



industriales  
etsii

Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Industrial

“Análisis de la mejora energética del IES Los Molinos  
(Cartagena)”

## TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

**Autor:** Blanca Noguera Lobato  
**Director:** Fco Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, enero de 2020



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena





## Contenido

1	Resumen.....	9
2	Abstract .....	9
3	Introducción .....	10
3.1	Energías renovables.....	10
3.2	Energía solar .....	10
3.3	Energía solar fotovoltaica .....	11
3.3.1	Funcionamiento físico [6] [7] .....	11
3.3.2	Tipo de Instalaciones Fotovoltaicas [5] [8] [9] .....	12
3.3.3	Componentes. [10] .....	12
3.3.4	Energía Solar en España. ....	16
3.3.5	Análisis del sector.....	17
4	El centro .....	18
4.1	Calendario y horarios de actividad del centro. ....	19
4.2	Consumo del centro .....	20
5	Diseño de la Instalación Solar Fotovoltaica. ....	23
5.1	Paneles Solares. ....	23
5.1.1	Elección del panel solar.....	23
5.1.2	Separación entre las filas de placas y potencia generada.....	23
5.1.3	Distribución de los paneles y características eléctricas. ....	24
5.1.4	Conexión entre los módulos fotovoltaicos.....	26
5.1.5	Estructura soporte. ....	26
5.1.6	Mantenimiento de los paneles solares. [13] [14] [15].....	26
5.2	Inversor.....	28
5.2.1	Elección del inversor. ....	28
5.2.2	Protecciones del inversor. [17] .....	28
5.2.3	Disposición del inversor.....	29
5.2.4	Monitorización de los inversores. [18] .....	29
5.3	Cableado .....	31
5.3.1	Cableado de continua.....	31
5.3.2	Cableado de alterna. ....	32
5.4	Canalización. ....	33
5.4.1	Canalización de CC.....	33
5.4.2	Canalización de CA. ....	33
5.5	Conexión a la Red de Distribución Pública. [19] .....	33
5.6	Puesta a tierra de la instalación. ....	35
5.7	Separación galvánica. ....	37

---

5.8	Protección frente a modo isla.....	37
5.9	Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.....	37
6	Instalación de unos o varios puntos de recarga para vehículos eléctricos.....	38
6.1	Punto de recarga SAVE escogido para la instalación.....	43
6.1.1	Protecciones.....	43
6.1.1.1	Protecciones eléctricas.....	43
6.1.1.2	Protecciones mecánicas.....	43
6.1.2	Selección de la velocidad de recarga.....	44
6.1.3	Mantenimiento.....	44
6.1.4	Dispositivo físico.....	45
6.1.5	Canalización del cableado VE.....	45
7	Viabilidad del proyecto.....	46
7.1	Cálculo de los beneficios obtenidos por la inyección de corriente excedente en la red. 47	
7.2	Cálculo de la factura.....	48
7.3	Cálculo del VAN.....	48
8	Resultados y conclusiones.....	51
9	Cálculos justificativos.....	52
9.1	Consumo eléctrico.....	52
9.2	Cableado.....	56
9.2.1	Criterio de Calentamiento.....	56
9.2.2	Criterio de caída de tensión.....	56
9.2.3	Resultados.....	57
9.2.3.1	Cableado de String:.....	57
9.2.3.2	Cableado de unión de los paneles con el cuadro de protección de continua, CP (CC). 60	
9.2.3.3	Cálculo de las secciones hasta el inversor.....	68
9.2.3.4	Cálculo de las secciones a la salida del inversor (CA), hasta el Cuadro de Protección de alterna, CP (CA), y el cuadro general de protección (CGP).....	73
9.2.3.5	Cálculo de la sección del cableado para el punto de recarga del vehículo eléctrico. 75	
9.3	Protecciones.....	77
9.3.1	Protecciones del tramo CC.....	77
9.3.1.1	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.....	77
9.3.1.2	Protecciones contra sobretensiones.....	77
9.3.1.3	Protecciones contra contactos directos e indirectos. Puesta a Tierra.....	77
9.3.2	Protecciones del tramo CA:.....	77
9.3.3	Protecciones punto de recarga VE.....	79
9.4	Cálculo Viabilidad.....	83



10	Pliego de condiciones. ....	87
10.1	Objeto. ....	87
10.2	Módulos Fotovoltaicos. [28].....	87
10.3	Estructura. [28] .....	88
10.4	Inversor. [28].....	88
10.5	Cableado. [28] .....	90
10.6	Conexión a red. [28] .....	90
10.7	Protecciones. [28].....	90
10.8	Puesta a tierra. [28] .....	90
10.9	Armónicos y compatibilidad electromagnética. [28] .....	91
10.10	Medidas de seguridad. [28] .....	91
10.11	Mantenimiento. [28] .....	91
11	Referencias Bibliográficas. ....	93
12	Anexo I: Fichas técnicas. ....	95
12.1	Panel solar.....	95
12.2	Inversor.....	96
12.3	Punto de recarga Vehículo Eléctrico. ....	97
13	Anexo II: Plano .....	98
14	Anexo III: Esquemas Unifilares .....	99
15	Anexo IV: PVSystem. ....	101

## Índice de tablas

Tabla 1.1. Potencia instalada nacional (MW). Fuente: Red Eléctrica Española.....	16
Tabla 2.1. Energía facturada 2018.....	20
Tabla 2.2. Energía facturada 2019.....	22
Tabla 3.1. Modelos paneles solares. ....	23
Tabla 3.2. Número de paneles solares por zona y total. ....	24
Tabla 3.3. Resumen Valores eléctricos zona A. ....	26
Tabla 3.4. Tipo instalaciones.....	34
Tabla 4.1. Configuración del punto de recarga. Fuente: WallBox OK. ....	44
Tabla 5.1. Precio total del cableado (€) .....	46
Tabla 5.2. VAN .....	49
Tabla 6.1. Consumo en periodos no lectivos (kWh). ....	52
Tabla 6.2. Consumo diario del centro cada mes (kWh) sin recarga Vehículo Eléctrico. ....	53
Tabla 6.3. Consumo diario del centro cada mes (kWh) teniendo en cuenta recarga del Vehículo Eléctrico.....	54
Tabla 6.4. Valor de la sección del cableado de los strings (A1 y A2) por el criterio de calentamiento. ....	58
Tabla 6.5. Valor de la sección del cableado de los strings por el criterio de caída de tensión. .	58
Tabla 6.6. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	58
Tabla 6.7. Valor de la sección del cableado de los strings (A3 y A4) por el criterio de calentamiento. ....	59
Tabla 6.8. Valor de la sección del cableado de los strings (A3 y A4) por el criterio de caída de tensión. ....	59
Tabla 6.9. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	59
Tabla 6.10. Cálculo de la sección de A1 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento. ....	60
Tabla 6.11. Cálculo de la sección de A1 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo) .....	61
Tabla 6.12. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	61
Tabla 6.13. Cálculo de la sección de A1 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo).....	61
Tabla 6.14. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	61
Tabla 6.15. Comprobación criterio de sobrecarga con 6 mm <sup>2</sup> .....	61
Tabla 6.16. Cálculo de la sección de A2 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento. ....	62
Tabla 6.17. Cálculo de la sección de A2 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo) .....	63
Tabla 6.18. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	63
Tabla 6.19. Cálculo de la sección de A2 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo).....	63
Tabla 6.20. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	63
Tabla 6.21. Cálculo de la sección de A3 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento. ....	64
Tabla 6.22. Cálculo de la sección de A3 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo) .....	65
Tabla 6.23. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	65
Tabla 6.24. Cálculo de la sección de A3 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo).....	65
Tabla 6.25. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	65
Tabla 6.26. Cálculo de la sección de A4 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento. ....	66
Tabla 6.27. Cálculo de la sección de A4 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo) .....	67
Tabla 6.28. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	67



Tabla 6.29. Cálculo de la sección de A4 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo).....	67
Tabla 6.30. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	67
Tabla 6.31. Cálculo de la sección de A1 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento. ....	68
Tabla 6.32. Cálculo de la sección de A1 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión. ...	69
Tabla 6.33. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	69
Tabla 6.34. Comprobación criterio de sobrecarga 4 mm <sup>2</sup> .....	69
Tabla 6.35. Cálculo de la sección de A2 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento. ....	70
Tabla 6.36. Cálculo de la sección de A2 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión. ...	70
Tabla 6.37. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	70
Tabla 6.38. Cálculo de la sección de A3 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento. ....	71
Tabla 6.39. Cálculo de la sección de A3 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión. ..	71
Tabla 6.40. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	71
Tabla 6.41. Comprobación criterio de sobrecarga 4 mm <sup>2</sup> .....	72
Tabla 6.42. Cálculo de la sección de A4 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento. ....	72
Tabla 6.43. Cálculo de la sección de A4 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión. ..	73
Tabla 6.44. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	73
Tabla 6.45. Cálculo de la sección a la salida del Inversor (CA), criterio de calentamiento. ....	74
Tabla 6.46. Cálculo de la sección a la salida del Inversor (CA), criterio de caída de tensión. ...	74
Tabla 6.47. Cálculo de la sección punto recarga VE (CA), criterio de calentamiento. ....	75
Tabla 6.48. Cálculo de la sección punto recarga VE (CA), criterio de caída de tensión. ....	76
Tabla 6.49. Comprobación criterio de sobrecarga. ....	76
Tabla 6.84. Comprobación criterio de sobrecarga magnetotérmico. ....	78
Tabla 6.85. Comprobación magnetotérmica. ....	78
Tabla 6.86. Comprobaciones intensidades de cortocircuito magnetotérmico. ....	79
Tabla 6.87. Criterio de tiempo de corte magnetotérmico. ....	79
Tabla 6.92. Comprobación criterio de sobrecarga IA- VE. ....	80
Tabla 6.93. Comprobación IA- VE.....	80
Tabla 6.94. Comprobación criterio de sobrecarga IA- VE. ....	80
Tabla 6.95. Criterio de tiempo de corte IA- VE. ....	80
Tabla 6.88. Comprobación criterio de sobrecarga magnetotérmico VE. ....	81
Tabla 6.89. Comprobación magnetotérmica VE. ....	81
Tabla 6.90. Comprobaciones intensidades de cortocircuito magnetotérmico VE. ....	81
Tabla 6.91. Criterio de tiempo de corte magnetotérmico VE. ....	81
Tabla 6.96. Comprobación criterio de sobrecarga fusible- VE. ....	81
Tabla 6.97. Comprobación fusible- VE. ....	81
Tabla 6.98. Comprobaciones intensidades de cortocircuito fusible- VE.....	82
Tabla 6.99. Criterio de tiempo de corte fusible- VE. ....	82
Tabla 6.100. Consumo demandado por el centro (día laboral) .....	83
Tabla 6.101. Generación de la instalación fotovoltaica (día laboral). Fuente: PVSyst. ....	84
Tabla 6.102. Beneficios obtenidos de la venta de energía excedente. ....	84
Tabla 6.103. Coste mensual con paneles solares (sin incluir venta de energía excedente).....	85
Tabla 6.104. VAN .....	85





## **1 Resumen.**

En este proyecto se llevará a cabo el estudio y diseño de una instalación basada en la utilización de energía renovable, en el instituto I.E.S. Los Molinos, en Cartagena. El objetivo es buscar la optimización del consumo energético del centro mediante el uso de energía limpia, en concreto la energía solar fotovoltaica, consiguiendo de esta forma que parte de la energía consumida sea generada por el propio centro. Además, se incluirá la instalación de un punto de recarga para vehículos eléctricos que también se beneficiará de la generación fotovoltaica. Finalmente se realizará un estudio de la viabilidad económica que supondría para el instituto la instalación del sistema diseñado.

## **2 Abstract**

In this project, the study and design of an installation based on the use of renewable energy will be carried out at the I.E.S. Los Molinos, in Cartagena. The objective is to optimize energy consumption of the center through the use of clean energy, specifically photovoltaic solar energy. In this way it is achieved that part of the energy consumed is generated by the center itself. It will be include the installation of an electric vehicle charge point that will be benefited from photovoltaic generation. A study of the economic viability would be carried out for the installation of the designed system.

## 3 Introducción

### 3.1 Energías renovables

La energía es la capacidad de la materia de producir trabajo en forma de movimiento, luz, calor, etc.

Las energías renovables son aquellas cuyas fuentes naturales son inagotables, es decir se renuevan de forma continuada y tienen un carácter ilimitado. Este es el elemento característico y diferenciador respecto a las energías no renovables, ya que no hay límite en la explotación de las materias primas. [1]

Podemos diferenciar entre otros los siguientes tipos de energías renovables: [1]

- **Energía solar:** como su nombre indica este tipo de energía utiliza el Sol como fuente de alimentación. Se pueden diferenciar a su vez 3 formas de aprovechar esta energía:
  - Energía Solar Fotovoltaica.
  - Energía Solar Térmica.
  - Energía Solar Termoeléctrica.
- **Energía eólica:** aprovecha la energía que proporciona el viento. Los aerogeneradores se encargan de transformar el movimiento del aire en energía eléctrica.
- **Energía hidroeléctrica:** genera energía eléctrica mediante la energía potencial del agua.
- **Energía de biomasa:** este tipo de energía se obtiene de la materia orgánica, ya que se obtiene gran cantidad de energía cuando se procesan.
- **Energía geotérmica:** aprovecha el calor interno de la tierra.
- **Energía mareomotriz:** se obtiene a partir del movimiento de las olas, las corrientes, las mareas...

En este proyecto nos centraremos en la energía solar, especialmente, en la energía solar fotovoltaica.

### 3.2 Energía solar

Como ya hemos comentado anteriormente, la energía solar es aquella que aprovecha la radiación proveniente del Sol, obteniendo con ella energía eléctrica o bien producción de calor.

Los beneficios que encontramos en este tipo de energía son muchos. Entre ellos podemos destacar que no contamina y está disponible en cualquier sitio. La tecnología que utiliza es relativamente simple, por lo que se puede instalar en casi cualquier punto, además, un punto a tener en cuenta de los sistemas que aprovechan esta energía es que su mantenimiento es muy sencillo, y la vida útil de los equipos es muy satisfactoria. [2]

Es por estas ventajas, entre otras muchas, las que hacen que cada vez más particulares y empresas incorporen esta energía a sus actividades domésticas y/o profesionales.

Podemos clasificar la energía solar en tres tipos:

**Energía solar fotovoltaica:** se explicará a fondo en el siguiente apartado debido a que será el centro de estudio de este trabajo.

**Energía solar térmica:** consiste en la obtención de calor utilizando la energía que nos proporciona el Sol. Para ello se utilizan colectores, que se encargan de captar el calor proveniente de la radiación solar. Los colectores se clasifican por su temperatura: baja, media o alta. [3]

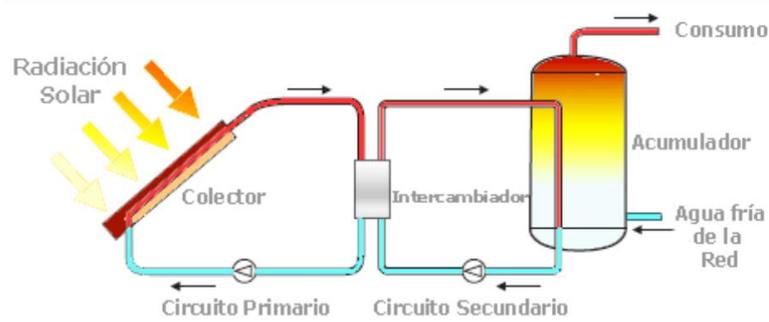


Ilustración 3.1. Instalación Solar Térmica. Fuente: <https://solar-energia.net>

**Energía solar termoeléctrica:** utiliza lentes o espejos y dispositivos de seguimiento solar para concentrar la radiación solar incidente en una superficie reducida. Esta concentración permite obtener altas temperaturas y, en correspondencia, altas eficiencias termodinámicas de conversión en trabajo. El calor que se obtiene en este proceso se transfiere normalmente a un fluido que pasando a través de una turbina, acoplada a un generador, produce electricidad. Entre los distintos sistemas de concentración solar se han desarrollado tres tipos de tecnologías. [4]

Existen tres tipos de tecnologías:

- Centrales de Colectores Cilindro-Parabólicos.
- Centrales de Torre.
- Generadores Solares Disco-Parabólicos.

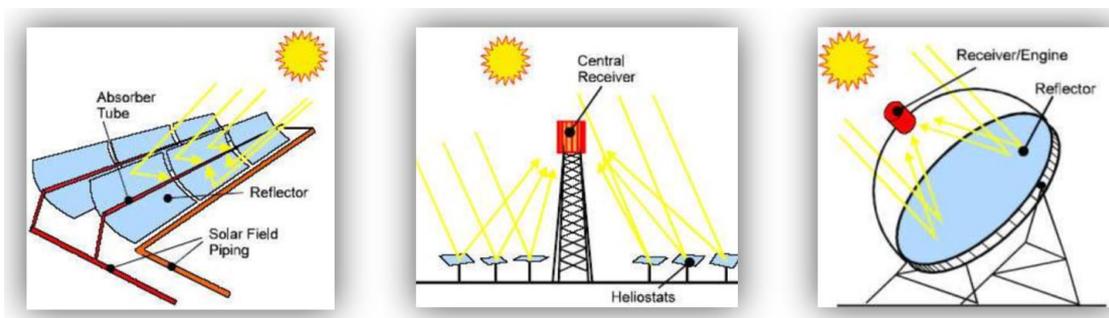


Ilustración 3.2. Energía solar térmica. Fuente: SolarPACES

### 3.3 Energía solar fotovoltaica

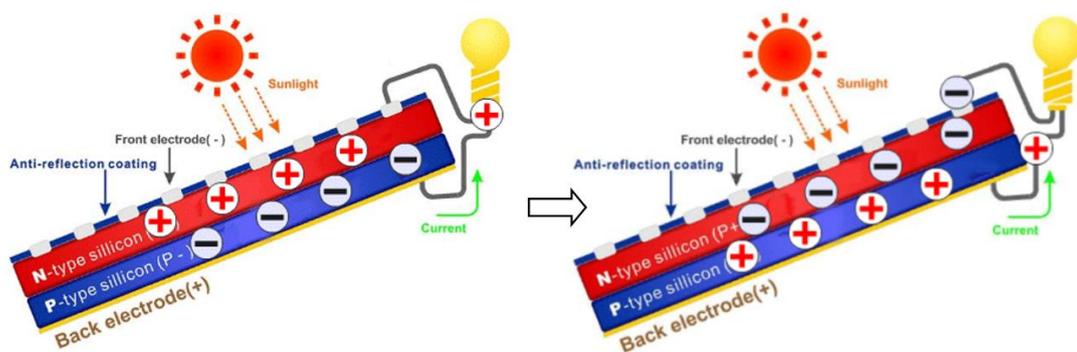
La energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación solar transformándola directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, que consiste en la emisión de electrones por un material cuando se le ilumina con radiación electromagnética (en este caso radiación solar). [5]

#### 3.3.1 Funcionamiento físico [6] [7]

El proceso de transformación de energía solar en eléctrica se lleva a cabo en las células fotovoltaicas. Cuando estas células reciben la radiación solar (electromagnética), los electrones del dispositivo semiconductor son excitados, y esa excitación genera una diferencia de potencial. Los dispositivos se conectan en serie para conseguir mayores diferencias de potencial.

El material utilizado como semiconductor, suele ser el silicio. Se incorporan a la célula fotovoltaica dos capas de este material, una capa tipo N (dotada con electrones) y otra capa tipo P (dotada con huecos). La unión de estas dos capas se denomina ZCE, y es en esta unión NP donde se genera el campo eléctrico, debido a la diferencia de potencial generada por la excitación de los electrones ante la radiación solar.

Este campo eléctrico surge de la siguiente manera: los fotones tienen una cantidad de energía, que, al llegar a la célula fotovoltaica, es absorbida por los electrones del semiconductor. Cuando esta energía es suficientemente alta, los electrones se emiten, además, se generan huecos, lo que se denomina par electrón-hueco. Estos electrones se mueven a la capa contraria, esto genera finalmente un movimiento de electrones que da lugar a una diferencia de potencial.



**Ilustración 3.3. Obtención de energía eléctrica a partir de energía solar. Fuente:** <https://panellisolarifotovoltaici.org/>

### 3.3.2 Tipo de Instalaciones Fotovoltaicas [5] [8] [9]

Un grupo de células solares fotovoltaicas se denomina un panel fotovoltaico.

- **Aisladas de la red eléctrica:** en este caso, la energía se genera y se consume en el mismo sitio. Se suelen utilizar cuando existe la imposibilidad de conectarse a la red eléctrica.

- Se pueden utilizar baterías para almacenar la energía.
- Se suelen utilizar instalaciones de bombeo solar cuando no se hace uso de baterías.

Los componentes de este tipo de instalación son: paneles solares, regulador de carga, acumuladores (baterías) e inversores.

- **Conectadas a la red eléctrica:** en este tipo de instalaciones siempre va a existir suministro de electricidad, cuando la instalación fotovoltaica sea insuficiente, pasará a proveer energía la red.

- Autoconsumo directo
- Autoconsumo con baterías

En nuestro caso realizaremos una instalación conectada a la red eléctrica, de forma que el centro siempre disponga de un suministro de energía.

### 3.3.3 Componentes. [10]

Los componentes de un sistema solar fotovoltaico son los siguientes:



- **Módulo Solar:** el conjunto de módulos solares es lo que se denomina placa solar, como se ha comentado anteriormente, suelen estar hechas de silicio y en ellas se produce el efecto fotoeléctrico con el que se convierte la radiación solar en electricidad. Los módulos proporcionan una tensión continua a su salida, que suelen ser de 12 V, 24 V, ...

Sus **parámetros** fundamentales son:

- **Corriente de Iluminación:** es la corriente eléctrica que obtenemos de la radiación solar tras el efecto fotovoltaico.
- **Corriente de oscuridad:** aparece debido a la recombinación de los pares electrón- hueco
- **Tensión de vacío:** es la máxima tensión en bornes cuando no hay carga.
- **Corriente de cortocircuito:** es el máximo valor de intensidad que se puede soportar la célula fotovoltaica, se da cuando la salida está cortocircuitada.
- **Potencia máxima:** se refiere a la máxima potencia que puede entregar el panel solar en un momento dado.
- **Tensión de potencia óptima:** Es el valor de tensión cuando se trabaja a potencia máxima.
- **Corriente de máxima potencia:** Es el valor de corriente cuando se trabaja a la potencia máxima.
- **Eficiencia de la célula:** rendimiento de la célula
- **Eficiencia del módulo:** rendimiento del panel solar

También es importante tener en cuenta la variación con la temperatura de los siguientes parámetros:

- Coeficiente de potencia (%/°C)
- Tensión en vacío (%/°C)
- Corriente de cortocircuito (%/°C)

Los **tipos de módulos solares** más comunes que podemos encontrar son los siguientes:

- Silicio puro monocristalino
- Silicio puro policristalino
- Silicio amorfo

En el silicio puro monocristalino, la estructura cristalina es continua, sin bordes de grano, lo que influye en el rendimiento de un panel solar, ya que, a menor impurezas o bordes de grano, mejor será el rendimiento que se puede obtener. De esta forma, los paneles solares que utilizan módulos de silicio monocristalino obtienen mejores rendimientos, de entre un 15 y un 18%.

La **conexión** de las células solares puede ser:

- **Conexión en serie:** con este tipo de configuración las tensiones se suman y la intensidad es la equivalente al de un solo panel.
- **Conexión en paralelo:** en este caso son las intensidades las que se suman, y la tensión es la de uno de los paneles.

La elección de un tipo de conexión u otro se realizará atendiendo a las necesidades de la instalación, atendiendo a los requisitos de las baterías (como la tensión de trabajo), o la tensión de salida del inversor.

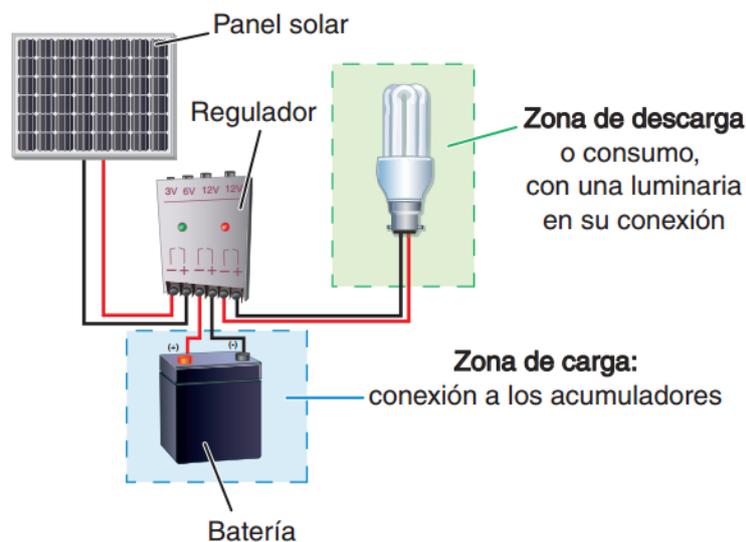
El **número de módulos** solares necesarios para conformar un panel fotovoltaico, según el tipo de voltaje y conexión requeridos son: [11]

- **Panel de 36 células conectadas en serie.** Pueden alimentar un acumulador de 12 V, y usar un regulador PWM o un regulador MPPT.
- **Panel de 72 células en paralelo** para alimentar a 24 V. Se puede usar un PWM o un MPPT como en el caso anterior.
- **Paneles de “conexión a red”,** generalmente de 60 células. No funciona a ninguna de las tensiones anteriores y necesita un MPPT. Este tipo de paneles serán los usados para nuestro estudio.

Un regulador MPPT es un tipo de controlador de carga que permite obtener la máxima potencia de los paneles solares haciéndolos trabajar siempre en el punto de máxima potencia.

Por otro lado, no se deben mezclar paneles de diferente número de células al conectarlas en paralelo, ya que sus caídas de tensión son diferentes.

- **Regulador de Carga:** este dispositivo protege de posibles sobrecargas a los acumuladores, alargando así su vida útil. El regulador se encarga de fijar el valor de tensión al que trabajará la instalación.



**Ilustración 3.4. Regulador de carga. Fuente: McGraw- Hill**

Cuando se realiza el diseño de la instalación, se toma como referencia los valores de radiación solar que se dan en invierno. De esta forma, en verano, la cantidad de energía que se recibe es muy alta y puede provocar una gran sobrecarga en el acumulador, es por ello que es necesario utilizar un regulador, para poder controlar la corriente que llega a la instalación.

Las características de cada regulador, como la tensión a la que trabaja o el tipo de conexión, las proporcionará el fabricante.

Un ejemplo de conexión de un regulador es el siguiente:

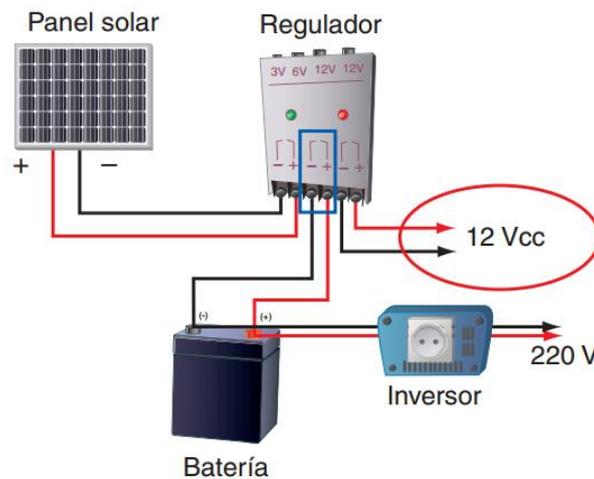


Ilustración 3.5. Ejemplo de conexión del regulador. Fuente: McGraw- Hill

En este proyecto el regulador utilizado es un MPPT, incorporado en el inversor escogido.

- **Acumulador:** como dispositivo acumulador se utilizan baterías, las cuales almacenan la energía obtenida y regulada, para poder utilizarla cuando sea necesario. Su funcionamiento consiste en recargarse mediante la energía eléctrica proveniente del panel solar y el regulador, esta energía se acumula durante un tiempo que nos proporcionará el fabricante, y por último, entregará la energía a la tensión necesaria y con una potencia instantánea elevada.

Parámetros a tener en cuenta en las baterías:

- La capacidad: que es la cantidad de electricidad que se puede obtener. Se mide en Ah y se calcula como  $C = t \cdot I$
- La eficiencia de carga: interesa que este valor sea alto, puesto que es la relación entre la energía suministrada por el panel solar y la energía que almacenada.
- Profundidad de descarga: cuanto menor sea este valor mayor será la vida útil del acumulador. Se define como el porcentaje de energía que se obtiene de una batería cuando esta se está descargando (partiendo de que esté completamente llena).

Las baterías más utilizadas para una instalación solar fotovoltaica son las de Plomo-ácido, debido a su módico precio, su larga vida útil y porque es el acumulador ideal cuando son necesarias descargas profundas.

En este estudio no se hará uso de acumuladores debido a que tenemos una instalación conectada a la red y se podrá comprobar más adelante que no es necesario su uso.

- **Inversor:** transforma la corriente continua obtenida, en alterna, para su utilización. Además, como en nuestro caso nuestra instalación estará conectada a la red, el inversor debe de sincronizar la corriente generada con la que tenemos en la red. En España se consiguen 230V a 50 Hz.

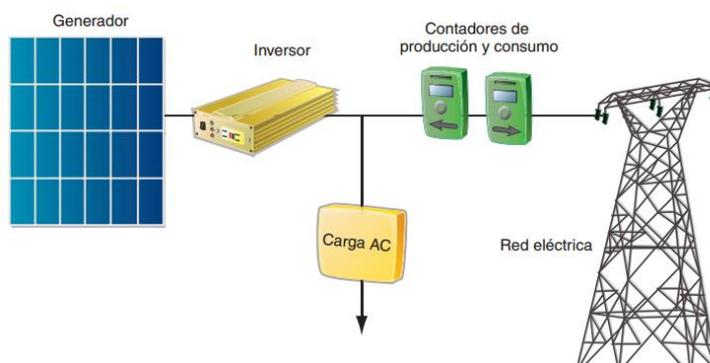


Ilustración 3.6. Esquema ejemplo de conexión.

**Soportes:** este componente es el que se encarga de mantener las placas solares, debe estar diseñado para soportar las condiciones externas.

### 3.3.4 Energía Solar en España.

En los inicios de la utilización de la energía solar como fuente de energía renovable, España fue de los primeros países en desarrollar y explotar esta energía, entre otros motivos por la cantidad de irradiación solar anual que recibimos y el Real Decreto RD 661/2007 que impulsaba el uso de este sistema de energía. En 2008, España llegaba a ser uno de los países con mayor potencia fotovoltaica instalada.

Debido a un cambio de legislación (RD 1578/2008), el crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas fue disminuyendo. A pesar de ello, en el 2014 ya se podía notar un crecimiento en el uso de esta energía y en el 2018 España alcanzó una potencia fotovoltaica instalada de 4714 MW, y ha ido aumentando considerablemente en 2019 gracias entre otros motivos, a un nuevo cambio de la legislación, alcanzando por lo pronto los 6255 MW.

Tabla 3.1. Potencia instalada nacional (MW). Fuente: Red Eléctrica Española.

#### Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019
Hidráulica convencional y mixta	17.033	17.030	17.049	17.049
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329
<b>Hidráulica</b>	<b>20.362</b>	<b>20.359</b>	<b>20.378</b>	<b>20.378</b>
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.460
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284
Hidroeólica	11	11	11	11
Resto hidráulica	-	-	-	-
Eólica	23.050	23.130	23.507	24.048
<b>Solar fotovoltaica</b>	<b>4.686</b>	<b>4.688</b>	<b>4.714</b>	<b>6.255</b>
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables	858	10	865	926
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración	5.979	5.814	5.741	5.691
Residuos no renovables	497	497	491	490
Residuos renovables	162	162	162	160
<b>Total</b>	<b>104.647</b>	<b>103.257</b>	<b>104.094</b>	<b>105.808</b>



### **3.3.5 Análisis del sector.**

Se prevé que la capacidad instalada de energía solar en toda Europa será de unos 13,5 GW a finales de 2019, lo que llevará a la UE a acaparar el 12% del mercado mundial solar. Además, la Unión Europea ha elevado la cuota de las renovables de un 27% a un 32% para 2030. Por otro lado, se estima que el mercado de los paneles solares aumente hasta los 11000 millones de euros este año, siendo España uno de los países en los que se prevé que va a aumentar en 1GW la capacidad instalada. [12]

La segmentación del mercado solar europeo ha cambiado significativamente en los dos últimos años, lo que ha supuesto que los sistemas solares instalados se hayan realizado en torno a un 26% sobre tejados en el sector residencial, alrededor de un 18% sobre cubiertas comerciales, mientras que alcanzó un 20% en los sectores industriales, y contabilizó en el mercado eléctrico hasta el 36%. [12]

Enfocando nuestra atención en la situación española, la cual actualmente se encuentra por debajo de la media, con una segmentación del mercado solar fotovoltaico que tiene una gran dependencia del sector eléctrico, con un 80%, supone un 10% en cubiertas comerciales, un 6% en el sector industrial y solo un 4% en el sector doméstico. Aun así, se estima que España conseguirá encabezar el sector fotovoltaico para 2030. De hecho, El año pasado se instalaron en España 261,7 megavatios (MW) de nueva potencia fotovoltaica, un 94% más frente a 2017 y casi un 500% más con respecto a la potencia fotovoltaica instalada en 2016 (55 MW). [12]

## 4 El centro

El centro de enseñanza secundaria, objeto de nuestro estudio es el IES Los Molinos, situado en Cartagena.

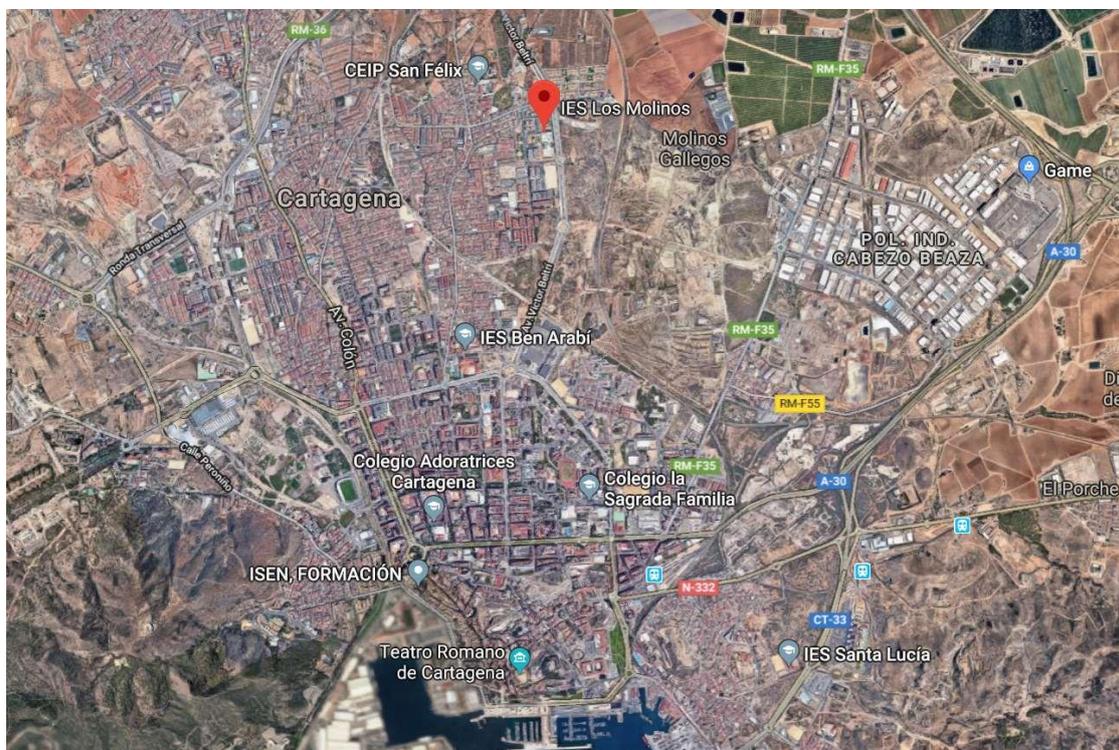


Ilustración 4.1. Situación en Cartagena del IES Los Molinos. Fuente: Google Maps

La Ilustración 4.2 nos permite situar el centro dentro de su contexto:



Ilustración 4.2. Emplazamiento del IES Los Molinos (Cartagena). Fuente: Google Maps



Podemos distinguir las siguientes zonas del centro:



**Zona A:** La zona A corresponde a la zona de aulas. En ella la cubierta está inclinada. Ocupa un espacio total de 2200 m<sup>2</sup>.

**Zona B:** los aseos, cuya cubierta es plana, de 112 m<sup>2</sup> en total.

**Zona C:** biblioteca. 100 m<sup>2</sup>

**Zona D:** corresponde al pabellón de deporte, cubierta en forma de bóveda. 650 m<sup>2</sup>

Nuestro estudio se centrará en la sección de la zona A de la cubierta orientada hacia el sur, para obtener mejores resultados de eficiencia. Se utilizará únicamente esta zona ya que como se estudiará más adelante, con ocupar una de las zonas de la cubierta, es suficiente para satisfacer la demanda del centro. Así mismo, se ha optado por escoger la zona A por su cercanía al cuadro general de protecciones (CGP), además de por su orientación.

Ilustración 4.3. IES Los Molinos. Fuente: Google Maps

#### 4.1 Calendario y horarios de actividad del centro.

El calendario del centro varía a lo largo del año, lo cual se ve reflejado en los consumos realizados por el centro. De esta forma, la distribución que sigue el centro es la siguiente:

- Horario diario: empieza a existir actividad en el centro a partir de las 7 de la mañana con la llegada de los conserjes y algunos profesores. Las clases con los alumnos comienzan a las 8:00 de la mañana y terminan a las 15:00 de la tarde. A partir de ese horario hasta las 20:00 sigue habiendo actividad en el centro, aunque menor que en las horas lectivas, debido a la realización de actividades extraescolares, el servicio de limpieza, profesores o equipo directivo.
- Vacaciones de Navidad: desde el 23 de diciembre al 7 de enero.
- Vacaciones de Semana Santa: este periodo abarca entorno a una semana y media en marzo o abril.
- Vacaciones de Verano: durante julio y agosto, aunque en el mes de julio sigue habiendo una ligera actividad en el centro debido a la permanencia en el centro del equipo directivo, personal de limpieza...

## 4.2 Consumo del centro

La tarifa contratada por el instituto hace discriminación horaria, es decir, se divide el consumo eléctrico en 3 partes: en las horas punta, llano y valle.

Con el tipo de tarifa elegida tenemos los siguientes horarios:

En invierno:

- Valle: 00:00 a 08:00
- Llano: 08:00 a 18:00 y 22:00 a 24:00
- Punta: 18:00 a 22:00

En verano:

- Valle: 00:00 a 08:00
- Llano: 08:00 a 11:00 y 15:00 a 24:00
- Punta: 11:00 a 15:00

Para cada una de estas franjas horarias, se ha contratado una cantidad de potencia adecuada a cada una de ellas, siendo en nuestro caso:

- Punta: 54 kW
- Llano: 54 kW
- Valle: 80 kW

Se han recogido los datos del consumo eléctrico del centro desde enero de 2018 hasta marzo de 2019, obteniendo los siguientes datos:

**Tabla 4.1. Energía facturada 2018**

Mes del año	2018				
	Energía facturada (kWh)				Coste (€)
	Punta	Llano	Valle	Total	
Enero	1319	5527	1474	8320	662,34
Febrero	1500	6388	1621	9509	758,16
Marzo	1186	4288	1303	6777	538,35
Abril	3322	3516	1643	8481	686,33
Mayo	3874	4301	2025	10200	823,68
Junio	2701	2932	1493	7126	571,08
Julio	1287	1334	922	3543	320,84
Agosto	359	727	831	1917	166,6
Septiembre	2180	2326	1130	5636	526,14
Octubre	3503	3877	1774	9154	855,82
Noviembre	1746	6924	1907	10577	981,78
Diciembre	1154	4460	1495	7109	654,74
<b>Media</b>	<b>2010,92</b>	<b>3883,33</b>	<b>1468,17</b>	<b>7362,42</b>	<b>628,82</b>
<b>Total</b>	<b>24131</b>	<b>46600</b>	<b>17618</b>	<b>88349</b>	<b>7545,86</b>

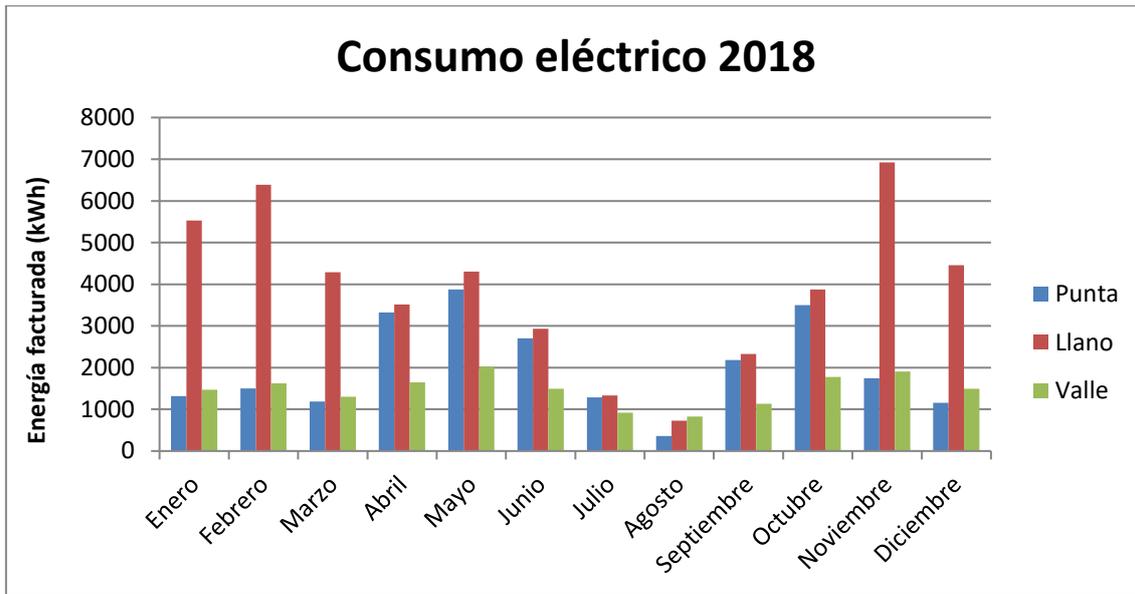


Ilustración 4.4. Consumo eléctrico 2018

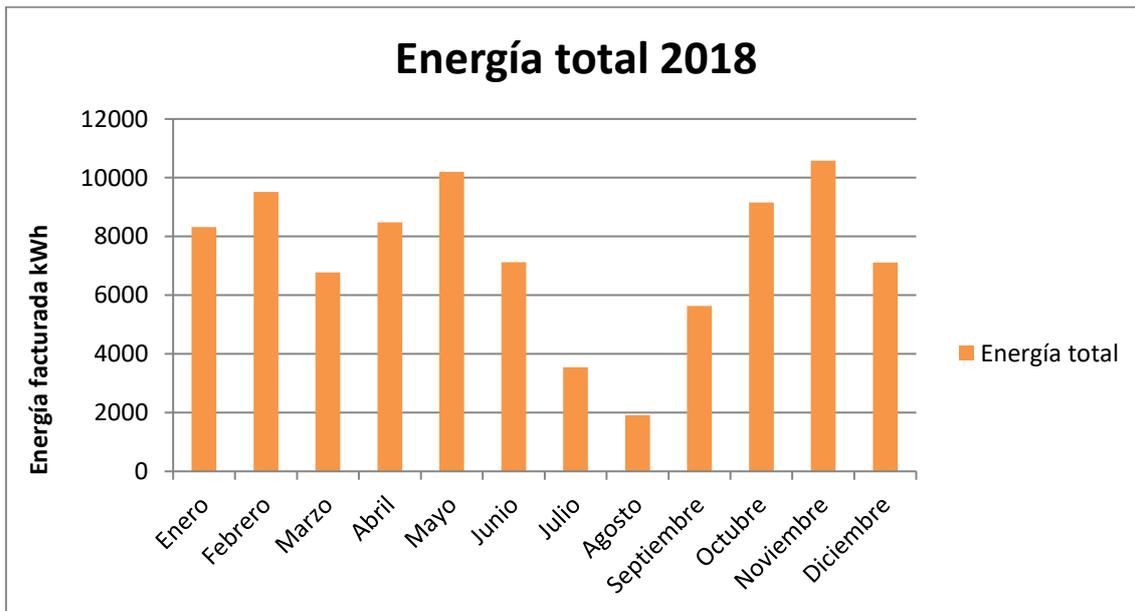


Ilustración 4.5. Energía total 2018.

Podemos apreciar que los meses en los que los alumnos tienen vacaciones son en los que menos energía se consume, como es lógico. Siendo el mes de agosto el mes de menor gasto, ya que el centro cierra por completo.

En el año 2019 obtenemos los siguientes valores:

Tabla 4.2. Energía facturada 2019

2019				
Energía facturada (kWh)				Coste (€)
Punta	Llano	Valle	Total	
1117	5103	1510	7730	711,72
1221	5925	1555	8701	804,1
1213	5362	1473	8048	743,31

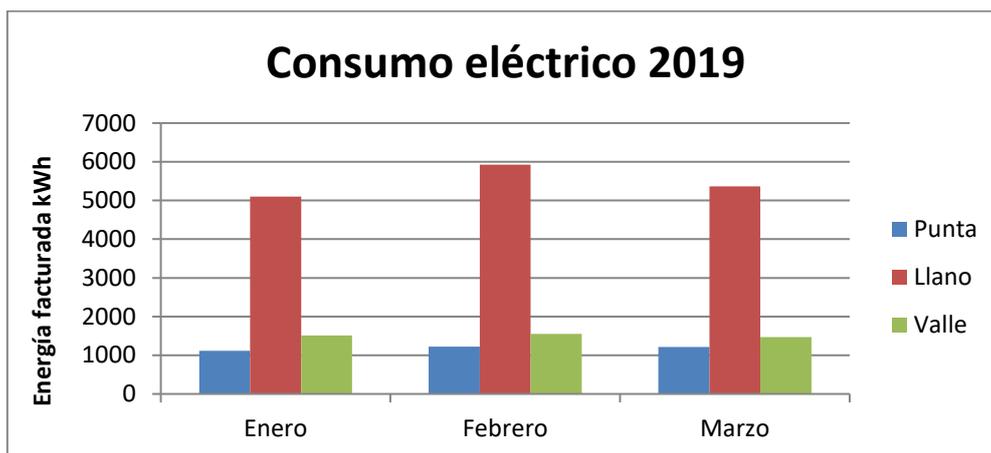


Ilustración 4.6. Consumo eléctrico 2019.

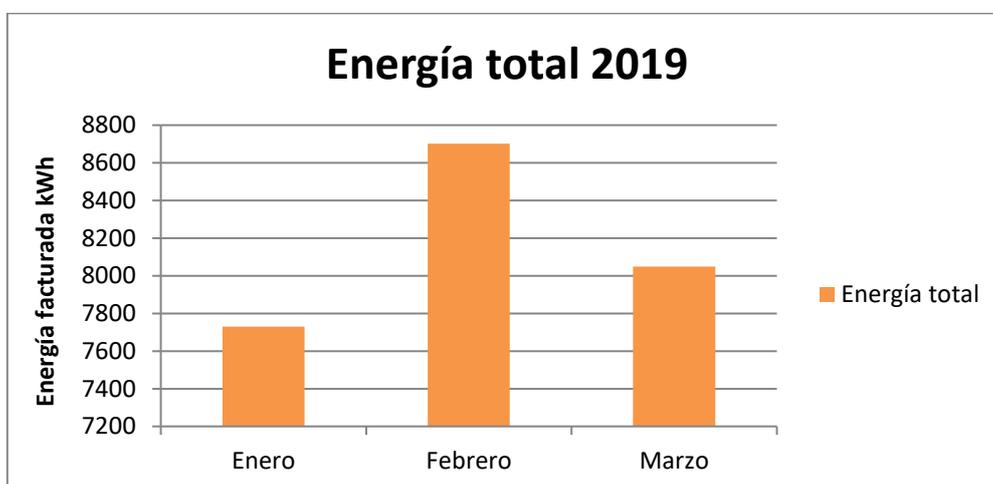


Ilustración 4.7. Energía total 2019.



## 5 Diseño de la Instalación Solar Fotovoltaica.

### 5.1 Paneles Solares.

#### 5.1.1 Elección del panel solar.

Se elegirá para el diseño, módulos de 60 células o también conocidas como paneles de conexión a red.

Para elegir el modelo más conveniente, se ha realizado una amplia búsqueda, eligiendo finalmente los modelos que aparecen en la siguiente tabla:

Tabla 5.1. Modelos paneles solares.

Marca	Modelo	Eficiencia (%)	Potencia nominal (Pmax) W	Dimensiones (mm)	Precio	Potencia/Superficie (W/m <sup>2</sup> )	Potencia/Precio (W/€)	Potencia/Superficie·Precio (W/m <sup>2</sup> €)
Talesun	TP660P	16,5	270	1650x990x35	138,61	165,29	1,95	1,19
Jinko	JKM270PP-60	16,2	270	1650x992x40	125	164,96	2,16	1,32
Jinko	JKM275PP-60	16,8	275	1650x992x40	134	168,01	2,05	1,25
Jinko	JKM280PP-60	17,11	280	1650x990x34	140	171,41	2,00	1,22
Bauer	Panel Solar 275W Bauer	16,9	275	1650x990x35	131,37	168,35	2,09	1,28
SCL	SCL 265W-P1	16,29	265	1640X990X35	119	163,22	2,23	1,37
<b>Amerisolar</b>	<b>AS-6P30</b>	<b>17,21</b>	<b>280</b>	<b>1640X992X40</b>	<b>108,9</b>	<b>171,41</b>	<b>2,57</b>	<b>1,57</b>
Atersa	ATERSA GS A-275P	16,9	275	1645x990x40	126,44	168,86	2,17	1,34
Atersa	ATERSA GS A-280P	16,9	280	1645x990x40	128,74	171,93	2,17	1,34
Atersa	A-300M GS	18,44	300	1640x992x35	153,65	184,40	1,95	1,20

Se ha calculado en esta tabla la relación entre la potencia de la placa, la superficie que esta ocupa y su precio, obteniendo así los valores de la última columna. El valor más alto corresponderá a la mejor elección, que en nuestro caso, es la remarcada en la Tabla 5.1.

Se trata de un panel solar de la marca Amerisolar, modelo AS-6P30 con 60 células, esta elección es la más viable debido a que pertenece a una oferta en la que se reduce el precio de cada unidad al comprar un paquete de 30 placas.

#### 5.1.2 Separación entre las filas de placas y potencia generada.

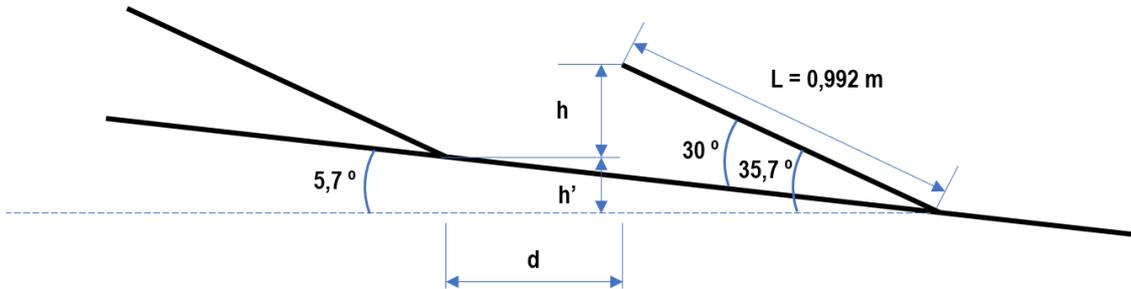
Para el cálculo de la separación necesaria entre placas (d), nos apoyaremos en el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

Para ello se calculará en primer lugar el valor del factor adimensional como:

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

Donde la latitud es de 37,36, por lo que el valor de  $k = 2,28$

En segundo lugar, calcularemos el valor de altura (h) de las placas, teniendo en cuenta que el ángulo de inclinación es 30°.



**Ilustración 5.1. Esquema cálculo distancia d y h.**

$$h = L \cdot \text{sen } 30 - h' = L \cdot \text{sen } 35,7 - (d + L \cdot \text{cos } 35,7) \cdot \text{tan } 5,7 \quad \text{siendo } L = 0,992 \text{ m}$$

El cálculo de la distancia (d) es la siguiente:

$$d \geq h \cdot k$$

Sustituyendo la expresión de h, se obtiene que:

$$d \geq h \cdot k \geq L \cdot k \cdot \frac{\text{sen } 35,7 - \text{cos } 35,7 \cdot \text{tan } 5,7}{1 + \text{tan } 5,7 \cdot k} = 0,77 \text{ m}$$

Finalmente, se ha realizado la siguiente distribución de paneles solares en la cubierta del instituto, teniendo en cuenta la separación entre ellas:

**Tabla 5.2. Número de paneles solares por zona y total.**

				Paneles	Total
<b>Zona A</b>	A1+A2	Paneles en serie	20	60	<b>96</b>
		Strings	3		
	A3+A4	Paneles en serie	12	36	
		Strings	3		

La elección de 96 paneles viene justificada en los apartados 7 y 9.4. de este proyecto

### 5.1.3 Distribución de los paneles y características eléctricas.

En este apartado se detallará la configuración de los paneles en cada zona. Los paneles estarán instalados en filas de paneles en serie (strings), y a su vez estas filas se conectarán en paralelo, para poder conseguir los niveles de intensidad y tensión buscados para satisfacer las necesidades del centro.

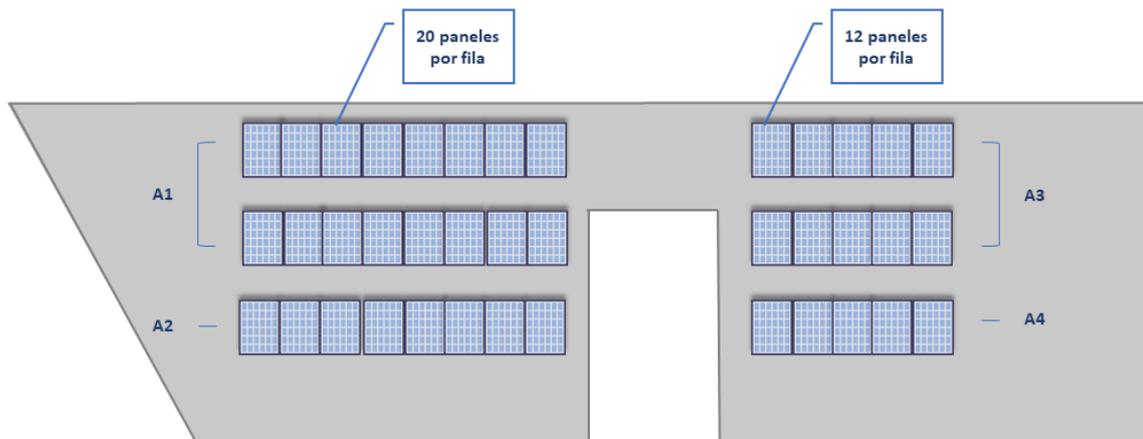


Ilustración 5.2. Distribución de los paneles en la cubierta.

Zona A:

- Zona A1:
  - Número paneles en serie: 20
  - Número de filas: 2
  - Paneles totales: 40
  - Intensidad por fila/rama: 8,89 A
  - Intensidad de cortocircuito por fila/rama: 9,31 A
  - Intensidad máxima total: 18,62 A
  - Tensión (circuito abierto): 38,6 V por placa.
  - Tensión por rama: 772 V.
- Zona A2:
  - Número paneles en serie: 20
  - Número de filas: 1
  - Paneles totales: 20
  - Intensidad de cortocircuito por fila/rama: 9,31 A
  - Intensidad máxima total: 9,31 A
  - Tensión (circuito abierto): 38,6 V por placa.
  - Tensión por rama: 772 V.
- Zona A3:
  - Número paneles en serie: 12
  - Número de filas: 2
  - Paneles totales: 24
  - Intensidad por fila/rama: 8,89 A
  - Intensidad de cortocircuito por fila/rama: 9,31 A
  - Intensidad máxima total: 18,62 A
  - Tensión (circuito abierto): 38,6 V por placa.
  - Tensión por rama: 463,2 V.
- Zona A4:
  - Número paneles en serie: 12
  - Número de filas: 1
  - Paneles totales: 12
  - Intensidad por fila/rama: 8,89 A
  - Intensidad de cortocircuito por fila/rama: 9,31 A
  - Intensidad máxima total: 9,31 A

- Tensión (circuito abierto): 38,6 V por placa.
- Tensión por rama: 463,2 V.

Tabla 5.3. Resumen Valores eléctricos zona A.

<b>Potencia total</b>	26,88	kW
<b>Tensión por rama (A1+A2)</b>	772,00	V
<b>Tensión por rama (A3+A4)</b>	463,20	V
<b>Intensidad zonas A1 y A3</b>	18,62	A
<b>Intensidad zonas A2 y A4</b>	9,31	A

Esta distribución se ha realizado acorde con la posterior conexión de los paneles fotovoltaicos con el inversor.

El número total de paneles escogidos se ha estimado de acuerdo con las curvas de consumo diario del centro, pudiendo observar que la opción más rentable desde el punto de vista económico se daba con 96 paneles en total. Los cálculos y procedimientos realizados para llegar a dicha conclusión vienen definidos en el apartado de “Cálculos Justificativos”.

#### 5.1.4 *Conexión entre los módulos fotovoltaicos.*

La conexión entre los módulos se realizará a través de un conector MC4. La conexión es sencilla y se puede hacer la desconexión también fácilmente. Los cables solares que se pueden utilizar con los conectores MC4 deben tener una sección de 4 mm<sup>2</sup> o de 6 mm<sup>2</sup>, también pueden llegar a ser de 10 mm<sup>2</sup>. En el apartado 9.2.3.1 se obtiene que la sección a utilizar es de 10 mm<sup>2</sup>.

#### 5.1.5 *Estructura soporte.*

Para anclar los módulos fotovoltaicos a la estructura se utilizarán soportes con una inclinación de 30°, aptos para la disposición vertical de los paneles.

La perfilaría es de aluminio estructural 6005 T6, ya que tiene la capacidad de resistir cambios bruscos de temperatura, corrosión y soporta las condiciones externas, mientras que la tornillería es de acero inoxidable A2-70.

En anclaje a la cubierta se realizará mediante pernos sobre zapata corrida, mientras que el módulo de sujetará a la estructura mediante pieza omega superior, con tornillería autoblocante y arandela de presión.

La estructura debe cumplir en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad. Estando los módulos instalados, debe ser capaz de soportar las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

#### 5.1.6 *Mantenimiento de los paneles solares.* [13] [14] [15]

El mantenimiento de los paneles solares es esencial debido a que, si no se lleva a cabo, la producción de energía se vería limitada debido a un incremento en pérdidas por no aplicar un buen mantenimiento.



El mantenimiento consiste simplemente en mantener los paneles solares limpios, sin polvo acumulado en su superficie, ya que esto llevaría a una gran cantidad de pérdidas debido a que la luz solar no alcanzaría bien la superficie de los paneles debido al polvo.

La periodicidad de este mantenimiento debe ser de dos veces al año, depende del entorno de la instalación, si está localizada en una zona con un nivel alto de partículas en suspensión, la limpieza deberá ser más frecuente, para que se obtenga una producción de energía máxima. Para la limpieza de los paneles de del centro, se contratará a una empresa especializada de mantenimiento y limpieza de instalaciones fotovoltaicas.

## 5.2 Inversor.

### 5.2.1 Elección del inversor.

El inversor es el elemento que se encarga de convertir la corriente continua (CC) de la salida de los paneles solares, y la convierte en corriente alterna (CA). De esta forma, la energía eléctrica podrá ser consumida o inyectada directamente a la red de distribución, obteniendo en España, 230 V de tensión y una frecuencia de 50 Hz. Además, servirá como elemento de seguimiento y protección, ya que puede ofrecer información del rendimiento del sistema o de su actividad a través del propio dispositivo o incluso a distancia, si el inversor lo permite.

En este caso, y dada la potencia generada por cada apartado de placas solares, elegiremos el inversor de red SUN2000-36KTL de Huawei. [16]

Este inversor presenta 4 MPPT con 8 entradas, 2 por cada MPPT. Como se han diferenciado cuatro zonas de paneles, cada zona irá conectada a un MPPT. Un MPPT (Maximum Power Point Tracker) es un regulador cuya función es la de obtener la potencia óptima de alimentación del inversor.

Algunas de las características de este inversor en la entrada son las siguientes:

- Máxima tensión de entrada: 1100 V
- Máxima intensidad por MPPT: 22 A
- Rango de operación del MPPT: 200 V- 1000 V

Si nos fijamos en el apartado 5.1.3, podremos comprobar que tal y como se ha realizado la distribución de los paneles solares, la intensidad y tensión por cada "bloque" de paneles nunca supera los valores máximos del inversor.

Por otro lado, el inversor escogido está ligeramente sobredimensionado en relación a la potencia máxima que puede generar nuestro sistema fotovoltaico. El motivo de elegir un inversor que puede convertir en la salida hasta 36 kW, es por si se diera el caso que el consumo del centro aumentara, ya sea debido a una mayor digitalización de las aulas o posiblemente por una mayor demanda de puntos de recarga para coches eléctricos, un pequeño sobredimensionamiento del inversor permitiría que se pudieran añadir más paneles solares sin necesidad de comprar un nuevo inversor, siempre y cuando no supere sus valores límites.

La ficha técnica de cada inversor se puede encontrar en el apartado 12. Anexo I: Fichas técnicas.

### 5.2.2 Protecciones del inversor. [17]

El inversor escogido cuenta con una serie de protecciones para una mayor seguridad.

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



### 5.2.3 Disposición del inversor.

El inversor se instalará en la cubierta. Aunque su envolvente sea de acero especialmente diseñada para su instalación en exterior (con un grado de protección IP65), es conveniente que se aloje bajo una marquesina para protegerlo de condiciones ambientales extremas, satisfaciendo unas condiciones suficientes de ventilación.

La localización del inversor queda reflejada en el siguiente plano, representado con el cuadrado naranja:

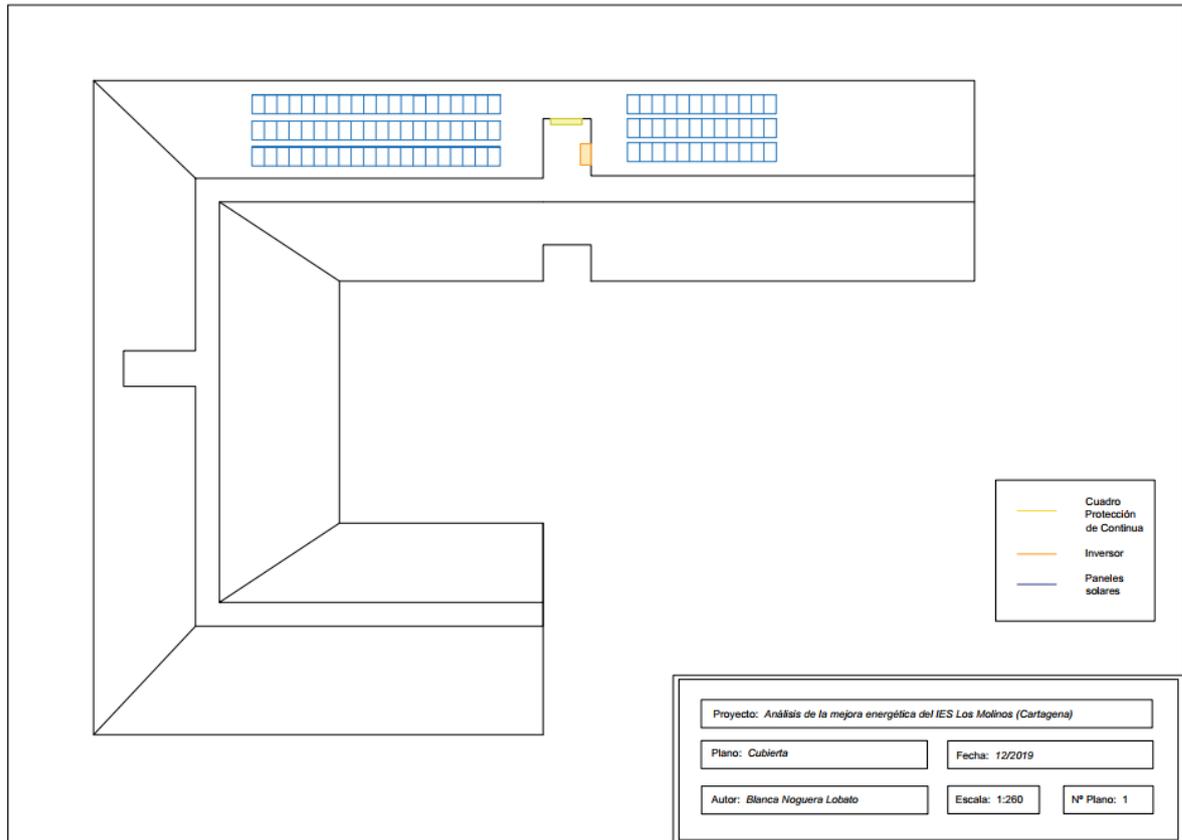


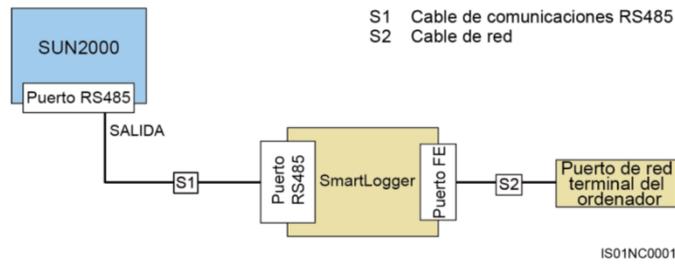
Ilustración 5.3. Distribución de la cubierta.

### 5.2.4 Monitorización de los inversores. [18]

El inversor escogido está previsto de 3 sistemas diferentes de comunicación para poder realizar un seguimiento del estado y el funcionamiento de nuestro sistema de generación:

- Comunicación RS485:

El SUN2000 puede conectarse a SmartLogger o un ordenador a través de SmartLogger para implementar la comunicación RS485. Se pueden usar la aplicación SUN2000, la interfaz de usuario web integrada o el software de gestión de red (por ejemplo, NetEco) en el ordenador para consultar información sobre el SUN2000, como por ejemplo el rendimiento energético, las alarmas y el estado de funcionamiento.



**Ilustración 5.4. Comunicación RS485.**

■ Comunicación MBUS (PLC):

La tarjeta de comunicación MBUS (PLC) carga las señales de comunicación en los cables de alimentación para la transmisión.

■ FE

La comunicación FE se usa principalmente en escenarios distribuidos de azotea donde la cantidad de inversores es baja. El inversor puede conectarse directamente al ordenador a través de Ethernet para implementar el networking de monitorización.



## 5.3 Cableado

### 5.3.1 Cableado de continua.

El cableado de continua debe ser de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123. Los cables serán de cobre y su sección debe ser adecuada para evitar sobrecalentamientos y caídas de tensión mayores al 1,5%.

En la UNE EN 50618:2015 se especifica el cableado a utilizar, tanto para los utilizados en las conexiones entre los módulos como los que unen los módulos con el inversor.

Podemos diferenciar 3 tipos de cableado en continua en nuestra instalación:

- Cableado de conexión entre los módulos y el Cuadro de Protección de Continua.
- Cableado de conexión entre el Cuadro de Protección de CC y los inversores.

Las secciones se han calculado de acuerdo al criterio de calentamiento y al de caída de tensión, escogiendo el resultado mayor de entre los dos, y comprobando que efectivamente se cumpla el criterio de sobrecarga. Las secciones obtenidas han sido las siguientes:

- Cableado de conexión entre los módulos.
  - Sección zona A1: 10 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A2: 10 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A3: 10 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A4: 10 mm<sup>2</sup>
- Cableado de conexión entre los módulos y el Cuadro de Protección de Continua.
  - Sección zona A1:
    - Positivo: 16 mm<sup>2</sup>
    - Negativo: 4 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A2:
    - Positivo: 4 mm<sup>2</sup>
    - Negativo: 1,5 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A3:
    - Positivo: 16 mm<sup>2</sup>
    - Negativo: 6 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A4:
    - Positivo: 6 mm<sup>2</sup>
    - Negativo: 1,5 mm<sup>2</sup>
- Cableado de conexión entre el Cuadro de Protección de CC y los inversores.
  - Sección zona A1: 6 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A2: 1,5 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A3: 6 mm<sup>2</sup>
  - Sección zona A4: 1,5 mm<sup>2</sup>

Los cálculos realizados en esta sección aparecen detalladamente en el apartado 9. Cálculos justificativos.

### 5.3.2 *Cableado de alterna.*

Al igual que en el caso anterior, los conductores deben ser de cobre y su sección debe evitar sobrecalentamientos y caídas de tensión mayores al 1,5%. El cableado es el siguiente:

- Cableado de salida de los inversores, hasta el Cuadro de Protección de Alterna (trifásico), que se encontrará junto al Cuadro General de Protección (CGP).

Las secciones se han calculado de acuerdo con el criterio de calentamiento y al de caída de tensión, escogiendo el resultado mayor de entre los dos. Las secciones obtenidas han sido las siguientes:

- Cableado (trifásico) de conexión desde la salida del inversor al CP (CA) y al CGP:
  - Sección: 25 mm<sup>2</sup>

Los cálculos realizados en esta sección aparecen detalladamente en el apartado 9. Cálculos justificativos.



## 5.4 Canalización.

Seguiremos lo especificado en la norma UNE-EN 50618:2015.

### 5.4.1 Canalización de CC.

Podemos diferenciar los siguientes 3 casos de canalización del cableado de continua:

- Canalización del cableado de conexión entre los módulos (cableado de string).

En este caso los conductores estarán fijados directamente sobre la estructura. Se dispondrán aprovechando el interior de los perfiles metálicos de la estructura, evitando en la medida de lo posible su exposición al sol.

Se fijarán a la estructura mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no dañen las cubiertas de los cables.

- Canalización del cableado de conexión entre los módulos y el Cuadro de Protección de Continua.

El cableado de este tramo discurrirá en bandeja tipo rejilla.

- Canalización del cableado de conexión entre el Cuadro de Protección de CC y los inversores.

El CP (CC) y el inversor se encuentran a una distancia de menos de un metro, por tanto, la distancia que tiene que recorrer el cableado es muy pequeña, y por tanto, irá fijado a la pared.

### 5.4.2 Canalización de CA.

El cableado de alterna sigue el siguiente trayecto:

- Canalización del cableado de salida de los inversores, hasta el Cuadro de Protección de Alterna (trifásico) y el Cuadro General de Protección (CGP), ambos se sitúan en el mismo sitio.

La instalación generadora se encuentra en la cubierta, y tanto el CP (CA) como el CGP, se encuentran en la planta baja, prácticamente debajo de donde se encuentran el inversor en la cubierta. De esta forma, la canalización de este tramo será en bandeja perforada vertical.

## 5.5 Conexión a la Red de Distribución Pública. [19]

Lo primero que se debe tener en cuenta es que se debe evitar la inyección de corriente continua en la red (ITC-BT-40).

Nuestro caso es el de una instalación generadora interconectada de tipo c2, es decir, que la instalación generadora trabaja en paralelo con la Red de Distribución Pública, y además, tiene un punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión, que no tiene otras redes de distribución de baja tensión que alimentan cargas ajenas, conectadas a él.

En el caso de las instalaciones de tipo c2, el punto de conexión consistirá en un seccionador frontera entre las instalaciones del autogenerador y las de la empresa suministradora, en las condiciones establecidas en la ITC 19 del MIE-RAT.

Tabla 5.4. Tipo instalaciones.

Titular	Conexión generación	Modo de funcionamiento	Ubicación	Medida
Solo generación	Red de distribución	Independiente	CT único	Solo generación
Suministro asociado	Red de distribución	Independiente	CT separado	Doble (generación/consumo)
Suministro asociado	Instalación interior BT	Separado	CT único	Único bidireccional en MT y/o doble generación/consumo

Nuestra instalación se correspondería con la tercera opción de la Tabla 5.4, ya que tenemos generación y consumo. El esquema sería el siguiente:

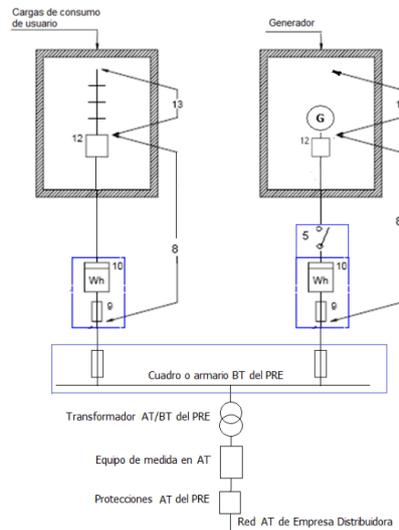


Ilustración 5.5. Conexión a la Red de Distribución Pública.

### Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.

En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Éstas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de éstas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la Red de Distribución Pública.

El interruptor de acoplamiento llevará un contacto auxiliar que permita desconectar el neutro de la red de distribución pública y conectar a tierra el neutro de la generación cuando ésta deba trabajar independiente de aquella.

Cuando se prevea la entrega de energía de la instalación generadora a la Red de Distribución Pública, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el autogenerador. Este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la Red de Distribución Pública,



siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente.

### **Cables de conexión.**

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

### **Inyección de corriente continua a la red.**

El generador deberá garantizar que la corriente continua inyectada a red no supere el 0,5 % de la corriente nominal, de acuerdo con la Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión. Los generadores con transformador de baja frecuencia garantizan la no inyección de corriente continua a la red, por lo que no necesitan realizar ningún ensayo para demostrar que cumplen con este requerimiento.

Si el generador utilizado es con transformador de alta frecuencia o sin transformador se deberá demostrar que la corriente continua inyectada a red por el generador no supera el 0,5 % de la corriente nominal. Para ello se realizará el siguiente ensayo:

1. Conectar el generador a una red cuya componente de tensión continua sea despreciable a los efectos de la medida, por ejemplo, separando otras cargas de la red con un transformador separador.
2. Ajustar la potencia de salida del generador a una potencia de salida comprendida entre el 25 % y el 100 % de su potencia nominal.
3. Esperar el tiempo necesario hasta que la temperatura interna del generador alcance el régimen estacionario (variación de temperatura inferior a 2° C en 15 minutos).
4. Medir el valor de la componente continua inyectada por el equipo a la red.

La prueba se determina como válida si la componente de continua, medida en una ventana de al menos 10 segundos, es menor al 0,5 % del valor eficaz de la corriente nominal de salida del generador.

## **5.6 Puesta a tierra de la instalación.**

Según la ITC-BT-40:

Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta: aisladas, asistidas o interconectadas.

Nuestro caso es una instalación generadora interconectada. Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución pública.

Para la protección de las instalaciones generadoras se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la Red de Distribución Pública, que desconectará la instalación si se sobrepasa el 50% de la intensidad nominal.

La ITC-BT-18, define que, el electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso. Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 50 V. La fórmula para estimar la resistencia en función de la resistividad del terreno es en una pica vertical:  $R = \rho/L$ . Donde:

- $\rho$  es la resistividad del terreno correspondiente a suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables, igual a 3000  $\Omega \cdot m$ . Se ha elegido terrenos con resistividad alta para realizar el diseño desde el punto de vista de la seguridad.
- L es la longitud de la pica en metros.
- R es la resistencia de puesta a tierra en  $\Omega$ .

La ITC-BT-18 define que, en el caso de encontrarnos con un centro de transformación, como es el caso, debemos de asegurarnos de que las masas de puesta a tierra de la instalación no pueden estar unidas con la puesta a tierra de las masas del centro de transformación. Para ello debemos asegurarnos de que estas tomas sean independientes, es decir, que cuando una de las

tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista. En el caso en el que esto no se cumpla, se tiene que cumplir lo siguiente:

- Que no exista canalizaciones de agua que una las zonas.
- La distancia entre las tomas de tierra del centro de transformación y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en los locales de utilización es al menos igual a 15 metros para terrenos cuya resistividad no sea elevada (<100 ohmios·m). Cuando el terreno sea muy mal conductor, la distancia se calculará, aplicando la fórmula: siendo:

$$D = \frac{\rho I_d}{2\pi U}$$

D: distancia entre electrodos, en metros.

$\rho$ : resistividad media del terreno en  $\Omega \cdot m$ .

$I_d$ : intensidad de defecto a tierra, en amperios, para el lado de alta tensión, que será facilitado por la empresa eléctrica.

U: 1200 V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menor o igual a 5 segundos y 250 V.



## 5.7 Separación galvánica.

Atendiendo a la “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión” [19], se establece lo siguiente:

1. Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
2. Proporcionar la seguridad personal.
3. Evitar la inyección de corriente continua en la red.

En nuestro caso, tenemos una instalación generadora con punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión, donde se cumple lo siguiente:

- El voltaje de defecto es menor que el voltaje de contacto máximo (ITC-BT-18)
- Las tierras están unidas en toda la instalación.
- Se conectarán las masas al borne de puesta a tierra del edificio.

## 5.8 Protección frente a modo isla.

Cuando el inversor está conectado a la red, como es nuestro caso, le suministra corriente alterna. Esta corriente debe tener los mismos valores de frecuencia que la red eléctrica.

Si la línea de distribución queda desconectada, y por tanto la frecuencia o tensión de la red se encuentran fuera del rango de trabajo, es necesario que la instalación fotovoltaica deje de funcionar hasta que la línea de distribución vuelva a ser operativa, ya que supondría un peligro para el personal de mantenimiento de dicha línea que el sistema fotovoltaico mantuviera la tensión en la línea por no estar debidamente desconectado. [20]

Para evitar cualquier tipo de problema relacionado con este suceso, los inversores de red incorporan un sistema anti-isla que se encarga de detectar este estado de la red para poder así desconectar automáticamente la instalación fotovoltaica de dicha red de distribución.

## 5.9 Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.

Para la protección contra cortocircuitos se ha estudiado la instalación de fusibles en cada uno de los strings. Pero se ha podido comprobar que los fusibles no son necesarios en nuestra instalación debido a que se cumple que la intensidad nominal correspondiente es mayor a la intensidad de cortocircuito posible. Es por este motivo que no será necesaria la instalación de fusibles.

Por otro lado, se instalará un interruptor magnetotérmico en la parte correspondiente a la corriente alterna. Este dispositivo se encontrará en el Cuadro de Protección de Alterna, junto al Cuadro General de Protecciones (CGP).

Los cálculos realizados en esta sección aparecen detalladamente en el apartado de Cálculos justificativos.

## **6 Instalación de unos o varios puntos de recarga para vehículos eléctricos.**

Para la realización del estudio de la instalación de los puntos de recarga para vehículos eléctricos utilizaremos la ITC-BT-52: Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.

A continuación, vamos a establecer en que caso nos encontramos y las opciones que se van a escoger para nuestro estudio:

### **1. Ámbito de aplicación.**

Nuestro caso es el referido al apartado d) del documento, como una instalación de puntos de recarga en aparcamientos o estacionamientos públicos, gratuitos o de pago, sean de titularidad pública o privada.

### **2. Tipo de estación de recarga.**

Existen dos tipos, el punto de recarga simple y el punto de recarga tipo SAVE (Sistema de alimentación específico del vehículo eléctrico), que será la que nosotros escogeremos para el estudio debido a que cuenta con mayor protección.

### **3. Modo de carga**

Existen cuatro modos distintos de modo de carga del vehículo eléctrico, siendo los “Modo de carga 3” y “Modo de carga 4” los referidos a la carga mediante un punto de recarga de tipo SAVE.

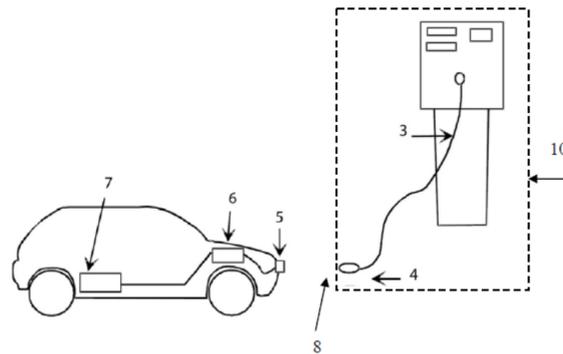
La diferencia entre ambos es que en el tercer modo la conexión es directa, y en el modo 4 indirecta. El modo de carga 4, donde el SAVE es el que incorpora un cargador externo en el que la función de control piloto se extiende al equipo conectado, está destinado a la carga rápida del vehículo. En nuestro caso, la carga del vehículo eléctrico la realizarían los profesores, y disponen de una jornada de 7 horas para cargar su vehículo, por lo que no será necesaria la instalación de un punto de carga rápida como es el modo 4. De esta forma, escogeremos el modo de carga 3 para su instalación en el centro. En este modo, la función de control piloto se amplía al sistema de control del SAVE, estando éste maquetado permanentemente a la instalación de alimentación fija.

### **4. Tipos de instalaciones entre la instalación de recarga y el vehículo eléctrico.**

Existen varias formas de realizar la instalación, se escogerá el caso C, donde la conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga se realiza mediante un cable terminado en un conector. El cable forma parte de la instalación fija, motivo por el cual elegimos este tipo de instalación, ya que consta de mayor comodidad para el usuario.



Leyenda:	
3	Cable de conexión
4	Conector
5	Entrada de alimentación al VEHÍCULO ELÉCTRICO
6	Cargador incorporado al VEHÍCULO ELÉCTRICO
7	Batería de tracción
8	Punto de conexión
10	SAVE.



**Ilustración 6.1. Modo de conexión tipo C. Fuente: ITC-BT-52.**

## 5. Esquemas de instalación para la carga de vehículos eléctricos.

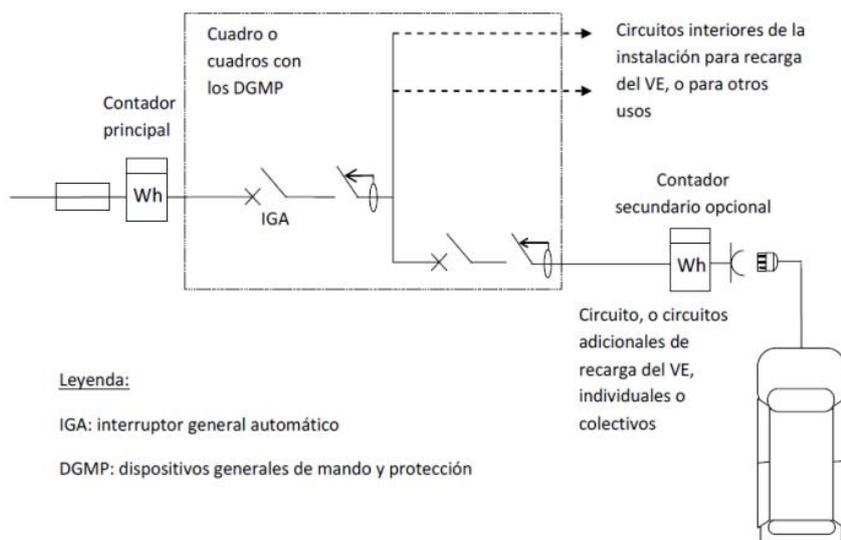
Existen cuatro tipos de esquemas:

- 1) Esquema colectivo o troncal con un contador principal en el origen de la instalación.
- 2) Esquema individual con un contador común para la vivienda y la estación de recarga.
- 3) Esquema individual con un contador para cada estación de recarga.
- 4) Esquema con circuito o circuitos adicionales para la recarga del vehículo eléctrico.

Se diferencian varios tipos de instalaciones:

- Instalación en aparcamientos de viviendas unifamiliares (esquema 4a).
- Instalación en aparcamientos o estacionamientos colectivos en edificios o conjuntos inmobiliarios en régimen de propiedad horizontal (cualquier tipo de esquema).
- Otras instalaciones de recarga a las anteriores. En este caso se seguirán los esquemas 1a, 1b, 1c, 3 o 4b.

Nos encontramos ante el tercer caso de tipos de instalaciones: Otras instalaciones de recarga. De los esquemas que se proponen, nosotros elegiremos el 4b por disponer de un contador secundario opcional. Hoy en día, el profesor que quiera recargar su vehículo eléctrico en el instituto no deberá pagar este consumo, si no que este gasto lo asumirá el centro, por este motivo no será necesario la instalación de este contador secundario. Si se diera el caso contrario, en el que el profesor es el que debe asumir ese gasto, gracias a este esquema se puede instalar este contador secundario sin mayor problema.



**Ilustración 6.2. Esquema 4b: Instalación con circuito/s adicionales para la recarga del VE. Fuente: ITC-BT-52.**

Dentro de “Otras instalaciones de recarga”, nos encontramos en el punto de “Estaciones de recarga para autoservicio (uso para personas no adiestradas)”, en este tipo de estaciones se puede utilizar cualquier modo de carga, en nuestro caso hemos definido anteriormente que se usará el modo de carga 3.

## 6. Prescripciones generales.

En aparcamientos y estacionamientos, el cuadro de mando y protección asociado a las estaciones de recarga estará identificado en relación con la plaza o plazas de aparcamiento asignadas.

Los cuadros de mando y protección, o en su caso los SAVE con protecciones integradas, deberán disponer de sistemas de cierre a fin de evitar manipulaciones indebidas de los dispositivos de mando y protección.

La caída de tensión máxima admisible en cualquier circuito desde su origen hasta el punto de recarga no será superior al 5%. Los conductores utilizados serán generalmente de cobre y su sección no será inferior a 2,5 mm<sup>2</sup>.

Para toda instalación dedicada a la recarga de vehículos eléctricos, se aplicarán las prescripciones generales siguientes:

6.1. Alimentación: La tensión nominal de las instalaciones eléctricas para la recarga de vehículos eléctricos alimentadas desde la red de distribución será de 230/400 V en corriente alterna para los modos de carga 1, 2 y 3. Cuando se requiera instalar una estación de recarga con alimentación trifásica, y la tensión de alimentación existente sea de 127/220 V, se procederá a su conversión a trifásica 230/400 V.

6.2. Canalizaciones: deberán cumplir con los requerimientos que se establecen en las diferentes ITC del REBT en función del tipo local.

Los cables desde el SAVE hasta el punto de conexión que formen parte de la instalación fija deben de ser de tensión 450/750 V para el caso C de forma de conexión (que es el que se ha elegido), con conductor de cobre clase 5 o 6 y resistentes a condiciones previstas en el lugar de la instalación. Cuando los cables de alimentación discurren por el exterior, setos... serán de tensión asignada 0,6/1 kV.



6.3. Punto de conexión: el punto de conexión deberá situarse junto a la plaza a alimentar, e instalarse de forma fija en una envolvente. La altura mínima de instalación de las tomas de corriente y conectores será de 0,6 m sobre el nivel del suelo. Si la estación de recarga está prevista para uso público la altura máxima será de 1,2 m y en las plazas destinadas a personas con movilidad reducida, entre los 0,7 y 1,2 m. Para garantizar la interconectividad del vehículo eléctrico a los puntos de recarga, para potencias mayores de 3,7 kW y menores o iguales de 22 kW los puntos de recarga de corriente alterna estarán equipados al menos con bases o conectores del tipo 2. Para potencias mayores de 22 kW los puntos de recarga de corriente alterna estarán equipados al menos con conectores del tipo 2. En modo de carga 4 los puntos de recarga de corriente continua estarán equipados al menos con conectores del tipo combo 2, de conformidad con la norma EN 62196-3.

En modos de carga 3 y 4, las bases y conectores siempre deben estar incorporadas en un SAVE o en un sistema equivalente que haga las funciones del SAVE.

## 7. Medidas de protección.

Cualquiera que sea el esquema utilizado, la protección de las instalaciones de los equipos eléctricos debe asegurarse mediante dispositivos de protección diferencial (de clase A).

Cada punto de conexión deberá protegerse individualmente mediante un dispositivo de protección diferencial de corriente diferencial-residual asignada máxima de 30 mA, que podrá formar parte de la instalación fija o estar dentro del SAVE.

Con objeto de garantizar la selectividad la protección diferencial instalada en el origen del circuito de recarga colectivo será selectiva o retardada con la instalada aguas abajo.

## 8. Medidas de protección en función de las influencias externas.

Daños mecánicos debido a: agua, corrosión, penetración de cuerpos extraños, resistencia a rayos ultravioletas y por la competencia de las personas que utilicen el equipo.

Cuando la estación de recarga esté instalada en el exterior, los equipos deben garantizar una adecuada protección contra la corrosión. Para ello se tendrán en cuenta las prescripciones que se incluyen en la ITC BT-30.

Los grados de protección contra la penetración de cuerpos sólidos y acceso a partes peligrosas, contra la penetración del agua y contra impactos mecánicos de las estaciones de recarga podrán obtenerse mediante la utilización de envolventes múltiples proporcionando el grado de protección requerido el conjunto de las envolventes completamente montadas.

8.1. Grado de protección contra penetración de cuerpos sólidos y acceso a partes peligrosas. Cuando la estación de recarga esté instalada en el exterior las canalizaciones deben garantizar una protección mínima IP4X o IPXXD. Las estaciones de recarga y otros cuadros eléctricos tendrán un grado de protección mínimo IP4X o IPXXD para aquellas instaladas en el interior e IP5X para aquellas instaladas en exterior.

8.2. Grado de protección contra la penetración del agua. Cuando la estación de recarga esté instalada en el exterior, la instalación debe realizarse de acuerdo a lo indicado en el capítulo 2 de la ITC BT-30, garantizando, por tanto, para las canalizaciones un IPX4.

8.3. Las estaciones de recarga y otros cuadros eléctricos asociados tendrán un grado de protección mínima IPX4. Cuando la base de toma de corriente o el conector no cumpla

con el grado IP anterior, éste deberá proporcionarlo la propia estación de recarga mediante su diseño.

- 8.4. Grado de protección contra impactos mecánicos. Los equipos instalados en emplazamientos en los que circulen vehículos eléctricos deberán protegerse frente a daños mecánicos externos del tipo impacto de severidad elevada (AG3).
- 8.5. Medidas de protección contra sobrecargas. Los circuitos de recarga, hasta el punto de conexión, deberán protegerse contra sobrecargas y cortocircuitos con dispositivos de corte omnipolar, curva C, dimensionados de acuerdo con los requisitos de la ITC BT-22.
- 8.6. Medidas de protección contra sobretensiones. Todos los circuitos deben estar protegidos contra sobretensiones temporales y transitorias. Los dispositivos de protección contra sobretensiones temporales estarán previstos para una máxima sobretensión entre fase y neutro hasta 440 V.

## 9. Condiciones particulares de la instalación.

Red de tierra para plazas de aparcamiento en el exterior: El presente apartado aplica tanto a la instalación de puntos de recarga en vía pública como a la instalación en aparcamientos o estacionamientos públicos a la intemperie.

La instalación de puesta a tierra se realizará de forma tal que la máxima resistencia de puesta a tierra a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación (estaciones de recarga, cuadros metálicos, etc.).

Cada poste de recarga dispondrá de un borne de puesta a tierra, conectado al circuito general de puesta a tierra de la instalación.

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 de 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, con conductores de cobre, de sección mínima 16 mm<sup>2</sup>. El conductor de protección que une de 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.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.



## 6.1 Punto de recarga SAVE escogido para la instalación.

Se deberá escoger un punto de recarga que se ajuste a lo definido por la normativa. El punto de recarga comercial por el que se ha optado en este estudio es el Punto de Recarga para vehículos eléctricos Pole, de Wallbox OK.

Este punto de recarga está diseñado para poder usarse en el exterior, como es nuestro caso, ya que se va a encontrar en el aparcamiento de profesores del instituto.

Por otro lado, se puede elegir el modelo con 1, 2 o 3 clavijas de conexión, con hasta 22 kW de potencia por cada salida (pudiéndose regular), para poder cargar hasta 3 vehículos al mismo tiempo. Además, podemos elegir el modelo diseñado tanto para conectar en monofásico como en trifásico. Dada la actual demanda vehículos eléctricos, vamos a escoger el modelo que nos ofrece 2 conectores para poder realizar la recarga, y en corriente monofásica. Hemos escogido utilizar corriente monofásica debido a que el vehículo se va a encontrar cargándose en torno a las 6 horas, y con 32 A de monofásica daría tiempo a que se cargará el vehículo.

### 6.1.1 Protecciones.

#### 6.1.1.1 Protecciones eléctricas.

La estación de carga eléctrica se puede ajustar en cada momento la intensidad seleccionada. Se debe ajustar la estación de recarga siempre a una intensidad menor de la que soporta nuestra línea.

La línea de alimentación debe estar instalada en la instalación existente con un cable fijo y debe corresponder a las disposiciones legales nacionales vigentes.

El poste de recarga dispone de protecciones por cada toma de Interruptor Magnetotérmico de 32 amperios y Diferencial Superinmunizado de 40 Amperios y sensibilidad 30 mA. Cada toma tiene sus protecciones por separado.

Además, se deben instalar en la cabecera de la instalación:

- Interruptor diferencial de 32 A.
- Interruptor magnetotérmico de 32 A.
- Dispositivo contra sobretensiones si fuera necesario, en este caso se instalará un fusible de 32 A.

Los cálculos realizados para el dimensionamiento de dicha protección están reflejados en el apartado de 9. Cálculos justificativos.

Además, el dispositivo estará conectado a tierra.

#### 6.1.1.2 Protecciones mecánicas.

El dispositivo cuenta con un grado de protección mecánica IP54 que se refiere a la protección de la envolvente contra el acceso a las partes peligrosas, penetración de cuerpos sólidos extraños, contra penetración del agua. El 54 significa que: [21]

- 5: el sistema está protegido contra la penetración del polvo (aunque no es estanco).
- 4: protegido contra las proyecciones del agua

El grado de protección por la envolvente contra impactos mecánicos nocivos es IK10, es decir, que soporta 20 Julios y la masa y altura de la pieza de golpeo es de hasta 5 kg y 400 mm. [21]

### 6.1.2 Selección de la velocidad de recarga.

El dispositivo está diseñado para cargar a máxima potencia, pero se puede cambiar para cargar a potencias menores si fuera necesario. Nosotros hemos decidido recargar el vehículo a máxima potencia, para que el profesor pueda tener su vehículo con carga al final de su jornada laboral.

Tabla 6.1. Configuración del punto de recarga. Fuente: WallBox OK.

Intensidad (A.)	6	12	14	16	18	20	22	24	26	28	32
Potencia Monofásica (kW)	1,4	2,8	3,2	3,7	4,1	4,6	5	5,5	6	6,4	7,7
Potencia Trifásica (kW)	4,2	8,4	9,7	11	12,2	13,8	15	16,5	18	19,2	22
Int. Automático a instalar (A.)	10	16	16	16	20	20	25	25	32	32	32
Sección de cable mínima (mm <sup>2</sup> )	2,5	2,5	2,5	2,5	4	4	6	6	6	6	10

En la Tabla 6.1 del manual del usuario del punto de recarga Pole, viene reflejado la intensidad y potencia monofásica que utilizaríamos para la recarga, 32 A y 7,7 kW. Además, el fabricante nos indica la intensidad del Interruptor automático a instalar en la cabecera de la instalación, además de la sección mínima del cable de alimentación, en relación a la intensidad escogida para la carga. Se han calculado como comprobación que dichos valores son válidos para nuestro estudio, siendo la sección del cable obtenida 35 mm<sup>2</sup>, que es la que necesitamos para nuestra instalación, y al mismo tiempo el interruptor automático si tiene que ser de intensidad nominal 32 A. Los cálculos realizados aparecen en el apartado de 9. Cálculos justificativos.

### 6.1.3 Mantenimiento.

Para alargar el tiempo de vida útil del dispositivo y obtener mejores resultados, se deben realizar las siguientes tareas de mantenimiento:

Mantenimiento semestral:

- Inspección visual del interior.
- Inspección visual del exterior.
- Limpieza del equipo.

Mantenimiento anual:

- Actuación del diferencial de protección del cuadro eléctrico.
- Actuación del diferencial de protección de la unidad de carga (las dos unidades).
- Actuación del automático del cuadro eléctrico.
- Actuación del automático de protección de la unidad de carga (las dos unidades).
- Estado del aislamiento del cableado. Inspección visual de todo el cableado.
- Estado y reapriete de los bornes de conexión. Repasar todas las bornas de conexión.
- Inspección visual de todos los bornes de conexión y del conector. Detectar si hubiera algo quemado o en mal estado.
- Revisión de toma de tierra. En el punto de recarga, está conectado a masa toda la estructura metálica. Revisar esa conexión de masa. Inspección de la toma de tierra de la instalación.



#### 6.1.4 Dispositivo físico.



Ilustración 6.3. Dispositivo físico. Fuente: WallBox OK.

#### 6.1.5 Canalización del cableado VE.

El cableado discurrirá desde el punto de recarga situada en el aparcamiento destinado a los profesores, hasta el cuadro general de protección (CGP) del centro, este tramo se realizará mediante cableado unipolar bajo tubo.



Ilustración 6.4. Esquema punto de recarga.

## 7 Viabilidad del proyecto.

A continuación, se va a llevar a cabo un estudio económico de la rentabilidad del proyecto. La metodología y datos utilizados para la obtención de las ganancias y costes de la instalación fotovoltaica han sido los siguientes:

- **Inversión inicial:**

- Paneles solares: En el apartado 5.1.Paneles Solares. se define el cose de cada panel a instalar como 108,9 €/panel.
- Inversor: el coste del inversor será de 3 664,56€. [16]
- Cableado: el coste de los distintos costes de cableado vienen recogidos en la Tabla 7.1: [22] [23]

Tabla 7.1. Precio total del cableado (€)

	L (m)	Precio €
<b>Cableado de CC</b>	216	503,3
<b>Cableado de CA</b>	10	76,1
<b>Cableado de VE</b>	10	190,25
<b>Precio total, €</b>		<b>769,65</b>

- Costes de instalación: se estima que es un 8% del coste total de la instalación fotovoltaica. [24]
- Coste del punto de recarga Pole de WallboxOK: 3100 € [25]

Por tanto, la inversión inicial en función del número de paneles solares viene reflejado para cada caso en la Tabla 7.2. En el caso de 96 paneles, la inversión inicial es igual a 19.552,61 €.

- **Mantenimiento**: precio medio de mantenimiento se ha estimado que asciende a 400€/ tarea de mantenimiento. En el apartado 5.1.6, se indica que lo ideal es realizar una tarea de mantenimiento mínimo 2 veces al año.

Se ha tomado un precio orientativo de 400€/tarea debido a que el precio de esta actividad puede variar desde 100€ hasta 1000€ dependiendo del tipo de instalación, tamaño, localización... El precio medio suele ser de 250€ y en determinadas empresas ofrecen ofertas de mantenimiento a 1000€/anuales para instalaciones que generan hasta 3 veces más la potencia que generaría la instalación de estudio. De esta manera, para el estudio de viabilidad de este proyecto, se aplicará un caso desfavorable, en el que el precio por tarea de mantenimiento adquiere un valor de 400€, que, como se ha comentado con anterioridad, ascendería a 800€ anuales por realizarse dos veces al año. [13] [14] [15]

- **Consumo del centro por horas, cada mes**. Estos valores se detallan en el apartado 9. Cálculos justificativos.
- **Potencia generada por la instalación** por horas, cada mes, obtenido con PVSystem).
- **El precio del €/kWh en punta, llano y valle**, como este valor es fluctuante, se han tomado los valores más desfavorables de la factura del año 2018.
- **Precio de la energía excedentaria del autoconsumo** se ha tomado como valor medio 41,84 €/MW. [26]
- **Tasa de rentabilidad**,  $i = 3,70\%$ . Se ha calculado como:



$$i = e + k \cdot (1 + e) + r$$

Donde:

- interés del capital,  $e = 2,00\%$
- inflación anual,  $k = 1,00\%$
- prima de riesgo,  $r = 1,50\%$

Con estos datos se obtendrá la diferencia de costes entre la factura actual (sin paneles solares), y la factura calculada con el uso de los paneles solares. Para ello se tendrá en cuenta los posibles beneficios generados por la venta de la corriente sobrante que se inyectaría en la red eléctrica de distribución.

Posteriormente, se calculará la rentabilidad del proyecto y cuál sería el periodo de amortización del proyecto.

### 7.1 Cálculo de los beneficios obtenidos por la inyección de corriente excedente en la red.

Para el cálculo de los ingresos obtenidos por la venta de la energía excedente, se procederá como sigue:

- Se realizará la diferencia entre la potencia demandada por el centro, y la potencia promedio que genera la instalación fotovoltaica.
- En el caso en el que la diferencia anterior sea negativa, quiere decir la generación de potencia es mayor que la demanda del centro, y por tanto se puede inyectar en la red y obtener beneficios con ella.
- El cálculo realizado para la obtención de dichos beneficios es el siguiente:

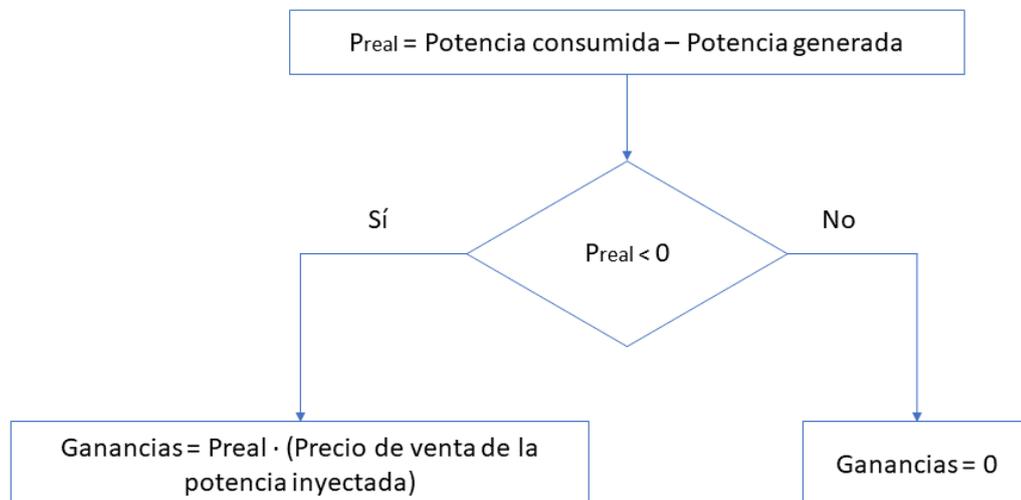
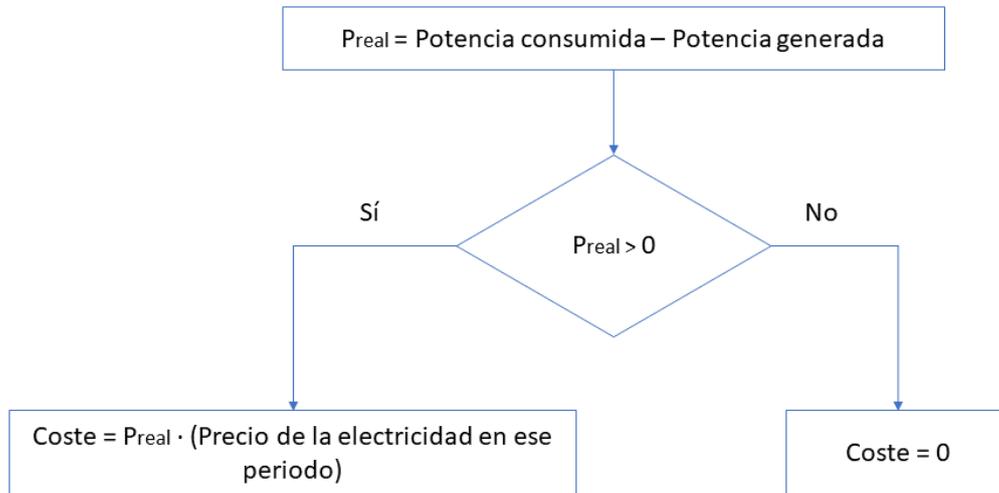


Ilustración 7.1. Esquema para el cálculo de las ganancias por inyección en la red.

Los valores obtenidos aparecen reflejados en el apartado de 9. Cálculos justificativos.

## 7.2 Cálculo de la factura.

Para la obtención de la factura que se generaría con el uso de los paneles solares, hemos realizado lo siguiente:



**Ilustración 7.2. Esquema del cálculo de la factura si hubiera paneles solares.**

Cabe destacar que se diferencia entre los periodos horarios de punta, llano y valle, lo que repercute a lo que se la ha llamado en la ilustración 5.2. "Precio de la electricidad en ese periodo".

Como viene definido en la ilustración 5.2., cuando la potencia necesaria es menor de cero, quiere decir que la potencia generada es mayor que la consumida, lo que supone un coste nulo, ya que el instituto no consume electricidad de la red eléctrica.

El ahorro anual que obtendremos con la instalación lo calculamos como:

$$\text{Ahorro} = \text{Coste actual sin paneles solares} - \text{Coste calculado con paneles solares} + \text{Ganancias por la inyección en la red}$$

Los valores obtenidos aparecen reflejados en el apartado de 9. Cálculos justificativos.

## 7.3 Cálculo del VAN.

Un parámetro importante para conocer la rentabilidad de nuestra inversión es el VAN. El VAN (Valor Actual Neto) nos permite conocer en qué año la instalación estaría amortizada y, por lo tanto, se empezarían a generar beneficios, y en un periodo  $n$  de años, cuál sería el valor ganado. Su expresión es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^t \frac{CF_t}{(1+i)^n}$$

De esta forma, se va a realizar un estudio de viabilidad durante los primeros 30 años, que corresponden a la vida útil de los paneles solares.

A continuación, se va a intentar optimizar la rentabilidad del proyecto, para esto, se va a realizar este método con el siguiente número de paneles:

- 90 paneles
- 96 paneles



- 126 paneles
- 133 paneles

Como se ha comentado anteriormente, el centro consume durante el horario lectivo entre 36 y 54 kWh. Por este motivo, se estudiará como afecta a la rentabilidad del proyecto la instalación de distintas configuraciones de paneles solares, escogiendo finalmente la opción más rentable. Se han elegido las cuatro configuraciones comentadas debido a que se sitúan alrededor del intervalo de consumo.

Siendo los resultados obtenidos los siguientes:

Tabla 7.2. VAN

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FC-90 P.	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09
FC-96 P.	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53
FC-126 P.	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81
FC-133 P.	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09
5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53
4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81
5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36

22	23	24	25	26	27	28	29	30	Inversión Inicial	VAN
3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	3.499,09	18.899,21	38.097,08 €
5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	5.025,53	19.552,61	62.307,69 €
4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	4.987,81	22.819,61	58.426,33 €
5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	5.260,36	23.581,91	62.103,55 €

Como podemos apreciar en función del VAN calculado, la instalación que ofrece una mayor rentabilidad estaría asociado al proyecto que incluye 96 paneles solares, siendo amortizado antes de la finalización del quinto año, y obteniendo unos beneficios a los 30 años de 62.307,69 €

Destacar que, para el cálculo, el valor de los flujos de caja utilizados es el resultado del ahorro generado anualmente si se realizara la instalación fotovoltaica. Estos valores aparecerán en el apartado de 9. Cálculos justificativos.

Por otro lado, también es interesante comentar que el centro asume actualmente un coste anual de unos casi 17 000 € en electricidad, sin embargo, la situación del centro cambiaría con una instalación fotovoltaica, ya que este coste descendería casi 6 000 €, con el uso de paneles solares. Este cálculo aparece reflejado en el apartado de 9. Cálculos justificativos.

Finalmente, y dado los resultados, podemos confirmar que el proyecto es viable y que se obtendría un ahorro considerable en los costes del centro de educación secundaria IES Los Molinos.



## 8 Resultados y conclusiones.

Con este trabajo se pretendía diseñar una instalación fotovoltaica en el IES Los Molinos, con el objetivo de optimizar el consumo energético del centro con el uso de energía solar fotovoltaica. En este sentido, se ha conseguido diseñar dicha instalación de acuerdo a las normativas vigentes, obteniendo un ahorro económico en el centro además de contribuir en el uso de energías de carácter renovable.

Además, se ha incluido en el proyecto la instalación de un punto de recarga para vehículos eléctricos, de esta forma los profesores que dispongan de un coche eléctrico podrán cargarlo durante su jornada laboral. El consumo generado por este punto de recarga también se incluirá en el consumo propio del centro, y será cubierto total o parcialmente gracias a la generación fotovoltaica.

En este sentido, se ha realizado el diseño de una instalación generadora en la cubierta del centro de educación secundaria, compuesta por 96 paneles solares con una potencia de 280 W cada uno. Durante el estudio se han seleccionado diferentes cantidades de paneles solares, utilizando configuraciones que cubrían total o parcialmente el consumo del centro, buscando así la configuración que proporcionara una mayor rentabilidad.

Los resultados ofrecidos por el estudio de viabilidad fijan que la instalación de 96 paneles solares es la opción que mayor beneficio económico aporta al IES Los Molinos. Es así, que la instalación quedaría amortizada en el quinto año, y generaría unos beneficios de 62.307,69 euros a los 30 años.

Además de estos factores, también se ha de destacar que, al colocar una instalación fotovoltaica, se contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, utilizando una energía renovable como es la energía solar, y reduciendo así el consumo de energías de origen fósiles, ayudando de esta manera a la conservación del medio ambiente.

Por lo tanto, se puede concluir que se ha conseguido diseñar la instalación fotovoltaica que permite al centro satisfacer su demanda obteniendo tanto un mayor beneficio económico, como medioambiental.

## 9 Cálculos justificativos.

### 9.1 Consumo eléctrico.

La factura eléctrica del centro nos aporta la información referente al consumo mensual del centro en las horas pico, valle y llano.

En nuestro caso, interesa conocer el consumo de energía diario que realiza el centro, para poder de esa forma estimar cual es la cantidad óptima de paneles solares que se pueden instalar. Para la obtención de los datos diarios a partir de los valores mensuales se ha realizado el siguiente procedimiento:

- Realizamos una estimación del consumo del centro en los periodos no lectivos, es decir, por las tardes, noches, y durante los fines de semana.
- Como tenemos el consumo total, la diferencia de este y el consumo realizado en los periodos no lectivos, nos dará el consumo realizado durante las horas lectivas, que coincide con el periodo de mayor consumo.
- Una vez tenemos el consumo mensual total del tiempo lectivo, podemos hallar el consumo por cada hora lectiva, considerando que todas las horas tendrán el mismo consumo, ya que por lo general siempre se encuentran funcionando la misma cantidad de ordenadores y monitores encendidos, pizarras digitales, luces... de esta forma podemos considerar que el consumo que realiza el centro durante estas horas es constante.
- El horario lectivo es de 8:00-14:00, pero se ha incluido en el estudio un horario de 7:00-15:00, ya que de 7:00-8:00 y de 14:00-15:00 existe consumo en el centro, pero es menor que en el de las horas lectivas. A primera hora, de 7 a 8, es cuando empiezan a encenderse ordenadores, luces... y de 14 a 15 siguen quedando tanto profesores como alumnos que siguen utilizando las instalaciones, aunque el consumo también es menor que en las horas lectivas. Es por este motivo que a estas horas se les ha asignado un consumo medio entre el consumo cuando el centro está cerrado, y cuando está en pleno funcionamiento.
- También se ha tenido en cuenta que de 16:00 a 20:00 se encuentra el servicio de limpieza en el centro, por lo que parte de las luces del centro se encontrarán encendidas durante esas horas.

De esta forma, en la siguiente tabla viene reflejado el consumo del centro en los periodos no lectivos, teniendo en cuenta entre otros, el consumo de diversos componentes en stand-by:

Dispositivo	W	Nº	Total (kW)	Fines de semana (las 24h del día)		Parte no lectiva de un día entre semana		
				Consumo diario Invierno (kWh)	Consumo diario Verano (kWh)	Consumo nocturno Invierno (kWh)	Consumo nocturno Verano (kWh)	Consumo Tarde (kWh)
Ordenador	5	160	0,8	19,2	19,2	8,8	8,8	3,2
Monitor	1	200	0,2	4,8	4,8	2,2	2,2	0,8
Router	8	10	0,08	1,92	1,92	0,88	0,88	0,32
Impresoras	8	5	0,04	0,96	0,96	0,44	0,44	0,16
Balizas exteriores+4 cantina	58	24	1,392	20,88	15,312	18,096	12,528	2,784
Alumbrado	170	10	1,7	25,5	18,7	22,1	15,3	3,4
Cámaras vigilancia	6	5	0,03	0,72	0,72	0,33	0,33	0,12
Alumbrado interior (tubo fluorescente)	58	100	5,8	0	0	0	0	23,2
<b>Total:</b>				<b>73,98</b>	<b>61,612</b>	<b>52,846</b>	<b>40,478</b>	<b>33,984</b>

Tabla 9.1. Consumo en periodos no lectivos (kWh).



En la Tabla 9.1 correspondiente a los consumos en periodos no lectivos, viene reflejado lo siguiente:

- Consumo del centro durante los fines de semana, se estudian las 24 horas del día.
- Consumo en el periodo no lectivo de un día laboral, es decir, el periodo en el que no hay alumnos de lunes a viernes. Es decir, desde las 15h hasta las 7h. Dentro de esta sección, se ha diferenciado entre el consumo en invierno y en verano por las noches, ya que las horas en las que tiene que estar encendido el alumbrado no son las mismas en una estación que en otra. Y de la misma forma, también se ha diferenciado el consumo generado a lo largo de la tarde hasta que anochece.

Podemos comprobar que los valores obtenidos son válidos gracias a que se conoce la energía consumida en el mes de agosto, cuando el centro se encuentra cerrado. El consumo de este mes corresponde en su totalidad al consumo en horas no lectivas, durante el verano. Y en efecto, cuando calculamos el consumo diario en horas no lectivas durante el verano, equivale a que en un mes se consume 1910 kWh frente a los 1917 kWh que se consumen en agosto. Por lo que podemos considerar que las estimaciones son adecuadas.

Como se ha comentado anteriormente, se considera que el consumo cada día en horas lectivas es constante, y que, además, los días de cada mes consumen lo mismo, ya que a lo largo de un mes las diferencias son mínimas, por tanto, puede considerarse que no existe variación entre los días de un mismo mes.

Finalmente, el resultado obtenido del consumo diario del centro es el siguiente:

**Tabla 9.2. Consumo diario del centro cada mes (kWh) sin recarga Vehículo Eléctrico.**

Mes	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19
Hora	kWh												
0	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
1	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
2	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
3	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
4	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
5	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
6	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
7	12,268	16,594	20,505	14,217	5,957	2,567	11,474	17,979	21,626	13,101	12,730	17,514	12,268
8	20,294	28,946	36,768	24,192	7,673	2,567	18,706	31,715	39,009	21,960	21,218	30,785	20,294
9	20,294	28,946	36,768	24,192	7,673	2,567	18,706	31,715	39,009	21,960	21,218	30,785	20,294
10	20,294	28,946	36,768	24,192	7,673	2,567	18,706	31,715	39,009	21,960	21,218	30,785	20,294
11	20,294	28,946	36,768	24,192	7,673	2,567	18,706	31,715	39,009	21,960	21,218	30,785	20,294
12	20,294	28,946	36,768	24,192	7,673	2,567	18,706	31,715	39,009	21,960	21,218	30,785	20,294
13	20,294	28,946	36,768	24,192	7,673	2,567	18,706	31,715	39,009	21,960	21,218	30,785	20,294
14	20,294	28,946	36,768	24,192	7,673	2,567	18,706	31,715	39,009	21,960	21,218	30,785	20,294
15	14,395	18,721	22,632	16,344	8,084	2,567	13,601	20,106	23,753	15,228	14,857	19,641	14,395
16	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496
17	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496
18	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496
19	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496
20	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
21	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242

<b>22</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>23</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242

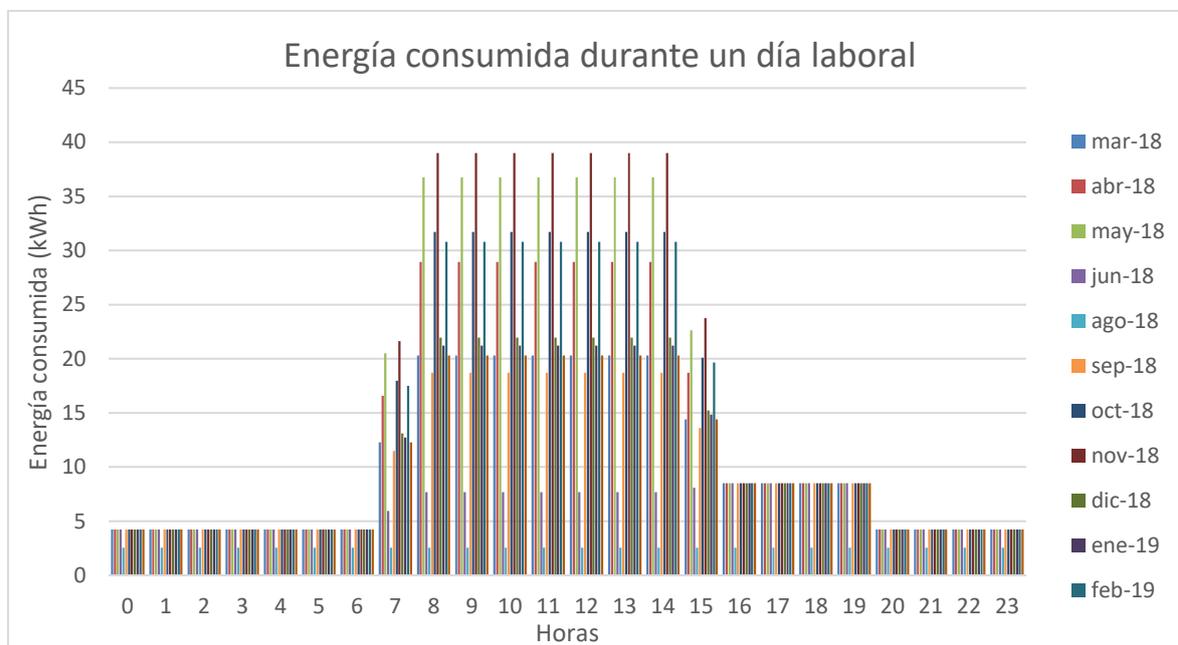


Ilustración 9.1. Consumo diario.

Sin embargo, en este estudio también se incluirán puntos de recarga para vehículos eléctricos, por tanto, estas recargas se deben tener en cuenta en el consumo del centro.

La recarga se va a realizar con corriente monofásica, pudiendo llegar esta corriente a un valor máximo de 32 Amperios, por tanto, a 230 V, el consumo debido a la recarga de un vehículo eléctrico es de 7,36 kW. La carga se realizará durante las horas lectivas, y además, habrá dos puntos de recarga, por lo que el consumo por parte de los vehículos eléctricos ascendería aproximando a 15 kWh.

Es así, que el nuevo consumo diario del centro, teniendo en cuenta dichas recargas, sería el siguiente:

Tabla 9.3. Consumo diario del centro cada mes (kWh) teniendo en cuenta recarga del Vehículo Eléctrico.

Mes	ene-19	feb-19	mar-19	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18
<b>Hora</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>	<b>kWh</b>						
<b>0</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>1</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>2</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>3</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>4</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>5</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>6</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>7</b>	<b>20,230</b>	<b>25,014</b>	<b>19,768</b>	<b>24,094</b>	<b>28,005</b>	<b>21,717</b>	<b>13,457</b>	2,567	<b>18,974</b>	<b>25,479</b>	<b>29,126</b>	<b>20,601</b>
<b>8</b>	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>



<b>9</b>	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
<b>10</b>	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
<b>11</b>	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
<b>12</b>	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
<b>13</b>	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
<b>14</b>	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
<b>15</b>	<b>22,357</b>	<b>27,141</b>	<b>21,895</b>	<b>26,221</b>	<b>30,132</b>	<b>23,844</b>	<b>15,584</b>	2,567	<b>21,101</b>	<b>27,606</b>	<b>31,253</b>	<b>22,728</b>
<b>16</b>	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
<b>17</b>	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
<b>18</b>	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
<b>19</b>	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
<b>20</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>21</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>22</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
<b>23</b>	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242

Con estos valores podremos establecer cuál será el número de paneles solares óptimos a instalar en el centro.

## 9.2 Cableado.

El dimensionamiento del cableado se realizará de acuerdo con el criterio de caída de tensión y el criterio de calentamiento, escogiendo la solución obtenida con el criterio más restrictivo.

Con el criterio de calentamiento se estudia que la temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no supere la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

Con el criterio de caída de tensión, se busca obtener la sección adecuada para que la pérdida de potencia transportada por el cable y la caída de tensión desde el origen hasta el extremo de la canalización sea inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación.

Los cálculos que se llevarán a cabo para cada criterio son los siguientes:

### 9.2.1 Criterio de Calentamiento.

En primer lugar, definiremos los parámetros que intervienen en este procedimiento:

- Factor de corrección por temperatura,  $FC(T^a)$ .
- Factor de corrección por agrupamiento,  $FC(agrupo)$ .
- Factor de corrección por riesgo de incendio,  $FC(local)$ .
- $I_b = 1,25 * I_{sc}$  está referido a la corriente de diseño, que es el producto de la intensidad de cortocircuito del panel solar (debido a que es la intensidad máxima que se puede alcanzar) y la mayoración correspondiente a un 25%, debido a que se dimensiona la sección de forma que su intensidad máxima admisible supere en un 25% a la corriente máxima que puede llegar a circular en el tramo de cableado seleccionado. (ITC-BT-40).
- $I_b' = I_b / (FC(T^a) * FC(agrupo) * FC(riesgo incendio))$ , que corresponde a la intensidad máxima admisible.
- $I_z$  es el valor que obtenemos en la tabla C.52.1. bis, que corresponde a la corriente admisible del cableado protegido.
- $I_z' = I_z * FC(T^a) * FC(agrupo) * FC(local)$
- $I_n$  es la intensidad nominal del dispositivo de protección.

Por último, comprobaremos mediante el criterio de sobrecarga que los resultados obtenidos son válidos. Esta comprobación resulta de la siguiente condición:

$$I_b < I_n < I_z'$$

### 9.2.2 Criterio de caída de tensión.

La sección que obtenemos mediante la aplicación de este criterio viene definida mediante la siguiente expresión:

$$S = \frac{2LI\rho}{\Delta V_{m\acute{a}x}}$$

Donde:

- L es la longitud del cable en metros.
- I es la intensidad de cortocircuito en Amperios.
- $\rho$  es la resistividad en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ , y en el caso del cobre, adquiere un valor de  $0,023 \Omega \cdot \text{m}^2/\text{m}$ .



- $\Delta V_{\text{máx}}$  es la caída de tensión en voltios y se calcula como el 1,5% del voltaje. Un 1,5% es el valor máximo que podemos tener de caída de tensión, según la ITC-BT-40.

Con el valor obtenido de sección, escogeremos un valor normalizado en el caso en el que hiciera falta y volveríamos a recalcular la caída de tensión para comprobar que no supera la caída de tensión máxima. Además, comprobaremos que se cumple el criterio de la sobrecarga, que como hemos explicado en el apartado 9.2.1, debe de cumplirse la siguiente condición:

$$I_b < I_n < I_z'$$

### 9.2.3 Resultados.

En este apartado se expondrán los resultados obtenidos con cada método, y como hemos comentado anteriormente, se elegirá la solución más restrictiva.

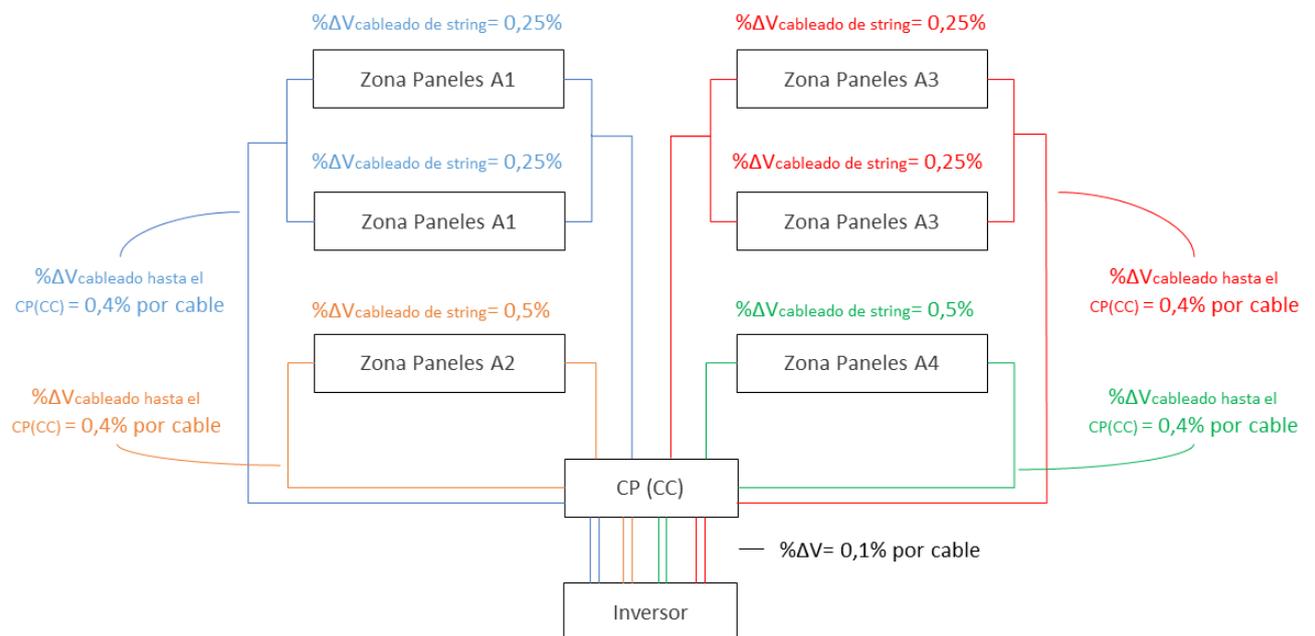


Ilustración 9.2. Esquema de las caídas de tensión en el cableado.

De esta forma, los valores obtenidos son:

#### 9.2.3.1 Cableado de String:

##### Zona A1 y A2:

##### Criterio calentamiento:

Los valores para cada string son los siguientes:

- $I_b = 9,31$  A
- $FC (T^a = 45^\circ\text{C}) = 0,96$
- $FC (\text{agrup}_1 \text{ circuito}) = 1$
- $FC (\text{local}) = 1$ , se considera que no hay riesgo de incendio.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

Tabla 9.4. Valor de la sección del cableado de los strings (A1 y A2) por el criterio de calentamiento.

Zona A1 y A2								
Conexión entre Strings (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
P (W)	5600	9,31	12,12	1,5	20	19	10	Válido
FC (T <sup>º</sup> )	0,96							
FC (agrup)	1							
FC (local)	1							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores para cada string son los siguientes:

- Longitud cableado: 25 m
- Intensidad: 9,31 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (20 paneles) = 630 V
- $\Delta V_{\max} = 0,25\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_0 = 0,023$ , que es la resistividad del cobre.

Tabla 9.5. Valor de la sección del cableado de los strings por el criterio de caída de tensión.

Zona A1 Y A2					
Conexión entre Strings (CC)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	25	6,80	10	1,07	0,17
I (A)	9,31				
V (V)	630				
$\Delta V_{\max}$	1,58				
$\rho_0$	0,023				

Tabla 9.6. Comprobación criterio de sobrecarga.

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	68	65,28	Válido

Por tanto, el cableado de string de las zonas A1 y A2 será de 10 mm<sup>2</sup> de sección. Se cumple además el criterio de sobrecarga.

**Zona A3 y A4:****Criterio calentamiento:**

Los valores para cada string son los siguientes:

- $I_b = 9,31$  A
- FC (T<sup>a</sup> = 45°C) = 0,96



- FC (agrup\_1 circuito) = 1
- FC (local) = 1, se considera que no hay riesgo de incendio.
- Se mayor a  $I_b'$  con 1,25.

**Tabla 9.7. Valor de la sección del cableado de los strings (A3 y A4) por el criterio de calentamiento.**

Zona A3 y A4								
Conexión entre Strings (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
P (W)	3360	9,31	12,12	1,5	20	19	10	Válido
FC (Tº)	0,96							
FC (agrup)	1							
FC (local)	1							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores para cada string son los siguientes:

- Longitud cableado: 20 m
- Intensidad: 9,31 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (12 paneles) = 630 V
- $\Delta V_{max} = 0,25\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

**Tabla 9.8. Valor de la sección del cableado de los strings (A3 y A4) por el criterio de caída de tensión.**

Zona A3 Y A4					
Conexión entre Strings (CC)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	20	9,06	10	0,86	0,23
I (A)	9,31				
V (V)	378				
$\Delta V_{max}$	0,95				
$\rho_o$	0,023				

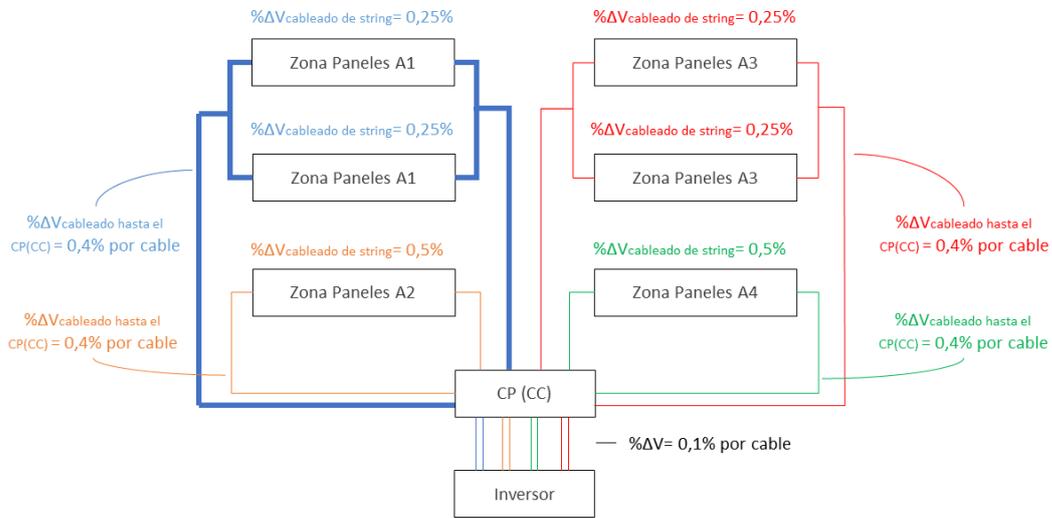
**Tabla 9.9. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	68	65,28	Válido

Por tanto, el cableado de string de las zonas A3 y A4 será de 10 mm<sup>2</sup> de sección. Se cumple además el criterio de sobrecarga.

9.2.3.2 **Cableado de unión de los paneles con el cuadro de protección de continua, CP (CC).**

**Zona A1:**



**Ilustración 9.3. Esquema cableado zona A1.**

**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 2 \text{ strings} \cdot 9,31 \text{ A} = 18,62 \text{ A}$
- $FC (T^a = 45^\circ\text{C}) = 0,96$
- $FC (\text{agrup}_1 \text{ circuito}) = 1$
- $FC (\text{local}) = 0,85$ , se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

**Tabla 9.10. Cálculo de la sección de A1 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento.**

Zona A1								Criterio de sobrecarga
Hasta el CP (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Válido
FC (T <sup>a</sup> )	0,96	18,62	31,69	6,00	32,00	24	20	
FC (agrup)	1							
FC (local)	0,85							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 30 m (positivo) y 5 m (negativo).
- Intensidad: 2 strings \* 9,31 A = 18,62 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (20 paneles) = 630 V
- $\Delta V_{\text{max}} = 0,4\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)



Diferenciaremos entre el cableado positivo y negativo, ya que la longitud de cada cableado es diferente.

**Tabla 9.11. Cálculo de la sección de A1 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo)**

Zona A1					
Hasta el CP (CC) (+)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	%ΔV
L (m)	30	10,20	16	1,61	0,25
I (A)	18,62				
V (V)	630				
ΔV <sub>max</sub>	2,52				
ρ <sub>o</sub>	0,023				

**Tabla 9.12. Comprobación criterio de sobrecarga.**

I <sub>b</sub> (A)	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>z</sub> (A)	I <sub>z</sub> ' (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	104	63,65	Válido

**Tabla 9.13. Cálculo de la sección de A1 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo)**

Zona A1					
Hasta el CP (CC) (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	%ΔV
L (m)	5	1,70	2,5	1,71	0,27
I (A)	18,62				
V (V)	630				
ΔV <sub>max</sub>	2,52				
ρ <sub>o</sub>	0,023				

**Tabla 9.14. Comprobación criterio de sobrecarga.**

I <sub>b</sub> (A)	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>z</sub> (A)	I <sub>z</sub> ' (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	32	19,58	No Válido

Comprobamos con la sección de 6 mm<sup>2</sup> si se cumple el criterio de sobrecarga:

**Tabla 9.15. Comprobación criterio de sobrecarga con 6 mm<sup>2</sup>**

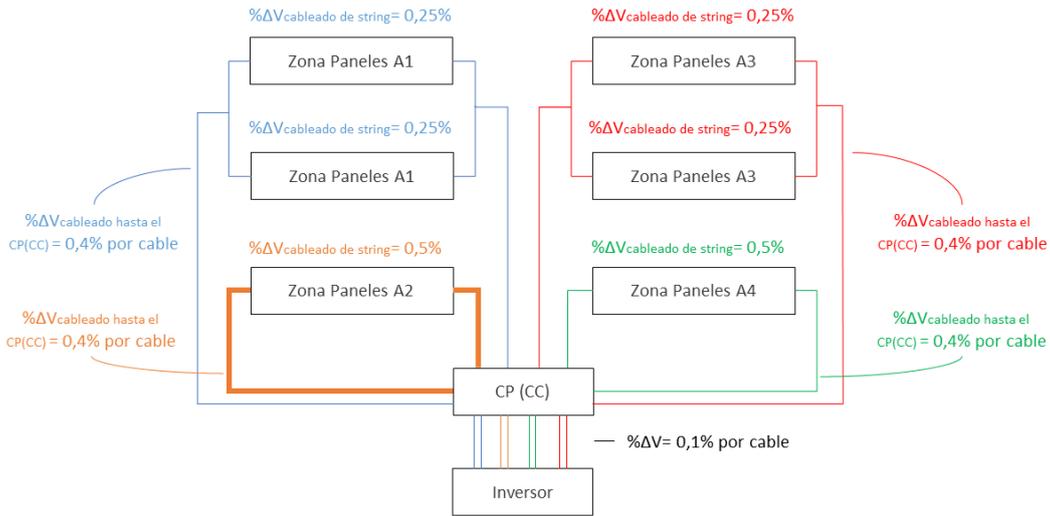
I <sub>b</sub> (A)	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>z</sub> (A)	I <sub>z</sub> ' (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	57	34,88	Válido

Por tanto, la sección del cableado de la zona A1 sería la siguiente:

- Para el positivo 16 mm<sup>2</sup>.
- Para el negativo 6 mm<sup>2</sup>.

En ambos casos se cumple el criterio de sobrecarga.

**Zona A2:**



**Ilustración 9.4. Esquema cableado zona A2.**

**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 9,31$  A
- $FC (T^a = 45^{\circ}C) = 0,96$
- $FC (agrup\_1 \text{ circuito}) = 1$
- $FC (local) = 0,85$ , se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

**Tabla 9.16. Cálculo de la sección de A2 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento.**

Zona A2							
Hasta el CP (CC)							
Parámetros	$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
P (W)	5600	9,31	1,50	20,00	12	10	Válido
FC (T <sup>o</sup> )	0,96						
FC (agrup)	1						
FC (local)	0,85						

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:



- Longitud cableado: 30 m (positivo) y 3 m (negativo).
- Intensidad: 9,31 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (20 paneles) = 630 V
- $\Delta V_{\max} = 0,4\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

Diferenciaremos entre el cableado positivo y negativo, ya que la longitud de cada cableado es diferente.

**Tabla 9.17. Cálculo de la sección de A2 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo)**

Zona A2					
Hasta el CP (CC) (+)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	25	3,40	4	2,68	0,42
I (A)	9,31				
V (V)	630				
$\Delta V_{\max}$	3,15				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.18. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	38	27,91	Válido

**Tabla 9.19. Cálculo de la sección de A2 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo)**

Zona A2					
Hasta el CP (CC) (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	3	0,41	1,5	0,86	0,14
I (A)	9,31				
V (V)	630				
$\Delta V_{\max}$	3,15				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.20. Comprobación criterio de sobrecarga.**

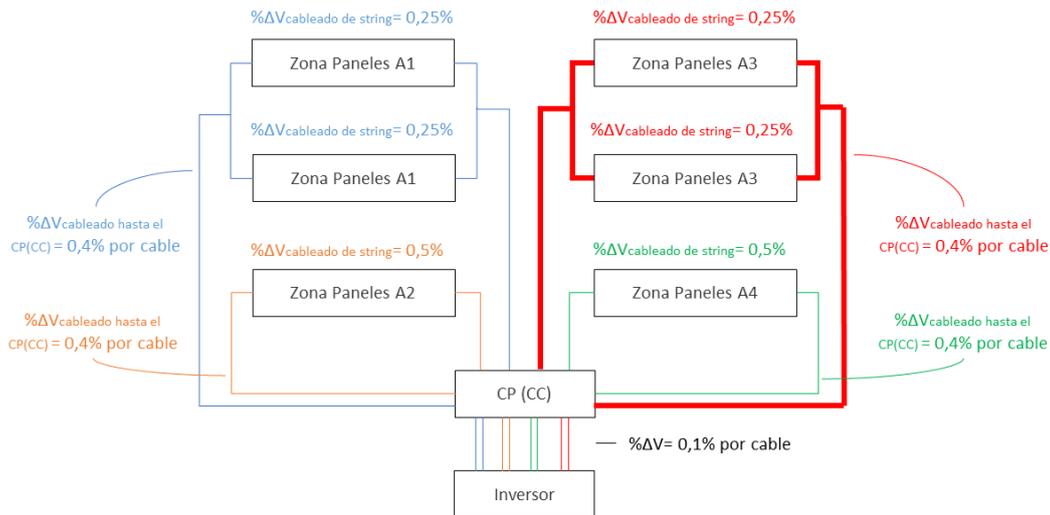
$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	20	14,69	Válido

Por tanto, la sección del cableado de la zona A2 sería la siguiente:

- Para el positivo 4 mm<sup>2</sup>.
- Para el negativo 1,5 mm<sup>2</sup>.

En ambos casos se cumple el criterio de sobrecarga.

**Zona A3:**



**Ilustración 9.5. Esquema cableado zona A3.**

**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 2 \text{ strings} * 9,31 \text{ A} = 18,62 \text{ A}$
- $FC (T^a = 45^\circ\text{C}) = 0,96$
- $FC (\text{agrup}_1 \text{ circuito}) = 1$
- $FC (\text{local}) = 0,85$ , se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mejora  $I_b'$  con 1,25.

**Tabla 9.21. Cálculo de la sección de A3 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento.**

Zona A3								
Hasta el CP (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
FC (T <sup>a</sup> )	0,96	18,62	31,69	2,50	32,00	24	20	Válido
FC (agrup)	1							
FC (local)	0,85							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 25 m (positivo) y 5 m (negativo).



- Intensidad: 2 strings \* 9,31 A = 18,62 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (12 paneles) = 378 V
- $\Delta V_{\max} = 0,4\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

Diferenciaremos entre el cableado positivo y negativo, ya que la longitud de cada cableado es diferente.

**Tabla 9.22. Cálculo de la sección de A3 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo)**

Zona A3					
Hasta el CP (CC) (+)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	25	11,33	16	1,34	0,35
I (A)	18,62				
V (V)	378				
$\Delta V_{\max}$	1,89				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.23. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	91	66,83	Válido

**Tabla 9.24. Cálculo de la sección de A3 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo)**

Zona A3					
Hasta el CP (CC) (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	5	2,27	4	1,07	0,28
I (A)	18,62				
V (V)	378				
$\Delta V_{\max}$	1,89				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.25. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	38	27,91	Válido

Por tanto, la sección del cableado de la zona A3 sería la siguiente:

- Para el positivo 16 mm<sup>2</sup>.
- Para el negativo 4 mm<sup>2</sup>.

En ambos casos se cumple el criterio de sobrecarga.

**Zona A4:**

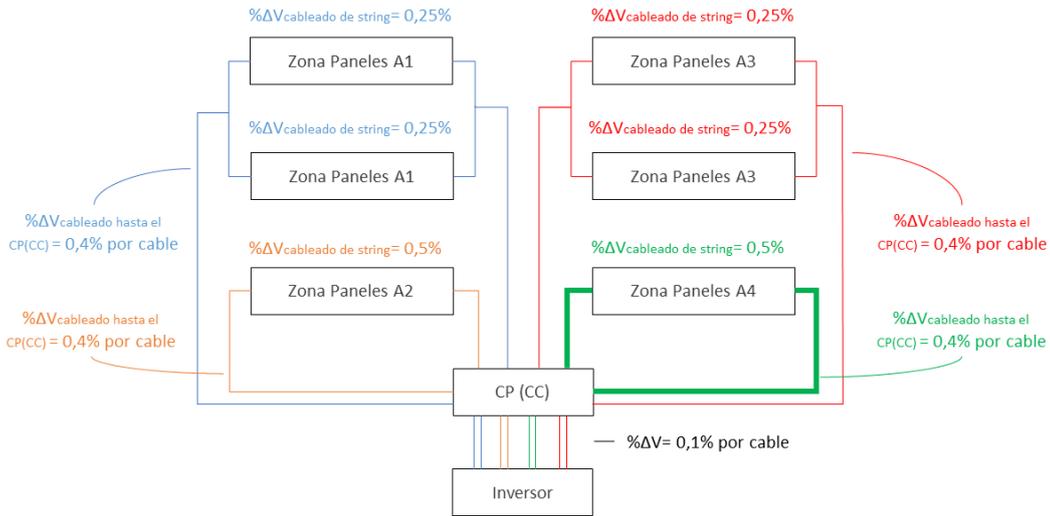


Ilustración 9.6. Esquema cableado zona A4.

**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 9,31$  A
- FC ( $T^a = 45^\circ\text{C}$ ) = 0,96
- FC (agrup\_ 1 circuito) = 1
- FC (local) = 0,85, se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mejora  $I_b'$  con 1,25.

Tabla 9.26. Cálculo de la sección de A4 hasta el CP (CC), criterio de calentamiento.

Zona A4								Criterio de sobrecarga
Hasta el CP (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Válido
P (W)	5600	9,31	19,02	1,50	20,00	12	10	
FC ( $T^a$ )	0,96							
FC (agrup)	1							
FC (local)	0,85							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:



- Longitud cableado: 20 m (positivo) y 5 m (negativo).
- Intensidad: 9,31 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (12 paneles) = 378 V
- $\Delta V_{\max} = 0,4\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

Diferenciaremos entre el cableado positivo y negativo, ya que la longitud de cada cableado es diferente.

**Tabla 9.27. Cálculo de la sección de A4 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (positivo)**

Zona A4					
Hasta el CP (CC) (+)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	20	4,53	6	1,43	0,38
I (A)	9,31				
V (V)	378				
$\Delta V_{\max}$	1,89				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.28. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	49	35,99	Válido

**Tabla 9.29. Cálculo de la sección de A4 hasta el CP (CC), criterio de caída de tensión. (negativo)**

Zona A4					
Hasta el CP (CC) (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	5	1,13	1,5	1,43	0,38
I (A)	9,31				
V (V)	378				
$\Delta V_{\max}$	1,89				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.30. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	20	14,69	Válido

Por tanto, la sección del cableado sería la siguiente:

- Para el positivo 6 mm<sup>2</sup>.
- Para el negativo 1,5 mm<sup>2</sup>.

En ambos casos se cumple el criterio de sobrecarga.

**9.2.3.3 Cálculo de las secciones hasta el inversor.**

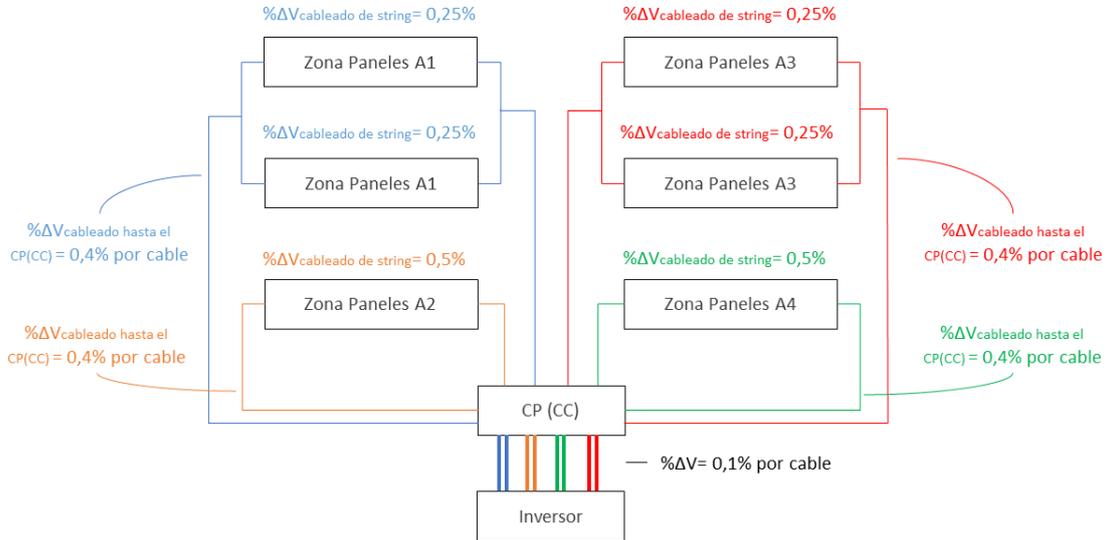


Ilustración 9.7. Esquema cableado desde CP (CC) al inversor.

**Zona A1:**

**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 2 \text{ strings} * 9,31 \text{ A} = 18,62 \text{ A}$
- $FC (T^a = 45^{\circ}\text{C}) = 0,96$
- $FC (\text{agrup}_2 \text{ circuitos}) = 0,80$
- $FC (\text{local}) = 0,85$ , se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

Tabla 9.31. Cálculo de la sección de A1 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento.

Zona A1							
Hasta el Inversor (CC)							
Parámetros	$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
FC (T <sup>a</sup> )	0,96	18,62	6,00	49,00	28	20	Válido
FC (agrup)	0,80						
FC (local)	0,85						



**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 1,2 m.
- Intensidad: 18,62 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (20 paneles) = 630 V
- $\Delta V_{\max} = 0,1\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

**Tabla 9.32. Cálculo de la sección de A1 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión.**

Zona A1					
Hasta el Inversor (CC) (+), (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	1,2	0,33	1,5	0,69	0,11
I (A)	18,62				
V (V)	630				
$\Delta V_{\max}$	3,15				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.33. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	20	11,42	No Válido

La sección de 1,5 mm<sup>2</sup> no cumple el criterio de sobrecarga, por tanto, se probará con una sección mayor, de 4 mm<sup>2</sup>:

**Tabla 9.34. Comprobación criterio de sobrecarga 4 mm<sup>2</sup>.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	38	21,71	Válido

Con 4 mm<sup>2</sup> si se cumple el criterio de sobrecarga. Aun así, el cableado será de 6 mm<sup>2</sup> de sección, sección obtenida con el criterio de calentamiento.

**Zona A2:**

**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 9,31$  A
- FC ( $T^a = 45^\circ\text{C}$ ) = 0,96

- FC (agrup\_ 2 circuitos) = 0,80
- FC (local) = 0,85, se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

Tabla 9.35. Cálculo de la sección de A2 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento.

Zona A2								
Hasta el Inversor (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
FC (Tº)	0,96	9,31	20,37	1,50	20,00	11	10	Válido
FC (agrup)	0,80							
FC (local)	0,85							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 1,2 m.
- Intensidad: 9,31 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (20 paneles) = 630 V
- $\Delta V_{\max} = 0,1\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

Tabla 9.36. Cálculo de la sección de A2 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión.

Zona A2					
Hasta el Inversor (CC) (+), (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	1,2	0,16	1,5	0,34	0,05
I (A)	9,31				
V (V)	630				
$\Delta V_{\max}$	3,15				
$\rho_o$	0,023				

Tabla 9.37. Comprobación criterio de sobrecarga.

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	20	11	Válido

Por tanto, el cableado será de 1,5 mm<sup>2</sup>. de sección. Se cumple además el criterio de sobrecarga.

**Zona A3:**



**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 2 \text{ strings} * 9,31 \text{ A} = 18,62 \text{ A}$
- $FC (T^a = 45^{\circ}\text{C}) = 0,96$
- $FC (\text{agrup\_} 2 \text{ circuitos}) = 0,80$
- $FC (\text{local}) = 0,85$ , se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

**Tabla 9.38. Cálculo de la sección de A3 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento.**

Zona A3								
Hasta el Inversor (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
FC (T <sup>o</sup> )	0,96	18,62	40,75	6,00	49,00	28	20	Válido
FC (agrup)	0,80							
FC (local)	0,85							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 1,2 m.
- Intensidad: = 2 strings \* 9,31 A = 18,62 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (12 paneles) = 378 V
- $\Delta V_{\text{max}} = 0,1\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

**Tabla 9.39. Cálculo de la sección de A3 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión.**

Zona A3					
Hasta el Inversor (CC) (+), (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	1,2	0,54	1,5	0,69	0,18
I (A)	18,62				
V (V)	378				
$\Delta V_{\text{max}}$	1,89				
$\rho_o$	0,023				

**Tabla 9.40. Comprobación criterio de sobrecarga.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	20	11,42	No Válido

La sección de 1,5 mm<sup>2</sup> no cumple el criterio de sobrecarga, por tanto, se probará con una sección mayor, de 4 mm<sup>2</sup>:

**Tabla 9.41. Comprobación criterio de sobrecarga 4 mm<sup>2</sup>.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
18,62	20	38	21,71	Válido

Con 4 mm<sup>2</sup> si se cumple el criterio de sobrecarga. Aun así, el cableado será de 6 mm<sup>2</sup> de sección, sección obtenida con el criterio de calentamiento.

**Zona A4:**

**Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- $I_b = 9,31$  A
- FC ( $T^a = 45^\circ\text{C}$ ) = 0,96
- FC (agrup\_ 2 circuitos) = 0,80
- FC (local) = 0,85, se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

**Tabla 9.42. Cálculo de la sección de A4 hasta el Inversor (CC), criterio de calentamiento.**

Zona A4								
Hasta el Inversor (CC)								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
FC ( $T^a$ )	0,96	9,31	20,37	1,50	20,00	11	10	Válido
FC (agrup)	0,80							
FC (local)	0,85							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 1,2 m.
- Intensidad = 9,31 A
- Voltaje: (31,5 V) \* (12 paneles) = 378 V
- $\Delta V_{\max} = 0,1\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)



Tabla 9.43. Cálculo de la sección de A4 hasta el Inversor (CC), criterio de caída de tensión.

Zona A4					
Hasta el Inversor (CC) (+), (-)					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	%ΔV
L (m)	1,2	0,27	1,5	0,34	0,09
I (A)	9,31				
V (V)	378				
ΔV <sub>max</sub>	1,89				
ρ <sub>0</sub>	0,023				

Tabla 9.44. Comprobación criterio de sobrecarga.

I <sub>b</sub> (A)	I <sub>n</sub> (A)	I <sub>z</sub> (A)	I <sub>z</sub> ' (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	20	11	Válido

Por tanto, el cableado será de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección.

#### 9.2.3.4 Cálculo de las secciones a la salida del inversor (CA), hasta el Cuadro de Protección de alterna, CP (CA), y el cuadro general de protección (CGP)

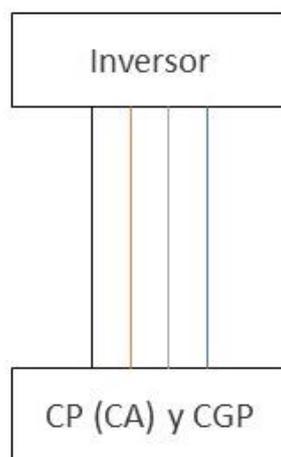


Ilustración 9.8. Esquema conexión del inversor con el CP (CA) y el CGP.

El cuadro de protección de alterna se encuentra junto al CGP.

#### **Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- I<sub>b</sub> = Potencia/ ( 400\*raíz(3) )
- FC (T<sup>a</sup> = 45°C) = 0,96
- FC (agrup\_ 4 circuitos) = 0,75

- FC (local) = 0,85, se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

Tabla 9.45. Cálculo de la sección a la salida del Inversor (CA), criterio de calentamiento.

Alterna (CA) x3								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
P (W)	26880	38,80	79,24	25	87	53	40	Válido
FC (Tº)	0,96							
FC (agrup)	0,75							
FC (local)	0,85							

**Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 10 m.
- Intensidad = 38,80 A
- Voltaje: 400 V
- $\Delta V_{\max} = 1,5\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_o = 0,023$  (resistividad del cobre)

Tabla 9.46. Cálculo de la sección a la salida del Inversor (CA), criterio de caída de tensión.

Alterna (CA) x3						
Parámetros		Intensidad (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	10	38,80	2,58	4,00	3,86	0,97
P (W)	26880					
V (V)	400					
$\Delta V_{\max}$	6,00					
cos()	1					
$\rho_o$	0,023					

Por tanto, el cableado será de 25 mm<sup>2</sup> de sección. Se cumple además el criterio de sobrecarga.



### 9.2.3.5 Cálculo de la sección del cableado para el punto de recarga del vehículo eléctrico.

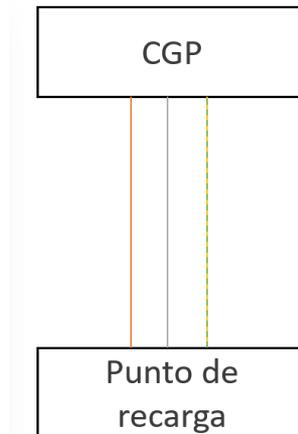


Ilustración 9.9. Esquema conexión del punto de recarga.

#### **Criterio calentamiento:**

Los valores son los siguientes:

- Potencia = 7,5 kW.
- FC ( $T^a = 45^{\circ}\text{C}$ ) = 0,78
- FC (agrup\_4 circuitos) = 0,85
- FC (local) = 0,85, se considera que hay riesgo de incendio, por mayor exposición al sol y eventos meteorológicos.
- Se mayor  $I_b'$  con 1,25.

Tabla 9.47. Cálculo de la sección punto recarga VE (CA), criterio de calentamiento.

Cableado punto de recarga VE								
Parámetros		$I_b$ (A)	$I_b'$ (A)	Sección, S (mm <sup>2</sup> )	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	$I_n$ (A)	Criterio de sobrecarga
P (W)	7,5	32,00	70,98	16,00	70,00	39,45	32,00	Válido
FC ( $T^a$ )	0,78							
FC (agrup)	0,85							
FC (local)	0,85							

#### **Criterio de Caída de tensión:**

Los valores son los siguientes:

- Longitud cableado: 25 m.
- Intensidad = 32 A
- $\Delta V_{\max} = 0,5\% \cdot \text{Voltaje}$
- $\rho_0 = 0,023$  (resistividad del cobre)

Tabla 9.48. Cálculo de la sección punto recarga VE (CA), criterio de caída de tensión.

Cableado punto de recarga VE					
Parámetros		Sección, S (mm <sup>2</sup> )	Sección normalizada (mm <sup>2</sup> )	Caída Tensión (V)	% $\Delta V$
L (m)	25	32,00	35	1,05	0,46
I (A)	32,00				
V (V)	230				
$\Delta V_{max}$	1,15				
$\rho_o$	0,023				

Tabla 9.49. Comprobación criterio de sobrecarga.

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
9,31	10	20	12,24	Válido

Por tanto, el cableado será de 35 mm<sup>2</sup> de sección. Se cumple además el criterio de sobrecarga.



## 9.3 Protecciones.

En este apartado se desarrollará el procedimiento seguido para la elección de los elementos de protección que requiere la instalación.

### 9.3.1 Protecciones del tramo CC.

#### 9.3.1.1 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Para la protección de la instalación, esta debe contar con fusibles gPV en cada conductor. Estos fusibles deben ser capaces de proteger la instalación tanto frente a sobrecargas como frente a cortocircuitos. Para la elección de dichos fusibles atenderemos a la intensidad de cortocircuito, que es igual a 9,31 A. [27]

Las intensidades nominales de las zonas A1 y A3 son iguales a 20 A, y la intensidad de cortocircuito correspondiente es 18,62 A. Por tanto, al ser la intensidad de cortocircuito menor que la intensidad nominal, quiere decir que no es necesaria la instalación de fusibles en los strings correspondientes a esas zonas.

De la misma manera ocurre en la zona A2 y A4, la intensidad nominal correspondiente a esas zonas equivale a 10 A y la intensidad de cortocircuito es igual a 9,31 A. Como la intensidad de cortocircuito es menor, no es necesaria la aplicación de fusibles en dichos strings.

#### 9.3.1.2 Protecciones contra sobretensiones.

Según la ITC-BT-23 podemos clasificar las sobretensiones según cuatro categorías distintas, siendo la “Categoría II”, que es la referida a los equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija.

Estas sobretensiones pueden generarse por la caída directa de un rayo o por la descarga lejana del rayo, conmutaciones de la red, defectos de la red, etc.

Los equipos y materiales deben escogerse de manera que su tensión soportada a impulsos no sea inferior a 2,5 kV (por encontrarnos en la Categoría II).

Por tanto, dado lo anterior instalaremos un elemento de protección contra sobretensiones, SPD, de Categoría II con una tensión soportada a impulsos menor de 2,5 kV.

#### 9.3.1.3 Protecciones contra contactos directos e indirectos. Puesta a Tierra.

Este apartado ha sido definido en el punto 5.6 de este proyecto.

### 9.3.2 Protecciones del tramo CA:

El tramo de alterna de nuestra instalación estará protegido mediante un magnetotérmico. Para asegurar la protección debe cumplirse:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ (criterio de sobrecarga)}$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_b$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z'$$

También se aplican las siguientes expresiones:

$$I_{cc\_min} > I_a$$

$$I^2 \cdot t \leq (k \cdot S)^2 \text{ (criterio de tiempo de corte)}$$

$$I_{cc\_min} = 0,95 \cdot U/Z$$

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$$

$$R_L = \frac{L}{\sigma_{XLPE} \cdot S}$$

Donde:

- Pdc: el poder de corte del fusible instalado en kA.
- $I_a$ : corriente de cortocircuito admisible en amperios.
- t: duración del cortocircuito en segundos.
- S: la sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- I: corriente de defecto en amperios, que puede atravesar el dispositivo de protección para un defecto de impedancia despreciable, expresado en valor eficaz.
- K: constante determinada por el material conductor y por el tipo de aislamiento. En el caso del cable de cobre con aislamiento XLPE su valor es de 143.
- $I_{cc\_min}$ : la corriente mínima de cortocircuito en amperios.
- U: es la tensión de alimentación fase neutro, con valor igual a 230 V.
- $Z_L$ : es la impedancia de la línea ( $\Omega$ ).
- L: longitud de la línea en metros.
- $\sigma_{XLPE}$ : es la conductividad a 90°C de un cable de cobre aislado mediante XLPE, cuyo valor es 44 m/  $\Omega \cdot \text{mm}^2$ .
- $\sigma_{PVC}$ : es la conductividad a 90°C de un cable de cobre aislado mediante XLPE, cuyo valor es 48 m/  $\Omega \cdot \text{mm}^2$ .

En el caso en el que la sección sea menor de 120 mm<sup>2</sup>, puede despreciarse el valor de  $X_L$ , por tanto, quedaría que  $X_L \cong 0$ .

Se instalarán magnetotérmicos, para proteger la línea comprendida entre el inversor y el cuadro de protecciones de alterna, que está junto al CGP:

La intensidad que tenemos en el cableado de alterna es 38,8 A, por tanto:

**Tabla 9.50. Comprobación criterio de sobrecarga magnetotérmico.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
38,80	40,00	100	61,20	Válido

**Tabla 9.51. Comprobación magnetotérmica.**

$I_2$	$1,45 \cdot I_z'$	¿Cumple?
58,00	88,74	Sí



**Tabla 9.52. Comprobaciones intensidades de cortocircuito magnetotérmico.**

$Z_R=R_L$	$I_{ccmin}$ (A)	$I_a$ (A)	$I_{ccmin}>I_a$
0,009	41800	80	Cumple

**Tabla 9.53. Criterio de tiempo de corte magnetotérmico.**

$I^2 \cdot t$ (A <sup>2</sup> s)	$(k \cdot S)^2$	$I^2 \cdot t \leq (k \cdot S)^2$
112	1,28E+07	Cumple

Tendríamos que poner un magnetotérmico de intensidad nominal 40 A de Schneider Electric, con un poder de corte de 15 kA.

### 9.3.3 Protecciones punto de recarga VE.

Al igual que en el apartado anterior, para asegurar la protección debe cumplirse:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ (criterio de sobrecarga)}$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_b$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z'$$

También se aplican las siguientes expresiones:

$$P_{dc} \geq I_{cc\_max} \text{ (criterio de poder de corte)}$$

$$I_{cc\_min} > I_a$$

$$I^2 \cdot t \leq (k \cdot S)^2 \text{ (criterio de tiempo de corte)}$$

$$I_{cc\_min} = 0,95 \cdot U/Z$$

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$$

$$R_L = \frac{L}{\sigma_{XLPE} \cdot S}$$

Donde:

- $P_{dc}$ : el poder de corte del fusible instalado en kA.
- $I_{cc\_max}$ : la máxima corriente de cortocircuito prevista en el punto de instalación, en amperios, es igual a 9,31 A.
- $I_a$ : corriente de cortocircuito admisible en amperios.
- $t$ : duración del cortocircuito en segundos.
- $S$ : la sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- $I$ : corriente de defecto en amperios, que puede atravesar el dispositivo de protección para un defecto de impedancia despreciable, expresado en valor eficaz.

- K: constante determinada por el material conductor y por el tipo de aislamiento. En el caso del cable de cobre con aislamiento XLPE su valor es de 143.
- $I_{cc\_min}$ : la corriente mínima de cortocircuito en amperios.
- U: es la tensión de alimentación fase neutro, con valor igual a 230 V.
- $Z_L$ : es la impedancia de la línea ( $\Omega$ ).
- L: longitud de la línea en metros.
- $\sigma_{XLPE}$ : es la conductividad a 90°C de un cable de cobre aislado mediante XLPE, cuyo valor es 44 m/  $\Omega \cdot \text{mm}^2$ .
- $\sigma_{PVC}$ : es la conductividad a 90°C de un cable de cobre aislado mediante PVC, cuyo valor es 48 m/  $\Omega \cdot \text{mm}^2$ .

En el caso en el que la sección sea menor de 120 mm<sup>2</sup>, puede despreciarse el valor de  $X_L$ , por tanto, quedaría que  $X_L \cong 0$ .

De esta forma se obtienen los siguientes resultados:

### Interruptor automático.

**Tabla 9.54. Comprobación criterio de sobrecarga IA- VE.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
32,00	32,00	70	39,45	Válido

**Tabla 9.55. Comprobación IA- VE.**

$I_z$	$1,45 \cdot I_z'$	¿Cumple?
41,60	57,20	Sí

**Tabla 9.56. Comprobación criterio de sobrecarga IA- VE.**

$Z_R=R_L$	$I_{ccmin}$ (A)	$I_a$ (A)	$I_{ccmin}>I_a$
0,036	6152,96	80	Cumple
$Z_R=R_L$	$I_{ccm\acute{a}x}$ (A)	PdC (kA)	$PdC>I_{ccmax}$
0,036	6476,8	15	Cumple

**Tabla 9.57. Criterio de tiempo de corte IA- VE.**

$I^2 \cdot t$ (A <sup>2</sup> s)	$(k \cdot S)^2$	$I^2 \cdot t \leq (k \cdot S)^2$
112	5,23E+06	Cumple

Se protegerá la instalación mediante un interruptor automático de 32 A, de Schneider Electric.



**Magnetotérmico:**

**Tabla 9.58. Comprobación criterio de sobrecarga magnetotérmico VE.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
32,00	32,00	70	39,45	Válido

**Tabla 9.59. Comprobación magnetotérmica VE.**

$I_2$	$1,45 * I_z'$	¿Cumple?
46,40	57,20	Sí

**Tabla 9.60. Comprobaciones intensidades de cortocircuito magnetotérmico VE.**

$Z_R=R_L$	$I_{ccmin}$ (A)	$I_a$ (A)	$I_{ccmin} > I_a$
0,036	6152,96	80	Cumple
$Z_R=R_L$	$I_{ccmáx}$ (A)	PdC (kA)	$PdC > I_{ccmáx}$
0,036	6476,8	15	Cumple

**Tabla 9.61. Criterio de tiempo de corte magnetotérmico VE.**

$I^2 \cdot t$ (A <sup>2</sup> s)	$(k \cdot S)^2$	$I^2 \cdot t \leq (k \cdot S)^2$
112	5,23E+06	Cumple

El magnetotérmico que protegerá la instalación será de 32 A, de Schneider Electric.

**Fusibles:**

**Tabla 9.62. Comprobación criterio de sobrecarga fusible- VE.**

$I_b$ (A)	$I_n$ (A)	$I_z$ (A)	$I_z'$ (A)	Criterio de sobrecarga
32,00	32,00	70	39,45	Válido

**Tabla 9.63. Comprobación fusible- VE.**

$I_2$	$1,45 * I_z'$	¿Cumple?
51,20	57,20	Sí

Tabla 9.64. Comprobaciones intensidades de cortocircuito fusible- VE.

$Z_R=R_L$	$I_{ccmin}$ (A)	$I_a$ (A)	$I_{ccmin}>I_a$
0,036	6152,96	80	Cumple
$Z_R=R_L$	$I_{ccmáx}$ (A)	PdC (kA)	$PdC>I_{ccmax}$
0,036	6476,8	15	Cumple

Tabla 9.65. Criterio de tiempo de corte fusible- VE.

$I^2 \cdot t$ (A <sup>2</sup> s)	$(k \cdot S)^2$	$I^2 \cdot t \leq (k \cdot S)^2$
112	5,23E+06	Cumple

Dado los resultados se instalará un fusible de 32 A que proteja el circuito frente a los cortocircuitos.



## 9.4 Cálculo Viabilidad.

Como se ha comentado en el apartado 7.3, se ha calculado la viabilidad para los siguientes casos:

- 90 paneles
- 96 paneles
- 126 paneles
- 133 paneles

En el apartado 7.3, se ha podido comprobar que la instalación de 96 paneles es la opción más viable. Por tanto, en este apartado sólo se adjuntarán los resultados obtenidos para dicha configuración de paneles solares, debido a que el resto de los casos se han realizado de forma análoga.

De esta manera, las tablas que aparecen a continuación serán las siguientes:

- Consumo del centro.
- Generación de potencia de la instalación fotovoltaica con 96 paneles solares.
- Beneficio total obtenido por la venta de energía inyectada a la red.
- Cálculo de la factura resultante con paneles solares.
- Cálculo del ahorro anual.
- Cálculo del VAN.

Las tablas correspondientes son:

**Tabla 9.66. Consumo demandado por el centro (día laboral)**

Mes	ene-19	feb-19	mar-19	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18
Hora	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh						
0	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
1	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
2	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
3	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
4	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
5	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
6	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
7	<b>20,230</b>	<b>25,014</b>	<b>19,768</b>	<b>24,094</b>	<b>28,005</b>	<b>21,717</b>	<b>13,457</b>	2,567	<b>18,974</b>	<b>25,479</b>	<b>29,126</b>	<b>20,601</b>
8	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
9	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
10	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
11	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
12	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
13	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
14	<b>36,218</b>	<b>45,785</b>	<b>35,294</b>	<b>43,946</b>	<b>51,768</b>	<b>39,192</b>	<b>22,673</b>	2,567	<b>33,706</b>	<b>46,715</b>	<b>54,009</b>	<b>36,960</b>
15	<b>22,357</b>	<b>27,141</b>	<b>21,895</b>	<b>26,221</b>	<b>30,132</b>	<b>23,844</b>	<b>15,584</b>	2,567	<b>21,101</b>	<b>27,606</b>	<b>31,253</b>	<b>22,728</b>
16	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
17	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
18	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
19	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	8,496	2,567	8,496	8,496	8,496	8,496
20	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
21	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
22	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242
23	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	4,242	2,567	4,242	4,242	4,242	4,242

La obtención de la Tabla 9.66 se explica detalladamente en el apartado 9.1. En un día no laboral, obtendríamos la misma tabla, pero con los consumos en horario no laboral, que se estimaron en el apartado 9.1, que eran de 4,242 kWh.

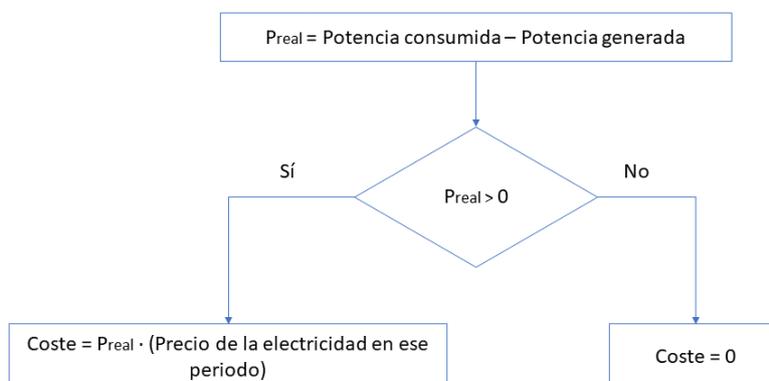
**Tabla 9.67. Generación de la instalación fotovoltaica (día laboral). Fuente: PVSyst.**

Monthly Hourly averages for EArray [kW]																									
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H	Total
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,4	12,2	15,4	17	16,9	15,6	12,9	8,4	2,4	0	0	0	0	0	0	108,20
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	0	1,4	7,1	11,7	15	16,7	16,8	16	13,7	9,5	4,6	0,1	0	0	0	0	0	112,60
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	0,3	4,5	9,9	14,3	17,3	18,6	17,9	17,4	15	11	6,1	1,3	0	0	0	0	0	133,60
Abril	0	0	0	0	0	0	0	2,4	7,4	12,5	16,4	17,7	19,1	19,1	17,7	14,8	11,2	6,4	1,9	0	0	0	0	0	146,60
Mayo	0	0	0	0	0	0	0,5	3,5	8,4	12,9	16,6	18,5	19,2	19,1	17,6	14,8	11,4	6,9	2,5	0,5	0	0	0	0	152,40
Junio	0	0	0	0	0	0	0,8	3,5	8,2	12,8	16,2	18,1	19,3	19,1	17,7	15,3	11,7	7,3	2,9	0,9	0	0	0	0	153,80
Julio	0	0	0	0	0	0	0,5	3	7,7	12,5	16,4	19	20,4	20,4	19	16,6	12,7	8	3,2	0,9	0	0	0	0	160,30
Agosto	0	0	0	0	0	0	0,1	2,3	6,8	11,6	15,5	18,2	19,5	19,3	17,9	15,5	11,7	7	2,5	0,3	0	0	0	0	148,20
Septiembre	0	0	0	0	0	0	0	2	6,9	12	15,5	18,2	19	18,2	16,7	13,6	9,8	5,3	1	0	0	0	0	0	138,20
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	0,1	5,4	10,4	14	16,9	17,9	17,8	15,5	12,4	7,7	3,1	0	0	0	0	0	0	121,20
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0	3,5	8,9	12,8	15,2	16,4	16,4	14	11	6,5	0,4	0	0	0	0	0	0	105,10
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	7,3	11,9	14,8	16,2	16,3	14,7	11,4	6,7	0,1	0	0	0	0	0	0	99,50
Año	0	0	0	0	0	0	0,2	1,4	5,1	10,4	14,5	17	18,3	18,1	16,7	13,9	9,9	4,8	1,3	0,2	0	0	0	0	131,80

**Tabla 9.68. Beneficios obtenidos de la venta de energía excedente.**

Mes	Beneficio (€)
Enero	24,05
Febrero	25,37
Marzo	47,13
Abril	36,03
Mayo	37,26
Junio	37,65
Julio	41,94
Agosto	176,28
Septiembre	32,31
Octubre	26,72
Noviembre	22,51
Diciembre	21,88

La obtención de la Tabla 9.68 se ha obtenido mediante el siguiente esquema:



**Ilustración 9.10. Esquema del cálculo de los beneficios obtenidos de la venta de energía.**



Tabla 9.69. Coste mensual con paneles solares (sin incluir venta de energía excedente).

Mes	Coste usando paneles solares (€)	Coste sin usar paneles solares (€)
Enero	1.007,09	1.558,36
Febrero	1.140,66	1.687,42
Marzo	945,54	1.156,63
Abril	1.049,19	1.563,33
Mayo	1.153,68	1.836,26
Junio	964,19	1.268,43
Julio	710,21	961,55
Agosto	510,70	801,94
Septiembre	911,30	1.185,42
Octubre	1.135,84	1.737,35
Noviembre	1.276,60	1976
Diciembre	1.035,97	1.404,66
<b>Año</b>	<b>11.577,22</b>	<b>17.137,35</b>

Como podemos observar en la Tabla 9.69, en un año sin paneles solares el centro asume un coste en electricidad de 17 137,35 €, pero sin embargo, en el caso en el que se llevara a cabo la instalación fotovoltaica, el precio que debe asumir el centro pasaría a ser de 11 577,22 €, es decir, con la instalación de paneles solares se obtendría un ahorro anual de casi 6 000 €.

En cuanto al coste con paneles solares, ha sido obtenido mediante el siguiente esquema:

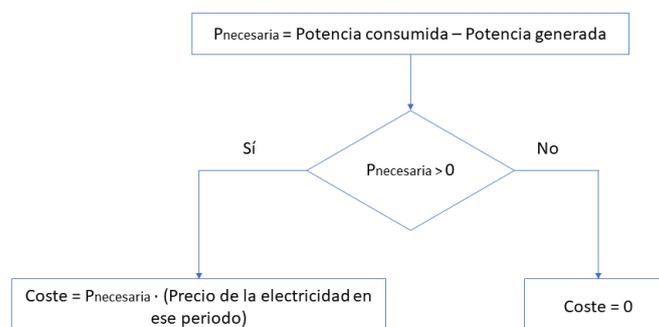


Ilustración 9.11. Esquema del cálculo de los costes del centro.

Tabla 9.70. VAN

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FC-96 P.	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53
VAN	-14.743,49 €	-10.141,46 €	-5.737,61 €	-1.523,39 €	2.509,35 €	6.368,43 €	10.061,34 €	13.595,21 €	16.976,92 €	20.212,99 €

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53
23.309,72 €	26.273,09 €	29.108,86 €	31.822,51 €	34.419,30 €	36.904,27 €	39.282,23 €	41.557,79 €	43.735,37 €	45.819,17 €	47.813,23 €

22	23	24	25	26	27	28	29	30	Inversión Inicial
5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	5025,53	19552,61
49.721,43 €	51.547,46 €	53.294,85 €	54.967,00 €	56.567,14 €	58.098,38 €	59.563,67 €	60.965,87 €	62.307,69 €	

Como se ha comentado en el apartado 7.3., antes de que termine el quinto año el proyecto estaría amortizado. Y en un periodo de 30 años, el beneficio obtenido, teniendo en cuenta la consideración de que durante todos los años el consumo y la generación (además del precio de la energía) permanece constante, tal y como se ha comentado con anterioridad, se obtendrían unos beneficios de 62.307,69 €.



## 10 Pliego de condiciones.

### 10.1 Objeto.

El objetivo del siguiente pliego es la fijación de las condiciones técnicas que se deben cumplir en toda la instalación fotovoltaica. Su ámbito de aplicación se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación.

### 10.2 Módulos Fotovoltaicos. [28]

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

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

Según la tecnología escogida, se debe satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre.

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

Los módulos deben ajustarse a las siguientes características:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

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

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

### 10.3 Estructura. [28]

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

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

### 10.4 Inversor. [28]

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.



- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

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

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

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

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

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

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

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

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

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

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

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

### **10.5 Cableado. [28]**

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

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

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

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

### **10.6 Conexión a red. [28]**

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

### **10.7 Protecciones. [28]**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. [28]

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

### **10.8 Puesta a tierra. [28]**

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

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



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

### **10.9 Armónicos y compatibilidad electromagnética. [28]**

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

### **10.10 Medidas de seguridad. [28]**

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

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

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

### **10.11 Mantenimiento. [28]**

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.[28][27]

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).



## 11 Referencias Bibliográficas.

- [1] APPA, “Tipos de fuentes de energía renovable.” [Online]. Available: <https://www.appa.es/energias-renovables/renovables-tipos-y-ventajas/tipos-de-fuentes-de-energia-renovable/>. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [2] ACCIONA, “¿Qué beneficios tiene la energía solar?” [Online]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/>. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [3] Solar-energía.net, “Energía solar térmica.” [Online]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica>. [Accessed: 30-Dec-2019].
- [4] IDAE, “Solar Termoeléctrica.” [Online]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-termoelectrica>. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [5] IDAE, “Solar Fotovoltaica.” [Online]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica>. [Accessed: 30-Dec-2019].
- [6] Erenovable.com, “¿Cómo funcionan los paneles solares?” [Online]. Available: <https://erenovable.com/como-funcionan-los-paneles-solares/>. [Accessed: 31-Dec-2019].
- [7] Areatecnología, “Paneles Solares Funcionamiento Tipos Usos Celdas.” [Online]. Available: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>. [Accessed: 31-Dec-2019].
- [8] Green Renovables, “Tipos de instalaciones solares.” [Online]. Available: <https://www.greenrenovables.com/solar-fotovoltaica/tipos-de-instalaciones-solares/>. [Accessed: 31-Dec-2019].
- [9] Autosolar.es, “Tipo de instalaciones.” [Online]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/las-dudas-mas-comunes-sobre-el-autoconsumo-energetico-fotovoltaico>. [Accessed: 31-Dec-2019].
- [10] McGraw-Hill Education, “Componentes de una instalación solar fotovoltaica,” .
- [11] TecnoSol, “Tipos de paneles solares. Elección del panel adecuado.” [Online]. Available: <https://tecnosolab.com/noticias/tipos-de-paneles-solares/>. [Accessed: 01-Apr-2019].
- [12] El País, “Sector Solar Europeo.” [Online]. Available: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/05/28/companias/1559060114\\_469946.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/05/28/companias/1559060114_469946.html). [Accessed: 28-Jun-2019].
- [13] Habittísimo, “Mantenimiento Paneles Solares.” [Online]. Available: <https://www.habittissimo.es/presupuestos/hacer-mantenimiento-placas-solares#1>. [Accessed: 27-Dec-2019].
- [14] Hogarsense, “Mantenimiento placas solares.” [Online]. Available: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/mantenimiento-placas-solares>. [Accessed: 27-Dec-2019].
- [15] Alromar, “Mantenimiento Fotovoltaico para Instalaciones Fijas desde 996€/Año 100kW.” [Online]. Available: <http://www.alromar-energia.es/blog/oferta-mantenimiento-fotovoltaico-para-instalaciones-fijas/>. [Accessed: 27-Dec-2019].
- [16] AutoSolar, “Inversor Huawei SUN2000-36KTL Trifásico 36kW.” [Online]. Available: <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-huawei-sun2000-36ktl-trifasico-36kva>. [Accessed: 27-Dec-2019].

- [17] Huawei, "Smart String Inverter. SUN2000-100KTL-H1," pp. 1–2, 2018.
- [18] Huawei Technologies, "Manual del Usuario," no. 477, pp. 1–43, 2019.
- [19] Gobierno de España. Ministerio de Industria Energía y Turismo, "REBT\_Nota interpretacion separacion galvanica," pp. 1–4, 2002.
- [20] V. Mascarós Mateo, *Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas*. 2016.
- [21] Ministerio de Ciencia y Tecnología, "GUÍA-BT-ANEXO 1," 2003.
- [22] Monsolar, "Cable flexible de cobre para instalaciones solares fotovoltaicas." [Online]. Available: <https://www.monsolar.com/cable-solar-flexible-cobre-rvk-1000v-doble-aislamiento.html>. [Accessed: 29-Dec-2019].
- [23] S. A. CYPE Ingenieros, "Precio en España de m de Cable con aislamiento." [Online]. Available: [http://www.generadordeprecios.info/obra\\_nueva/Instalaciones/Electricas/Cables/Cable\\_con\\_aislamiento.html](http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Cables/Cable_con_aislamiento.html). [Accessed: 31-Dec-2019].
- [24] Selectra, "Instalar placas solares: Precios, Pasos de la instalación y Permisos." [Online]. Available: <https://selectra.es/autoconsumo/info/instalacion>. [Accessed: 05-Jan-2020].
- [25] efimarket.com, "Poste de recarga Socket 2 tomas (Monofásico)- WallboxOK." [Online]. Available: <https://www.efimarket.com/poste-recarga-exterior-pole-wallboxok-2>. [Accessed: 31-Dec-2019].
- [26] ESIOS- Red Eléctrica de España, "Precio de la energía excedentaria del autoconsumo." [Online]. Available: [https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start\\_date=27-12-2019T00%3A00&end\\_date=27-12-2019T23%3A00&compare\\_start\\_date=26-12-2019T00%3A00&groupby=hour&compare\\_indicators=1013,1014,1015](https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=27-12-2019T00%3A00&end_date=27-12-2019T23%3A00&compare_start_date=26-12-2019T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015). [Accessed: 27-Dec-2019].
- [27] Amerisolar, "Data Sheet- AS-6P30," 2017.
- [28] IDAE, "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.," 2011.



## 12 Anexo I: Fichas técnicas.

### 12.1 Panel solar.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC								
Nominal Power ( $P_{max}$ )	250W	255W	260W	265W	270W	275W	280W	285W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V	38.6V	38.7V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.09A	9.20A	9.31A	9.42A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V	31.5V	31.7V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A	8.89A	9.00A
Module Efficiency (%)	15.37	15.67	15.98	16.29	16.60	16.90	17.21	17.52
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1 (in accordance with UL1703) Class C (IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

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

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT								
Nominal Power ( $P_{max}$ )	184W	188W	191W	195W	199W	202W	206W	210W
Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V	35.6V	35.7V
Short Circuit Current ( $I_{sc}$ )	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.36A	7.45A	7.54A	7.63A
Voltage at Nominal Power ( $V_{mp}$ )	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V	28.7V	28.9V
Current at Nominal Power ( $I_{mp}$ )	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A	7.18A	7.27A

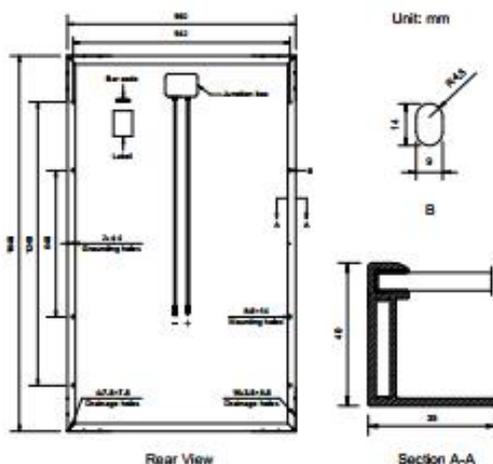
NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	60 (6x10)
Module dimensions	1640x992x40mm (64.57x39.06x1.57inches)
Weight	18.5kg (40.8lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm <sup>2</sup> (0.006inches <sup>2</sup> ), 900mm (35.43inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of $P_{max}$	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of $V_{oc}$	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of $I_{sc}$	0.05%/°C

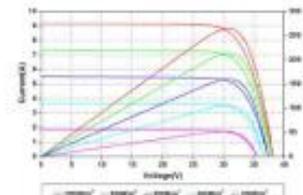
PACKAGING	
Standard packaging	26pcs/pallet
Module quantity per 20' container	312pcs
Module quantity per 40' container	728pcs (GP) 784pcs (HQ)

#### ENGINEERING DRAWINGS

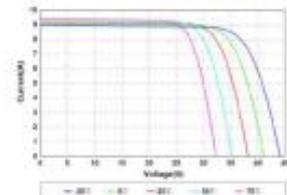


Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

#### IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

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

Ilustración 12.1. Data Sheet- Panel Solar.

## 12.2 Inversor.

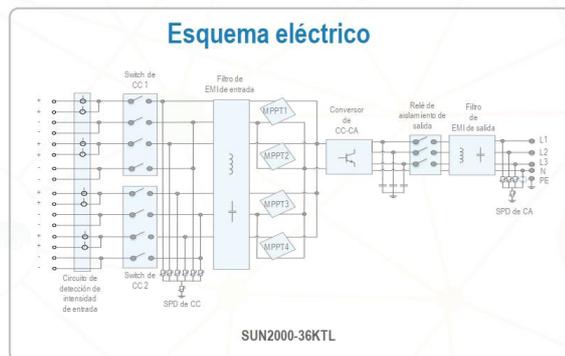
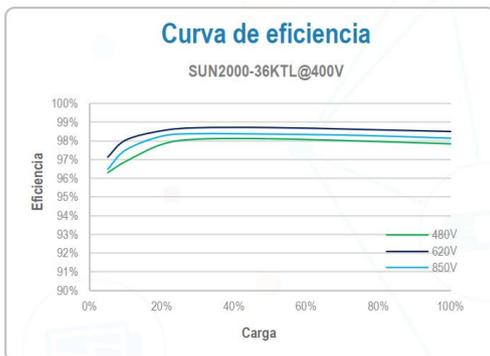


# Inversor de String Inteligente (SUN2000-36KTL)

Especificaciones técnicas	SUN2000-36KTL
	<b>Eficiencia</b>
Eficiencia máxima	98.8% @480 Vac; 98.6% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.6% @480 Vac; 98.4% @380 Vac / 400 Vac
	<b>Entrada</b>
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
tensión de entrada inicial	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1000 V
tensión nominal de entrada	620 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
	<b>Salida</b>
Potencia nominal activa de CA	36,000 W
Máx. potencia aparente de CA	40,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings

tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings
Frecuencia nominal de red de CA	277V / 480 V, 3W+PE
intensidad de salida nominal	50 Hz / 60 Hz
Máx. intensidad de salida	54.6 A @380 Vac, 52.2 A @ 400 Vac, 43.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	60.8 A @380 Vac, 57.8 A @400 Vac, 48.2 A @480 Vac
Máx. distorsión armónica total	0.8 LG ... 0.8 LD
	<b>Protección</b>
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobreintensidad de CC	Tipo II
Protector contra sobreintensidad de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
	<b>Comunicación</b>
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	Sí
	<b>General</b>
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)

Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	62 kg (136.7 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
	<b>Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)</b>
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC62116
Código de red	IEC 61727, BDEW 2008, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16 CEI 0-21, RD661/2007, RD 1699/2011, RD 413/2014, PO 12.3, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, PEA, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1





## 12.3 Punto de recarga Vehículo Eléctrico.

Se ha escogido la opción de 2 tomas más una toma Schuko opcional, con conector monofásico.

Especificaciones técnicas					
Configuración toma de salida <i>Output socket settings</i>	1 toma	2 tomas	3 tomas	1 toma + toma Schuko (op)	2 tomas + toma Schuko (op)
Tensión de entrada <i>Input voltage</i>	230 / 400 VAC				
Frecuencia de entrada <i>Frequency of input</i>	50/60 Hz	50/60Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Tolerancia <i>Tolerance</i>	10%	10%	10%	10%	10%
Potencia de salida por toma <i>Output power per tap</i>	3,2 - 22 kW				
Corriente de salida <i>Output Current</i>	6-32A	6-32A	6-32A	6-32A	6-32A
Velocidad variable por toma independiente <i>Variable speed per independent take</i>	✓	✓	✓	✓	✓
Control de potencia <i>Power control</i>	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851
Estado de la recarga <i>Recharge status</i>	Retroiluminación LED				
Software de gestión del punto de recarga <i>Recharge point management software</i>	OCPP (Opcional)				
Bloqueo del conector (opcional) <i>Three-phase connector lockout</i>	✓	✓	✓	✓	✓
Tipo de conector trifásico <i>Type of three-phase connector</i>	IEC 62196-2	2 x IEC 62196-2	3 x IEC 62196-2	IEC 62196-2	2 x IEC 62196-2
Símbolo conector trifásico <i>Three-phase connector symbol</i>					
Tipo de conector monofásico <i>Type of single-phase connector</i>	-	-	-	Schuko	Schuko
Símbolo conector monofásico <i>Single-phase connector symbol</i>	-	-	-		
Tª Ambiente de trabajo <i>Operating temp. (°C)</i>	-10°C a 50°C				

Características de la envolvente	
Tipo de material <i>Type of material</i>	Acero inoxidable
Grado protección mecánica <i>Type of mechanical protection</i>	IP54
Grado de protección <i>Type of protection</i>	IK10
Antivandálico <i>Anti-vandal</i>	✓
Anclaje <i>Fastening</i>	7 puntos al suelo
Embarcamento <i>Mechanism</i>	Interno, con puerta de acceso para el instalador
Peso <i>Weight</i>	28 kg
Dimensiones parte frontal <i>Dimensions front</i>	850x450x320 mm
Dimensiones parte posterior <i>Rear Dimensions</i>	1050x450x320 mm
Dimensiones de la puerta <i>Dimensions of the door</i>	900x320x20 mm
Pantalla frontal <i>Front display</i>	Personalizable
Cerradura en la puerta <i>Lock on the door</i>	✓

Ilustración 12.2. Data Sheet\_Punto de recarga VE.

## 13 Anexo II: Plano

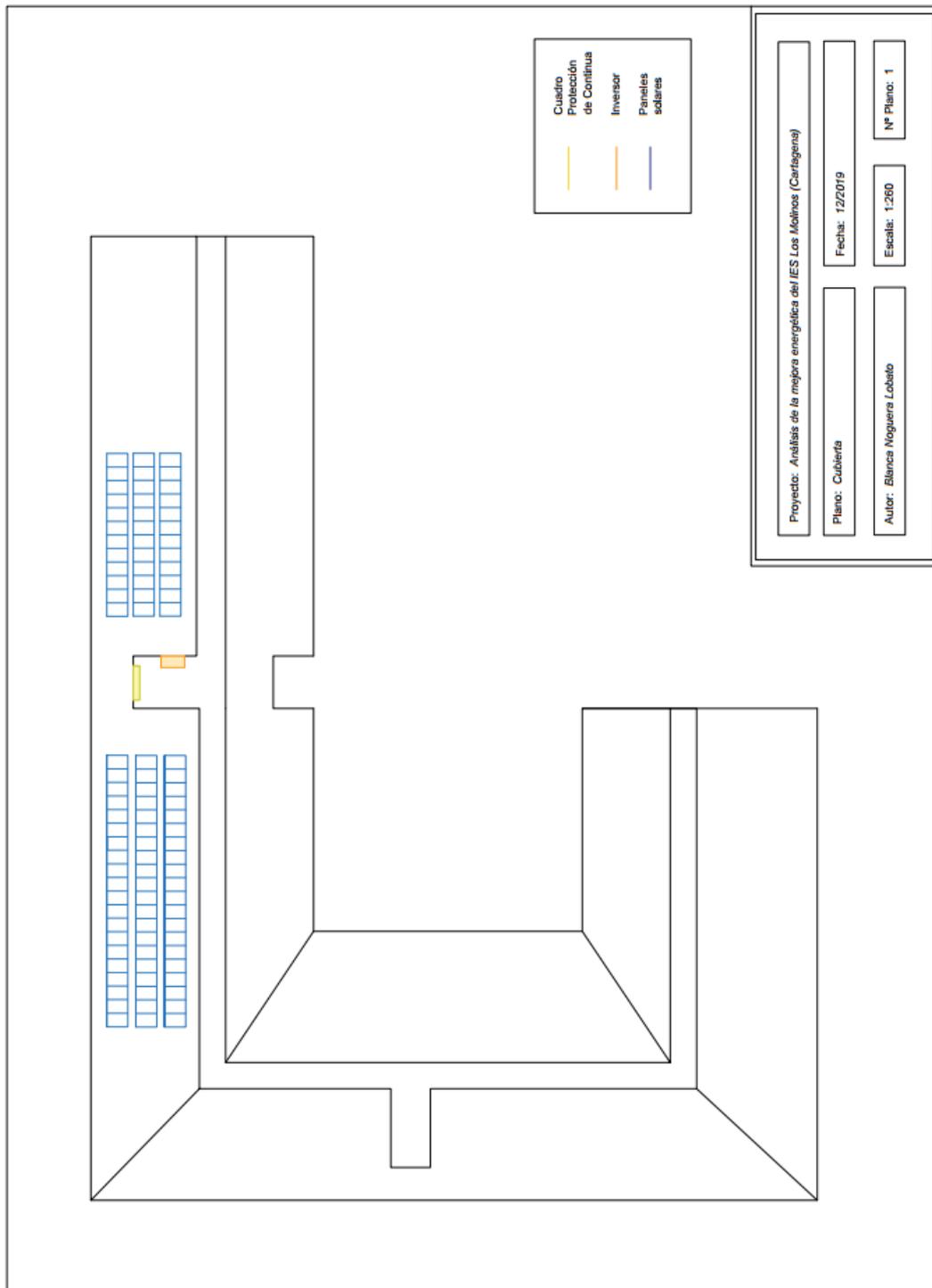


Ilustración 12.1. Plano distribución en cubierta.



## 14 Anexo III: Esquemas Unifilares

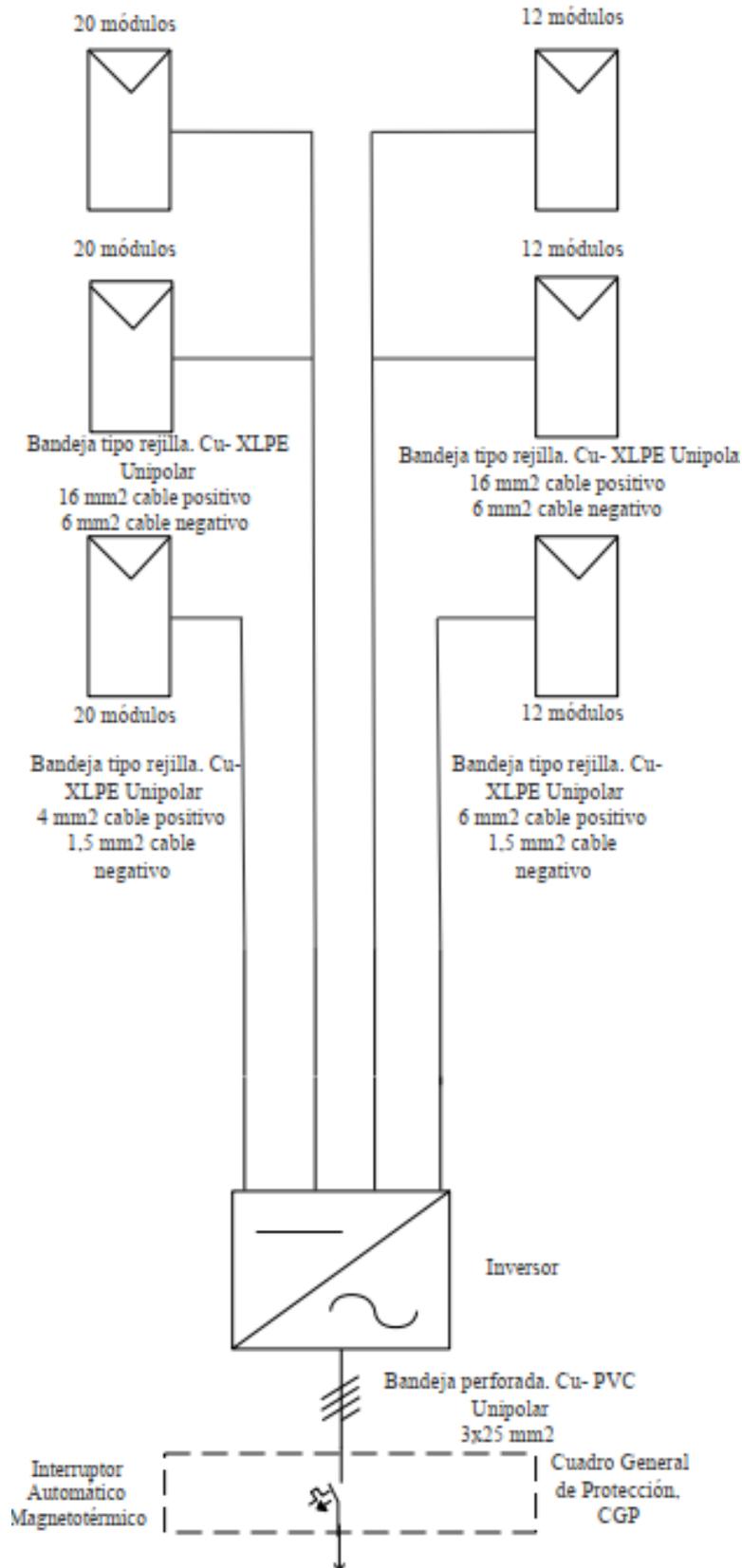


Ilustración 14.1. Esquema unifilar.

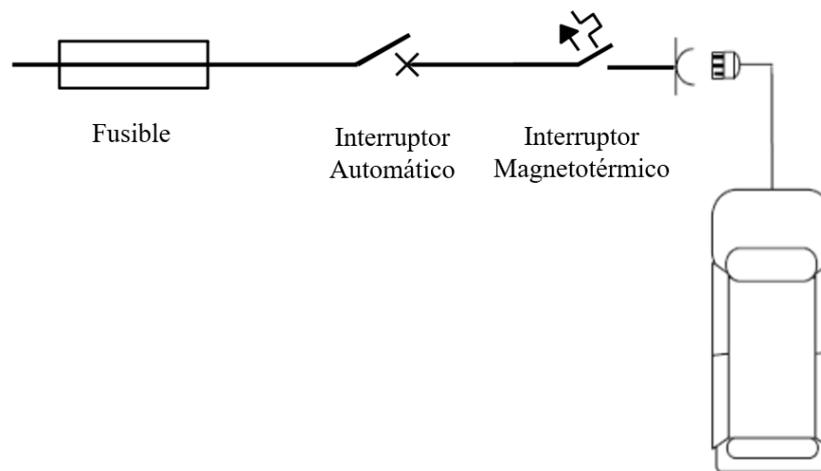


Ilustración 14.2. Esquema unifilar punto de recarga VE.



## 15 Anexo IV: PVSystem.

Orientación.

Tipo de campo

**Parámetros del campo**

Inclinación plano  [°]

Acimut  [°]

Incl. 30°

Acimut -5°

Oeste Este

Sur

Optimización con respecto a

Irradiación anual

Verano (Abr-Sept)

Invierno (Oct-Mar)

**Productividad meteorológica anual**

Factor de transposición FT **1.18**

Pérdida con respecto al óptimo **-0.5%**

Global en el plano receptores **2154 kWh/m<sup>2</sup>**

Mostrar Optimización

Ilustración 15.1. Configuración de la orientación.

Pérdidas

Auxiliares	Envejecimiento	Indisponibilidad	Corrección espectral
Parámetros térmicos	Pérdida óhmica	Calidad módulos - LID - Desajuste	Pérdidas por suciedad   Pérdidas IAM

¡Usted puede definir el factor de pérdidas térmicas del generador o el coeficiente estándar TNCO: el programa le dará la equivalencia!

**Factor de pérdidas térmicas del campo**

Factor de pérdidas térmicas  $U = U_c + U_v \bullet V_{\text{Viento}}$

Factor de pérdida constante  $U_c$   W/m<sup>2</sup>k

Factor de pérdida del viento  $U_v$   W/m<sup>2</sup> / m/s

**Valores por defecto según el montaje**

Captores "libres" con circulación de aire alrededor

Semi-integrado con conducto de aire

Integrado con aislamiento trasero

**Factor TNCO equivalente**

TNCO (Temperatura Nominal de Célula operativa) está especificada a menudo por los fabricantes para el módulo mismo. Es una definición alternativa para el factor U, que no tiene mucho sentido cuando es aplicada al conjunto en funcionamiento.

**No utilice el enfoque TNCO. Trae mucha confusión aplicada en los conjuntos !**

Ver el TNCO de todos modos

Ilustración 15.2. Configuración de las pérdidas. Parámetros térmicos.

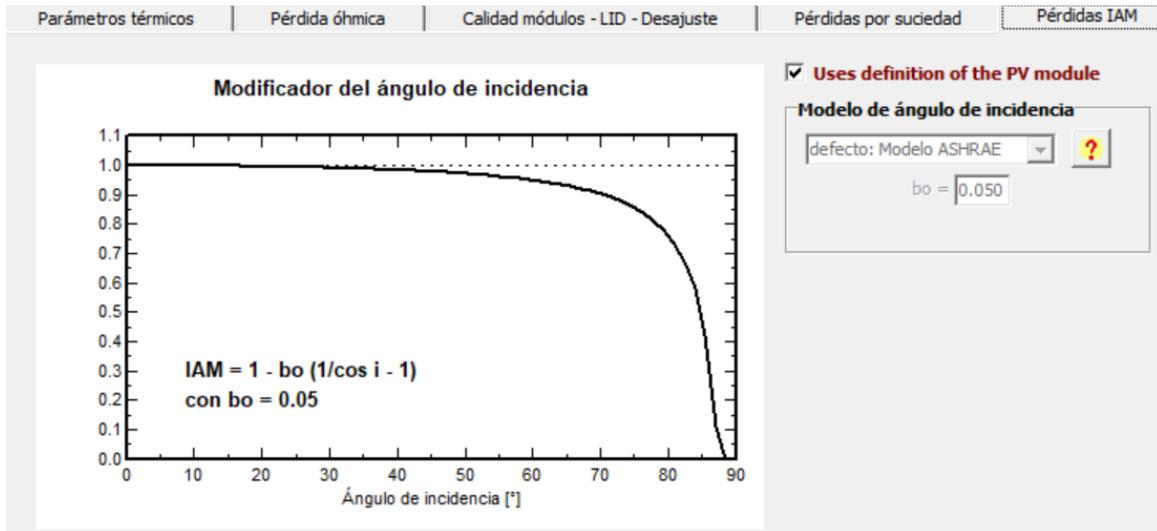


Ilustración 15.3. Pérdidas IAM.

## Sistema

**Configuración global sistema**

1 Núm. de tipos de sub-conjuntos

Esquema Simplificado

**Resumen sistema global**

Núm. de módulos	96	Potencia nominal FV	26.9 kWp
Superficie módulos	156 m <sup>2</sup>	Potencia máxima FV	25.2 kWdc
Núm. de inversores	1	Potencia nominal CA	36.0 kWac

Sub-conjunto #1

**Nombre y orientación del sub-conjunto**

Nombre Sub-conjunto #1

Oriente **Plano Inclinado Fijo** Indinación 30° Acimut -5°

**Ayuda al dimensionamiento**

Sin pre-dim. Entrar Pnom deseada 0.0 kWp

... o superficie disponible(módulos) 0 m<sup>2</sup>

**Selección del módulo FV**

Disponible actualmente: All PV modules

Amerisolar 280 Wp 27V Si-poly AS-6P30 Manufacturer

Dimensionamiento de voltajes: 27.1 V Voc (-5°C) 42.5 V

Use Optimizer

**Selección del inversor**

Disponible actualmente: Output voltage 400 V Tri 50Hz

Huawei Technologies 36 kW 200 - 1000 V TL 50/60Hz SUN2000 36KTL 400Vac Since 2016

Núm. de entradas MPPT 4 Voltaje de funcionam.: 200-1000 V Inverter power used 36.0 kWac

Utilice característica mu Voltaje máx. de entrada: 1100 V inverter con 4 MPPT

**Dimensionamiento del conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie 16 entre 8 y 23

Núm. de cadena 6

Perdida sobrecarga 0.0 %

Relación Pnom 0.75

Núm. módulos 96 Superficie 156 m<sup>2</sup>

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	433 V
Vmpp (25°C)	509 V
Voc (-5°C)	680 V

Irradiancia plano 1000 W/m<sup>2</sup>

Impp (STC)	53.1 A
Isc (STC)	55.9 A
Isc (en STC)	55.9 A

la potencia del inversor está un poco sobredimensionado.

Máx. en bases  STC

Pmáx en funcionamiento 24.1 kW en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C

**Potencia nom. Conjunto (STC) 26.9 kWp**

Ilustración 15.4. Configuración del sistema.

Como hemos comentado en el apartado 5.2.1, el inversor elegido está sobredimensionado para abrir la posibilidad al centro de poder incorporar más paneles solares sin necesidad de cambiar el inversor.