



**UNIVERSITAT JAUME I**  
**ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS**  
**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

***DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
CON CONEXIÓN A RED E INSTALACIÓN DE  
RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS***

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

MIGUEL SANDERES CAMPILLO

**DIRECTOR**

RICARDO VIDAL ALBALATE

*Castellón, Febrero de 2021*



<b>I. MEMORIA</b> .....	3
<b>II. ANEXOS</b> .....	46
<b>III. PLANOS</b> .....	81
<b>IV. PLIEGO DE CONDICIONES</b> .....	97
<b>V. PRESUPUESTO</b> .....	109



# I. MEMORIA



## ÍNDICE MEMORIA

<b>I. MEMORIA</b> .....	3
1.1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1.1. OBJETO DEL PROYECTO .....	7
1.1.2. ALCANCE DEL PROYECTO .....	7
1.1.3. LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO .....	7
1.2. ANTECEDENTES.....	9
1.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA .....	9
1.3. NORMATIVA APLICABLE .....	11
1.4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	13
1.4.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO .....	13
1.4.2. NUEVAS MODALIDADES DE AUTOCONSUMO .....	14
1.4.3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	17
1.4.4. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	17
1.4.5. POTENCIA PICO TOTAL A INSTALAR.....	19
1.4.6. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO 20	
1.4.7. INVERSOR.....	22
1.4.8. ESTRUCTURA DE SOPORTE .....	24
1.4.9. CABLEADO .....	25
1.4.10. CANALIZACIONES FIJAS.....	26
1.4.11. PROTECCIONES.....	26
1.4.12. CUADRO GENERAL DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.....	27
1.4.13. PUESTA A TIERRA.....	27
1.4.14. MONITORIZACIÓN .....	28
1.4.15. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESPERADA .....	28
1.5. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	30
1.5.1. TIPO DE CONECTORES .....	30
1.5.2. CONECTOR SCHUKO .....	30
1.5.3. CONECTOR SAE J1772 (TIPO 1).....	31
1.5.4. CONECTOR MENNEKES O IEC 62196-2 (TIPO 2) .....	31
1.5.5. CONECTOR SCAME (TIPO 3).....	32
1.5.6. CONECTOR CHADEMO .....	33
1.5.7. CONECTOR ÚNICO COMBINADO O CCS: COMBO 1 Y COMBO 2 ....	33
1.5.8. MODOS DE RECARGA.....	34
1.5.9. MODO 1 .....	34

1.5.10.	MODO 2 .....	35
1.5.11.	MODO 3 .....	35
1.5.12.	MODO 4 .....	35
1.5.13.	TIPOS DE PUNTO DE RECARGA .....	36
1.5.14.	SELECCIÓN DEL PUNTO DE RECARGA .....	36
1.5.15.	EQUIPO PROPUESTO .....	36
1.5.16.	ESQUEMA DE INSTALACIÓN .....	37
1.5.17.	CONDUCTORES.....	39
1.5.18.	CANALIZACIONES .....	39
1.5.19.	PUESTA A TIERRA.....	39
1.6.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	40
1.6.1.	INVERSIÓN.....	40
1.6.2.	GASTOS .....	40
1.6.3.	AHORROS .....	40
1.6.4.	EVOLUCIÓN ECONÓMICA DE LA INVERSIÓN .....	42
1.6.5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43
1.7.	CONCLUSIÓN.....	44



## **1.1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1.1. OBJETO DEL PROYECTO**

El principal objetivo de este Trabajo Final de Grado (TFG), recae en el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo conectada a red interior, con modalidad compensación de excedentes. También se dimensionará una instalación eléctrica de carga de vehículos eléctricos, con un punto de doble carga, ejecutada de acuerdo con lo establecido en la referida ITC-BT-52, "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos". Dichas instalaciones se realizarán en la provincia de Córdoba.

### **1.1.2. ALCANCE DEL PROYECTO**

Se pretende diseñar una instalación solar fotovoltaica, sobre la cubierta de la nave industrial, de 96 kW siendo inferior a los 100 kW como se contempla en la normativa de autoconsumo RD 244/2019 con compensación de excedentes. Dicha instalación supondrá una minoración de los costes energéticos de la empresa, además de obtener beneficios por la venta de excedentes.

También se dimensionará un punto de recarga doble para vehículos eléctricos, en el aparcamiento exterior de la empresa, de tal forma que podrá cubrir las necesidades de la flota de vehículos de la propia empresa. La instalación de recarga se considerará como una carga añadida a la instalación eléctrica de la nave.

### **1.1.3. LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DEL PROYECTO**

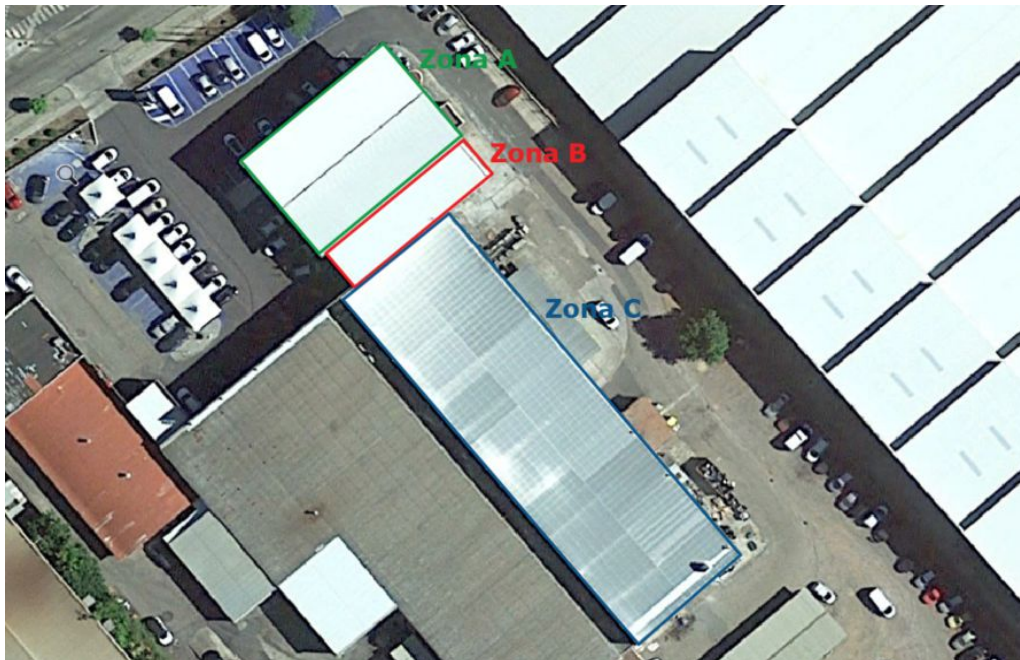
La localización de la nave industrial donde se va a proyectar una instalación fotovoltaica y una instalación para recarga de vehículos eléctricos se encuentra en la provincia de Córdoba. Para preservar la privacidad de la empresa, no se mostrará la ubicación exacta.

La instalación fotovoltaica se sitúa sobre la cubierta de la nave industrial y la instalación de recarga de vehículos se ubicará en el aparcamiento exterior privado de la empresa. La superficie útil de la cubierta es de 2185 m<sup>2</sup>, asimismo presenta diferentes orientaciones e inclinaciones, que se divide en una zona A con dos aguas, una orientada

al Sureste y la otra al Noroeste, con una inclinación de  $10^\circ$ , zona B con una inclinación de  $6^\circ$  orientada al Sureste, y una zona C con  $6^\circ$  de inclinación orientada al Este, como se muestra en la imagen 2.



*Imagen 1. Superficie disponible de la nave industrial (Fuente: Google Earth Pro)*



*Imagen 2. Zonas de la cubierta con diferente orientación e inclinación (Fuente: Google Earth Pro)*

## 1.2. ANTECEDENTES

### 1.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

La empresa donde se va a ejecutar las instalaciones del presente proyecto no tiene turnos nocturnos, por tanto, la mayoría de los consumos son por el día como podemos observar en la imagen 4. A continuación, se muestran los datos de consumos del último año y el tipo de tarifa contratada por el cliente, los cuales han sido facilitados por el promotor.

Tarifa 3.1 A			
Periodo	P1 Punta	P2 Llano	P3 Valle
Potencia	165 kW	170 kW	180 kW

Tabla 1. Tarifa eléctrica del cliente



Imagen 3. Franja horaria diaria de cada periodo para la tarifa 3.1A, aplicable al sistema peninsular (Fuente: Gesternova energía)

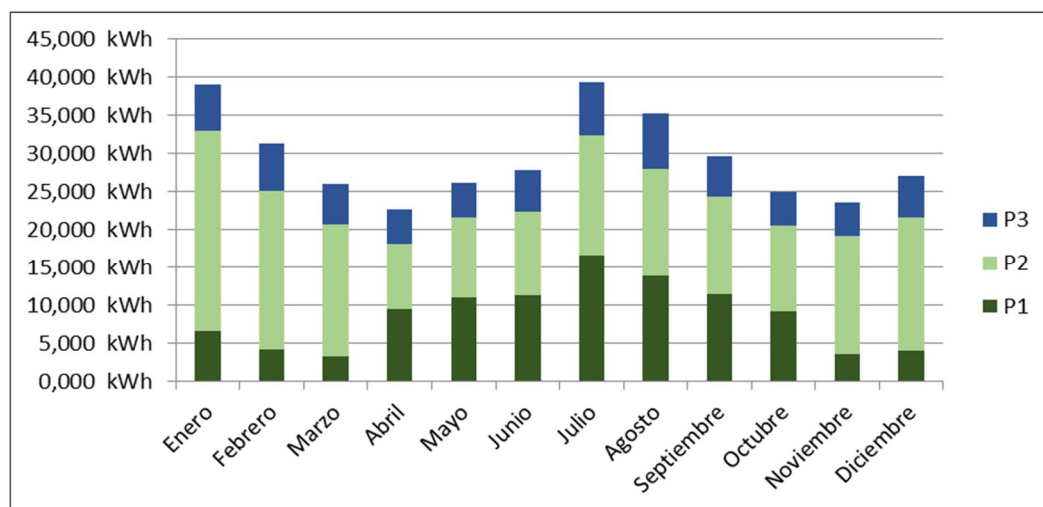
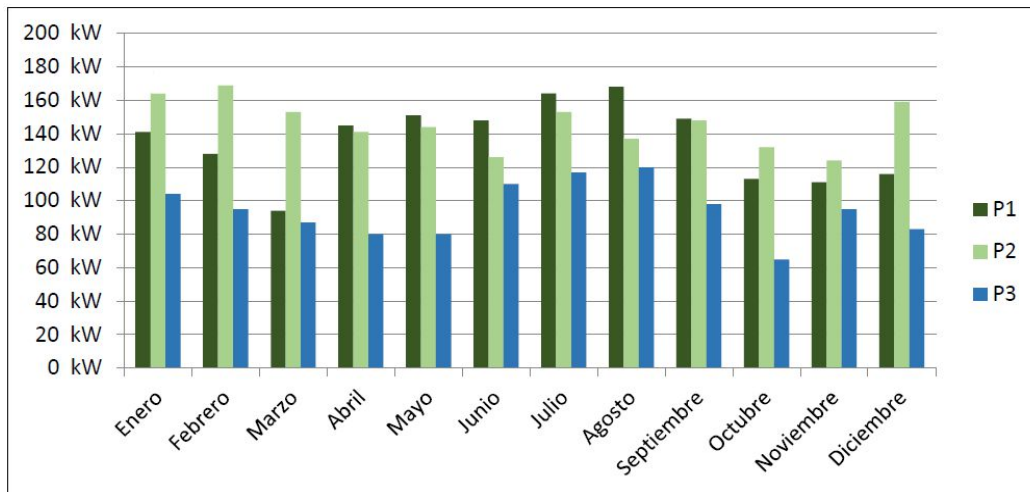


Imagen 4. Consumos de energía de la nave industrial para cada mes del último año

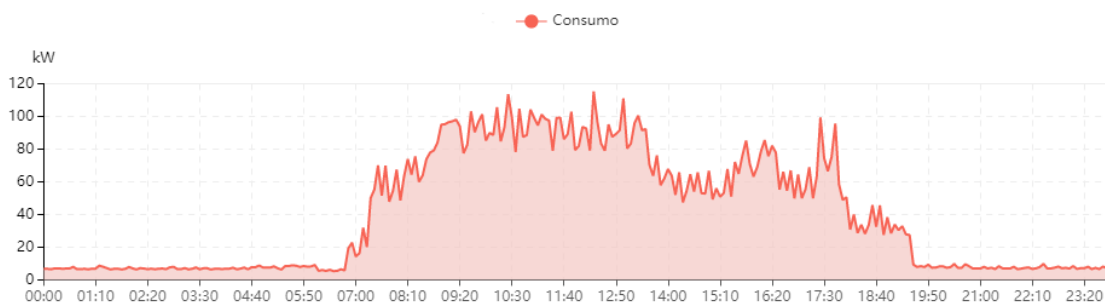


*Imagen 5. Potencias registradas por el maxímetro para cada mes del último año*

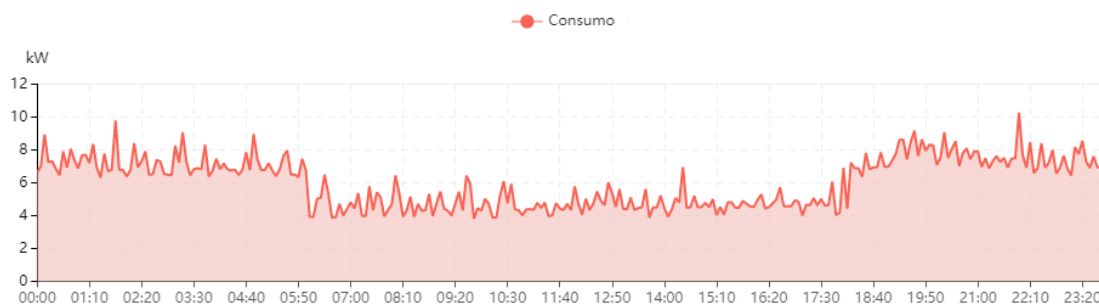
Como se puede observar en las gráficas anteriores, la empresa presenta unos consumos más elevados en la temporada estival, meses en los que se obtiene una mayor producción de la instalación fotovoltaica debido a que se dispone de un mayor número de horas de sol. Además, como se puede ver en la imagen 5, en ningún momento sobrepasa la potencia contratada para cada periodo, por tanto, no hay penalizaciones por exceso de potencia.

Con respecto a la instalación de recarga de vehículos eléctricos podemos afirmar que la potencia contratada por el cliente será suficiente para abastecer un punto de recarga doble de 22 kW.

A continuación, se muestran las curvas de carga, para un consumo diario de un día laboral y un día festivo.



*Imagen 6. Consumo para un día laboral - 24/11/2020*



*Imagen 7. Consumo para un día festivo - 29/11/2020*

Como se puede observar los consumos nocturnos son prácticamente nulos. Dado que se quiere proyectar una instalación fotovoltaica con compensación de excedentes, se excluye la opción de implantar un sistema de acumulación de energía, ya que la mayoría de energía producida por el sistema fotovoltaico será autoconsumida.

### **1.3. NORMATIVA APLICABLE**

Para el diseño de las instalaciones del presente proyecto, se ha tenido en cuenta las siguientes normas y reglamentos:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Resolución de 4 de noviembre de 2002 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 9 de septiembre de 2002, de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio, por la que se adoptan medidas de normalización en la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas. (Suplemento BORM nº 284, de 10/12/2002).
- RD 1578/2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto

661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología (B.O.E. nº 234 de 27 de septiembre).

- Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, del 1 de diciembre de 2000, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de agosto, publicado en el BOE nº 224 del 18 de setiembre de 2002.
- Código Técnico de la Edificación: Seguridad Estructural: Bases de Cálculo y Acciones en la Edificación.
- Instalaciones de enlace de Iberdrola. Cajas de protección y medida NI 42.72.00.
- UNE-EN 60364 2014: Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- UNE-EN 62052-11: Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 11: equipos de medida.
- Normas UNE relacionadas con las instalaciones fotovoltaicas.
- UNE-EN-60891 1994: Procedimiento corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- UNE-EN 61173 1998: Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.
- UNE-EN 61683 2001: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia.
- UNE-EN 61721 2000: Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico al daño por impacto accidental.
- UNE-EN 61724 2000: Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE-EN 61725 1998: Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61727 1996: Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a tierra.
- UNE-EN 61829 2000: Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el silicio de características I-V.
- UNE-EN 61835 2006: Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada. - Decreto 48/1998 de protección del medio ambiente frente al ruido.

- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos” del reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.

## **1.4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

### **1.4.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

La instalación fotovoltaica de conexión a red interior hace referencia al esquema de la imagen 8. El generador fotovoltaico está formado por una serie de paneles del mismo modelo conectados eléctricamente entre sí, que se hacen cargo de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. No obstante, esa energía no se puede inyectar del generador fotovoltaico a la red, ya que debe ser transformada en corriente alterna y tener unas condiciones determinadas para sincronizarse con la energía de la red de distribución. Esta corriente se conduce al inversor que, mediante tecnología de potencia, la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia y tensión que la red eléctrica, siendo posible su uso para cualquier usuario.

Así pues, este tipo de instalaciones debe componer las protecciones eléctricas adecuadas. Por ello, el circuito debe proteger tanto a la red de distribución como a cualquier ser vivo que pueda acceder.

Por tanto, la instalación solar fotovoltaica para autoconsumo se conectará en el interior de la instalación del consumidor, en el punto de red interior más cercano entre la caja general de protección y el contador bidireccional de la compañía eléctrica.

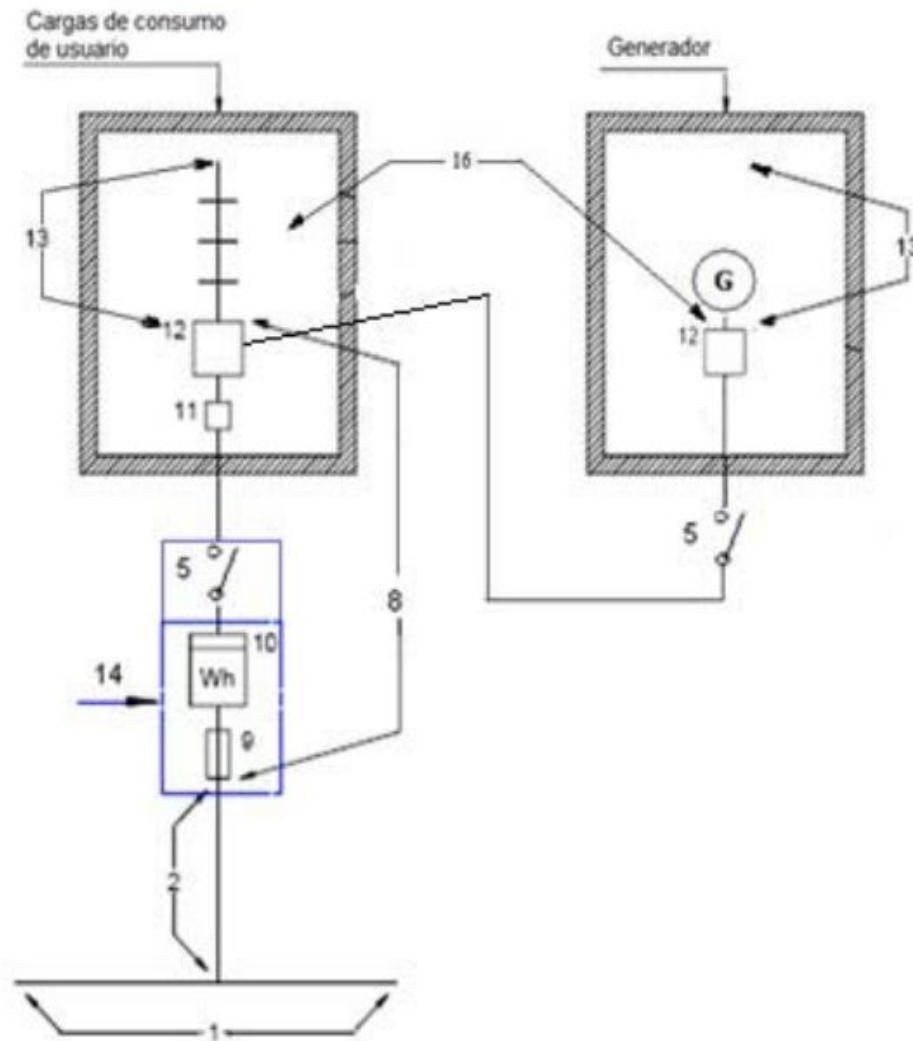


Imagen 8. Esquema de la instalación fotovoltaica (Fuente: ITC-BT-40)

#### 1.4.2. NUEVAS MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

En la nueva versión de la guía IDAE podemos observar algunas actualizaciones en varios aspectos de los trámites administrativos autonómicos, incidiendo en que las instalaciones en autoconsumo se realiza un saldo neto horario entre los consumos de red y los excedentes.

El objetivo principal de la presente guía es describir los tramites que se deben realizar ante la administración y con la compañía distribuidora.



Por tanto, en ella se describen los pasos necesarios a seguir para dichas tramitaciones, ya sea en instalaciones de autoconsumo individual como de autoconsumo colectivo.

En primer lugar, debemos destacar el Real Decreto 244 por el que se regulan las condiciones del autoconsumo, decretado el 5 de abril de 2019. En él se completa el marco regulatorio del autoconsumo del RD 15/2018, el cual eliminó el conocido impuesto al sol.

Los cambios más relevantes establecidos en el RD a tener en cuenta son:

- Derogación del conocido impuesto al sol, por tanto, la energía producida a partir de instalaciones de autoconsumo queda libre de impuestos.
- Reconocimiento de derecho al autoconsumo colectivo.
- Simplificación de trámites administrativos y técnicos, sobre todo en instalaciones de pequeña potencia.
- Eliminación del límite de potencia.
- Posibilitación de alquiler de tejados y cubiertas para producir electricidad para terceros.

Dada la información anterior, el Real Decreto habilita diversas posibles configuraciones para las instalaciones de generación, entre ellas tenemos:

Las individuales: cuando solo exista un consumidor asociado a dicha instalación.

Las colectivas: en ella existen varios consumidores asociados a la misma instalación de generación. La figura del autoconsumo colectivo permite las instalaciones de autoconsumo tanto en las comunidades de propietarios como en los polígonos industriales.

Dado que las instalaciones de generación podrán conectarse de diversas formas, pueden ser:

- Instalaciones próximas en red interior, cuando se conecten en la red interior de los consumidores.
- Instalaciones próximas a través de red, cuando se conecten a las redes de baja tensión que dependan del mismo centro de transformación, se conecten a menos de 500m del consumidor, o estén ubicadas en la misma referencia catastral que el consumidor.

- Introduciendo también un mecanismo de compensación simplificada, permitiendo a los consumidores reducir su factura eléctrica, compensando sus excedentes de la energía producida y no autoconsumida.

Por otro lado, y respecto al tipo de autoconsumo contemplado en el RD 244/2019 debemos tener en cuenta los siguientes:

Autoconsumo sin excedentes, referido a las instalaciones con conexión a red que cuentan con un dispositivo antivertido impidiendo la inyección de excedentes de energéticos a la red de distribución.

Autoconsumo con excedentes, se trata de instalaciones que además de producir energía eléctrica de autoconsumo, inyectan sus excedentes energéticos en redes de transporte y distribución. En ella, observamos dos casos distintos:

- Autoconsumo con excedentes acogida a compensación: son aquellas instalaciones en las que el productor y consumidor se acogen al sistema de compensación simplificada de excedentes. Así pues, si los usuarios no han consumido toda la energía producida, la pueden inyectar a la red de distribución para que la comercializadora la compense al final de periodo de facturación por los sobrantes energéticos. Para ello, debe cumplir los siguientes requisitos:
  - o La fuente de energía tiene que ser renovable.
  - o La potencia de la instalación no debe ser mayor de 100 kW.
  - o El consumidor debe estar adherido a un solo contrato de suministro para el consumo con una comercializadora.
  - o El consumidor y el productor han firmado un contrato de compensación de excedentes.
  - o El consumidor no puede obtener beneficio económico ya que no es una actividad retributiva, únicamente se puede compensar la energía no consumida y el resultado de la factura nunca será negativo.
- Autoconsumo con excedentes sin acogida a compensación: se trata de las instalaciones que no cumplen los requisitos para pertenecer al mecanismo de compensación de excedentes, así pues, los excedentes en dicho caso se venden al mercado eléctrico.

### **1.4.3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN**

En relación con la instalación fotovoltaica, se trata de un proyecto destinado al autoconsumo, con modalidad de compensación de excedentes, a través del aprovechamiento de la energía solar mediante un sistema fotovoltaico de conexión a red interior, cuya ubicación se encuentra sobre la cubierta de la nave industrial. La potencia nominal por instalar es de 96 kW, que es la suma de las potencias nominales que se obtienen a la salida de los inversores.

A continuación, se procede a nombrar las distintas tecnologías que componen la presente instalación, también se determinará la potencia pico total a instalar, orientación e inclinación del generador fotovoltaico.

### **1.4.4. GENERADOR FOTOVOLTAICO**

A la hora de seleccionar el tipo de panel fotovoltaico para una instalación hay que tener en cuenta factores como superficie disponible para instalarlos, la incidencia solar y clima de la zona, especificaciones técnicas del panel y por supuesto el precio. Los más usados comercialmente son los módulos con células de silicio cristalino, los cuales se pueden clasificar según su fabricación en monocristalinos y policristalinos.

El tipo de panel escogido que compondrá el sistema generador fotovoltaico será de células de silicio policristalino, debido a su menor coste. Además, la radiación solar de la zona es elevada y la superficie útil de la instalación no supone un problema.

Por tanto, los módulos que se instalarán serán de la firma Canadian Solar, modelo Hiku CS3W-410P de 410 Wp cada uno. Compuesto por 144 células solar policristalinas con tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell), que consiste en introducir una lámina reflectante entre la capa inferior e intermedia de las células, de esta forma se evita que los electrones de la luz infrarroja sean absorbidos por la capa inferior de aluminio y reboten a hacia la capa superior, aumentando la eficiencia del panel. El panel Hiku CS3W-410P proporciona una eficiencia de 18,56%.

El fabricante asegura la potencia durante 25 años y el producto durante 10 años.

La caja de conexión cuenta con 3 diodos de derivación, que evitan los efectos producidos por los puntos calientes y sombreados, que pueden afectar negativamente al rendimiento del panel. Cada módulo tiene su caja de conexiones IP68 y terminales T4.

El marco es de aluminio resistente a la corrosión, robusto, y puede soportar cargas de viento de hasta 3,6 kPa y de nieve de 5,4 kPa, asegurando una vida mecánica duradera de los módulos.



*Imagen 9. Panel Canadian Solar Hiku CS3W-410P (Fuente: Canadian Solar)*

La siguiente tabla resume las características generales del módulo:

<b>DATOS ELECTRICOS</b>	
Potencia máxima (Wp)	410 Wp
Tensión en el punto máximo de potencia (Vmpp)	39,1 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	10,49 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	47,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,06 A
<b>DATOS MECÁNICOS</b>	
Longitud (mm)	2108 mm
Anchura (mm)	1048 mm
Espesor (mm)	40 mm
Peso (kg)	24,9 kg

*\*Especificaciones eléctricas correspondientes a los módulos a emplear para una temperatura de célula de 25°C, radiación de 1000W/m<sup>2</sup> y un espectro AM de 1,5.*

*Tabla 2. Características principales del panel solar Canadian solar Hiku CS3W-410P*

#### **1.4.5. POTENCIA PICO TOTAL A INSTALAR**

La potencia total pico instalada en paneles se considera superior a la potencia nominal de la instalación, que es la potencia total a la salida de los inversores. Esto se debe a las diversas pérdidas que sufre debido a la orientación e inclinación de los módulos, irradiación de la zona por debajo de la óptima o posibles sombras, entre otros. Para un buen funcionamiento y poder obtener el máximo rendimiento del sistema fotovoltaico, la mayoría de los fabricantes de inversores recomiendan instalar una potencia pico total por debajo de 1,1 veces la potencia nominal de la instalación. Como ya se ha explicado anteriormente en el presente proyecto se propone instalar 96 kW. Por tanto, la cantidad de paneles a instalar será de:

$$\text{Cantidad max. de paneles} = \frac{96000 * 1,1}{410} = 257,56 \approx 257 \text{ paneles}$$

Por tanto, para obtener un rendimiento óptimo de la instalación, el generador fotovoltaico estará compuesto por 252 paneles de la marca Canadian Solar, con una configuración de 4 strings con 18 paneles conectados en serie y 9 strings con 20 paneles conectados en serie en cada string.

#### 1.4.6. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Como ya se ha explicado en el apartado 1.1.4, la cubierta de la nave industrial se divide en tres zonas con diferentes orientaciones e inclinaciones. Como la superficie útil no supone un problema se instalarán los 252 paneles Canadian Solar, modelo Hiku CS3W-410P.

Se proponen dos configuraciones, una con todos los paneles coplanares, donde se dispondrán de 72 paneles en la zona A, orientados al Sur con un azimut de  $-40^\circ$  y una inclinación de  $10^\circ$ , 40 paneles con la misma orientación y una inclinación de  $6^\circ$  en la zona B y 140 paneles orientados al Este con una inclinación de  $6^\circ$  (imagen 10). Y una segunda configuración donde todos los paneles tendrán la misma orientación, manteniendo las zonas A y B igual que en el primer caso y orientando los paneles de la zona C al sur con azimut de  $-40^\circ$  y una inclinación de  $30^\circ$  sobre la horizontal mediante estructura (imagen 11).



Imagen 10. Opción 1 - Configuración con todos los paneles coplanares



Imagen 11. Opción 2 - Configuración con paneles con la misma orientación

A continuación, se analiza la generación obtenida de cada configuración, para ello se realizará una simulación con el programa PVGYS (Photovoltaic Geographical Information System) para diferentes zonas de la nave y se sumará el total de la energía obtenida.

<b>Enero</b>	7.129 kWh
<b>Febrero</b>	8.989 kWh
<b>Marzo</b>	13.793 kWh
<b>Abril</b>	15.188 kWh
<b>Mayo</b>	17.823 kWh
<b>Junio</b>	18.598 kWh
<b>Julio</b>	18.908 kWh
<b>Agosto</b>	16.583 kWh
<b>Septiembre</b>	13.173 kWh
<b>Octubre</b>	10.849 kWh
<b>Noviembre</b>	7.594 kWh
<b>Diciembre</b>	6.354 kWh
	154.980 kWh

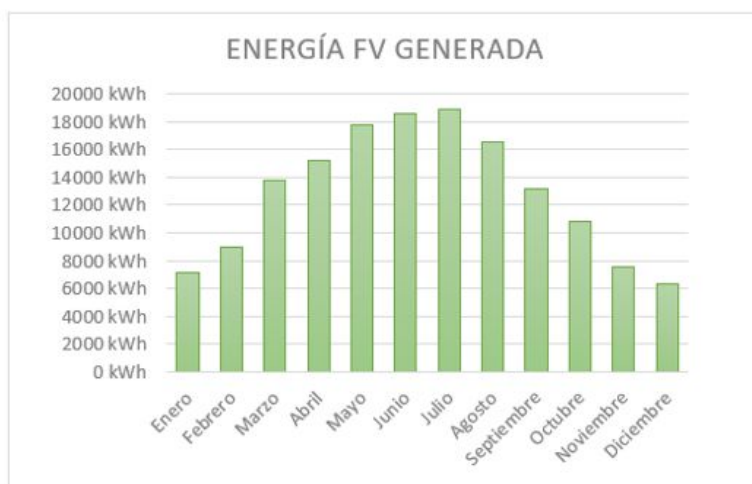


Imagen 12. Opción 1 - Energía obtenida del generador fotovoltaico

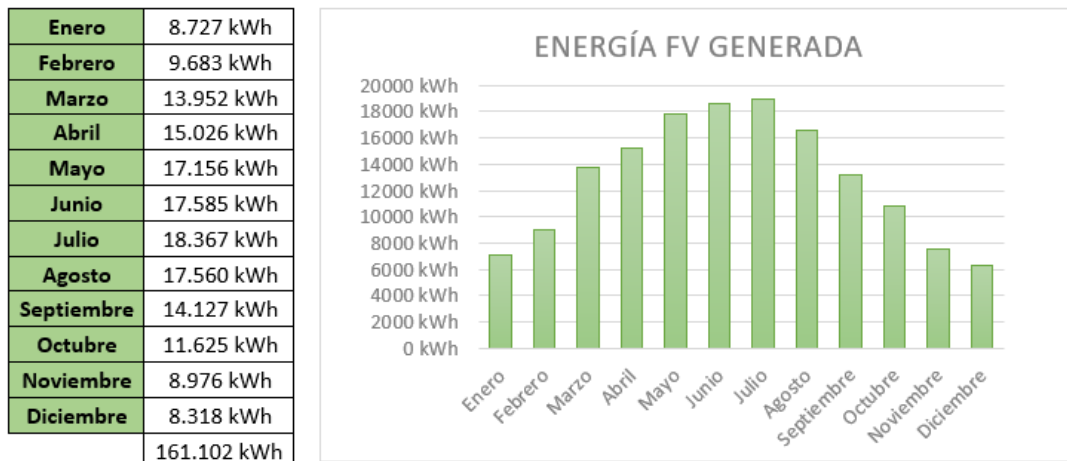


Imagen 13. Opción 2 - Energía obtenida del generador fotovoltaico

Como podemos observar en la opción 2 se genera más energía, en concreto, un 3,95% más de producción energética que en la opción 1, pero esta opción supondría un coste adicional considerable en estructura, además de problemas de sobrecarga ejercidas por la fuerza horizontal del viento.

Por tanto, se escoge la opción 1, instalando los módulos coplanares sobre la cubierta, de este modo se consigue rentabilizar la instalación al no haber sobrecostes en estructura, se evitan problemas con sobrecargas de viento y facilita su instalación.

#### 1.4.7. INVERSOR

Dado que la instalación cuenta con diferentes orientaciones e inclinaciones, se escoge los inversores con tecnología multistring. El sistema fotovoltaico estará compuesto por dos inversores de la marca Huawei, modelos SUN2000-60KTL y SUN2000-36KTL, con una potencia de 60 kW y 36 kW, sumando una potencia nominal total de la instalación de 96 kW.

Los inversores trabajan de forma que su lado de corriente continua se conecta a los generadores fotovoltaicos, y su lado de corriente alterna a un transformador que adapta la tensión de salida del inversor a la de la red. Dicho transformador también permite el aislamiento galvánico con la red.



Los inversores Huawei SUN2000 cuentan con varios seguidores MPPT (Maximum Power Point Tracking). Se trata de un controlador de carga que permite a los paneles trabajen en el punto de máxima potencia. En caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red el inversor cuenta con un sistema de desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica, de esta forma se evita el funcionamiento en isla. Los umbrales permitidos de conexión con la red son:

- En frecuencia: 50 Hz
- En tensión: 1,1Um a 0,85Um

También cuenta con un sistema antivertido, que tiene la función de controlar la potencia de salida del inversor para evitar la inyección de energía a la red.

Se presentan las características específicas de los inversores escogidos:

<b>INVERSOR HUAWEI SUN2000-60KTL</b>	
<b>DATOS DE ENTRADA</b>	
<b>Máx. tensión de entrada</b>	1100 V
<b>Máx. intensidad por MPPT</b>	22 A
<b>Máx. intensidad de cortocircuito MPPT</b>	30 A
<b>Tensión DC mínima de puesta en servicio</b>	200 V
<b>Rango de tensión de operación MPPT</b>	200 – 1000 V
<b>Tensión nominal de entrada</b>	600 V @380 Vac/ 400 V ac
<b>Máx. cantidad de entradas</b>	12
<b>Cantidad de MPPT</b>	6
<b>DATOS DE SALIDA</b>	
<b>Potencia nominal activa CA</b>	60 kW
<b>Máx. potencia aparente CA</b>	66 kVA
<b>Tensión nominal de salida</b>	230 V / 400 V
<b>Frecuencia nominal de red de CA</b>	50 Hz / 60 Hz
<b>Intensidad de salida nominal</b>	86,7 A @400 V
<b>Máx. intensidad de salida</b>	95,3 A @400 V
<b>Máx. distorsión armónica total</b>	< 3%

*Tabla 3. Características específicas inversor Huawei SUN2000-60KTL*

INVERSOR HUAWEI SUN2000-36KTL	
DATOS DE ENTRADA	
Máx. tensión de entrada	1100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito MPPT	30 A
Tensión DC mínima de puesta en servicio	250 V
Rango de tensión de operación MPPT	200 – 1000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac/ 400 V ac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal activa CA	36 kW
Máx. potencia aparente CA	40 kVA
Tensión nominal de salida	230 V / 400 V
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	52,2 A @400 V
Máx. intensidad de salida	57,8 A @400 V
Máx. distorsión armónica total	< 3%

Tabla 4. Características específicas inversor Huawei SUN2000-36KTL

#### 1.4.8. ESTRUCTURA DE SOPORTE

Para el soporte de los módulos se utilizarán unas estructuras de cubiertas fijadas mediante mordazas metálicas y sujetas en los perfiles de la cubierta existente llamadas estructuras de aluminio anodizado. Están hechas de un aluminio bruto capaz de resistir la carga que produce el peso de los módulos, así pues, una vez se termine su instalación, la estructura puede ser desmontada quedando la superficie en su estado original. Las estructuras serán coplanares a la cubierta de la nave industrial y se orientarán los módulos fotovoltaicos en dirección al Sureste, con una inclinación de 10° y 6° sobre la horizontal, en las zonas A y B, y en la zona C los paneles se orientarán al Este con una inclinación de 6°, sobre la cubierta de la nave industrial. Tal y como como se especifica en el Código Técnico de la Edificación, Parte II, DB SE y DB SE- AE, la estructura que hace de soporte de módulos debe resistir con los módulos instalados y las sobrecargas del viento y la nieve. Por ello, los puntos de sujeción de los modelos a

la estructura se efectúan quedando completamente sujetos con una ligera dilatación por la temperatura de trabajo según la estación del año o su ubicación.

Gracias al diseño, la construcción de la estructura y su sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos se permitirán las dilataciones térmicas, garantizando un buen aislamiento eléctrico que evite la formación de pares galvánicos entre la estructura y el marco del panel fotovoltaico. Dada la normativa MV-106, dicha fijación será llevada a cabo mediante tornillería de acero inoxidable.

Así pues, respecto a las acciones del viento, al tratarse de módulos completamente coplanares, la fuerza horizontal es despreciable, debido a que el área de actuación es mínima ( $0,04\text{m}^2$  por módulo), y la fuerza vertical queda eliminada al multiplicarse por  $\text{sen } 0^\circ$ .

#### **1.4.9. CABLEADO**

Todo el cableado está compuesto de cobre contando a la vez con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Por tanto, las secciones serán suficientes asegurando que las pérdidas por caída de tensión serán inferiores al 2% en el tramo de corriente continua y 1% en el de alterna. La parte eléctrica se divide en tres partes:

- Una parte de continua desde los paneles solares al inversor.
- Otra parte de alterna desde los inversores hasta el cuadro de protecciones.
- La última parte desde el cuadro de protecciones hasta el punto de conexión en alterna.

El cableado estará compuesto por cables de Cu RV-K 0,6/1 kV de  $6\text{mm}^2$  en la parte de continua y la parte de corriente alterna se utilizará cable RZ1-K kV (AS), con diferentes secciones para cada tramo (ver anexo I):

- Desde el inversor de 36 kW hasta el cuadro de protecciones, la sección será de  $16\text{mm}^2$ .
- Desde el inversor de 60 kW hasta el cuadro de protecciones, la sección será de  $35\text{mm}^2$ .
- Desde el cuadro de protecciones hasta el cuadro general de baja tensión o punto de conexión en alterna, la sección será de  $70\text{mm}^2$ .

Se utilizarán conectores MC4 para realizar las conexiones en la parte de corriente continua y para la parte de corriente alterna las conexiones se realizarán mediante punteras y terminales.

#### **1.4.10. CANALIZACIONES FIJAS**

Para la instalación de BT de la parte de continua (módulos) se usará bandeja galvanizada en caliente perforada y tapada. Para la instalación desde el cuadro de AC hasta el cuadro principal de cabecera se utilizará el mismo tipo de bandeja y canalizaciones ya existentes, siempre comprobando que cumplen con los requisitos térmicos de instalación.

#### **1.4.11. PROTECCIONES**

La instalación fotovoltaica contará con todas las protecciones precisas según el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, además del RD 1669/2011 y el RD 244/2019.

De tal forma que se garantice la seguridad y salud de las personas que accedan a la instalación, a la vez que evitar dañar los equipos.

Por tanto, el sistema de protecciones debe contar con:

- Un elemento de corte general: que proporcionará aislamiento sobre capacidades mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos eléctricos.
- Un Interruptor automático diferencial: Para proteger a las personas de contactos directos en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
- Interruptor automático de la conexión: Junto con el relé de enclavamiento este interruptor permite la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de desviación de tensión o frecuencia de la red. Esta protección está incluida en las protecciones internas de los inversores.

#### 1.4.12. CUADRO GENERAL DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN

El cuadro general de maniobra y protección se ubicará en el interior de la nave entre los inversores y el cuadro general de baja tensión (CGBT) de la instalación. Este contará con un conectado a la salida de cada inversor y un diferencial con protección magnetotérmica conectado aguas arriba de estos, de forma que actúe antes que el interruptor general de la instalación. Los magnetotérmicos a utilizar serán de tipo C.

A continuación, se detalla la aparamenta a instalar en el cuadro general de protecciones.

Elemento	Uds.	Ubicación	Características técnicas
Magnetotérmico de 63 A de 4 polos	1	Caja de protecciones AC	Vn =400 V In = 63 A Pcorte= 10 kA
Magnetotérmico de 100 A de 4 polos	1	Caja de protecciones AC	Vn =400 V In = 100 A Pcorte= 16 kA
Interruptor automático diferencial de 160 A de 4 polos	1	Caja de protecciones AC	Vn =400 V In = 160 A Sensibilidad= 300mA

Tabla 5. Protecciones a instalar en cada tramo de la instalación fotovoltaica

#### 1.4.13. PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra se calculará según lo establecido en la ITC-BT-18. La toma de tierra se realizará unificando la tierra de todos los componentes que forman la instalación fotovoltaica de autoconsumo, y su posterior conexión a la tierra existente de la nave industrial.

Al considerarse la instalación como emplazamiento mojado por estar a la intemperie sobre la cubierta de la nave, la tensión de contacto permitida deberá ser inferior a 24 V, en el caso que no se cumpla se deberá ejecutar una toma de tierra independiente y añadir un anexo al presente proyecto, indicando los cálculos justificativos de la misma.

#### 1.4.14. MONITORIZACIÓN

La monitorización se realizará mediante un cable UTP CAT6 que ira desde el inversor al router, además el inversor cuenta con una interfaz DATAMANAGER, el cual está integrada en el inversor, que permite la monitorización de datos. También se instalará un contador Smart meter que es capaz de captar la curva de carga de la instalación, y así optimizar el autoconsumo. Se podrá visualizar los principales datos de la instalación desde cualquier dispositivo a través del portal de Huawei utilizando la aplicación FusionSolar.

#### 1.4.15. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESPERADA

En el presente apartado se calculará la parte de la energía autoconsumida por la industria, ya que no toda la energía que produce la instalación fotovoltaica se aprovecha para el consumo. Esto se debe a que hay horas del día que el sistema fotovoltaico genera más energía que la que consume la industria o en los días festivos donde la mayoría de energía se vierte a red, conocida como energía excedente.

Con los datos de consumo cuarto-horarios facilitados por el cliente, se estima la energía para cada mes que será autoconsumida y vertida a red, que se compensará mediante la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes simplificada. También se ha tenido en cuenta la instalación de recarga de vehículos eléctricos a la hora de realizar los cálculos, para cada mes se añade un consumo de 583,33 kWh.

Mes	Consumo	Generación FV	Autoconsumo	Excedentes
Enero	39.687 kWh	7.129 kWh	6.480 kWh	649 kWh
Febrero	31.869 kWh	8.989 kWh	7.977 kWh	1.012 kWh
Marzo	26.606 kWh	13.793 kWh	11.436 kWh	2.358 kWh
Abril	23.354 kWh	15.188 kWh	11.965 kWh	3.223 kWh
Mayo	26.692 kWh	17.823 kWh	14.065 kWh	3.757 kWh
Junio	28.474 kWh	18.598 kWh	14.939 kWh	3.658 kWh
Julio	39.952 kWh	18.908 kWh	15.963 kWh	2.945 kWh
Agosto	35.915 kWh	16.583 kWh	14.169 kWh	2.414 kWh
Septiembre	30.306 kWh	13.173 kWh	11.057 kWh	2.116 kWh
Octubre	25.498 kWh	10.849 kWh	8.628 kWh	2.220 kWh
Noviembre	24.166 kWh	7.594 kWh	6.498 kWh	1.096 kWh
Diciembre	27.608 kWh	6.354 kWh	5.755 kWh	599 kWh
	<b>360.127 kWh</b>	<b>154.980 kWh</b>	<b>128.934 kWh</b>	<b>26.046 kWh</b>

Tabla 6. Datos de consumos y generación de la planta.

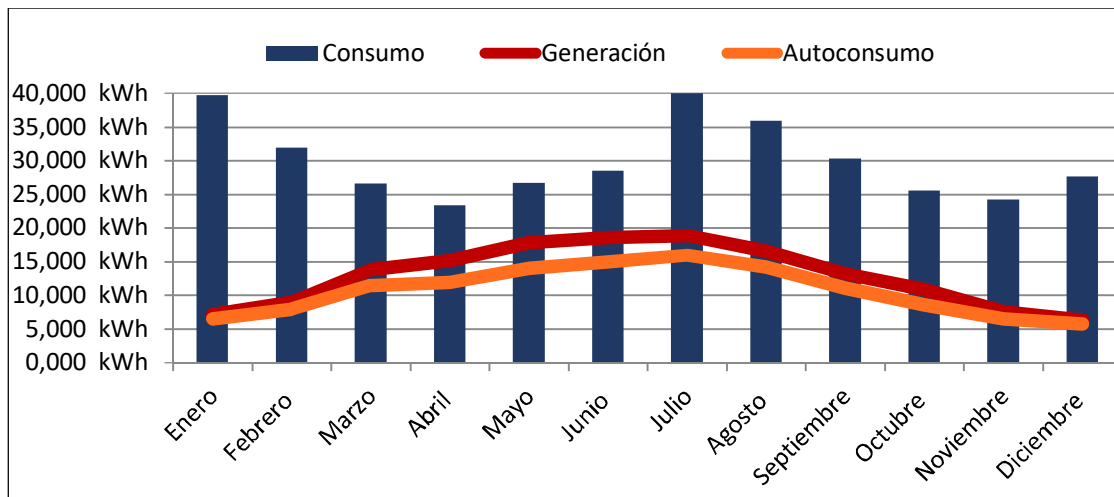


Imagen 14. Gráfica de consumos y generación de la planta

Energía aportada al consumo		
Energía consumida	360.127 kWh	36 %
Energía autoconsumida	128.934 kWh	

Tabla 7. Energía aportada al consumo

Energía consumida de la FV		
Energía consumida	154.980 kWh	83 %
Energía autoconsumida	128.934 kWh	

Tabla 8. Energía consumida de la instalación fotovoltaica

Tras la puesta en marcha del sistema fotovoltaica se obtiene una energía autoconsumida del 83% y una energía aportada a los consumos de la industria que supone el 36%.

## 1.5. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Para diseñar una instalación de recarga de vehículos eléctricos es fundamental tener en cuenta la normativa vigente ITC-BT 52, donde queda recogida todas las normas a seguir sobre la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos. En el presente apartado también se explicarán los diferentes tipos de conectores y modos de carga, conceptos que pueden crear alguna confusión entre los usuarios.

### 1.5.1. TIPO DE CONECTORES

Actualmente existen diferentes tipos de conectores destinados a los coches eléctricos, esto se debe a la falta de estándares en cargadores, dado que es el fabricante del vehículo quien lo elige. Así pues, se procede a explicar cada uno de ellos.

### 1.5.2. CONECTOR SCHUKO

El conector schuko (imagen 15) hace referencia a los enchufes que encontramos habitualmente en los hogares, se trata de un estándar europeo para la conexión de aparatos eléctricos en baja tensión con corriente monofásica. Este consta de dos polos principales (fase y neutro) y un contacto adicional para la toma de tierra.

Pueden soportar corrientes de hasta 16 A durante periodos cortos de tiempo, por tanto, si usamos cargadores portátiles o cables de recarga con este conector no podremos pasar de 10 A, 12 A o 13 A, sin problemas de sobrecalentamiento. Así pues, se recomienda no sobrepasar de los 12 A o 13 A para cargas parciales y 10 A para cargas completas.



*Imagen 15. Conector Schuko*



### **1.5.3. CONECTOR SAE J1772 (TIPO 1)**

Se trata de un conector originario de Japón, usado por los mercados asiáticos y americanos, así como en montajes de vehículos eléctricos como son el Nissan Leaf, Nissan ENV200, Opel Ampera o Mitsubishi. Dispone de los mismos conectados que una clavija Schuko: fase, neutro y tierra. Además de dos contactos destinados para la comunicación entre el cargador externo y el vehículo y un dispositivo de bloqueo que impide la desconexión del conector durante la recarga, el cual podemos observar en la imagen 16.

Hay que tener en cuenta que la máxima intensidad a la que puede operar el presente conector es de 32A en baja tensión monofásica, permitiendo una potencia máxima de recarga de 7,4kW.



*Imagen 16. Conector SAE J1772 (Tipo 1)*

### **1.5.4. CONECTOR MENNEKES O IEC 62196-2 (TIPO 2)**

El conector Mennekes (imagen 17), también conocido como el conector homologado standard europeo, es un conector de corriente alterna. Podemos encontrarlo en los modelos de coches eléctricos europeos como son el Porsche Panamera o el Renault Kangoo ZE, entre muchos otros. Dicho conector permite realizar cargas monofásicas desde 16A hasta cargas trifásica 400V y 63A, lo cual indica que se puede trabajar con recargas de corriente alterna en potencias desde 3,7 kW hasta 44 kW.

Como podemos observar, dispone de 7 contactos, dos más que en el conector tipo 1, y corresponden a 3 contactos de fase (en carga trifásica), un neutro, una toma de tierra y los dos contactos requeridos para establecer comunicaciones entre cargar y vehículo.



*Imagen 17. Conector Mennekes o IEC 62196-2 (Tipo 2)*

### **1.5.5. CONECTOR SCAME (TIPO 3)**

Se trata de un conector actualmente en desuso (imagen 18), dado que apareció en 2010 cuando todavía existía una indefinición de los estándares de conectividad para la recarga de vehículos eléctricos. Creado y usado por la asociación EV Plug Alliance, se usó en empresas como Scame, Schneider Electric y Legrand.

Dicho conector dispone de dos variantes, la 3A y la 3C. La primera está preparada para soportar cargas monofásicas a 16A disponiendo de 4 contactos. En cambio, la segunda variante permite tanto cargas monofásicas como trifásicas a 32 A con la disposición de 7 contactos. Su potencia máxima es de 22kW.



*Imagen 18. Conector Scame (Tipo 3)*

### **1.5.6. CONECTOR CHADEMO**

Se trata de un conector desarrollado por una asociación de empresas japonesas, entre las cuales encontramos TEPCO, Mitsubishi, Nissan, Subaru y Toyota. Su utilidad reside en realizar cargas rápidas de corriente continua, diseñado para soportar hasta 50 kW de potencia y una intensidad de 125A de corriente continua. La gran mayoría de vehículos eléctricos japoneses dispone de dicho conector para posibilitar las recargas rápidas.

En la imagen 19 podemos apreciar su complejidad física.



*Imagen 19. Conector CHAdeMO*

### **1.5.7. CONECTOR ÚNICO COMBINADO O CCS: COMBO 1 Y COMBO 2**

Dado los diferentes conectores existentes, en Europa se ha optado por un ingenioso conector combinado, compuesto por un conector de corriente alterna Tipo 2 y uno de corriente continua con dos contactos.

El conector combo 2 (imagen 20) permite cargar el vehículo en modos 2,3 y 4 (ver apartado 1.5.8) en una sola toma. La potencia máxima a la que puede trabajar en corriente alterna es de 44kW y de hasta 100 kW en corriente continua, aunque actualmente solo se realizan cargas en corriente continua de 50kW. Cabe añadir que algunos de los fabricantes europeos de vehículos eléctricos ya montan este conector en sus vehículos.



Imagen 20. Conector único combinado o CCS: Combo 1 y Combo 2

### 1.5.8. MODOS DE RECARGA

En la actualidad tenemos 4 tipos de carga distintos, de los cuales se describen más detalladamente a continuación. Pero, para clasificarlos debemos tener en cuenta las siguientes características:

- El conector físico que utiliza el vehículo
- La potencia e intensidad, lo cual influye en el tiempo de carga
- La información sincronizada entre el punto de recarga y el vehículo.

### 1.5.9. MODO 1

El vehículo eléctrico se conecta a la red de alimentación de corriente alterna a través de un enchufe estándar (toma Schuko), donde la intensidad no supera los 16A y la tensión en el lado de la alimentación no supere a los 250 V CA monofásicos o 480V trifásicos. Se suele utilizar para cargar pequeñas motos o bicis eléctricas, no es aconsejable para vehículos o motos de mayor potencia, ya que la toma no cuenta con protecciones propias. En este modo de carga la instalación requiere de protección diferencial y magnetotérmica.

La máxima potencia que puede entregar es de 3,7 kW, en red monofásica y 11 kW en red trifásica.

#### **1.5.10. MODO 2**

Considerada como recarga lenta para vehículos eléctricos pequeños o para híbridos enchufables. El vehículo se conecta a la red de alimentación de corriente alterna a través de una toma normalizada (Schuko), no excediendo de 32A y 250V en corriente alterna monofásica o 480V en trifásico. Dicha toma cuenta con un sistema de protección para las personas y un circuito de control.

La máxima potencia que puede entregar es de 7,4 kW en tensión monofásica y 22kW en trifásica.

#### **1.5.11. MODO 3**

Modo de carga semi-rápida, el vehículo eléctrico se conecta a la red de alimentación de corriente alterna usando un SAVE (sistema de alimentación específico de vehículo eléctrico). Este punto de recarga o SAVE incorpora sistemas de protección para la instalación y el vehículo, siendo obligatorio para puntos de recarga de uso público según la ITC-BT 52.

Este modo de carga necesita un conector específico de Tipo 1 (SAE J1772) o Tipo 2 (IEC 62196-2) y permite funciones adicionales como la activación y desactivación de carga o la monitorización de esta.

#### **1.5.12. MODO 4**

Este modo se utiliza para la carga rápida o ultrarrápida de los vehículos eléctricos. Único modo de recarga que se realiza con corriente continua. Durante la carga del vehículo, el convertidor AC/DC se encuentra fijo en el punto de carga.

Con cargas como mínimo de 50 kW es capaz de recargar el 80 % de la batería del vehículo eléctrico en media hora. Los conectores que se utilizan para este modo de carga son el CSS Combo y CHAdeMO. Existe una completa comunicación entre el vehículo y el punto de recarga.

En contraposición este modo de recarga puede dañar la batería del vehículo, si se usa con frecuencia y acelerar su deterioro. Este hecho se debe a que la batería se somete

a altas temperaturas, provocando que tenga que soportar una gran resistencia, suceso que puede originar pérdidas en su capacidad de almacenamiento.

### **1.5.13. TIPOS DE PUNTO DE RECARGA**

Respecto a los tipos de puntos de recarga, cabe añadir que se dividen en 3 distintos, por su función y uso, así pues, tenemos:

- Puntos de recarga portátiles, los cuales son más útiles para viajes largos con un adaptador para garantizar su recarga sea donde sea.
- Puntos de recarga murales, los cuales se instalan en paredes siendo la opción más conveniente y usual para conductores de dichos vehículos que tengan garaje propio. Lo cual supone una inversión mayor en comparación al anterior pero su beneficio a largo plazo está garantizado.
- Puntos de recarga en poste, su utilidad reside más en recargas de vehículos en cualquier zona geográfica, habilitada por la administración pública o empresas privadas.

### **1.5.14. SELECCIÓN DEL PUNTO DE RECARGA**

Como se ha comentado anteriormente, la conexión de un punto de carga doble no supone un problema de cargas para la instalación existente, ya que cuenta con la potencia suficiente para abastecerlo. Además, cabe la posibilidad de implementar un paquete de software que permite la gestión dinámica de las cargas, de tal forma que en ningún caso se supere la potencia disponible por contrato o cualquier otra limitación de la instalación, pudiendo optimizar el aprovechamiento de la instalación.

### **1.5.15. EQUIPO PROPUESTO**

Para la instalación de recarga de vehículos eléctricos se escoge un punto de recarga doble, de tipo recarga en poste, con las siguientes características:

- Conectores

- Dos tomas Schuko de 16 A en carga monofásica
- Dos tomas tipo 2 (62196-2) o Mennekes de 32 A en carga trifásica
  
- Potencia
  - Ambas tomas en uso ofrecen una potencia de 11 kW por toma (carga modo 3)
  - Una toma en uso ofrece una potencia de 22 kW (carga modo 3)
  
- Comunicaciones
  - Locales: RS-485/USB
  - Remotas: Ethernet/3G
  - Compatible con protocolo OCPP (Open Charging Point Protocol)
  
- Protecciones
  - Cuenta con protección diferencial de 30 mA clase A y magnetotérmico Curva C

#### **1.5.16. ESQUEMA DE INSTALACIÓN**

Según la ITC BT-52, segundo punto del primer apartado:

*“1. OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.*

*2. Las disposiciones de esta Instrucción se aplicarán a las instalaciones eléctricas incluidas en el ámbito del Reglamento electrotécnico para baja tensión con independencia de si su titularidad es individual, colectiva o corresponde a un gestor de cargas, necesarias para la recarga de los vehículos eléctricos en lugares públicos o privados, tales como:*

- a) Aparcamientos de viviendas unifamiliares o de una sola propiedad.*
- b) Aparcamientos o estacionamientos colectivos en edificios o conjuntos inmobiliarios de régimen de propiedad horizontal.*
- c) Aparcamientos o estacionamientos de flotas privadas, cooperativas o de empresa, o los de oficinas, para su propio personal o asociados, los de talleres,*

de concesionarios de automóviles o depósitos municipales de vehículos eléctricos y similares.

d) Aparcamientos o estacionamientos públicos, gratuitos o de pago, sean de titularidad pública o privada.

e) Vías de dominio público destinadas a la circulación de vehículos eléctricos, situadas en zonas urbanas y en áreas de servicio de las carreteras de titularidad del Estado previstas en el artículo 28 de la Ley 25/1988, de 29 de julio, de Carreteras.”

Por tanto, los aparcamientos de flotas privadas, cooperativas o empresa también se rigen por esta normativa. El esquema previsto será el 4b, como podemos observar en la imagen 21.

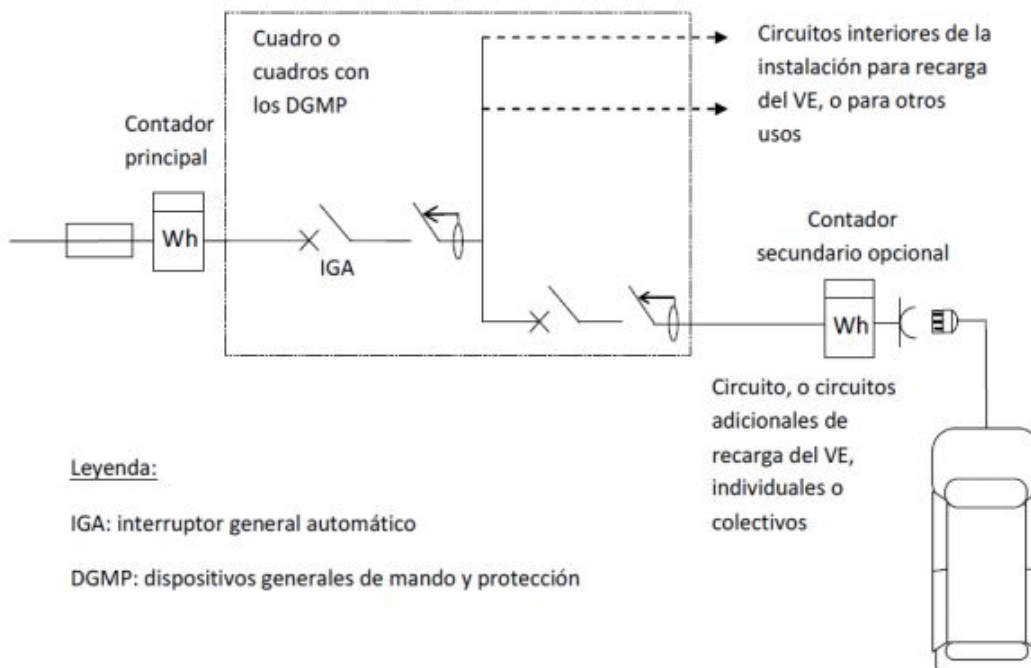


Imagen 21. Esquema 4b: instalación con circuito o circuitos adicionales para la recarga del vehículo eléctrico (Fuente: Guía ITC BT-52)



### **1.5.17. CONDUCTORES**

Para la instalación del punto de recarga se utilizarán cables del tipo RZ1-K 0,6/1kV, compuestos por uno o más conductores de cobre clase 5(-k), con aislamiento XLPE y cubierta de PVC. Los conductores irán entubados y su sección será de  $6\text{mm}^2$  como mínimo. Tendrán que cumplir con las condiciones específicas de la norma UNE 21123-2. No se deberá instalar más de un circuito por tubo.

### **1.5.18. CANALIZACIONES**

Se enlazará la instalación de recarga con el cuadro general de baja tensión (CGBT) de la industria a través de una canalización subterránea, mediante un tubo corrugado de polietileno reticulado con pared interior lisa, de 110 mm de diámetro.

Según lo establecido en la ITC-BT-21, los conductores irán en el interior de los tubos protectores a una profundidad de 0,8 m como mínimo. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

### **1.5.19. PUESTA A TIERRA**

De acuerdo con la ITC-BT-52, se protegerá cada punto de conexión contará con protección diferencial de corriente diferencial-residual asignada máxima de 30 mA, dicho dispositivo podrá ser parte del SAVE o será parte de la instalación fija. Los dispositivos de protección diferencial serán de clase A.

Los dispositivos de protección diferencial instalados en aparcamientos públicos o en estaciones de movilidad eléctrica dispondrán de un sistema de aviso de desconexión o estarán equipados con un dispositivo de rearme automático.

Cada punto de recarga contará con un borne de puesta a tierra, conectado a la puesta a tierra de la nave industrial, de tal forma que la máxima resistencia de puesta a tierra no supere tensiones de contacto de 24 V.

Según el apartado 7 de la ITC-BT-52:

*“Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos podrán ser:*

- *Desnudos, de cobre, de 35 mm<sup>2</sup> de sección mínima, si forman parte de la propia red de tierra, en cuyo caso irán por fuera de las canalizaciones de los cables de alimentación.*
- *Aislados, mediante cables de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, con conductores de cobre, de sección mínima 16 mm<sup>2</sup>. El conductor de protección que une cada punto de recarga con el electrodo o con la red de tierra, será de cable unipolar aislado, de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, y sección mínima de 16 mm<sup>2</sup> de cobre.”*

## **1.6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA**

En el presente apartado se realizará un estudio económico sobre la viabilidad del sistema generador fotovoltaico a proyectar. A continuación, se definen los datos de inversión inicial a realizar, los gastos por mantenimiento y ahorros que obtendrá la instalación.

### **1.6.1. INVERSIÓN**

El coste total de la inversión es de 75.423,60, que es el Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC). Dichos costes están detallados en apartado de Presupuesto.

### **1.6.2. GASTOS**

Una vez puesta en marcha la instalación fotovoltaica, solo se considerarán gastos en costes de operación y mantenimiento (O&M). Este tipo de contratos incluye un mantenimiento correctivo y preventivo de la instalación. Se consideran unos costes O&M de 1.240 € al año.

### **1.6.3. AHORROS**

Después de realizar la instalación fotovoltaica la empresa obtendrá ahorros en su factura eléctrica. Tanto por la energía que dejara de consumir de la red, como por la compensación de la energía excedente. Es decir, por la energía autoconsumida se obtienen los ahorros que equivalen al coste de los kWh, los cuales se dejan de comprar

a la red durante los periodos de generación de la FV, que equivalen a los periodos cuando más cara está la electricidad. Por otra parte, se obtienen beneficios de la energía vertida a red, se escoge un valor intermedio del precio que ofrecen las comercializadoras para las instalaciones acogidas al mecanismo de compensación simplificada, siendo este de 0.055 €/kWh.

<b>Ahorro en la factura eléctrica</b>			
<b>Término de energía</b>	Ahorro por la energía autoconsumida	128.934 kWh	9.981,31 €
	Ingresos compensación excedentes	26.046 kWh	1.432,54 €
<b>Coste kWh en periodo de generación</b>		0,09313 €/kWh	
<b>Precio kWh compensación de excedentes</b>		0,055 €/kWh	

*Tabla 9. Ahorros obtenidos de la instalación solar fotovoltaica*

		CONSUMO	FV GENERADA	FV AUTOCONSUMIDA	FV EXCEDENTES	AHORRO AUTOCONSUMO	VENTA EXCEDENTES
<b>Enero</b>	<b>P1</b>	6.872 kWh	91 kWh	91 kWh	0 kWh	7,92 €	35,68 €
	<b>P2</b>	26.553 kWh	5.001 kWh	5.001 kWh	0 kWh	381,58 €	
	<b>P3</b>	6.262 kWh	2.037 kWh	1.388 kWh	649 kWh	77,87 €	
<b>Febrero</b>	<b>P1</b>	4.505 kWh	229 kWh	229 kWh	0 kWh	19,92 €	55,64 €
	<b>P2</b>	21.001 kWh	6.195 kWh	6.195 kWh	0 kWh	472,68 €	
	<b>P3</b>	6.363 kWh	2.564 kWh	1.553 kWh	1.012 kWh	87,12 €	
<b>Marzo</b>	<b>P1</b>	3.509 kWh	560 kWh	560 kWh	0 kWh	48,72 €	129,67 €
	<b>P2</b>	17.555 kWh	9.149 kWh	9.149 kWh	0 kWh	698,07 €	
	<b>P3</b>	5.542 kWh	4.085 kWh	1.727 kWh	2.358 kWh	96,88 €	
<b>Abril</b>	<b>P1</b>	9.783 kWh	7.026 kWh	7.026 kWh	0 kWh	611,26 €	177,26 €
	<b>P2</b>	8.837 kWh	4.152 kWh	3.669 kWh	483 kWh	279,94 €	
	<b>P3</b>	4.734 kWh	4.010 kWh	1.270 kWh	2.740 kWh	71,25 €	
<b>Mayo</b>	<b>P1</b>	11.168 kWh	7.948 kWh	7.948 kWh	0 kWh	691,48 €	206,65 €
	<b>P2</b>	10.863 kWh	5.085 kWh	4.647 kWh	438 kWh	354,57 €	
	<b>P3</b>	4.661 kWh	4.790 kWh	1.471 kWh	3.320 kWh	82,52 €	
<b>Junio</b>	<b>P1</b>	11.557 kWh	8.232 kWh	8.232 kWh	0 kWh	716,18 €	201,20 €
	<b>P2</b>	11.287 kWh	5.332 kWh	4.897 kWh	435 kWh	373,64 €	
	<b>P3</b>	5.630 kWh	5.034 kWh	1.811 kWh	3.223 kWh	101,60 €	
<b>Julio</b>	<b>P1</b>	16.903 kWh	8.498 kWh	8.498 kWh	0 kWh	739,33 €	161,96 €
	<b>P2</b>	15.889 kWh	5.295 kWh	5.295 kWh	0 kWh	404,01 €	
	<b>P3</b>	7.160 kWh	5.114 kWh	2.170 kWh	2.945 kWh	121,74 €	
<b>Agosto</b>	<b>P1</b>	14.141 kWh	7.742 kWh	7.742 kWh	0 kWh	673,55 €	132,77 €
	<b>P2</b>	14.244 kWh	4.385 kWh	4.378 kWh	6 kWh	334,04 €	

	<b>P3</b>	7.530 kWh	4.457 kWh	2.049 kWh	2.408 kWh	114,95 €	
<b>Septiembre</b>	<b>P1</b>	11.730 kWh	6.450 kWh	6.450 kWh	0 kWh	561,15 €	116,38 €
	<b>P2</b>	12.957 kWh	3.188 kWh	3.188 kWh	0 kWh	243,24 €	
	<b>P3</b>	5.619 kWh	3.535 kWh	1.419 kWh	2.116 kWh	79,61 €	
<b>Octubre</b>	<b>P1</b>	9.387 kWh	907 kWh	907 kWh	0 kWh	78,91 €	122,12 €
	<b>P2</b>	11.586 kWh	6.973 kWh	6.624 kWh	349 kWh	50541 €	
	<b>P3</b>	4.525 kWh	2.968 kWh	1.097 kWh	1.871 kWh	61,54 €	
<b>Noviembre</b>	<b>P1</b>	3.843 kWh	123 kWh	123 kWh	0 kWh	10,70 €	60,27€
	<b>P2</b>	15.821 kWh	5.301 kWh	5.301 kWh	0 kWh	404,47 €	
	<b>P3</b>	4.502 kWh	2.170 kWh	1.074 kWh	1.096 kWh	60,25 €	
<b>Diciembre</b>	<b>P1</b>	4.332 kWh	57 kWh	57 kWh	0 kWh	4,96 €	32,94 €
	<b>P2</b>	17.654 kWh	4.482 kWh	4.482 kWh	0 kWh	341,98 €	
	<b>P3</b>	5.622 kWh	1.815 kWh	1.217 kWh	599 kWh	68,27 €	
<b>TOTAL:</b>		<b>360.127 kWh</b>	<b>154.980 kWh</b>	<b>128.934 kWh</b>	<b>26.046 kWh</b>	<b>9.981,31 €</b>	<b>1.432,54 €</b>

*Tabla 10. Datos de generación fotovoltaica, autoconsumo y venta de excedentes*

#### 1.6.4. EVOLUCIÓN ECONÓMICA DE LA INVERSIÓN

A continuación, se comprueba la viabilidad de la instalación fotovoltaica para una vida útil aproximada de 25 años. Se consideran los siguientes parámetros:

- IPC energía: 3,00%
- Degradación anual de producción 0,70%
- Se aplica el impuesto de sociedades: 25% del beneficio bruto (exento durante los primeros 7 años)
- 

Año	Gastos	Amortización	Ahorros	Bb	Bn	FC	Balance
0	- 72.650 €						- 72.650 €
1	1.240 €	2.906 €	11.414 €	7.268 €	7.268 €	10.174 €	- 62.476 €
2	1.277 €	2.973 €	11.676 €	7.426 €	7.426 €	10.399 €	- 52.077 €
3	1.316 €	3.041 €	11.945 €	7.588 €	7.588 €	10.629 €	- 41.448 €
4	1.355 €	3.111 €	12.220 €	7.754 €	7.754 €	10.865 €	- 30.583 €
5	1.396 €	3.183 €	12.501 €	7.922 €	7.922 €	11.105 €	- 19.478 €
6	1.437 €	3.256 €	12.788 €	8.095 €	8.095 €	11.351 €	- 8.127 €
7	1.481 €	3.331 €	13.082 €	8.271 €	8.271 €	11.602 €	3.475 €
8	1.525 €	3.407 €	13.383 €	8.451 €	6.338 €	9.746 €	13.220 €
9	1.571 €	3.486 €	13.691 €	8.634 €	6.476 €	9.962 €	23.182 €
10	1.618 €	3.566 €	14.006 €	8.822 €	6.617 €	10.183 €	33.364 €
11	1.666 €	3.648 €	14.328 €	9.014 €	6.760 €	10.408 €	43.773 €

12	1.716 €	3.732 €	14.658 €	9.209 €	6.907 €	10.639 €	54.411 €
13	1.768 €	3.818 €	14.995 €	9.409 €	7.057 €	10.875 €	65.286 €
14	1.821 €	3.906 €	15.340 €	9.613 €	7.210 €	11.115 €	76.401 €
15	1.876 €	3.995 €	15.692 €	9.822 €	7.366 €	11.361 €	87.763 €
16	1.932 €	4.087 €	16.053 €	10.034 €	7.526 €	11.613 €	99.376 €
17	1.990 €	4.181 €	16.423 €	10.252 €	7.689 €	11.870 €	111.246 €
18	2.050 €	4.277 €	16.800 €	10.473 €	7.855 €	12.132 €	123.378 €
19	2.111 €	4.376 €	17.187 €	10.700 €	8.025 €	12.401 €	135.779 €
20	2.174 €	4.476 €	17.582 €	10.931 €	8.198 €	12.675 €	148.454 €
21	2.240 €	4.579 €	17.986 €	11.167 €	8.376 €	12.955 €	161.409 €
22	2.307 €	4.685 €	18.400 €	11.409 €	8.556 €	13.241 €	174.650 €
23	2.376 €	4.792 €	18.823 €	11.655 €	8.741 €	13.534 €	188.184 €
24	2.447 €	4.903 €	19.256 €	11.906 €	8.930 €	13.832 €	202.016 €
25	2.521 €	5.015 €	19.699 €	12.163 €	9.122 €	14.138 €	216.154 €

Tabla 11. Evolución económica de la inversión

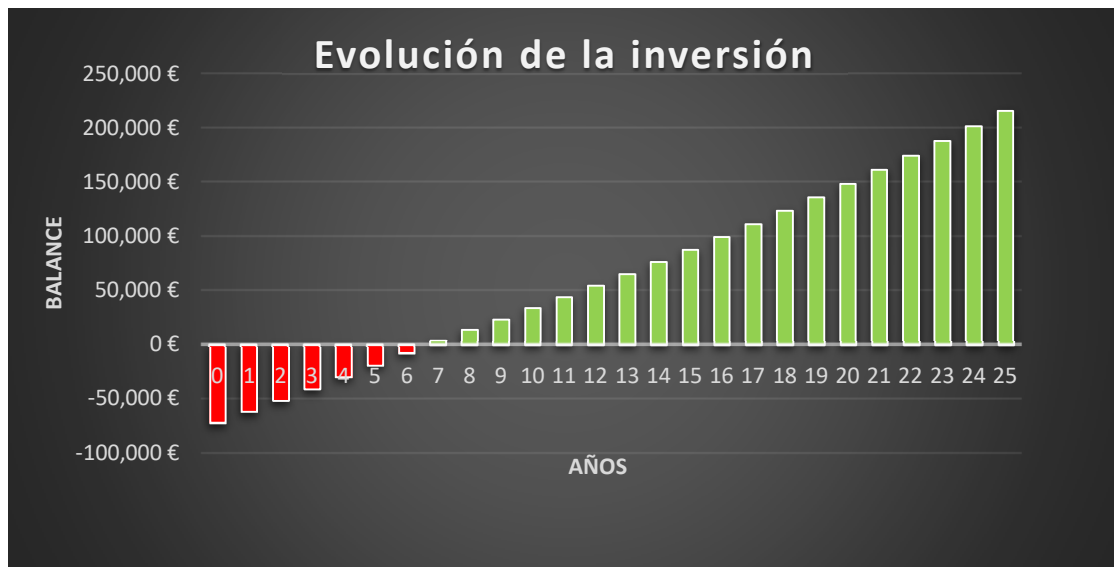


Imagen 22. Gráfica evolución de la inversión

### 1.6.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

<b>VAN</b>	190.245,97 €
<b>TIR</b>	12 %
<b>PR</b>	6,28 años

Imagen 23. Indicadores de rentabilidad

## **1.7. CONCLUSIÓN**

Con este apartado de Memoria queda definido la instalación solar fotovoltaica y la instalación de recarga de vehículos eléctricos propuestas para este proyecto, con justificación de cada uno de los planteamientos emitidos.

Desde el punto de vista económico se obtiene una rentabilidad a medio plazo, con un periodo de retorno de menos de siete años. Lo que significa que es un proyecto con un gran interés económico debido a su bajo riesgo.

Dado que el procedimiento para legalizar la instalación fotovoltaica de autoconsumo con modalidad de compensación de excedentes exige diferentes tramites, que supone una demora de varios meses. Es conveniente que la tramitación se realice con antelación, tanto por parte del promotor como por el equipo técnico que llevo a cabo su ejecución.

Como conclusión, con dichas instalaciones se contribuye a la conservación del medio ambiente, además de suponer un ahorro energético para la empresa.



## **II. ANEXOS**





## ÍNDICE ANEXOS

<b>II. ANEXOS</b> .....	<b>46</b>
<b>2.1. ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS</b> .....	<b>50</b>
2.1.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	50
2.1.1.1. POTENCIA TOTAL INSTALADA .....	50
2.1.1.2. NUMERO DE MÓDULOS EN SERIE POR STRING .....	50
2.1.1.3. NUMERO DE STRINGS EN PARALELO POR INVERSOR .....	52
2.1.1.4. CÁLCULO DE SECCIONES.....	53
2.1.1.5. CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA.....	56
2.1.1.6. CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA.....	57
2.1.1.7. SECCIÓN DEL NEUTRO .....	61
2.1.1.8. SECCIÓN DEL CABLEADO DE PROTECCIÓN.....	61
2.1.1.9. SECCIÓN DEL CABLEADO DE PROTECCIÓN.....	61
2.1.1.10. CABLEADO DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.....	62
2.1.1.11. CABLEADO DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA.....	62
2.1.1.12. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES.....	62
2.1.1.13. APARAMENTA CORRIENTE CONTINUA.....	62
2.1.1.14. APARAMENTA DE CORRIENTE ALTERNA .....	63
2.1.2. INSTALACIÓN RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	64
2.1.2.1. CÁLCULO DEL CABLEADO .....	64
2.1.2.2. PUESTA A TIERRA.....	67
2.1.2.3. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES.....	67
<b>2.2. ANEXO II: TRÁMITES A SEGUIR PARA LA LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b> .....	<b>68</b>
2.2.1. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN .....	68
2.2.2. PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN.....	68
2.2.3. AUTORIZACIONES AMBIENTALES Y DE UTILIDAD PÚBLICA.....	68
2.2.4. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN .....	69
2.2.5. LICENCIA DE OBRAS E IMPUESTO DE CONSTRUCCIONES Y OBRAS ..	69
2.2.6. EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES .....	69
2.2.7. INSPECCIÓN INICIAL E INSPECCIONES PERIÓDICAS .....	69
2.2.8. CERTIFICADO DE INSTALACIÓN Y/O CERTIFICADO DE FIN DE OBRA..	69
2.2.9. CONTRATO DE ACCESO PARA INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO .	70
2.2.10. CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGIA PARA SEVICIOS AUXILIARES .....	70
2.2.11. LICENCIA DE ACTIVIDAD .....	70

2.2.12.	CONTRATO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES.....	70
2.2.13.	INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO AUTONÓMICO DE AUTOCONSUMO 70	
2.2.14.	INSCRIPCION EN EL REGISTRO ADMINISTRATIVO DE AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	70
<b>2.3.</b>	<b>ANEXO III: FICHAS TÉCNICAS.....</b>	<b>71</b>
2.3.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	72
2.3.2.	INVERSOR HUAWEI SUN2000-36KTL.....	74
2.3.3.	INVERSOR HUAWEI SUN2000-60KTL.....	76
2.3.4.	PUNTO DE RECARGA INGEREV.....	78

## 2.1. ANEXO I: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

### 2.1.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 2.1.1.1. POTENCIA TOTAL INSTALADA

El sistema fotovoltaico generador de electricidad del presente proyecto está compuesto por 260 paneles de 405 Wp cada uno, ubicados sobre la cubierta de la nave industrial. Por lo tanto, la potencia total instalada, que equivale a la potencia pico de la instalación será:

$$252 \text{ módulos} * 410Wp = 103,32kWp \quad (1)$$

#### 2.1.1.2. NUMERO DE MÓDULOS EN SERIE POR STRING

El número máximo y mínimo de paneles que se pueden conectar en serie en cada string viene limitado por el rango de tensiones de entrada que admite cada inversor. Además, de tener en cuenta las condiciones de temperatura y radiación de la zona donde se va a instalar, ya que los módulos pueden sufrir una variación de potencia, tensión y corriente en función de la temperatura.

#### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Imagen 24. Variación de los parámetros en función de la temperatura para los módulos Canadian Solar Hiku CS3W-410P

	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
W/m <sup>2</sup>	791,2	752,2	898,9	999,8	1024,6	1020,9	1003,5	967,6	889,0	791,2	663,6	597,8

Tabla 12. Datos de máxima irradiancia diaria obtenida en Córdoba en condiciones óptimas para cada mes (Fuente: PVGIS)

La temperatura media anual de Córdoba suele rondar los 17,8°C, pero en algunos casos ha llegado a temperaturas mínimas de -1°C y temperaturas máximas de 40°C.

Para el presente estudio se utilizarán los valores más restrictivos de irradiancia y temperatura. Se procede a calcular la  $T_{panel,max}$  y  $T_{panel,min}$ :

$$T_{panel} = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * Ir \quad (2)$$

$$\text{Día más caluroso (mayo)} \rightarrow T_{panel,max} = 40 + \frac{45 - 20}{800} * 1024,69 = 72,02^{\circ}C \quad (3)$$

$$\text{Día más frío (diciembre)} \rightarrow T_{panel,min} = -1 + \frac{39 - 20}{800} * 597,89 = 13,19^{\circ}C \quad (4)$$

Tensión máxima y mínima del panel en el PMP para  $T_{panel,max}$  y  $T_{panel,min}$ :

$$V_{mp}(T_{panel}) = V_{mp}(25^{\circ}C)[1 - \beta(T_{panel} - 25)] \quad (5)$$

$$V_{mp,min}(T_{panel,max}) = 39,1[1 - 0,0029(72,02 - 25)] = 33,76 V \quad (6)$$

$$V_{mp,max}(T_{panel,min}) = 39,1[1 - 0,0029(13,19 - 25)] = 40,43 V \quad (7)$$

A continuación, se calcula el número mínimo de paneles a conectar en serie para seguir el PMP, teniendo en cuenta los rangos de tensión de cada inversor (ver Anexo II. Fichas técnicas).

➤ Inversor SUN2000-36KTL:

$$N^{\circ}_{min} = \frac{U_{DC,MP min(inversor)}}{V_{mp,min(panel)}} = \frac{250 V}{33,76 V} = 7,41 \rightarrow 8 \text{ paneles en serie} \quad (8)$$

➤ Inversor SUN2000-60KTL:

$$N^{\circ}_{min} = \frac{U_{DC min(inversor)}}{V_{mp,min(panel)}} = \frac{200 V}{33,76 V} = 5,92 \rightarrow 6 \text{ paneles en serie} \quad (9)$$

Para calcular el número máximo de paneles a conectar en serie se tendrá en cuenta la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y la tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), calculada anteriormente. Por tanto:

$$V_{oc,max}(T_{panel,min}) = 47,6[1 - 0,0029(13,19 - 25)] = 49,23 V \quad (10)$$

➤ Inversor SUN2000-36KTL:

$$N^{\circ}_{max} = \frac{U_{DC,MP max(inversor)}}{V_{mp,max(panel)}} = \frac{1000 V}{40,43 V} = 24,73 \rightarrow 24 \text{ paneles en serie} \quad (11)$$

$$N^{\circ}_{max} = \frac{U_{DC max(inversor)}}{V_{oc,max(panel)}} = \frac{1100 V}{49,23 V} = 22,34 \rightarrow 22 \text{ paneles en serie} \quad (12)$$

➤ Inversor SUN2000-60KTL:

$$N^{\circ}_{\text{máx}} = \frac{U_{DC \text{ max}(inversor)}}{V_{mp, \text{min}(panel)}} = \frac{1000 \text{ V}}{40,43 \text{ V}} = 24,73 \rightarrow 24 \text{ paneles en serie} \quad (13)$$

$$N^{\circ}_{\text{máx}} = \frac{U_{DC \text{ max}(inversor)}}{V_{oc, \text{max}(panel)}} = \frac{1100 \text{ V}}{49,23 \text{ V}} = 22,34 \rightarrow 22 \text{ paneles en serie} \quad (14)$$

En vista de los resultados obtenidos, para el inversor de 36 kW se debe conectar entre 8 y 22 paneles en serie por string, y entre 6 y 22 paneles en serie para el inversor de 60 kW.

DATOS ELECTRICOS	
Tensión en el punto máximo de potencia (V <sub>mpp</sub> )	39,1V
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	47,6 V
DATOS MECÁNICOS	
Longitud (mm)	2108 mm
Anchura (mm)	1048 mm
Espesor (mm)	40 mm
Peso (kg)	24,9 kg

Tabla 13. Datos específicos módulo Canadian solar

### 2.1.1.3. NUMERO DE STRINGS EN PARALELO POR INVERSOR

Para la conexión de strings en paralelo para cada inversor hay que tener en cuenta sus intensidades máximas admisibles por MPPT. El inversor de 36 kW dispone de 4 MPPT y 8 entradas, y el inversor de 60 kW cuenta con 6 MPPT y 12 entradas para strings. Como se puede observar en las respectivas fichas técnicas de cada inversor, la intensidad máxima de cortocircuito a la entrada es de 30 A y la intensidad máxima de la entrada por MPPT es de 22 A. Por tanto, la intensidad máxima que se obtiene en el caso de conectar dos strings en paralelo por MPPT será:

- Inversor Huawei SUN2000-36KTL y Huawei SUN2000-60KTL

$$I_{mp} * 2 = 10,49 * 2 = 20,98 \text{ A} < 22 \text{ A} \quad (15)$$

$$I_{sc} * 2 = 11,06 * 2 = 22,12 \text{ A} < 30 \text{ A} \quad (16)$$

$$I_{mp, \text{panel}} = 10,49 \text{ A}$$

$$I_{sc, \text{panel}} = 11,06 \text{ A}$$

Cálculo de la intensidad para la temperatura del panel más desfavorable, calculadas en el apartado anterior. El valor de  $\alpha$  se obtiene de la imagen 24 o de la ficha técnica de los módulos.

	$I_{sc}(T_{panel,max}) = I_{sc}[1 + \alpha(T_{panel} - 25)]$	(17)
--	--	------

	$I_{sc}(T_{panel,max}) = 11,06[1 + 0,0005(72,02 - 25)] = 11,32A$	(18)
--	--	------

	$I_{sc,Tmax} * 2 = 11,32 * 2 = 22,64 A < 30 A$	(19)
--	--	------

	$I_{mp}(T_{panel,max}) = I_{mp}[1 + \alpha(T_{panel} - 25)]$	(20)
--	--	------

	$I_{mp}(T_{panel,max}) = 10,49[1 + 0,0005(72,02 - 25)] = 10,73 A$	(21)
--	---	------

	$I_{mp,Tmax} * 2 = 10,73 * 2 = 21,46 A < 22 A$	(22)
--	--	------

Dado que se cumplen las condiciones en ambos inversores para la conexión en paralelo de strings, la distribución del generador fotovoltaico estará compuesta por 8 strings, con 20 paneles por rama, conectados al inversor de 60 kW y 5 strings conectados al inversor de 36 kW, con 4 ramas de 18 paneles en serie y una última con 20 paneles en serie.











#### 2.1.1.4. CÁLCULO DE SECCIONES

Para calcular las secciones del cableado eléctrico utilizamos los criterios de caída de tensión y criterio térmico. Según establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40 del reglamento de Baja Tensión, la caída de tensión máxima admisible será de 1,5 % y los cables estarán dimensionados para soportar una intensidad de 125% de la máxima intensidad de línea.

##### ➤ Criterio térmico

Para el cálculo de secciones mediante el criterio térmico se utilizará la tabla B.52-1 y la tabla C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014).

**TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia**

Instalación de referencia	Tabla y columna				
	Intensidad admisible para los circuitos simples				
	Aislamiento PVC	Aislamiento XLPE o EPR			
	Número de conductores				
	2	3	2	3	
 Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b	Tabla C.52-1 bis columna 6b
 Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b	Tabla C.52-1 bis columna 5b
 Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 10b	Tabla C.52-1 bis columna 9b
 Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b	Tabla C.52-1 bis columna 7b
 Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 11	Tabla C.52-1 bis columna 9b
 Cable multiconductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5	Tabla C.52-2 bis columna 6
 Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
 Cable multiconductor al aire libre	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12	Tabla C.52-1 bis columna 10b
 Cables unipolares en contacto al aire libre	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13	Tabla C.52-1 bis columna 11
 Cables unipolares espaciados al aire libre	G	Ver UNE-HD 60364-5-52			

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)  
 Cobre:  $\rho_{20} = 1/56 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ; Aluminio:  $\rho_{20} = 1/35 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$   
 $D = K_0 \cdot D_{20}$  Para el cobre y el aluminio:  $\theta = 70^\circ\text{C} \rightarrow K_0 = 1,20$ ;  $\theta = 90^\circ\text{C} \rightarrow K_0 = 1,28$   
**POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):**  
 5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000  
**FACTORES DE MAYORACIÓN  $K_0$ :** 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

**TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de referencia de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																	
	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3					
	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	350	400	500
<b>Alu. mm<sup>2</sup></b>	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	350	400	500	630

Tabla 14. Intensidades máximas admibles

Además, a las máximas intensidades admisibles se les aplicará un factor de corrección, por agrupación de los cables y por la temperatura del ambiente. Se obtienen de las siguientes tablas:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores									Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	E y F
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	

Tabla 15. Factor de corrección por agrupación de circuitos

Aislamiento	Temperatura ambiente ( $\theta$ ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Tabla 16. Factor de corrección por temperatura ambiente

Número de capas	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o más
Coefficiente	0,8	0,73	0,7	0,68	0,66

Tabla 17. Factor de corrección para cables instalados en varias capas



$$I_{z_{max}} = I_z * f_{corrección} \quad (23)$$

$$f_{corrección} = k1 * k2 \quad (24)$$

$$k2 = F_{n^{\circ} \text{ circuitos}} * F_{n^{\circ} \text{ capas}} \quad (25)$$

Donde:

k1= Coeficiente de corrección por temperatura.

k2 = Coeficiente de corrección por agrupamiento.

Iz = Intensidad admisible del conductor.

Iz<sub>max</sub> = Intensidad admisible del cable a instalar.

#### ➤ Criterio de caída de tensión

Se considera una caída de tensión máxima admisible de 1,5 % para los conductores de la parte de alterna y un 0,5 % para los de continua. Se emplearán las siguientes ecuaciones:

Para una línea monofásica:

$$\Delta U(\%) = \frac{2 * P * L}{c * S * U^2} * 100 \quad (26)$$

Para una línea trifásica:

$$\Delta U(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2} * 100 \quad (27)$$

Donde:

S = Sección del cable en mm<sup>2</sup>.

L = Longitud de la línea en metros.

ΔU (%) = Porcentaje de caída de tensión en voltios.

U = Tensión nominal

C<sub>cu</sub> = Conductividad del cobre

P = Potencia de la carga en vatios.

### 2.1.1.5. CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

En lo que se refiere al cableado de corriente continua, existirá una línea por cada string, de este al inversor. Para el cálculo de secciones de la parte de continua se empleará la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) del panel, ya que será la máxima que circulará por el cable.

Nº Módulos	Potencia string	Tensión máxima	Corriente rama	Longitud cable máxima
20	8200 W	952 V	11,06 A	80 metros
18	7380 W	856,8 v	11,06 A	80 metros

Tabla 18. características de strings para el caso más desfavorable

#### Criterio térmico

Se considerarán los valores para conductores de cobre ( $Cu=56$ ) con aislamiento XLPE2, para una sección de  $6 \text{ mm}^2$ , dos conductores y método de instalación tipo F. Por tanto, según la tabla B.52-1 y la tabla C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014), en base a la ITC-BT-19, la intensidad que circulará por el cable será de:

$$I_{max} = I_{sc} * 1,25 = 11,06 \text{ A} * 1,25 = 13,825 \text{ A} \quad (28)$$

$$I_{Z(S=6\text{mm}^2)} = 57 \text{ A}$$

$$k1_{(40^\circ\text{C})} = 1$$

$$k2 = F_5 \text{ circuitos} * F_3 \text{ capas} = 0,75 * 0,73 = 0,5475 \quad (29)$$

$$f_{corrección} = k1 * k2 = 1 * 0,5475 = 0,5475 \quad (30)$$

$$I_{Zmax} = I_{Z(S=6\text{mm}^2)} * f_{corrección} = 57 \text{ A} * 0,5475 = 31,2075 \text{ A} \quad (31)$$

$$I_{Zmax} > I_{max} \quad (32)$$

#### Criterio de caída de tensión

$$S = 6 \text{ mm}^2.$$

$$L = 80 \text{ metros.}$$

$$U_{(20 \text{ paneles})} = 47,6 \text{ V/panel} * 20 \text{ paneles} = 952 \text{ V}$$

$$U_{(18 \text{ paneles})} = 47,6 \text{ V/panel} * 18 \text{ paneles} = 856,8 \text{ V}$$

$$C_{Cu} = 56$$

$$P_{(20 \text{ paneles})} = 410 \text{ Wp/panel} * 20 \text{ paneles} = 8200 \text{ W}$$

$$P_{(18 \text{ paneles})} = 410 \text{ Wp/panel} * 18 \text{ paneles} = 7380 \text{ W}$$

$$\Delta U(\%)_{20\text{paneles}} = \frac{2 * P * L}{c * S * U^2} * 100 = \frac{2 * 8200 * 80}{56 * 6 * 952^2} * 100 = 0,4308\% < 0,5\% \quad (33)$$

$$\Delta U(\%)_{18\text{paneles}} = \frac{2 * P * L}{c * S * U^2} * 100 = \frac{2 * 7380 * 80}{56 * 6 * 856,8^2} * 100 = 0,4781\% < 0,5\% \quad (34)$$

Ambos criterios cumplen, la sección de **6 mm<sup>2</sup>** es apta.

Resumen del cableado de corriente continua:

<b>CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA INVERSORES</b>		
<b>Tramo</b>	<b>Sección</b>	<b>Descripción del cableado</b>
String 1 a 9 (20 módulos en serie por string, modelo Hiku CS3W-405P de 405 Wp)	6 mm <sup>2</sup>	Cable unipolar solar monofásico RV-k 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento de protección XLPE de 6mm <sup>2</sup>
String 10 a 13 (18 módulos en serie por string, modelo Hiku CS3W-405P de 405 Wp)	6 mm <sup>2</sup>	Cable unipolar solar monofásico RV-k 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento de protección XLPE de 6mm <sup>2</sup>

Tabla 19. Secciones para el cableado de continua

### 2.1.1.6. CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

Para el cálculo del cableado de corriente alterna se dividirá en dos partes: desde el inversor hasta el cuadro de protecciones, y desde este cuadro hasta el cuadro general de baja tensión de la nave (CGBT). Puesto que se divide en dos tramos, y la caída de tensión máxima admisible para el tramo de corriente alterna es de 1,5%, para asegurar que cumple este criterio se considera una caída de tensión máxima del 0,75% para cada tramo. El sistema consta de dos inversores trifásicos de 36 kW y 60 kW, sumando una potencia total de 96 kW. Por tanto, se dimensionará el cableado para cada inversor hasta el cuadro de protecciones.

Datos de cada inversor:

<b>Inversor</b>	HUAWEI SUN2000-36KTL	HUAWEI SUN2000-60KTL
<b>Potencia</b>	36.000 W	60.000 W
<b>Tensión máx. de salida</b>	400 V	400 V
<b>Corriente máx. de salida</b>	57,8 A	95,3 A

Tabla 20. características de los inversores Huawei

En cuanto a los conductores de corriente alterna se distinguen los circuitos:

1. Cableado de los inversores al cuadro de protecciones
  - a. Inversor HUAWEI SUN2000-36KTL
  - b. Inversor HUAWEI SUN2000-60KTL
2. Cableado del cuadro de protecciones al CGBT.

A continuación, se calcula el cableado de corriente alterna.

1. Cableado de los inversores al cuadro de protecciones
  - a. **Inversor HUAWEI SUN2000-36KTL**

#### Criterio térmico

La intensidad de diseño será un 25% superior a la intensidad de la línea que une el inversor de 36 kW con el cuadro de protecciones. Se considerarán los valores para conductores de cobre ( $Cu=56$ ) con aislamiento XLPE3, para una sección de  $16 \text{ mm}^2$ , 3 conductores y método de instalación tipo F y llevando un factor de corrección de valor 1. Por tanto, según la tabla B.52-1 y la tabla C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014), en base a la ITC-BT-19, la intensidad que circulará por el cable será de:

$$I_{max} = I_{AC\_max} * 1,25 = 57,8 * 1,25 = 72,25 \text{ A} \quad (35)$$

$$I_{Z(S=16\text{mm}^2)} = 97 \text{ A}$$

$$f_{corrección} = 1$$

$$I_{Z_{max}} = I_{Z(S=16\text{mm}^2)} * f_{corrección} = 97 * 1 = 97 \text{ A} \quad (36)$$

$$I_{Z_{max}} > I_{max}$$

#### Criterio de caída de tensión

$$S = 16 \text{ mm}^2.$$

$$L = 10 \text{ metros.}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$C_{Cu} = 56$$

$$P = 36000 \text{ W}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2} * 100 = \frac{36000 * 10}{56 * 16 * 400^2} * 100 = 0,2511\% < 0,75\% \quad (37)$$

Ambos criterios cumplen, la sección de **16 mm<sup>2</sup>** es apta.

**Se escoge una sección de 3Fx16mm<sup>2</sup>+Nx16mm<sup>2</sup>**

**b. Inversor HUAWEI SUN2000-60KTL**

**Criterio térmico**

La intensidad de diseño será un 25% superior a la intensidad de la línea que une el inversor de 60 kW con el cuadro de protecciones. Se considerarán los valores para conductores de cobre (Cu=56) con aislamiento XLPE3, para una sección de 35 mm<sup>2</sup>, 3 conductores y método de instalación tipo F y llevando un factor de corrección de valor 1. Por tanto, según la tabla B.52-1 y la tabla C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014), en base a la ITC-BT-19, la intensidad que circulará por el cable será de:

$$I_{max} = I_{AC\_max} * 1,25 = 95,3 * 1,25 = 119,125 A \quad (38)$$

$$I_{Z(S=35mm^2)} = 144 A$$

$$f_{corrección} = 1$$

$$I_{Zmax} = I_{Z(S=16mm^2)} * f_{corrección} = 144 * 1 = 144A \quad (39)$$

$$I_{Zmax} > I_{max}$$

**Criterio de caída de tensión**

$$S = 35 \text{ mm}^2.$$

$$L = 10 \text{ metros.}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$C_{Cu} = 56$$

$$P = 60000 \text{ W}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2} * 100 = \frac{60000 * 10}{56 * 35 * 400^2} * 100 = 0,1913\% < 0,75\% \quad (40)$$

Ambos criterios cumplen, la sección de **35 mm<sup>2</sup>** es apta.

**Se escoge una sección de 3Fx35mm<sup>2</sup>+Nx35mm<sup>2</sup>**

## 2. Cableado del cuadro de protecciones al CGBT

### Criterio térmico

La intensidad de diseño será un 25% superior a la intensidad de la línea que une cuadro de protecciones con la CGBT, siendo esta la suma de corrientes máximas de salida de los dos inversores. Se considerarán los valores para conductores de cobre (Cu=56) con aislamiento XLPE3, para una sección de 70 mm<sup>2</sup>, 3 conductores y método de instalación tipo F y llevando un factor de corrección de valor 1. Por tanto, según la tabla B.52-1 y la tabla C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014), en base a la ITC-BT-19, la intensidad que circulará por el cable será de:

$$I_{max} = I_{AC\_max} * 1,25 = (57,8 + 95,3) * 1,25 = 191,375 A \quad (41)$$

$$I_{Z(S=70mm^2)} = 243 A$$

$$f_{corrección} = 1$$

$$I_{Zmax} = I_{Z(S=16mm^2)} * f_{corrección} = 243 * 1 = 243 A \quad (42)$$

$$I_{Zmax} > I_{max}$$

### Criterio de caída de tensión

$$S = 70 \text{ mm}^2.$$

$$L = 5 \text{ metros.}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$C_{Cu} = 56$$

$$P = 96000 \text{ W}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2} * 100 = \frac{96000 * 5}{56 * 70 * 400^2} * 100 = 0,0765\% < 0,75\% \quad (43)$$

Ambos criterios cumplen, la sección de **70 mm<sup>2</sup>** es apta.

**Se escoge una sección de 3Fx70mm<sup>2</sup>+Nx70mm<sup>2</sup>**

Se muestran los datos obtenidos para el tramo de alterna en la siguiente tabla:

CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA				
Tramo			Sección	Descripción del cableado
Del inversor HUAWEI SUN2000-36KTL	al cuadro de protecciones		16 mm <sup>2</sup>	3F+N Cables unipolares RZ1-K (AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE, libre de halógenos.
Del inversor HUAWEI SUN2000-60KTL	al cuadro de protecciones		35 mm <sup>2</sup>	3F+N Cables unipolares RZ1-K (AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE, libre de halógenos.
Del cuadro de protecciones al CGBT			70 mm <sup>2</sup>	3F+N Cables unipolares RZ1-K (AS) 0,6/1Kv (Cu) con recubrimiento XLPE, libre de halógenos.

Tabla 21. Secciones cableado corriente alterna

#### 2.1.1.7. SECCIÓN DEL NEUTRO

Según lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la ITC-BT-19 que regula las instalaciones interiores o interiores, apartado 2.2.2. Sección de los conductores: “En instalaciones interiores, para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios, salvo justificación por cálculo, la sección del conductor neutro será como mínimo igual a la de las fases.”

#### 2.1.1.8. SECCIÓN DEL CABLEADO DE PROTECCIÓN

Dado que se trata de una instalación fotovoltaica para autoconsumo de la industria, y dicha instalación estará conectada a la red interior de esta, las masas de la instalación irán conectadas a la puesta a tierra de la instalación del cliente.

#### 2.1.1.9. SECCIÓN DEL CABLEADO DE PROTECCIÓN

Según lo establecido en la ITC-BT-18 apartado 3.4. Conductores de protección, el cableado de protección tendrá una sección igual a la indica en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación <b>S (mm<sup>2</sup>)</b>	Sección mínima de los conductores de protección <b>S<sub>p</sub> (mm<sup>2</sup>)</b>
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

Tabla 22. Sección de los conductores de protección (Fuente: ITC-BT-18)

### **2.1.1.10. CABLEADO DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA**

El tramo que une los inversores con el cuadro de protecciones, el cableado tiene secciones de 16 mm<sup>2</sup> y 35 mm<sup>2</sup> (ver tabla 8). Por tanto, el cableado de protección tendrá una sección de 16 mm<sup>2</sup> para los dos tramos.

Para el tramo que une el cuadro de protecciones con el CGBT, la sección calculada es de 70 mm<sup>2</sup>, de tal forma que la sección del cableado de protección para este tramo será de 35 mm<sup>2</sup>.

### **2.1.1.11. CABLEADO DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA**

La sección de los conductores de corriente continua es de 6 mm<sup>2</sup>, por tanto, el cableado de protección a utilizar será de la misma sección.

### **2.1.1.12. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES**

En el punto 1.4.12 de este proyecto se han detallado el conjunto de protecciones necesarias en la instalación fotovoltaica.

### **2.1.1.13. APARAMENTA CORRIENTE CONTINUA**

Serán las protecciones de los propios inversores de la marca Huawei, modelo: SUN2000-36KTL y SUN2000-60KTL.



#### 2.1.1.14. APARAMENTA DE CORRIENTE ALTERNA

Para asegurar la protección frente sobrecorrientes de los tramos de corriente alterna, se instalarán magnetotérmicos tipo C, a la salida de cada inversor, y un interruptor de caja moldeada con protección magnetotérmica y diferencial, que actuará antes que el interruptor general. Según la ITC-BT-22 y la norma UNE 20460-4-43, protección contra sobrintensidades, el dispositivo a instalar se debe cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (44)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z \quad (45)$$

Donde:

$I_b$  = corriente de diseño de la línea

$I_z$  = corriente admisible del cable

$I_n$  = corriente asignada del dispositivo de protección

$I_2$  = corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección

Los magnetotérmicos que estén fabricados según la norma UNE EN-60898 siempre cumplirán la condición (2). El valor  $I_z$  se obtienen de los cálculos del apartado 2.1.4.2 y el valor de  $I_b$  se obtiene de las intensidades máximas de salida de los inversores para 400 V, dato que se saca de la ficha técnica de estos.

- Se protege el tramo del inversor Huawei SUN2000-36KTL al cuadro de protecciones con un magnetotérmico de 63 A con un poder de corte de 10 kA, de modo que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (46)$$

$$57,8A \leq 60 A \leq 97 A \quad (47)$$

- Se protege el tramo del inversor Huawei SUN2000-60KTL al cuadro de protecciones con un magnetotérmico de 100 A con un poder de corte de 16 kA, de modo que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (48)$$

$$95,3 A \leq 100A \leq 144 A \quad (49)$$

- Se protege el tramo del cuadro de protecciones al CGBT con un interruptor automático de caja moldeada, con protección magnetotérmica y diferencial de 160A y una sensibilidad de 300 mA, de modo que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (50)$$

$$153,1 A \leq 160A \leq 243 A$$

(51)

Cuadro resumen con las protecciones seleccionadas para cada tramo de corriente alterna:

PROTECCIONES ALTERNA			
Elemento	Unidades	Ubicación	Características técnicas
Interruptor magnetotérmico de 63 A de 4 polos	1	Caja de protecciones AC	Vn = 400 V In = 63 A PdC = 10 kA
Interruptor magnetotérmico de 100 A de 4 polos	1	Caja de protecciones AC	Vn = 400 V In = 100 A PdC = 16 kA
Interruptor automático de caja moldeada con magnetotérmico y diferencial de 160 A de 4 polos	1	Caja de protecciones AC	Vn = 400 V In = 160 A PdC = 25 Ka I <sub>Δn</sub> = 300 mA

Tabla 23. características de las protecciones para la parte de alterna

## 2.1.2. INSTALACIÓN RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

### 2.1.2.1. CÁLCULO DEL CABLEADO

Para el cálculo de las secciones del cableado para la instalación del punto de recarga, se utilizarán los criterios de caída de tensión y criterio térmico, explicados en el apartado anterior. La caída de tensión admisible deberá ser inferior al 5%.

#### Criterio térmico

La intensidad de diseño será un 25% superior a la intensidad de la línea que une el punto de recarga con la CGBT. El circuito estará formado por cuatro cables unipolares de cobre (Cu=56), con aislamiento XLPE, que según la tabla.2 de la ITC-BT-07 tiene una temperatura máxima de servicio de 90°C. A continuación, se puede observar las intensidades máximas admisibles para los conductores de cobre:



SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 24. Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada

(Fuente: ITC-BT-07)

Se aplicarán los siguientes factores de corrección:

- k1 = Instalación subterránea bajo tubo
- k2 = Profundidad de la instalación de 0,8 metros
- k3 = Resistividad térmica del terreno 1,2 K\*m/W
- k4 = Se considera una temperatura del terreno de 30°C

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 25. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

(Fuente: ITC-BT-07)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 26. Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación (Fuente: ITC-BT-07)

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 27. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K\*m/W (Fuente: ITC-BT-07)

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78	
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67	

Tabla 28. factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C (Fuente: ITC-BT-07)

La  $I_{max}$  del punto de recarga es de 32 A, y la  $I_z$  para una sección de 10 mm<sup>2</sup> es de 96 A, según la tabla 9.

$$I_{max} = I_{PC\_MAX} * 1,25 = 32 * 1,25 = 40 A \quad (52)$$

$$I_{z(S=10mm^2)} = 96A$$

$$f_{corrección} = k1 * k2 * k3 * k4 = 0,64 * 0,99 * 0,93 * 0,96 = 0,5656252 \text{ módulos} * 410Wp = 103,32kWp \quad (53)$$

$$I_{z_{max}} = I_{z(S=10mm^2)} * f_{corrección} = 96 * 0,5656 = 54,305 A \quad (54)$$

$$I_{z_{max}} > I_{max} \quad (55)$$

### Criterio de caída de tensión

$$\Delta U(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2} * 100$$

$$S = 10 \text{ mm}^2.$$

$$L = 25 \text{ metros.}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$C_{Cu} = 56$$

$$P = 22000 \text{ W}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{P * L}{c * S * U^2} * 100 = \frac{22000 * 25}{56 * 10 * 400^2} * 100 = 0,6138\% < 5\% \quad (56)$$

Ambos criterios cumplen, la sección de **10 mm<sup>2</sup>** es apta.

Se escoge una sección de  $10F \times 10\text{mm}^2 + N \times 10\text{mm}^2$

### 2.1.2.2. PUESTA A TIERRA

En conformidad con la ITC-BT-52, La protección de puesta a tierra estará compuesta por un conductor de sección  $16\text{mm}^2$  de cobre que unirá el punto de recarga con la red de tierra de la nave industrial, con un cable unipolar aislado de tensión asignada 450/750 V.

### 2.1.2.3. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES

Según los establecido en la ITC-BT-52, cada punto de conexión deberá estar protegido por medio de un interruptor diferencial, con una corriente residual asignada de 30mA. Dicho dispositivo será de clase A. la intensidad de línea ( $I_b$ ) se considera la máxima del punto de recarga, que es de 32 A. Por tanto, según la ITC-BT-22 y la norma UNE 20460-4-43, protección contra sobrecorrientes, el dispositivo a instalar debe cumplir las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (57)$$

$$32A \leq 40 A \leq 96 A \quad (58)$$

Se instalará un interruptor magnetotérmico de 40 A y 4 polos, y un interruptor diferencial de clase A de 40 A, 4 polos y 30mA de corriente diferencial residual.

## **2.2. ANEXO II: TRÁMITES A SEGUIR PARA LA LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

Antes de realizar cualquier trámite se debe consultar si el emplazamiento seleccionado tiene alguna restricción, ya sea medioambiental o urbanística que impida su instalación, para así asegurar dicha instalación y evitar cualquier tipo de impedimento legal. Para comprobar que el emplazamiento es libre de restricciones se puede consultar al Departamento de Urbanismo del Ayuntamiento al que pertenezca dicho emplazamiento. En el presente apartado se describen aquellos tramites a seguir según el RD 244/2019, IDAE en su Guía de Tramitación de Autoconsumo, para una instalación fotovoltaica de autoconsumo con compensación de excedentes de 96 kW

### **2.2.1. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN**

Para instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada superior a 10 kW e inferior o igual a 100 kW, se deberá realizar un proyecto técnico redactado y firmado por el técnico competente, en el cual aparecerá toda la documentación técnica de la instalación.

### **2.2.2. PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN**

Para instalaciones en baja tensión con una potencia instalada superior a 15 kW e inferior o igual a 100 kW, deberán solicitar permisos de acceso y conexión en función de la potencia de la instalación. Se seguirá el procedimiento regulado en el Real Decreto 1955/2000. Dicho trámite se realizará con la distribuidora.

### **2.2.3. AUTORIZACIONES AMBIENTALES Y DE UTILIDAD PÚBLICA**

No debería requerir tramites de impacto ambiental, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo algún tipo de protección.

#### **2.2.4. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN**

Exentas para instalaciones inferiores a 100kW.

#### **2.2.5. LICENCIA DE OBRAS E IMPUESTO DE CONSTRUCCIONES Y OBRAS**

Se deberán solicitar permisos de obra al Departamento de Urbanismo del Ayuntamiento donde se ubiquen las obras, para instalaciones superiores a los 10 kW. Se podrá realizar por declaración responsable de obra o mediante una comunicación de obra. Para ambos casos se podrá iniciar las obras sin esperar respuesta.

#### **2.2.6. EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES**

Para instalaciones inferiores o iguales a 100kW, la ejecución de las instalaciones se hará conforme con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y la ITC-BT-40.

#### **2.2.7. INSPECCIÓN INICIAL E INSPECCIONES PERIÓDICAS**

Aunque a priori no es obligaría la inspección inicial por parte del Organismo de Control Autorizado en instalaciones conectadas en Baja Tensión sin embargo es aconsejable realizar la pertinente consulta a la Comunidad Autónoma correspondiente, puesto que en algunas se exige llevar a cabo un trámite de inspección con carácter previo a la tramitación del certificado de instalación. Las inspecciones en instalaciones BT tendrían lugar cada 5 años.

#### **2.2.8. CERTIFICADO DE INSTALACIÓN Y/O CERTIFICADO DE FIN DE OBRA**

La certificación de final de obra se lleva a cabo con la presentación del certificado de instalación, debidamente cumplimentado y firmado por instalador electricista en baja tensión, ante el órgano correspondiente de la comunidad autónoma.

### **2.2.9. CONTRATO DE ACCESO PARA INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO**

No se precisa suscribir contrato de acceso y conexión siempre y cuando ya existiera un contrato de acceso para el suministro del consumidor.

### **2.2.10. CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGIA PARA SEVICIOS AUXILIARES**

Estos consumos quedan cubiertos a través del contrato de suministro existente.

### **2.2.11. LICENCIA DE ACTIVIDAD**

Al no realizar actividad económica, este trámite no es necesario. No obstante, es aconsejable solicitar información al Ayuntamiento.

### **2.2.12. CONTRATO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES**

Para las instalaciones de autoconsumo con compensación de excedentes, se deberá firmar un contrato entre el productor y el consumidor, de forma que se incluya la remuneración de los excedentes como descuento en concepto de la energía excedentaria.

### **2.2.13. INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO AUTONÓMICO DE AUTOCONSUMO**

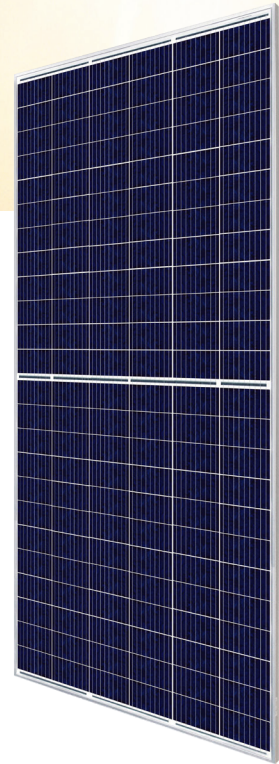
Las comunidades autónomas realizarán de oficio la inscripción de las instalaciones.

### **2.2.14. INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO ADMINISTRATIVO DE AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

Este trámite lo realizará la comunidad autónoma pertinente y no supondrá ninguna carga administrativa adicional para los autoconsumidores



## **2.3. ANEXO III: FICHAS TÉCNICAS**



# HiKu

## SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

**395 W ~ 415 W**

**CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415P**

### MORE POWER



24 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE  
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT:  $42 \pm 3$  °C  
Low temperature coefficient (Pmax):  
-0.37 % / °C



Better shading tolerance

### MORE RELIABLE



Lower internal current,  
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,  
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,  
wind load up to 3600 Pa



**linear power output warranty**



**product warranty on materials and workmanship**

### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CEC AU  
IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE  
UL 1703: CSA  
Take-e-way



\* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, and ammonia tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

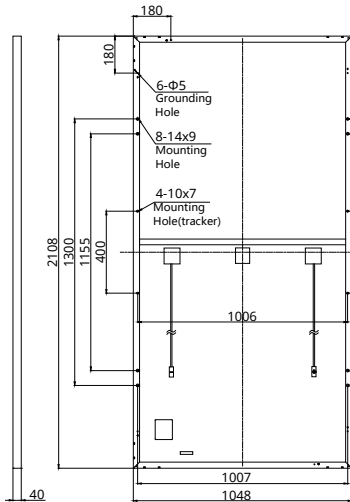
**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

### CANADIAN SOLAR INC.

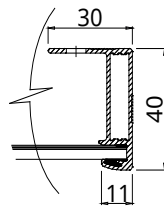
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)

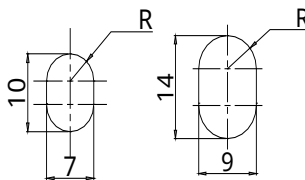
Rear View



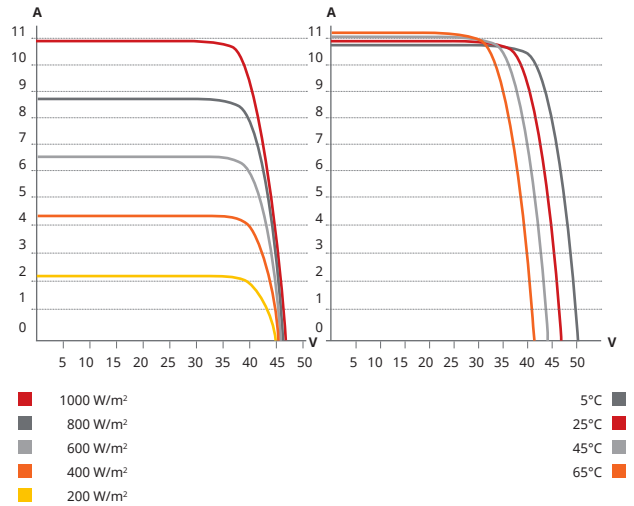
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



## CS3W-400P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A
Module Efficiency	17.88%	18.11%	18.33%	18.56%	18.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	20 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5 W				

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P
Nominal Max. Power (Pmax)	293 W	297 W	301 W	304 W	308 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.1 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.35 A	8.42 A	8.48 A	8.52 A	8.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V	44.8 V
Short Circuit Current (Isc)	8.72 A	8.78 A	8.85 A	8.90 A	8.97 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

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

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

## PARTNER SECTION



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

# SUN2000-36KTL Smart String Inverter



## Inteligente

Monitorización a nivel de strings



## Eficiente

Eficiencia máxima del 98,6 %



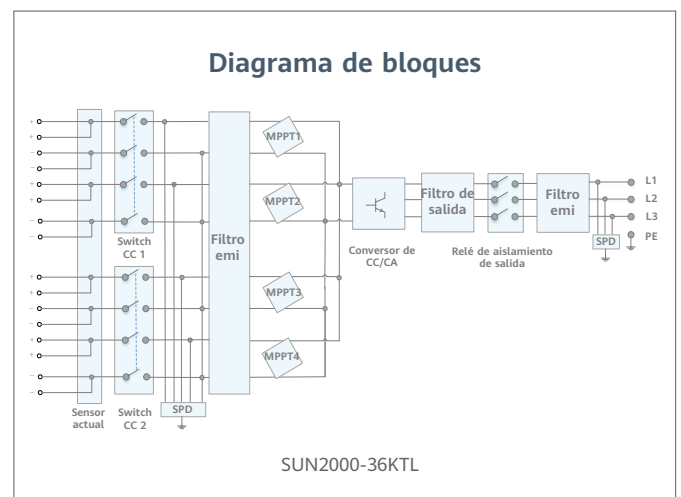
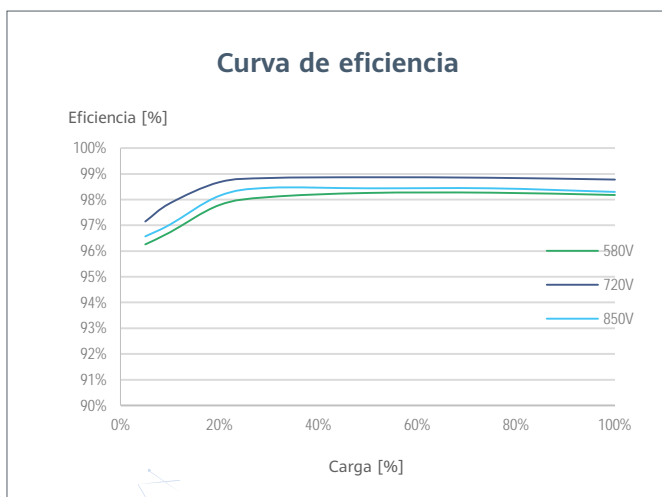
## Seguro

Diseño sin fusibles



## Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
---------------------------	---------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V; 98.4% @380 V / 400 V

Entrada	
Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Corriente de cortocircuito máxima	30 A
Tensión de arranque	250 V
Tensión de funcionamiento MPPT <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	4
Cantidad máxima de entradas por MPPT	8

Salida	
Potencia activa	36,000 W
Max. Potencia aparente de CA	40,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	Default 40,000 W; 36,000 W opcional en la configuración
Tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE opcional en la configuración 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V, 43.4 A @480 V
Max. intensidad de salida	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V, 48.2 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí

Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	62 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Convección natural
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Amphenol Helios H4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT
Grado de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Consumo de noche la durante energía	< 2.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3.RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2

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

# SUN2000-60KTL-M0 Smart String Inverter



## Inteligente

Monitorización a nivel de string



## Eficiente

Eficiencia máxima del 98,7 %



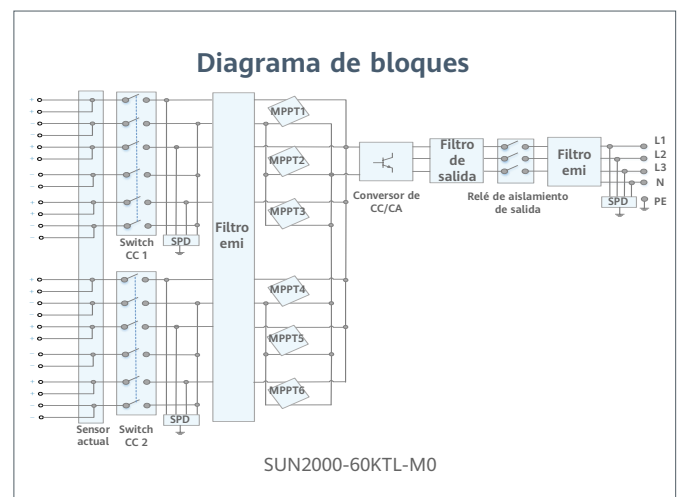
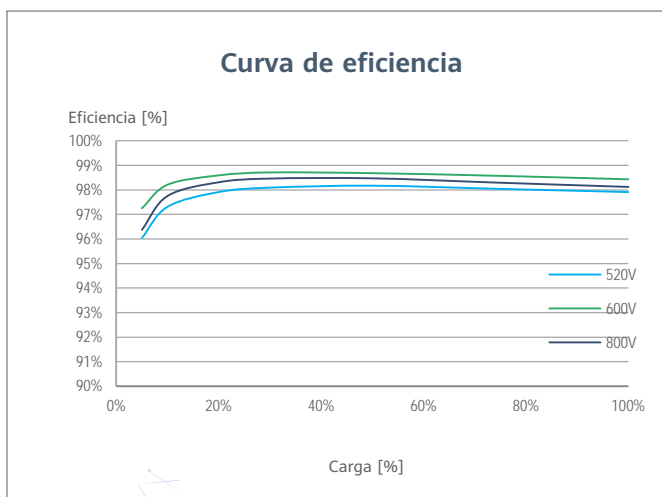
## Seguro

Diseño sin fusibles



## Reliable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-60KTL-M0
---------------------------	------------------

### Eficiencia

Máxima eficiencia	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V

### Entrada

Tensión máxima de entrada <sup>1</sup>	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Corriente de cortocircuito máxima	30 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	6
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2

### Salida

Potencia activa	60,000 W
Max. Potencia aparente de CA	66,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	66,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, por defecto 3W + N + PE; 3W + PE opcional en configuraciones; 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. intensidad de salida	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 leading... 0.8 lagging
Distorsión armónica total máxima	< 3%

### Protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí

### Comunicación

Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí

### Datos generales

Dimensiones (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	74 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Convección natural
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Amphenol Helios H4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT
Grado de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Consumo de noche la durante energía	< 2 W

### Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

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

## EL PUNTO DE RECARGA DOBLE PARA ENTORNO URBANO

La línea de producto INGEREV® CITY Duo ha sido concebida con un atractivo diseño para formar parte del mobiliario urbano y cuenta con el grado de protección antivandálico y de intemperie necesario para ello.

Estos puntos de recarga han sido diseñados respetando las directrices de la norma internacional IEC 61851, ofreciendo la posibilidad de cargar dos vehículos simultáneamente en los modos 1, 2 y 3 de dicha norma.

La posibilidad de recargar dos vehículos a la vez desde un único equipo permite minimizar los costes de instalación y el impacto estético de estas infraestructuras en la vía pública.

Los puntos de recarga de la gama CITY Duo están disponibles en versión monofásica o trifásica y con potencias comprendidas entre los 7,4 y los 22 kilovatios.

Cada punto INGEREV® CITY Duo está provisto de un robusto sistema de retención y bloqueo de cables para evitar su sustracción por parte de usuarios no autorizados.

En casos de corte de suministro, los puntos de recarga INGEREV® CITY Duo disponen de una batería que les proporciona una autonomía mínima de una hora, garantizando durante ese tiempo la retención del cable.



### FUNCIONALIDAD

- Recarga simultánea de dos vehículos en modos 1, 2 y 3 según norma IEC 61851.
- Identificación mediante tarjeta RFID.
- Medida de potencia y de energía (MID).
- Restricción de acceso a usuarios no autorizados.
- Autonomía de funcionamiento en caso de fallo de suministro eléctrico.
- Indicación de estado por señalización LED.
- Display LCD multi-idioma personalizable.
- Potencia de carga regulable.
- Posibilidad de carga diferida.
- Control y configuración local vía RS-485 y USB.
- Control y configuración remota vía Ethernet y 3G (accesorio opcional).
- Compatible con protocolo OCPP (accesorio opcional).
- Pintura con acabado antigrafiti.

### INSTALACIÓN

- Instalación sencilla sin necesidad de apertura de mecánica. Compuerta trasera para instalación y mantenimiento, acceso fácil a bornas de acometidas y protecciones.



INGEREV® CITY Duo				
<b>Modos de carga IEC 61851</b>				
Modo 1 y 2	✓			
Modo 3	✓			
<b>Modelo</b>	<b>CD132</b>		<b>CD332</b>	
Alimentación				
Monofásico 230 V / 50 Hz (2P+T)	✓		✓	
Trifásico 400 V / 50 Hz (3P+N+T)	✗		✓	
Corriente máxima por fase (A)	32		32	
Potencia máxima de entrada (kW)	7,4 <sup>(1)</sup>	14,8 <sup>(2)</sup>	22 <sup>(1)</sup>	44 <sup>(2)</sup>
Tomadas de corriente				
Schuko CEE 7/4 Tipo E/F (opcional)	2 x 10 A		2 x 10 A	
IEC 62196-2 Tipo 2	2 x 32 A		2 x 32 A	
Potencia máxima de salida en Modo 3 (kW) <sup>(3)</sup>	3,7 / 7,4	7,4 / 7,4	11 / 22	22 / 22
Tipo de conexión IEC 61851	Caso Conexión B			
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a +50 °C			
Humedad relativa	<95%			
<b>Datos Generales</b>				
Protección diferencial y magnetotérmica	Diferencial 30 mA Clase A + Magnetotérmico Curva C (autorearmable opcional) <sup>(4)</sup>			
Detector fugas DC (equivalente diferencial Tipo B)	Opcional			
Medida de energía	2 x Contador MID			
Lector RFID	ISO 14443A / Mifare / Desfire - 13,56 MHz			
Comunicaciones locales	RS-485 / USB			
Comunicaciones remotas	Ethernet / 3G (accesorio opcional)			
OCPP	Open Charging Point Protocol (precisa accesorio opcional comunicaciones remotas)			
Grado de protección ambiental	IP54			
Grado de protección anti-vandálica	IK10			
Directivas	Baja Tensión: 2014/35/EU EMC: 2014/30/EU			
Autonomía de funcionamiento (sin alimentación AC)	1 hora modo batería			
Carcasa	Poliuretano - Antigrafitti			
Dimensiones (alto x ancho x fondo)	1.455 x 257 x 254 mm			
Peso	40 kg			

**Notas:** <sup>(1)</sup> La potencia de entrada se reparte entre las tomas Modo 3 en uso <sup>(2)</sup> Cada toma Modo 3 tiene disponible su potencia máxima <sup>(3)</sup> Máxima potencia por toma Modo 3 con ambas tomas en uso / Máxima potencia por toma Modo 3 con una sola toma en uso <sup>(4)</sup> Consultar opciones según modelo.





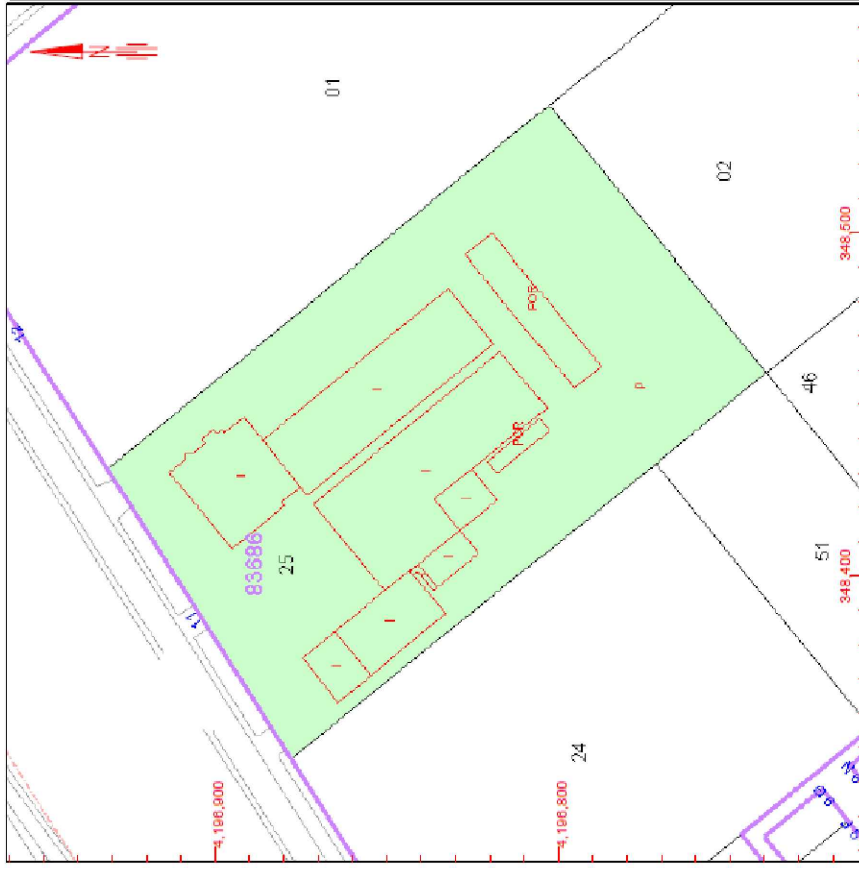
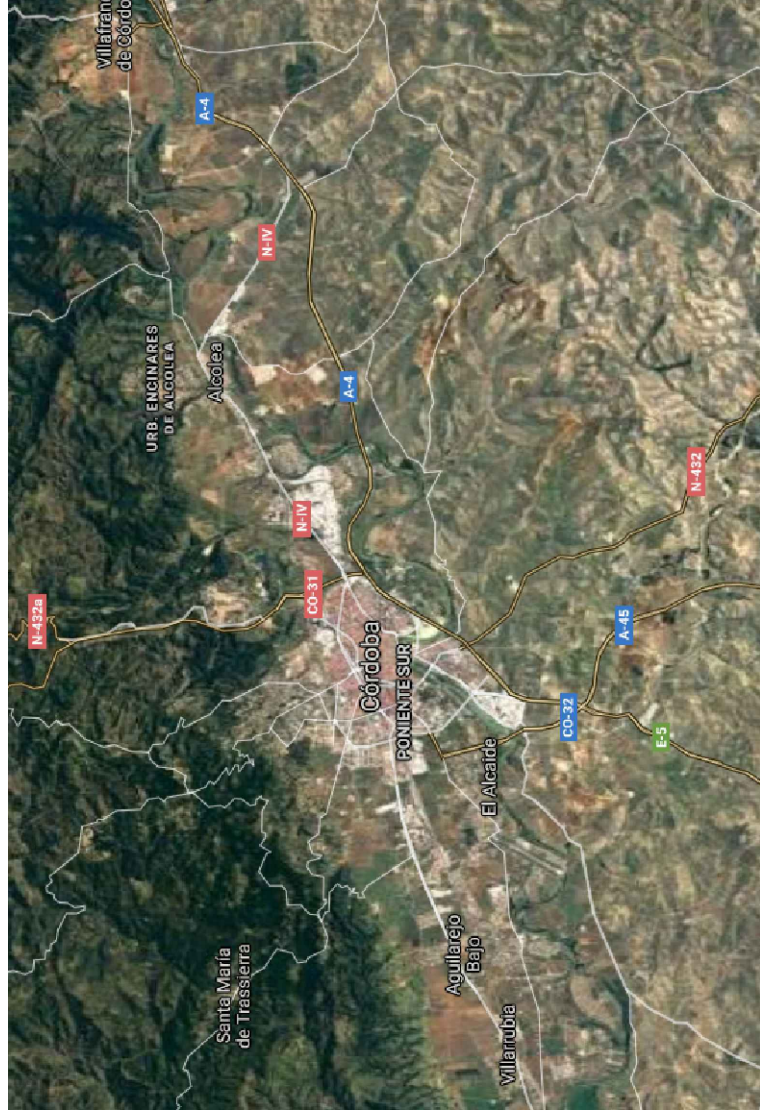
## **III. PLANOS**




## ÍNDICE PLANOS

<b>III. PLANOS</b> .....	<b>81</b>
3.1. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	85
3.2. DISTRUBUCIÓN DE LOS MÓDULOS SOBRE CUBIERTA.....	87
3.3. DISTRIBUCIÓN DE STRINGS .....	89
3.4. UNIFILAR INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	91
3.5. INSTALACIÓN PUNTO DE RECARGA .....	93
3.6. ESQUEMA INSTALACIÓN PUNTO DE RECARGA .....	95

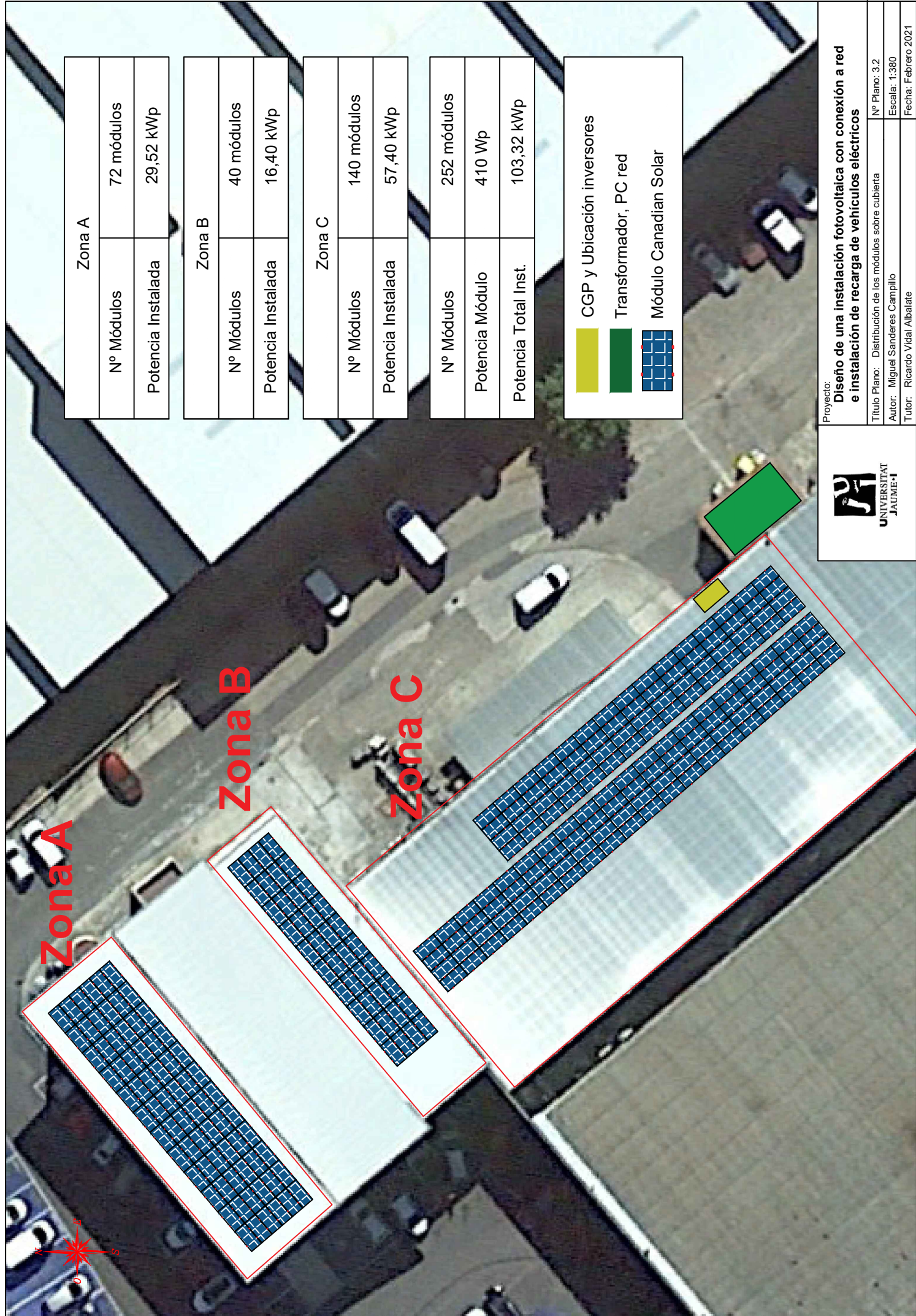




	Proyecto: <b>Diseño de una instalación fotovoltaica con conexión a red          e instalación de recarga de vehículos eléctricos</b>
	Título Plano: Ubicación de la instalación Autor: Miguel Sanders Campillo Tutor: Ricardo Vidal Albalade
N° Plano: 3.1 Escala: N/A Fecha: Febrero 2021	







Zona A	
Nº Módulos	72 módulos
Potencia Instalada	29,52 kWp

Zona B	
Nº Módulos	40 módulos
Potencia Instalada	16,40 kWp

Zona C	
Nº Módulos	140 módulos
Potencia Instalada	57,40 kWp

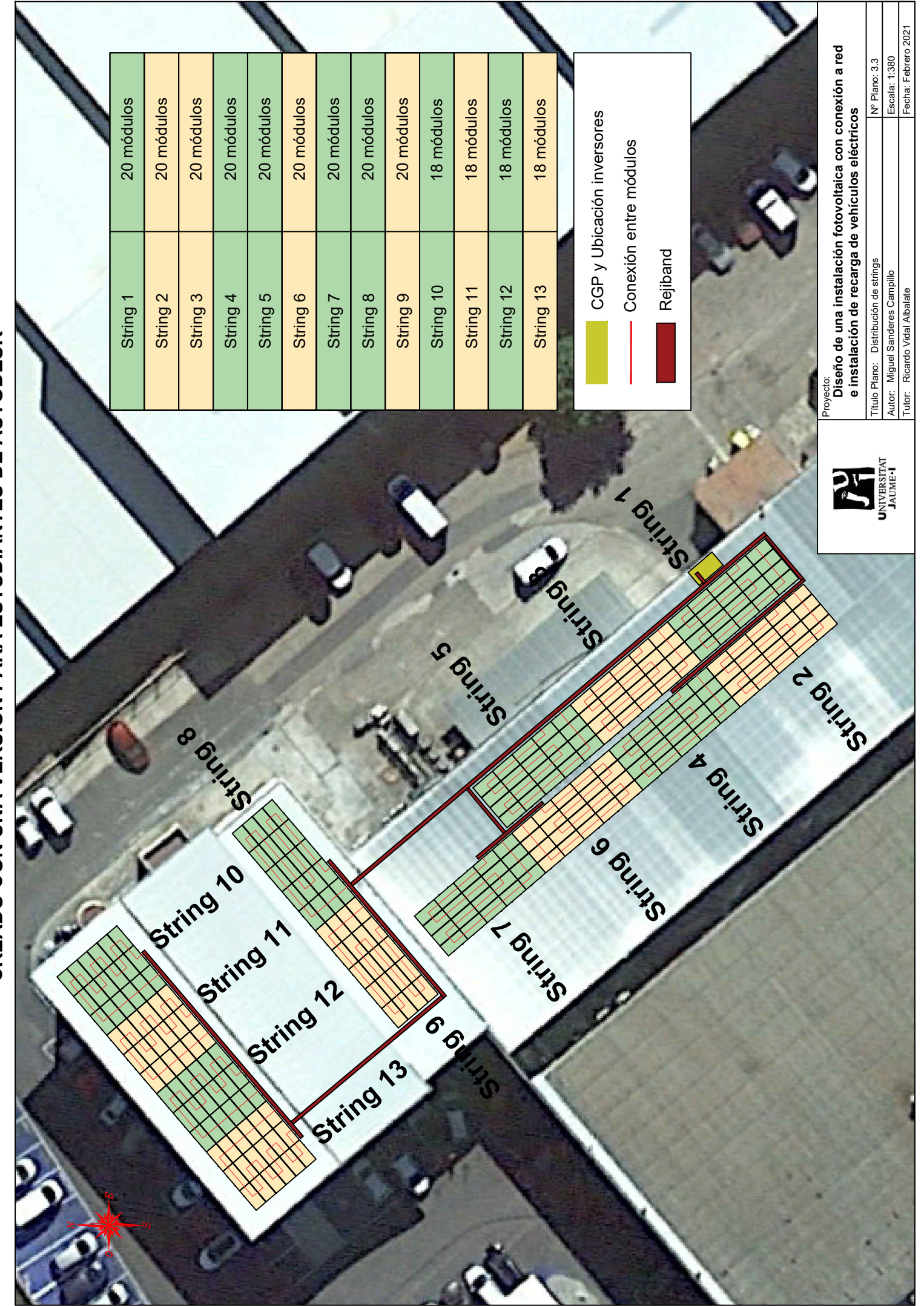
Nº Módulos	252 módulos
Potencia Módulo	410 Wp
Potencia Total Inst.	103,32 kWp

- CGP y Ubicación inversores
- Transformador, PC red
- Módulo Canadian Solar



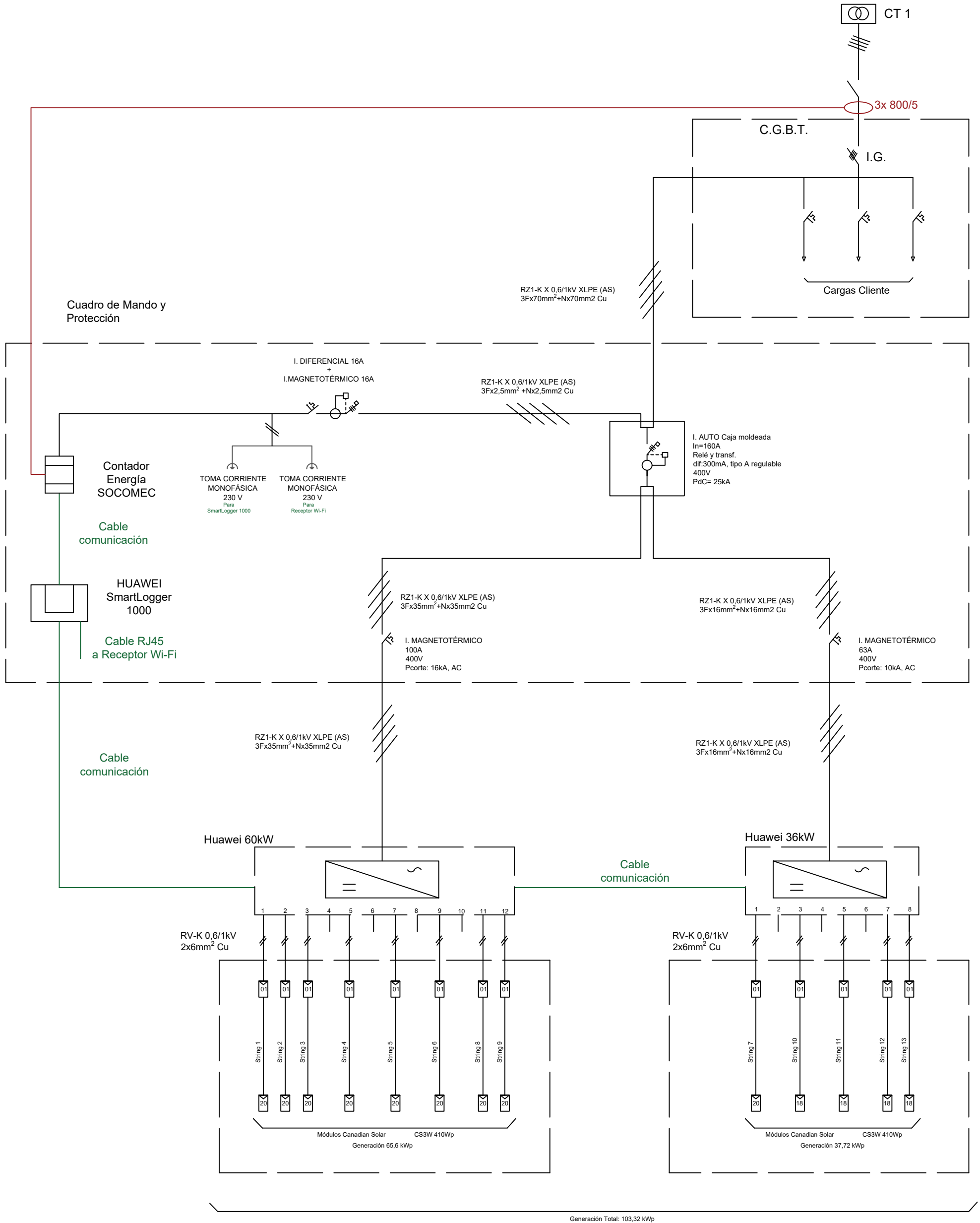
Proyecto: **Diseño de una instalación fotovoltaica con conexión a red e instalación de recarga de vehículos eléctricos**  
 Título Plano: Distribución de los módulos sobre cubierta  
 Autor: Miguel Sanders Campillo  
 Tutor: Ricardo Vidal Albalade  
 Nº Plano: 3.2  
 Escala: 1:380  
 Fecha: Febrero 2021






Proyecto: **Diseño de una instalación fotovoltaica con conexión a red e instalación de recarga de vehículos eléctricos**  
 Título Plano: Distribución de strings  
 Autor: Miguel Sanderes Campillo  
 Tutor: Ricardo Vidal Albalade  
 Nº Plano: 3.3  
 Escala: 1:380  
 Fecha: Febrero 2021



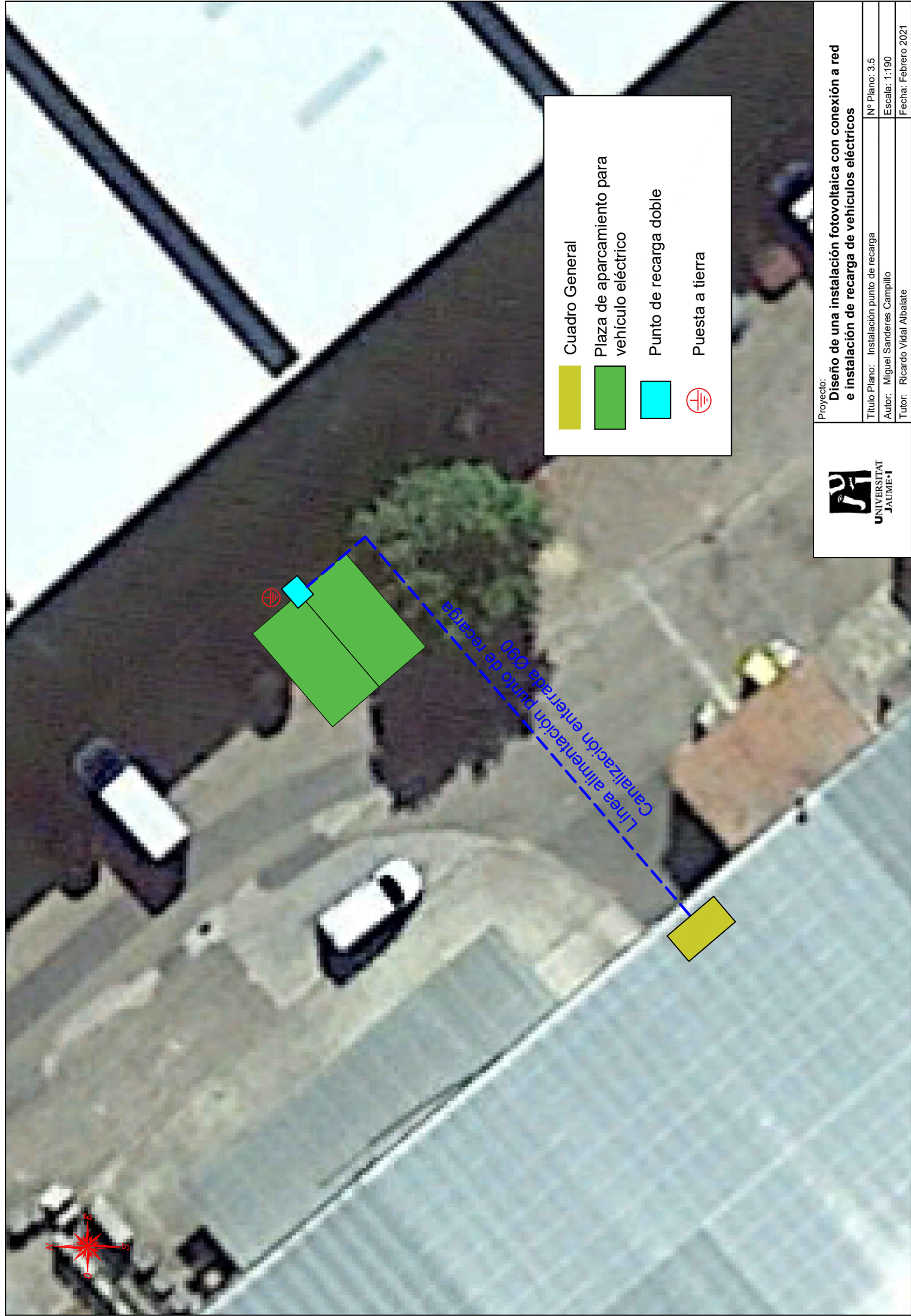






CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

 UNIVERSITAT JAUME I	Proyecto: <b>Diseño de una instalación fotovoltaica con conexión a red e instalación de recarga de vehículos eléctricos</b>	
	Título Plano: Unifilar Instalación fotovoltaica	Nº Plano: 3.4
	Autor: Miguel Sanderes Campillo	Escala: N/A
	Lugar: Albalate	Fecha: Febrero 2021





-  Cuadro General
-  Plaza de aparcamiento para vehículo eléctrico
-  Punto de recarga doble
-  Puesta a tierra



Proyecto: **Diseño de una instalación fotovoltaica con conexión a red e instalación de recarga de vehículos eléctricos**

Título Plano: Instalación punto de recarga

Nº Plano: 3.5

Escala: 1:190

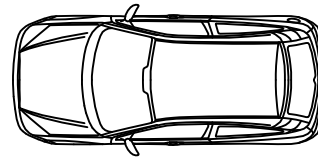
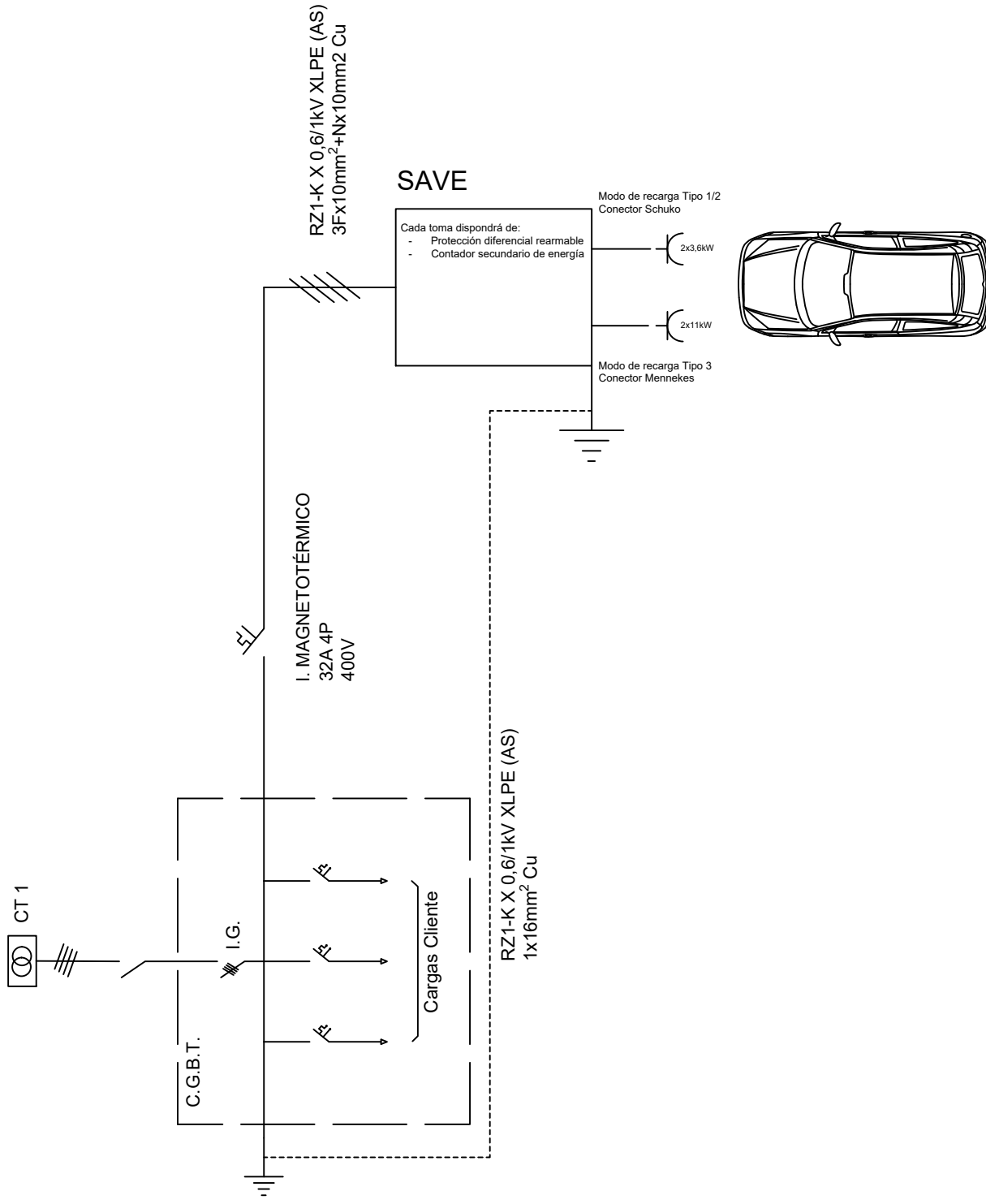
Fecha: Febrero 2021

Autor: Miguel Sanderes Campillo

Tutor: Ricardo Vidal Albalade







Proyecto: <b>Diseño de una instalación fotovoltaica con conexión a red e instalación de recarga de vehículos eléctricos</b>	
Título Plano:	Esquema instalación punto de recarga
Autor:	Miguel Sanderes Campillo
Tutor:	Ricardo Vidal Albalade
Nº Plano:	3.6
Escala:	N/A
Fecha:	Febrero 2021





## **IV. PLIEGO DE CONDICIONES**



## ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

<b>IV. PLIEGO DE CONDICIONES</b> .....	<b>97</b>
4.1. OBJETO .....	100
4.2. REGLAMENTACIÓN .....	100
4.3. CONDICIONES GENERALES .....	101
4.3.1. DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS O INSTALACIONES....	101
4.3.2. COMPATIBILIDAD Y RELACIÓN ENTRE DICHOS DOCUMENTOS ..	101
4.3.3. PRESENCIA DEL CONTRATISTA O INSTALADOR.....	101
4.3.4. INICIO DE LAS OBRAS.....	101
4.3.5. REPLANTEO.....	101
4.3.6. MATERIALES, APARATOS Y ENSAYOS .....	102
4.3.7. RESPONSABILIDAD CIVIL DEL CONTRATISTA O INSTALADOR ....	102
4.3.8. RECEPCIÓN PROVISIONAL Y GASTOS DE CONSERVACIÓN .....	102
4.3.9. RECEPCIÓN DEFINITIVA.....	103
4.3.10. DESPERFECTOS .....	103
4.3.11. ABONO DE LOS TRABAJOS .....	103
4.3.12. FIJACIÓN DE PRECIOS UNITARIOS NO CONTRATADOS .....	103
4.4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN .....	104
4.5. COMPONENTES Y MATERIALES .....	104
4.6. GENERALIDADES .....	104
4.6.1. Generadores fotovoltaicos .....	104
4.6.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE .....	105
4.6.3. INVERSORES .....	105
4.6.4. CABLEADO .....	106
4.6.5. CONEXIÓN A RED.....	106
4.6.6. MEDIDAS .....	106
4.6.7. PROTECCIONES.....	106
4.6.8. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS....	106
4.7. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.....	107
4.8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS .....	107
4.9. MANTENIMIENTO.....	107
4.10. GARANTÍAS.....	107

#### **4.1. OBJETO**

En primer lugar, se deben fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red realizadas dentro del ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc). De tal forma que se sirva de guía para instaladores y fabricantes de equipos, con las aplicaciones mínimas a cumplir de una instalación claramente definidas para así asegurar su calidad en beneficio tanto del usuario como del propio desarrollo de dicha tecnología.

Seguidamente, se debe valorar la calidad final de la presente instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado, es decir, eficiencia energética, correcto dimensionado, etc; así como por su integración en el entorno.

Para finalizar y respecto al ámbito de aplicación según el presente Pliego de Condiciones, este se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que formen parte de las instalaciones.

#### **4.2. REGLAMENTACIÓN**

Dado que el presente pliego se aplica a instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, quedan totalmente excluidas las instalaciones aisladas a la red. Por tanto, y siendo de aplicación toda la normativa que afecta a instalaciones solares fotovoltaicas, debemos tener en cuenta:

- El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- El Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RD 842/2002), y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC)
- El Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- Las Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética

### **4.3. CONDICIONES GENERALES**

#### **4.3.1. DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS O INSTALACIONES**

Dentro de la memoria podemos encontrar tanto las obras como las instalaciones a realizar, así como los planos, esquemas, mediciones y presupuestos. Pues en lo referido a la normativa y reglamentación, se entiende como parte integrante de la presente parte de Pliego de Condiciones.

#### **4.3.2. COMPATIBILIDAD Y RELACIÓN ENTRE DICHOS DOCUMENTOS**

Respecto a un caso de incompatibilidad entre aquello detallado dentro de las especificaciones de equipos y planos, regirán las primeras. Por otro lado, en lo referido a las obras de fábrica se da prioridad a aquello que se defina en los planos, y, en cualquier caso, a lo que permita la más correcta ejecución y mejor funcionamiento de dicha instalación.

#### **4.3.3. PRESENCIA DEL CONTRATISTA O INSTALADOR**

Durante la jornada de trabajo debe estar presente el contratista o instalador, o en su defecto, su encargado, acompañando por tanto al director de obra, así como su ayudante durante las visitas que se efectúen, y poniéndose completamente a su disposición para las prácticas de los reconocimientos que se consideren necesarios, suministrándole los datos que se precisen.

#### **4.3.4. INICIO DE LAS OBRAS**

Se debe comunicar la fecha de inicio de las obras por escrito a la dirección Facultativa con una antelación mínima de 48h.

#### **4.3.5. REPLANTEO**

El replanteo es efectuado por el contratista o instalador, realizándose a su cuenta. Una vez lo efectúe, se lo comunica al director de obra para que pueda realizar las comprobaciones convenientes. Por tanto, el contratista o instalador debe poner a

disposición de la Dirección Facultativa todos los medios que sean necesarios para poder realizar la comprobación.

Una vez se ejecute el replanteo, se levanta un acta de este. Por ello, el contratista o instalador será el único responsable de cualquier modificación posterior, con la obligación de venir a demoler la obra realizada en dichas condiciones.

#### **4.3.6. MATERIALES, APARATOS Y ENSAYOS**

El director de obra tiene reservado el derecho a realizar las pruebas de materiales que considere más adecuadas. Los gastos ocasionados por ensayos, análisis y pruebas, entre otros, correrán a cargo del contratista o instalador.

Si los materiales no son de buena calidad o no se ajustan a las características que se describen dentro del proyecto, la dirección Facultativa debe dar orden al contratista o instalador para que sean reemplazados por otros que sí cumplan las condiciones adecuadas.

#### **4.3.7. RESPONSABILIDAD CIVIL DEL CONTRATISTA O INSTALADOR**

Para evitar cualquier tipo de accidente, se obliga al contratista o instalador a adoptar todas las medidas de seguridad indicadas por las disposiciones vigentes. Por tanto, todo aquello que pueda suceder, tanto accidente como perjuicios de todo tipo generados por el incumplimiento del contratista o instalador con relación a lo legislado sobre la materia, será él el único responsable. Así pues, correrá a su cuenta el abono de daños y perjuicios causados durante la ejecución de obras o instalaciones. Por ello, el contratista o instalador debe cumplir todos aquellos requisitos prescritos en las disposiciones vigentes, exhibiendo, cuando sea requerido, el justificante del cumplimiento.

#### **4.3.8. RECEPCIÓN PROVISIONAL Y GASTOS DE CONSERVACIÓN**

Las obras se dan por recibidas provisionalmente comenzando a correr en dichas fechas el plazo de garantía señalado en el contrato, cuando se encuentran en buen estado y han sido ejecutados arreglo a las condiciones establecidas.



Así pues, el contratista o instalador es el único responsable de las faltas que existan en dichos trabajos hasta la recepción definitiva de las obras o instalaciones. Durante dicho periodo de tiempo, la Dirección Facultativa puede obligar a corregir tantos efectos como observe, sin que el contratista o instalador pueda alegar que las inspecciones y los gastos a cuenta o por certificación presuponen la aprobación de los trabajos. En definitiva, durante el plazo de garantía que comprende las recepciones parciales y las definitivas, los gastos de conservación corren a cuenta del contratista o instalador.

#### **4.3.9. RECEPCIÓN DEFINITIVA**

Una vez finalice el plazo de garantía, se procederá a la recepción definitiva. Se dará por recibida definitivamente quedando el instalador o contratista relevado de toda responsabilidad legal cuando las obras se encuentren en perfecto estado de uso y conservación.

#### **4.3.10. DESPERFECTOS**

En referencia a los desperfectos que puedan ser ocasionados por operarios de un ramo en trabajos y ejecutados por otros oficios, y, por tanto, sean injustificados a juicio de la Dirección Facultativa por descuido, imprudencia o falta de vigilancia, deben ser corregidos con cargo a su contrata.

#### **4.3.11. ABONO DE LOS TRABAJOS**

Se abonarán por medición calculada según los precios unitarios del contrato, incluyendo todos los gastos precisados hasta la terminación y entrega de las obras o instalaciones, todos los trabajos.

Por tanto, serán rechazados aquellos trabajos que se presenten por administración que antes no hayan sido aprobados por el director de obra.

#### **4.3.12. FIJACIÓN DE PRECIOS UNITARIOS NO CONTRATADOS**

Respecto a los precios de unidades de obra, materiales, mano de obra, etc, que no figuren entre los contratados, deberán fijarse contradictoriamente entre la Dirección Facultativa y el contratista o instalador. Así pues, en referencia a los dos últimos, debe

presentar los precios descompuestos de acuerdo con lo establecido anteriormente, siendo pues una condición necesaria la presentación y aprobación de dichos precios por la conocida Dirección Facultativa, todo ello antes de proceder a ejecutar las unidades de obra correspondientes.

#### **4.4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN**

Con relación al diseño de la instalación, esta se debe atender a lo especificado en el Pliego de Condiciones de Instalaciones Conectadas a Red - IDAE 2011.

#### **4.5. COMPONENTES Y MATERIALES**

#### **4.6. GENERALIDADES**

Todas las instalaciones deberán cumplir con los requisitos de protecciones y seguridad de las personas, incluidas las condiciones especificadas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Se asegurará el aislamiento eléctrico de clase I para equipos y materiales. Además, de incluir todos los elementos de seguridad precisos para proteger a las personas de contactos indirectos y directos. La instalación contará con protección frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones.

##### **4.6.1. Generadores fotovoltaicos**

Todos los paneles solares deben cumplir las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino y las especificaciones UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se acreditará mediante la presentación del correspondiente certificado oficial emitido por un laboratorio acreditado.

Los paneles deberán tener diodos bypass para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos serán de aluminio o acero inoxidable. La potencia máxima real y corriente de cortocircuito en condiciones estándar de referencia deben estar entre el  $\pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Se rechazarán los paneles que presentes defectos de fabricación como roturas o manchas. Contará con los componentes necesarios para la desconexión de cada una de las ramas del generador de forma independiente.

#### **4.6.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE**

Según las normas del fabricante, la estructura de soporte y fijación de paneles permitirá las dilataciones térmicas de estos sin transmitir cargas que puedan repercutir a la integridad de los paneles.

La estructura soporte de los paneles solares resistirá las sobrecargas del viento y nieve, según lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE). También deberá cumplir las Normas UNE 37-501 y UNE 37- 508, para estructuras del tipo galvanizadas en caliente.

#### **4.6.3. INVERSORES**

Los inversores por utilizar cumplirán las normas UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos, y UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

También deberán cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incluyendo protecciones frente a cortocircuitos en alterna, tensión de red o frecuencia fuera de rango, sobretensiones y perturbaciones en la red debido a microcortes, defectos de ciclos, etc.

El cálculo del rendimiento se realizará según la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento. El autoconsumo de los equipos en stand-by (perdidas en vacío) o modo nocturno será inferior al 2 % de su potencia nominal de salida. El inversor contará con un grado de protección mínima IP 20 cuando se ubique en el interior del edificio y lugares inaccesibles, IP 30 cuando se halle en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para cuando se instalan en la intemperie.

#### **4.6.4. CABLEADO**

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los positivos y negativos de la parte continua se instalarán de forma que queden separados, protegidos y señalizados, según la normativa vigente. Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

#### **4.6.5. CONEXIÓN A RED**

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, para instalaciones fotovoltaicas hasta 100 kW con conexión a la red de baja tensión.

#### **4.6.6. MEDIDAS**

La instalación cumplirá 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.

#### **4.6.7. PROTECCIONES**

La instalación cumplirá de acuerdo con en el Real Decreto 1699/2011 sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### **4.6.8. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

La instalación cumplirá de acuerdo con en el Real Decreto 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

#### **4.7. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA**

La instalación cumplirá con lo establecido en el Real Decreto 1699/2011 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión

#### **4.8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS**

El instalador deberá realizar como mínimo las siguientes pruebas:

- Se revisará el conexionado de los elementos principales de instalación.
- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

También se deberá retirar el material sobrante de la obra y se limpiará las zonas ocupadas, con su posterior transporte de los desechos al vertedero.

#### **4.9. MANTENIMIENTO**

En caso de que se realice un contrato de mantenimiento con la empresa instaladora, este contará con dos planes de mantenimiento. Un plan de mantenimiento preventivo donde se comprueba el estado de los paneles, inversores, cableado, terminales y limpieza de módulos si se requiere, y un plan correctivo que abarca todas las operaciones de sustitución en caso de avería de algún elemento, de tal forma que se asegure el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

#### **4.10. GARANTÍAS**

Tanto el material utilizado como el montaje de la instalación fotovoltaica tienen una garantía con un periodo mínimo de tres años, por parte del suministrador. Para los paneles solares la garantía será de 10 años.

También se incluye la reparación o sustitución de elementos o piezas que resultaran defectuosos. Quedando incluido los gastos de transportes, portes de recogida y devolución de equipos.



## **V. PRESUPUESTO**





## ÍNDICE PRESUPUESTO

<b>V. PRESUPUESTO</b> .....	109
5.1. PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL.....	112
5.1.1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	112
5.1.2. INSTALACIÓN PUNTO DE RECARGA VEHÍCULO ELÉCTRICO .....	115
5.2. PRESUPUESTO TOTAL .....	117

## 5.1. PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL

En el presente apartado se detallará el presupuesto por partidas para cada una de las instalaciones diseñadas.

### 5.1.1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>01</b>	<b>ESTRUCTURA DE SOPORTE</b>			
01.1	Inter Clamp 40	390	0,77 €	300,30 €
01.2	End Clamp 35/40	228	0,85 €	193,80 €
01.3	Mini carril solar (trapezoidales)	618	1,61 €	994,98 €
01.4	Tornillo autorroscantes	1236	0,15 €	185,40 €
<b>TOTAL</b>				<b>1.674,48 €</b>

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>02</b>	<b>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>			
02.1	Módulos fotovoltaicos Canadian Solar Hiku CS3W 410P	252	102,34 €	25.789,68 €
<b>TOTAL</b>				<b>25.789,68 €</b>

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>03</b>	<b>EQUIPO DE PRODUCCIÓN</b>			
03.1	Inversor trifásico Huawei SUN2000-36KTL	1	2170,40 €	2170,40 €
03.2	Inversor trifásico Huawei SUN2000-60KTL	1	3598,00 €	3598,00 €
03.3	Huawei Smartlogger 3000A	1	529,20 €	529,28 €
<b>TOTAL</b>				<b>6.297,68 €</b>

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>04</b>	<b>LÍNEAS ELÉCTRICAS</b>			
04.1	Cable de cobre RV-K de 6 mm <sup>2</sup> (parte continua) (metros)	1170	0,41 €	479,70 €
04.2	Cable de cobre RZ1-K de 16 mm <sup>2</sup> (parte de alterna) (metros)	20	1,80 €	36,00 €
04.3	Cable de cobre RZ1-K de 35 mm <sup>2</sup> (parte de alterna) (metros)	20	2,21 €	44,20 €
04.4	Cable de cobre RZ1-K de 70 mm <sup>2</sup> (parte de alterna) (metros)	60	3,70 €	222,00 €
04.5	Cable de toma de tierra de cobre de 6 mm <sup>2</sup> (metros)	180	0,35 €	63,00 €
04.6	Cable de toma de tierra de cobre de 16 mm <sup>2</sup> (metros)	10	1,64 €	16,40 €
04.7	Cable de toma de tierra de cobre de 35 mm <sup>2</sup> (metros)	5	2,84 €	14,20 €
04.8	Conectores MC4 (macho y hembra)	52	1,44 €	74,88 €
04.9	Transformador toroidal WGC-80 Circutor	1	84,07 €	84,07 €
04.10	Bandeja de rejilla Rejiband con tapa	160	4,53 €	724,80 €
04.11	Soportes Rejiband	52	1,74 €	90,48 €
04.12	Transformador de corriente TP-58- 800-5A Circutor	3	110,00 €	330,00 €
04.13	Interruptor magnetotérmico de 63 A 4P DX3 10 kA	1	86,77 €	86,77 €
04.14	Interruptor magnetotérmico de 100 A 4P DPX3 16 kA	1	124,80 €	124,80 €
04.15	Caja moldeada de 160 A 4P DPX3	1	211,75 €	211,75 €
04.16	Interruptor magnetotérmico de 16 A 2P	1	26,20 €	26,20 €
04.17	Interruptor diferencial de 40 A 300 mA	1	15,00 €	15,00 €
04.18	Bobina auxiliar DPX3	1	24,75 €	24,75 €
04.19	Relé diferencial RGU-10 Circutor	1	84,65 €	84,65 €
04.20	Cable UTP (metros)	100	1,35 €	135,00 €

04.21	Toma Schuko	2	4,85 €	9,70 €
04.22	Cuadro metálico para las protecciones	1	91,80 €	91,80 €
<b>TOTAL</b>				<b>2.990,15 €</b>

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>05</b>	<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>			
05.1	Zapatos de seguridad	5	24,00 €	120,00 €
05.2	Rodilleras	5	10,00 €	20,00 €
05.3	Guantes	5	6,00 €	30,00 €
05.4	Arnés	5	40,00 €	200,00 €
05.6	Muñequeras	5	5,00 €	25,0 €
05.7	Chaleco reflectante	5	6,00 €	30,00 €
05.8	Gafas protección	5	12,00 €	60,00 €
05.9	Casco protección	5	12,00 €	60,00 €
05.10	Mascarillas	5	6,00 €	30,00 €
05.11	Sujeción para vallado perimetral (metros)	37	5,60 €	207,20 €
05.12	Vallado perimetral (metros)	140	2,24 €	313,60 €
05.13	Sujeción para vallado delimitante de obra (metros)	24	4,16 €	99,84 €
05.14	Vallado delimitante de obra (metros)	98	1,88 €	184,24 €
05.15	Conos y balizas de señalización	1	54,55 €	54,55 €
05.16	Botiquín	1	317,28 €	317,28 €
<b>TOTAL</b>				<b>1.434,43 €</b>

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>06</b>	<b>CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE</b>			
06.1	Alquiler de camión pluma para transporte y descarga de material (horas)	16	44,50 €	712,00 €
06.2	Alquiler de plataforma elevadora tijera (días)	10	54,00 €	540,00 €
06.3	Kilometraje	1169	0,26 €	303,94 €

06.4	Mano de obra de 5 operarios (horas)	560	24,50 €	13.720,00 €
<b>TOTAL</b>				<b>15.275,94 €</b>

PARTIDA	IMPORTE
01 - ESTRUCTURA DE SOPORTE	1.674,48 €
02 - MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	25.789,68 €
03 - EQUIPOS DE PRODUCCIÓN	6.297,68 €
04 - LÍNEAS ELÉCTRICAS	2.990,15 €
05 - SEGURIDAD Y SALUD	1.434,43 €
06 - CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE	15.275,94 €
<b>TOTAL PEM</b>	<b>53.462,36 €</b>
<b>(PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	
12 % GASTOS FIJOS, GESTIÓN Y LEGALIZACIÓN	6.415,48 €
15 % BENEFICIO INDUSTRIAL	8.019,35 €
<b>TOTAL PEC</b>	<b>67.897,20 €</b>
<b>(PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA)</b>	
7 % INGENIERÍA	4.752,80 €
<b>TOTAL</b>	<b>72.650,00 €</b>
21 % IVA	15.256,50 €
<b>TOTAL (IVA incl.)</b>	<b>87.906,50 €</b>

### 5.1.2. INSTALACIÓN PUNTO DE RECARGA VEHÍCULO ELÉCTRICO

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>01</b>	<b>PUNTO DE RECARGA DOBLE</b>			
01.1	Poste de recarga, tipo pizona doble, INGETEAM modelo INGEREV CITY DUO CD332. Protección contra sobretensiones clase 2. Instalación de Sistema de Alimentación de Vehículo Eléctrico (SAVE) en el exterior con int. diferencial 30 mA Clase A de rearme automático. Potencia de 2x11kW 230/400V.	1	4534,40 €	4534,40 €

<b>TOTAL</b>	<b>4534,40 €</b>
--------------	------------------

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>02</b>	<b>INVERSIONES EN INSTALACIONES</b>			
02.1	Cable 4x1x10mm <sup>2</sup> 0.6/1 KV, tipo RZ1-K	100	1,54 €	154,00 €
02.2	Cable 1x16mm <sup>2</sup> , ES07Z1-K (AS) puesta a tierra	25	1,64 €	41,00 €
02.3	Interruptor magnetotérmico de 32 A 4P	1	54,84 €	54,84 €
02.4	Piqueta de acero-cobre de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro	1	40,05 €	40,05 €
02.5	Unidad de señalización del punto de recarga y pintado del pavimento de dos plazas	1	197,78 €	197,78 €
<b>TOTAL</b>				<b>487,67 €</b>

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>03</b>	<b>OBRA CIVIL</b>			
03.1	Excavación en zanja en cualquier tipo de terreno, incluso roca, con medios manuales y/o mecánicos, reutilización del material excavado en obra y carga del material sobrante	1	54,70 €	54,70 €
03.2	Suministro y colocación tubo PE corrugado de doble pared, color rojo, de 110 mm de diámetro	2	5,60 €	11,20 €
03.3	Obra para protección de tubos	1	119,47 €	119,47 €
03.4	Arqueta de registro de medidas interiores 40x40x60 cm, formada con bloques de hormigón de 10 cm espesor sobre solera de hormigón 10 cm, totalmente enfoscada y enlucida en su interior con mortero de C.P.1:3.	1	53,68 €	53,68 €
<b>TOTAL</b>				<b>239.05 €</b>

Capítulo	Descripción	Uds.	Precio Ud.	Importe
<b>04</b>	<b>VERIFICACIÓN E INSPECCIÓN</b>			
04.1	Inspección por un Organismo de Control Autorizado (OCA)	1	400,00 €	400,00 €
<b>TOTAL</b>				<b>400,00 €</b>

PARTIDA	IMPORTE
01 - PUNTO DE RECARGA DOBLE	4534,40 €
02 - INVERSIONES EN INSTALACIONES	487,67 €
03 - OBRA CIVIL	239,05 €
04 - VERIFICACIÓN E INSPECCIÓN	400,00 €
<b>TOTAL PEM</b>	<b>5.661,12 €</b>
<b>(PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	
12 % GASTOS FIJOS, GESTIÓN Y LEGALIZACIÓN	679,33 €
15 % BENEFICIO INDUSTRIAL	849,16 €
<b>TOTAL PEC</b>	<b>7.189,61 €</b>
<b>(PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA)</b>	
7 % INGENIERÍA	503,27 €
<b>TOTAL</b>	<b>7.692,88 €</b>
21 % IVA	1.615,50 €
<b>TOTAL (IVA incl.)</b>	<b>8.805,11 €</b>

## 5.2. PRESUPUESTO TOTAL

DESCRIPCIÓN	IMPORTE
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	<b>87.906,50 €</b>
INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	<b>8.805,11 €</b>
<b>TOTAL (IVA incl.)</b>	<b>96.711,61 €</b>

El presupuesto total de ejecución de los proyectos asciende a **NOVENTA Y SEIS MIL SETECIENTOS ONCE EUROS CON SESENTA Y UN CÉNTIMOS**