran por la variación del ángulo de incidencia, estas pérdidas las da el fabricante del módulo y en nuestro caso al tener que introducir manualmente los parámetros del módulo, fue en ese momento donde se introdujeron estos parámetros que permiten crear la curva de eficiencia de la imagen.

Las siguientes pérdidas que se mostrarían serían las auxiliares pero, estas no se tienen en cuenta por la tecnología Half Cell que emplea nuestro módulo y descrita en el apartado 4.1.1.1.

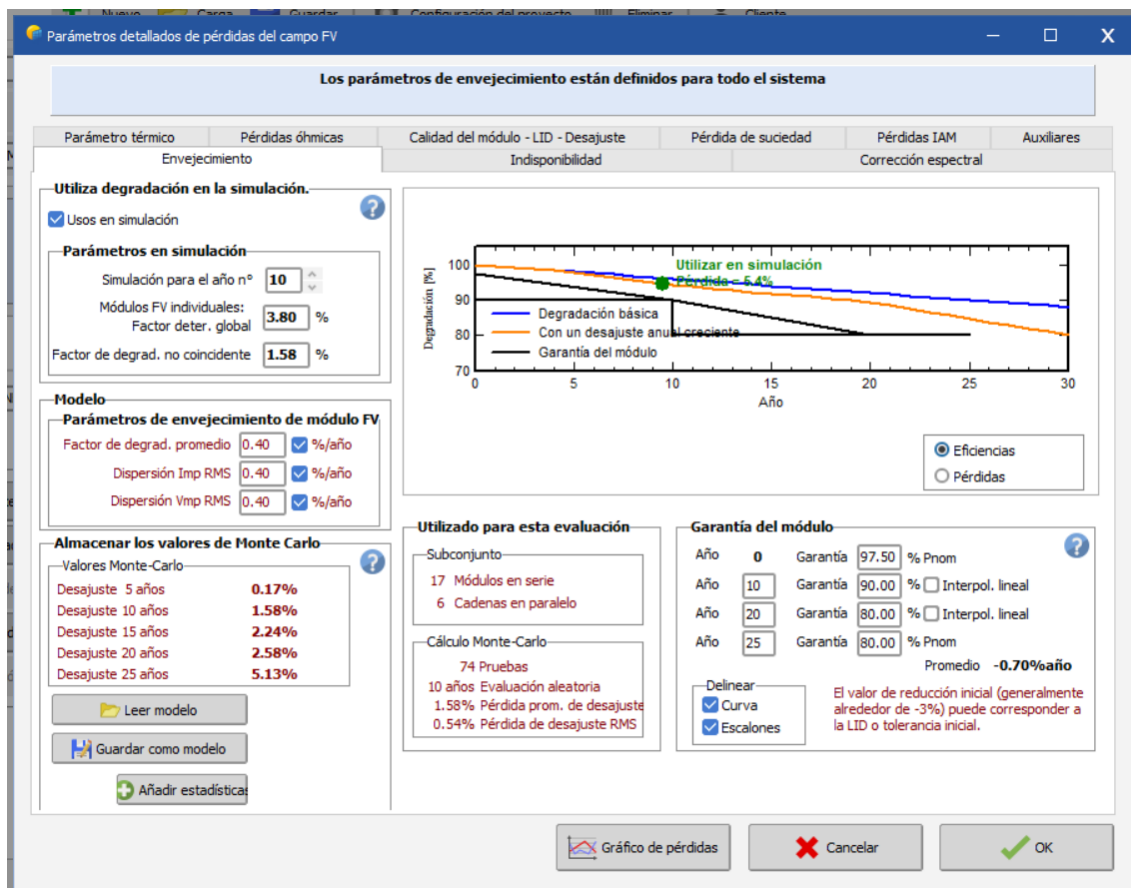


Imagen 29. Pérdidas por envejecimiento

En la imagen anterior se muestra cómo se consideran las pérdidas por envejecimiento del módulo. En nuestro caso hemos introducido manualmente la garantía que nos proporciona el fabricante del módulo y a partir de eso se delinea una curva y un escalón que la representan. Estos datos son empleados para calcular la pérdida de generación de potencia que se da a lo largo de los años. También se indica que se haga una simulación para el año 10 de vida del módulo, es decir, aproximadamente a mitad de vida útil.

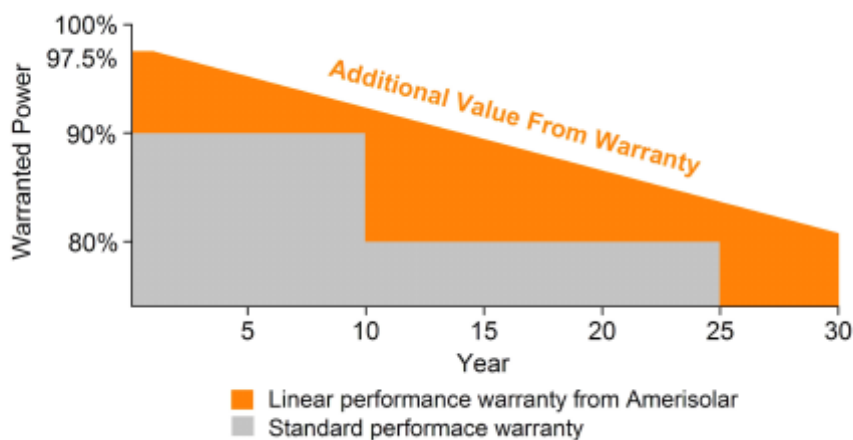


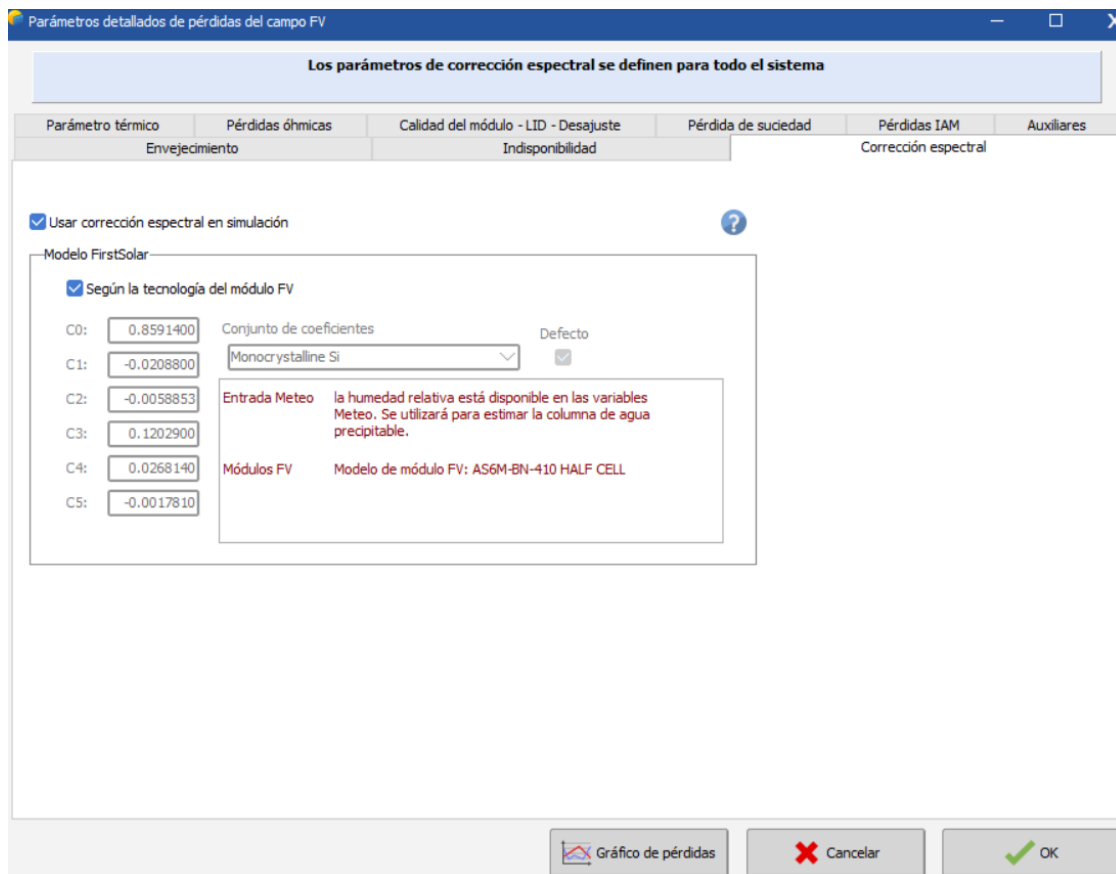
Gráfico 6. Gráfica de garantía y eficiencia adicional

Los datos introducidos de garantía no significan que la eficiencia del módulo va a ser esa en concreto, sino que con un alto porcentaje de seguridad, la eficiencia se va a encontrar en niveles superiores a los descritos como podemos ver en la gráfica anterior.



### Imagen 30. Indisponibilidad de la instalación

En la imagen 30 se muestran las consideraciones por indisponibilidad de la instalación en porcentaje respecto a un año. Estas pérdidas de indisponibilidad pueden deberse a muchos factores como pueden ser realizar el mantenimiento de los paneles, sustitución de algún componente que se haya dañado o que se corte el suministro de la red ya que se pararía nuestra instalación debido al sistema de seguridad descrito en el apartado 4.5 de protecciones.



### Imagen 31. Corrección espectral

La corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente y la variación del espectro solar respecto del espectro normalizado puede afectar a la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas de energía. Estas pérdidas de potencia son las que se tienen en consideración en este apartado y el software las calcula según la tecnología que emplea el módulo para la producción de electricidad.

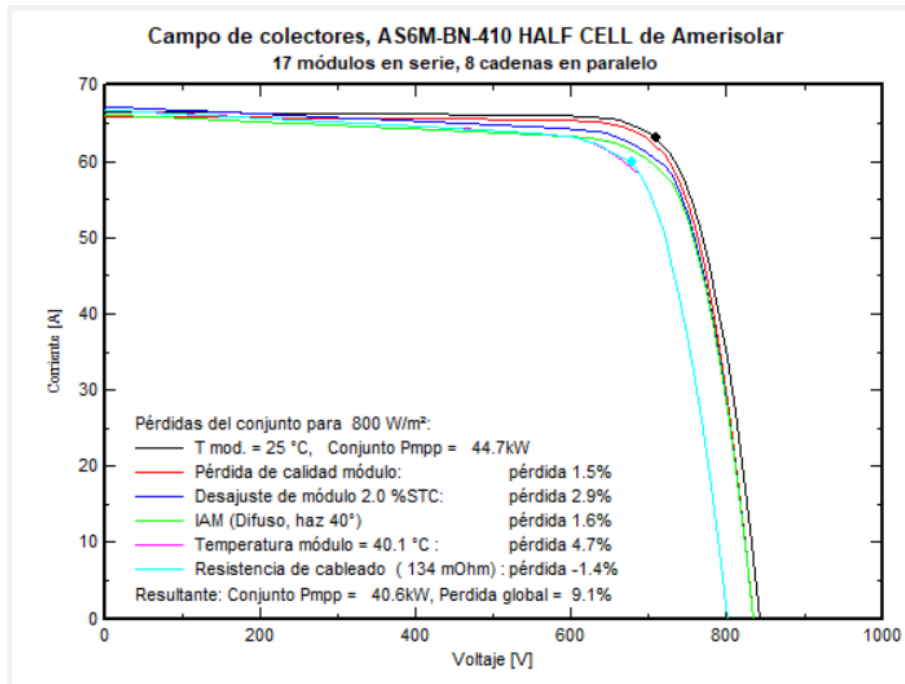
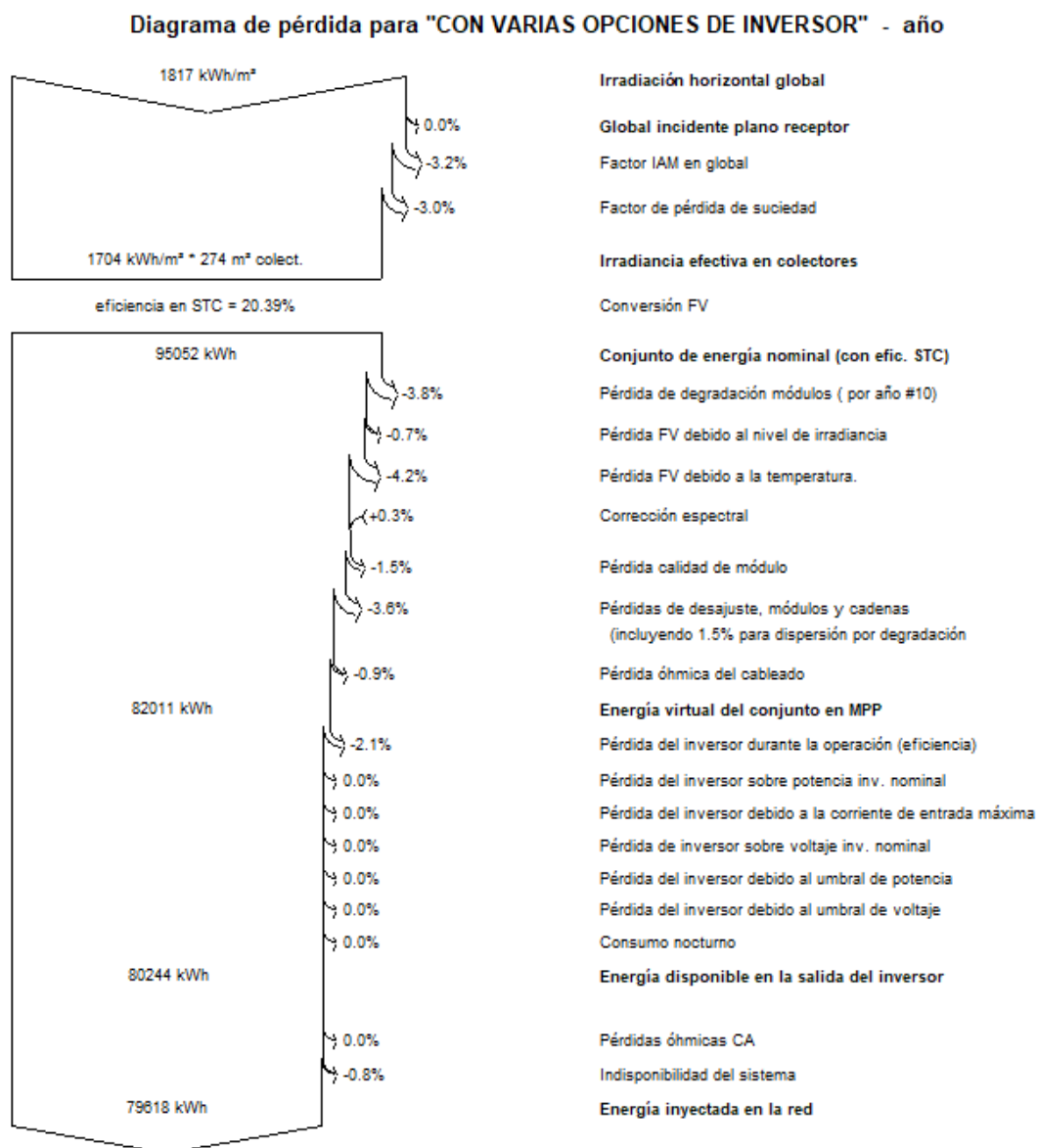


Imagen 32. Comportamiento del conjunto fotovoltaico



**Gráfico 7. Pérdidas desde irradiación hasta energía inyectada a red**

Por último esta gráfica nos indica las pérdidas que va a tener el módulo como resultado de la suma del resto de pérdidas. También nos muestra que supone en porcentaje cada suceso de pérdidas para que en el caso de que un suceso provoque unas pérdidas que se salen de la normalidad, se pueda actuar sobre ellas para reducirlas.

Podemos ver que después de restar las pérdidas de la instalación quedan 79.4MWh disponibles para inyectarlos a red o para nuestro uso particular. Este valor nos permite valorar a nivel global la energía producida pero no podemos saber la curva de producción diaria de la energía para compararla con nuestro consumo.

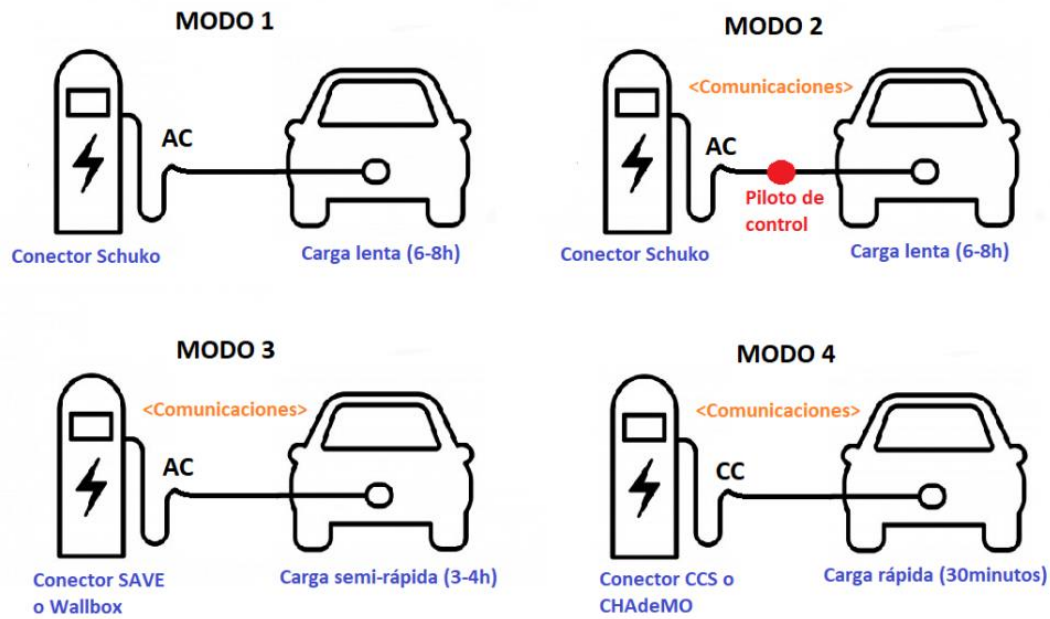
## 5 Instalación de punto de recarga de vehículos eléctricos

Para las instalaciones de puntos de recarga de vehículos eléctricos, en concreto del tipo instalados en aparcamientos públicos, de pago y de titularidad privada, el ministerio de economía, industria y competitividad nos proporciona la Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (ITC-BT 52).

### 5.1 Modos de carga

Las baterías de los vehículos eléctricos pueden ser recargadas de 4 modos diferentes, los cuales de terminaran la velocidad con la que se recargan las mismas.

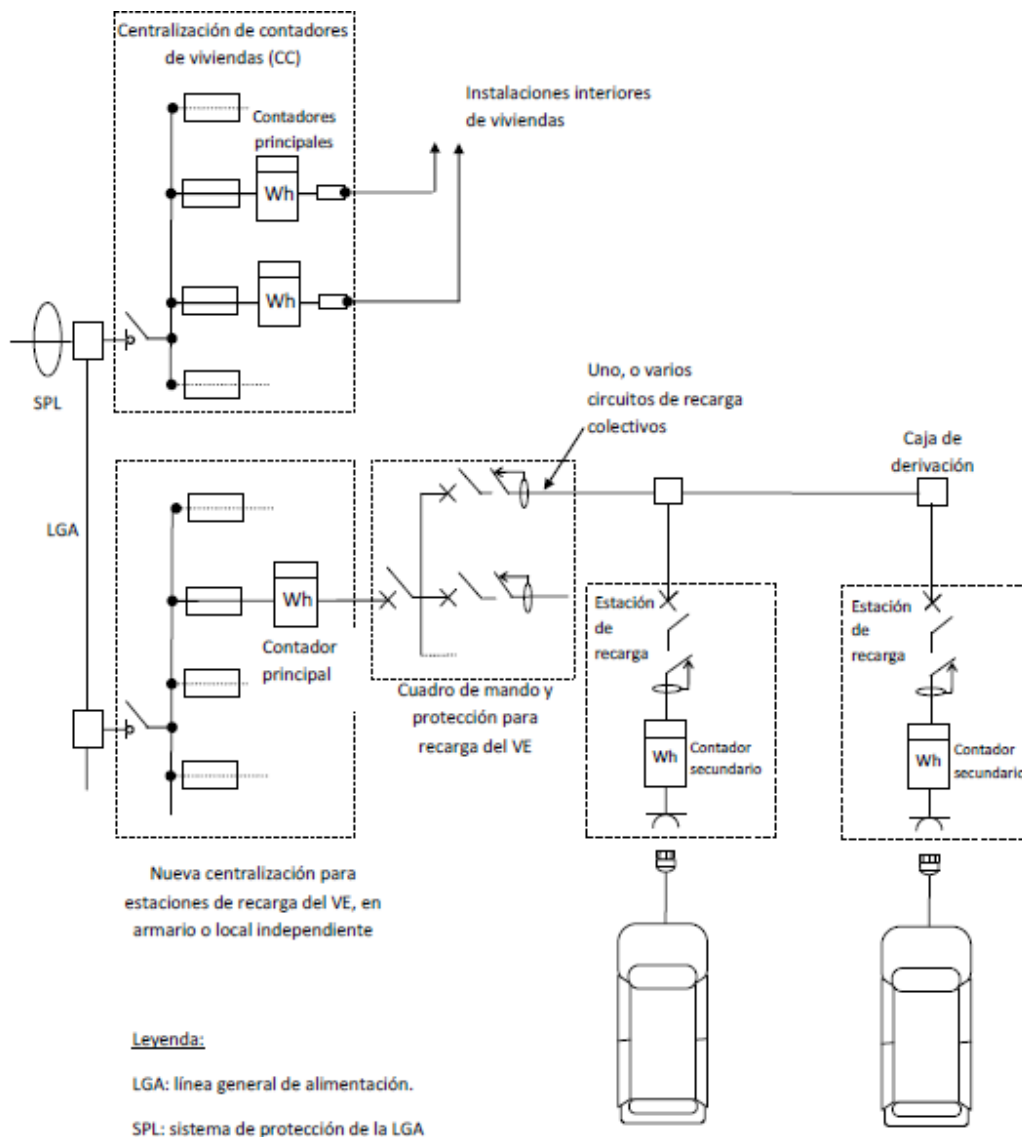
- Modo 1: este modo conecta el vehículo con la red de alimentación de CA con una intensidad no superior a 16A y tensión en el lado de alimentación máxima de 250V o 480V en trifásico y utilizando conectores activos y de protección.
- Modo 2: en este caso la intensidad de la red no excederá los 32A manteniéndose los límites de tensión, pero además se utiliza un piloto de control y un sistema de protección para las personas, contra el choque eléctrico, entre el vehículo y la clavija o como parte de la caja de control situada en el cable.
- Modo 3: la conexión del vehículo va directa a la red de alimentación usando un Sistema de Alimentación específica del Vehículo Eléctrico (SAVE) donde la función de control piloto se amplía al sistema de control del SAVE, estando este permanentemente conectado a la instalación de alimentación fija.
- Modo 4: en este caso la conexión del vehículo a la red de alimentación es de forma indirecta y se utiliza un SAVE que incorpora un cargador externo en que la función de control piloto se extiende al equipo conectado permanentemente a la instalación de alimentación fija.



**Imagen 33. Descripción gráfica modos de carga [29]**

En este caso, al estar situado el punto de carga en una zona de paso, los clientes no pueden esperar demasiado tiempo a que sus coches se carguen por lo que se van a considerar de entre los modos 3 y 4 cual es el más conveniente para el caso de este proyecto.

## 5.2 Selección de esquema eléctrico



**Imagen 34. Esquema eléctrico derivación puntos de carga vehículos eléctricos [30]**

Dada la casuística de este proyecto, este será el esquema que se utilizará para la derivación de los puntos de carga, conectado a la línea general de alimentación vendrá la energía eléctrica, bien producida por los paneles fotovoltaicos o bien de la red eléctrica. Este esquema proporcionado por la ITC-BT 52 nos permite poder controlar, por un lado los consumos eléctricos de cada local para posteriormente poder cuantificar la energía que consumen y facturársela y por otro lado la energía que consumen los puntos de recarga de vehículos eléctricos, de esta



forma también podríamos cerrar una parte del circuito en caso de que haya algún fallo eléctrico para que pueda ser reparado sin afectar al resto de clientes conectados.

### 5.3 Punto de recarga seleccionado

Para la selección del punto de recarga hay que tener en cuenta muchos factores, como son el tipo de conector que queremos que disponga, el tipo de red a la que va a estar conectado, la velocidad de recarga y, para que sea viable su instalación, su precio.

Para la elección se ha decidido que el punto de recarga tenga un conector tipo 2 ya que los coches que disponen de este conector son los que llevan las baterías de mayor capacidad, por lo que puede suponer un beneficio superior al de instalar un punto con conector de tipo 1.

Para ello se ha realizado una amplia búsqueda de suministradores de puntos de recarga y finalmente se ha seleccionado un punto de recarga perteneciente a la conocida marca Circutor, en concreto el modelo URBAN SLAVE T2-C2 (ficha técnica en anexo 04), este punto de recarga permite cargar en modo 1, 2 y 3, sus salidas son de 400Vca – 32 A-22kW y su conector es un cable tipo 2.

Este poste de recarga dispone de una protección magnetotérmica y protección diferencial independiente por toma, también permite medir la energía integrada MID, contiene lector de RFID para identificar y activar la carga y se comunica mediante Ethernet para proporcionar la información necesaria.

### 5.4 Dispositivo físico y zona de instalación

El poste de recarga tendrá un aspecto muy similar al de la siguiente imagen:



**Imagen 35. Poste Circutor Urban Slave T2-C2**

Este poste debe quedar disponible para los clientes que quieran recargar sus vehículos por lo tanto deben de quedar reservadas dos plazas de aparcamiento exclusivamente para clientes que quieran recargar sus vehículos a ambos lados del poste de recarga.

El punto de recarga estará dispuesto en la zona representada en la siguiente imagen:



**Imagen 36. Imagen exterior localización. Fuente: Google maps**

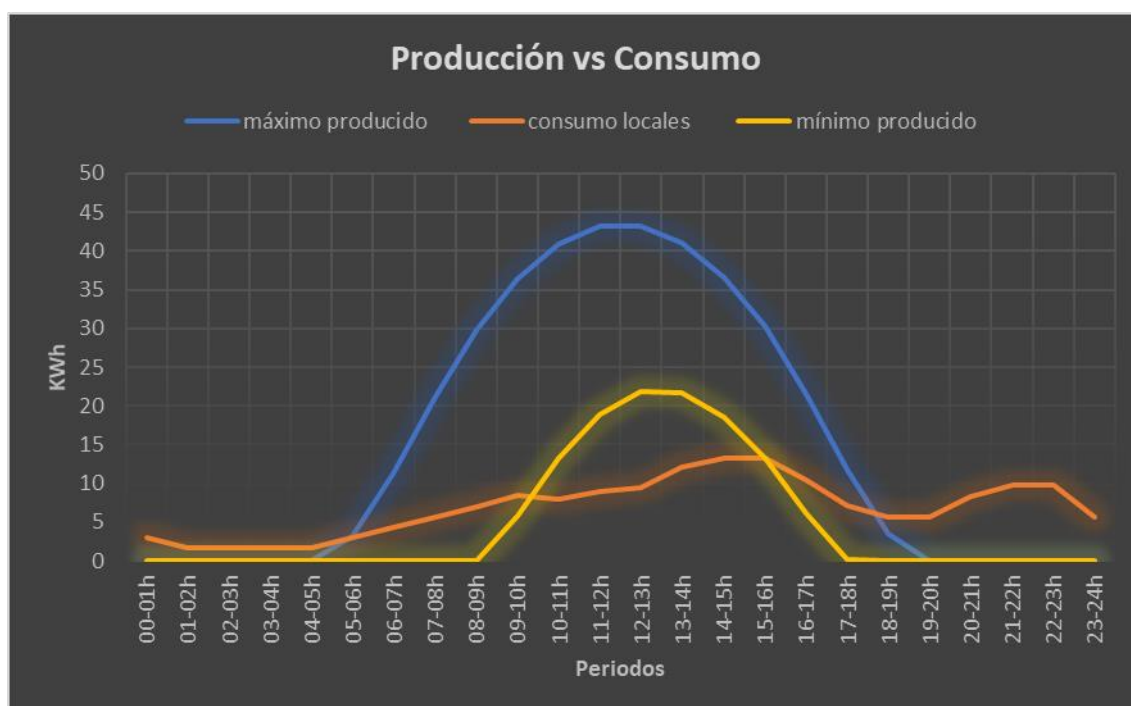
En el centro de la zona representada en la imagen irá dispuesto el poste de recarga y quedarían dos zonas disponibles a cada lado para que siempre haya disponibilidad de recarga.

## 6 Estudio económico de la instalación

### 6.1 Generación de energía vs consumo

Para la determinación de la producción eléctrica se utilizará el gráfico 7 donde podemos ver que la energía que queda disponible para nuestro uso o para su inyección a red es de 79.4MWh. Según lo explicado en el apartado 4.6 con ese valor no se puede saber la producción a lo largo de un día por lo que no sabemos en qué cantidad hay que suministrar energía de la red eléctrica. Pero si se puede obtener una gráfica de producción horaria de energía simplemente a través del software PvSyst.

En este caso, en lugar de obtener la gráfica predeterminada de PvSyst, se extraen los datos numéricos para poder superponer las curvas de producción y de consumo. En la siguiente gráfica se va a representar la curva de producción frente a la curva de consumo de energía para determinar si fuera necesario, en qué medida se va a necesitar suministro eléctrico de la red y en qué medida se vuelca sobrante a la red.



**Gráfico 8. Representación energía producida vs energía consumida**

Se valorarán dos situaciones de referencia, una que se considerará el consumo sólo de los locales, y en una segunda situación, se le añadirá al consumo de los locales, las previsiones de consumo debido a los puntos de recarga. Realmente dependerá mucho de la evolución del

mercado del coche eléctrico, y de la conciencia por parte de los usuarios del uso de un cargador “no gratuito”, cada vez más en alza.

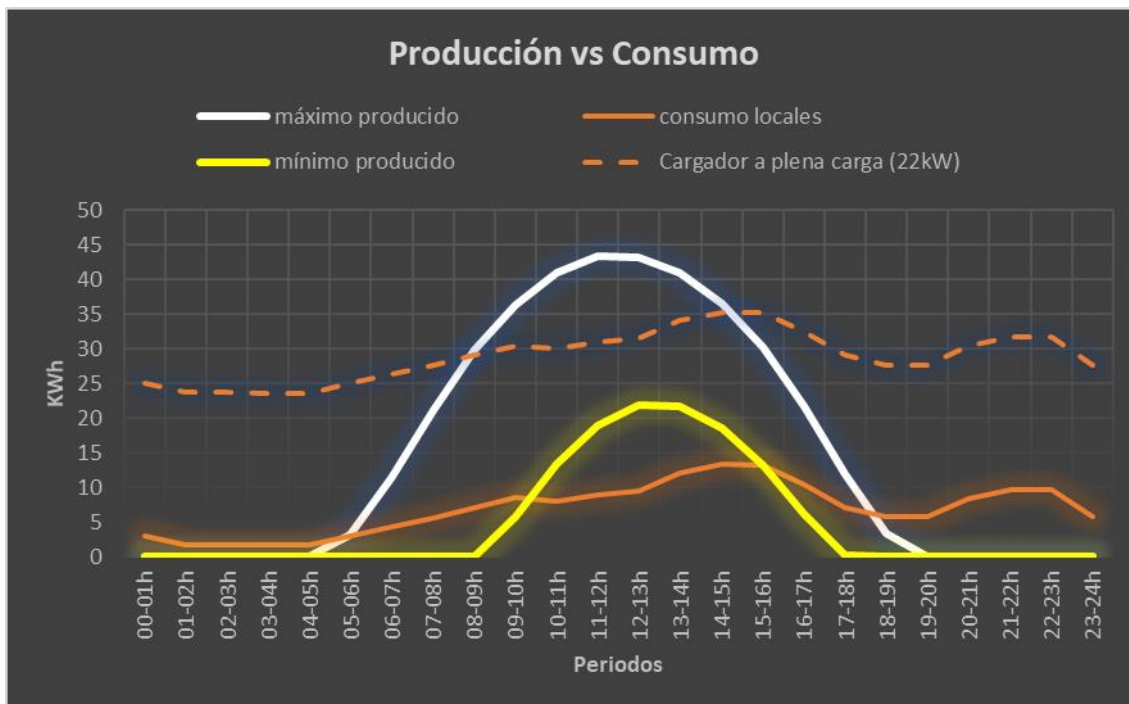
En primer lugar, para el cálculo de este gráfico el “Total consumido” se refiere a los locales, sin el punto de recarga de vehículos, pues este consumo se representará en las siguientes páginas. Para obtener conclusiones reales he cogido dos días de producción como representativos del año, estos días son los días de más horas de sol (curva azul) y el día de menos horas de sol (curva amarilla). Se puede apreciar una considerable diferencia en cuanto a la producción de energía entre el día de más sol y el de menos.

De el gráfico 8 se pueden extraer varias conclusiones. La primera es que siempre que el día esté despejado, mínimo de 11 a 15h con total seguridad vamos a poder estar abastecidos por nuestra instalación. Después, conforme se van alargando los días se va aumentando el periodo de autoabastecimiento hasta llegar a un periodo máximo de 11 horas.

También hay que considerar que el “local 2” al tener un horario de apertura coincidente con las horas de sol, su consumo va a estar cubierto por la instalación fotovoltaica. Esto no ocurre con los locales 1 y 3 que, en el caso del local 1 al tener un horario de apertura amplio, durante las primeras y últimas horas del día tiene que abastecerse de la red eléctrica. En el caso del “local 3” tendría que abastecerse de la red durante las últimas horas del día.

Una ventaja de esta instalación es que, durante los meses de verano, al haber más horas de sol, se genera un excedente considerable, son los mismos meses en los que la afluencia de gente en la zona aumenta considerablemente y con ello aumentará el uso del cargador de vehículos eléctricos, por lo que los beneficios que se obtendrían serían mucho mayores aunque en este caso no se considerará la recarga de vehículos.

Otra de las ventajas de esta instalación es que el periodo en el cual nosotros tenemos asegurado el autoabastecimiento es el mismo en el cual la electricidad alcanza su precio más alto del día, esto supone un gran ahorro ya que en los momentos en los que haya que abastecerse de la red serán los periodos valle.



**Gráfico 9. Gráfica con cargador a plena carga permanentemente**

En la gráfica 9 se representa para cualquier instante de tiempo como influiría tener un vehículo cargando. Esto queda representado por la línea discontinua la cual es la suma de los consumos que tienen los locales más el consumo del cargador del vehículo considerando que este está a plena carga que será su régimen de trabajo habitual.

Podemos ver que durante la mayoría de los días del año la curva de consumo queda por encima de la de producción por lo que necesitaríamos abastecimiento de la red, durante los días más largos que son los de mayor producción, se puede ver que la instalación podría suministrar energía a los locales y además cargar un vehículo entre las 9 y las 14h sin requerir apoyo de la red.

## 6.2 Cálculo de la factura de electricidad

Para proceder al cálculo de la factura de la electricidad en cada momento y situación, se hace necesario conocer el costo del término de potencia, de energía, en cada una de las situaciones, así como valorar que supone la existencia de un excedente en la energía generada de nuestra instalación.

Haciendo una revisión bibliográfica se puede observar que la mayoría de las compañías eléctricas a partir de la nueva legislación respecto a la energía fotovoltaica tienen tarifas que contemplan estas posibilidades. Estas tarifas recogen las siguientes casuísticas:

- Una instalación fotovoltaica cuya generación no supera en ningún caso la energía consumida: en este caso siempre será necesario tener un suministro por parte de la red.
- Una instalación que, aparte de suministrar electricidad al cliente siempre tiene un excedente.
- Una instalación que dependiendo de la época del año va a tener déficit de electricidad o superávit.

La instalación que nos ocupa se corresponde con el tercer caso, dependiendo del día, si está nublado o no, dependiendo de la época del año si hay más o menos horas de sol o dependiendo de si hay un vehículo cargándose, se va a necesitar un apoyo por parte de la red en determinadas ocasiones.

En la factura de electricidad hay varias partes, por un lado una parte fija que siempre se mantiene independientemente de la cantidad de electricidad consumida. Esta parte contempla los gastos por tener disponible cierta potencia, por alquiler de equipos de medida, por protección eléctrica de la instalación y por peajes de transporte y distribución. Por otra parte se paga la energía consumida al precio que se haya determinado para el día en cuestión. Por último otra porción de la factura son los impuestos que se aplican a la totalidad de los gastos fijos y variables.

En definitiva, hay una cantidad de factores considerable que influyen en la rentabilidad de la instalación, la mayoría de estos factores son incontrolables por parte de la empresa productora y pueden ser factores meteorológicos, factores de hábitos de consumo eléctrico o factores casuísticos.

Por este motivo, se van a plantear cuatro casos representativos actuando sobre dos de los principales factores que influyen en la producción y se va a evaluar la rentabilidad de la instalación para cada uno de esos 4 casos.

En los siguientes apartados, la palabra *ahorro* se refiere a que se dejaría de consumir de la red y cuando se habla de *excedente* significa que se vierte a la red, esta distinción se hace porque el precio de la electricidad ahorrada es el precio que tenga el kWh en ese momento y el precio de volcar electricidad a la red puede tomar un valor entre 0.05 y 0.06€/kWh según datos ofrecidos por Selectra. El precio tomado para este proyecto será el más bajo, 0.05€/kWh.

Los cuatro casos planteados serían:

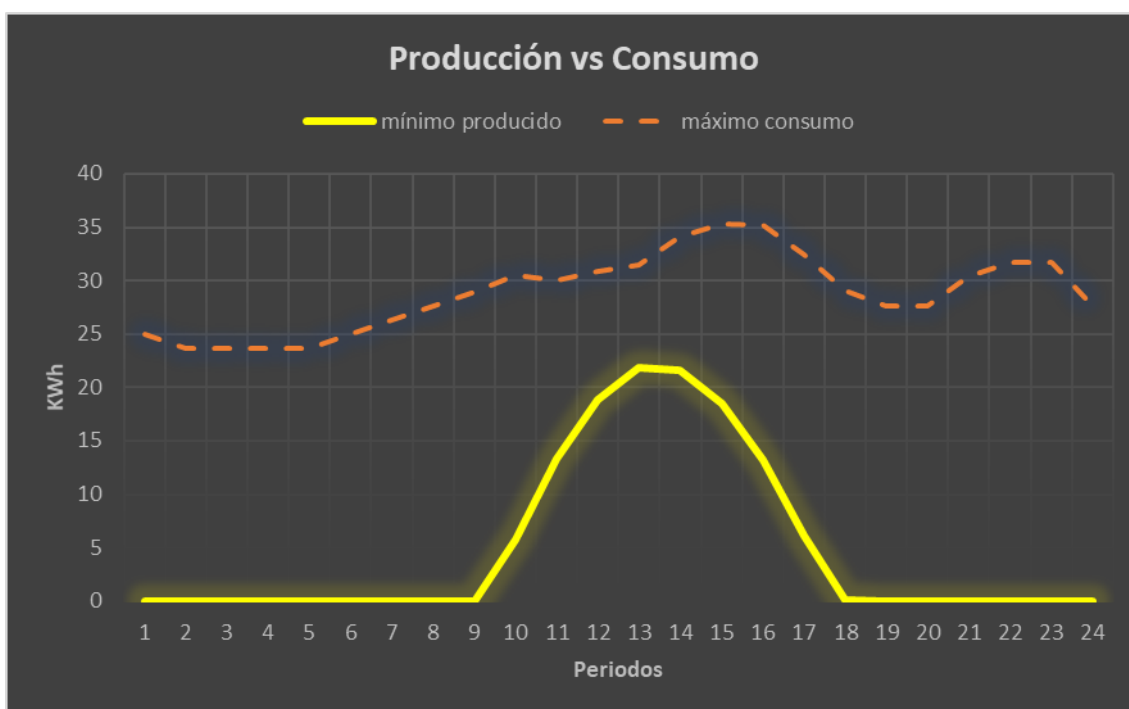
- A) Día de menor radiación y mayor consumo
- B) Día de mayor radiación y mayor consumo
- C) Día de menor radiación y menor consumo
- D) Día de mayor radiación y menor consumo

Para calcular económicamente lo que supone la generación de electricidad se ha tomado el precio actual de la electricidad en valle, cuando se debería de haber tomado el precio de la

electricidad en momento punta ya que es el precio de la electricidad en el momento que la instalación está funcionando. Esta consideración se ha tomado porque el precio de la electricidad no ha dejado de subir en los últimos meses, batiendo récords históricos por su elevado coste. Por este motivo, como el precio que se aplica actualmente en horas valle es el que se aplicaba hace unos meses a horas punta, se ha tomado este por la posibilidad de que las medidas que están tomando desde el gobierno hagan que el precio descienda, aunque no descenderán en gran medida.

### 6.2.1 Día de menor radiación y mayor consumo

El primer caso se va a evaluar el día de menos horas de sol y con mayor consumo eléctrico, es decir, el consumo habitual de los tres locales más el consumo de estar trabajando el cargador de vehículos a plena carga durante todo el día. En este caso la situación quedaría representada de la siguiente manera:



**Gráfico 10. Representación mínima producción vs máximo consumo**

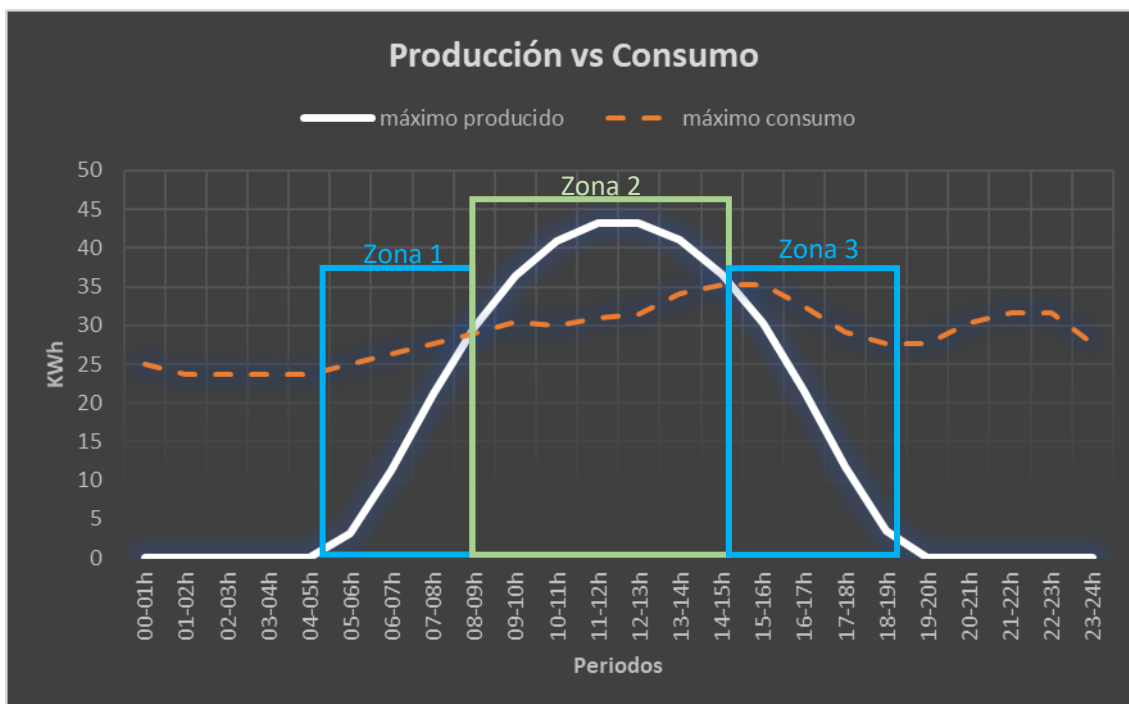
En este caso la curva de consumo quedaría siempre por encima de la de producción, por lo que se necesitaría apoyo de la red durante todo el día. En este caso, el ahorro que suponen tener la



instalación fotovoltaica es que nos quedamos con la totalidad de la energía producida. En este día la energía producida es de 0.11MWh. Esta producción es la estimada para el día 21 de diciembre el cual es el día más corto del año y por lo tanto con menos producción. En este caso considerando que el precio de la electricidad durante las horas de producción es de 0.188 €/kWh (precio real a día 17/09/2021), el ahorro diario sería de 20.68€ sin considerar la amortización de la instalación la cual se va a calcular en el apartado siguiente.

### 6.2.2 Día de mayor radiación y mayor consumo

El siguiente caso sería considerando que la producción de la instalación es máxima y que, al igual que en caso anterior, el cargador de vehículos está a plena carga y los locales en su consumo habitual. Este caso quedaría representado por las siguientes curvas:



**Gráfico 11. Máxima producción con máximo consumo**

En este caso consideramos que, de 8:30 a 14:30, la instalación es autosuficiente y además hay un excedente y de 5:30 a 8:30 y de 14:30 a 18:30 el suministro de la red es menor. En este caso podríamos dividir la gráfica en 3 zonas. Las zonas 1 y 3 en las que la totalidad de la energía producida va a ser un ahorro ya que dejaría de suministrarse por parte de la red. La zona 2 en la que la energía consumida va a ser un ahorro y el excedente es una venta a menor precio.

En este caso el balance económico quedaría de la siguiente manera:

ZONA 1	00-01h	01-02h	02-03h	03-04h	04-05h	05-06h	06-07h	07-08h
máximo producido	0	0	0	0	0	3,214	11,236	21,17
máximo consumido	24,960	23,615	23,611	23,609	23,608	24,953	26,292	27,637
	AHORRO							
diferencia	-24,960	-23,615	-23,611	-23,609	-23,608	-21,739	-15,056	-6,467
ZONA 2	08-09h	09-10h	10-11h	11-12h	12-13h	13-14h	14-15h	15-16h
máximo producido	29,82	36,352	40,911	43,257	43,172	40,995	36,548	30,219
máximo consumido	28,981	30,453	29,969	30,890	31,423	34,101	35,260	35,235
	AHORRO + EXCEDENTE							
diferencia	0,839	5,899	10,942	12,367	11,749	6,894	1,288	-5,016
ZONA 3	16-17h	17-18h	18-19h	19-20h	20-21h	21-22h	22-23h	23-24h
máximo producido	21,602	11,811	3,426	0	0	0	0	0
máximo consumido	32,415	29,064	27,667	27,668	30,354	31,697	31,693	27,654
	AHORRO							
diferencia	-10,813	-17,253	-24,241	-27,668	-30,354	-31,697	-31,693	-27,654

**Tabla 9. Zonas de ahorro / excedente en caso 2**

En este caso habría un ahorro de 323.753kWh y un excedente de 49.98kWh, por lo que se ahorrarían 60.86€/día y aparte se percibirían 2.50€/día de la compañía. Lo que sería un total de 63.36€/día.

### 6.2.3 Día de menor radiación y menor consumo

Este caso recoge la siguiente situación, la producción de electricidad es la mínima pero no hay ningún vehículo conectado al cargador, y se representa de la siguiente manera:

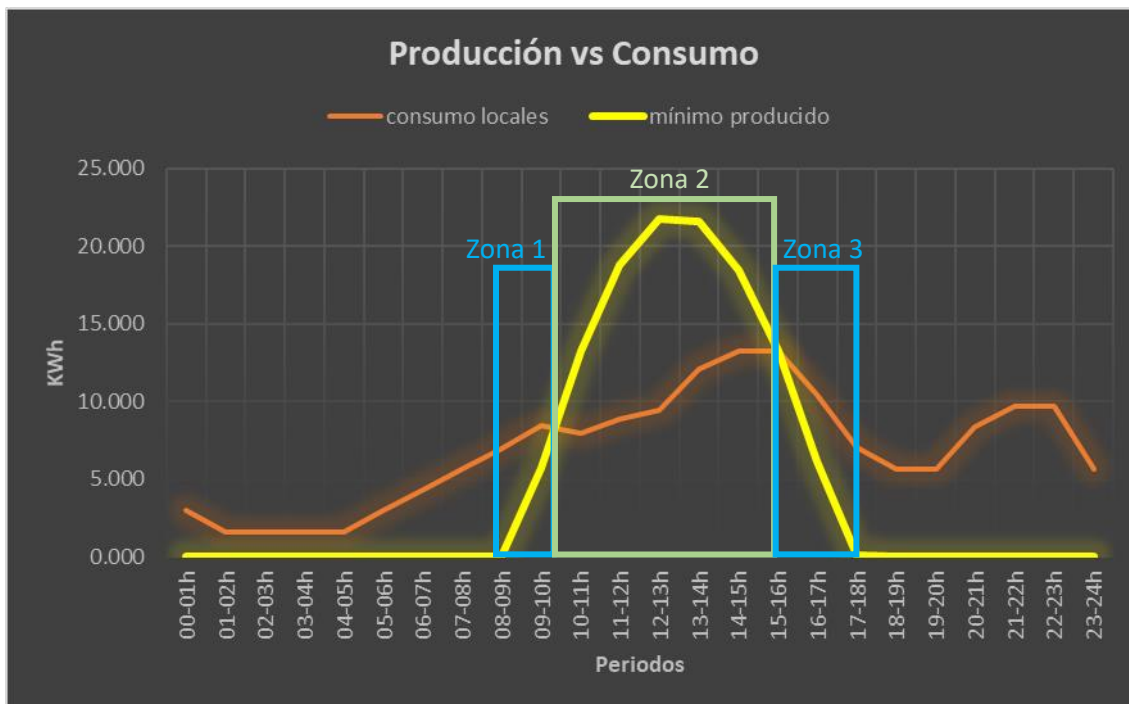


Gráfico 12. Mínima producción y mínimo consumo

En esta gráfica podemos diferenciar tres zonas con las mismas características que el caso anterior. En términos numéricos quedaría de la siguiente manera:

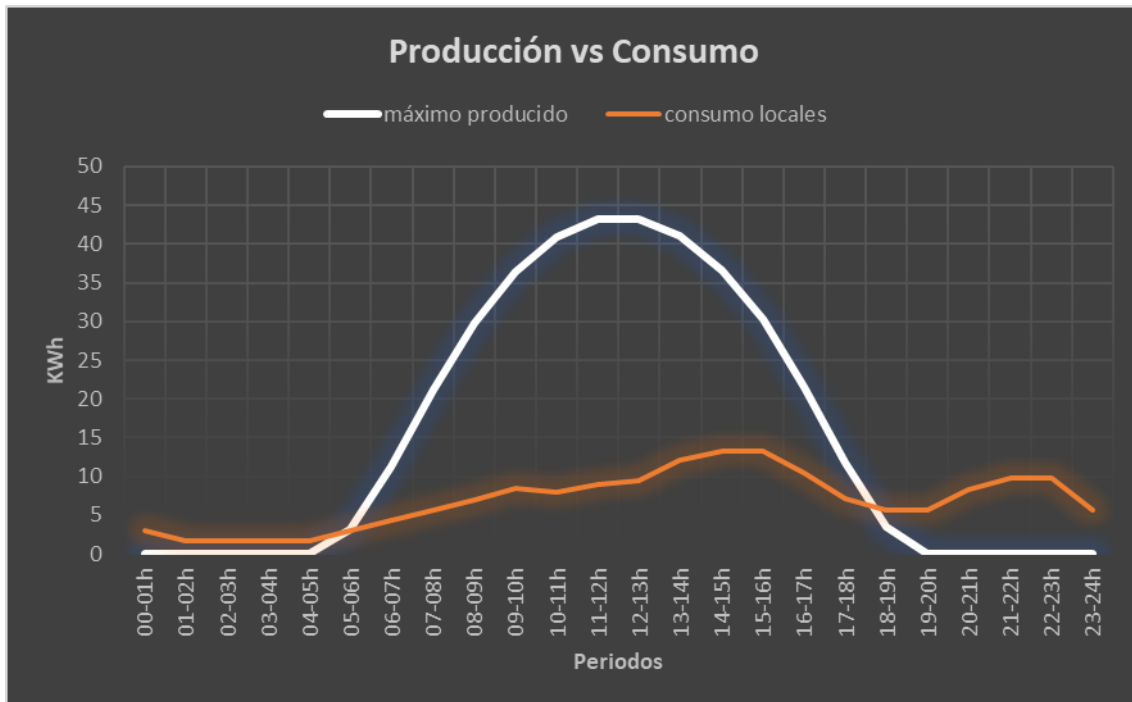
	00-01h	01-02h	02-03h	03-04h	04-05h	05-06h	06-07h	07-08h
mínimo producido	0	0	0	0	0	0	0	0
mínimo consumo	2,960	1,615	1,611	1,609	1,608	2,953	4,292	5,637
diferencia	-2,960	-1,615	-1,611	-1,609	-1,608	-2,953	-4,292	-5,637
	08-09h	09-10h	10-11h	11-12h	12-13h	13-14h	14-15h	15-16h
mínimo producido	0	5,7343	13,284	18,798	21,804	21,61	18,465	13,203
mínimo consumo	6,981	8,453	7,969	8,890	9,423	12,101	13,260	13,235
		Ahorro	AHORRO + EXCEDENTE					Ahorro
diferencia	-6,981	-2,719	5,315	9,908	12,381	9,509	5,205	-0,032
	16-17h	17-18h	18-19h	19-20h	20-21h	21-22h	22-23h	23-24h
mínimo producido	6,1244	0,1019	0	0	0	0	0	0
mínimo consumo	10,415	7,064	5,667	5,668	8,354	9,697	9,693	5,654
	Ahorro							
diferencia	-4,290	-6,962	-5,667	-5,668	-8,354	-9,697	-9,693	-5,654

Tabla 10. Mínima producción / mínimo consumo

En este caso el ahorro eléctrico sería de 76.805kWh y el excedente 42.32kWh valores que, traducidos a euros son 14.44€ y 2.11€, que sumados dan un total de 16.55€ diarios.

#### 6.2.4 Día de mayor radiación y menor consumo

El último caso es el de tener una producción máxima y un consumo mínimo, lo cual generaría una gran cantidad de excedente. Representado gráficamente sería:



**Gráfico 13. Máxima producción con mínimo consumo**

En este caso también podríamos diferenciar tres zonas pero al quedar la zona 1 y 3 con un tamaño tan reducido, se va a considerar en toda la gráfica una sola zona con un gran excedente. El balance económico y energético en esta situación quedaría de la siguiente manera:

	00-01h	01-02h	02-03h	03-04h	04-05h	05-06h	06-07h	07-08h
máximo producido	0	0	0	0	0	3,214	11,236	21,17
mínimo consumo	2,960	1,615	1,611	1,609	1,608	2,953	4,292	5,637
	AHORRO + EXCEDENTE							
diferencia	-2,960	-1,615	-1,611	-1,609	-1,608	0,261	6,944	15,533
	08-09h	09-10h	10-11h	11-12h	12-13h	13-14h	14-15h	15-16h
máximo producido	29,82	36,352	40,911	43,257	43,172	40,995	36,548	30,219
mínimo consumo	6,981	8,453	7,969	8,890	9,423	12,101	13,260	13,235
	AHORRO + EXCEDENTE							
diferencia	22,839	27,899	32,942	34,367	33,749	28,894	23,288	16,984
	16-17h	17-18h	18-19h	19-20h	20-21h	21-22h	22-23h	23-24h
máximo producido	21,602	11,811	3,426	0	0	0	0	0
mínimo consumo	10,415	7,064	5,667	5,668	8,354	9,697	9,693	5,654
	AHORRO + EXCEDENTE							
diferencia	11,187	4,747	-2,241	-5,668	-8,354	-9,697	-9,693	-5,654

**Tabla 11. Máxima producción y mínimo consumo**

En este caso se puede ver la gran cantidad de excedente que se genera, es conveniente que exista una pequeña cantidad de excedente en una instalación fotovoltaica porque como el precio de venta del excedente es casi 4 veces inferior al precio de coste cuando compramos la electricidad la rentabilidad de la instalación disminuiría. En este caso se ahorraría la compra de 114.1kWh y se generaría un excedente de 236.9kWh, lo que supone 21.45€ y 11.84€ respectivamente. En total 33.3€.

El hecho de tener una gran cantidad de excedente puede dar lugar a pensar que la instalación pierde rentabilidad, pero esto no es así. En este caso la cantidad de excedente se debe a que va la producción es máxima y como se verá en la siguiente tabla el balance económico para esta situación es el segundo mejor.

Para resumir, en la siguiente tabla se van a representar los distintos casos con sus condiciones y la cantidad de dinero total por día que, una parte será ahorro en la factura eléctrica y otra parte será abonada por la compañía suministradora.

caso	Producción	Consumo	Eléctrico (kWh)		Económico (€)		
			Ahorro	Excedente	Ahorro	Excedente	Total
1	mínimo	máximo	110	0	20,68	0	20,68
2	máximo	máximo	323,753	49,98	60,86	2,5	63,36
3	mínimo	mínimo	76,805	42,32	14,44	2,11	16,55
4	máximo	mínimo	114,1	236,9	21,45	11,84	33,29

**Tabla 12. Resumen diferentes casuísticas**

En esta tabla podemos extraer importantes conclusiones:

- La primera es que cuanto más consumimos más ahorramos, a priori puede parecer contradictorio pero no lo es, esto se debe a que el precio de compra de la electricidad es cuatro veces superior al precio de venta cuando se vuelca a la red. Esto no significa que se deba malgastar la electricidad, todo lo contrario, hay que buscarle utilidad. Por este motivo se pensó instalar un punto de recarga de vehículos eléctricos, porque aunque este tiene un consumo eléctrico elevado, el cliente abonará una cantidad de dinero en función de la carga efectuada. Esto supone que aumente la rentabilidad de la instalación.
- La segunda conclusión es que podría resultar más rentable a nivel económico una instalación menos potente en la cual no haya o haya menos excedente. Sin embargo, no se va a contemplar esta opción porque como se trata en los primeros puntos de este proyecto, existe una necesidad extrema de evolucionar hacia energías sostenibles y si nos centramos en el máximo beneficio económico va a ser muy difícil alcanzar esta premisa. Además, la generación de energía limpia supone un ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> y la posibilidad de que en un futuro se cobre al menos a las empresas por las emisiones de este gas de efecto invernadero es muy alta. Aunque para la evaluación de viabilidad no se contemple este ahorro, es posible que en un futuro estas instalaciones sean un medio muy efectivo de ahorro económico para todo tipo de empresas emisoras de CO<sub>2</sub>.

En la mayoría de los puntos de recarga de vehículos eléctricos, también llamados electrolinerías. El precio de la electricidad ronda los 0,5€/kWh, precio muy superior al que alguien pagaría el kWh en su vivienda. Esto cobra sentido porque la potencia de recarga que se puede instalar en una vivienda no permite cargar rápidamente el vehículo, sino que suelen tardar entre 5 y 8 horas en cargarlo desde 0 al 100%. En nuestro caso hemos considerado el mismo precio de venta de la electricidad en la electrolinería que el precio

### 6.3 Viabilidad

En el cálculo de viabilidad se debería considerar el incremento del IPC, el cual afecta al precio de la electricidad a lo largo de los años en los que la instalación está en funcionamiento, al igual que se tiene en cuenta el decremento del valor del dinero al calcular el VAN y la TIR, de considerarse este incremento, los beneficios que daría la instalación aumentarían y como se quiere tener cierta seguridad de rentabilidad, no se va a considerar.

Para hacer el cálculo de viabilidad de la instalación se va a tomar el presupuesto de la instalación diseñada y se va a considerar dos posibles situaciones:

- a) Sin el uso de cargador eléctrico se calculará la viabilidad con la media aritmética de la producción máxima y mínima.
- b) Utilizando el cargador se calculará la viabilidad con la media aritmética de la producción máxima y mínima.

Como presupuesto, que será el mismo para las dos situaciones, los conceptos con sus precios de coste tomados como necesarios para llevar a cabo el proyecto son los representados en la siguiente tabla:

	DESCRIPCIÓN	COSTE
Módulos FV	AS6M-BN-410 HALF CELL	17272
Módulos FV	Soportes	3335
Inversor	X3-25K-TL	4162.5
cargador	Urban Slave T2-C2	3835
otros	Accesorios, sujetadores	568.7
otros	Cableado	1127.5
otros	caja de conexiones	875
Estudios	Ingeniería	1500
Estudios	Permisos	350
Instalación	Instalador	2700
seguro	de construcción	780
Terreno	Alquiler	300€/año
Terreno	Preparación	550
Total (€)		37055.7
Intereses bancarios		1%
Coste global proyecto		37426.257

**Tabla 13. Presupuesto instalación**

En esta tabla podemos ver todos los conceptos necesarios para evaluar el coste económico de la instalación que ascendería a un total de 37500€. Debería considerarse el coste anual de 1000€





cuyos conceptos son el pago del alquiler por la azotea donde se hace la instalación y 700€ de gastos de mantenimiento y monitorización de la instalación. De igual manera que el incremento del IPC no se ha considerado en las tarifas, tampoco se ha considerado en el incremento de costes como alquiler o gastos de mantenimiento.

- A) Sin el uso de cargador eléctrico se calculará la viabilidad con la media aritmética de la producción máxima y mínima.

Previsión de Ahorro por años			
Presupuesto instalación			37500
Gastos anuales			1000
Ahorro + excedente (Total recibido x 365días)			9095.8
Año	Recibido	Gasto	Beneficio
1	9000	-37500	-28500
2	9000	-29500	-20500
3	9000	-21500	-12500
4	9000	-13500	-4500
5	9000	-5500	3500
6	9000	2500	11500
7	9000	10500	19500
8	9000	18500	27500
9	9000	26500	35500
10	9000	34500	43500
11	9000	42500	51500
12	9000	50500	59500
13	9000	58500	67500
14	9000	66500	75500
15	9000	74500	83500
16	9000	82500	91500
17	9000	90500	99500
18	9000	98500	107500
19	9000	106500	115500
20	9000	114500	123500
21	9000	122500	131500
22	9000	130500	139500
23	9000	138500	147500
24	9000	146500	155500
25	9000	154500	163500

Tabla 14. Previsión ahorro instalación caso A

En la tabla 14 se representa la previsión de ahorro de la instalación para el caso de que los cargadores no tengan uso, es decir los casos 3 y 4. La media de ingresos diarios obtenidos por esta situación es de 24.92€ y si multiplicamos por el número de días del año obtenemos un total de 9095.8€ anuales.

Tomando como ingresos 9000€ anuales y unos gastos anuales de 1000€ en respuesta a los conceptos descritos anteriormente. Podemos ver que el quinto año la instalación ya ha sido amortizada e incluso da unos beneficios de 3500€. El resto de los años el beneficio es de 8000€. La instalación habrá reportado un total de 163500€ a lo largo de su vida útil.

Se ha considerado que la instalación va a tener una vida útil de 25 años porque es la garantía que ofrece el fabricante de los módulos fotovoltaicos que, si miramos la tabla 13 de presupuestos, es el elemento más costoso de la instalación. Aunque posiblemente la instalación esté en uso varios años posteriores a los estimados como vida útil, estos no se considerarán en el estudio de viabilidad.

El siguiente elemento más costoso del presupuesto son los inversores, los cuales tienen una garantía de 5 años, por lo tanto puede ocurrir que en el sexto año falle alguno de los inversores. En este caso su sustitución o reparación estaría justificada ya que el coste de sustituir un inversor supondría que un año supondría que, por ejemplo en el supuesto A se disminuyese el beneficio de un único año en un 23%.

Como estos dos componentes, independientemente de las consideraciones realizadas, si hubiera alguna rotura de un equipo fuera de su periodo de garantía, siendo este tiempo inferior a los 235 años de referencia, la naturaleza del beneficio obtenido mensual da sentido a la implantación de la instalación fotovoltaica.

- B) Utilizando el cargador se calculará la viabilidad con la media aritmética de la producción máxima y mínima.



Previsión de Ahorro por años			
Presupuesto instalación			37500
Gastos anuales			1000
Ahorro + excedente (Total recibido x 365días)			15337.3
Año	Recibido	Gasto	Beneficio
1	15000	-37500	-22500
2	15000	-23500	-8500
3	15000	-9500	5500
4	15000	4500	19500
5	15000	18500	33500
6	15000	32500	47500
7	15000	46500	61500
8	15000	60500	75500
9	15000	74500	89500
10	15000	88500	103500
11	15000	102500	117500
12	15000	116500	131500
13	15000	130500	145500
14	15000	144500	159500
15	15000	158500	173500
16	15000	172500	187500
17	15000	186500	201500
18	15000	200500	215500
19	15000	214500	229500
20	15000	228500	243500
21	15000	242500	257500
22	15000	256500	271500
23	15000	270500	285500
24	15000	284500	299500
25	15000	298500	313500

**Tabla 15. Previsión ahorro instalación caso B**

En este caso podemos ver que tener el cargador de vehículos, independientemente de que la producción sea máxima o mínima, supone un incremento notable de los beneficios de la instalación. En este caso la media de ingresos diaria es de 42€ que extrapolado a ingresos anuales asciende a una cantidad de 15337.3€. Para el cálculo de beneficios se ha redondeado a la cantidad de 15000€ de ingresos anuales.

En este caso la instalación reportaría un beneficio de 5500€ en su tercer año de funcionamiento después de su completa amortización los años previos. Esto supondría que hasta el año 25 de la instalación haya reportado un beneficio total de 313500€.

Los gastos anuales y las consideraciones de vida útil son iguales para ambos casos.

### 6.3.1 Parámetros indicadores de rentabilidad

Para calcular la rentabilidad de la instalación se va a calcular dos de los parámetros más significativos para evaluar como de buena es una inversión, estos parámetros son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El VAN es utilizado para determinar la viabilidad de un proyecto evaluando los ingresos, egresos y tras descontar la inversión inicial. Si tras calcular el VAN queda un número positivo o igual a cero significa que la inversión queda justificada, en caso de que salga un valor negativo la inversión no obtendría beneficios. La fórmula matemática del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

En esta fórmula  $C_n$  es el flujo de efectivo neto por año,  $i$  es el tipo de interés anual que se aplica y  $n$  indica el número de año en el que se obtiene ese flujo de caja. En nuestro caso el primer flujo de caja será un egreso igual al valor de inversión inicial y al estar en el año 0 estaría dividido de 1, el resto de los flujos de caja serán los ingresos menos los gastos de cada año y el tipo de interés aplicado será del 1%.

La base teórica de este parámetro es que no tiene el mismo valor tener hoy 1000€, que tenerlos dentro de 5 años, por ejemplo. Esto ocurre porque el nivel de vida va subiendo cada año y, lo que hoy tiene un precio de compra de 1000€, dentro de 5 años tendrá un precio de compra de 1100€. Por esto, si hacemos este cálculo a la inversa, que la instalación reporte unos beneficios de 15000€ en el año 25, tendría un valor actual de 6238.14€ como podemos ver en la tabla siguiente.

El VAN lo que hace es *mover* el dinero de año trayéndolo todo a la actualidad, por ese motivo los beneficios se ven reducidos, tanto más cuanto más lejos están de la actualidad.

Para el caso A en el que se supone que no se va a utilizar el cargador de vehículos y la producción es el promedio entre la producción máxima y mínima quedaría el siguiente VAN:



Año	VAN	Año	VAN
0	-37500	14	6959.70376
1	7920.79208	15	6890.7958
2	7842.3684	16	6822.5701
3	7764.72118	17	6755.0199
4	7687.84276	18	6688.13851
5	7611.7255	19	6621.91932
6	7536.36188	20	6556.35576
7	7461.74444	21	6491.44135
8	7387.86578	22	6427.16965
9	7314.71859	23	6363.53431
10	7242.29564	24	6300.52902
11	7170.58974	25	6238.14754
12	7099.5938	TOTAL	138685.25
13	7029.30079		

**Tabla 16. Cálculo VAN supuesto A**

Como podemos ver en la fórmula del VAN para este supuesto da como resultado 138685.25€, valor positivo por lo que la inversión en este proyecto es muy buena.

Por otra parte, la TIR representa la rentabilidad del proyecto para un VAN igual a cero y su expresión es la siguiente:

$$VAN = 0 = \sum \frac{C_n}{(1 + TIR)^n}$$

Si calculamos este parámetro vemos que la Tasa Interna de Retorno da como resultado 21.2%, esto significa que el proyecto es viable y que su porcentaje de rentabilidad es del 21.2% valor muy bueno para una inversión.

Ahora se va a calcular el VAN y la TIR para el otro supuesto en el cual el cargador de vehículos se encuentra funcionando y como producción se toma la producción promedio entre la máxima y la mínima.

Año	VAN	Año	VAN
0	-37500	14	12179.4816
1	13861.3861	15	12058.8926
2	13724.1447	16	11939.4977
3	13588.2621	17	11821.2848
4	13453.7248	18	11704.2424
5	13320.5196	19	11588.3588
6	13188.6333	20	11473.6226
7	13058.0528	21	11360.0224
8	12928.7651	22	11247.5469
9	12800.7575	23	11136.185
10	12674.0174	24	11025.9258
11	12548.532	25	10916.7582
12	12424.2892	TOTAL	270824.18
13	12301.2764		

**Tabla 17. Cálculo VAN supuesto B**

En este supuesto, como era de esperar al tener un mayor consumo, el VAN alcanza un valor de 270824.18€, valor muy superior al obtenido en el suceso anterior. En este suceso la TIR obtiene un valor de 0.3732 en tanto por uno, lo cual indica que el porcentaje de beneficio es del 37.32%.

En resumen, tanto para un caso como para el otro, los parámetros de viabilidad indican que el proyecto puede llevarse a cabo ya que va a ser rentable. En el caso más desfavorable los gastos de la instalación quedarán cubiertos en los primeros 5 años de funcionamiento, y en el caso más favorable en los primeros 3 años.

## 7 Conclusiones

La situación climática ha ido empeorando exponencialmente en los últimos años, hasta el punto de tener que fijar unos objetivos para evitar llegar al punto de no retorno en el cual, las condiciones adversas del cambio climático serán irreversibles. Por eso sería muy interesante e importante valorar la posibilidad de generar, al menos por ahora, una parte de la energía que consumimos.

Hasta la fecha la forma en la que se determina el precio de la electricidad beneficia a los productores a partir de energías limpias, ya que actualmente son imprescindibles otras tecnologías de producción más caras y estas deben de obtener beneficios.

En definitiva, nos encontramos que cada vez se bonificarán más este tipo de tecnologías basadas en la generación limpia de energía, y se penalizarán aquellas que no cumplan estas premisas. Partiendo de este hecho, se ha diseñado una instalación cuya principal ventaja respecto al resto de instalaciones son sus paneles con tecnología half-cell. Incluso con esta tecnología, la energía obtenida representa una quinta parte de la energía que llega por radiación. Sin embargo, este tipo de proyectos está en pleno auge.

En cuanto a la superficie, al ver la inclinación que tenía un ala hacia el norte, se decidió que no era eficiente modificarla en relación con el potencial de generación de esa zona de la cubierta. Y tampoco se decidió hacer el estudio de lo que implicaría su uso, ya que se observó que la generación de nuestra instalación fotovoltaica cubría gran parte de las necesidades, excepto cuando estaba el cargador a máxima potencia.

A partir de ese momento, se pudo empezar a buscar componentes que podrían componer la instalación principalmente paneles, inversores, soportes y cableado. Para esto nos ayudamos del software PvSyst, gracias al cual pudimos ver rápidamente que combinación de componentes es la que más se adecua a nuestras necesidades. Finalmente, se confirmó que poner dos inversores de menor potencia mejoraba las propiedades técnicas y económicas de la instalación.

Una vez seleccionados todos los componentes, se vio cómo se comportan funcionando en conjunto, para ello el software PvSyst calcula la producción estimada tras introducir los parámetros de orientación, componentes y pérdidas de la instalación según las condiciones reales.

Una vez estimada la producción de la instalación, se procedió al estudio de la viabilidad de este proyecto. En este apartado se ha elaborado un presupuesto al alza para considerar posibles imprevistos y se han definido dos casos de funcionamiento, uno que sería el caso en el que el cargador de vehículos no se utiliza y otro en el que se utiliza constantemente.

Tras evaluar los ingresos que reportarían estos dos casos, se consideró si tener en cuenta aquellas subvenciones que no estuvieran sujetas a cortos períodos de solicitud, es decir, las que están disponibles permanentemente, para que el estudio económico no se vea afectado por la



fecha en la que desee llevarse a cabo el proyecto. Sin embargo, la cantidad subvencionada no es significativa frente a los ingresos que se generan, por lo que se decidió no considerarla para el estudio económico.

Finalmente se han calculado los dos parámetros de referencia en el ámbito económico-VAN, TIR- para valorar si una inversión es rentable o no. En este caso, los parámetros, incluso en el peor de los casos, indican que la instalación es viable con una rentabilidad muy superior a la que genera cualquier fondo de inversión.

En definitiva, se ha realizado el TFG propuesto de partida, es decir, una instalación fotovoltaica que alimentaría a tres locales localizados en San Javier y un punto de recarga. Se ha verificado que para todas las situaciones, la existencia de una instalación de este tipo es rentable, con un periodo de amortización muy rápido. Este TFG me ha permitido adentrarme en el mundo de la fotovoltaica, conocer la legislación vigente y la problemática con las tarifas, además de aprender el uso de PvSystem.

Atendiendo a la posible evolución de las políticas de los países frente al consumo de energías limpias, podría uno valorar que fácilmente en un futuro cercano el ahorro o ventaja de tener esta instalación podría ser mayor. Incluso como línea futura de trabajo se podría evaluar las emisiones de CO<sub>2</sub> que dejan de emitirse por la existencia de este tipo de instalaciones. Este estudio podría cobrar sentido en el caso de que salga adelante la idea de penalizar las emisiones de CO<sub>2</sub> que está estudiando el ministerio de transición ecológica.

## 8 Bibliografía

- [1] Ministerio de Transición Ecológica ‘Cambio Climático’. [consultado: 22 junio 2021] [en línea] disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/que-es-el-cambio-climatico-y-como-nos-afecta/>
- [2] Real Academia Española ‘Energía’. [consultado: 22 junio 2021] [en línea] disponible en: <https://dle.rae.es/energ%C3%ADa>
- [3] Unión Europea ‘Marco sobre clima y energía 2030’. [consultado: 22 junio 2021] [en línea] disponible en: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es)
- [4] Red Eléctrica de España ‘Demanda Energía Marzo’. [consultado: 24 junio 2021] [en línea] disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/04/la-demanda-de-energia-electrica-de-espana-aumenta-4-8-por-ciento-marzo>
- [5] U.S. Energy Information Administration ‘Fuentes de energía a lo largo de la historia’. [consultado:26 junio 2021] [en línea] disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=11951>
- [6] Energía de las personas ‘Fuentes de energía renovable para producir electricidad’. [consultado:29 junio 2021] [en línea] disponible en: <https://emasp.org/blog/fuentes-de-energia-renovable-producir-electricidad/>
- [7] Novelec ‘Fuentes de energías no renovables’. [consultado:29 junio 2021] [en línea] disponible en: <https://blog.gruponovelec.com/energias-renovables/fuentes-de-energia-no-renovables-tipos-y-caracteristicas/>
- [8] Escandinavia de electricidad ‘factores que determinan el precio de la electricidad’. [consultado:1 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://escandinavaelectricidad.es/blog/que-factores-determinan-precio-luz/>
- [9] Greenpeace ‘Energía solar termoeléctrica’. [consultado:4 julio 2021] [en línea] disponible en: <http://archivo-es.greenpeace.org/espana/es/news/2016/Febrero/La-energia-solar-termoelectrica-podria-satisfacer-hasta-el-12-de-la-demanda-global-de-electricidad-en-el-ano-2050/>
- [10] Otovo ‘Funcionamiento de las placas solares’. [consultado: 5 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/como-funcionan-placas-solares-fotovoltaicas/>
- [11] Rsolar ‘creación de los paneles solares’. [consultado: 5 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://rsolar.com.mx/la-historia-de-los-paneles-solares-que-no-conocias/>
- [12] Autosolar ‘Efecto fotovoltaico’. [consultado: 6 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/efecto-fotovoltaico>

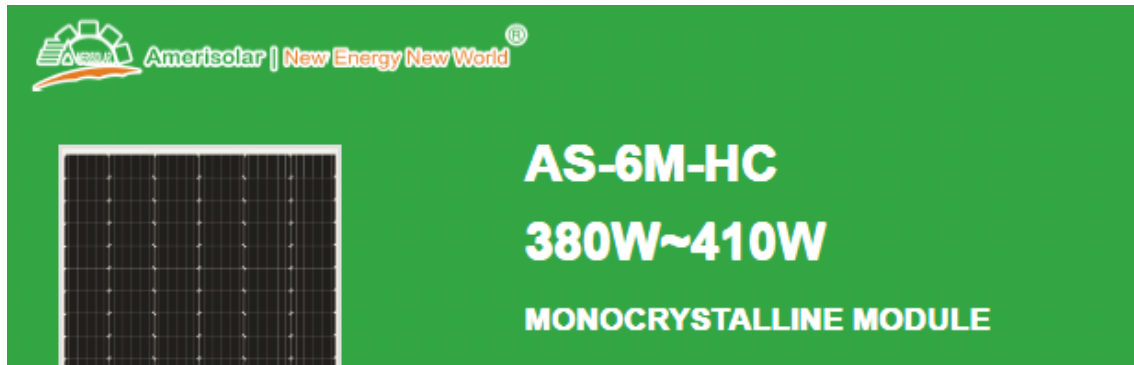
- [13] Areatecnología ‘Efecto fotoeléctrico’. [consultado: 6 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.areatecnologia.com%2Felectricidad%2Fefecto-fotoelectrico.html&psig=AOvVaw1EMj4X9AKfipgzq6P0aGVH&ust=1627053950236000&source=images&cd=vfe&ved=OCAsQjRxqFwoTCODm-Lj-9vECFQAAAAAdAAAAABAP>
- [14] Wikipedia ‘Dopaje semiconductores’. [consultado:8 julio 2021] [en línea] disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Dopaje\\_\(semiconductores\)#/media/Archivo:Pn-junction-equilibrium-graphs.png](https://es.wikipedia.org/wiki/Dopaje_(semiconductores)#/media/Archivo:Pn-junction-equilibrium-graphs.png)
- [15] Upcommons ‘memoria funcionamiento paneles fotovoltaicos’. [consultado:10 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/26396/memoria.pdf>
- [16] Solats ‘Energía solar en el mundo’. [consultado: 13 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://solats.com/energia-solar-en-el-mundo/>
- [17] Google maps [consultado: 15 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://www.google.es/maps/@37.8066078,-0.8457529,19z?hl=es>
- [18] Noticias Jurídicas ‘RD842-2002’.[consultado: 17 julio 2021] [en línea] disponible en: [https://noticias.juridicas.com/base\\_datos/Admin/rd842-2002.html#a2](https://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd842-2002.html#a2)
- [19] SolarProfit ‘Placas Solares Murcia’. [consultado: 20 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://solarprofit.es/es/placas-solares-murcia/#None>
- [20] Tecnosolab ‘tecnología perc y half cell’. [consultado: 23 julio 2021] [en línea] disponible en: <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>
- [21] IDEA ‘Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red’. [consultado: 29 julio 2021] [en línea] disponible en: [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)
- [22] Alubel ‘módulos sobre cubiertas curvas’. [consultado: 3 agosto 2021] [en línea] disponible en: <https://www.alubel.com/es/fotovoltaico/alubel-first-curvo-instalacion-fotovoltaica-sobre-estructura-curva.html>
- [23] Autosolar ‘Mantenimiento panel solar’. [consultado:11 agosto 2021] [en línea] disponible en: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-mantenimiento-requiere-un-panel-solar>
- [24] Esenergia ‘Mantenimiento preventivo módulos fotovoltaicos’. [consultado: 24 agosto 2021] [en línea] disponible en: <https://esenergia.es/mantenimiento-preventivo-modulos-fotovoltaicos/>
- [25] Technosun ‘SolaxPower’. [consultado: 24 agosto 2021] [en línea] disponible en: <https://b2b.technosun.com/web/image/131990?unique=0ea4a0653f2b66215d13e2f7db56fad7639f9c23>

- [26] Segensolar ‘Multiple MPPT vs single MPPT inverters’. [consultado: 26 agosto 2021] [en línea] disponible en: [https://portal.segensolar.co.za/reseller/images/Presentations/2018/Huawei%20Brochure/V8\\_23-10-2018.pdf](https://portal.segensolar.co.za/reseller/images/Presentations/2018/Huawei%20Brochure/V8_23-10-2018.pdf)
- [27] ITC-BT 40 [consultado: 28 agosto 2021] [en línea] disponible en: [http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC\\_BT\\_40.pdf](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_40.pdf)
- [28] ITC-BT 08 [consultado: 30 agosto 2021] [en línea] disponible en: [http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC\\_BT\\_08.pdf](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_08.pdf)
- [29] Sialsolhome ‘cargadores coches eléctricos’. [consultado: 31 agosto 2021] [en línea] disponible en: <https://www.sialsolhome.com/categoria-producto/cargadores-coches-electricos/>
- [30] ITC-BT 52 [consultado: 1 septiembre 2021] [en línea] disponible en: [http://www.f2i2.net/documentos/IsiF2I2/rbt/guias/guia\\_bt\\_52\\_nov17R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/IsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_52_nov17R1.pdf)
- [31] Ministerio de Industria Turismo y Comercio ‘Interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de las conexiones de instalaciones generadoras en baja tensión’. [consultado: 6 septiembre 2021] [en línea] disponible en: [https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/notas/nota\\_interpretacion\\_separacion\\_galvanica.pdf](https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/notas/nota_interpretacion_separacion_galvanica.pdf)
- [32] Unex ‘Uso de canales y bandejas según REBT’. [consultado: 8 septiembre 2021] [en línea] disponible en: <https://www.unex.net/Publications/REBT-s-RD-842-2002.pdf>



## 9 Anexos

Anexo 1 (Panel Amerisolar 6M-HC 410w)



### ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 20.38% by using innovative Half-cell design and five busbar cell technology.
- Low temperature coefficient and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

### CERTIFICATIONS

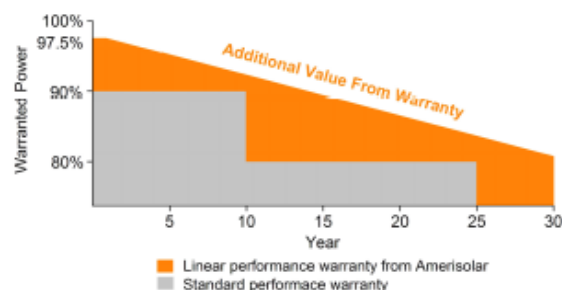


- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), KS(South Korea), BIS(India), MCS(UK), CEC(Australia), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO 9001:2015: Quality management system
- ISO 14001:2015: Environmental management system
- ISO 45001:2018: Occupational health and safety management system

### SPECIAL WARRANTY

- 20 years product warranty
- 30 years linear power output warranty

Passionately  
committed to  
delivering innovative  
energy solution



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC							
Maximum Power ( $P_{max}$ )	380W	385W	390W	395W	400W	405W	410W
Open Circuit Voltage ( $V_{OC}$ )	48.8V	49.0V	49.2V	49.4V	49.6V	49.8V	50.0V
Short Circuit Current ( $I_{SC}$ )	9.97A	10.04A	10.11A	10.18A	10.25A	10.32A	10.39A
Voltage at Maximum Power ( $V_{mp}$ )	40.4V	40.6V	40.8V	41.0V	41.2V	41.4V	41.6V
Current at Maximum Power ( $I_{mp}$ )	9.41A	9.49A	9.56A	9.64A	9.71A	9.79A	9.86A
Module Efficiency (%)	18.89	19.14	19.38	19.63	19.88	20.13	20.38
Operating Temperature	-40°C to +85°C						
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC						
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL1703)/Class C (IEC61730)						
Maximum Series Fuse Rating	20A						

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT							
Maximum Power ( $P_{max}$ )	285W	289W	293W	296W	300W	304W	308W
Open Circuit Voltage ( $V_{OC}$ )	44.9V	45.1V	45.3V	45.5V	45.7V	45.9V	46.1V
Short Circuit Current ( $I_{SC}$ )	8.08A	8.13A	8.19A	8.25A	8.30A	8.36A	8.42A
Voltage at Maximum Power ( $V_{mp}$ )	36.8V	37.0V	37.2V	37.4V	37.6V	37.8V	38.0V
Current at Maximum Power ( $I_{mp}$ )	7.75A	7.82A	7.88A	7.92A	7.98A	8.05A	8.11A

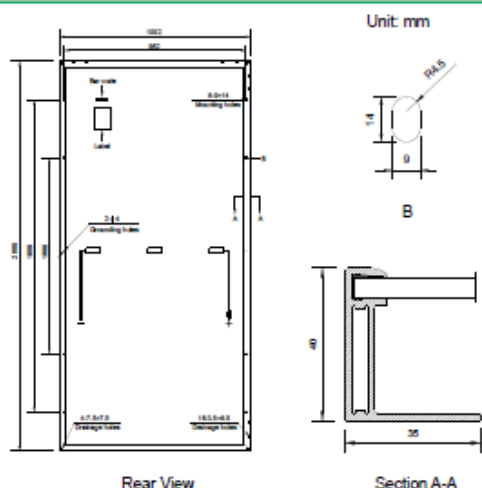
NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Monocrystalline
Number of cells	144 (6x24)
Module dimensions	2008x1002x40mm (79.06x39.45x1.57inches)
Weight	22kg (48.5lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (0.006inches <sup>2</sup> ), Portrait: 300mm (11.81inches); Landscape: 1300mm (51.181inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

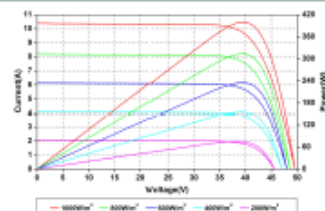
TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C±2°C
Temperature Coefficients of $P_{max}$	-0.36%/°C
Temperature Coefficients of $V_{OC}$	-0.28%/°C
Temperature Coefficients of $I_{SC}$	0.05%/°C

PACKAGING	
Standard packaging	27pcs/pallet
Module quantity per 20' container	270pcs
Module quantity per 40' container	594pcs(GP)/648pcs(HQ)

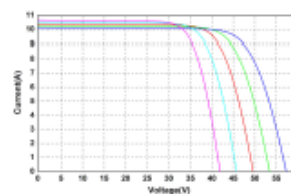
### ENGINEERING DRAWINGS



### IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with © are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.



## Anexo 2 (SolaxPower X3-25K-TL)



New From Solax

Three Phase String Inverter  
**X3-Max**  
20K / 25K / 30K

For Small-sized Industrial and Residential Use

- Superior Efficiency
- High Reliability
- Intelligent Maintenance

## Feature

### Superior Efficiency

- Max efficiency 98.6%, European efficiency 98.3%
- Ultra-wide voltage range (180V-950V)
- ECO Invention patent technology

### High Reliability

- Integrated type II DC & AC surge arresters

### Intelligent Maintenance

- Intelligent monitoring via APP & Web
- Multiple remote monitoring for convenient operation and maintenance



Global: +86 571-56260008 AU: +61 1300 476529 DE: +49 7231 4180999 UK: +44 2476 586998 NED: +31 (0)85 27 37932



## X3-MAX (THREE PHASE)

	X3-20K-TL	X3-25K-TL	X3-30K-TL
<b>INPUT (DC)</b>			
Max. Input Voltage [V]		3000	
Rated Input Voltage [V]		620	
Max. Input Current [A]	2*25	2*37.5	2*37.5
Start Input Voltage/ Min. Operating Voltage [V]		250/180	
MPPT Operating Voltage Range [V]		180-950	
MPPT Operating Voltage Range (Full-Load) [V]		480-800	
Max. Number of PV Strings	4(2/2)	6(3/3)	6(3/3)
No. of MPPTs		2	
<b>OUTPUT(AC)</b>			
Rated AC Active Power [W]	20,000	25,000	30,000
Max. AC Apparent Power [VA]	22,000	27,500	33,000
Max. AC Active Power (PF=1) [W]	22,000	27,500	33,000
Max. AC Output Current [A]	3*33.5	3*40	3*48
Rated AC Voltage [V]		380/400,3W+N+PE	
AC Voltage Range [V]		277-520(Adjustable)	
Rated Grid Frequency [Hz]		50/60	
Grid Frequency Range [Hz]		45-55/55-65	
THDI [%]		<3(Rated Power)	
DC Current Injection [%]		<0.5 In	
Power Factor		0.8 Leading - 0.8Lagging	
<b>Protection</b>			
DC switch		Support	
Anti-islanding protection		Support	
AC overcurrent protection		Support	
AC short circuit protection		Support	
DC reverse connection		Support	
Surge Arrester		DC Type II / AC Type II	
Insulation detection		Support	
Leakage current protection		Support	
<b>Efficiency</b>			
Max. Efficiency [%]		98.20	
European Efficiency [%]		97.70	
<b>General</b>			
Topology		Transformerless	
IP Rating		IP65	
Night Self Consumption [W]		<1	
Cooling	Natural	Fan cooling	Fan cooling
Operating Temperature Range [°C]		-25-60	
Relative Humidity Range [%]		0-100	
Max. Operating Altitude [m]		4000(>2000 derating)	
Noise [dB]	<30	<45	<45
Dimensions (W*H*D) [mm]		555*446*270	
Weight [kg]		40	
<b>HMI &amp; COM</b>			
Display		Wireless & APP +LED / LCD(Optional)	
Communication		WiFi(Optional) / RS485 / GPRS(Optional)	
<b>Certification</b>			
Safety		IEC62109-1 / IEC 62109-2	
EMC(Optional)		EN 61000-6-1 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3 / EN 61000-6-4	
Grid Code		IEC61727 / IEC62116	
<b>Warranty [year]</b>		5 / 10(Optional)	



### Anexo 3 (PRY-PRYSUN H1Z2Z2-K)

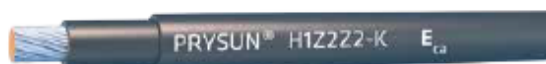


CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

**PRYSUN**  
**H1Z2Z2-K**

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV<sub>ac</sub> máx.)  
1,5/1,5 kV<sub>dc</sub> (1,8/1,8 kV<sub>dc</sub> máx.)  
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930  
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2  
NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS  
HALOGEN FREE  
EN 50255-1 Anexo B  
IEC 50255-1 Anexo B



BAJA OPACIDAD DE HUMOS  
EN 61034-2  
IEC 61034-2



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



N° DoP 1009483



MÁXIMA RESISTENCIA AL AGUA (IP7)



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



RESISTENCIA A LOS GOLPES



RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS



RESISTENCIA AL OZONO



RESISTENCIA AL CALOR HÚMEDO

**ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN**

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	sí
Doble aislamiento (clase II)	sí
Tª máxima de conductor	90°C (120°C, 20 000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos (VA)	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	(IP7) Inmersión
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab.2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90°C y 85% de humedad según IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2; EN 50395-9 (240h 85°C water) 1,0kV DC
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado alargamiento a -40°C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al Impacto a -40°C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
  - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
  - Tensión continua máxima: 1,8 kV.
  - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
  - Tensión alterna máxima: 1,2 kV.
  - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
  - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

**Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:**

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca. Bisecciones desde 1x4 a 1x25.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

**Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:**

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

**PRYSUN**  
**H1Z2Z2-K**

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kV<sub>ac</sub> máx.)  
1,5/1,5 kV<sub>dc</sub> (1,8/1,8 kV<sub>dc</sub> máx.)  
Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930  
Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

**Metal:** cobre estahado.  
**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C (120 °C, por 20 000 h)  
**Compuesto reticulado libre de halógenos:** 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

**Material:** Compuesto reticulado según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

**Material:** Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.  
**Colores:** negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equlpos.

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE TAMBIÉN EN °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(Akm) (2)
1x1.5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,759	140	176	1,59
1x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x 70	13,1	18,7	94	75	792	0,277	282	347	0,554
1x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9. → XLPE2 con Instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos). Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).



## Anexo 4 (Circutor Urban Slave T2-C2)

URBAN

**Circuitor**

## Características técnicas

	M21	T21	M22	T22
Protección contra sobrecorriente	MCB 40A (Curva C)		MCB 40A (Curva C) (Bases A & B)	
Seguridad	RCD 30 mA (Tipo A)/ (Tipo B) <sup>(3)</sup>			
Protección contra sobretensión <sup>(4)</sup>	Protector contra sobretensión transitoria IEC 61643-1 (Clase II)			
<b>URBAN T22-C, URBAN T22-MIX, URBAN T24-MIX</b>				
	T22-C	T22-MIX	T24-MIX	
Alimentación	3P+N+PE			
Tension de entrada	400V~±10%			
Corriente de entrada	67 A			
Frecuencia	50Hz / 60Hz			
Numero de bases	2 : 1 Base A, 1 Base B		4 <sup>(5)</sup> : 2 Bases A, 2 Bases B	
Potencia max. de la base	22 kW (Bases A & B)		22 kW / 37 kW (Bases A & B)	
Corriente max. de la base	32 A (Bases A & B)	A: Tipo 2: 32A B: CEE 7/3 : 16A	32 A / 16 A (Bases A & B)	
Tipo de conectores	Tipo 2 (Bases A & B)	A: Tipo 2 B: CEE 7/3	Tipo 2 / CEE 7/3 (Bases A & B)	
Modo de carga	Mode 3	Modo 1. 2 & 3		
Sección mín. del cable <sup>(3)</sup>	25 mm <sup>2</sup>			
Protección contra sobrecorriente	MCB 40A (Curva C) (Bases A & B)	A: MCB 40A B: MCB 16A	MCB 40A / 16 A (Curva C) (Bases A & B)	
Seguridad	RCD 30 mA (Tipo A)/ (Tipo B) <sup>(3)</sup>			
Protección contra sobretensión <sup>(4)</sup>	Protector contra sobretensión transitoria IEC 61643-1 (Clase II)			



**Circuitor**

URBAN

CONECTIVIDAD		
URBAN MASTER & URBAN M21 - T21 - M22 - T22 - T22C - T22-MIX - T24-MIX		
Ethernet	10/100BaseTX (TCP/IP)	
Comunicación Móvil <sup>(4)</sup>	URBAN M21 - T21 - M22 - T22 - T22C - T22-MIX - T24-MIX	URBAN MASTER
	Modem 4G / GPRS / GSM	Modem 4G LTE / WiFi Hotspot / GRPS / GSM
Protocolo de interfaz	OCPP	
DATOS GENERALES		
Baliza luminosa	Indicador en color RGB	
URBAN MASTER & URBAN M21 - T21 - M22 - T22 - T22C - T22-MIX - T24-MIX		
Lector RFID	ISO / IEC 14443A / B, MIFARE Classic / Desfire EV1, ISO 18092 / ECMA-340, NFC 13.56MHz	
Display	URBAN M21 - T21 - M22 - T22 - T22C - T22-MIX - T24-MIX	URBAN MASTER
	LCD Multi-idiomas	Pantalla táctil 8"
CONDICIONES AMBIENTALES		
Temperatura de trabajo	-5°C ... +45°C	
Temperatura de trabajo con el Kit de baja temperatura <sup>(4)</sup>	-30°C ... +45°C	
Temperatura de almacenamiento	-20°C ... +60°C	
Humedad relativa	5% ... 95% sin condensación	
DATOS MECÁNICOS		
Clasificación del envolvente	IP54 / IK10	
Material del envolvente	Aluminio y ABS	
Puerta del envolvente	Puerta frontal bloqueada con llave	
Peso neto	55Kg	
Dimensiones (An x Al x Pr)	450 x 1550 x 290 mm	
NORMAS		
IEC 61851-1: 2010, IEC 61851-22: 2001, IEC 62196-1: 2014, IEC 62196-2: 2011, 2014/35/UE, LVD;2014/30/UE, ISO 14443A/B		

<sup>(3)</sup> Está es la sección de cable mínima recomendada para la corriente de entrada AC, la sección definitiva debe ser calculada por un técnico experto teniendo en cuenta las condiciones específicas de la instalación

<sup>(4)</sup> Opcional.

<sup>(5)</sup> El modelo T24-MIX dispone de 2 bases dobles. Cada base doble está formada por 2 bases con diferente conector y no se pueden conectar simultáneamente.





## Anexo 5 (Informe PvSyst)



Version 7.2.4

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: Proyecto San Javier

Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

No 3D scene defined, no shadings

System power: 55.8 kWp

San Javier - España

*PVsyst DEMO*

*PVsyst DEMO*

*PVsyst DEMO*



**PVsyst V7.2.4**

VCO. Simulation date:  
14/09/21 10:33  
with v7.2.4

Project: Proyecto San Javier

Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

#### Project summary

<b>Geographical Site</b> San Javier España	<b>Situation</b> Latitude 37.78 °N Longitude -0.80 °W Altitude 3 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> San Javier Meteonorm 8.0 (2004-2017) - Sintético		

#### System summary

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 10	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> horizontal plane	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>
Nb. of modules	136 units	Nb. of units 2 units
Pnom total	55.8 kWp	Pnom total 50.0 kWac
		Pnom ratio 1.115

#### Results summary

Produced Energy	79.35 MWh/year	Specific production	1423 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.38 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

#### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
CO <sub>2</sub> Emission Balance	9



**PVsyst V7.2.4**  
 VCO, Simulation date:  
 14/09/21 10:33  
 with v7.2.4

Project: Proyecto San Javier  
 Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Orientation horizontal plane	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonom Circumsolar separate
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>	<b>Amerisolar</b>	<b>Inverter</b>	<b>Solaxpower</b>
Manufacturer	AS6M-BN-410 HALF CELL	Manufacturer	X3-25K-TL
Model		Model	
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	410 Wp	Unit Nom. Power	25.0 kWac
Number of PV modules	136 units	Number of inverters	2 unit
Nominal (STC)	55.8 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	8 Strings x 17 In series	Operating voltage	180-950 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>25°C)	27.5 kWac
Pmpp	51.3 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	647 V		
I mpp	79 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	56 kWp	Total power	50 kWac
Total	136 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	274 m²	Pnom ratio	1.12

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>	<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>						
Loss Fraction	Module temperature according to irradiance	Global array res.						
3.0 %	Uc (const) 29.0 W/m²K	Loss Fraction						
	Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	134 mΩ						
		1.5 % at STC						
<b>Module Quality Loss</b>	<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction	Loss Fraction	Loss Fraction						
1.5 %	2.0 % at MPP	0.1 %						
<b>Module average degradation</b>								
Year no								
10								
Loss factor								
0.4 %/year								
<b>Mismatch due to degradation</b>								
Imp RMS dispersion								
0.4 %/year								
Vmp RMS dispersion								
0.4 %/year								
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



**PVsyst V7.2.4**

VCO, Simulation date:  
14/09/21 10:33  
with v7.2.4

Project: Proyecto San Javier

Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

**Array losses**

**Spectral correction**

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



**PVsyst V7.2.4**

VCO, Simulation date:  
14/09/21 10:33  
with v7.2.4

Project: Proyecto San Javier

Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

**System losses**

**Unavailability of the system**

Time fraction 1.0 %  
3.7 days,  
3 periods

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 400 Vac tri  
Loss Fraction 0.51 % at STC  
Inverter: X3-25K-TL  
Wire section (2 Inv.) Copper 2 x 3 x 25 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 40 m



Project: Proyecto San Javier

Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:  
14/09/21 10:33  
with v7.2.4

Main results

System Production  
Produced Energy

79.35 MWh/year

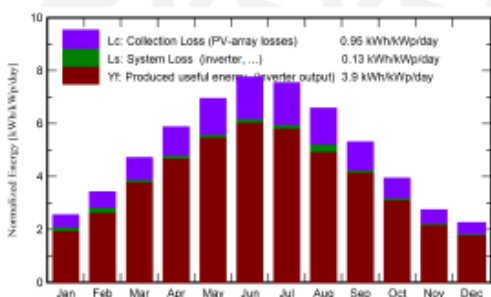
Specific production

1423 kWh/kWp/year

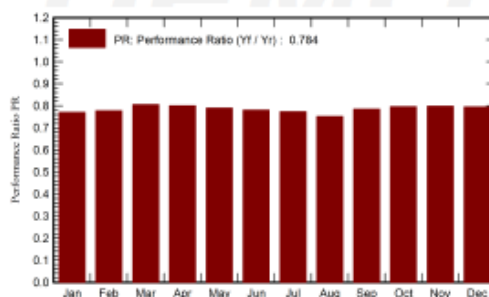
Performance Ratio PR

78.38 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	79.2	30.46	10.27	79.1	71.5	3.64	3.40	0.770
February	95.5	38.79	11.60	95.5	88.4	4.44	4.14	0.777
March	146.3	52.66	14.98	146.2	137.0	6.73	6.57	0.806
April	176.3	65.53	17.49	176.1	166.3	8.04	7.86	0.800
May	215.3	75.44	21.11	215.3	204.1	9.71	9.48	0.790
June	232.6	73.41	24.78	232.6	220.8	10.36	10.13	0.781
July	233.7	71.57	27.60	233.7	221.8	10.32	10.08	0.774
August	204.1	72.97	27.73	204.0	193.5	9.05	8.55	0.752
September	159.1	51.06	24.02	159.1	149.5	7.14	6.97	0.788
October	122.0	48.69	20.41	121.9	113.4	5.55	5.41	0.798
November	82.2	31.81	14.66	82.1	74.9	3.76	3.65	0.798
December	70.2	24.89	11.13	70.1	62.9	3.20	3.11	0.795
Year	1816.5	637.28	18.86	1815.7	1704.0	81.94	79.35	0.784

Legends

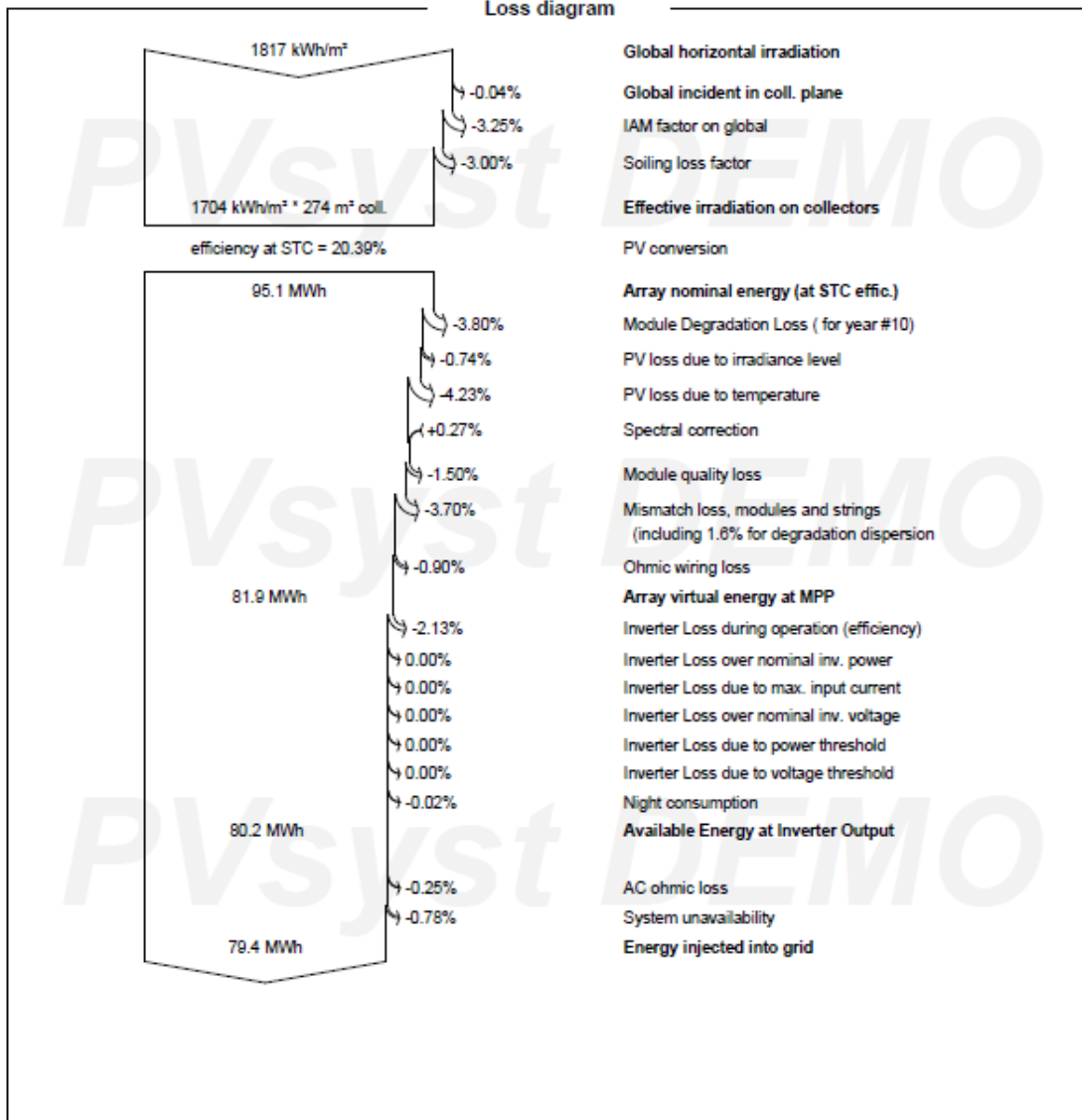
- |         |  |        |   |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation                | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation               | E_Grid | Energy injected into grid                   |
| T_Amb   | Ambient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



**PVsyst V7.2.4**  
 VCO. Simulation date:  
 14/09/21 10:33  
 with v7.2.4

Project: Proyecto San Javier  
 Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

**Loss diagram**

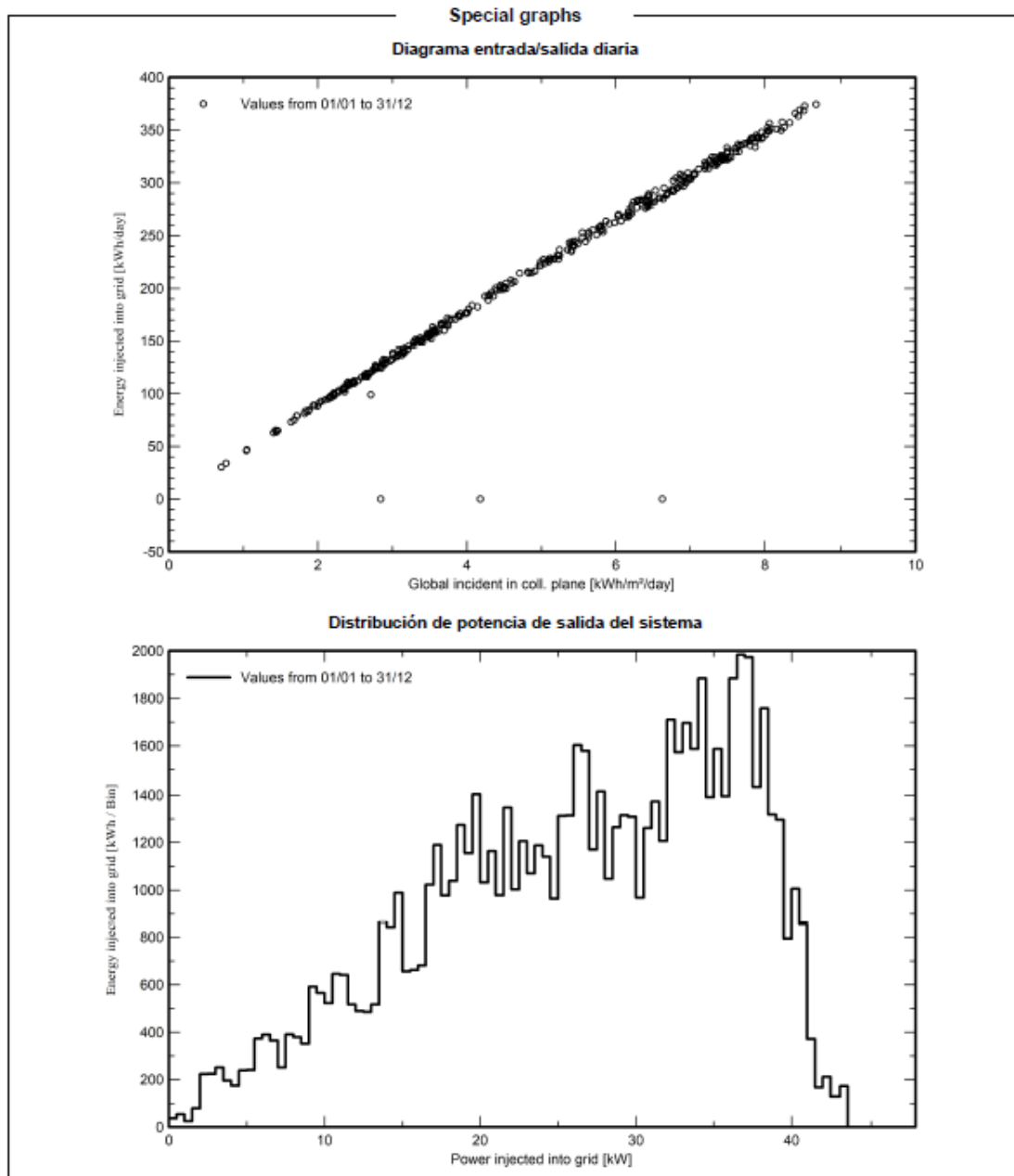




**PVsyst V7.2.4**  
VCO. Simulation date:  
14/09/21 10:33  
with v7.2.4

Project: Proyecto San Javier

Variant: OPCIÓN SELECCIONADA







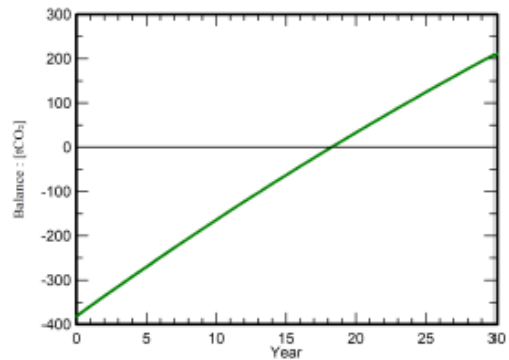
**PVsyst V7.2.4**  
 VCO, Simulation date:  
 14/09/21 10:33  
 with v7.2.4

Project: Proyecto San Javier  
 Variant: OPCIÓN SELECCIONADA

**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 211.2 tCO<sub>2</sub>  
**Generated emissions**  
 Total: 381.64 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:  
**Replaced Emissions**  
 Total: 683.2 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 79.35 MWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Spain  
 Lifetime: 30 years  
 Annual degradation: 1.0 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	216 kWp	370770
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	5280 kg	10107
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /	4.00	759