



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES PARA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Autor: Juan Menéndez-Pidal Hernández-Ros

Director: Luis Javier Mata García

Madrid

Junio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *"Instalación de placas solares para la recarga de vehículos eléctricos"* en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019-2020 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Juan Menéndez-Pidal Hernández-Ros

Fecha: 29/ 06/ 2020



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Luis Javier Mata García

Fecha: ...../ ...../ .....

MATA GARCIA LUIS JAVIER - 09793455D  
Firmado digitalmente por MATA GARCIA LUIS JAVIER - 09793455D  
Fecha: 2020.06.30 08:55:34 +02'00'

# INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES PARA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

**Autor: Menéndez-Pidal Hernández-Ros, Juan**

**Director: Mata García, Luis Javier**

**Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas**

## RESUMEN DEL PROYECTO

### Introducción

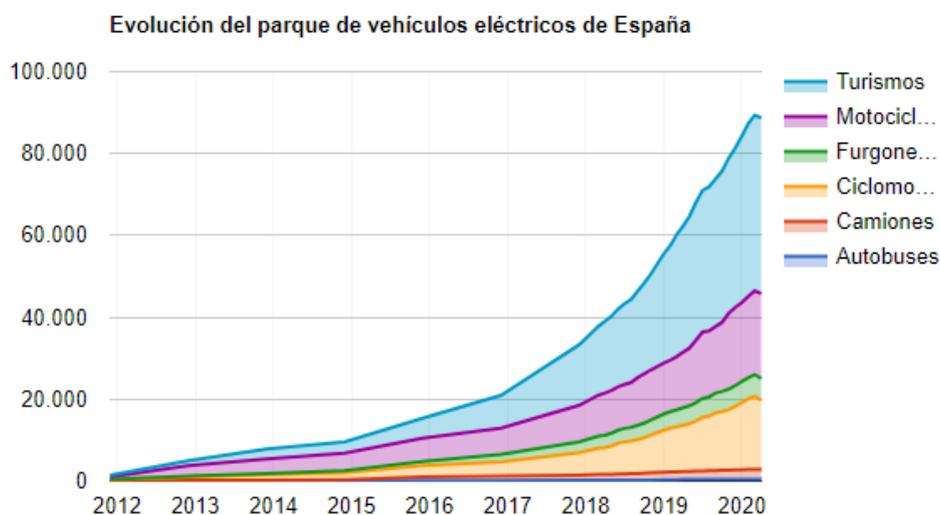
#### *Planteamiento del problema*

El objetivo del proyecto es diseñar una estación de recarga de vehículos eléctricos sostenible, alimentada con paneles solares para intentar compensar la energía consumida por los vehículos eléctricos durante la recarga. Aquella energía producida por los paneles solares que no sea utilizada para la recarga de los vehículos eléctricos, será vertida en la red eléctrica. Esta energía vertida en la red será compensada en la factura eléctrica al final del mes, pero nunca se podrá ganar dinero con la venta de los excedentes energéticos de la instalación, únicamente se podrá lograr que la factura eléctrica al final del mes sea igual a cero euros.

La instalación fotovoltaica tiene una potencia instalada de 98,42 kWp y pretende compensar el consumo realizado por cuatro estaciones de recarga, dos de ellas de 11 kW, una de ellas de 22 kW y por último una estación de 50 kW. Los módulos fotovoltaicos se encuentran configurados en catorce “strings” en paralelo, cada string contiene veinte módulos fotovoltaicos conectados en serie.

#### *Estado de la Técnica*

Actualmente en España hay prácticamente 90.000 vehículos eléctricos matriculados, y cada año el número de vehículos y matriculaciones va aumentando exponencialmente (ver *Gráfico 1*). No obstante, en España únicamente hay 5.828 puntos de recarga, según Red Eléctrica Española.



*Gráfico 1: Evolución del parque de vehículos eléctricos en España. Fuente: OVEMS*

Además, la mayoría de los puntos de recarga que hay actualmente no son puntos de recarga rápida. Los puntos de recarga rápida son aquellos puntos en los que se puede recargar con una potencia superior a 50 kW, con esta potencia se recarga más del 80% de la batería del coche en menos de media hora.

Las dos grandes desventajas del vehículo eléctrico frente al de combustión son que el vehículo eléctrico tiene menos autonomía, y el tiempo de recarga de los vehículos eléctricos no es competitivo con el tiempo que se tarda en echar gasolina. Ambos problemas recalcan en dos grandes factores, el primero es la tecnología de las baterías, y el segundo es la tecnología de los puntos de recarga, para reducir la diferencia entre los vehículos eléctricos y los de combustión, ambas tecnologías deben de evolucionar de la mano.

Otro de los grandes inconvenientes es que la red eléctrica actual no podría soportar un incremento de demanda energética tan súbito, en el caso de que todos los vehículos fuesen eléctricos. Para ayudar a la red a enfrentarse al cambio de demanda energética que va a experimentar a medida que aumenta el número de vehículos eléctricos, se instala el campo fotovoltaico para compensar esa energía consumida y además aportar a la red con los posibles excedentes energéticos que pueda tener.

### *Objetivos del Proyecto*

Los objetivos del proyecto son los siguientes:

- Instalar un punto de recarga de vehículos eléctricos alimentado por paneles solares y por la red eléctrica.
- Estudiar la viabilidad económica del proyecto, ver si el proyecto es rentable o no lo es.
- Intentar reducir las dos grandes carencias de los vehículos eléctricos frente a los vehículos de combustión, estudiando la viabilidad técnica del proyecto con el objetivo de realizar las instalaciones en más centros comerciales y ayudar a impulsar el uso del coche eléctrico aumentando los puntos de recarga y por lo tanto, reduciendo el problema de la autonomía.
- Ayudar a la red eléctrica a prepararse contra el cambio que se va a producir en la demanda energética debido al aumento de vehículos eléctricos en los próximos años.
- Estudiar el impacto medioambiental que supone la instalación de este punto de recarga sostenible.

### **Metodología**

El trabajo contiene tres estudios:

1. Estudio Técnico
2. Estudio Económico
3. Estudio Medioambiental

#### *Estudio Técnico*

El estudio técnico se basa en realizar el diseño de la instalación siguiendo las pautas determinadas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT, y los Reales Decretos para realizar los diseños de los equipos y de la instalación para que funcione y que además cumpla con los requisitos de seguridad impuestos en el REBT.

Para hacer el diseño de la instalación se supone que cada cargador será utilizado unas tres horas al día en total, con esta hipótesis se conoce el consumo y en base al consumo se

diseña el campo fotovoltaico. El campo fotovoltaico tendrá que generar sobre el papel un 30% más de lo que se demanda, ya que al ser una tecnología no gestionable, puede generar más o menos en función de la radiación solar.

#### *Estudio Económico*

En este apartado se realizan dos tareas, la primera es elaborar un presupuesto para cuantificar el volumen de la inversión necesaria para realizar la inversión, y segundo es realizar un análisis de inversiones utilizando proyecciones financieras.

El VAN, la TIR y el Payback serán los parámetros a tener en cuenta, para determinar si la inversión sale o no sale rentable.

#### *Estudio Medioambiental*

El impacto medioambiental se mide de dos maneras, una estudia el impacto que tiene la instalación individualmente, mientras que la otra valora el impacto medioambiental que causaría a gran escala, tanto en generación como en la reducción de la contaminación causada por los medios de transporte.

### **Resultados**

A continuación se muestran los resultados de los estudios mencionados anteriormente.

#### *Resultados Estudio Técnico*

El consumo mensual calculado es de 8.460 kWh/mes, por lo tanto la generación de la planta fotovoltaica debe de encontrarse entre un 130 y un 150% de la estimada para el consumo. Por lo tanto, el promedio de la producción mensual debe de encontrarse entre los 10.998 kWh/mes y los 12.690 kWh/mes. La producción mensual estimada es de 11.170 kWh/mes. Ver *Tabla R 1* y el *Gráfico R 1*.

Mes	Nº días	kWh/m <sup>2</sup> día	Producción kWh/mes
Enero	31	3,09	7.604,84
Febrero	28	4,07	8.961,54
Marzo	31	5,13	11.832,71
Abril	30	5,55	12.411,61
Mayo	31	6,00	13.737,59
Junio	30	6,41	13.580,51
Julio	31	6,91	14.817,81
Agosto	31	6,69	14.437,28
Septiembre	30	5,74	12.186,62
Octubre	31	4,44	10.331,75
Noviembre	30	3,26	7.618,70
Diciembre	31	2,65	6.514,73
<b>Promedio</b>	<b>365</b>	<b>5,00</b>	<b>11.170</b>

*Tabla R 1: Estimación de la producción anual*

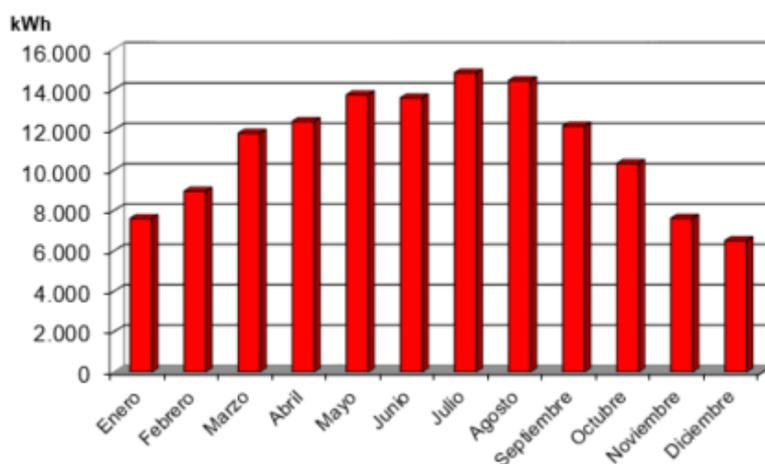


Gráfico R 1: Estimación de la producción anual

### Resultados Estudio Económico

Realizando el presupuesto, se obtiene que la inversión inicial ha de ser de 105.716 €. Para realizar el estudio económico se hacen las hipótesis de la *Tabla R 2*.

<b>Inversión Inicial</b>	105.716	€
<b>Gastos generales</b>	15.976	€
<b>Producción anual Campo Fotovoltaico</b>	141.090	kWh
<b>Consumo eléctrico anual estimado</b>	102.930	kWh
<b>Tarifa estación de recarga</b>	0,35	€/kWh
<b>Tarifa eléctrica</b>	0,09924	€/kWh
<b>Tasa de descuento</b>	7,2	%
<b>Inflación</b>	1,20	%
<b>Impuestos</b>	25	%

Tabla R 2: Hipótesis análisis de inversiones

Realizando un estudio de flujos de caja durante los siguientes diez años, se obtienen los parámetros que aparecen en la *Tabla R 3*.

<b>VAN</b>	13.337 €
<b>TIR</b>	10,3%
<b>Payback</b>	6,8 años

Tabla R 3: Resumen de la inversión

### Resultados Estudio Medioambiental

El objetivo último de este tipo de proyectos es potenciar el uso de vehículos eléctricos. Actualmente la contaminación del aire producida por los medios de transporte representa un 51,4% de la contaminación del aire, por lo tanto la conversión de vehículos de combustión a vehículos eléctricos supondría una reducción considerable de esta cifra.

Por otro lado, esta instalación con la energía que produce ahorra lo siguiente, (ver *Tabla R 4*):

	Carbón	Ciclo Combinado	Total
CO <sub>2</sub> (kg)	11.193,2	4.056,3	15.249,50
SO <sub>2</sub> (kg)	246,9	0,0	246,91
NO <sub>x</sub> (kg)	37,6	1,2	38,80
Energía	4,7	Hogares	4,70

Tabla R 4: Contaminantes ahorrados con la energía generada por la instalación fotovoltaica

## **Conclusiones**

### *Estudio Técnico*

A la vista de los resultados obtenidos, la instalación cumple con los requisitos impuestos, es cierto que como la energía generada depende de la radiación solar, esta cantidad de generación estimada puede bajar como subir.

Como los módulos fotovoltaicos nunca dejan de generar a menos que no les llegue radiación solar, en el caso de que no haya vehículos eléctricos enchufados, la energía generada se verterá en la red, aportando al mix energético, esta situación se dará probablemente en verano, ya que es cuando más se genera ya que la radiación solar es mayor.

### *Estudio Económico*

Como se observa en la *Tabla R 3*, el VAN es de 13.337 €, la TIR es 10,3% y el Payback es de 6,8 años.

Al ser el VAN superior a cero, implica que con las hipótesis realizadas, la inversión sale rentable, además la TIR es superior a la tasa de descuento ( $10,3\% > 7,2\%$ ), lo cual también indica que la inversión es rentable.

Por otro lado el Payback puede ser considerado alto, no obstante estas instalaciones eléctricas tienen un tiempo de vida mucho mayor a diez años y por lo tanto se podrá seguir ingresando dinero hasta que se decida vender la instalación.

### *Estudio Medioambiental*

A gran escala, el impulso del coche eléctrico supondría un gran impacto medioambiental, ya que la reducción de la contaminación del aire sería muy pronunciada.

Por otro lado se encuentran los contaminantes ahorrados en la generación de la energía eléctrica. Si la energía fuese producida por centrales de carbón o de ciclo combinado, la contaminación sería lo que se muestra en la *Tabla R 4*.

Un punto de recarga sostenible no es relevante para el medioambiente, sin embargo, este proyecto a gran escala sí que supondría un impacto positivo en la lucha contra el cambio climático. De nada sirve reducir la contaminación de los vehículos de transporte si se tiene que aumentar la contaminación de la generación eléctrica para cargar los vehículos eléctricos.

# SOLAR PANEL INSTALLATION TO RECHARGE ELECTRIC VEHICLES

## PROJECT SUMMARY

### Introduction

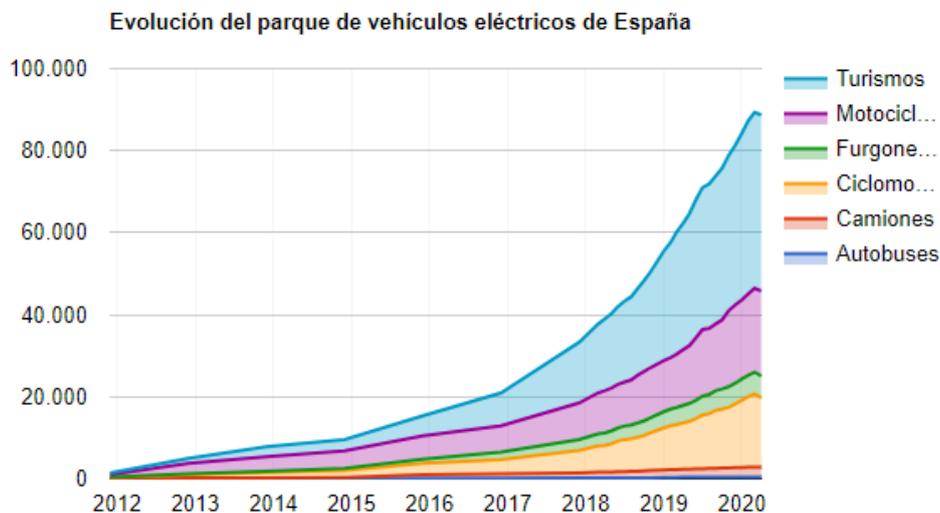
#### *Problem description*

The project's main goal is to design a sustainable electric vehicle charging station, powered by solar panels that aim to produce as much as it is consumed by the charging stations. Any energetic excesses will be injected into the grid, this will have an impact on the electric bill at the end of every month, however, it is not possible to earn money with the excess of production, and the electrical bill can only be reduced to zero euros.

The photovoltaic system has an installed power of 98,42 kWp and aims to produce enough energy to satisfy the demand of four charging points, two of them of 11 kW, other of 22 kW and finally one of 50 kW. The solar panels are connected in fourteen strings of twenty panels connected in series.

#### *State of the Art*

Nowadays in Spain there are nearly 90,000 electric vehicles, and every single year the number of electrical vehicles rises exponentially (see Graph 1). On the other hand, in Spain there are only 5,828 electrical charging stations, according to Red Eléctrica de España.



Graph 1: Evolution of the electrical vehicle in Spain. Source: OVEMS

Moreover, the majority of the charging stations are not capable of carrying out the fast charge. The fast charge can only happen when the electrical charger is capable of carrying out the charge with a power of 50 kW or over, with this power 80% of the battery can be charged in half an hour.

The electrical vehicle has two main disadvantages in comparison with the combustion vehicle, these are the following, less endurance and more charging time. Both of these are still not competitive against combustion vehicles. Even though batteries are improving

and electrical charging stations are beginning to reduce the charging time, they have still a long way to go before they can compete against combustion vehicles.

Other of the main issues is that the electrical grid cannot stand the increase in the demand if every single cars turns to be electrical. One of the ultimate climate challenges is to manage to make the transport a hundred percent clean, this means zero emissions, therefore to help the electrical grid face this future challenge, the electrical charging station is powered by a photovoltaic system that fuels the stations when needed and injects energy to the grid whenever it is not required by the any of the stations. This can happen whenever the solar panel system is producing more than its demanded by the stations.

### *Objectives*

The main objectives are the following:

- Install an electrical vehicle charging station powered by the electrical grid and solar panels.
- Carry out an economical research to evaluate if either the project is economically profitable or not.
- Try to tackle the main issues that stop the electrical vehicle from taking over the market. This is by studying the project is viable to be carried out in other malls or public spaces, creating a network of charging stations capable of improving the autonomy of electrical vehicles by increasing the number of charging stations.
- Help the electrical grid prepare to face the upcoming challenge of the increase in demand produced by the increase in electrical vehicles in the years to come.
- Study the climate impact that this electrical vehicle charging station produces.

### **Methodology**

The project has three areas of study:

4. Technical study
5. Economical study
6. Environmental impact study

#### *Technical Study*

The technical study is carried out by following the instruction of what is known as the “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión” and other laws to design all the necessary equipment that ensure the correct functioning of the installation as well as the security of the people that surround it.

To design the photovoltaic system, it is assumed that every single charger is used for three hours each day. Once this is stated, the photovoltaic field has to produce hypothetically enough energy to cover between 130% and 150% of the estimated consumption.

#### *Economical Study*

To begin, the total budget of building the entire installation is calculated, once the budget is known, the amount of money to invest is also known. This is followed by a cash flow study to determine if the investment is either profitable or non-profitable.

The VAN (or NAV), the TIR (or IRR) and the Payback are the parameters that will determine if the investment is profitable or non-profitable.

## Environmental Impact Study

The environmental impact can be studied in two different ways, the first one studies the environmental impact that one single installation produces, while the second one studies the environmental impact produced by the increase in electrical vehicles.

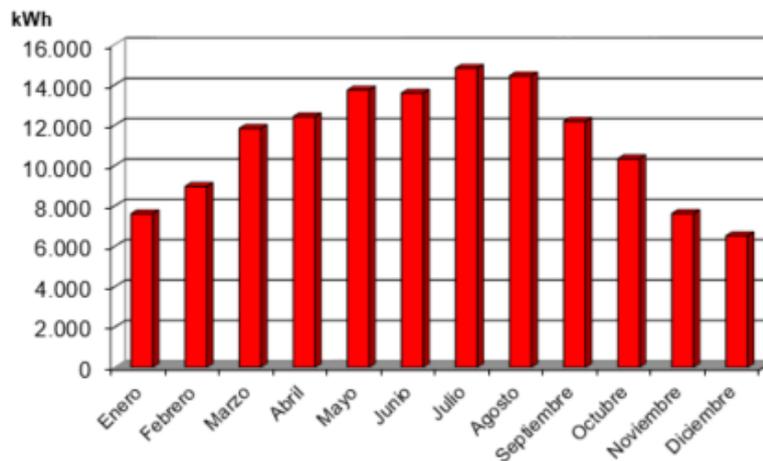
## Results

### Technical study results

The month consumption is 8,460 kWh/month, therefore the energy produced by the photovoltaic system has to be in between 10,998 kWh/month and 12,690 kWh/month. The total estimated production is 11.170 kWh/month, as Table 1 and Graph 2 show.

Mes	Nº días	kWh/m <sup>2</sup> día	Producción kWh/mes
Enero	31	3,09	7.604,84
Febrero	28	4,07	8.961,54
Marzo	31	5,13	11.832,71
Abril	30	5,55	12.411,61
Mayo	31	6,00	13.737,59
Junio	30	6,41	13.580,51
Julio	31	6,91	14.817,81
Agosto	31	6,69	14.437,28
Septiembre	30	5,74	12.186,62
Octubre	31	4,44	10.331,75
Noviembre	30	3,26	7.618,70
Diciembre	31	2,65	6.514,73
Promedio	365	5,00	11.170

Table 1: Estimated production of the photovoltaic system



Graph 2: Estimated production of the photovoltaic system

### Economical study results

Adding up all the costs and expenses to build the installation, the budget is 105.716 €. To carry out the cash flow to find out if the investment is or is not profitable the hypothesis shown in Table 2 are made.

<b>Inversión Inicial</b>	105.716	€
<b>Gastos generales</b>	15.976	€
<b>Producción anual Campo Fotovoltaico</b>	141.090	kWh
<b>Consumo eléctrico anual estimado</b>	102.930	kWh
<b>Tarifa estación de recarga</b>	0,35	€/kWh
<b>Tarifa eléctrica</b>	0,09924	€/kWh
<b>Tasa de descuento</b>	7,2	%
<b>Inflación</b>	1,20	%
<b>Impuestos</b>	25	%

Table 2: Cash flow hypothesis

Carrying out a cash flow for the time span of ten years, the results are shown in Table 3.

<b>VAN</b>	13.337 €
<b>TIR</b>	10,3%
<b>Payback</b>	6,8 años

Table 3: Investment summary

### Environmental impact study results

The ultimate goal of these type of projects is to encourage the use of electrical vehicles. Nowadays 51.4% of air pollution is carried out by combustion vehicles, therefore reducing the number of combustion vehicles will result in a significant reduction of air pollution

On the other hand, the photovoltaic system reduces the emissions in the amount shown in Table 4.

	<b>Carbón</b>	<b>Ciclo Combinado</b>	<b>Total</b>
<b>CO<sub>2</sub> (kg)</b>	11.193,2	4.056,3	15.249,50
<b>SO<sub>2</sub> (kg)</b>	246,9	0,0	246,91
<b>NOx (kg)</b>	37,6	1,2	38,80
<b>Energía</b>	4,7	Hogares	4,70

Table 4: Emissions to produce the energy of the photovoltaic system

## Conclusions

### Technical Study

The photovoltaic system meets the expectations that were previously mentioned. As the energy produced depends on the solar radiation, the estimated amount of energy produced by the installation can be either bigger or smaller than predicted.

Moreover, as the solar panels never stop producing energy unless the radiation is zero, most of the time there will be no vehicles connected, and that energy will directly go to the electrical grid.

### Economical Study

The results of the study are shown in Table 3.

As the NAV is bigger than zero, and the IRR is bigger than the discount rate (10,3% > 7,2%), it can be said that the investment is profitable.

Although the Payback may seem high, it has to be considered that these installations have a life span of nearly twenty five years, therefore even though the number is high, it is still reasonable taking into account the longevity of the project.

#### *Environmental impact study*

If every single vehicle turns out to be electrically powered, the reduction of air pollution will be very significant.

On the other hand, the amount of pollutants to produce the amount of energy that the photovoltaic system produces annually is not very significant, but, on a larger scale, if more sustainable electrical vehicle charge stations are installed, the environmental impact will be more significant. Moreover, there is no point in reducing air pollution produced by vehicles if to meet the energetic demand, the pollution produced by the generation industry has to increase.

## Tabla de contenido

Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto .....	16
1.1.- Motivación .....	16
1.2.- Objetivos del proyecto .....	16
Capítulo 2.- Descripción de las tecnologías (estado de la técnica) .....	17
2.1.- Situación actual del vehículo eléctrico en España .....	17
2.2.- Situación actual de la recarga de vehículos eléctricos en España .....	19
2.3.- Situación actual de la tecnología fotovoltaica en España .....	20
2.3.- Tecnología actual de los módulos fotovoltaicos .....	22
2.4.- Tecnología actual de los puntos de recarga .....	24
2.5.- Tipos de conectores .....	25
Capítulo 3.- Descripción del modelo desarrollado .....	28
3.1.- Objetivos y especificación .....	28
3.1.1.- Emplazamiento .....	28
3.2.- Datos técnicos de la instalación .....	28
3.2.2.- Módulos fotovoltaicos .....	28
3.2.3. Inversor .....	30
3.2.4. Campo fotovoltaico .....	32
3.2.5. Estructura de soporte .....	32
3.2.6. Cableado .....	33
3.2.7. Canalizaciones .....	35
3.2.8. Protecciones CC .....	38
3.2.9. Puesta a tierra .....	40
3.2.10. Protección frente a funcionamiento en isla .....	42
3.2.11. Separación Galvánica .....	42
3.2.12. Protecciones CA .....	42
3.2.13. Contador .....	45
3.2.14. Sistema de monitorización .....	45
3.2.15. Estaciones de recarga .....	45
Capítulo 4.- Instalación de las placas solares .....	47
4.1.- Evaluación del equipo .....	47
4.2.- Diseño de la instalación .....	47
4.2.1. Estimación del consumo .....	47
4.2.2. Estimación de la producción mensual .....	47
4.2.3. Cableado .....	48
4.2.4. Estructura de soporte .....	54

4.2.5. Canalizaciones .....	58
4.2.6. Puesta a tierra CC .....	60
4.2.7. Protecciones CC.....	62
4.2.9. Protecciones CA.....	63
4.2.10.- Análisis de cargas sobre la cubierta .....	65
4.3.- Planos y esquemas .....	66
Capítulo 5.- Análisis de resultados .....	70
5.1.- Análisis técnico.....	70
5.2.- Análisis financiero y rentabilidad de la inversión .....	72
5.2.1.- Presupuesto .....	72
5.2.2.- Precios unitarios.....	74
5.2.2.1.- Obra Civil .....	74
5.2.2.2.- Cableado .....	78
5.2.2.3.- Equipos.....	80
5.2.3.- Proyecciones financieras.....	83
5.2.3.1.- Hipótesis.....	83
5.2.3.2.- Proyecciones .....	84
5.3.- Análisis del impacto medioambiental.....	87
5.3.1.-Contaminación del aire .....	87
5.3.2.- Impacto medioambiental de la instalación.....	89
Capítulo 6.- Estudio de Seguridad y Salud.....	90
6.1.- Necesidad del estudio de Seguridad y Salud .....	90
6.2.- Principales riesgos asociados .....	91
6.2.1.- Riesgos asociados al trabajo en instalaciones eléctricas de Baja Tensión.....	91
6.2.2.- Riesgo de caída de operarios .....	92
6.2.3.- Riesgo de caída de objetos.....	92
6.2.4.- Riesgo de interferencias con las máquinas.....	92
Anexo I.- Pliego de Condiciones Técnicas .....	93
1.1.- Objeto .....	93
1.2.- Generalidades .....	93
1.3.- Diseño .....	93
1.3.1.- Diseño del generador fotovoltaico .....	93
1.3.2.- Diseño del sistema de monitorización .....	94
1.4.- Componentes y materiales .....	94
1.4.1.- Generalidades .....	94
1.4.2.- Sistemas generadores fotovoltaicos.....	95

1.4.3.- Estructura de soporte .....	96
1.4.4.- Inversores.....	96
1.4.5.- Cableado .....	98
1.4.6.- Conexión a red .....	98
1.4.7.- Medidas.....	98
1.4.8.- Protecciones.....	98
1.4.9.- Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas .....	98
1.4.10.- Armónicos y compatibilidad electromagnética .....	99
1.4.11.- Medidas de seguridad.....	99
Anexo II.- Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	100
Anexo III.- Fichas Técnicas Equipos de la instalación .....	103
Módulos fotovoltaicos .....	103
Inversor .....	105
Estructura.....	107
Magnetotérmico y Diferencial .....	109
Protección diferencial surtidor 50 kW .....	112
Protección magnetotérmica cargadores 11 y 22 kW .....	114
Protección magnetotérmica cargador 50 kW .....	117
Protección diferencial cargador 50 kW.....	120
Cargadores 11 y 22 kW.....	122
Cargador 50 kW.....	125
Cables fotovoltaicos .....	127
Cables baja tensión .....	128
Canalización rejillas .....	130
Canalización en tubos .....	132
Pica puesta a tierra.....	133
Bibliografía y referencias.....	135

## Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto

### 1.1.- Motivación

El camino hacia un mundo sostenible y libre de emisiones se ha convertido en uno de los principales objetivos para las grandes naciones del mundo. Dentro de los numerosos objetivos que las naciones se han propuesto, se encuentra el objetivo de alcanzar una movilidad libre de emisiones.

Este movimiento ya se ha puesto en marcha, y se ve reflejado en el Gráfico 2 y en el Gráfico 4 que se muestran más adelante. Como se observa en estas gráficas, el número de compras de vehículos eléctricos se ha disparado en la última década, y cada año hay más matriculaciones de vehículos 100% eléctricos e híbridos enchufables. La cifra de vehículos eléctricos totales supera las 85.000 unidades, no obstante el número de puntos de recarga no llega a la barrera de los 6.000 emplazamientos.

Por otro lado, el sistema eléctrico actual no podría soportar el incremento en la demanda que se produciría si todos los vehículos fueran eléctricos, ya que la recarga de estos vehículos supondría un incremento muy elevado para la curva de demanda.

Para intentar resolver este inconveniente, en este documento se diseña una estación de recarga sostenible. Esto quiere decir que la estación estará conectada a una planta fotovoltaica que intentará compensar la energía consumida en la recarga de vehículos.

Debido a que la planta fotovoltaica estará conectada a la red eléctrica, también se aportará algo al mix energético del país, facilitando la transición hacia un mundo de generación de energía renovable. Es evidente que una sola planta fotovoltaica de baja potencia no supone un gran impulso para el mix energético, sin embargo si este tipo de puntos de recarga se normalizan y se instalan a gran escala, entonces sí que sería relevante para el mix energético del país.

El principal inconveniente que tienen los vehículos eléctricos es que la autonomía y la velocidad de recarga no son equiparables con los vehículos de combustión. Una de las motivaciones principales es ver la viabilidad de estos proyectos para que en un futuro se pueda diseñar una red de puntos de recarga sostenible que logren hacer competitivos a los vehículos eléctricos en los dos aspectos mencionados anteriormente.

### 1.2.- Objetivos del proyecto

En el proyecto se desea instalar una estación de recarga con cuatro cargadores, dos de 11 kW, uno de 22 kW y otro de 50 kW a la par que una planta fotovoltaica que intente cubrir en la medida de lo posible la demanda energética de los puntos de recarga.

Como la instalación fotovoltaica estará conectada a la red y la potencia instalada en los paneles es inferior a 100 kW, el Gobierno de España permite realizar compensación por excedentes, esto es que la energía generada por los paneles que se vierta en la red será descontada de la factura eléctrica, sin embargo, no se podrán obtener beneficios a partir de las compensaciones.

También se desea estudiar el impacto ambiental que supondría la instalación a gran escala de estos puntos de recarga, así como el impacto medioambiental que supondría la transición del vehículo de combustión al vehículo eléctrico.

Finalmente se desea realizar un estudio económico para estudiar la viabilidad del proyecto, para ello se hará un presupuesto que sería la inversión inicial para después hacer una proyección financiera con el objetivo de determinar si el proyecto es o no es rentable.

## Capítulo 2.- Descripción de las tecnologías (estado de la técnica)

### 2.1.- Situación actual del vehículo eléctrico en España

La movilidad eléctrica ya es una realidad en España, según el Cecovel, en España ya hay más de 81.125 vehículos eléctricos matriculados, de los cuales 32.405 se encuentran en Madrid y 21.990 en Cataluña.

En el Instituto de Investigación Tecnológica de Comillas, IIT-Comillas, realiza un seguimiento mensual de la situación del vehículo eléctrico en España. El número de nuevas matriculaciones de vehículos eléctricos (BHE) e híbridos enchufables (PHEV) ha aumentado de manera considerable en la última década, pasando de apenas ninguna nueva matriculación en 2010 a más de 17.500 nuevas matriculaciones en 2019 (ver Gráfico 2). Los datos de 2020 no están todavía completos, y además se han visto afectados por la pandemia del COVID-19. Esto último se corrobora en el Gráfico 3, ya que a partir del mes de marzo apenas hay matriculaciones de nuevos vehículos, debido al Estado de Alarma que ha tenido a todo el país detenido ante la amenaza del virus.

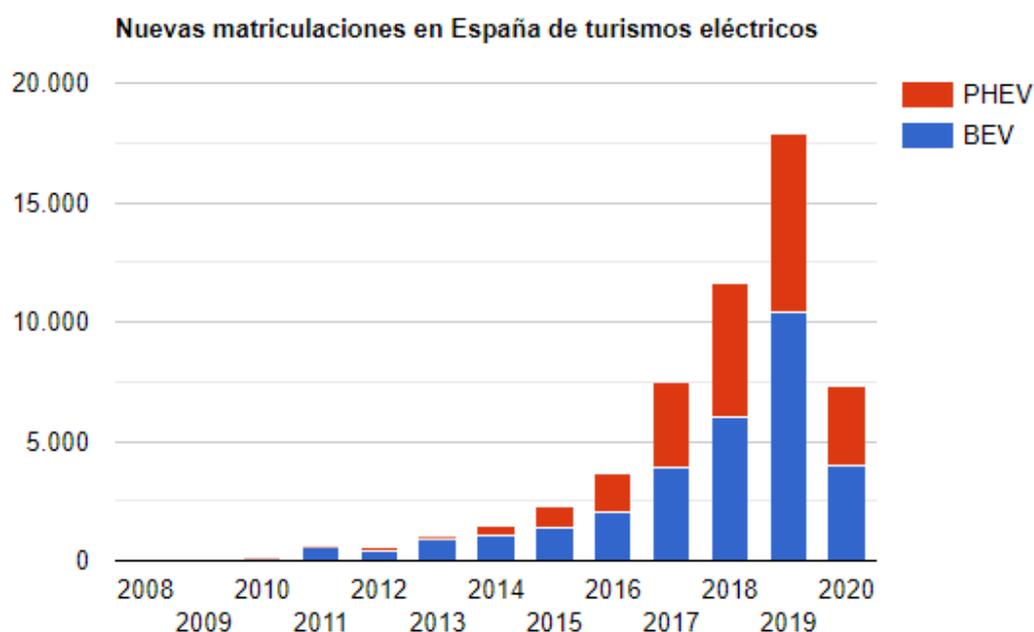
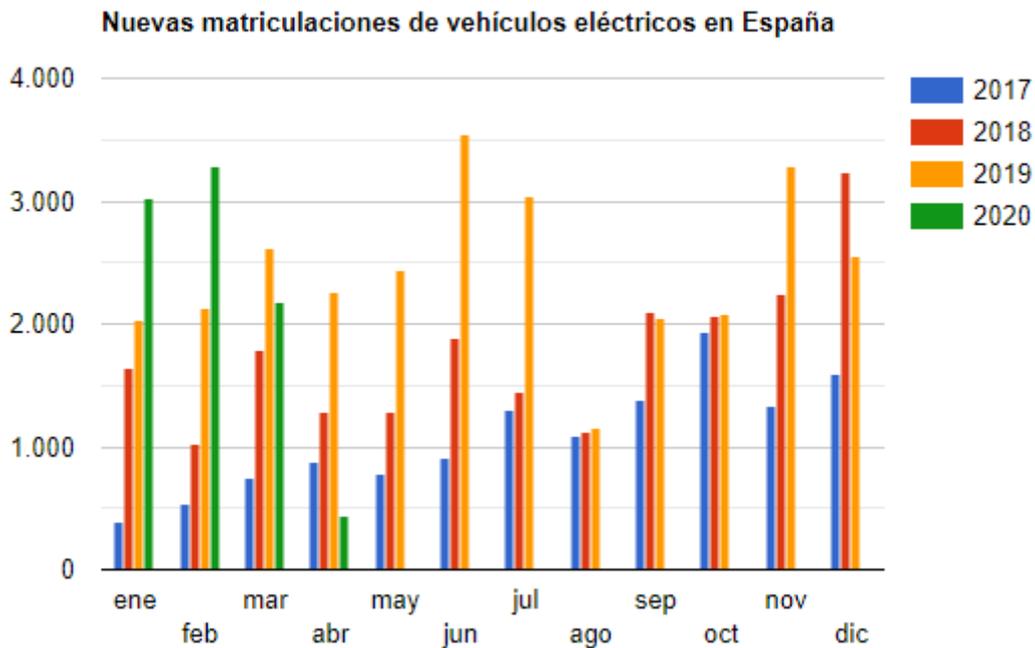


Gráfico 2: Nuevas matriculaciones en España de turismos eléctricos. Fuente: OVEMS



*Gráfico 3: Nuevas matriculaciones de vehículos eléctricos en España. Fuente: OVEMS*

Debido al avance del virus en España, la tendencia ascendente de nuevas matriculaciones de vehículos eléctricos se ha visto estancada. Sin embargo la progresión exponencial de las nuevas matriculaciones en la última década demuestra que los vehículos eléctricos ya son parte de la sociedad.

El Gráfico 4, muestra el número total de vehículos eléctricos en España, donde el número total de vehículos casi alcanza la cifra de los 90.000. Debido a este crecimiento exponencial de vehículos eléctricos que se está experimentando en España, será necesario diseñar una buena infraestructura de puntos de recarga rápida distribuidos por toda la región para posibilitar los viajes largos con vehículos eléctricos, ya que este es el único inconveniente que presentan los vehículos eléctricos, la falta de autonomía y la velocidad de recarga de los vehículos, que actualmente se encuentra en media hora, en la mayoría de vehículos eléctricos.

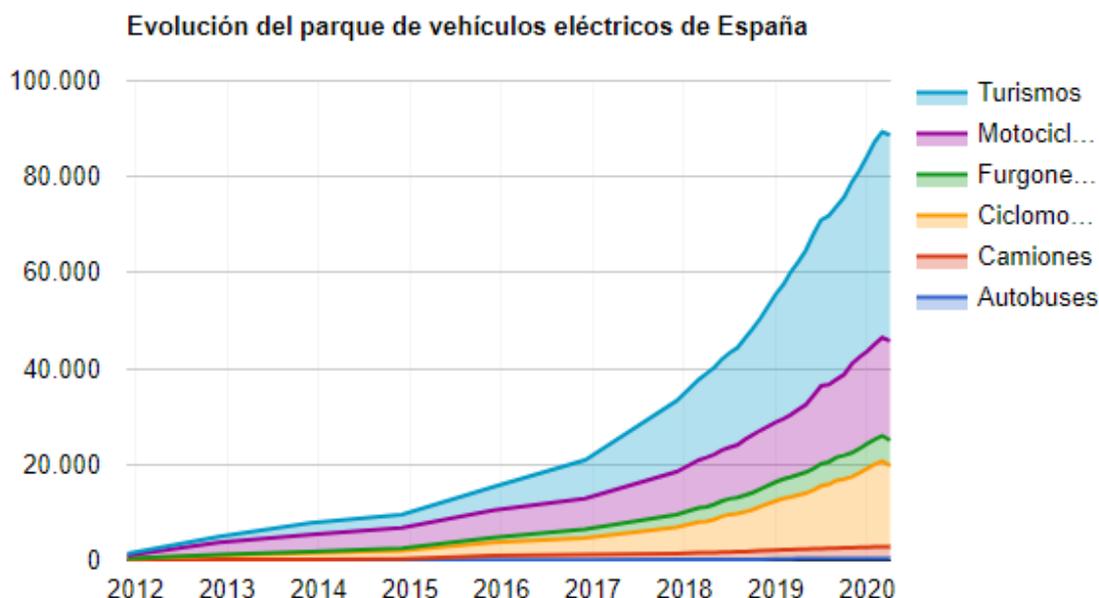


Gráfico 4: Evolución del parque de vehículos eléctricos en España. Fuente: OVEMS

## 2.2.- Situación actual de la recarga de vehículos eléctricos en España

La transición hacia una movilidad completamente eléctrica y libre de emisiones en el año 2050 es uno de los principales objetivos que se ha propuesto el Gobierno de España. La transición hacia este mundo es inminente y necesaria, de hecho se prevé que para el año 2040 se prohíba la venta de vehículos de combustión. Por ello las empresas del sector están realizando proyectos para aumentar el número de puntos de recarga en España.

Actualmente en España hay instalados 15.380 puntos de recarga eléctrica en 5.828 localidades diferentes distribuidas tanto en la península como en las islas, según un mapa proporcionado por Electromaps y como muestra el Gráfico 5.

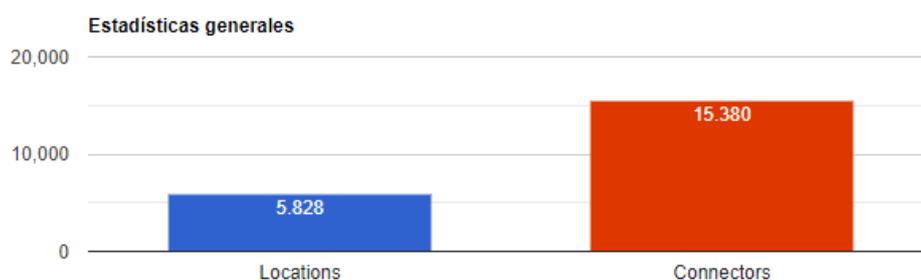


Gráfico 5: Número de puntos de recarga en España. Fuente: Electromaps

Red Eléctrica de España inició en el año 2017 el proyecto Cecovel (Centro de Control del Vehículo Eléctrico). Cecovel monitoriza más de 900 puntos de recarga y a partir de los datos recogidos respecto a la demanda energética de estos puntos, Red Eléctrica de España estudia y simula los distintos escenarios que supondría la implantación masiva del coche eléctrico en España.

Para comenzar la transición hacia una circulación eléctrica y libre de emisiones, en junio de 2019, el Gobierno en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética obliga a las nuevas gasolineras a instalar puntos de recarga rápida (50 kW) y da seis meses al resto de gasolineras para instalar puntos de recarga rápida.

Debido a que la instalación de puntos de recarga de forma masiva supone un gran reto para la red eléctrica debido al aumento en la demanda energética que esto produciría, se están diseñando puntos de recarga sostenibles. Estos puntos intentan compensar la energía consumida por los vehículos con la generación de energía a partir de paneles solares o generadores eólicos. El aspecto que toman estas estaciones se muestra en la Ilustración 1.



Ilustración 1: Punto de recarga sostenible

Los puntos de recarga sostenibles pueden ser de Sistema de autoconsumo o de sistema aislado de la red.

- Instalación de autoconsumo: Estas instalaciones se encuentran conectadas a la red eléctrica, a la hora de cargar un vehículo eléctrico los generadores fotovoltaicos aportan la energía necesaria, en el caso de que más energía sea necesaria, ya que los generadores no son capaces de suministrarla, la red eléctrica se encargará de suministrar la energía restante. Por otro lado, cuando no hay ningún vehículo conectado y los generadores fotovoltaicos están generando energía, esa energía se vierte en la red eléctrica y supone un ahorro por excedentes de autoconsumo en la factura eléctrica.
- Instalación aislada: La instalación no se encuentra conectada a la red eléctrica, sino que dispone de un sistema de baterías para almacenar la energía cuando no se esté recargando ningún vehículo. Este tipo de instalaciones se encuentran asociadas a métodos de recarga más lentos.

### 2.3.- Situación actual de la tecnología fotovoltaica en España

La energía solar en España es la tercera fuente de energía renovable instalada en España, representa un 6,7% de la potencia instalada a nivel nacional y un 4,7% de la generación eléctrica nacional. Estos datos corresponden a las dos grandes ramas de la generación de electricidad a partir de la energía solar que son la generación solar térmica y la generación solar fotovoltaica:

- Generación solar fotovoltaica: Esta transforma la energía de la radiación solar en energía eléctrica a partir del efecto fotoeléctrico. Este consiste en la generación de electricidad en corriente continua a partir de dos elementos semiconductores de silicio puro con la adición de impurezas. Cuando un fotón impacta con un electrón del semiconductor con la suficiente fuerza, este se sale de su órbita y comienza a circular libremente por el material. Esta circulación se produce de un polo positivo a un polo negativo, que los forman dos materiales semiconductores de silicio cargados de forma opuesta.

- Generación solar térmica: Esta tecnología utiliza la radiación solar para calentar agua que se encuentra en tubos, al calentar el agua se produce vapor y este vapor mueve una turbina que se encuentra conectada a un generador, el cual se encarga de producir la energía eléctrica.

España es uno de los países con más horas de sol en toda Europa. En el año 2008 se instalaron más de 2.500 MW de potencia solar fotovoltaica, sin embargo desde el año 2012 la potencia solar fotovoltaica se ha quedado estancada con una progresión apenas apreciable desde 2012 hasta 2017. Esto se aprecia en el Gráfico 6, donde la potencia instalada da un salto de 2007 a 2008, pasando de una cifra superior a los 500 MW instalados a una potencia instalada que ronda los 3.400 MW, de acuerdo con los datos que Red Eléctrica de España proporciona en el informe anual del año 2018.

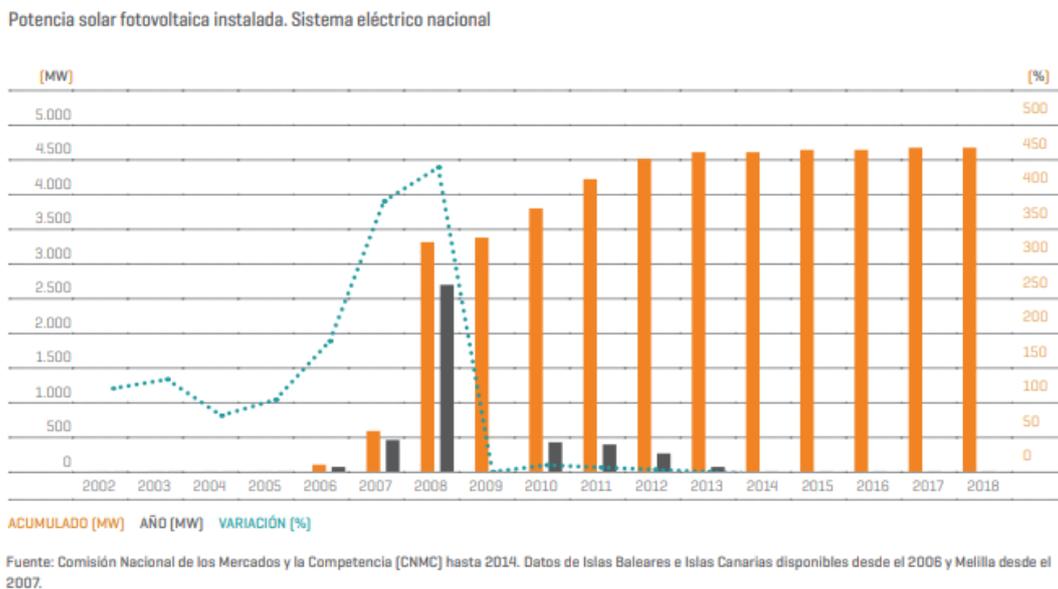


Gráfico 6: Progresión de la potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: Red Eléctrica de España

Por otro lado, la aportación de la energía solar fotovoltaica a la generación nacional ha seguido una progresión muy similar a la potencia instalada, hasta el año 2012 la generación fotovoltaica experimentó una progresión marcada, sin embargo desde el 2012 la generación fotovoltaica siempre ha aportado cifras parecidas a 8.000 GWh anuales (ver Gráfico 7), lo que representa un 3% de la generación total del país (ver Gráfico 8).

#### Generación solar fotovoltaica. Sistema eléctrico nacional [GWh]

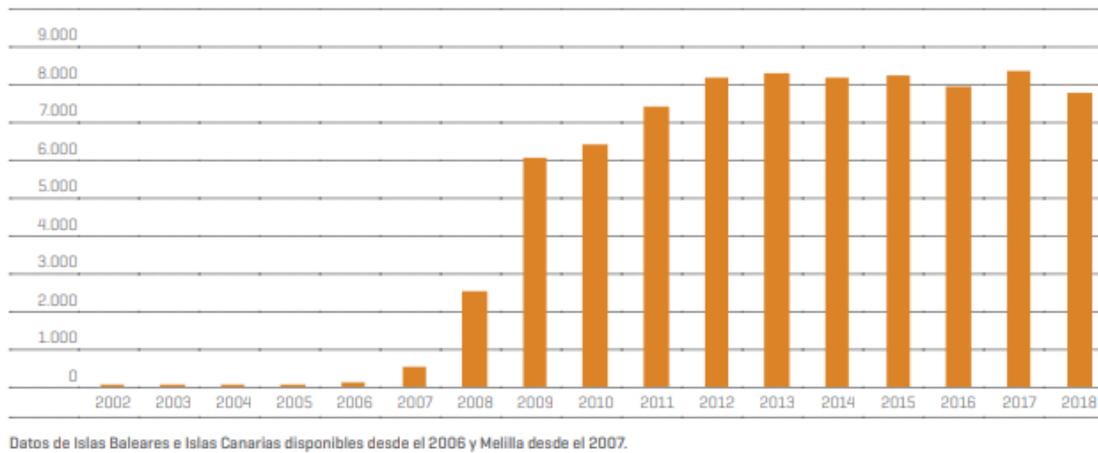


Gráfico 7: Generación solar fotovoltaica en GWh. Fuente: REE

#### Participación de la generación solar fotovoltaica en la generación total. Sistema eléctrico nacional [%]

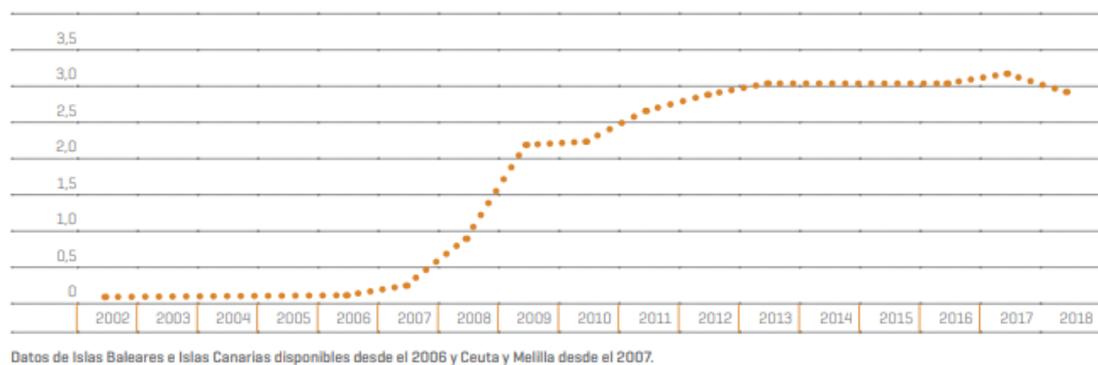


Gráfico 8: Aportación de la solar fotovoltaica a la generación nacional. Fuente: REE

Si se desea hacer una transición hacia una generación 100% renovable y libre de emisiones, se tendrá que hacer una fuerte inversión en energía solar fotovoltaica. En este proyecto se propone indirectamente una de las maneras de instalar más potencia fotovoltaica, que sería la instalación de campos fotovoltaicos para intentar compensar la energía consumida en la recarga de los vehículos eléctricos. En este proyecto en concreto, como el campo fotovoltaico tiene una potencia instalada inferior a 100 kWp, los excedentes de energía serán compensados en la factura eléctrica, sin embargo, en el caso de que el campo fotovoltaico tenga una potencia superior a 100 kWp, la energía excedente no podrá ser compensada en la factura eléctrica, sino que tendrá que ser vendida en el mercado eléctrico.

### 2.3.- Tecnología actual de los módulos fotovoltaicos

Existen tres tipos de paneles solares, estos se distinguen según la tecnología que utilicen, los hay Monocristalinos, Policristalinos y Amorfos. Este último es de peor calidad que los otros dos, por ello no se va a tratar en este proyecto. Por tanto, se va a escoger entre los dos primeros tipos, a continuación se muestran las características de cada uno.

#### Paneles Monocristalinos

Las placas monocristalinas están compuestas por células monocristalinas, en concreto, están compuestas por silicio monocristalino, que es un lingote de un único cristal de silicio. Se fabrica a partir de silicio puro fundido y mezclado con boro con el objetivo de mejorar sus propiedades y convertirlo en un material semiconductor.

Estos paneles se pueden distinguir por su color negro y por tener las células con las esquinas recortadas.

Por último, los paneles monocristalinos son los más costosos pero a la vez los más eficientes del mercado, superando en eficiencia y rendimiento a los paneles policristalinos. Un ejemplo de un panel solar monocristalino se puede ver a continuación en la *Ilustración 2*.



*Ilustración 2: Panel Solar Monocristalino*

### Paneles Policristalinos

Estos paneles están compuestos por células policristalinas. Estas células de silicio policristalino (mc-Si) se han obtenido mediante el corte de un bloque de silicio formado por pequeños cristales de silicio que se ha dejado solidificar lentamente en un crisol.

A diferencia de los paneles monocristalinos, estos paneles son azules, y las células no tienen los bordes recortados. Además, estos paneles son más baratos que los anteriores, sin embargo, la eficiencia y el rendimiento de estos paneles es inferior al de los paneles monocristalinos. Un ejemplo de un panel policristalino se puede ver en la *Ilustración 3*.



*Ilustración 3: Panel solar Policristalino*

### Elección del panel

La elección del tipo del panel se realizará más adelante con un estudio económico de nuestra instalación, ya que los paneles policristalinos son más baratos que los monocristalinos, pero por otro lado, estos últimos son más eficientes y tienen un rendimiento mayor que los policristalinos. Para tomar esta decisión, escogerá la combinación que sea capaz de suministrar la energía necesaria con el menor precio de instalación.

### 2.4.- Tecnología actual de los puntos de recarga

A día de hoy existen cinco posibilidades para recargar el coche eléctrico. No obstante hay una sexta posibilidad que se encuentra en estado de desarrollo y que actualmente únicamente hay dos coches eléctricos en el mercado capaces de soportar dicha carga.

Modo 1: Es el sistema más sencillo de todos los sistemas de recarga, consiste en conectar el vehículo eléctrico a una toma no destinada a la carga de vehículos y sin un adaptador de seguridad. Se recarga a 230 V. Este modo de recarga no está recomendado para recargar coches eléctricos.

#### Modo 2: Recarga Lenta

Este modo se conoce como la carga lenta, y es el modo de recarga más recomendado para alargar la batería del coche. Este modo de recarga, utiliza un voltaje de 230 V y puede alcanzar una potencia de 3.7 kW como máximo. Además el cargador está dotado de un adaptador de seguridad que protege el coche eléctrico. Este método recarga el coche en un periodo de tiempo de 8 horas.

#### Modo 3: Recarga Semi-Rápida

Para realizar recarga semi-rápida se requiere un dispositivo conocido como WALLBOX. Este sistema ofrece recarga tanto monofásica como trifásica, dando la posibilidad de recargar el coche eléctrico en una hora y media. Para alcanzar este tiempo de recarga, con el adaptador mencionado y utilizando corriente trifásica, se pueden suministrar dos potencias, la primera es de 11kW (16 A y 400 V) y la segunda es de 22kW (32 A y 400 V). Con 11kW el coche se recarga en tres horas, mientras que con 22kW, el coche se recarga en hora y media.

#### Modo 4: Recarga Rápida

Este método recarga el coche con corriente continua, suministrando una potencia de 50kW a 400V, permitiendo recargar el coche en 30 minutos.

#### Modo 5: Recarga super rápida

Este método demanda el doble de potencia que el modo anterior, reduciendo considerablemente el tiempo de recarga, actualmente únicamente lo utilizan los coches Tesla.

#### Modo 6: Recarga ultra rápida

Comprende entre los 150 y los 350 kW de potencia instalada, siendo capaz de cargar el coche entre seis y trece minutos. La implantación de estos cargadores se está empezando a realizar, actualmente únicamente hay dos coches con la capacidad suficiente para asumir la potencia que suministran estos cargadores.

### 2.5.- Tipos de conectores

En la actualidad existen cuatro tipos de enchufes para realizar la recarga de los vehículos eléctricos. Estos son:

1. Tipo 1: Yazaki
2. Tipo 2: Mennekes
3. Tipo 3: Conector único combinado (CCS)
4. Tipo 4: CHAdeMO

#### *Conector Tipo 1: Yazaki*

Este tipo de enchufe fue creado en Japón, por ello a este tipo de conectores se les conoce como el enchufe *Japonés*, *Yazaki* o *JSAE*. Este tipo de enchufes ha dominado el mercado asiático y el mercado norteamericano, aunque en la actualidad su dominio se está desvanecando a favor de los conectores del Tipo 2. Estos enchufes tienen una capacidad de recarga de hasta 7,2 kW, pudiendo soportar 16 A en modo de recarga lenta y hasta 80 A en modo de recarga rápida, teniendo únicamente compatibilidad con sistemas monofásicos. Sin embargo, en la actualidad estos tipos de conectores se encuentran en proceso de desaparición, ya que en la actualidad existen conectores más eficientes con mayor capacidad de recarga. El aspecto de estos conectores se muestra en la Figura 1.



Figura 1: Conector Tipo 1: Yazaki

### *Conector Tipo 2: Mennekes*

El nombre de este tipo de conector se debe al fabricante, que es una empresa llamada Mennekes. Este tipo de enchufe se fabricó después del Tipo 1 o Yazaki y se instauró como el enchufe estándar europeo. El conector Mennekes le está comiendo el terreno al conector Yazaki, esto se debe principalmente a que el conector Mennekes al disponer de siete bornes, permite la transmisión de potencia en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos, por lo tanto, mientras que el conector Yazaki ofrece una potencia de recarga desde 1,4 a 7,4 kW, el conector Mennekes ofrece un rango de potencia de recarga desde 1,4 hasta 22 kW. El aspecto de estos interruptores se muestra en la Figura 2.



*Figura 2: Conector Tipo 2, Mennekes. Fuente: Lugenergy*

### *Conector Tipo 3: Conector único Combinado o CCS Combo*

Este tipo de conectores puede ser de las dos maneras mostradas en la Figura 3, una forma es un conector con 5 bornes, mientras que la otra es el conector Mennekes mostrado en la Figura 2 con dos bornes inferiores. Los dos bornes inferiores son los que posibilitan la recarga rápida en corriente continua. Este tipo de conectores son los estándares de recarga rápida en Europa y se deben de instalar obligatoriamente en cualquier punto de recarga rápida en Europa. Este tipo de conector posibilita la recarga a potencias que pueden alcanzar los 150 kW, aunque hoy en día se utilizan mayoritariamente entregando una potencia de 50 kW.



*Figura 3: Conector Tipo 3: CCS Combo*

### *Conector Tipo 4: CHAdeMO*

Este tipo de conectores se utiliza principalmente en Asia y por ello únicamente se encuentra disponible en vehículos asiáticos. El conector tiene 10 bornes, ocho para señal

y dos para transmisión de potencia y está específicamente diseñado para la recarga rápida en corriente continua siendo capaz de suministrar hasta 62,5 kW (500 V DC y 125 A). El aspecto que tiene el conector CHAdeMO se muestra en la Figura 4.



*Figura 4: Conector Tipo 4: CHAdeMO*

## Capítulo 3.- Descripción del modelo desarrollado

### 3.1.- Objetivos y especificación

Se desea diseñar un punto de recarga de vehículos eléctricos sostenible, que se alimente de la energía producida por paneles solares y por la red eléctrica.

El objetivo de la instalación solar es intentar compensar la energía consumida por los vehículos eléctricos en la recarga con la energía producida por la instalación de paneles fotovoltaicos y utilizar los excedentes para reducir el coste de la factura eléctrica.

Se desean instalar cuatro puntos de recarga, dos de 11 kW, uno de 22 kW y uno de 50 kW. Para compensar el consumo de estos puntos de recarga, se instala una planta fotovoltaica de 98,42 kWp.

Se estima que la energía total producida por el campo fotovoltaico en un mes sea 11.17 kWh/mes. Esta energía será utilizada para recargar los vehículos eléctricos o en el caso de que haya excedentes, será inyectada en la red. Al ser la instalación inferior a 100 kW, la ley permite acoplarla a red y utilizar compensación por excedentes.

Los módulos fotovoltaicos y el inversor se situarán sobre la cubierta del centro comercial.

#### 3.1.1.- Emplazamiento

La instalación se encuentra en El Corte Inglés Pozuelo, Pozuelo de Alarcón, Madrid. Las coordenadas del centro son:

- Latitud: 40,4628°
- Longitud: -3,8082°

Se encuentra en la carretera de la Coruña, A-6, en el kilómetro 12,5.

En el apartado de planos se dan más detalles de la instalación, indicando en el plano la disposición de los módulos fotovoltaicos, el inversor y los puntos de recarga.

### 3.2.- Datos técnicos de la instalación

La instalación está compuesta por catorce strings de veinte módulos fotovoltaicos conectados en serie. La potencia instalada de los paneles fotovoltaicos es de 98,42 kW, por ello el inversor seleccionado es de 95 kW.

Los módulos fotovoltaicos generan energía en corriente continua y el inversor se encarga de transformar la corriente continua en alterna, ajustando la salida en alterna a las características eléctricas que tenga el sistema del centro comercial.

La salida del inversor estará conectada a los cargadores eléctricos y la línea que conecte con el transformador de baja tensión del centro comercial.

Hay cuatro puntos de recarga, dos de 11 kW, uno de 22 kW y uno de 50 kW. Los cargadores de 11 kW y el de 22 kW realizan la carga en corriente alterna, mientras que el de 50 kW realiza la recarga en corriente continua, ya que el propio cargador contiene un rectificador interno para pasar de corriente alterna a corriente continua.

#### 3.2.2.- Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los equipos encargados de generar energía eléctrica, convirtiendo la radiación solar incidente a estos en corriente continua a través del efecto fotovoltaico.

Para seleccionar estos paneles se ha realizado una comparativa entre modelos, para seleccionar el modelo que sea capaz de suministrar la energía necesaria en el menor precio posible. Los paneles que se han comparado se muestran en la Tabla 1.

MÓDULO	MATERIAL	PRECIO (€)
A-275P GS	Policristalino	110,11
A-280P GS	Policristalino	111,32
A-310M GS	Monocristalino	123,42
A-325P GS	Policristalino	139,74
A-330P GS	Policristalino	141,9
A-335P GS	Policristalino	144,05
A-265P ULTRA	Policristalino	147,02
A-270P ULTRA	Policristalino	148,53
A-370M GS	Monocristalino	148,83
A-300M GS	Monocristalino	153,65
A-360M GS	Monocristalino	164,33
A-310P ULTRA	Policristalino	187,55
A-315P ULTRA	Policristalino	190,58
A-320P ULTRA	Policristalino	193,6
A-325P ULTRA	Policristalino	196,63
A-330P ULTRA	Policristalino	199,65
A-265M ULTRA	Monocristalino	223,61
A-270M ULTRA	Monocristalino	227,82
A-275M ULTRA	Monocristalino	232,05
A-260M ULTRA	Monocristalino	235,05
A-320M ULTRA	Monocristalino	248,91
A-325M ULTRA	Monocristalino	252,81
A-330M ULTRA	Monocristalino	256,69

Tabla 1: Módulos solares

En todos los casos, el modelo que sale más económico a partir es el A-370M GS de la marca Atersa. Las características de dicho módulo se muestran a continuación en la Tabla 2 además, el módulo solar está formado por 72 células monocristalinas y tiene una eficiencia del 19,07%.

El fabricante asegura que cumple con el control de calidad impuesto por los estándares internacionales, y además el fabricante ofrece 10 años de garantía contra defectos de fabricación, así como 25 años en rendimiento superior al 80% de la potencia de salida.

Especificaciones eléctricas		
MODELO	A-370M GS	
Potencia Nominal	370	<b>Wp</b>
Icc	9,9	<b>A</b>
I <sub>pmp</sub>	9,23	<b>A</b>
Voc	48,2	<b>V</b>
V <sub>pmp</sub>	40,5	<b>V</b>
Voc(-10 °C)	45	<b>V</b>
Coef T <sup>a</sup>	-0,0029506	<b>mV/°C</b>
TONC	45	<b>°C</b>
CLASE II	1.000	<b>V</b>
Precio	148,83	<b>€</b>
Especificaciones mecánicas		
Dimensiones (± 2 mm)	1956x992x40	<b>mm</b>
Peso (± 5%)	20,9	<b>kg</b>
Máx. carga estática frontal (nieve y viento)	2400	<b>Pa</b>
Máx. carga estática posterior (viento)	2400	<b>Pa</b>

Tabla 2: Características del módulo FV A-370M GS

### 3.2.3. Inversor

El inversor es un elemento imprescindible en toda instalación fotovoltaica, ya que este aparato es el encargado en transformar la corriente continua en corriente alterna.

Como la instalación fotovoltaica tiene una potencia de 98,42 kW<sub>p</sub>, el inversor que ha sido seleccionado es el INGECON SUN 100TL PRO 3Play Serie TL. Este inversor tiene potencia de entrada ajustable, que abarca desde los 96,2 hasta los 137,8 kW<sub>p</sub>. Por otro lado, la potencia nominal de salida es de 95 kW. Por lo tanto, se cumple el punto 5.4.1 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de IDAE, el cual establece que la potencia de entrada del inversor debe de ser variable para extraer en todo momento del día la mayor potencia posible que el campo fotovoltaico está produciendo (seguimiento MPPT).

Se ha escogido la versión PRO del inversor ya que este contiene 24 entradas (positivas y negativas) con conectores fotovoltaicos, de tal manera que los cables de los módulos fotovoltaicos se conectan directamente al inversor, haciendo innecesario un cuadro de conexiones de corriente continua. Además, la versión pro ya contiene fusibles de corriente continua para proteger la instalación. Los datos del inversor se encuentran a continuación en la Tabla 3.

Especificaciones eléctricas		
<b>MODELO</b>	<b>INGECON SUN 100TL (95)</b>	
<b>FABRICANTE</b>	<b>INGETEAM</b>	
Valores de entrada		
Rango potencia campo FV	96,2-137,8	<b>kWp</b>
Rango tensión MPP	541,5-850	<b>V</b>
Tensión máxima	1.100	<b>V</b>
Corriente máxima	185	<b>A</b>
Corriente cortocircuito	240	<b>A</b>
Valores de salida		
Potencia Nominal	95.000	<b>W</b>
Max. Temperatura potencia nominal	50	<b>°C</b>
Corriente máxima	145	<b>A</b>
Tensión nominal	380	<b>V</b>
Frecuencia nominal	50/60	<b>Hz</b>
Factor de potencia	1	-
Factor de potencia ajustable	0-1 (cap/ind)	-
THD	<3	<b>%</b>
Especificaciones mecánicas		
Dimensiones (± 2 mm)	905x720x315	<b>mm</b>
Peso (± 5%)	75	<b>kg</b>
Temperatura de funcionamiento	-25 a 60	<b>°C</b>
Precio	9.144,99	<b>€</b>

Tabla 3: Características del Ingecon Sun 100 TL

El inversor se colocará lo más próximo posible a los módulos fotovoltaicos para que la caída de tensión entre los módulos y el inversor sea lo menor posible. Por ello el inversor se colocará en el lado oeste de la cubierta del edificio.

El fabricante ofrece una garantía estándar de 5 años, con la posibilidad de ampliarlo hasta 25 años. Así como un rendimiento máximo de 99.1%

### Normativa aplicable al inversor

Según el certificado de conformidad que se muestra en el Anexo XXX, El inversor cumple con las directrices comunes de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, cumpliendo la Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2014/30/EU y la Directiva de Baja Tensión 2014/35/EU. Incorporando las siguientes protecciones

- Protección de mínima tensión (27) y sobretensión (59) [0,85Un y 1,1 Un respectivamente]
- Protección de mínima frecuencia y máxima frecuencia (81) [48 Hz y 51 Hz respectivamente]
- Protección contra funcionamiento en isla

### 3.2.4. Campo fotovoltaico

El campo fotovoltaico está compuesto por 280 módulos fotovoltaicos A-370M GS de la marca Atersa, distribuidos en 14 strings de 20 módulos conectados en serie, formando una instalación de 98,42 kWp. Todos estos estarán conectados a un único inversor de 95kW. Las características eléctricas del campo se muestran en la Tabla 4

CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA		
Corriente de Cortocircuito (Icc)	138,6	<b>A</b>
Corriente punto máxima potencia (Ipmp)	129,22	<b>A</b>
Tensión de vacío (Voc)	915,8	<b>V</b>
Tensión punto máxima potencia (Vpmp)	769,5	<b>V</b>
Voc (-10 °C)	855	<b>V</b>
POTENCIA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO		
Potencia Instalada	98.420	<b>Wp</b>
Potencia Inversores	95.000	<b>W</b>
Ratio Wp/W	3,60%	
Paneles en serie	20	
Numero de paralelos	14	

Tabla 4: Características del campo fotovoltaico

### 3.2.5. Estructura de soporte

Existen dos tipos de estructuras que son las siguientes:

- Estructuras de soporte coplanar
- Estructuras de soportes inclinados

La estructura de soporte coplanar es aquella que facilita la posibilidad de fijar el panel solar en el mismo plano que el suelo o estructura en el que se encuentre, por ello la inclinación del panel será la del tejado en el que se encuentre, como se puede observar en la Figura 5.



Figura 5: Estructura de soporte coplanar, Sunfer

La estructura de soporte inclinado se muestra a continuación en detalle, ya que esta es la que se va a utilizar en la instalación.

La estructura a utilizar en la instalación será una estructura inclinada de 20°, de Aluminio EN AW 6005A T6 y usa tornillería de acero inoxidable A2-70. Válido para utilizarse en suelo, cubiertas planas de chapa metálica y para subestructuras. A continuación se muestra una imagen de la estructura en la Figura 6, obtenida del catálogo de productos de la empresa Sunfer.



Figura 6: Estructura Sunfer CVE915XL

Los cálculos realizados para determinar la inclinación de la estructura, se muestran más adelante en la memoria de cálculos.

La fijación de la estructura y de los paneles, se realizará con tornillos de acero inoxidable A2-70. Para ayudar a reducir los esfuerzos mecánicos producidos por las dilataciones térmicas a las cuales puedan ser expuestos estos soportes, los tornillos contarán con una arandela de caucho sintético que amortigüe los esfuerzos térmicos.

En la Tabla 5 se muestran las características de la estructura escogida.

Estructura de Soporte		
Modelo	CVE915XL	
Fabricante	Sunfer	
Inclinación	20°	
Material	Aluminio EN AW 6005A T6	
Anclaje	A correas	
Tornillería	Acero Inoxidable A2-70	
Peso (string 20)	108	kg
Carga Nieve	200	N/m <sup>2</sup>
Viento máximo	29	m/s
Precio (string 20)	1056,16	€

Tabla 5: Características de la estructura de soporte

### 3.2.6. Cableado

El cableado se diseñará considerando dos criterios, el criterio que de la mayor sección de cable determinará la sección del cable utilizado en cada tramo. En la instalación existen dos tramos, el primero de corriente continua y el segundo de corriente alterna. Los

criterios a utilizar son el criterio de la máxima caída de tensión admisible, y el criterio de la máxima corriente admisible.

En el tramo de corriente continua, siguiendo el criterio de máxima caída de tensión admisible descrito en el pliego de condiciones técnicas de IDAE, la caída de tensión desde el panel más lejano hasta la entrada del inversor, debe de ser inferior a 1,5%. Mientras que siguiendo el criterio de la corriente admisible, la sección del cable, debe ser tal que el cable aguante una intensidad 1,25 veces superior a la que circula por este.

El cable que se utilizará en la instalación, será el Exzhellent solar ZZ-F (AS) 1,8kV DC-0,6/1kV AC. El cable tendrá una sección de 6 mm<sup>2</sup>, con conductor de cobre estañado y con doble aislamiento, tal y como establece el pliego de condiciones técnicas de IDAE en el punto que trata el cableado de las instalaciones fotovoltaicas. En la Tabla 6 se muestran los datos de cable:

Cableado de CC	
<b>Fabricante</b>	General Cable
<b>Modelo</b>	Exzhellent solar ZZ-F (AS)
<b>Tensión nominal DC</b>	1,8 kV
<b>Sección</b>	6 mm <sup>2</sup>
<b>Conductor</b>	Estañado Clase 5 para servicio móvil (-F)
<b>Aislamiento</b>	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
<b>Cubierta</b>	Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Tabla 6: Características cable Exzhellent solar ZZ-F

Para el cableado del lado de corriente alterna del inversor, la sección del cable es determinada de la misma manera que en el lado de corriente continua, tomando como inicio la salida del inversor, y como final, la entrada al contador, donde la caída de tensión debe de ser inferior a 1,5% y la intensidad del cable superior a 1,25 veces la intensidad de salida del inversor. El cable que se utiliza en la instalación es el Energy RV-K FOC, Cobre, 0,6/1kV de General Cable. La Tabla 7 muestra las características del cable utilizado para el lado de alterna.

Cableado AC	
<b>Fabricante</b>	General Cable
<b>Modelo</b>	Energy RV-K FOC
<b>Tensión nominal AC</b>	0,6/1 kV
<b>Sección</b>	70 mm <sup>2</sup>
<b>Conductor</b>	Cobre, flexible clase 5
<b>Aislamiento</b>	Polietileno reticulado (XLPE)
<b>Cubierta</b>	Policloruro de vinilo acrílico (PVC)

Tabla 7: Características cable Energy RV-K FOC

### Normativa del cableado

- UNE-EN 60332-1-2: Norma que establece que los materiales utilizados en los cables deben ser no propagadores de llama.

- UNE 21123-2: Según la ficha técnica que muestra la compañía, el cable cumple con la normativa constructiva y de ensayos.
- IEC 60502-1: También se refiere a las normas constructivas y de ensayos.
- IEC 60332-1-2: Se refiere a la normativa respecto a la propagación de las llamas.

### 3.2.7. Canalizaciones

La guía ITC-BT-21: “Tubos y canales protectoras” indica las características de diseño de los tubos, los canales protectores y las bandejas para conducción de cables.

La Tabla 1 del ITC-BT-20 muestra los distintos sistemas de instalación disponibles para los distintos tipos de conductores y cables, que corresponde a la Tabla 8 de esta memoria. La Tabla 2 del mismo documento muestra las distintas situaciones en las cuales se puede montar cada canalización, que corresponde a la Tabla 9 de esta memoria.

Conductores y cables		Sistemas de instalación							
		Sin fijación	Fijación directa	Tubos	Canales y molduras	Conductos de sección no circular	Bandejas de escalera Bandejas soportes	Sobre aisladores	Con fiador
Conductores desnudos		-	-	-	-	-	-	+	-
Conductores aislados		-	-	+	*	+	-	+	-
Cables con cubierta	Multi-polares	+	+	+	+	+	+	0	+
	Uni-polares	0	+	+	+	+	+	0	+

+ : Admitido  
 - : No admitido  
 0 : No aplicable o no utilizado en la práctica  
 \* : Se admiten conductores aislados si la tapa sólo puede abrirse con un útil o con una acción manual importante y la canal es IP 4X o IP XXD

Tabla 8: Tabla 1 ITC-BT-20, Elección de las canalizaciones

Situaciones		Sistemas de instalación							
		Sin fijación	Fijación directa	Tubos	Canales y molduras	Conductos de sección no circular	Bandejas de escalera Bandejas soportes	Sobre aisladores	Con fiador
Huecos de la construcción	accesibles	+	+	+	+	+	+	-	0
	no accesibles	+	0	+	0	+	0	-	-
Canal de obra		+	+	+	+	+	+	-	-
Enterrados		+	0	+	-	+	0	-	-
Empotrados en estructuras		+	+	+	+	+	0	-	-
En montaje superficial		-	+	+	+	+	+	+	-
Aéreo		-	-	(*)	+	-	+	+	+

+ : Admitido  
 - : No admitido  
 0 : No aplicable o no utilizado en la práctica  
 (\*) : No se utilizan en la práctica salvo en instalaciones cortas y destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida

Tabla 9: Tabla 2 ITC-BT-20, Situación de las canalizaciones

Teniendo en cuenta el contenido mostrado en las tablas anteriores (Tabla 8 y Tabla 9), en la instalación se utilizan los siguientes elementos para conducir los cables de un lugar a otro:

- Rejillas para transportar el cableado desde los strings hasta el inversor.
- Tubos de protección en el tramo de alterna, un tramo de tubo enterrado, otro tramo de tubo fijo en por el interior de la fachada del edificio y por último tubos fijos por el techo del aparcamiento hasta el cuarto de contadores y hasta el transformador del edificio.

### **Bandejas de transporte: Rejillas**

Este método de transporte del cableado está aceptado en el ICT-BT-20, por lo tanto, para agrupar el cableado que se encuentra entre los paneles solares, se utilizan las bandejas metálicas de Schneider Electric, el modelo es MTS.PERFORMA REZ 35x50. Sus características se adjuntan más adelante en el anexo de hojas de datos.

En el ITC-BT-21 aparece una tabla con las especificaciones mínimas que deben de tener las bandejas de transporte, la Tabla 10 muestra las características mínimas que deben de tener las rejillas.

Características	Grado
Resistencia al impacto	2 Joules
Temperatura de instalación y servicio	$-5 \leq T \leq 60$ °C
Propiedades eléctricas	Continuidad eléctrica
Resistencia a la propagación de llama	No propagador

*Tabla 10: Características mínimas de las bandejas en rejilla, establecidas por el BT-21*

Las rejillas conductoras de cables son una solución económica para el transporte del cableado. Hay que destacar que al estar compuestas por partes metálicas, es necesario que estas rejillas se conecten a tierra, para proteger a las personas frente a posibles faltas.

### **Tubos de protección**

Estos tubos son utilizados para transportar los conductores del lado de alterna del inversor. En la instalación se encuentran dos tramos distintos: uno bajando desde el techo del edificio hasta el suelo, el otro desde la acometida del suelo hasta el contador principal y hasta los puntos de recarga. En la Tabla 11 se encuentran las características mínimas que deben tener los tubos.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D > 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tabla 11: Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas

Los tubos utilizados en la instalación se muestran en la Tabla 12.

Tubo de canalización bajante empotrada en el interior de la pared	
<b>Fabricante</b>	Grupo Revi
<b>Modelo</b>	Tubo doble pared (barras)
<b>Material</b>	HDPE
<b>Diámetro</b>	63 mm
<b>Resistencia a compresión</b>	450 N
<b>Resistencia Impacto</b>	20 J
<b>Resistencia al curvado</b>	Rígido
<b>Temperatura mínima</b>	-5°C
Tubo de canalización enterrada	
<b>Fabricante</b>	Grupo Revi
<b>Modelo</b>	Tubo doble pared (barras)
<b>Material</b>	HDPE
<b>Diámetro</b>	125 mm
<b>Resistencia a compresión</b>	450 N
<b>Resistencia Impacto</b>	40 J
<b>Resistencia al curvado</b>	Rígido
<b>Temperatura mínima</b>	-5°C

Tubo de canalización techo aparcamiento subterráneo	
<b>Fabricante</b>	Grupo Revi
<b>Modelo</b>	Tubo doble pared (barras)
<b>Material</b>	HDPE
<b>Diámetro</b>	63 mm
<b>Resistencia a compresión</b>	450 N
<b>Resistencia Impacto</b>	40 J
<b>Resistencia al curvado</b>	Rígido
<b>Temperatura mínima</b>	-5°C
Tubo de canalización neutro a tierra por interior de la fachada	
<b>Fabricante</b>	Grupo Revi
<b>Modelo</b>	Tubo doble pared (barras)
<b>Material</b>	HDPE
<b>Diámetro</b>	12 mm
<b>Resistencia a compresión</b>	450 N
<b>Resistencia Impacto</b>	40 J
<b>Resistencia al curvado</b>	Rígido
<b>Temperatura mínima</b>	-5°C
Tubo de canalización neutro a tierra enterrado	
<b>Fabricante</b>	Grupo Revi
<b>Modelo</b>	Tubo doble pared (barras)
<b>Material</b>	HDPE
<b>Diámetro</b>	50 mm
<b>Resistencia a compresión</b>	450 N
<b>Resistencia Impacto</b>	40 J
<b>Resistencia al curvado</b>	Rígido
<b>Temperatura mínima</b>	-5°C

*Tabla 12: Tubos para las canalizaciones de la instalación*

El producto tiene el certificado de AENOR para su uso en canalizaciones de conductores eléctricos.

### 3.2.8. Protecciones CC

Toda instalación fotovoltaica con acoplamiento a red consta de dos partes con características eléctricas diferentes. La primera de las zonas es de corriente continua y abarca desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor. La segunda zona engloba desde la salida del inversor a la red eléctrica, este tramo funciona en corriente alterna.

Cada una de las zonas utiliza protecciones distintas, según el Real Decreto 1663/2000 en el artículo 11, las protecciones en el lado de corriente continua son las siguientes:

Tramo de Corriente Continua:

1. Disyuntor térmico de corriente continua
2. Protección diferencial de corriente continua

### 3. Protección contra sobretensiones transitorias atmosféricas en corriente continua

#### **Disyuntor térmico de corriente continua**

Según el ITC-BT-22 y el ITC-BT-40, todas las instalaciones de generadoras deben de tener protección frente a sobreintensidades.

El disyuntor térmico realiza la misma función que el disyuntor magnetotérmico, pero en corriente continua. El objetivo de estos equipos es proteger a los paneles fotovoltaicos y al inversor frente a posibles sobrecargas y cortocircuitos que producen corrientes elevadas que pueden ser peligrosas para la integridad de los equipos de la instalación.

Como el inversor seleccionado tiene fusibles incluidos para protegerse de posibles sobreintensidades, no es necesario adquirir otros fusibles.

#### **Protección diferencial de corriente continua**

El Real Decreto 1663/2000 en el Artículo 11 establece que las instalaciones de generación fotovoltaicas deben tener un interruptor automático diferencial para proteger a las personas en el lado de continua frente a contactos indirectos.

El funcionamiento de este interruptor se basa en detectar si existe una corriente de derivación cuando una persona entra en contacto con una parte que no es activa.

Sin embargo, el funcionamiento de este interruptor en el lado de continua no es efectivo, ya que el sistema de conexión de los paneles solares se conoce como “generador flotante”. Este sistema se basa en que las partes activas no tienen un cable de puesta a tierra, sin embargo, las partes metálicas y las masas sí que están conectadas a tierra, haciendo todas estas equipotenciales. Lo que implica que ante un primer contacto, la corriente por las partes inactivas sería nula, ya que la diferencia de potencial entre el contacto y la tierra es nula. Lo mismo ocurriría con una segunda falta, lo único es que esta vez se produciría un cortocircuito, el cual tampoco es peligroso para el funcionamiento del panel, ya que la intensidad de cortocircuito y la nominal son muy similares.

#### **Protección contra sobretensiones transitorias atmosféricas en corriente continua**

La función principal de los limitadores contra sobretensiones transitorias es limitar las sobretensiones transitorias y derivar las ondas de corriente producidas por una descarga atmosférica sobre la instalación hacia tierra reduciendo la amplitud de estas ondas para que no alcancen valores peligrosos para la instalación ni los equipos que la componen.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en concreto en la guía ITC-BT-23 que trata el diseño de las protecciones frente a sobretensiones, establece que cualquier instalación que tenga una parte de ella expuesta a la intemperie debe de tener una protección contra sobretensiones transitorias producidas por las descargas atmosféricas, para proteger tanto a la instalación como a los equipos.

La protección contra sobretensiones atmosféricas que se utiliza en la instalación, viene ya incluida en el inversor, por lo tanto su diseño no será necesario.

### 3.2.9. Puesta a tierra

#### Lado CC

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas en el lado de corriente continua son obligatorias según el Real Decreto 1663/2000, en concreto, es necesario que las masas de la instalación fotovoltaica se conecten a una tierra independiente de la empresa distribuidora.

La función de la puesta a tierra en el lado de corriente continua es proteger a las personas frente a contactos indirectos.

Como se explica en el apartado de protecciones de corriente continua, las instalaciones de generación fotovoltaicas son instalaciones descritas como “generador flotante”, esto implica que las partes activas no tienen un cable de neutro que va a tierra. Para proteger la instalación, todas las partes metálicas de los paneles solares y las masas se conectan a la misma tierra. Por lo tanto, en el caso de que se produzca una falta y la parte metálica entre en contacto con la parte activa, como la diferencia de potencial entre la tierra y la parte metálica es nula, no habrá corriente de fuga por la parte metálica. En el caso de que se produzca una segunda falta como la diferencia de potencial entre el elemento en falta y la tierra sigue siendo nula, la corriente que circulará por dicho elemento también será nula. Sin embargo esta segunda falta provoca un cortocircuito, pero en los paneles fotovoltaicos las corrientes de cortocircuito no son peligrosas para el equipo, ya que son muy similares a las corrientes que se producen en el punto de máxima potencia.

En resumen, al conectar todas partes metálicas y las masas a tierra, las personas quedan completamente protegidas frente a los contactos indirectos.

En el ITC-BT-24 este tipo de puesta a tierra se denomina como puesta a tierra tipo IT, el cual se muestra en la Figura 7.

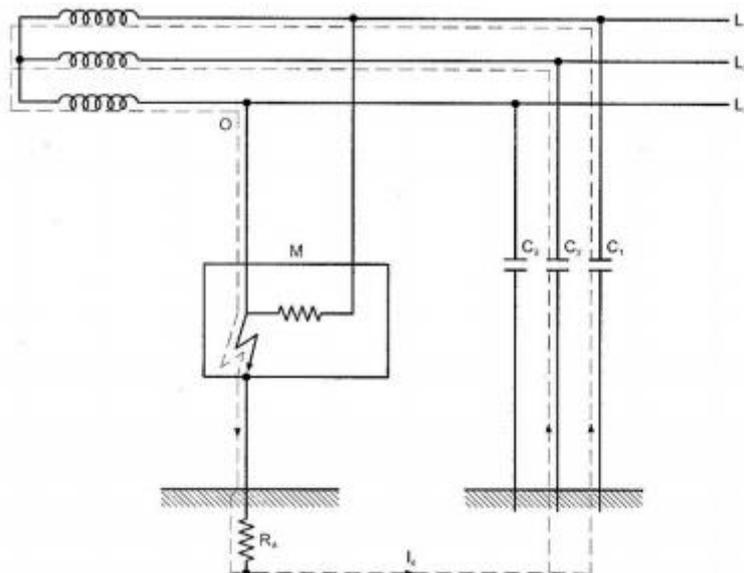


Figura 7: Esquema IT aislado de tierra, ITC-BT-24

El ITC-BT-24 establece que para proteger la instalación frente al caso de doble defecto simultáneo la instalación debe de contener:

- Detector de fallo de aislamiento, el cual ya viene incluido en el inversor que se va a utilizar en la instalación.
- Protección contra sobreintensidades, que son los fusibles DC que se encuentran en el inversor.
- Aislamiento de clase II en los equipos.
- Conexión de todas las partes no activas a la misma tierra.

Para realizar la conexión de las partes metálicas y las masas a tierra, se utiliza un mismo cable de neutro que irá por las rejillas hasta la tierra. Su sección se selecciona de acuerdo con la Tabla 13, que se halla en el ITC-BT-18, en el apartado 3.4 que estudia los conductores de protección.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 13: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Como los conductores utilizados en el lado de continua son de 6 mm<sup>2</sup>, la sección del conductor de puesta a tierra será también de 6 mm<sup>2</sup> y será recubierto por los colores verde y amarillo. Por otro lado, la pica de puesta a tierra en el lado de CC será de Acero Cobreado de 300μ de una longitud de 1,5 metros y un diámetro de 18 mm. Debe colocarse a una distancia suficiente de la toma de tierra general para que no circulen corrientes entre ambas picas.

### Lado CA

En la Guía-BT-52, se establece que la puesta a tierra en el lado de corriente alterna de una instalación fotovoltaica con puntos de recarga debe de ser del tipo TN-S.

En el esquema TN-S el neutro del transformador está conectado a tierra y el cable de neutro está conectado a todas las masas metálicas de la instalación. La peculiaridad que lo hace TN-S es que el conductor de neutro y el conductor de protección están separados como observa en la Ilustración 4.

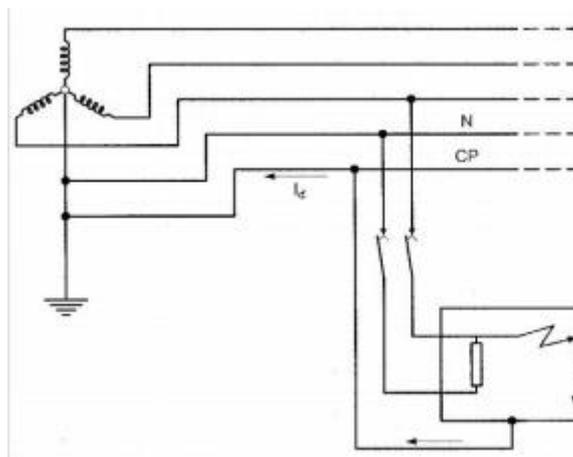


Ilustración 4: Puesta a tierra TN-S

Como todas las masas se encuentran conectadas al neutro del transformador el diseño no es necesario, ya que se utiliza la puesta a tierra que ya tiene el edificio.

La sección del cable de neutro se decide según los criterios de la Tabla 13, como la sección de los cables es de 70 mm<sup>2</sup>, la sección del neutro será superior a la mitad de la sección del cable, es decir será superior a 35 mm<sup>2</sup>. La sección de cable RV-K más cercana y superior a 35 mm<sup>2</sup> es 35 mm<sup>2</sup>, por lo tanto la sección del cable de neutro del lado de corriente alterna será de 35 mm<sup>2</sup>.

#### 3.2.10. Protección frente a funcionamiento en isla

Un fallo en la red puede provocar que al disparar los interruptores de la red, dejen a la zona que está conectada con el inversor aislada de esta. Si la instalación fotovoltaica no tiene una protección contra este tipo de situación, denominada “funcionamiento en isla”, la planta fotovoltaica puede pasar a alimentar a las cargas conectadas a la zona aislada. Esto es un problema, ya que puede suponer un problema de seguridad relacionado con los trabajadores de red debido a que estos se pueden encontrar con partes activas que no deberían estarlo y también podría causar daños tanto a las cargas conectadas como al mismo inversor debido al funcionamiento con cargas anómalas.

La protección de isla está basada en observar la frecuencia de la red, en el caso de que se produzca una condición de isla, la frecuencia tomaría un cierto valor, que sería detectado por la protección y actuaría para prevenir el funcionamiento en isla.

#### 3.2.11. Separación Galvánica

La separación galvánica está impuesta por el Real Decreto 1699/2011, que establece que todas las instalaciones fotovoltaicas generadoras de potencia menor o igual a 100kW deben de tener una separación galvánica entre estas y la red de distribución.

El objeto de la separación galvánica es proteger a la instalación frente a posibles defectos de red y para evitar la inyección de corriente continua que pueda salir del inversor hacia la red.

Para cumplir este requisito se utiliza el transformador incorporado en el propio inversor.

#### 3.2.12. Protecciones CA

Los cables de la instalación acometen en un armario de protecciones, el cual debe de tener en su interior las protecciones que establece el Real Decreto 1663/2000.

Por otro lado, los cables destinados a alimentar los cargadores de los vehículos eléctricos acometen en una caja de protecciones donde se incluyen los interruptores magnetotérmicos y diferenciales en el caso de que sean necesarios.

Tal y como establece el Real Decreto 1663/2000, en los artículos 8 y 9, toda instalación fotovoltaica ha de tener las siguientes protecciones:

1. Disyuntor magnetotérmico
2. Interruptor diferencial
3. Protección 27: Relé de mínima tensión
4. Protección 59: Relé de sobretensión
5. Protección 81: Relé de sobrefrecuencia

#### *Disyuntor magnetotérmico*

El objetivo de estos mecanismos de protección es proteger a los elementos de la instalación frente a sobreintensidades producidas por faltas tanto en la red como en la

propia instalación, en un tiempo suficientemente rápido para evitar que los equipos de la instalación no se vean dañados.

Según el REBT, en concreto en la guía ITC-BT-40, se especifica que las instalaciones generadoras de baja tensión, deben de contar con esta protección. Además esta protección se instala para proteger a los equipos y a las personas de posibles sobre intensidades que se puedan dar en el sistema. En la instalación se utiliza el disyuntor magnetotérmico de la Tabla 14.

<b>Tipo de Componente</b>	Disyuntor magnetotérmico e Interruptor Diferencial
<b>Modelo</b>	Compact NSXm Micrologic
<b>Fabricante</b>	Schneider Electric
<b>Numero de polos</b>	4
<b>Poder de corte</b>	25 kA
<b>Corriente nominal (In)</b>	160 A en 40°C
<b>Intensidad mínima de disparo</b>	1000 A
<b>Intensidad mínima de disparo magnético</b>	1500 A
<b>Sensibilidad</b>	300 mA
<b>Tensión nominal de empleo</b>	690 V CA

Tabla 14: Características de la protección contra sobreintensidades y fugas a tierra

Por otro lado, los cargadores eléctricos también tienen protecciones magnetotérmicas tanto para proteger a los cargadores frente a sobreintensidades como para tener la posibilidad de desconectar a los cargadores del sistema y poder realizar labores de mantenimiento sobre ellos. En la Tabla 15 se muestran las características del interruptor magnetotérmico que se instalará en el cargador de 50 kW, mientras que la Tabla 16 muestra las características de los interruptores magnetotérmicos que se instalarán en los cargadores de 11 kW y de 22 kW.

<b>Tipo de Componente</b>	Disyuntor magnetotérmico
<b>Modelo</b>	Acti 9 C120
<b>Fabricante</b>	Schneider Electric
<b>Numero de polos</b>	3
<b>Curva característica</b>	Tipo C
<b>Corriente nominal (In)</b>	100 A en 30°C
<b>Tensión nominal de empleo</b>	380-415 V CA

Tabla 15: Protección magnetotérmica del cargador de 50 kW

<b>Tipo de Componente</b>	Disyuntor magnetotérmico
<b>Modelo</b>	Acti 9 iC40
<b>Fabricante</b>	Schneider Electric
<b>Numero de polos</b>	3
<b>Curva característica</b>	Tipo C
<b>Corriente nominal (In)</b>	40 A en 30°C
<b>Tensión nominal de empleo</b>	400 V CA

Tabla 16: Protección magnetotérmica de los cargadores de 11 kW y el de 22 kW

### *Protección diferencial*

La protección diferencial se utiliza para proteger a las personas frente a contactos directos y contactos indirectos. Los contactos indirectos se dan cuando una parte activa entra en contacto con una parte metálica que no debe estar activa y se produce una corriente de fuga que circula por la parte metálica hasta tierra. La protección diferencial se encarga de detectar esa corriente de fuga y cortar la circulación de corriente para evitar que una persona entre en contacto con esa parte y pueda resultar herida de gravedad.

Las protecciones diferenciales tienen una característica denominada sensibilidad. Esta establece el límite a partir del cual se detecta la corriente de fuga.

La protección diferencial de la instalación se divide en dos partes:

1. Protección diferencial de los cargadores
2. Protección diferencial de la instalación

El REBT (ITC-BT-52) obliga a instalar una protección diferencial en cada punto de recarga para proteger a las personas frente a posibles defectos en las estaciones, estas protecciones ya vienen instaladas en los propios puntos de recarga, por lo tanto no será necesario adquirirlas, exceptuando el caso del cargador de 50 kW, donde no se especifica en la ficha técnica que el propio cargador disponga de tal protección. En tal caso la protección diferencial seleccionada para proteger a las personas frente a contactos indirectos en la estación de 50 kW se muestra en la Tabla 17

<b>Fabricante</b>	Schneider Electric
<b>Modelo</b>	Acti 9 iID
<b>Intensidad nominal</b>	100 A
<b>Tensión nominal</b>	380 a 415 V
<b>Sensibilidad</b>	30 mA
<b>Tiempo de respuesta</b>	Instantáneo
<b>Clase de protección contra fugas a tierra</b>	Tipo A-SI
<b>Precio</b>	1.305,51 €

Tabla 17: Protección frente a contactos indirectos surtidor 50 kW

En cuanto a la protección diferencial de la instalación esta viene junto a la protección magnetotérmica. Las características se muestran en la Tabla 14.

### *Protecciones incorporadas en el inversor*

Según el REBT, en concreto en la guía ITC-BT-40, se especifica que las instalaciones generadoras de baja tensión deben de contar con las protecciones de subtensión, de sobretensión y de máxima y mínima frecuencia, siendo sus ajustes los siguientes:

- Relé de mínima tensión (Protección 27): Tiempo de disparo de 0,5 segundos una vez la tensión alcance el valor de  $0,85U_n$ .
- Relé de sobretensión (Protección 59): Tiempo de disparo de 0,5 segundos una vez que la tensión supere al valor de  $1,1U_n$ .
- Relé de subfrecuencia y sobrefrecuencia (Protección 81): Según el ITC-BT-40, la protección debe de actuar si la frecuencia supera los 51 Hz o cae por debajo de los 48 Hz durante 5 periodos consecutivos. Las variaciones de la frecuencia se producen por los desequilibrios entre la demanda y la generación y pueden ser peligrosos para los equipos de la instalación.

### 3.2.13. Contador

Al ser una instalación de generación con una potencia inferior a 100kW, se puede realizar autoconsumo con compensación por excedentes. Esto quiere decir que la energía producida por los paneles que se vierta a la red será compensada en la factura eléctrica. Por ello el contador ha de ser bidireccional.

Según el ITC-BT-16, al ser un edificio de menos de doce plantas, el contador principal se colocará en la planta baja, en el cuarto de contadores, y este será arrendado a la empresa distribuidora.

También es necesario añadir contadores secundarios en cada una de las estaciones de recarga, tal y como declara en ITC-BT-52.

### 3.2.14. Sistema de monitorización

El sistema de monitorización de la instalación utiliza el software INGECON SUN Monitor, este programa proporciona información en tiempo real sobre el estado de la instalación, la monitorización de la instalación se puede hacer desde la aplicación del móvil o desde el ordenador.

Por otro lado, la monitorización de las estaciones de recarga se realizará desde el programa que proporcionan los fabricantes de los puntos de recarga. El programa es de ChargePoint y proporciona información detallada de cada estación desde un programa que se encuentra en la nube.

### 3.2.15. Estaciones de recarga

En la estación de instalación se instala un cargador de 50 kW, otro cargador de 22 kW y dos cargadores de 11 kW, a continuación, se muestran en la Tabla 18 las características del cargador de 50 kW.

<b>Fabricante</b>	Charge Point
<b>Modelo</b>	Express 250
<b>Potencia máxima de salida</b>	62,5 kW
<b>Nº Power Module</b>	1
<b>Corriente de entrada</b>	96 A
<b>Tensión de entrada</b>	400 V
<b>Corriente de salida</b>	156 A
<b>Rango tensiones de salida</b>	200-1.000 V de CC

Tabla 18: Características de la estación de recarga de 50 kW

Las estaciones de 22 kW y 11 kW, usan el mismo tipo de cargador. Dos de potencia de 22 kW, donde uno de ellos tiene un único surtidor, por lo tanto toda la potencia de la estación circula por el surtidor, mientras que el otro tiene dos surtidores en los cuales se divide la potencia suministrando 11 kW por cada uno de los surtidores. En la Tabla 19 y en la Tabla 20 se muestran las características de cada una de las estaciones de recarga.

<b>Fabricante</b>	Charge Point
<b>Modelo</b>	CP4300
<b>Potencia máxima de salida</b>	22 kW
<b>Nº Power Module</b>	1
<b>Corriente de entrada</b>	32 A
<b>Tensión de entrada</b>	400 V
<b>Corriente de salida</b>	32 A
<b>Rango tensiones de salida</b>	400 V

*Tabla 19: Características de la estación de recarga de 22 kW*

<b>Fabricante</b>	Charge Point
<b>Modelo</b>	CP4300
<b>Potencia máxima de salida</b>	22 kW
<b>Nº Power Module</b>	2
<b>Corriente de entrada</b>	16 A
<b>Tensión de entrada</b>	400 V
<b>Corriente de salida</b>	16 A
<b>Rango tensiones de salida</b>	400 V

*Tabla 20: Características de la estación de recarga de 11 kW*

## Capítulo 4.- Instalación de las placas solares

### 4.1.- Evaluación del equipo

#### **Elementos de la instalación**

La instalación va a contar con módulos fotovoltaicos, inversores para acoplar los módulos a la red y cuatro puntos de recarga. Estos cuatro puntos de recarga están compuestos por una estación de 50 kW, una estación de 22 kW y otras dos de 11kW. La configuración paneles inversor se diseñará para poder generar energía suficiente para poder compensar la energía consumida por los vehículos eléctricos durante la recarga durante el periodo de un mes, con un exceso del 30%.

### 4.2.- Diseño de la instalación

#### 4.2.1. Estimación del consumo

La instalación dota de un cargador de 50 kW, uno de 22 kW y dos de 11 kW, por lo tanto la máxima potencia que se puede consumir es de 94 kW. Para estimar el consumo que realizaría la estación se supondrá que cada surtidor se utiliza de media unas 3 horas al día, y para obtener el consumo de un mes, se multiplicará el consumo diario por 30 días. Tal y como se muestra a continuación en la Ecuación 1.

*Potencia consumida × horas del día × días del mes = Energía consumida*

$$94 \text{ (kW)} \times 3 \left( \frac{\text{h}}{\text{día}} \right) \times 30 \left( \frac{\text{día}}{\text{mes}} \right) = 8.460 \left( \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)$$

*Ecuación 1: Energía consumida en un mes*

Como se ha impuesto un exceso del 30% en la generación, la energía generada por la instalación tendrá que ser la calculada en la Ecuación 2.

$$8.460 \left( \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right) \times 1.3 = 10.998 \left( \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right)$$

*Ecuación 2: Energía a generar*

Por lo tanto, a la hora de diseñar la planta fotovoltaica, esta deberá de generar más de 10.998 kWh en un mes.

#### 4.2.2. Estimación de la producción mensual

Para determinar la producción anual esperada se utiliza un programa de Excel que utilizando la Ecuación 3 estima la producción mensual media esperada.

$$\text{Producción mensual esperada} = P_{pm} \times PR \times G_{dm} \times \text{Días mes}$$

*Ecuación 3: Estimación de la producción mensual. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE*

Siendo:

- $P_{pm}$ = Potencia de pico de la instalación. Toma el valor de 98,42 kWp
- $PR$  = *Performance ratio* o rendimiento energético de la instalación. Toma el valor de 0,806
- $G_{dm}$ = Valor medio anual de la irradiancia diaria sobre la superficie de los paneles.

A continuación en la Tabla 21 se muestran los resultados obtenidos utilizando este método de estimación de la producción.

Mes	Nº días	kWh/m <sup>2</sup> día	Producción kWh/mes
Enero	31	3,09	7.604,84
Febrero	28	4,07	8.961,54
Marzo	31	5,13	11.832,71
Abril	30	5,55	12.411,61
Mayo	31	6,00	13.737,59
Junio	30	6,41	13.580,51
Julio	31	6,91	14.817,81
Agosto	31	6,69	14.437,28
Septiembre	30	5,74	12.186,62
Octubre	31	4,44	10.331,75
Noviembre	30	3,26	7.618,70
Diciembre	31	2,65	6.514,73
<b>Promedio</b>	<b>365</b>	<b>5,00</b>	<b>11.170</b>

Tabla 21: Estimación de la producción mensual

Los datos relativos a la irradiancia diaria de cada mes se obtienen se CENSOLAR y de IES-ISPRA.

Como se aprecia en la tabla, el promedio de la producción mensual calculado es 11.170 W, superior al 30% de exceso de la producción de la instalación sobre el consumo de los puntos de recarga.

En el Gráfico 9 se muestra la producción mensual estimada.

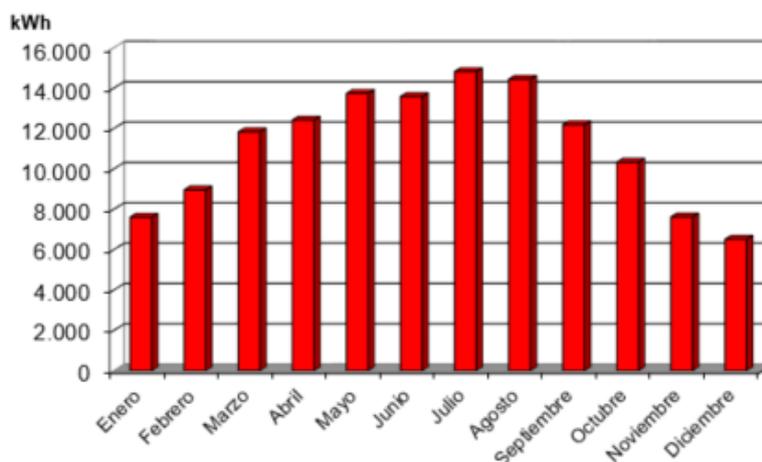


Gráfico 9: Estimación de la producción mensual

#### 4.2.3. Cableado

Para dimensionar el cableado se tienen en cuenta dos criterios:

- Criterio de la máxima caída de tensión admisible.
- Criterio de la máxima corriente admisible.

El criterio de la máxima caída de tensión admisible viene explicado en el Anexo 2 del REBT titulado “Cálculo de caídas de tensión”, y según el pliego de condiciones técnicas de IDAE, esta caída de tensión no debe de ser superior a 1,5%. Por otro lado el criterio de la máxima corriente establece que la sección del cable debe de soportar corrientes un 25% superiores a la corriente nominal.

Para determinar la sección del cable se aplican ambos criterios y se selecciona el criterio más restrictivo, es decir, en el que se obtenga una sección mayor.

### Cableado de CC

Este tramo comprende desde la salida del módulo más alejado, hasta la entrada al inversor.

#### *Criterio de la caída de tensión máxima*

El cálculo del tramo a estudiar por el criterio de la caída de tensión máxima, se realiza a partir de la Ecuación 4.

$$S = \frac{2PL}{\gamma e U}$$

*Ecuación 4: Criterio de caída de tensión máxima para receptores monofásicos. Fuente: REBT, Anexo II*

Siendo:

- S: Sección del cable (en mm<sup>2</sup>)
- P: Potencia activa de la línea (en W)
- U: Tensión nominal de la línea (en V)
- L: Longitud de la línea
- e: caída de tensión (en V)
- $\gamma$ : Conductividad del material (en m/  $\Omega$  mm<sup>2</sup>)

La potencia activa de la línea de CC, viene determinada por la intensidad de la línea y por la corriente de la línea. Por otro lado, la conductividad se selecciona a partir de la Tabla 22.

Material	$\gamma_{20}$	$\gamma_{70}$	$\gamma_{90}$
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

*Tabla 22: Conductividad*

Al utilizar cables de cobre, se selecciona el caso más desfavorable que es la conductividad del cobre a 90°C. En cuanto a la caída de tensión, se utiliza el límite establecido por IDEA, es decir, 1,5%.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 23:

Cables CC

String	Distancia (m)	Intensidad (A)	Conductividad (m/Ωmm <sup>2</sup> )	Tensión (V)	Cáida de tensión (%)	Sección (mm <sup>2</sup> )
1	56,57	9,23	44	810	1,5	1,95
2	76,36	9,23	44	810	1,5	2,64
3	96,21	9,23	44	810	1,5	3,32
4	116,16	9,23	44	810	1,5	4,01
5	135,69	9,23	44	810	1,5	4,69
6	156,06	9,23	44	810	1,5	5,39
7	60,2	9,23	44	810	1,5	2,08
8	79,9	9,23	44	810	1,5	2,76
9	99,99	9,23	44	810	1,5	3,45
10	119,75	9,23	44	810	1,5	4,14
11	139,23	9,23	44	810	1,5	4,81
12	159,6	9,23	44	810	1,5	5,51
13	103,57	9,23	44	810	1,5	3,58
14	123,33	9,23	44	810	1,5	4,26
<b>Sección Máxima</b>						5,51

Tabla 23: Cálculo sección mínima de los cables de corriente continua, utilizando el criterio de la c.d.t.

Por lo tanto, la sección mínima que deben de tener los cables en el lado de corriente continua debe de ser superior a 5,51 mm<sup>2</sup>. La sección de fabricación industrial más cercana es de 6 mm<sup>2</sup>.

*Criterio de máxima corriente*

El procedimiento de cálculo para determinar la tensión según el criterio de máxima corriente viene explicado por en el ITC-BT-19.

Primero se obtiene la máxima corriente admisible que circula por cada línea y se multiplica por 1,25.

$$I_0 = 1,25 \times I_{\max string}$$

$$I_0 = 1,25 \times 9,9 = 12,375 A$$

En la Tabla 24 se determina la intensidad máxima que soporta el cable para una sección de 6 mm<sup>2</sup>, calculada en el apartado anterior.

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC					
SECCIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR	PESO	RADIO MÍNIMO CURVATURA	RESISTENCIA MAX DEL CONDUCTOR	INTENSIDAD AL AIRE / 40°C
mm <sup>2</sup>	mm	kg/Km	mm	Ohm/km	A
1x2,5	5,0	50	20	8,21	41
1x4	5,6	65	23	5,09	55
1x6	6,8	85	26	3,39	70
1x10	7,9	140	32	1,95	96
1x16	8,8	200	35	1,24	132

Tabla 24: Tabla intensidades máximas admisibles para ZZ-F. Fuente: General Cable

Para una sección de 6 mm<sup>2</sup>, la corriente que soporta el cable es de 70 A. No obstante, esta capacidad de conducción se verá reducida debido a factores externos, estos factores se encuentran tabulados. La intensidad resultante sigue la siguiente expresión:

$$I_z = K1 \times K2 \times I_0$$

Donde:

- Iz es la corriente después de aplicar los factores de corrección
- I0 es la corriente máxima admisible del conductor fotovoltaico
- K1 es el factor de corrección para cables agrupados sobre una superficie.
- K2 es el coeficiente de corrección por temperatura de operación distinta a 60°C.

A la hora de obtener el valor de K1, como el número de strings de la instalación es 14, acudiendo a la Tabla 25, K1 toma el valor de 0,45.

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares:											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

Tabla 25: Factores de corrección por agrupación de cables. Fuente: Norma UNE-HD 60634-5-52, Tabla B.52.17

En cuanto al valor de K2, como en el criterio de máxima tensión se ha tomado la temperatura de operación como 90°C para evaluar el caso más desfavorable, para 90°C como se observa en la Tabla 26, el valor de K2 es 0,75.

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Tabla 26: Factores de corrección para temperaturas superiores a 60°C. Fuente: Norma UNE-EN 50618:2015, Tabla A.4

Por lo tanto el valor que toma la Iz es:

$$I_z = 0,45 \times 0,75 \times 70 = 23,63 \text{ A}$$

Superior a 12,375 A que debe de poder soportar el cable, por lo tanto la sección de 6 mm<sup>2</sup> es válida para el cableado desde los strings hasta el inversor.

### Cableado CA

El cableado en el lado de corriente alterna, se calcula por los dos criterios anteriores.

*Criterio de la caída de tensión máxima*

Al ser el lado de corriente alterna un sistema trifásico, la relación para determinar la sección mínima del cable cambia. Esta también está determinada en el Anexo II del REBT y se trata de la Ecuación 5.

$$S = \frac{P L}{\gamma e U}$$

Ecuación 5: Cálculo de la sección de los cables para un Sistema trifásico utilizando el criterio c.d.t.

Al ser un sistema trifásico, la potencia activa que circula por la línea se calcula de la siguiente manera:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos\phi$$

Siendo  $\cos\phi$  el factor de potencia del inversor.

A la distancia del inversor al contador principal se le ha dado un valor razonable. Como según el ITC-BT-16 el contador principal debe de encontrarse en un cuarto destinado a la instalación de contadores en la planta baja del edificio, se ha supuesto una distancia desde el techo hasta el cuarto de contadores de 150 metros de cable. La intensidad utilizada es la de salida del inversor, mientras que la tensión utilizada es la de la línea. Por último, la caída de tensión admisible según IDAE, debe de ser de 1,5%, por lo tanto se toma este valor.

Aplicando esta relación, se obtiene la siguiente sección de los cables, mostrada en la Tabla 27.

Cables CA						
Distancia (m)	Intensidad (A)	Conductividad (m/ $\Omega$ mm <sup>2</sup> )	Tensión (V)	Cáida de tensión (%)	cos $\phi$	Sección (mm <sup>2</sup> )
70	145	44	400	1,5	1	66,59

Tabla 27: Cálculo sección de cables de CA, utilizando el criterio de c.d.t.

Como la Tabla 27 muestra, la sección mínima que debe tener el cable del lado de corriente alterna debe de ser superior a 66,59 mm<sup>2</sup>. La sección industrial más próxima a este valor es de 70 mm<sup>2</sup>.

#### *Criterio de la corriente máxima*

El lado de corriente alterna consta de dos partes distintas, una es la bajada del tubo por la pared hasta el suelo, mientras que la otra es la parte enterrada en el terreno, que iría hasta el contador principal.

#### *Cable que baja por la pared*

Según dicho criterio, el cable debe de soportar una intensidad superior a:

$$I_0 = 1,25 \times I_{inversor}$$

$$I_0 = 1,25 \times 145 = 181,25 A$$

Acudiendo a la Tabla 28, como el cable de la instalación (*ENERGY RV-K*) tiene un aislamiento de XLPE, y hay tres conductores dentro, la intensidad que soporta el cable es de 223 A.

Número de Parte	Calibre	Diámetro sobre el aislamiento	Peso total aprox.	Radio de curvatura	*Ampacidad 40°	*Ampacidad 25°	Caída de Tensión $V \downarrow$ $\cos\phi=0.8$	Caída de Tensión $V \downarrow$ $\cos\phi=1$
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1994312	3x25	20.0	900	80	115	118	1.458	1.723
1994313	3x35	22.7	1225	95	143	143	1.057	1.224
1999314	3x50	24.9	1555	100	174	170	0.759	0.852
1999315	3x70	29.2	2170	150	223	209	0.556	0.601
1999316	3x95	32.5	2805	165	271	248	0.438	0.455
1999317	3x120	36.7	3560	185	314	283	0.358	0.356
1999318	3x150	40.6	4415	205	363	319	0.302	0.285
1999319	3x185	44.3	5340	225	414	358	0.262	0.234
1999320	3x240	50.8	7050	305	489	413	0.215	0.177
1994321	3x300	64.1	10705	385	565	413	0.186	0.142
1994406	4G1.5	9.9	140	40	20	25	23.61	29.37
1994407	4G2.5	10.9	185	45	29	33	14.2	17.62
1994408	4G4	12.2	255	50	38	43	8.839	10.93
1994409	4G6	13.5	340	55	49	54	5.919	7.288
1994410	4G10	15.8	525	65	68	71	3.458	4.218
1994411	4x16	18.3	760	75	91	93	2.218	2.672
1994411	4G16	18.3	760	75	91	93	2.218	2.672
1994412	4x25	22.4	1155	90	115	118	1.458	1.723
1994413	4x35	25.1	1560	125	143	143	1.057	1.224
1999414	4x50	27.5	2075	140	174	170	0.759	0.852
1999415	4x70	32.3	2900	165	223	209	0.556	0.601
1999416	4x95	35.6	3735	180	271	248	0.438	0.455
1999417	4x120	40.5	4770	205	314	283	0.358	0.356
1999418	4x150	44.6	5895	225	363	319	0.302	0.285
1999419	4x185	49.2	7190	250	414	358	0.262	0.234
1999420	4x240	56.4	9495	340	489	413	0.215	0.177
1994506	5G1.5	10.8	170	45	20	25	23.61	29.37
1994507	5G2.5	11.9	225	50	29	33	14.2	17.62
1994508	5G4	13.4	310	55	38	43	8.839	10.93
1994509	5G6	14.9	420	60	49	54	5.919	7.288
1994510	5G10	17.5	645	70	68	71	3.458	4.218
1994511	5G16	20.2	925	85	91	93	2.218	2.672
1994512	5G25	24.8	1410	100	115	118	1.458	1.723
1994513	5G35	27.8	1905	140	143	143	1.057	1.224
1994514	5G50	32.5	2670	165	174	170	0.759	0.852
1994515	5G70	39.6	4075	200	223	209	0.556	0.601
1994516	5G95	44.6	5320	225	271	248	0.438	0.455
1994517	5G120	50.4	6765	305	314	283	0.358	0.356
1994518	5G150	55.7	8360	335	363	319	0.302	0.285

Tabla 28: Intensidades admisibles (A) al aire a 40°C. Fuente: Hoja técnica General Cable

Como la intensidad que se obtiene de la tabla es superior a 181,25 A, no es necesario cambiar la sección del cable para la bajada desde el inversor hasta el suelo.

#### Cables enterrados

La sección del cable enterrado también debe de aguantar una corriente superior a 181,25 A. En la Tabla 29, un cable de cobre de sección de 70 mm<sup>2</sup> con aislante 3 XLPE tiene una intensidad admisible de 209 A.

Número de Parte	Calibre	Diámetro sobre el aislamiento	Peso total aprox.	Radio de curvatura	*Ampacidad 40°	*Ampacidad 25°	Caída de Tensión $V \downarrow$ $\cos\phi=0.8$	Caída de Tensión $V \downarrow$ $\cos\phi=1$
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1994312	3x25	20.0	900	80	115	118	1.458	1.723
1994313	3x35	22.7	1225	95	143	143	1.057	1.224
1999314	3x50	24.9	1555	100	174	170	0.759	0.852
1999315	3x70	29.2	2170	150	223	209	0.556	0.601
1999316	3x95	32.5	2805	165	271	248	0.438	0.455
1999317	3x120	36.7	3560	185	314	283	0.358	0.356
1999318	3x150	40.6	4415	205	363	319	0.302	0.285
1999319	3x185	44.3	5340	225	414	358	0.262	0.234
1999320	3x240	50.8	7050	305	489	413	0.215	0.177
1994321	3x300	64.1	10705	385	565	413	0.186	0.142
1994406	4G1.5	9.9	140	40	20	25	23.61	29.37
1994407	4G2.5	10.9	185	45	29	33	14.2	17.62
1994408	4G4	12.2	255	50	38	43	8.839	10.93
1994409	4G6	13.5	340	55	49	54	5.919	7.288
1994410	4G10	15.8	525	65	68	71	3.458	4.218
1994411	4x16	18.3	760	75	91	93	2.218	2.672
1994411	4G16	18.3	760	75	91	93	2.218	2.672
1994412	4x25	22.4	1155	90	115	118	1.458	1.723
1994413	4x35	25.1	1560	125	143	143	1.057	1.224
1999414	4x50	27.5	2075	140	174	170	0.759	0.852
1999415	4x70	32.3	2900	165	223	209	0.556	0.601
1999416	4x95	35.6	3735	180	271	248	0.438	0.455
1999417	4x120	40.5	4770	205	314	283	0.358	0.356
1999418	4x150	44.6	5895	225	363	319	0.302	0.285
1999419	4x185	49.2	7190	250	414	358	0.262	0.234
1999420	4x240	56.4	9495	340	489	413	0.215	0.177
1994506	5G1.5	10.8	170	45	20	25	23.61	29.37
1994507	5G2.5	11.9	225	50	29	33	14.2	17.62
1994508	5G4	13.4	310	55	38	43	8.839	10.93
1994509	5G6	14.9	420	60	49	54	5.919	7.288
1994510	5G10	17.5	645	70	68	71	3.458	4.218
1994511	5G16	20.2	925	85	91	93	2.218	2.672
1994512	5G25	24.8	1410	100	115	118	1.458	1.723
1994513	5G35	27.8	1905	140	143	143	1.057	1.224
1994514	5G50	32.5	2670	165	174	170	0.759	0.852
1994515	5G70	39.6	4075	200	223	209	0.556	0.601
1994516	5G95	44.6	5320	225	271	248	0.438	0.455
1994517	5G120	50.4	6765	305	314	283	0.358	0.356
1994518	5G150	55.7	8360	335	363	319	0.302	0.285

Tabla 29: Intensidades admisibles (A) para cables enterrados a 25°C. Fuente: ITC-BT-19. Tabla D

Como la intensidad es superior a 181,25 A. No será necesario corregir la sección. Por lo tanto la sección vendrá determinada por el criterio de la máxima caída de tensión, y será de 150 mm<sup>2</sup>.

#### 4.2.4. Estructura de soporte

En este apartado se diseña los ángulos de inclinación de la estructura, así como la distancia que hay entre los paneles, basando el estudio en el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

El ángulo azimutal está determinado por la letra  $\alpha$ , es el ángulo que forma la normal de la proyección horizontal de la instalación (la planta), con el meridiano del lugar, siendo el ángulo igual a 0° cuando está orientado al Sur, -90° cuando está orientado al Este y +90° cuando está orientada al Oeste, como se muestra en la Ilustración 5.

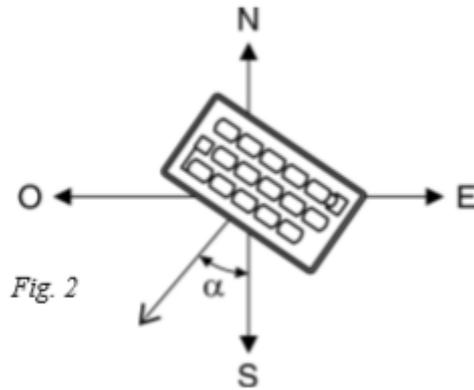


Ilustración 5: Ángulo azimut. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE

El ángulo de inclinación está determinado por la letra  $\beta$ , es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Toma el valor de  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $+90^\circ$  para módulos verticales, tal y como se ve en la Ilustración 6.

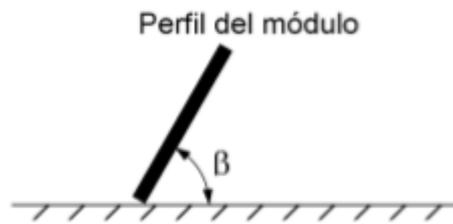


Fig. 1

Ilustración 6: Ángulo de inclinación. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

En la planta en cuestión el ángulo azimutal calculado se muestra a continuación en la Ilustración 7.



Ilustración 7: Ángulo Azimutal de la instalación

Para determinar el ángulo se realiza la siguiente operación trigonométrica mostrada en la Ilustración 8.

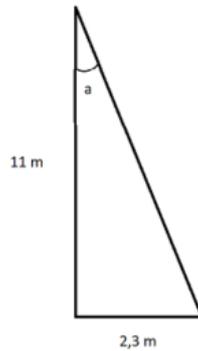


Ilustración 8: Relación trigonométrica ángulo azimuthal

El ángulo azimuthal resulta ser:

$$\alpha = \text{atan}\left(\frac{2,3}{11}\right) = 11,81^\circ \approx 12^\circ$$

A la hora de determinar la inclinación de los paneles la condición que impone IDAE, es que las pérdidas sean inferiores al 10%. Siguiendo el proceso de cálculo de los límites inferiores y superiores de inclinación, para una latitud de 41°. La Ilustración 9 es la representación gráfica del procedimiento de cálculo para determinar los límites de inclinación superiores e inferiores.

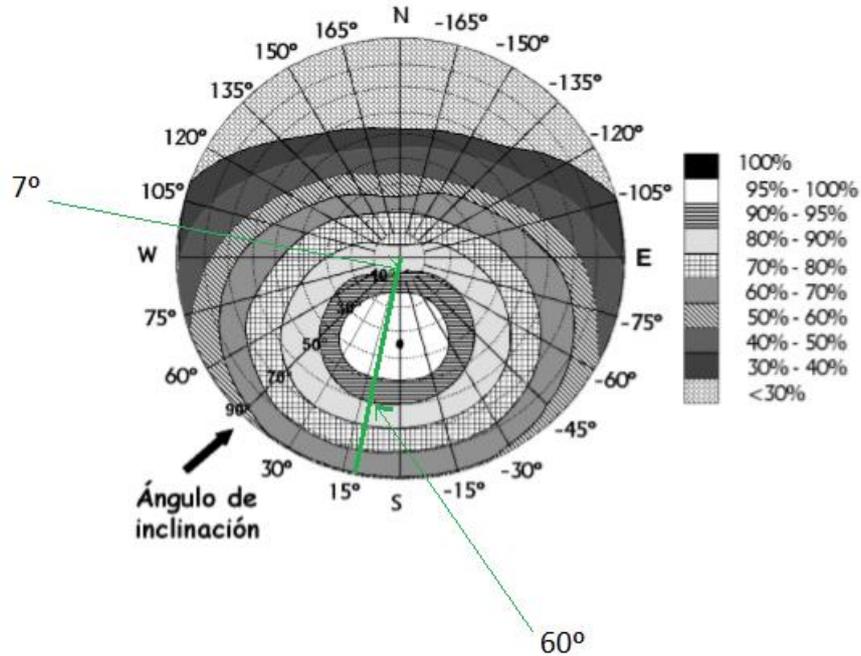


Ilustración 9: Cálculo límites del ángulo de inclinación. Fuente: IDAE.

Como se observa en la Ilustración 9, la inclinación máxima es de 60° y la inclinación mínima es de 7°, ya que son los de intersección entre la curva de 90-95% de eficiencia con la recta orientada a 12° con respecto al Sur. Al aplicar las correcciones de la latitud,

como la latitud a la que se encuentra la instalación es  $40,23^\circ$ , la inclinación máxima y mínima resultan ser:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

*Ecuación 6: Inclinación máxima*

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

*Ecuación 7: Inclinación mínima*

$$\text{Inclinación máxima} = 60 - (41 - 40,23) = 59,23^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7 - (41 - 40,23) = 6,23^\circ$$

Finalmente la inclinación de los paneles será de  $20^\circ$ , ya que al encontrarse dentro del rango calculado, las pérdidas por orientación serán admitidas por IDAE. Además introduciendo las coordenadas de la instalación (latitud  $40,23^\circ$ ) y el ángulo azimut ( $12^\circ$ ) en el programa PVSyst, las pérdidas de orientación con el respecto al óptimo son del 3,3%, tal como muestra la Figura 8.

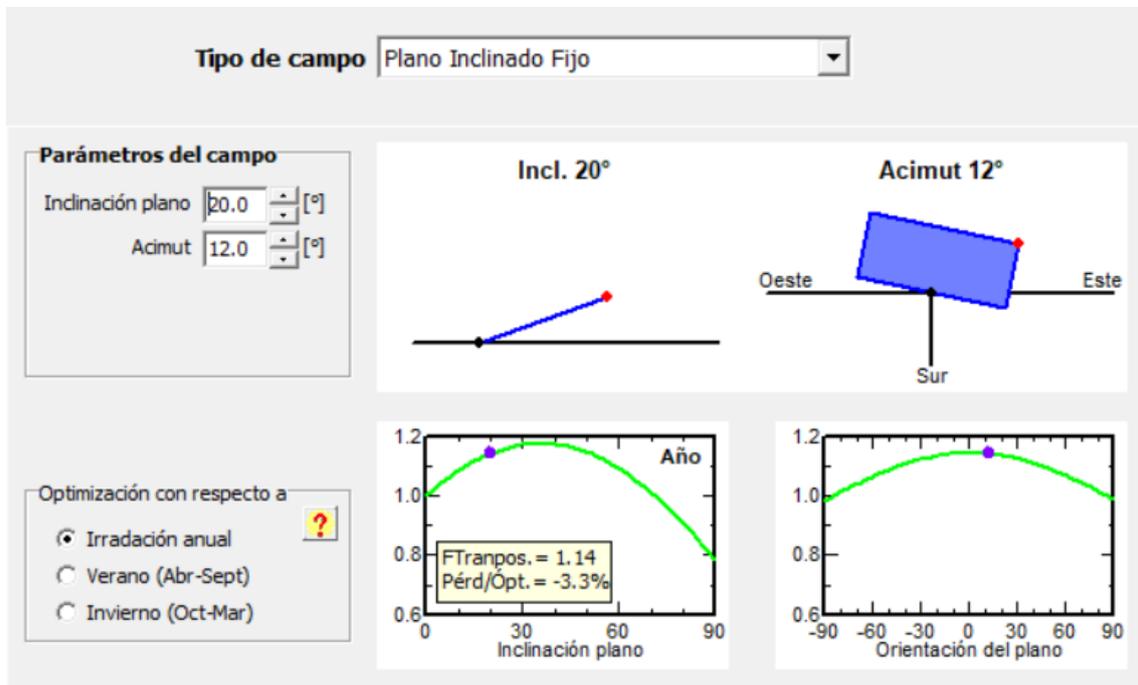


Figura 8: Pérdidas de la instalación por orientación, según el programa PVSyst

### *Distancia entre los paneles*

En el Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE se proporciona información sobre el cálculo de la distancia mínima que debe de haber entre los strings para que las sombras entre ellos no perjudiquen al rendimiento de la instalación. El cálculo de la distancia sigue la

$$d \geq h \times k$$

*Ecuación 8: Distancia mínima entre paneles*

Donde:

- $d$  = distancia entre paneles

- $h$  = altura entre paneles
- $k$  = factor adimensional determinado por la Ecuación 9.

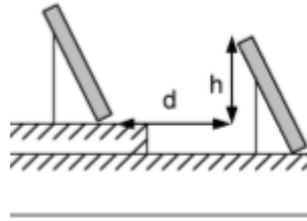


Ilustración 10: Distancia mínima entre paneles. Fuente: IDAE

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 9: Factor adimensional  $k$

La distancia mínima obtenida es:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 40,23^\circ)} = 2,64$$

$$h = l_{panel} \times \sin(\beta) = 1,956 \times \sin(20) = 0,67$$

$$d \geq 0,67 \times 2,64 = 1,764 \text{ m}$$

La distancia mínima que garantiza cuatro horas de sol al medio día durante el periodo invernal es 1,764 m.

#### 4.2.5. Canalizaciones

##### *Canalizaciones de corriente continua*

Al ser los cables conductores aislados con cubierta, el REBT permite la utilización de rejillas y bandejas para la canalización de estos cables. Por ello se utiliza este sistema para guiar los cables desde la salida de los strings hasta el inversor.

##### **Diseño de la canalización encargada de transportar el neutro**

La canalización del cable neutro de la instalación de corriente continua tiene tres partes, la primera parte lleva el cable de neutro por las rejillas junto al resto de conductores. La segunda parte es una canalización que va por el interior de la fachada del edificio, por último la tercera parte es una canalización enterrada que va hasta la toma de tierra de la instalación de corriente continua.

Se realiza el diseño de las dos últimas partes:

##### *Canalización interior fachada*

Como la sección del conductor de neutro es  $6 \text{ mm}^2$  y la canalización es en el interior de una fachada, siguiendo la Tabla 30 el diámetro exterior del tubo encargado de bajar el cable de neutro hasta el suelo debe de ser igual o superior a 12 mm.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 30: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y sección de los cables a conducir para canalizaciones en el interior de paredes. Fuente: ITC-BT-21

### Canalización enterrada

Una vez el conductor de neutro alcanza el nivel del suelo, se aprovechan las zanjales ya excavadas para transportar el neutro hasta la toma de tierra, como la sección del neutro es de 6 mm<sup>2</sup> y únicamente va a haber un conductor en el interior del tubo, siguiendo la Tabla 32, el diámetro mínimo exterior que debe de tener la canalización debe de ser igual o superior a 50 mm.

Por lo tanto, la canalización encargada de bajar el cable hasta el nivel del suelo debe de tener un diámetro mínimo de 12 mm, mientras que la canalización encargada de transportar el neutro hasta la tierra debe de tener un diámetro mínimo de 50 mm.

### Canalizaciones de corriente alterna

Las canalizaciones de corriente alterna se dividen en dos tramos, el primero es el diseño de las canalizaciones para la bajada del cableado por la pared, mientras que el segundo es el diseño de las canalizaciones enterradas, que llevan los cables hasta el contador y los surtidores.

### Diseño canalización interior de la fachada

Esta canalización se encarga de transportar los cables por el interior de la fachada del edificio hasta el nivel del aparcamiento subterráneo. Para determinar la sección mínima de los tubos, se utiliza la Tabla 30, como el número de conductores que va por estos cables es igual a tres, y la sección de los cables es de 70 mm<sup>2</sup>, el diámetro mínimo de los tubos debe de ser igual o superior a 63 mm.

### Diseño canalización fija a la superficie

Esta canalización es la encargada de guiar los cables por el techo del aparcamiento hasta el cuarto de contadores donde acometen en la caja de protección de la instalación. El tipo de canalización a utilizar según el REBT se denomina “Tubos en canalizaciones fijas en superficie”.

Al ser la sección de los cables 70 mm<sup>2</sup>, y el número de conductores es igual a cinco, según la Tabla 31, el diámetro exterior de los tubos es de 63 mm.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla 31: Diámetro del tubo en función de la sección del cable para canalizaciones fijas en la superficie. Fuente: ITC-BT-21, Tabla 2

### Diseño de la canalización enterrada

Los tubos de esta canalización trazan la trayectoria del cableado desde la acometida subterránea hasta el contador principal y los surtidores eléctricos. Siguiendo la Tabla 32, como la sección del cable es 70 mm<sup>2</sup>, y el número de conductores es inferior a 6, el diámetro mínimo que debe de tener el tubo es 125 mm.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Tabla 32: Diámetros exteriores mínimos de los tubos según la sección del cable para canalizaciones enterradas. Fuente: ITC-BT-21, Tabla 9

Por lo tanto, el tubo encargado de bajar los cables por el interior de la pared debe de tener un diámetro superior o igual a 63 mm, los tubos enterrados deben de tener un diámetro superior o igual a 125 mm y los tubos fijos al techo del aparcamiento deben de tener un diámetro mínimo de 63 mm.

#### 4.2.6. Puesta a tierra CC

En el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE, las instalaciones fotovoltaicas en su lado de corriente continua deben de ponerse a tierra en el esquema IT también conocido como “generador flotante”. La instalación debe de cumplir la Ecuación 10.

$$R_A \times I_d \leq U_L$$

Ecuación 10

Donde:

- $R_A$  = suma de la resistencia de las masas, de los conductores de protección y de la toma de tierra.
- $I_d$  = corriente de defecto en el caso de una primera falta franca entre un conductor y una masa.
- $U_L$  = tensión de contacto límite convencional. 50 V en este caso

Para hallar la resistencia máxima ( $R_A$ ), primero hay que determinar la corriente de defecto, la cual es:

$$I_d = \frac{V_{\max \text{ instalación}}}{R_{\text{aislamiento}}} = \frac{964 \text{ V}}{1 \text{ M}\Omega} = 0,964 \text{ mA}$$

Siendo:

- $V_{\max \text{ instalación}}$  = Tensión máxima que puede alcanzar la instalación, que es la tensión de vacío que alcanzan los generadores que es 964 V.
- $R_{\text{aislamiento}}$  = Resistencia de aislamiento mínima que debe de tener el aislamiento de los equipos. El mínimo establecido es 1 M $\Omega$ .

Conocido el valor de la corriente de fuga, la resistencia máxima que puede tener la pica de puesta a tierra es:

$$R_A \leq \frac{50 \text{ V}}{0,964 \text{ mA}} \leq 51.867 \Omega$$

Por lo tanto, la pica seleccionada debe de tener una resistencia inferior a 51,9 k $\Omega$ . En cuanto a las dimensiones físicas de la pica, en el REBT en la Guía-BT-18, en la Tabla 33 se especifican las condiciones mínimas que deben de tener las instalaciones de puesta a tierra en función de su tipo de electrodo. Como el electrodo escogido es una barra de acero cobreado, el diámetro de esta pica debe de ser superior a 14,2 mm.

<b>Tipo de electrodo</b>		<b>Dimensión mínima</b>
<b>Picas</b>	<i>barras</i>	$\varnothing \geq 14,2 \text{ mm}$ (acero-cobre 250 $\mu$ ) $\varnothing \geq 20 \text{ mm}$ (acero galvanizado 78 $\mu$ )
	<i>perfiles</i>	Espesor $\geq 5 \text{ mm}$ y Sección $\geq 350 \text{ mm}^2$
	<i>tubos</i>	$\varnothing_{\text{ext}} \geq 30 \text{ mm}$ y Espesor $\geq 3 \text{ mm}$
<b>Placas</b>	<i>rectangular</i>	1 m x 0,5 m Espesor $\geq 2 \text{ mm}$ (cobre); Espesor $\geq 3 \text{ mm}$ (acero galvanizado 78 $\mu$ )
	<i>cuadrada</i>	1 m x 1 m Espesor $\geq 2 \text{ mm}$ (cobre); Espesor $\geq 3 \text{ mm}$ (acero galvanizado 78 $\mu$ )
<b>Conductor desnudo</b>		35 mm <sup>2</sup> (cobre)

Tabla 33: Dimensiones mínimas de las instalaciones de puesta a tierra. Fuente: ITC-BT-18

#### 4.2.7. Protecciones CC

##### *Diseño de la protección contra sobretensiones atmosféricas*

Como esta protección se va a instalar en el lado de corriente continua de la instalación, la protección escogida será diseñada para corriente continua.

Primero se escogerá la categoría a la que pertenece la instalación que se desea proteger. Las categorías, según el ITC-BT-23, indican los valores de tensión que los equipos deben de soportar frente a la onda de choque, a la vez que el límite máximo de la tensión residual.

Existen 4 categorías:

- Categoría I: Equipos muy sensibles a las sobretensiones, como por ejemplo los ordenadores.
- Categoría II: Se aplica a equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija, como por ejemplo, los electrodomésticos.
- Categoría III: Equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica, unos ejemplos son: embarrados, aparataje y armarios de distribución.
- Categoría IV: Equipos y materiales que se conecten en el origen o muy próximos al origen de la instalación, algunos ejemplos son: contadores de energía, aparatos de telemedida o protección contra sobreintensidades.

Las sobretensiones que debe aguantar cada categoría según el ITC-BT-23, vienen en la Tabla 34.

TENSIÓN NOMINAL DE LA INSTALACIÓN		TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSOS 1,2/50 (kV)			
SISTEMAS TRIFÁSICOS	SISTEMAS MONOFÁSICOS	CATEGORÍA IV	CATEGORÍA III	CATEGORÍA II	CATEGORÍA I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690 1000	-- --	8	6	4	2,5

Tabla 34: Tensión soportada a impulsos por categoría. Fuente: ITC-BT-23

Otro de los parámetros significativos de la protección es el Tipo de dispositivo. Los tipos de dispositivos definidos por la guía ITC-BT-23 son los siguientes, y se muestran en la Tabla 35.

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Capacidad de absorción de energía	Muy alta- Alta	Media-Alta	Baja
Rapidez de respuesta	Baja-Media	Media-Alta	Muy Alta
Tiempo de actuación ( $\mu$ s)	10 a 350	8 a 20	1,2 a 50 y 8 a 20
Origen de la sobretensión	Impacto directo de rayo	Sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conducidas o inducidas	

Tabla 35: Tipos de respuesta frente a tensiones transitorias. Fuente: ITC-BT-23

En el apartado B del capítulo 4 del ITC-BT-23, se detallan los parámetros principales de los limitadores de sobretensiones. Estos parámetros son los siguientes:

- Nivel de Protección ( $U_p$ ): Parámetro que caracteriza el funcionamiento del dispositivo. La limitación de tensión entre sus bornes debe de ser inferior a la de la categoría que pertenezca.

- Tensión máxima de servicio permanente ( $U_c$ ): Valor eficaz máximo que puede aplicarse entre los bornes del dispositivo.
- Corriente nominal de descarga ( $I_n$ ): Parámetro característico de las protecciones de Tipo 2, es el valor máximo de cresta repetitiva que puede soportar el dispositivo.
- Corriente de impulso ( $I_{imp}$ ): Parámetro característico de las protecciones de Tipo 1, es el valor máximo de cresta que puede soportar el dispositivo.

Como se desea proteger a los elementos de la instalación frente a las sobretensiones de carácter transitorio, la instalación a proteger será de Categoría III, y al encontrarse la instalación en el lado de continua a 810 V, la tensión soportada a impulsos debe de ser de 6kV. Por lo tanto el nivel de protección del limitador debe de ser inferior a estos 6kV.

La tensión máxima de servicio permanente que debe de ser capaz de soportar el limitador debe de ser superior a 810V que es la tensión de máxima potencia que el conjunto de los módulos suministra.

#### 4.2.9. Protecciones CA

##### *Protección magnetotérmica*

Las protecciones magnetotérmicas se encargan de detectar la intensidad que circula por el sistema, si la intensidad supera a la intensidad nominal de la protección, el interruptor disparará dejando aislando al equipo de la red.

La corriente nominal del interruptor magnetotérmico debe de encontrarse entre los siguientes valores:

$$I_l < I_n < I_{max}$$

Donde:

- $I_l$  es la corriente de salida del inversor, que es según la ficha técnica proporcionada por el fabricante, 145 A.
- $I_n$  es la corriente nominal del interruptor magnetotérmico
- $I_{max}$  es la máxima corriente que admite el cable, que es 319 A, según el fabricante.

Por lo tanto la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico debe de encontrarse entre:

$$145 < I_n < 319 \text{ A}$$

Otro parámetro a tener en cuenta es la tensión que debe soportar el disyuntor, esta debe de ser igual o superior a 380V.

Al ser un sistema trifásico, se escogerán interruptores de tres polos (3P), el motivo de esta decisión es salvaguardar el funcionamiento de la protección diferencial. En un artículo escrito por unos profesores de la Universidad de Salamanca, analizando el Real Decreto 1663/2000, recomiendan que no haya ningún neutro en todo el tramo desde el inversor hasta el transformador salvo el del diferencial, ya que la presencia de otros neutros podrían reducir la corriente de derivación por el diferencial, y por lo tanto este podría no actuar en caso de falta.

Por último, hay que seleccionar el tipo de la curva característica que debe tener el disyuntor. Schneider Electric dispone de cinco curvas características entre sus productos, estas se muestran en la Tabla 36.

Curvas Características Schneider Electric		
Tipo	Disparo	Usos
Curva B	2,6 y 3,85 I <sub>n</sub>	Protección de generadores, personas y grandes longitudes de cable
Curva C	3,85 y 8,8 I <sub>n</sub>	Protección de cables alimentando receptores clásicos
Curva D	10 y 14 I <sub>n</sub>	Protección de cables alimentando receptores de fuertes corrientes de arranque
Curva MA	12 I <sub>n</sub>	Arranque de motores
Curva Z	2,4 y 3,6 I <sub>n</sub>	Protección de equipos electrónicos.

Tabla 36: Curvas características de los disyuntores magnetotérmicos

Analizando las distintas curvas expuestas en la Tabla 36, la característica que más se acondiciona a la instalación a diseñar, es la curva B. Esta curva tiene la siguiente forma, que se muestra en la Ilustración 11.

Por lo tanto se selecciona un interruptor magnetotérmico de una intensidad nominal igual o superior a 150 A y una tensión superior a 380 V con una curva característica del tipo B.

Según la norma UNE-EN 60947-2 (temperatura de referencia 50 °C).

Curvas B, C, D.

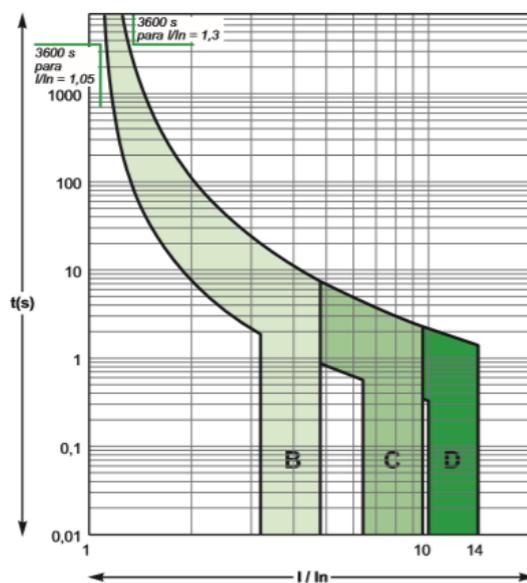


Ilustración 11: Curva característica disyuntor magnetotérmico

En cuanto a las protecciones magnetotérmicas de los puntos de recarga, el diseño es el siguiente:

- Cargadores de 11 y 22 kW

Viendo las características eléctricas de la entrada del cargador mostradas en la Tabla 19, la intensidad nominal de la protección magnetotérmica debe de ser:

$$I_n > 32 A$$

- Cargador de 50 kW

Viendo las características eléctricas de la entrada del cargador mostradas en la Tabla 18, la intensidad nominal de la protección magnetotérmica debe de ser:

$$I_n > 96 A$$

### *Protección diferencial*

#### **Protección diferencial de los puntos de recarga**

De acuerdo con lo establecido en la Guía-BT-52, debe de haber un interruptor diferencial por cada punto de recarga. Los interruptores diferenciales deben de ser de clase A y deben de tener una sensibilidad de 30 A. Debido a que la tensión de la red es de 400 V, el interruptor diferencial debe soportar dicha tensión.

#### *Protección Diferencial de las estaciones de 11 y 22 kW*

Como la corriente de entrada al cargador es de 32 A, y la tensión es de 400 V el interruptor diferencial deberá de tener una intensidad nominal superior a 32 A, así como una tensión superior a 400 V. Por otro lado, la sensibilidad del interruptor debe de ser igual o inferior a 30 mA y el interruptor debe de ser del tipo A tal y como se establece en la Guía-BT-52.

Por lo tanto, el interruptor para las estaciones de 11 y 22 kW debe de tener una intensidad nominal superior a 32 A, una tensión nominal igual o superior a 400 V, debe de ser tipo A y tener una sensibilidad igual o inferior a 30 mA.

#### *Protección diferencial de la estación de 50 kW*

Como la normativa del ITC-BT-52 no aplica a las estaciones de recarga del tipo 4, la sensibilidad no está restringida a 30 mA. Las características del cargador seleccionado para cargar a 50 kW se muestran en la Tabla 18, donde se obtiene que la intensidad nominal de entrada al cargador es de 96 A y la tensión nominal es de 400 V. Debido a que la estación de recarga se encuentra en contacto constante con personas, la sensibilidad de esta protección será de 30 mA ya que esta corriente no es peligrosa para la vida humana.

#### **Protección diferencial de la instalación**

Como la corriente de salida del inversor igual a 145 A, la corriente nominal de la protección diferencial deberá de ser superior a 145 A. Sin embargo, también hay que tener en cuenta la intensidad nominal del magnetotérmico, de tal modo que la intensidad nominal del interruptor diferencial debe de ser igual o mayor que la del interruptor magnetotérmico. Ocurre lo mismo con el poder de corte (PdC).

Para determinar la sensibilidad del interruptor, debido a que el acceso a las partes activas y aisladas está únicamente permitido a profesionales con equipos de protección adecuados, se seleccionará una sensibilidad de 300 mA, ya que intensidades por debajo de este valor no son peligrosas para la vida humana a menos que se esté en contacto con ellas durante un tiempo elevado.

#### 4.2.10.- Análisis de cargas sobre la cubierta

De acuerdo con el Código Técnico de Edificación, las cargas admisibles en las cubiertas vienen determinadas en la Tabla 37.

F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente <sup>(1)</sup>		1	2
G	G1 <sup>(2)</sup>	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 <sup>(1)(2)</sup>	2
		Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) <sup>(3)</sup>	0,4 <sup>(4)</sup>	1
	G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Tabla 37: Cargas admisibles en cubiertas. Fuente: Código Técnico de Edificación.

En el caso de esta instalación, la carga máxima admisible es de 1 kN/m<sup>2</sup> o 101,934 kg/m<sup>2</sup>. En la Tabla 38 se muestran las cargas que se encuentran en la cubierta. La zona de estudio es la zona más crítica que es en la cual se encuentran concentrados todos los elementos mostrados en la Tabla 38.

Elemento	Peso/ud	uds	Peso total (kg)
Módulos FV	20,90	280,00	5852,00
Estructura	107,70	14,00	1507,80
Cableado (kg/km)	85,00	0,55	46,50
Canalización de rejillas	0,54	216,00	115,99
<b>Peso total</b>			<b>7522,30</b>

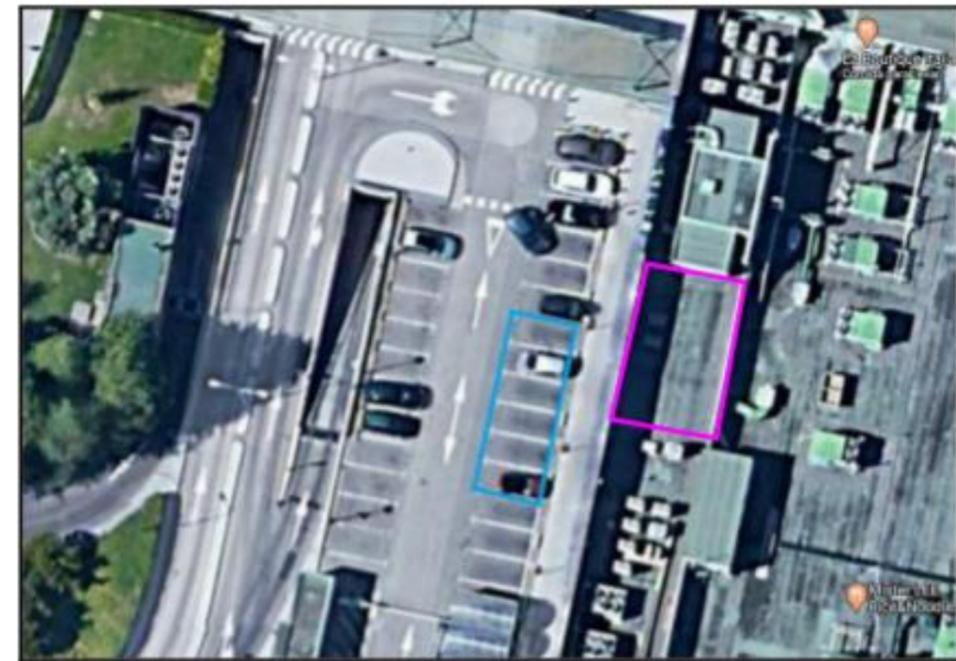
Tabla 38: Cargas sobre la cubierta

Como todos estos equipos se encuentran en un área de 1397 m<sup>2</sup>. Por lo tanto la carga resultante es:

$$\frac{7522,30 \text{ kg}}{1397 \text{ m}^2} = 5,385 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

Como se observa, 5,385 kg/m<sup>2</sup> es una cifra muy inferior a 101,934 kg/m<sup>2</sup>, por lo tanto no habrá ningún problema a la hora de realizar la instalación en la cubierta.

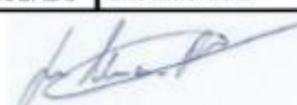
#### 4.3.- Planos y esquemas

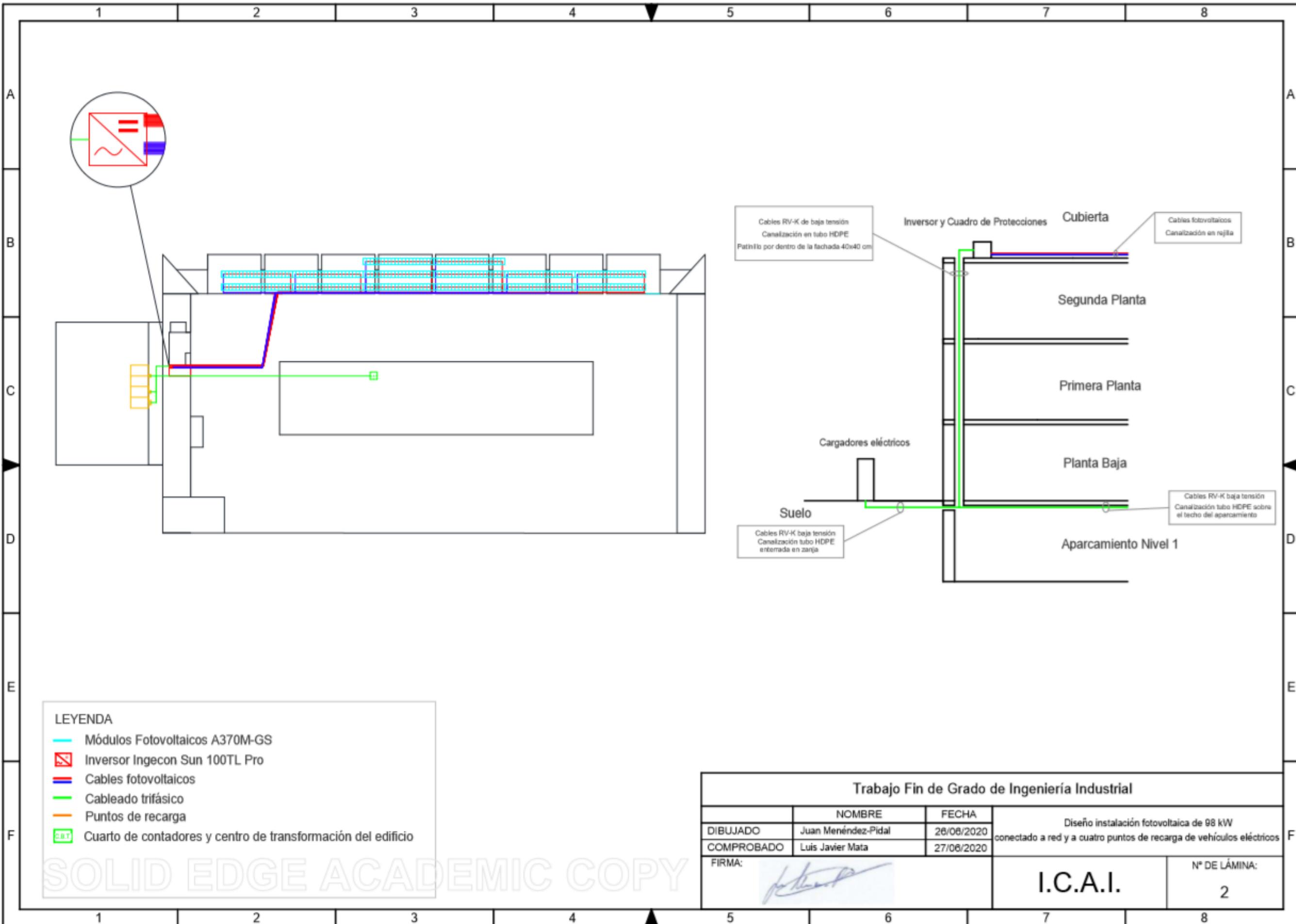


Leyenda

- Módulos Fotovoltaicos
- Inversor Fotovoltaico
- Estaciones de recarga

Trabajo Fin de Grado de Ingeniería Industrial

NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO	Juan Menéndez-Pidal	26/06/2020	Diseño de instalación fotovoltaica de 98 kW conectado a red y a cuatro puntos de recarga de vehículos eléctricos
COMPROBADO	Luis Javier Mata	27/06/2020	
FIRMA:			I.C.A.I.
			
			Nº DE LÁMINA: 1



Cables RV-K de baja tensión  
Canalización en tubo HDPE  
Patínlo por dentro de la fachada 40x40 cm

Inversor y Cuadro de Protecciones

Cubierta

Cables fotovoltaicos  
Canalización en rejilla

Segunda Planta

Primera Planta

Planta Baja

Cargadores eléctricos

Suelo

Cables RV-K baja tensión  
Canalización tubo HDPE  
enterrada en zanja

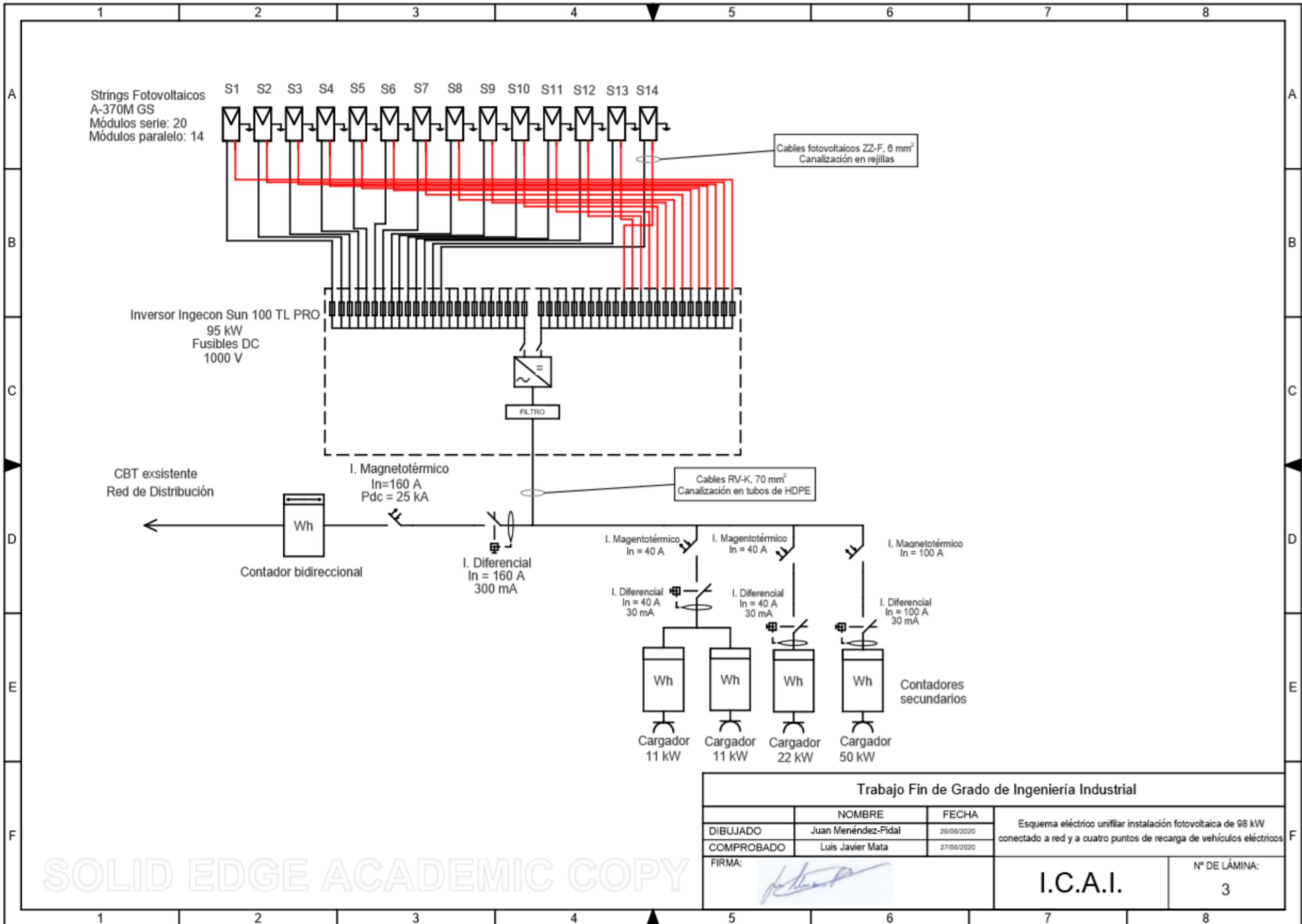
Cables RV-K baja tensión  
Canalización tubo HDPE sobre  
el techo del aparcamiento

Aparcamiento Nivel 1

- LEYENDA**
- Módulos Fotovoltaicos A370M-GS
  - Inversor Ingecon Sun 100TL Pro
  - Cables fotovoltaicos
  - Cableado trifásico
  - Puntos de recarga
  - C.B.T. Cuarto de contadores y centro de transformación del edificio

Trabajo Fin de Grado de Ingeniería Industrial			
	NOMBRE	FECHA	
DIBUJADO	Juan Menéndez-Pidal	26/06/2020	Diseño instalación fotovoltaica de 98 kW conectado a red y a cuatro puntos de recarga de vehículos eléctricos
COMPROBADO	Luis Javier Mata	27/06/2020	
FIRMA:			<b>I.C.A.I.</b>
			N° DE LÁMINA: <b>2</b>

SOLID EDGE ACADEMIC COPY



Trabajo Fin de Grado de Ingeniería Industrial			
	NOMBRE	FECHA	Esquema eléctrico unifilar instalación fotovoltaica de 98 kW conectado a red y a cuatro puntos de recarga de vehículos eléctricos
DIBUJADO	Juan Menéndez-Pidal	26/06/2020	
COMPROBADO	Luis Javier Mata	27/06/2020	
FIRMA:			I.C.A.I.
			Nº DE LÁMINA: 3

SOLID EDGE ACADEMIC COPY

## Capítulo 5.- Análisis de resultados

### 5.1.- Análisis técnico

La instalación se ha diseñado de tal manera que produzca de media anual entre un 30 y un 50 % más que el consumo mensual esperado. Como ya se ha determinado antes en este documento, el consumo se compone principalmente de los cargadores de vehículos eléctricos, y suponiendo que cada día estos cargadores están recargando vehículos unas tres horas, el consumo mensual estimado es de 8.460 kWh/mes, por lo tanto la instalación debe de producir de media mensual al menos 10.998 kWh/mes.

En el Gráfico 10 se muestran las producciones mensuales esperadas para un emplazamiento en Madrid. Como se puede observar, la producción de cada mes no es la misma, ya que la radiación solar de cada mes no es la misma, en los meses de verano la radiación solar que alcanza los paneles es muy superior a la radiación solar que alcanza los paneles en invierno, por eso la producción en el mes de julio y en el mes de agosto son más del doble a la producción en el mes de diciembre, que es el mes con menos horas de sol y con menos radiación solar de todo el año.

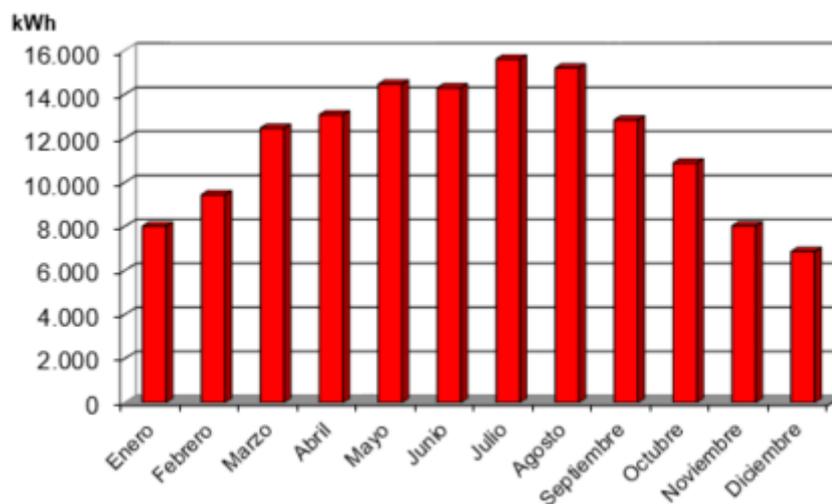


Gráfico 10: Producción mensual estimada

A continuación en la Tabla 39, se muestran los valores medios de la irradiancia del mes, así como los valores de producción mensuales esperados, estos valores son los que se muestran en el Gráfico 10, y el promedio mensual esperado es de 11.758 kWh/mes, superior a los 10.998 kWh/mes que se necesitan. Por lo tanto el campo fotovoltaico cumple con los requisitos de producción.

Mes	Nº días	kWh/m <sup>2</sup> día	Producción kWh/mes
Enero	31	3,09	8.005,09
Febrero	28	4,07	9.433,20
Marzo	31	5,13	12.455,48
Abril	30	5,55	13.064,85
Mayo	31	6,00	14.460,62
Junio	30	6,41	14.295,27
Julio	31	6,91	15.597,70
Agosto	31	6,69	15.197,13
Septiembre	30	5,74	12.828,02
Octubre	31	4,44	10.875,53
Noviembre	30	3,26	8.019,68
Diciembre	31	2,65	6.857,61
<b>Promedio</b>	<b>365</b>	<b>5,00</b>	<b>11.758</b>

Tabla 39: Producción mensual y producción promedio

En cuanto a las pérdidas, el estudio de sombras no se considera ya que no hay sombras en la cubierta que interfieran con los módulos fotovoltaicos. Por otro lado existen pérdidas por orientación que deben de ser inferiores a las establecidas en el Pliego de Condiciones técnicas de IDAE, que se muestran en la Tabla 46 de este documento. En el programa PVSyst se realiza una estimación de las pérdidas de orientación, incluyendo la inclinación de los paneles así como el ángulo azimut. Además también hay que introducir las coordenadas de la instalación para que el programa pueda calcular las curvas y pueda determinar las pérdidas de la orientación elegida con respecto al punto óptimo. Las pérdidas por orientación con respecto al punto óptimo son del 3,3 % según el programa (ver Ilustración 12), inferiores al 10 % establecido por IDAE.

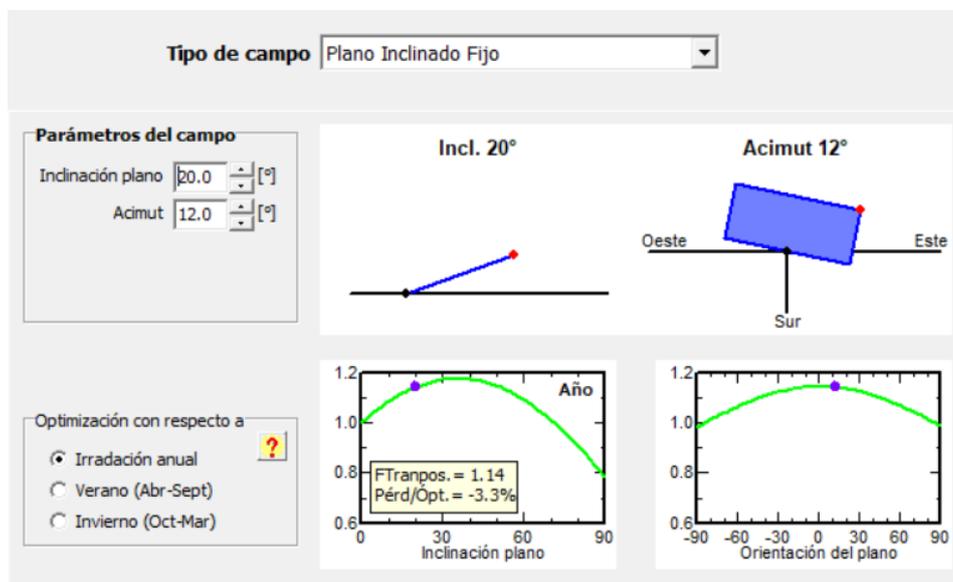


Ilustración 12: Pérdidas por orientación PVSyst

Cada apartado de diseño de este Proyecto ha sido diseñado en base a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, siguiendo rigurosamente lo establecido en las guías para asegurar que la instalación cumple con los requisitos mínimos de seguridad y de calidad.

## 5.2.- Análisis financiero y rentabilidad de la inversión

### 5.2.1.- Presupuesto

POS	UD	DESCRIPCIÓN	Nº UD S	LARGO	ALTO	ANCHO	TOTAL MED	PRECIO UNIT	IMPORTE TOTAL
Obra Civil									
P001	ml	Zanja de 0,6 m de ancho y de profundidad hasta 1 m, en cualquier tipo de terreno.	1	15	1	1	15	47,388	710,82 €
P002	ml	Zanja de 2,5 m de profundidad y 1,5 m de ancho y de largo para toma puesta a tierra	1	1,5	2,5	1,5	5,625	21,45	120,66 €
P003	ml	Tubo de polietileno de alta densidad (HDPE), diámetro 125 mm, enterrado en zanja	1	15	1	1	15	7,48	112,20 €
P004	ud	Pasamuros de hasta 30 cm de longitud y hasta 150 mm de diámetro.							924,00 €
		<i>muro de fachada</i>	1	1	1	1	1	184,8	184,80 €
		<i>forjado 0</i>	1	1	1	1	1	184,8	184,80 €
		<i>forjado 1</i>	1	1	1	1	1	184,8	184,80 €
		<i>forjado 2</i>	1	1	1	1	1	184,8	184,80 €
		<i>forjado 3 (cubierta)</i>	1	1	1	1	1	184,8	184,80 €
P005	ml	Canalización bajo tubo de HDPE de 63 mm de diámetro, techo aparcamiento	1	55	1	1	55	19,25	1.058,75 €
P006	ml	Canalización bajo tubo de HDPE con 63 mm de diámetro colocado en el interior de la fachada.	3	3,5	1	1	10,5	19,25	202,13 €
P007	ml	Protección de tubos que se encuentran dentro de la fachada de dimensiones 40 x 40 cm.	3	3,5	1	1	10,5	78,87	828,14 €
P008	kg	Estructura de aluminio para soporte de paneles solares fotovoltaicos.	1	1507	1	1	1507	9,13	13.758,91 €
P009	ud	Canalización mediante bandejas en forma de rejillas metálicas.	21						
			6	3	1	1	648	5,036625	3.263,73 €
P010	ml	Canalización bajo tubo de HDPE de 12 mm de diámetro para bajar el cable de neutro por el interior de la fachada.	3	3,5	1	1	10,5	16,5	173,25 €
P011	ml	Tubo de HDPE de 50 mm de diámetro para transportar el cable de neutro del lado de CC hasta la toma de tierra.	1	2	1	1	2	14,3	28,60 €

								Coste Obra Civil	21.181,18 €	
<b>Cableado</b>										
P012	ml	Cables fotovoltaicos de 6 mm <sup>2</sup> de cobre estañado de clase 5.	1	3045	1	1	3045	1,232	3.751,44 €	
P013	ml	Cables de baja tensión de 70 mm <sup>2</sup> de cobre flexible de clase 5.	3	70	1	1	210	15,675	3.291,75 €	
P014	ml	Cables de neutro del lado de corriente continua, de sección 6 mm <sup>2</sup> .	1	400	1	1	400	1,496	598,40 €	
P015	ml	Cables de neutro y de protección de 35 mm <sup>2</sup> de sección de cobre flexible clase 5.	2	70	1	1	140	8,459	1.184,26 €	
P016	ud	Pica de puesta a tierra del lado de corriente continua de acero cobreado, diámetro 18 mm y 1,5 m de longitud.	1	1	1	1	1	154,946	154,95 €	
								Coste Cableado	8.980,80 €	
<b>Equipos</b>										
P017	ud	Módulos fotovoltaicos de 370 W de potencia, de silicio monocristalino.	28	0	1	1	1	280	177,177	49.609,56 €
P018	ud	Inversor fotovoltaico de 95 kW de potencia.	1	1	1	1	1	10067,409	10.067,41 €	
P019	ud	Cargador de vehículos eléctricos de hasta 22 kW de potencia.	2	1	1	1	2	3119,6	6.239,20 €	
P020	ud	Cargador de vehículos eléctricos de hasta 50 kW de potencia.	1	1	1	1	1	3889,6	3.889,60 €	
P021	ud	Caja general de protecciones de la instalación de AC. Contiene un interruptor diferencial y otro magnetotérmico de 160 A de intensidad nominal y 300 mA de sensibilidad.	1	1	1	1	1	2831,851	2.831,85 €	
P022	ud	Caja de protecciones de los cargadores eléctricos, incrustada en el suelo, y protegida por una tapadera aislante que únicamente se puede abrir con llave. Dentro contiene las protecciones correspondientes de los cargadores, que son interruptores	1	1	1	1	1	2376,429	2.376,43 €	

magnetotérmicos y  
diferenciales.

P023	ud	Contador bidireccional trifásico. Incluye todos los medios auxiliares necesarios	1	1	1	1	1	540,1	540,10 €
								Coste Equipos	75.554,15 €
								Coste total	105.716,12 €

A la vista de los resultados mostrados en el estudio económico mostrado anteriormente, la inversión inicial que se necesitará para poder realizar la instalación será de 105.705,40 €. Sin embargo hay que tener en cuenta que debido a la incertidumbre del mercado debida a la pandemia del Covid-19, es muy probable que los precios bajen y por lo tanto la inversión inicial podría ser inferior.

## 5.2.2.- Precios unitarios

### 5.2.2.1.- Obra Civil

p001		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	hormigón HM1150	60	0,24	14,40
	RELLENO para compactar	18	0,36	6,48
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	hora de retro	45	0,1	4,50
	Rodillo compactador	27	0,1	2,70
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	0,5	9,00
	1 hora de camión	30	0,2	6,00
				43,08
	10% med aux			4,31
	coste total			47,39
p002		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	hora de retro	45	0,1	4,50
	Rodillo compactador	27	0	0,00
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	0,5	9,00

	1 hora de camión	30	0,2	6,00
				19,50
	10% med aux			1,95
	coste total			21,45
p003		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	ml tubo polietileno 125 mm	5	1	5,00
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	0,1	1,80
	1 hora de camión	30	0	0,00
				6,80
	10% med aux			0,68
	coste total			7,48
p004		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
		0	0	0,00
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	hora de máquina de calar	150	1	150,00
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	1	18,00
	1 hora de camión	30	0	0,00
				168,00
	10% med aux			16,80
	coste total			184,80
p005		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	ml tubo polietileno 63mm	4,5	1	4,50
	sujeción	5	0,5	2,50
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	cesta elevadora	30	0,05	1,50
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	0,5	9,00
	1 hora de camión	30	0	0,00
				17,50
	10% med aux			1,75
	coste total			19,25

p006	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
ml tubo polietileno 63mm			
diámetro	4,5	1	4,50
sujeción	5	0,5	2,50
<b><u>maquinaria</u></b>			
cesta elevadora	30	0,05	1,50
<b><u>mano de obra</u></b>			
hora de oficial	18	0,5	9,00
1 hora de camión	30	0	0,00
			17,50
10% med aux			1,75
coste total			19,25

p007	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
ladrillo	0,15	150	22,50
material de agarre mortero	25	0,33	8,25
yeso	15	0,33	4,95
<b><u>maquinaria</u></b>			
cesta elevadora	30	0	0,00
<b><u>mano de obra</u></b>			
hora de oficial ladrillos	18	1	18,00
hora de oficial yeso	18	1	18,00
1 hora de camión	30	0	0,00
			71,70
10% med aux			7,17
coste total			78,87

p008	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
kg aluminio en perfiles	4,5	1	4,50
tornillería			
<b><u>maquinaria</u></b>			
cesta elevadora	30	0	0,00
<b><u>mano de obra</u></b>			
hora de oficial estructuras	22	0,1	2,20
peón estructuras	16	0,1	1,60
		0	0,00
			8,30
10% med aux			0,83

	coste total			9,13
p009		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	rejillas metálicas	1,17875	1	1,18
	sujeción	5	0,5	2,50
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	cesta elevadora	30	0	0,00
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	0,05	0,90
	1 hora de camión	30	0	0,00
				4,58
	10% med aux			0,46
	coste total			5,04
p010		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	ml tubo polietileno 12mm	2	1	2,00
	sujeción	5	0,5	2,50
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	cesta elevadora	30	0,05	1,50
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	0,5	9,00
				15,00
	10% med aux			1,50
	coste total			16,50
p011		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	ml tubo polietileno 50mm	4	1	4,00
	sujeción	5	0	0,00
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	cesta elevadora	30	0	0,00
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial	18	0,5	9,00
				13,00
	10% med aux			1,30
	coste total			14,30

Aclaraciones sobre la elección de precios:

1. Los precios adjudicados a las horas de oficial han sido estimados con la ayuda de un Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos de la Escuela Politécnica de Madrid con más de veinte años de experiencia en el sector de la construcción. Además, para contrastar las estimaciones, se ha acudido a un portal generador de precios llamado “*Generador de Precios. España*”, el enlace para acceder al portal se puede encontrar en la bibliografía.
2. Los precios de la maquinaria utilizada han sido determinados de la misma manera que los precios de los oficiales ayudantes de obra.
3. Rendimiento: El rendimiento se define como la cantidad de trabajo que es capaz de realizar un operario o una máquina en una hora. Por ejemplo, si una máquina es capaz de realizar 10 metros a la hora, el rendimiento será:

$$\frac{1}{10} = 0.1$$

4. Las medidas auxiliares se han puesto al 10%, estas medidas abarcan todos los imprevistos que pueden suceder a la hora de realizar la instalación, como por ejemplo tener que contratar otra máquina para realizar trabajos que no estaban previstos.

#### 5.2.2.2.- Cableado

p011		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	cables fotovoltaicos ZZ-F (6 mm2)	0,76	1	0,76
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial electricista	20	0,01	0,20
	ayudante electricista	16	0,01	0,16
				1,12
	10% med aux			0,11
	coste total			1,23
p012		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	cables baja tensión (70 mm2)	11,67	1	11,67
	<b><u>maquinaria</u></b>			
	cesta elevadora	30	0,05	1,50
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial electricista	20	0,03	0,60
	ayudante electricista	16	0,03	0,48
				14,25
	10% med aux			1,43
	coste total			15,68

p013	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
cables de neutro lado de continua (6 mm2)	1	1	1,00
<b><u>mano de obra</u></b>			
hora de oficial de cableado	20	0,01	0,20
peón cableado	16	0,01	0,16
			1,36
10% med aux			0,14
coste total			1,50

p014	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
cables de neutro y de protección (35 mm2)	5,83	1	5,83
<b><u>maquinaria</u></b>			
cesta elevadora	30	0,05	1,50
<b><u>mano de obra</u></b>			
hora de oficial de cableado	20	0,01	0,20
peón cableado	16	0,01	0,16
			7,69
10% med aux			0,77
coste total			8,46

p015	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
Electrodo de acero cobreado 1,5 m de longitud y 18 mm de diámetro	16	1	16,00
Grapa conexión a pica	1	1	1,00
Arqueta de polipropileno para toma de tierra 300x300 mm	74	1	74,00
Puente para comprobación puesta a tierra	46	1	46,00
Saco 5 kg sales minerales para la mejora de la conductividad	3,5	1	3,50
<b><u>mano de obra</u></b>			

hora de oficial electricista	20	0,01	0,20
ayudante electricista	16	0,01	0,16
			140,86
10% med aux			14,09
coste total			154,95

Aclaraciones sobre la elección de precios:

1. El precio hora y los rendimientos de los electricistas y de los ayudantes de los electricistas se ha obtenido a partir del portal “*Generador de Precios. España*”.
2. El precio de los cables también se ha tomado del portal “*Generador de Precios. España*”.
3. Las medidas auxiliares incluyen cualquier imprevisto que pueda ocurrir a la hora de la realización de las tareas.

#### 5.2.2.3.- Equipos

p016	coste/ud	rend	importe	
	<b><u>materiales</u></b>			
	Módulos fotovoltaicos 370 W	148,83	1	148,83
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial instalador	20	0,34	6,80
	ayudante de instalador	16	0,34	5,44
				161,07
	10% med aux			16,11
	coste total			177,18
p017	coste/ud	rend	importe	
	<b><u>materiales</u></b>			
	Inversor fotovoltaico de 95 kW	9144,99	1	9144,99
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial instalador	20	0,2	4,00
	ayudante de instalador	16	0,2	3,20
				9152,19
	10% med aux			915,22
	coste total			10067,41

p018		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	Cargador de vehículos eléctricos de hasta 22 kW	2800	1	2800,00
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial instalador	20	1	20,00
	ayudante de instalador	16	1	16,00
				2836,00
	10% med aux			283,60
	coste total			3119,60

p019		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	Cargador de vehículos eléctricos de 50 kW en CC	3500	1	3500,00
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial instalador	20	1	20,00
	ayudante de instalador	16	1	16,00
				3536,00
	10% med aux			353,60
	coste total			3889,60

p020		coste/ud	rend	importe
	<b><u>materiales</u></b>			
	Caja general de protecciones de AC, con bornes de conexión y con capacidad para colocar fusibles de hasta 160 A	125	1	125,00
	Interruptor Magnetotérmico y Diferencial Compact NSXm Micrologic, 160 A y 300 mA	2431,41	1	2431,41
	<b><u>mano de obra</u></b>			
	hora de oficial instalador	20	0,5	10,00
	ayudante de instalador	16	0,5	8,00
				2574,41

10% med aux				257,44
coste total				2831,85

p021

	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
Caja general de protecciones de los cargadores, con bornes de conexión y con capacidad para colocar fusibles de hasta 100 A	125	1	125,00
Interruptor Magnetotérmico Acti 9 C120 100 A, para proteger el cargador de 50 kW	410,92	1	410,92
Interruptor Magnetotérmico Acti 9 iC40 40 A, para proteger el cargador de 22 kW	150,48	2	300,96
Interruptor diferencial Acti 9 iLD 100 A y 30 mA de sensibilidad para proteger el cargador de 50 KW	1305,51	1	1305,51
<b><u>mano de obra</u></b>			
hora de oficial instalador	20	0,5	10,00
ayudante de instalador	16	0,5	8,00
			2160,39
10% med aux			216,04
coste total			2376,43

p022

	coste/ud	rend	importe
<b><u>materiales</u></b>			
Caja para instalar el contador bidireccional trifásico	125	1	125,00
Contador bidireccional trifásico	250	1	250,00
Módulo bornes de salida y puestra a tierra	80	1	80,00
<b><u>mano de obra</u></b>			

hora de oficial instalador	20	1	20,00
ayudante de instalador	16	1	16,00
			491,00
10% med aux			49,10
coste total			540,10

Aclaraciones sobre la elección de precios:

1. Los precios de los equipos, como los módulos solares, las protecciones o el inversor han sido obtenidos de las páginas web de los productores, que se adjuntan en la bibliografía. Los precios pueden variar en función de cómo se comporte el mercado, en el documento se incluyen los que figuraban en junio de 2020.
2. Los rendimientos y los precios de los instaladores se obtienen del portal “Generador de Precios. España”.
3. Las medidas auxiliares representan cualquier gasto imprevisto que pueda suceder a la hora de realizar el montaje de las instalaciones.

### 5.2.3.- Proyecciones financieras

En este apartado se desea estudiar la viabilidad económica del proyecto, para ello se determinarán el VAN, la TIR y el Payback.

El VAN o el Valor Actual Neto está definido como un indicador que determina cuanto se va a ganar o perder con una inversión estudiando los flujos de caja que esta inversión produce. En otras palabras, da un valor en el presente a una inversión, estudiando el rendimiento de esta en el futuro.

La TIR o la Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad, es un parámetro que indica la rentabilidad que tiene un proyecto, cuanto mayor sea su valor, más rentable será el proyecto.

El Payback es el tiempo que se tarda en recuperar el dinero que se ha invertido.

#### 5.2.3.1.- Hipótesis

##### *Inversión inicial*

La inversión inicial se divide en dos partes, una que engloba a la inversión que hay que realizar para hacer la obra civil, y la otra es la inversión que hay que realizar para comprar los equipos. La obra se pagará en un periodo de diez meses, mientras que los equipos se pagarán al contado.

La inversión en la obra civil es de 30.162 €, mientras que la inversión en los equipos de la instalación será de 75.554 €.

##### *Ventas*

Los ingresos se obtienen cuando un vehículo eléctrico se conecta al punto de recarga. Como se ha especificado en este documento en el cálculo del consumo de la estación, se estima que cada punto de recarga va a estar funcionando tres horas al día, lo que supone que el consumo anual es de 102.930 kWh/año. Por otro lado los precios actuales de venta del kWh en las estaciones de recarga de vehículos eléctricos oscilan entre los 0,25 €/kWh

y los 0,50 €/kWh. En este punto de recarga se ha escogido poner un precio de venta de 0,35 €/kWh.

Como el análisis del proyecto se realiza hasta el final del décimo año de explotación, se supone que en cada año de explotación el precio aumentará con la inflación. La inflación se asume que será del 1,2% todos los años, esto se obtiene a partir de los datos publicados en el Fondo Monetario Internacional sobre la inflación en el año 2022. Se asume que en el transcurso de todos los años la inflación continúa siendo 1,2%, y por lo tanto los gastos generales aumentarán en un 1,2% cada año, así como el precio de venta del kWh de la instalación.

Como la energía que llega a los puntos de recarga puede ser tanto de la red como de la instalación fotovoltaica, se supone que tan solo el 50% de la energía generada por el campo fotovoltaico alimentará los puntos de recarga, mientras que el otro 50% restante se verterá en la red, para ser compensada más tarde en la factura eléctrica.

La red eléctrica aportará la energía restante para satisfacer la demanda de los puntos de recarga, únicamente que esta energía tendrá un precio de compra, que aumentará con la tasa de inflación anualmente.

#### *Amortizaciones*

Se supondrá que las instalaciones y los equipos se amortizarán linealmente durante los diez años en los cuales se va a evaluar el proyecto.

#### *Gastos generales*

Se estima que cada año habrá un gasto de 15.976 €, estos gastos engloban a un operario que se encuentre gestionando los puntos de recarga y el mantenimiento de los equipos.

Con todo lo anterior explicado, los datos de partida para realizar el estudio de la inversión se muestra en la Tabla 40.

<b>Inversión Inicial</b>	105.716	€
<b>Gastos generales</b>	15.976	€
<b>Producción anual Campo Fotovoltaico</b>	141.090	kWh
<b>Consumo eléctrico anual estimado</b>	102.930	kWh
<b>Tarifa estación de recarga</b>	0,35	€/kWh
<b>Tarifa eléctrica</b>	0,09924	€/kWh
<b>Tasa de descuento</b>	7,2	%
<b>Inflación</b>	1,20	%
<b>Impuestos</b>	25	%

*Tabla 40: Datos de partida para la proyección financiera*

#### 5.2.3.2.- Proyecciones

Con las hipótesis realizadas anteriormente, se realiza un estudio de la rentabilidad del proyecto, y se determinan los indicadores que se muestran en la Tabla 41.

El estudio realizado se muestra a continuación:

**NOTA: Se asume que el proyecto es por 10 años**

Euros

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Flujo de caja de Inversión</b>										
Edificios y Construcciones	(30.162)									0
Equipos	(75.554)		0	0	0	0	0	0	0	0
Otros										
<b>Total Inmovilizado material</b>	<b>0 (105.716)</b>	<b>0</b>								
<b>Inmovilizado inmaterial</b>										
Necesidades Operativas de fondos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Salidas</b>	<b>0 (105.716)</b>	<b>0</b>								

Euros

Años	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Flujo de caja de las Operaciones</b>										
Ventas	36.026	36.260	36.695	37.135	37.581	38.032	38.488	38.950	39.417	39.890
Coste de la Mercancía vendida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Margen Bruto</b>	<b>36.026</b>	<b>36.260</b>	<b>36.695</b>	<b>37.135</b>	<b>37.581</b>	<b>38.032</b>	<b>38.488</b>	<b>38.950</b>	<b>39.417</b>	<b>39.890</b>
Gastos Generales	(15.976)	(16.080)	(16.273)	(16.468)	(16.666)	(16.866)	(17.068)	(17.273)	(17.480)	
<b>Resultado Bruto de Explotación</b>	<b>20.283</b>	<b>20.615</b>	<b>20.862</b>	<b>21.112</b>	<b>21.366</b>	<b>21.622</b>	<b>21.882</b>	<b>22.144</b>	<b>22.410</b>	
Amortizaciones	(10.572)	(10.572)	(10.572)	(10.572)	(10.572)	(10.572)	(10.572)	(10.572)	(10.572)	(10.572)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>9.712</b>	<b>10.043</b>	<b>10.290</b>	<b>10.541</b>	<b>10.794</b>	<b>11.050</b>	<b>11.310</b>	<b>11.573</b>	<b>11.838</b>	
Impuestos	(2.428)	(2.511)	(2.573)	(2.635)	(2.699)	(2.763)	(2.827)	(2.893)	(2.960)	
<b>Resultado del proyecto</b>	<b>7.284</b>	<b>7.532</b>	<b>7.718</b>	<b>7.906</b>	<b>8.096</b>	<b>8.288</b>	<b>8.482</b>	<b>8.679</b>	<b>8.879</b>	
Más: Amortizaciones	10.572	10.572	10.572	10.572	10.572	10.572	10.572	10.572	10.572	10.572
<b>Flujo de caja de las operaciones</b>	<b>17.855</b>	<b>18.104</b>	<b>18.289</b>	<b>18.477</b>	<b>18.667</b>	<b>18.859</b>	<b>19.054</b>	<b>19.251</b>	<b>19.450</b>	

## Conclusion

Euros

Años	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Total Salidas	0 (105.716)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Flujo de caja de las operaciones	0	0	17.855	18.104	18.289	18.477	18.667	18.859	19.054	19.251	19.450
<b>Flujo de caja neto del proyecto</b>	<b>0 (105.716)</b>	<b>17.855</b>	<b>18.104</b>	<b>18.289</b>	<b>18.477</b>	<b>18.667</b>	<b>18.859</b>	<b>19.054</b>	<b>19.251</b>	<b>19.450</b>	

**VAN** 13.337

**TIR** 10,3%

**Payback** 6,8 años

Flujo de caja Acumulado	(105.716)	(87.861)	(69.757)	(51.467)	(32.990)	(14.323)	4.536	23.590	42.841	62.292
-------------------------	-----------	----------	----------	----------	----------	----------	-------	--------	--------	--------

Años		0	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Tabla de inmovilizado</b>												
<b>Inmovilizado Bruto</b>												
	Construcciones		30.162	30.162	30.162	30.162	30.162	30.162	30.162	30.162	30.162	30.162
	Maquinaria		75.554	75.554	75.554	75.554	75.554	75.554	75.554	75.554	75.554	75.554
	<b>Inmovilizado Bruto total</b>		<b>105.716</b>									
<b>Amortización anual</b>												
	Construcciones			3.016	3.016	3.016	3.016	3.016	3.016	3.016	3.016	3.016
	Maquinaria			7.555	7.555	7.555	7.555	7.555	7.555	7.555	7.555	7.555
	<b>Amortización inmovilizado material</b>			<b>10.572</b>								
<b>Amortización acumulada</b>												
	Construcciones			3.016	6.032	9.049	12.065	15.081	18.097	21.113	24.130	27.146
	Maquinaria			7.555	15.111	22.666	30.222	37.777	45.332	52.888	60.443	67.999
	<b>Amortización acumulada inmov. Material</b>			<b>10.572</b>	<b>21.143</b>	<b>31.715</b>	<b>42.286</b>	<b>52.858</b>	<b>63.430</b>	<b>74.001</b>	<b>84.573</b>	<b>95.145</b>
<b>Inmovilizado Neto</b>												
	Construcciones		30.162	27.146	24.130	21.113	18.097	15.081	12.065	9.049	6.032	3.016
	Maquinaria		75.554	67.999	60.443	52.888	45.332	37.777	30.222	22.666	15.111	7.555
	<b>Total Inmovilizado neto</b>		<b>105.716</b>	<b>95.145</b>	<b>84.573</b>	<b>74.001</b>	<b>63.430</b>	<b>52.858</b>	<b>42.286</b>	<b>31.715</b>	<b>21.143</b>	<b>10.572</b>

Años:		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Produccion Electrica estación (kWh)		141.090	141.090	141.090	141.090	141.090	141.090	141.090	141.090	141.090	141.090
Volumenes (kWh)		102.930	102.930	102.930	102.930	102.930	102.930	102.930	102.930	102.930	102.930
Precio kWh		0,35	0,35228	0,3565	0,36078	0,36511	0,36949	0,37392	0,37841	0,38295	0,38755
<b>Ventas TOTALES</b>		<b>36.026</b>	<b>36.260</b>	<b>36.695</b>	<b>37.135</b>	<b>37.581</b>	<b>38.032</b>	<b>38.488</b>	<b>38.950</b>	<b>39.417</b>	<b>39.890</b>
Produccion vendida a clientes de produccion propia	50%	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545
Precio de coste		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coste de venta ventas a clientes prod propia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia tomada de la red (kWh)		32.385	32.385	32.385	32.385	32.385	32.385	32.385	32.385	32.385	32.385
Coste energia a Tarifa general		0,09924	0,09989	0,10108	0,1023	0,10352	0,10477	0,10602	0,1073	0,10858	0,10989
Coste de venta ventas a clientes prod red		3.214	3.235	3.274	3.313	3.353	3.393	3.434	3.475	3.516	3.559
Excedentes volcados al sistema		70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545	70.545
Precio unitario de compensacion		0,09924	0,09989	0,10108	0,1023	0,10352	0,10477	0,10602	0,1073	0,10858	0,10989
Menor coste de venta		7.001	7.046	7.131	7.217	7.303	7.391	7.479	7.569	7.660	7.752
<b>Coste de venta total</b>		<b>0</b>									
Incremento Precio kWh vendido		-0,30%	0,65%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%	1,20%

El resumen del estudio recoge los indicadores más relevantes que se muestran a continuación en la Tabla 41.

<b>VAN</b>	13.337 €
<b>TIR</b>	10,3%
<b>Payback</b>	6,8 años

*Tabla 41: Resumen del Proyecto*

Los resultados obtenidos muestran que el proyecto es económicamente rentable ya que el VAN toma un valor positivo y la TIR adopta un valor superior a la tasa de descuento (10,3% > 7,2%).

El tiempo en el que se recupera el dinero invertido es de 6,8 años, esto se podría considerar un tiempo elevado, no obstante, estas instalaciones tienen una vida superior a los 10 años, los fabricantes de los equipos garantizan una eficiencia por encima del 80% hasta los 25 años de vida del producto. Por lo tanto sí que se le puede sacar aún más ingresos si se decide continuar con el proyecto una vez hayan pasado los 10 años.

### 5.3.- Análisis del impacto medioambiental

#### 5.3.1.-Contaminación del aire

La contaminación del aire tiene dos grandes focos, uno proviene de focos Naturales mientras que el otro de los focos se conoce como contaminación Antropogénica. Como

bien dicen los propios nombres, el primer foco lo producen fenómenos naturales, mientras que el segundo foco lo producen las actividades que desarrollan los seres humanos.

Los principales focos de contaminación Natural son los siguientes:

- Volcanes
- Sales del mar
- Acción del viento
- Descomposición de Materia Orgánica (M.O.) muerta
- Incendios forestales

A continuación en la Tabla 42 se muestran los contaminantes que los focos de contaminación natural vierten sobre la atmósfera. Esta contaminación ha de ser asumida, porque no depende del ser humano, los seres humanos en sus proyectos presentes y futuros deben de intentar contaminar lo menos posible a la hora de realizarlo así como durante la vida del proyecto.

Contaminantes Naturales del Aire	
Fuente	Contaminantes
Volcanes	Óxidos de azufre, partículas
Fuegos forestales	Monóxido de carbono, dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno, partículas
Vendavales	Polvo
Plantas (vivas)	Hidrocarburos, polen
Plantas (en descomposición)	Metano, sulfuro de hidrógeno
Suelo	Virus, polvo
Mar	Partículas de sal

Tabla 42: Contaminantes que producen los focos de contaminación naturales. Fuente: Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Ingeniería Medioambiental, Contaminación del aire

Por otro lado se encuentran los focos de contaminación Antropogénica algunos de ellos son los siguientes:

- Combustibles fósiles
- Pesticidas
- Propelentes
- Procesos industriales
- Reactores nucleares

En la Tabla 43 se muestra la clasificación de los contaminantes según las distintas fuentes de emisión de origen Antropogénico. Se observa que en la fuente de emisión más contaminante es la del transporte, que representa un 51,4 % de la contaminación total del aire. Teniendo en cuenta este dato, es fundamental que la transición del vehículo de combustión al vehículo eléctrico se realice cuanto antes, ya que se reduciría la contaminación del aire en un 51,4 %, que supondría un gran avance en la lucha contra el cambio climático. Por otro lado la generación de energía eléctrica por combustión fija

representa un 15,7% de la contaminación atmosférica, es uno de los principales objetivos de la humanidad hacer una fuerte inversión en energías renovables para poder tener una generación de energía 100% sostenible y libre de emisiones.

La implantación de puntos de recarga sostenibles ayudaría a los dos aspectos mencionados anteriormente, ya que daría al vehículo eléctrico más posibilidades de poder realizar la recarga rápido, mientras que el campo fotovoltaico aportaría al mix fotovoltaico del país. Todo esto suponiendo que los puntos de recarga sostenibles se instalan a gran escala a lo largo de todo el territorio nacional.

Fuente Emisora	Contaminante	%Relativo	Total
Transporte	CO	77,2	51,4
	Hidrocarburos	13,6	
	NOx	7,7	
	Aerosoles	0,8	
	SOx	0,7	
Combustión fija	SOx	55,0	15,7
	NOx	22,6	
	Aerosoles	16,3	
	CO	4,1	
	Hidrocarburos	2,0	
Industria	Aerosoles	36,4	14,1
	CO	30,3	
	SOx	18,9	
	Hidrocarburos	13,9	
	NOx	0,5	
Otras	CO	44,4	18,8
	Aerosoles	27,8	
	Hidrocarburos	22,4	
	NOx	4,9	
	SOx	0,5	

Tabla 43: Clasificación de los contaminantes según las fuentes de emisión. Fuente: ICAI, Departamento de Ingeniería Medioambiental. Contaminación del aire

### 5.3.2.- Impacto medioambiental de la instalación

Las gráficas siguientes únicamente evalúan el impacto medioambiental que produce el campo fotovoltaico instalado para compensar el consumo producido en la recarga de los vehículos eléctricos.

El gramo de agente contaminante por kWh generado se muestra en la Tabla 44, la tabla contempla los tres principales agentes contaminantes que se encuentran en la industria de la generación de energía eléctrica, que son el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>).

Al instalar el campo fotovoltaico descrito en este documento, se logra evitar que mensualmente se viertan sobre la atmósfera las cantidades de agentes contaminantes que se muestran en la Tabla 45, los cuales se verterían en el aire si la energía utilizada para recargar los coches eléctricos viniese de fuentes de energía no renovables.

Por último en el Gráfico 11 se representa la cantidad de agentes contaminantes que se han ahorrado al instalar el campo fotovoltaico. Cabe destacar que el agente que se ve más reducido a la hora de no utilizar fuentes de energía no renovables es el dióxido de carbono, ya que tanto el dióxido de azufre como los óxidos de nitrógeno dependen de la calidad

del combustible fósil que se esté utilizando, así como la cantidad de nitrógeno y de azufre que se encuentren en el combustible.

	Carbón	Ciclo Combinado
CO <sub>2</sub> (g/kWh)	952	345
SO <sub>2</sub> (g/kWh)	21,0	0,0
NOx (g/kWh)	3,2	0,1

Tabla 44: Gramo de agente contaminante por cada kWh producido

	Carbón	Ciclo Combinado	Total
CO <sub>2</sub> (kg)	11.193,2	4.056,3	15.249,50
SO <sub>2</sub> (kg)	246,9	0,0	246,91
NOx (kg)	37,6	1,2	38,80
Energía	4,7	Hogares	4,70

Tabla 45: Contaminación evitada al mes

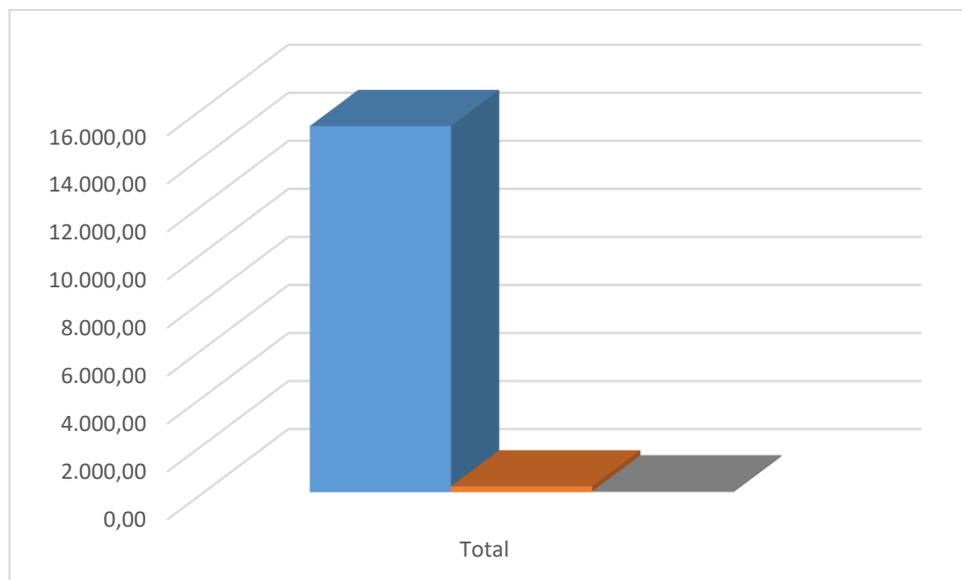


Gráfico 11: Ahorro total de agentes contaminantes atmosféricos

## Capítulo 6.- Estudio de Seguridad y Salud.

### 6.1.- Necesidad del estudio de Seguridad y Salud

Como se establece en el Real Decreto 1627/1997, cada proyecto en el cual sea necesario realizar una obra, deberá de contener en la fase de redacción del proyecto un estudio de salud y seguridad que valore los diferentes riesgos asociados.

En el documento se recogen los distintos riesgos asociados a la construcción de la instalación fotovoltaica en cubierta y su mantenimiento.

Todos los trabajadores involucrados en el proyecto deben de conocer los riesgos previstos así como las soluciones aportadas para evitar posibles accidentes.

## 6.2.- Principales riesgos asociados

Al tratarse de una instalación fotovoltaica sobre una cubierta los riesgos a evaluar se muestran a continuación.

### 6.2.1.- Riesgos asociados al trabajo en instalaciones eléctricas de Baja Tensión

Uno de los principales riesgos de trabajar en una instalación fotovoltaica, es que los generadores no se pueden desconectar, ya que comienzan a generar energía eléctrica al entrar en contacto con la radiación solar. Por lo tanto, en el caso de que el sistema de puesta a tierra no esté completo o haya un fallo en este, podría ocurrir que una parte activa entre en contacto con una de las masas metálicas produciendo un riesgo por contacto indirecto al operario.

Los trabajos en tensión son las situaciones más peligrosas a las que se pueden enfrentar los operarios, estas se pueden dar en el momento de conectar la instalación a la red, o cuando se están realizando las pruebas de puesta en marcha de los equipos de la instalación. Para evitar los accidentes laborales, los operarios deben de prestar especial atención a las medidas preventivas.

Los efectos de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano se muestran en la Figura 9. El efecto más peligroso de la corriente sobre el cuerpo humano es la fibrilación ventricular. Este fenómeno provoca que los ventrículos del corazón comiencen a pulsar frenéticamente impidiendo el bombeo de sangre y produciendo una parada cardiaca que puede acabar en el fallecimiento del afectado.

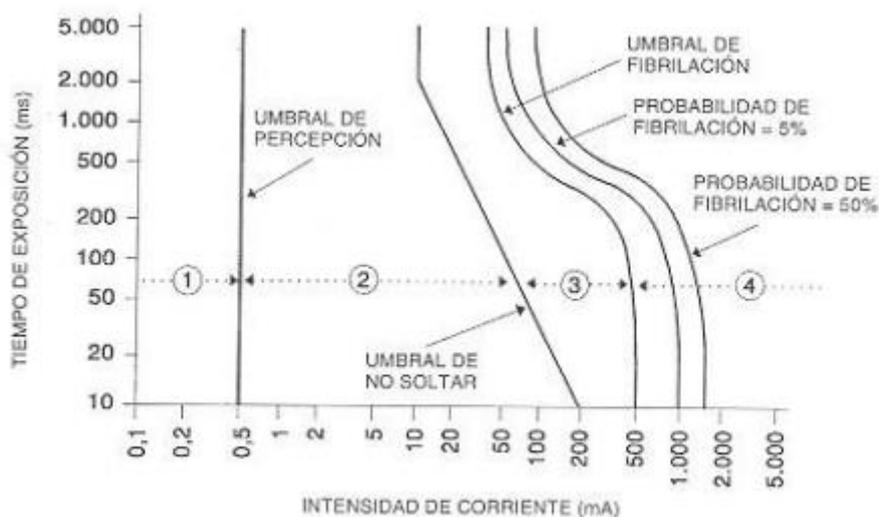


Figura 9: Efectos de la corriente sobre el cuerpo humano.

### Medidas preventivas

- Todos los operarios deben de llevar guantes aislantes a la hora de realizar trabajos eléctricos.
- En las proximidades a la instalación fotovoltaica y las zonas activas, los operarios deben de llevar botas con suela aislante.

- Disponer de un buen sistema de señalización de las zonas peligrosas, para evitar que gente no experta se acerque a las zonas de riesgo. Esto pueden ser vallas o carteles, también conocido como barreras físicas.
- Será necesario utilizar el código de colores del cableado estándar. Donde para el lado de corriente continua, el rojo es para los cables positivos y el azul para los cables negativos. Mientras que en el lado de continua se utiliza rojo para los cables de fase, azul para el neutro y verde y amarillo para los cables a tierra.

#### 6.2.2.- Riesgo de caída de operarios

Como la instalación fotovoltaica se instala en una cubierta de unos seis metros de altura, la caída de los operarios mientras realizan labores de mantenimiento y de montaje es un riesgo a tener en cuenta, ya que las caídas pueden ser fatales para la salud de los operarios.

##### *Medidas preventivas*

- Los márgenes entre los paneles solares con el borde de la cubierta son iguales o superiores a un metro.
- Como únicamente hay dos strings de paneles solares que se encuentran a una distancia próxima a un metro de distancia del borde de la cubierta, se instalará una valla protectora para evitar caídas durante las labores de montaje y mantenimiento.
- Debido a que la cubierta no es continua, sino que tiene huecos entre sí, se instalarán unas chapas metálicas entre los huecos para evitar el tropiezo de los operarios.
- Habrá una zona bien marcada por la cual los operarios deben de ir, además la instalación se diseñará de tal manera que el acceso a los paneles sea sencillo a la vez que seguro.
- Los operarios deben de llevar casco en todo momento, para proteger la cabeza en caso de caída.

#### 6.2.3.- Riesgo de caída de objetos

Al encontrarse la instalación en la cubierta, es posible que durante el montaje se puedan caer objetos, lo cual supone un riesgo para los operarios y para las personas que estén tramitando el centro comercial.

##### *Medidas preventivas*

- Durante el periodo de tiempo que se esté instalando la planta fotovoltaica, en la parte inferior, justo debajo de la cubierta, se impedirá el paso al público, delimitando la zona con vallas para evitar lesiones por caída de objetos.
- Al terminar la instalación en el borde de la cubierta se pondrá una pequeña barrera física lo suficientemente elevada como para garantizar que los objetos no se caigan.

#### 6.2.4.- Riesgo de interferencias con las máquinas

Como hay una parte de la estación de recarga que requiere el uso de maquinaria de excavación, los operarios deberán de tener especial cuidado cuando la máquina esté funcionando.

##### *Medidas preventivas*

- Uso de casco para evitar que escombros golpeen en la cabeza

- Uso de gafas de protección para evitar que escombros golpeen o se introduzcan en el ojo.
- El operario debe de guardar una distancia de seguridad considerable cuando las máquinas se encuentren funcionando.

## Anexo I.- Pliego de Condiciones Técnicas

### 1.1.- Objeto

El Pliego de Condiciones Técnicas tiene como objetivo establecer las condiciones técnicas mínimas que deben de tener las estaciones de recarga sostenibles conectadas a la red. Este apartado pretende ser una guía para los instaladores de los equipos que componen el campo fotovoltaico.

Este extracto está basado en el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, con adiciones basadas en el REBT respecto a los requerimientos mínimos que deben de tener los puntos de recarga.

### 1.2.- Generalidades

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

### 1.3.- Diseño

#### 1.3.1.- Diseño del generador fotovoltaico

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que

han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

### Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la Tabla 46. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

Tabla 46: Pérdidas admisibles. Fuente: PCT IDAE

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

#### 1.3.2.- Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

### 1.4.- Componentes y materiales

#### 1.4.1.- Generalidades

Se ha de asegurar como mínimo un grado de aislamiento eléctrico de clase I, en lo que afecta tanto a equipos como a materiales. En el caso del cableado de continua, los cables serán de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

#### 1.4.2.- Sistemas generadores fotovoltaicos

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

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3$  % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

#### 1.4.3.- Estructura de soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

#### 1.4.4.- Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### 1.4.5.- Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

#### 1.4.6.- Conexión a red

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

#### 1.4.7.- Medidas

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

#### 1.4.8.- Protecciones

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

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

#### 1.4.9.- Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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

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

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

#### 1.4.10.- Armónicos y compatibilidad electromagnética

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

#### 1.4.11.- Medidas de seguridad

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

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

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

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

## Anexo II.- Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (de ahora en adelante ODSs), son diez y siete objetivos globales que la Organización de Naciones Unidas, ONU, propuso el 25 de septiembre de 2015 con el objetivo de cumplir todos ellos llegado el año 2030. Para lograr cumplir todos los objetivos todas las personas, empresas y gobiernos deben de trabajar juntos, en caso contrario, será prácticamente imposible alcanzar estos objetivos para el año 2030.

Los ODSs se muestran en la Ilustración 13. Estos se pueden dividir en tres grandes bloques, que son el medioambiental, el social y el económico. El proyecto interactúa con dos objetivos, que son el séptimo: Energía asequible y no contaminante, y el décimo tercero: Acción por el Clima.



Ilustración 13: Objetivos de Desarrollo Sostenible

El ODS con el más se identifica el proyecto es el décimo tercero, Acción por el Clima. Este objetivo se basa en tomar acción rápida y urgente para combatir el cambio climático, para lograr este objetivo se deben de eliminar los principales focos de contaminación

medioambiental. Algunas de las medidas puede ser la transición hacia una generación renovable a la par que hacia un transporte cien por cien eléctrico y sin emisiones.

El objetivo del proyecto es estudiar la viabilidad económica de la instalación de puntos de recarga sostenibles para para implantarlos a gran escala para montar una red de puntos de recarga a lo largo del territorio nacional facilitando la transición del vehículo de combustión al vehículo eléctrico. Como se ha mencionado anteriormente en el proyecto, uno de los grandes problemas del vehículo eléctrico es la autonomía junto a la dificultad de encontrar puntos de recarga, si se logran instalar estos puntos de recarga, no solucionaría todas las desventajas del vehículo eléctrico frente al de combustión, pero sí que se facilitaría la transición hacia una movilidad eléctrica.

El proyecto desarrollado intenta realizar un punto de recarga sostenible, el cual compensa los kWh consumidos en la recarga de los vehículos eléctricos, con los kWh generados por el campo fotovoltaico conectado tanto a la red como a los puntos de recarga. Esto es fundamental, ya que si todos los vehículos del mercado fuesen eléctricos, la red eléctrica no podría soportar el incremento en la demanda, y para hacerlo tendría que aumentar la energía generada, que probablemente sería aumentar la generación de las fuentes no renovables, como puede ser la nuclear o el ciclo combinado. Aumentar la generación de estas dos últimas provocaría el efecto adverso de lo que busca el ODS décimo tercero. Además la instalación de plantas fotovoltaicas para intentar compensar la energía consumida por los cargadores de los vehículos también aportará al mix energético del país, siempre y en cuanto el proyecto se realice a gran escala y se instalen múltiples campos fotovoltaicos.

Como la instalación se encuentra conectada a la red eléctrica cuando haya exceso de energía, esta energía sobrante se verterá en la red eléctrica, y dependiendo del tipo de instalación del punto de recarga, esta energía se podrá utilizar como compensación por excedentes o se podrá vender en el mercado eléctrico al precio del kWh. En el caso de que se instalen múltiples puntos de recarga como este, los excedentes de energía que aporten a la red contribuirán también al mix energético del país, ayudando a la transición hacia una generación de energía libre de emisiones.

Para cuantificar los efectos de un punto de recarga sostenible sobre el clima, se van a utilizar los datos recogidos en la realización del proyecto que contiene este documento.

Para comenzar, si no se instalase el campo fotovoltaico, la recarga de los vehículos eléctricos podría ser realizada con energía no renovable, es cierto que la energía utilizada podría venir de fuentes renovables, pero para cuantificar el impacto se supone que la energía proviene de fuentes no renovables. El campo fotovoltaico de la instalación genera 11.758 kWh al mes de promedio, lo que implica que genera 141.096 kWh al año, si esta energía fuese generada por fuentes no renovables como el ciclo combinado el dióxido de carbono vertido en la atmósfera al mes sería 4.056,3 kg, lo que implica que al año se verterían 48.675,6 kg de CO<sub>2</sub> en la atmósfera. Por otro lado si la generación de la energía producida por el campo fotovoltaico fuese generada en una central de carbón, la cantidad de CO<sub>2</sub> expulsado a la atmósfera sería 11.193,2 kg al mes, lo que supondría 134.318,4 kg de CO<sub>2</sub> al año.

El otro efecto positivo sobre el medioambiente sería el aumento en la compra de vehículos eléctricos debido al aumento de puntos de recarga, aunque parezca que no está correlacionado, sí que guardan relación, actualmente en España hay muy pocos puntos de recarga, y hay menos puntos de recarga que puedan realizar la recarga rápida del vehículo. Si los puntos de recarga aumentan, el problema de la autonomía de los vehículos

disminuye y por lo tanto habrá más compras de vehículos eléctricos. Como se muestra en la Tabla 43, la contaminación del aire producida en el transporte es del 51,4%, no por instalar más puntos de recarga se eliminará esta contaminación producida por los transportes, pero sí que se verá reducida de manera significativa si aparece el número suficiente de vehículos eléctricos en las carreteras.

## Anexo III.- Fichas Técnicas Equipos de la instalación Módulos fotovoltaicos

→ [www.atersa.com](http://www.atersa.com)



**Optimum**  
*nueva gama*



Módulo solar (72 células 6")  
**A-xxxM GS (360/365/370/375 W)**

- **Optimize sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento (80% potencia de salida).

Para una información más detallada de los términos de la garantía, consulte  
→ [www.atersa.com](http://www.atersa.com)

Módulos fotovoltaicos para el futuro


**A-xxxM GS (ES) xxx = potencia**

Características eléctricas	A-360M GS	A-365M GS	A-370M GS	A-375M GS
Potencia Máxima (P <sub>max</sub> )	360 W	365 W	370 W	375 W
Tensión Máxima Potencia (V <sub>mp</sub> )	39.60 V	39.85 V	40.10 V	40.50 V
Corriente Máxima Potencia (I <sub>mp</sub> )	9.10 A	9.16 A	9.23 A	9.27 A
Tensión de Circuito Abierto (V <sub>oc</sub> )	47.70 V	47.95 V	48.20 V	48.45 V
Corriente en Cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	9.80 A	9.85 A	9.90 A	9.95 A
Eficiencia del Módulo (%)	18.55	18.81	19.07	19.33
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5			
Máxima Serie de Fusibles (A)	15			
Máxima Tensión del Sistema (DC)	DC 1000 V			
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2			

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: irradiancia de 1000 w/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.  
Tolerancia máxima STC: ±2% (P<sub>mp</sub>); ±0.05% (V<sub>oc</sub>, V<sub>mp</sub>, I<sub>mp</sub>);  
Clase de Clase A++ solar con valor (IEC 61646-2) con, permitiendo un aumento y variación de la potencia +/- 2%

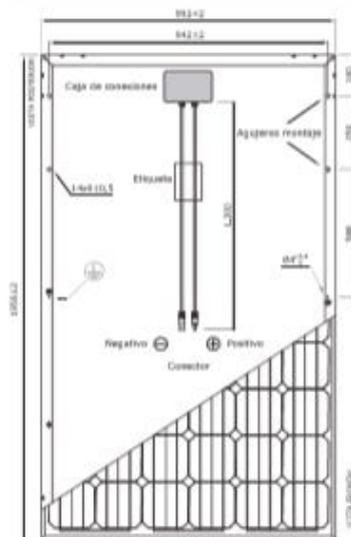
**Especificaciones mecánicas**

Dimensiones (± 2 mm.)	1956*992*40 mm.
Peso (± 5 %)	20.9 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	2400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

**Materiales de construcción**

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Crystal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 pzas (6x12)/Monocristalina /156.75 x 156.75 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /platea
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	1.200 mm, 14 mm <sup>2</sup> /MC4 compatible/IP67

(\*) Con capa anti-reflexante

**Vista genérica construcción módulo**


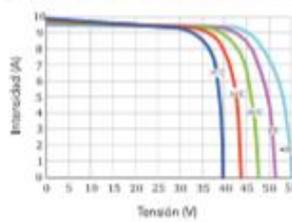
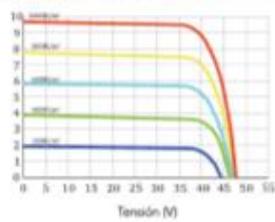
NOTA: El dibujo no está a escala.

**Características de temperatura**

Coef. Temp. de I <sub>sc</sub> (TK I <sub>sc</sub> )	0.08558% /°C
Coef. Temp. de V <sub>oc</sub> (TK V <sub>oc</sub> )	-0.29506% /°C
Coef. Temp. de P <sub>max</sub> (TK P <sub>max</sub> )	-0.39001% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

**Embalaje**

Módulos/paleta	26 pzas
Palets/contenedor 40' HQ	24 palets
Módulos/contenedor 40' HQ	624 pzas
Palets/contenedor 20'	9 palets
Módulos/contenedor 20'	234 pzas

**Temperatura Varia (A-360M GS)**

**Irradiancia Varia (A-360M GS)**


NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.



100TL

Diferentes versiones para elegir

Ingeteam ha creado dos versiones distintas para poder satisfacer todas las necesidades de sus clientes:

- Versión STD
- Versión PRO

Versiones disponibles	Versión STD	Versión PRO
Bornas DC	✓	
Conectores fotovoltaicos <sup>1</sup>		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo 2	✓	✓
Descargadores AC, tipo 2	✓	✓
Fusibles DC		✓ <sup>2</sup>
Kil de medida de corrientes		✓

Notas: <sup>1</sup>No necesita herramientas de crimpado <sup>2</sup>Fusibles de 1.500 V, solo para el polo positivo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,1%.
- Comunicaciones Ethernet y WI-FI de serie.
- Webserver Integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.
- Compatible fuentes de alimentación nocturna.
- 4 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMO (para mercado australiano).

PROTECCIONES

- Polaridad inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-Isa con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores tipo 2.
- Sobretensiones DC con descargadores tipo 2.

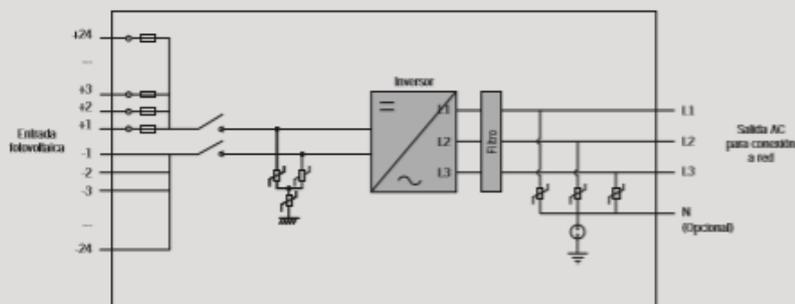
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kil de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.
- Fusibles DC para el polo negativo.

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

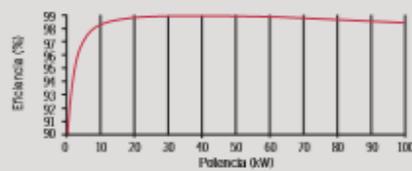
3Play TL versión PRO



100TL						
<b>Valores de Entrada (DC)</b>						
Rango pot. campo PV recomendado	56 - 80,2 kWp	91,1 - 130,5 kWp	96,2 - 137,8 kWp	101,2 - 145 kWp	106,3 - 152,3 kWp	111,3 - 159,5 kWp
Rango de tensión MPPT <sup>1)</sup>	513 - 850 V	513 - 850 V	511,5 - 850 V	570 - 850 V	598,5 - 850 V	627 - 850 V
Tensión máxima <sup>2)</sup>	1.100 V					
Corriente máxima <sup>3)</sup>	185 A					
Corriente de cortocircuito	240 A					
Entradas (STD / PRO)	1 / 24					
MPPT	1					
<b>Valores de Salida (AC)</b>						
Potencia nominal	55,3 kW	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Máx. temperatura a potencia nominal <sup>4)</sup>	50 °C					
Corriente máxima	145 A					
Tensión nominal	220 V	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red <sup>5)</sup>	TT / TN					
Factor de Potencia	1					
Factor de Potencia ajustable <sup>6)</sup>	SI 0 - 1 (capacitivo / inductivo)					
THD <sup>7)</sup>	<3%					
<b>Rendimiento</b>						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,5%					
<b>Datos Generales</b>						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	570 m <sup>3</sup> /h					
Consumo en stand by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	1.000 mA					
Altitud máxima <sup>8)</sup>	3.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm <sup>2</sup> (sin cable) Conexión DC (STD): Máxima sección: 300 mm <sup>2</sup> (sin cable) Conexión DC (PRO): 6 mm <sup>2</sup> (24 pares de conectores PV Stick) Permite el cableado en cable y aluminio, tanto en DC como en AC					
Marca	CE					
Normativa EMC y de seguridad	IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62103, IEC 61000-3-12, EN50178, FCC Part 15, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68, IEC 60529					
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50649, CEI 0-21, CEI 0-36 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, P.0.12.3, AS4777.2, BDNW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

Notas: <sup>1)</sup>  $V_{mppt,max}$  es para condiciones nominales ( $V_{dc}=1$  p.u. y Factor de potencia=1).  $V_{mppt,max}$  dependerá de la tensión de red ( $V_{ac}$ ), de acuerdo con esta relación:  $V_{mppt,max}=1,425 \cdot V_{ac}$ . <sup>2)</sup> El inversor no entra en funcionamiento hasta que  $V_{dc} < 1.000$  V. Si se han instalado los fusibles de DC para el polo negativo, la tensión máxima DC es de 1.000 V. <sup>3)</sup> La corriente máxima por conector PV es 11 A para la versión PRO. <sup>4)</sup> Por cada °C de aumento, la potencia de salida se reducirá un 2,3%. <sup>5)</sup> Estas unidades deberán conectarse a una red trifásica en estrella con neutro aterrado. No pueden ser conectadas a redes IT. <sup>6)</sup> Rango de ajuste extendido para puntos de trabajo nominales. <sup>7)</sup> Para potencia y tensión AC nominales de acuerdo con la norma IEC 61000-3-4. <sup>8)</sup> Por encima de 1.000 m, la temperatura máxima para entregar potencia nominal se reduce a razón de 5,5°C por cada 1.000 m adicionales.

Rendimiento INGECON® SUN 100TL  $v_{dc} = 570$  V



Dimensiones y peso (mm)



100TL STD  
75 kg.  
100TL PRO  
78 kg.

Estructura



**PLAZO DE ENTREGA INMEDIATO**

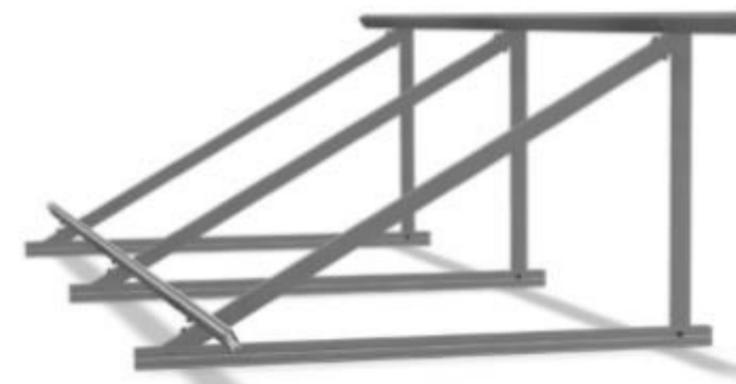
# CVE915XL Premontado



Triángulo plegado premontado



Triángulo abierto premontado. Fijación al suelo a 90°.



Perfiles completamente mecanizados, embalados y listos para su montaje.

### Cargas y Características técnicas:

Peso propio paneles	121 N/m <sup>2</sup>
Sobrecarga de uso	No está prevista ni para mantenimiento
Viento	España 29 m/s Eurocódigo 1 Portugal 27 m/s Eurocódigo 1
Periodo retorno	10 años
Altura máxima	España 5 m. / Portugal 8 m.
Categoría del terreno	III. Áreas con recubrimiento regular de vegetación o edificios u obstáculos aislados con separación máxima de 20 veces la altura del obstáculo (por ejemplo, pueblos, terreno suburbano, bosques)
Carga de nieve	Válido para España y Portugal para zona III. 200 N/m <sup>2</sup>

### MATERIALES

Perfilería de aluminio	EN AW 6005A T6.
Tornillería	Tornillería acero inoxidable A2-70

### Cláusulas:

- (1) El montador de una instalación fotovoltaica debe garantizar antes del montaje que la cubierta soporta las cargas transmitidas, para su correcta instalación.
- (2) Se deberán respetar todas las recomendaciones indicadas en los planos de montaje.
- (3) Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.
- (4) Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- (5) Se deberá seguir el plan de mantenimiento que proporciona Sunfer.
- (6) Documentos relacionados:
  - Plano de montaje.
  - Manual de montaje.
  - Reacciones y anclajes.
  - Certificado de garantía.
- (7) Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.



Presor central



Presor lateral

**CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR :**

- Válido para módulos de 33 hasta 50 mm. de espesor.
- Fácil montaje.

### Válido para :

- Cubierta plana de hormigón.
- Subestructura.
- Suelo.

Disponibilidad de tuercas antirrobo.  
Opción de aluminio acabado en crudo y anodizado.

Material 100% reciclable.

**Cómoda instalación.**

Garantía: Hasta 25 años\*

\*Ver condiciones especiales de garantía.



TODO PREMONTADO



**SUNFER ENERGY STRUCTURES**

**FICHA TÉCNICA**

**Hoja de características del producto**  
Características

**LV426718**

circuit breaker Compact NSXm Micrologic Vigi 4.1  
160A 4P 25kA - EverLink



**Principal**

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSXm Micrologic Vigi 4.1
Nombre corto del dispositivo	NSXm 160B
Tipo de producto o componente	Interruptor automático de protección contra fugas a tierra
Aplicación del dispositivo	Distribución Protección

**Complementario**

[In] Corriente nominal	160 A
Descripción de los polos	4P 4R
Posición de neutro	Izquierda
Tipo de control	Maneta
Modo de montaje	Mediante tornillos - tipo de cable: placa) Ajustable en clip - tipo de cable: carril DIN)
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Capacidad de corte	B 25 kA 416 V CA
[Icu] rated ultimate breaking capacity	Icu 60 kA en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 Icu 25 kA en 380...416 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 Icu 20 kA en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ue] Tensión nominal de empleo	440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	60 kA en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 25 kA en 380...416 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 20 kA en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a IEC 60947-2
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	600 V acorde a IEC 60947-2
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Unidad de control	Micrologic 4.1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Funciones de protección de unidad de control	LSolR
Calibre de la unidad de disparo	160 A en 40 °C
Tipo de protección	Prot.cont.cortoc. (per.corto) Prot.contra cortocirc.(inst.) Proteção de fuga à terra Prot.cont. sobrec. (per.largo)
Memoria térmica	20 minutos antes y después de desconexión
Intervalo de ajuste de detección a largo plazo	0,4...1 x pol
[Tr] ajuste de retardo de larga duración	6 s en 7.2 x Ir 8 s en 6 x Ir 200 s en 1.6 x Ir
Tipo de ajuste de detección de Isd de corto retardo	9 regulaciones
[Isd] intervalo de ajuste de detección a corto plazo	1.6...10 x Ir
Tipo de ajuste de retardo de corta duración	Fijo
Instantaneous pick-up range	2000 A
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA para clase A 100 mA para clase A 300 mA para clase A 600 mA para clase A 1000 mA para clase A 30 mA para clase AC 100 mA para clase AC 300 mA para clase AC 600 mA para clase AC 1000 mA para clase AC 3000 mA para clase AC 6000 mA para clase AC
[ΔI] ajuste de sensibilidad de fugas a tierra de corriente residual	300 mA 6 A 3 A 600 mA 1 A 100 mA 30 mA
[Δt] ajuste de retardo de fugas a tierra de corriente residual	0 ms 60 ms 160 ms 600 ms 1000 ms
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
Pasos de 9 mm	12 módulo
Paso de conexión	36 mm con travesaños 27 mm sin travesaños
Conexiones - terminales	1 Terminal EverLink 2,6...70 mm², filamentos finos cobre 1 Terminal EverLink 2,6...96 mm², rígido aluminio/cobre
Par de apriete	6 N.m para 2,6...10 mm² 9 N.m para 16...96 mm²
Señalizaciones en local	Presencia de contactos auxiliares, estado 1 bandera - tipo de cable: verde)
Número de ranuras	1 ranura(s) para interruptor del auxiliar OF 1 ranura(s) para interruptor de la alarma SD 1 ranura(s) para bobina de disparo MN or MX
Power wire stripping length	20 mm

## Entorno

Etiquetas de calidad	CE
Normas	EN/IEC 60947
Certificaciones de producto	CCC EAC

Color	Gris - tipo de cable: RAL 7016)
Grado de protección IP	Tapa frontal, estado 1 IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m sin disminución 6000 m con restricciones
Mechanical durability	20000 ciclos acorde a IEC 947-1 Annex K ed 5.2 In
Electrical durability	10000 ciclos acorde a IEC 947-1 Annex F ed 5.2 para In en 440 V
Altura	144 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	80 mm
Peso del producto	1,63 kg

#### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
Perfil de circularidad	<a href="#">Información de fin de vida útil</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

## Protección diferencial surtidor 50 kW

### Hoja de características del producto **A9R31491** Características iID 4P - 100A - 30mA - SI



#### Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	100 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

#### Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 60/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión $I_n$ de corte	$I_{dm}$ 1600 A $I_{im}$ 1600 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	600 V CA 60/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Camil DIN
Pasos de 9 mm	8

14-jan-2020

Una solución Schneider

1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,6 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...36 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simple arriba o abajo1...26 mm <sup>2</sup> Flexible Terminal simple arriba o abajo1...26 mm <sup>2</sup> flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,6 N.m arriba o abajo

### Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60629 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60629
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...86 °C

### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACh	<a href="#">Declaración de REACh</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

### Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Protección magnetotérmica cargadores 11 y 22 kW

### Hoja de características del producto

#### Características

**A9P54340**

Acti9 iC40N - disyuntor - 3P - 40A - Curva C - 6000A/10kA



#### Principal

Gama	Acti9
Nombre del producto	Acti9 iC40
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC40N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Número de polos protegidos	3
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10 kA Icu en 400 V CA 60/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 6000 A Icn en 400 V CA 60/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
Poder de seccionamiento	Sí acorde a EN/IEC 60947-2
Etiquetas de calidad	OVE AENOR

#### Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	400 V CA 60/60 Hz
Límite de enlace magnético	6...10 x In acorde a EN/IEC 60898-1 8 x pol +/- 20 % acorde a EN/IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	6000 A 100 % Icn en 400 V CA 60/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 7,6 kA 75 % Icn en 400 V CA 60/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
Clase de limitación	3 acorde a EN/IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	440 V CA 60/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	4 kV acorde a EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí

19-jun-2020

Low On | Schneider

1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado Indicador de disparo
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	6
Altura	86 mm
Anchura	64 mm
Profundidad	74 mm
Peso del producto	340 g
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel arriba o abajo1...10 mm² Flexible Terminales de tipo túnel arriba o abajo1...16 mm² rígido
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	2 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

### Entorno

Normas	EN/IEC 60898-1 EN/IEC 60947-2
Certificaciones de producto	BV RINA DNV
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60629 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60629
Grado de contaminación	3 acorde a EN/IEC 60947-2
Humedad relativa	96 % en 56 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-26...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...86 °C

### Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Peso del paquete 1	0,370 kg
Paquete 1 Altura	0,740 dm
Paquete 1 ancho	0,640 dm
Paquete 1 Longitud	0,940 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BS1
Número de unidades en el paquete 2	4
Peso del paquete 2	1,639 kg
Paquete 2 Altura	9 cm
Ancho del paquete 2	8 cm
Longitud del paquete 2	23 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	44
Paquete 3 Peso	17,76 kg
Paquete 3 Altura	30 cm

Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico <b>¡</b> nunca terminar en un contenedor de basura.

## Protección magnetotérmica cargador 50 kW

### Hoja de características del producto

#### Características

**A9N18367**  
C120N - circuit breaker - 3P - 100A - C curve



#### Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C120N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Número de polos protegidos	3
[In] Corriente nominal	100 A en 30 °C
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 375 V CC acorde a EN/IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2

#### Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	<= 375 V CC 380...415 V CA 50/60 Hz 220...240 V CA 50/60 Hz 440 V CA 50/60 Hz 230...400 V CA 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7600 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V CA 50/60 Hz 4,6 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 440 V CA 50/60 Hz 7,6 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 380...415 V CA 50/60 Hz 16 kA 75 % acorde a EN/IEC 60947-2 - 220...240 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a EN/IEC 60947-2 - <= 375 V CC

19-jan-2020

Libro de Schneider

1

Anexo Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Clase de limitación	3 acorde a EN/IEC 60947-2
[U] Tensión nominal de aislamiento	600 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 36 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	NO
Pasos de 9 mm	9
Altura	81 mm
Anchura	81 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,616 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	6000 ciclos acorde a IEC 60947-2
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel 1...60 mm <sup>2</sup> rígido Terminales de tipo túnel 1,6...36 mm <sup>2</sup> Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	16 mm
Par de apriete	3,6 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

### Entorno

Normas	EN/IEC 60947-2 EN/IEC 60898-1
Certificaciones de producto	EAC
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...86 °C

### Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Peso del paquete 1	0,679 kg
Paquete 1 Altura	0,760 dm
Paquete 1 ancho	0,800 dm
Paquete 1 Longitud	0,860 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	4
Peso del paquete 2	2,381 kg
Paquete 2 Altura	10 cm
Ancho del paquete 2	9 cm
Longitud del paquete 2	33 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03

Número de unidades en el paquete 3	24
Paquete 3 Peso	14,773 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

### Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

### Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

## Protección diferencial cargador 50 kW

### Hoja de características del producto **A9R31491** **Características** iID 4P - 100A - 30mA - SI



#### Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	100 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

#### Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión $I_n$ de corte	I <sub>dm</sub> 1600 A I <sub>m</sub> 1600 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	600 V CA 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8

14-jun-2020

Libro On | Schneider

1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,6 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...36 mm <sup>2</sup> rígido Terminal simple arriba o abajo1...26 mm <sup>2</sup> Flexible Terminal simple arriba o abajo1...26 mm <sup>2</sup> flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,6 N.m arriba o abajo

### Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envoltorio modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...86 °C

### Sostenibilidad de la oferta

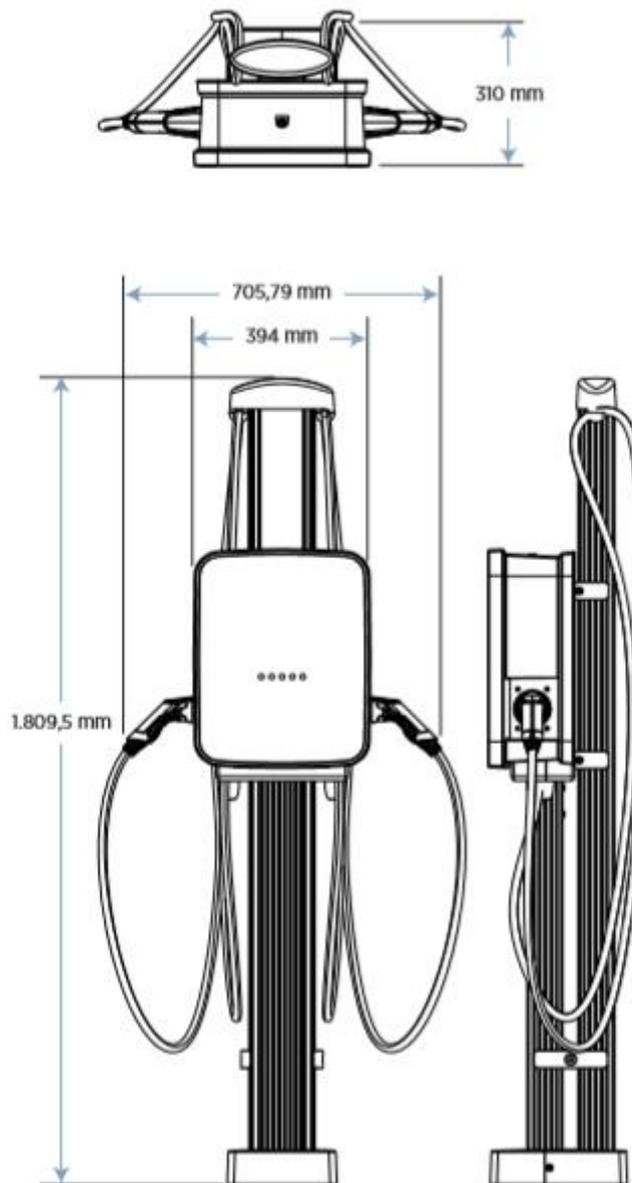
Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

### Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

**Montaje en pedestal  
con juego de gestión de cables**

CP43x1



## Especificaciones

Entrada eléctrica	Un puerto			Dos puertos		
	Corriente de entrada	Conexión de potencia de entrada	Interruptor de panel de servicio requerido	Corriente de entrada	Conexión de potencia de entrada	Interruptor de panel de servicio requerido
44 kW en circuito compartido*	N/D	N/D	N/D	3Ø 63 A	Un circuito derivado independiente de 3Ø 63 A	4 polos 63 A
44 kW estándar	N/D	N/D	N/D	3Ø 32 A x 2	Dos circuitos derivados independientes de 3Ø 32 A	4 polos 32 A x 2
22,2 kW en circuito compartido*	N/D	N/D	N/D	3Ø 32 A	Un circuito derivado de 3Ø 32 A	4 polos 32 A
22,2 kW con selección de potencia	3Ø 32 A	Un circuito derivado de 3Ø 32 A	4 polos 32 A	3Ø 16 A x 2	Dos circuitos derivados independientes de 3Ø 16 A	4 polos 16 A x 2
11,1 kW en circuito compartido* con selección de potencia	N/D	N/D	N/D	3Ø 16 A	Un circuito derivado de 3Ø 16 A	4 polos 16 A
11,1 kW con selección de potencia	3Ø 16 A	Un circuito derivado de 3Ø 16 A	4 polos 16 A	N/D	N/D	N/D
14,8 kW con selección de potencia	N/D	N/D	N/D	1Ø 32 A x 2	Dos circuitos derivados independientes de 1Ø 32 A	2 polos 32 A x 2
7,4 kW en circuito compartido* con selección de potencia	N/D	N/D	N/D	1Ø 32 A	Un circuito derivado de 1Ø 32 A	2 polos 32 A
7,4 kW con selección de potencia	1Ø 32 A	Un circuito derivado de 1Ø 32 A	2 polos 32 A	1Ø 16 A x 2	Dos circuitos derivados independientes de 1Ø 16 A	2 polos 16 A
3,7 kW con selección de potencia	1Ø 16 A	Un circuito derivado de 1Ø 16 A	2 polos 16 A	N/D	N/D	N/D
RCD del panel de servicio	La guía de instalación brinda instrucciones sobre el uso de los disyuntores RCD y MCB en el panel					
Cableado: estándar	5 cables (N1, N2, N3, N, conexión a tierra)			2 x 5 cables (N1, N2, N3, N, conexión a tierra)		
Cableado: circuito compartido	N/D			1 x 5 cables (N1, N2, N3, N, conexión a tierra)		
Potencia de la estación	8 W típica (en suspenso), 15 W máxima (en funcionamiento)					
Equilibrado de la fase de entrada*	Para disminuir la falta de sincronía de la red eléctrica durante la carga de coches monofásicos, se realiza el equilibrado de la fase para las estaciones de dos puertos al momento de la instalación					

\* El circuito compartido y el equilibrado de la fase requieren el Juego de Gestión de Potencia (CP4300-PMGMT).

Salida eléctrica (las clasificaciones de potencia dependen de la configuración de la instalación)	Un puerto	Dos puertos
	44 kW en circuito compartido*	N/D
44 kW estándar	N/D	22,2 kW (3Ø 400 V de CA a 32 A) x 2
22,2 kW en circuito compartido* con selección de potencia	N/D	22,2 kW (3Ø 400 V de CA a 32 A) x 1 o bien 11,1 kW (3Ø 400 V de CA a 16 A) x 2
22,2 kW con selección de potencia	22,2 kW (3Ø 400 V de CA a 32 A) x 1	11,1 kW (3Ø 400 V de CA a 16 A) x 2
11,1 kW en circuito compartido* con selección de potencia	N/D	11,1 kW (3Ø 400 V de CA a 16 A) x 1 o bien 5,5 kW (3Ø 400 V de CA a 8 A) x 2
11,1 kW con selección de potencia	11,1 kW (3Ø 400 V de CA a 16 A) x 1	N/D
14,8 kW con selección de potencia	N/D	7,4 kW (1Ø 230 V de CA a 32 A) x 2
7,4 kW en circuito compartido* con selección de potencia	N/D	7,4 kW (1Ø 230 V de CA a 32 A) x 1 o bien 3,7 kW (1Ø 230 V de CA a 16 A) x 2
7,4 kW con selección de potencia	7,4 kW (1Ø 230 V de CA a 32 A) x 1	3,7 kW (1Ø 230 V de CA a 16 A) x 2
3,7 kW con selección de potencia	3,7 kW (1Ø 230 V de CA a 16 A) x 1	N/D

\* El circuito compartido y el equilibrado de la fase requieren el Juego de Gestión de Potencia (CP4300-PMGMT).

### Interfaces funcionales

Tipo de enchufe	IEC 62196-2 tipo 2 (32 A)
Pantalla de LCD	145 mm (5,7 in) a todo color, 640 x 480, 30 fps, video de movimiento completo, matriz activa, con protección UV
Longitud del cable	5.500 mm
Sistema de gestión de cables elevado	Gestión de cables de 1.830 mm
Interfaz de usuario	Botones táctiles capacitivos
Lector de tarjetas	RFID: ISO 15693, ISO 14443, NEMA EVSE 1.2-2015 (U <sub>p</sub> ) Apoyar para cargar (NFC desde Apple y Android en los países que está disponible)
Bloqueo de hoister	Sí

### Funciones de seguridad y conectividad

RCD	30 mA, tipo A
Detección de falla de CC	Electrónica, I <sub>Δn</sub> CC ≥6 mA
Detección de desenchufe	Sí
Precisión de mediciones de potencia	Conforme a la Directiva de Instrumentos de Medida
Intervalo de almacenamiento/ informe de potencia	15 min, alineado con la hora
Red de área extendida	3G GSM
Eichrecht	Se espera en noviembre de 2018

### Clasificaciones de seguridad y funcionamiento

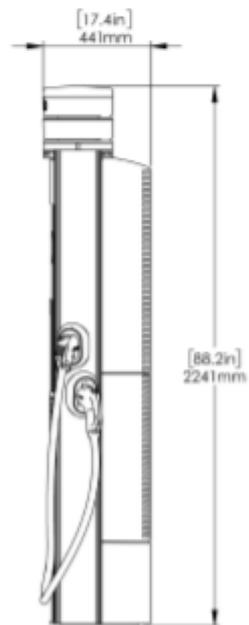
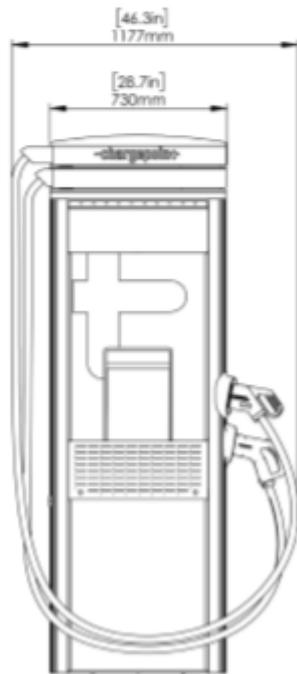
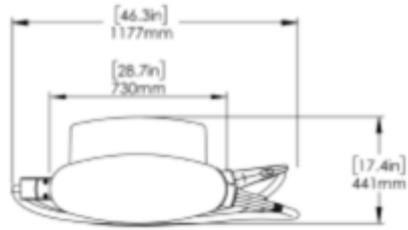
Clasificación de la carcasa	IP 44, IKB
Cumplimiento de seguridad	IEC 61851-1 (ed. 3.0, 2017), Renault Z.E. Ready 1.2b, LVD 2014/35/UE
Protección contra sobretensión	4 kV a 3.000 A. En áreas geográficas con mayor frecuencia de tormentas eléctricas, se recomienda colocar una protección complementaria contra la sobretensión en el panel de servicio
Cumplimiento con la compatibilidad electromagnética (CEM)	EMCD 2014/30/UE, RED 2014/53/UE
Temperatura de funcionamiento a máxima potencia	De -30 °C a 50 °C; puede implementarse la reducción de la potencia de salida
Temperatura de almacenamiento	De -40 °C a 60 °C
Humedad de funcionamiento	Hasta el 85 % a 50 °C sin condensación
Humedad cuando no está en funcionamiento	Hasta el 95 % a 50 °C sin condensación

\* Se espera la certificación EVReady y ZE:Ready para noviembre.

ChargePoint, Inc. se reserva el derecho de alterar especificaciones y ofertas de productos en cualquier momento y sin notificación previa, y no será responsable de ningún error gráfico ni tipográfico que pueda figurar en este documento.

Cargador 50 kW

**Express 250**



## Especificaciones de Express 250

### Entrada eléctrica de la estación

Clasificación de entrada	400V AC, trifásica, 96A, 50 Hz 480V AC, trifásica, 80A, 60 Hz
Cableado	L1, L2, L3, neutro y conexión a tierra

### Salida eléctrica de la estación

Potencia máxima de salida	62,5 kW
Voltaje de salida, carga	200–1.000 V de CC
Corriente máxima de salida	156A
Cant. máx. de Power Modules por estación	2

### Salida eléctrica por cada par de estaciones

Potencia máxima de salida por par	125 kW
Corriente máxima de salida por par	CCS1: 174A or 200A, CCS2: 200A CHAdeMO US: 140A EU: 125A

### Power Module

Potencia máxima de salida de cada uno	31,25 kW
Corriente máxima de salida de cada uno	78A
Eficiencia de la conversión del Power Module	> 95%
Factor de potencia	0,99 con carga completa
Armónicos	iTHD < 5% (cumple con los requisitos de la norma IEEE 519)
Refrigeración del Power Module	Tecnología de refrigeración líquida

exZhelent SOLAR
CABLES CORRIENTE CONTINUA  
Conexión para paneles fotovoltaicos



**EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC**

Conductor : Conductor estañado clase 5 para servicio móvil (-F)  
 Aislación : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)  
 Cubierta : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)  
 Norma Constructiva : AENOR EA 0038  
**TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.**

Norma Nac / Europea : UNE-EN 60332-1-2  
 UNE-EN 50226-2-4  
 UNE-EN 50267  
 UNE EN 61034-2

Internacional : IEC 60332-1-2  
 IEC 60332-3-24  
 IEC 60754  
 IEC 61034-2





La serie de cables EXZHELLENT SOLAR (AS), está constituida por cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua (cc)

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (pV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:

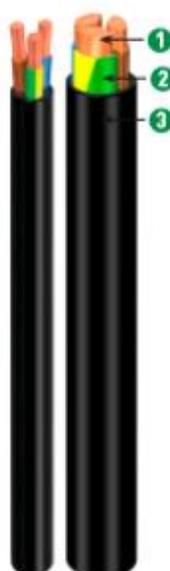
- :: Servicio móvil.
- :: Alta seguridad. Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.
- :: Resistencia a la intemperie.
- :: Trabajo a muy baja temperatura (-40°C)
- :: Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales.
- :: Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una vida útil de 30 años.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC					
SECCIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR	PESO	RADIO MÍNIMO CURVATURA	RESISTENCIA MAX DEL CONDUCTOR	INTENSIDAD ALAIRE / 40°C
mm <sup>2</sup>	mm	kg/Km	mm	Ohm/km	A
1x2,5	5,0	50	20	8,21	41
1x4	5,6	60	23	5,08	55
1x6	6,3	80	26	3,39	70
1x10	7,9	140	32	1,95	96
1x16	8,8	200	35	1,24	132

\*OTROS CALIBRES, REALIZAR CONSULTA A NUESTRO EQUIPO\*

## Cable de Baja Tensión ENERGY RV-K FOC, Cobre, 0.6/1 kV, XLPE, Cubierta de PVC Flexible



### Descripción

- 1. Conductor:** Cobre, flexible clase 5.
- 2. Aislamiento:** Polietileno reticulado (XLPE).
- 3. Cubierta Exterior:** Policloruro de vinilo acrílico (PVC flexible).

### Aplicaciones

- Los cables ENERGY RV-K FOC son cables flexibles para la utilización en la distribución de energía en baja tensión en instalaciones fijas de interior y exterior. Se distinguen por su flexibilidad y manejabilidad, que facilitan y ahorran tiempo en la instalación.

### Características

- Cumplen en toda su gama con la No Propagación de la Llama según norma **UNE-EN 60332-1-2** (correspondiente a la norma internacional **IEC 60332-1-2**). La variante UNFIRE cumple además la No Propagación del Incendio según norma **UNE-EN 60332-3** (correspondiente norma internacional **IEC 60332-3**).
- A partir de la sección de 50 mm<sup>2</sup> inclusive

se ofrece la configuración SECTORFLEX con conductor sectoral flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

- Cables certificados con la marca AENOR.
- Temperatura máxima del conductor en servicio permanente 90°C.
- Intensidades máximas admisibles en instalación al aire a 40 °C conforme a **IEC 60364-5-52**, tabla A.52-12, tres conductores cargados, método de instalación F para cables unipolares y método de instalación E para cables multiconductores.
- Intensidades máximas admisibles para cables directamente enterrados a 25 °C, 0,7 m profundidad y 1,5 K•m/W de conductividad térmica del terreno conforme a **IEC 60364-5-52**, tabla B.52-2.

### Especificaciones de Referencia

- UNE 21123-2** - Norma constructiva y de ensayos
- IEC 60502-1** - Norma constructiva y de ensayos
- UNE-EN 60332-1-2** - No propagador de la llama
- IEC 60332-1-2** - No propagador de la llama

**Cable de Baja Tensión ENERGY RV-K FOC,  
0.6/1 kV, XLPE, Cubierta de PVC Flexible**

## Cable de Baja Tensión ENERGY RV-K FOC, 0.6/1 kV, XLPE, Cubierta de PVC Flexible

Número de Parte	Calibre	Diámetro sobre el aislamiento	Peso total aprox.	Radio de curvatura	*Ampacidad 40*	*Ampacidad 25*	Caída de Tensión	Caída de Tensión
							$V \downarrow$ cosφ=0.8	$V \downarrow$ cosφ=1
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	A	V/A.km	V/A.km
1994312	3x25	20.0	900	80	115	115	1.458	1.723
1994313	3x35	22.7	1226	95	143	143	1.057	1.224
1999314	3x50	24.9	1555	100	174	170	0.759	0.862
1999316	3x70	29.2	2170	150	223	209	0.556	0.601
1999316	3x95	32.5	2805	165	271	248	0.438	0.455
1999317	3x120	36.7	3560	185	314	283	0.358	0.356
1999318	3x150	40.6	4415	205	363	319	0.302	0.285
1999319	3x185	44.3	5340	225	414	358	0.262	0.234
1999320	3x240	50.8	7050	305	489	413	0.215	0.177
1994321	3x300	64.1	10705	355	565	413	0.156	0.142
1994406	4G1.5	9.9	140	40	20	25	23.61	29.37
1994407	4G2.5	10.9	185	45	29	33	14.2	17.62
1994408	4G4	12.2	255	50	38	43	8.839	10.93
1994409	4G6	13.6	340	55	49	54	5.919	7.288
1994410	4G10	15.8	525	65	68	71	3.458	4.218
1994411	4x16	18.3	760	75	91	93	2.218	2.672
1994411	4G16	18.3	760	75	91	93	2.218	2.672
1994412	4x25	22.4	1155	90	115	118	1.458	1.723
1994413	4x35	25.1	1560	125	143	143	1.057	1.224
1994414	4x50	27.5	2075	140	174	170	0.759	0.862
1994415	4x70	32.3	2900	165	223	209	0.556	0.601
1994416	4x95	35.6	3735	180	271	248	0.438	0.455
1994417	4x120	40.5	4770	205	314	283	0.358	0.356
1994418	4x150	44.6	5895	225	363	319	0.302	0.285
1994419	4x185	49.2	7190	250	414	358	0.262	0.234
1994420	4x240	55.4	9495	340	489	413	0.215	0.177
1994506	5G1.5	10.8	170	45	20	25	23.61	29.37
1994507	5G2.5	11.9	225	50	29	33	14.2	17.62
1994508	5G4	13.4	310	55	38	43	8.839	10.93
1994509	5G6	14.9	420	60	49	54	5.919	7.288
1994510	5G10	17.5	645	70	68	71	3.458	4.218
1994511	5G16	20.2	925	85	91	93	2.218	2.672
1994512	5G25	24.5	1410	100	115	118	1.458	1.723
1994513	5G35	27.5	1905	140	143	143	1.057	1.224
1994514	5G50	32.5	2670	165	174	170	0.759	0.862
1994515	5G70	39.5	4075	200	223	209	0.556	0.601
1994516	5G95	44.5	5320	225	271	248	0.438	0.455
1994517	5G120	50.4	6765	305	314	283	0.358	0.356
1994518	5G150	55.7	8360	335	363	319	0.302	0.285

NOTA: \* Variable de acuerdo a tipo y lugar de instalación.



© 2015. Los logotipos GENERAL CABLE, son marcas comerciales de General Cable México, S.A de C.V. Todos los derechos reservados. Elaborado en México / 10. 2015

Teléfono: 5321 3850 01 800 427 4949  
E-mail: serviciosalcliente@generalcable.com.mx  
www.generalcable.com  
Form. FT-2014-0125

**Hoja de características del producto**  
Características

**CSU4511050**  
MTS.PERFORMA REZ 35x50



**Principal**

Gama de producto	Performa
Tipo de producto o componente	Soporte de malla
Cantidad por juego	24 m

**Complementario**

Forma	En forma de U
Material	Acero - tipo de cable: electrozinc)
Categoría de corrosión atmosférica	C1
Sección longitudinal de cable	3,9 mm
Sección transversal de cable	3,9 mm
Sección de cable	1238 mm <sup>2</sup>
Normas	EN 12329 DIN 4102-12 EN 60102 EN/ISO 9227 IEC 61637 IEC 60068-2-76
Longitud	3 m
Altura	40 mm
Anchura	50 mm
Compatibilidad de altura	35 mm
Compatibilidad de anchura	50 mm
Compatibilidad de tratamiento de superficie	Electrozinc

**Entorno**

Temperatura ambiente de funcionamiento	-40...120 °C
Grado de protección IK	IK10

### Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Cumplimiento proactivo (producto fuera del alcance de la normativa RoHS UE) <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>

### Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----



Tubo Tubos de canalizaciones  
DOBLE PARED (Barras)

revi@grupo-revi.com  
+34 988 215 454  
grupo-revi.com



Tubos de doble pared con la capa exterior corrugada y la interior lisa fabricadas en PE de alta densidad.

### Aplicaciones

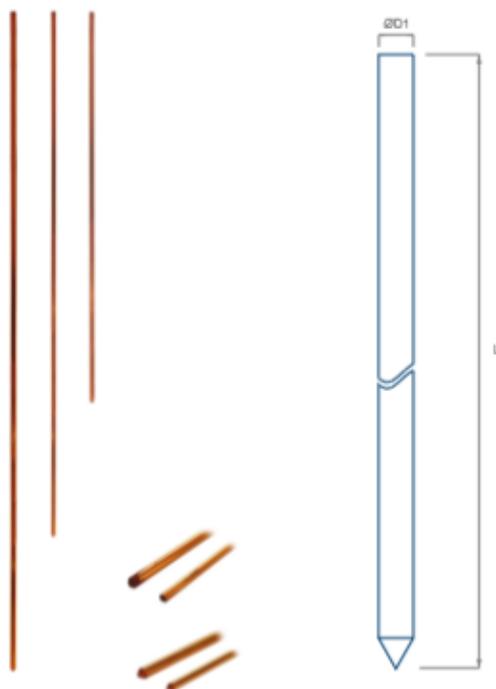
Adecuados para la instalación enterrada directamente en el suelo sin protección adicional. Indicados para instalación de redes eléctricas, líneas de telecomunicación, conductos de agua, tuberías de gas, etc

### Características

Colores	Rojo y verde	Resistencia a la compresión	450N
Dimensiones	UNE-EN 61386-2-4	Resistencia al curvado	Rígido
Embalaje	Barras de 6m en palets	Resistencia al impacto	20J para 63 y 90, 28J para 110 y 125 y 40J para 160, 200 y 250
Grado de protección	IP54	Temperatura mínima	-5°C
Norma	UNE-EN 61386-2-4	Unión	Manguitos

### Datos técnicos

Diámetro nominal	Diámetro exterior mm	Tolerancias mm)	Diámetro interior mínimo mm
40	40	0,8	30
50	50	1	37
63	63	1,2	47
75	75	1,4	56
90	90	1,7	67
110	110	2	82
125	125	2,3	94
160	160	2,9	120
200	200	3,6	150
250	250	4,5	188



### ▶ ELECTRODOS PARA TOMA A TIERRA: PICAS DE ACERO COBREADO

Electrodo de pica de acero cobreado para la construcción de sistemas de puesta a tierra.

#### ▶ aplicaciones

Electrodo de tierra válido para cualquier tipo de puesta a tierra (pararrayos, vivienda, antenas, maquinaria, instrumentación, etc...).

#### ▶ características y beneficios

- Gran durabilidad y resistencia a la corrosión.
- Cobreado de 300  $\mu$ .
- Fácil instalación.

#### ▶ instalación

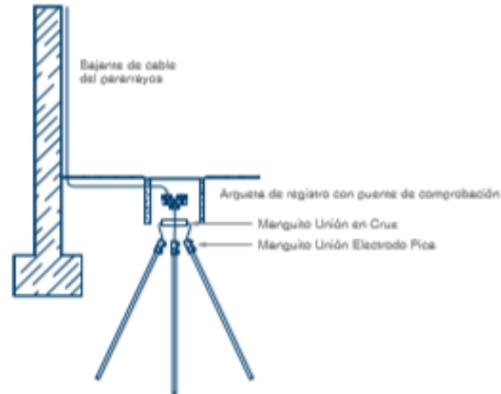
Introducir las picas verticalmente en el terreno, dispuestas en línea o en triángulo y espaciadas equidistantemente.

Conectar las picas entre sí mediante un cable de sección suficiente. En el caso de un sistema de protección externa contra el rayo, el cable de conexión a la puesta a tierra debe ser de igual material y sección que el de la bajante del pararrayos.

Para mejorar la conductividad del terreno puede añadirse compuestos mejoradores, como QUIBACSOL, en líquido o en polvo.

Instalar un sistema de registro que permita realizar futuras revisiones (arqueta de registro) con un sistema que permita el conexionado y la desconexión de las picas de tierra.

► esquema de montaje



► normativas y ensayos

· IEC 62305 · N-FC 17.102:2011 · UNE 21186:2011 · REBT · IEC 62561/2

► especificaciones técnicas

Descripción	Ref.	Mat.	L (mm)	D1 (mm)	Peso (g)
Pica Ac. Cu l:2500mm Ø18 mm	252027	Ac. Cu	2500	18	4500
Pica Ac. Cu l:2000mm Ø18 mm	252032	Ac. Cu	2000	18	4000
Pica Ac. Cu l:1500mm Ø18 mm	252033	Ac. Cu	1500	18	2400
Pica Ac. Cu l:2000mm Ø14 mm	252029	Ac. Cu	2000	14	2550
Pica Ac. Cu l:1500mm Ø14 mm	252024	Ac. Cu	1500	14	1860

**DEMA DESARROLLOS SL**  
 Diaro 5 | 08223 Terrassa | Barcelona | Spain  
 T 937 900 305 | T (+34) 937 900 314  
 F 937 900 312  
 central@ingesco.com



**ELECTRODOS PARA  
 TOMA A TIERRA: PICAS  
 DE ACERO COBREADO**

ingesco.com

## Bibliografía y referencias

- Modos de recarga de vehículos eléctricos, LuGEnerGy,  
<https://www.lugenergy.com/modos-de-recarga-vehiculos-electricos/>
- Tipos de recarga del coche eléctrico, 16/10/2018, Creara,  
<https://www.creara.es/post/tipos-recarga-coche-electrico>
- Cordero, Raúl Germán, “Tipo de placas solares según su aplicación”, Sunfields,  
<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/>
- Características paneles solares, Atersa,<https://atersa.shop/paneles-solares-monocristalinos/#contenido>
- España, Real Decreto-ley 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, Boletín Oficial del Estado, 29 de septiembre del 2000, Artículo 11, <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/09/29/1663>
- España, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, 2002,  
[http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/Si\\_Ambito.aspx?id\\_am=76](http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/Si_Ambito.aspx?id_am=76)
- ITC-BT-08, Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Octubre 2005,  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_08\\_oct05R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_08_oct05R1.pdf)
- ITC-BT-13, Cajas generales de protección, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Septiembre 2003,  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_13\\_sep03R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_13_sep03R1.pdf)
- ITC-BT-16, Contadores: Ubicación y sistemas de instalación, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Septiembre 2003,  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_16\\_sep03R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_16_sep03R1.pdf)
- ITC-BT-18, Instalaciones Puesta a Tierra, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Octubre 2005,  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_18\\_oct05R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf)
- ITC-BT-21, Tubos y Canales protectoras, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Septiembre 2003,  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_21\\_sep03R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_21_sep03R1.pdf)
- ITC-BT-22, Tubos y Canales protectoras, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Octubre 2005,  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_22\\_oct05R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_22_oct05R1.pdf)
- ITC-BT-23, Protección contra sobretensiones, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Noviembre 2019,  
[http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia\\_bt\\_23\\_jul12R2.pdf](http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia_bt_23_jul12R2.pdf)
- ITC-BT-24, Protección contra los contactos directos e indirectos, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Junio 2019,  
[http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia\\_bt\\_23\\_jul12R2.pdf](http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia_bt_23_jul12R2.pdf)
- ITC-BT-28, Instalaciones en locales de pública ocurrencia, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Marzo 2015,  
[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_28\\_mar15R3.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_28_mar15R3.pdf)

ITC-BT-40, Instalaciones generadoras de baja tensión, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Septiembre 2013,

[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/Guia\\_bt\\_40\\_sep13R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/Guia_bt_40_sep13R1.pdf)

ITC-BT-52, Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, España, Noviembre 2017,

[http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia\\_bt\\_52\\_nov17R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_52_nov17R1.pdf)

“El Gobierno exige a las gasolineras puntos de recarga rápida de 50 kW para coches eléctricos”, 22 de junio de 2019, Híbridos y Eléctricos,

<https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/gobierno-exige-gasolineras-puntos-carga-rapida-50-kw-coches-electricos/20190622191208028491.html>

“Cecovel, centro de control de vehículo eléctrico”, Red Eléctrica de España,

<https://www.ree.es/es/red21/vehiculo-electrico/cecovel>

López Redondo, Noelia, 16 de diciembre de 2019, “Red Eléctrica de España publica un mapa de puntos de carga inteligente”, Movilidad Eléctrica,

<https://movilidadelectrica.com/mapa-puntos-de-carga-inteligente/>

“Puntos de recarga en España”, Electromaps, <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/espana>

“Estaciones renovables”, LuGEnerGy, <https://www.lugenergy.com/punto-recarga-energia-renovables-2/>

Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE, Julio 2011,

[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

“Conector Mennekes Tipo 2 Coche Eléctrico”, LuGEnerGy,

<https://www.lugenergy.com/mennekes-coche-electrico/>

“Conector EV eléctrico Tipo 1”, LuGEnerGy, <https://www.lugenergy.com/sae-j1772/>

“Conectores para la recarga del vehículo eléctrico”, Electromovilidad,

<http://electromovilidad.net/conectores-para-la-recarga-del-vehiculo-electrico/>

ABC Motor, “Los diferentes tipos de enchufes que existen para tu coche eléctrico y cómo usarlos”, Madrid, 16 de julio de 2019, Periódico ABC,

[https://www.abc.es/motor/reportajes/abci-diferentes-tipos-enchufes-existen-para-coche-electrico-y-como-usarlos-201907151301\\_noticia.html](https://www.abc.es/motor/reportajes/abci-diferentes-tipos-enchufes-existen-para-coche-electrico-y-como-usarlos-201907151301_noticia.html)

“Tipos de conectores para la recarga de vehículos eléctricos”, Efimob,

<https://www.efimob.com/es/info/31-tipos-de-conectores>

Frías, Pablo, Román, Jaime, “Vehículo Eléctrico: Situación Actual y Perspectivas Futuras”, Instituto de Investigación Tecnológica IIT-ICAI, 2018,

<https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustria/RevistaEconomiaIndustrial/411/FR%20C3%20DAS%20Y%20ROM%20C3%2081N.pdf>

OVEMS, Universidad Pontificia Comillas-IIT, <https://evobservatory.iit.comillas.edu/#>

Seguí Seguí, Pablo, “12 Gráficas para entender la fotovoltaica en el mundo, Europa y España”, OVACEN, <https://ovacen.com/evolucion-fotovoltaica/>

“Las energías renovables en el sistema eléctrico español”, Capítulo 4: Energía del Sol, Red Eléctrica de España, 2018,  
[https://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2018.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2018.pdf)

Generador de Precios. España,  
[http://www.generadordeprecios.info/obra\\_nueva/calculaprecio.asp?Valor=0|0|5|IEG010|ieg\\_cont:\\_0\\_0\\_0\\_0\\_0\\_1\\_0\\_0\\_0#gsc.tab=0](http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/calculaprecio.asp?Valor=0|0|5|IEG010|ieg_cont:_0_0_0_0_0_1_0_0_0#gsc.tab=0)

Velayos Morales, Víctor, “Valor Actual Neto (VAN)”, Economipedia,  
<https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Sevilla, Andrés, “Tasa Interna de Retorno (TIR)”, Economipedia,  
<https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>