



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

Instalación de autoconsumo fotovoltaico de 100 kW, puntos de recarga de vehículo eléctrico y gestión de la demanda

Installation of 100 kW photovoltaic self-consumption, electric vehicle charging stations and demand management

Autora

Claudia López Lacasta

Director

Daniel González Yeguas

Ponente

Ángel Antonio Bayod Rújula

Titulación del autor

Programa Conjunto Másteres Universitarios en Ingeniería Industrial + Energías Renovables y Eficiencia Energética

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
2022-2023

# Instalación de autoconsumo fotovoltaico de 100 kW, puntos de recarga de vehículo eléctrico y gestión de la demanda

## RESUMEN

El presente trabajo Fin de Máster se ha realizado en colaboración con miembros de la empresa Gedesel S.L, compañía aragonesa especializada en instalaciones eléctricas.

Algunos de los aspectos de esta memoria se aplican a un proyecto real desarrollado por la empresa, mientras que otros se proponen como estudio y posibles líneas futuras.

Mediante el desarrollo de este documento se busca, por una parte, definir y dimensionar claramente todos los elementos referentes a una instalación fotovoltaica y de puntos de recarga de vehículo eléctrico, y por otra, analizar varios aspectos económicos y de gestión de la demanda del proyecto.

Para ello, en primer lugar, se estudiarán los consumos proporcionados por la empresa cliente para estimar el porcentaje de autoconsumo que se podría conseguir con la instalación. Además, analizando estos datos, el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica podrá realizarse más ajustada a la demanda, es decir, se intentará obtener la potencia instalada óptima para el consumo de la empresa teniendo en cuenta el espacio disponible y la orientación e inclinación del tejado, entre otras cosas. Por otra parte, se obtendrán y estudiarán las curvas de demanda-producción de días concretos para otorgar al cliente hábitos de consumos, tal y como, variar algunas actividades según la producción fotovoltaica o aprovechar la energía excedentaria para la carga de vehículo eléctrico.

Una vez realizado este análisis, se dimensionará por una parte la instalación fotovoltaica de autoconsumo y por otra, la instalación de los puntos de recarga de vehículo eléctrico. En esta fase del proyecto se detallarán los modelos seleccionados de los elementos a instalar, se incluirán los cálculos justificativos de todo lo referente a la instalación eléctrica, normativa que se ha tenido en cuenta etc.

Tras esa fase de mediciones, se presupuestará el proyecto completo para más tarde calcular la amortización de la instalación fotovoltaica, de esta forma el cliente podrá comprobar en cuántos años recuperaría la inversión inicial, así como el ahorro que supone esta en la factura de la luz y en emisiones de CO<sub>2</sub>.

## Índice

1.	Introducción .....	1
2.	Autoconsumo fotovoltaico y vehículo eléctrico (V.E) .....	5
3.	Análisis de los consumos de la empresa y gestión de la demanda.....	8
3.1	Análisis consumos mensuales.....	12
3.2	Análisis consumos horarios y gestión de la demanda .....	19
4.	Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....	29
4.1	Justificación del número de módulos instalados y producción obtenida .....	34
4.2	Descripción de los elementos de la instalación.....	38
4.2.1	Módulo fotovoltaico .....	38
4.2.2	Estructura fotovoltaica .....	40
4.2.3	Inversor fotovoltaico .....	43
4.2.4	Sistema de monitorización SEC1000 (EzLogger Pro + SMART ENERGY METER GOODWE + SEMS) .....	44
4.2.5	Dimensionamiento de la instalación eléctrica .....	48
5.	Dimensionamiento de los puntos de recarga de vehículo eléctrico.....	62
5.1	Potencia instalada.....	65
5.2	Descripción de los elementos de la instalación.....	66
5.2.1	Modelo de postes de recarga a instalar .....	66
5.2.2	Sistema de gestión de potencia para equipos de recarga de V.E (DLM) .	67
5.2.3	LINE EDS-CLOUD .....	68
5.2.4	CVM-E3-MINI-ITF-485-IC .....	69
5.2.5	Dimensionamiento de la instalación eléctrica .....	69
6.	Presupuesto del proyecto .....	74
7.	Análisis económico .....	79
8.	Planos .....	83
9.	Conclusiones y líneas futuras .....	84
10.	ANEXOS.....	88

## 1. Introducción

El presente trabajo Fin de Máster se ha realizado en el departamento de Energías Renovables y Movilidad Eléctrica de la empresa Gedesel S.L, compañía aragonesa dedicada a instalaciones eléctricas. Como se ha comentado anteriormente, algunos de los aspectos que aparecen en el documento corresponden a un proyecto real, mientras que otros son propuestas que pueden ser aplicadas al mismo.

Así pues, esta memoria consiste en el desarrollo de un proyecto de instalación de autoconsumo fotovoltaico de 100 kW en la cubierta de una industria, situada en el polígono de Cuarte de Huerva, la cual va a ser instalada de forma real. Además, se va a detallar todo lo referente a una instalación de puntos de recarga de V.E que se propone situar en la puerta de la nave de la industria para los usuarios de la misma o para los vehículos de empresa. Esta parte del proyecto no ha sido encargada por el cliente, si no que se propone como estudio para líneas futuras.

Por otra parte, se realizarán dos análisis de consumos (mensual y horario), para más tarde comparar ambos estudios y obtener conclusiones de cuál de ellos otorga información más realista y fiable.

Además, se ha decidido incluir en este Trabajo Fin de Máster un estudio de la gestión de la demanda de la empresa. Para ello se analizarán las curvas de carga, que han sido proporcionadas por la industria, y las curvas de la producción fotovoltaica (obtenidas con la herramienta PVGIS) que se conseguiría en la ubicación dada con la potencia instalada. Con ello, se pretende conseguir un ajuste entre generación-consumo, y por tanto, una mejor explotación y aprovechamiento del recurso solar como fuente de energía eléctrica. Este análisis se llevará a cabo haciendo uso de una hoja de cálculo de Excel con la que se podrán obtener las diferentes gráficas de todos los días del año.

Además, con ese análisis del consumo de la industria se puede realizar un diseño de la instalación más aproximado a sus necesidades y con una serie de hipótesis que se explicarán más adelante, se estimará el número de paneles necesarios según esa demanda. Por tanto, con esa estimación inicial de número de paneles se diseñará la

instalación en el programa HelioScope y según el espacio disponible, la inclinación, la orientación del tejado y el modelo de módulo fotovoltaico, se obtendrá la producción fotovoltaica de la instalación propuesta.

Cabe destacar, que, por simplificar los trámites administrativos y legales, la instalación se limita a 100 kW, aun cabiendo más potencia instalada en la cubierta.

La siguiente fase del proyecto sería el dimensionamiento de todos los elementos necesarios para la implementación de una instalación de autoconsumo y de recarga de vehículo eléctrico (V.E). Es decir, esto incluiría: modelo de panel fotovoltaico, secciones del cableado, armarios de protecciones, inversores, sistemas de monitorización, postes para la recarga de los vehículos etc.

Para ello, ha sido necesaria una formación y búsqueda previa de información sobre cómo dimensionar una instalación fotovoltaica (cálculo de número de strings según el modelo de panel e inversor, medida de la longitud de cableado de corriente continua y corriente alterna, protecciones necesarias en la instalación eléctrica, estructura de soporte según el tipo de cubierta, inspecciones a pasar antes de la puesta en marcha de la instalación etc.).

De la misma manera, fue preciso un estudio previo sobre el funcionamiento de los puntos de recarga de V.E, las especificaciones técnicas según la normativa, modelos de postes, etc.

Una vez dimensionado el proyecto y detallados todos los elementos a incluir en él, se realizará un presupuesto para cuantificar la implantación de estas tecnologías. Para ello, se contactó con proveedores para conocer el precio de todos los elementos y se cuantificó e incluyó la mano de obra necesaria para la instalación.

Gracias al cálculo de la inversión inicial, se podrá conocer la amortización de la instalación, dato muy relevante para el cliente. De esta manera, podrá saber en cuántos años recuperará la inversión que le supone la instalación, teniendo en cuenta el ahorro eléctrico que se consigue.

Ya comentado el objetivo y alcance del trabajo, se procede a describir el contenido del resto de secciones de esta memoria:

- Capítulo 1. Introducción: breve descripción del proyecto, objetivo y alcance.
- Capítulo 2. Autoconsumo fotovoltaico y vehículo eléctrico (V.E): breve resumen de la situación actual de las energías renovables en España y los objetivos a conseguir a largo plazo.
- Capítulo 3. Análisis de los consumos de la empresa y gestión de la demanda: estudio de las facturas mensuales y consumos horarios anuales de la empresa para obtener las curvas de carga y poder compararlas con la producción fotovoltaica en la ubicación dada. Además, se analizarán días concretos de actividad de la industria para aplicar técnicas de gestión de demanda (DSM) e intentar optimizar la instalación solar. Por último, se realizará una comparativa de los resultados obtenidos en ambos análisis.
- Capítulo 4. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica: se detallarán todos los elementos necesarios para una instalación de esta envergadura, así como los modelos seleccionados y los cálculos justificativos según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
- Capítulo 5. Dimensionamiento de los puntos de recarga de vehículo eléctrico: se detallarán todos los elementos necesarios para una instalación de recarga de vehículo eléctrico, así como los modelos seleccionados y los cálculos justificativos según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
- Capítulo 6. Presupuesto del proyecto completo: se cuantificará la implementación de ambas tecnologías en la industria, incluyendo la mano de obra.
- Capítulo 7. Análisis económico: se calculará el ahorro que supone la instalación fotovoltaica en la factura de la luz de la empresa, teniendo en cuenta su modalidad de autoconsumo y los precios de la energía correspondientes a cada periodo tarifario. Además, se obtendrá el periodo de amortización de la instalación solar. Por otra parte, se ha incluido el ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> que se consigue con la implementación de la instalación fotovoltaica.

- Capítulo 8. Planos: incluirá los planos de ubicación del proyecto y los referentes a la instalación eléctrica de la parte de continua y de alterna de la instalación.
- Capítulo 9. Conclusiones y líneas futuras: una vez realizado el estudio, se obtendrán conclusiones de las cuales se plantearán líneas futuras para el estudio.



## 2. Autoconsumo fotovoltaico y vehículo eléctrico (V.E)

Actualmente, debido a la crisis energética en la que se ve inmerso el país, es cada vez más usual la instalación de autoconsumo fotovoltaico, no solo en viviendas, sino también en industrias o comercios, para conseguir un ahorro en la factura de la luz. Además, los costes de adquisición del material fotovoltaico han disminuido notablemente durante los últimos años, por lo que cada vez es más accesible para mayor población (ver Imagen 1).

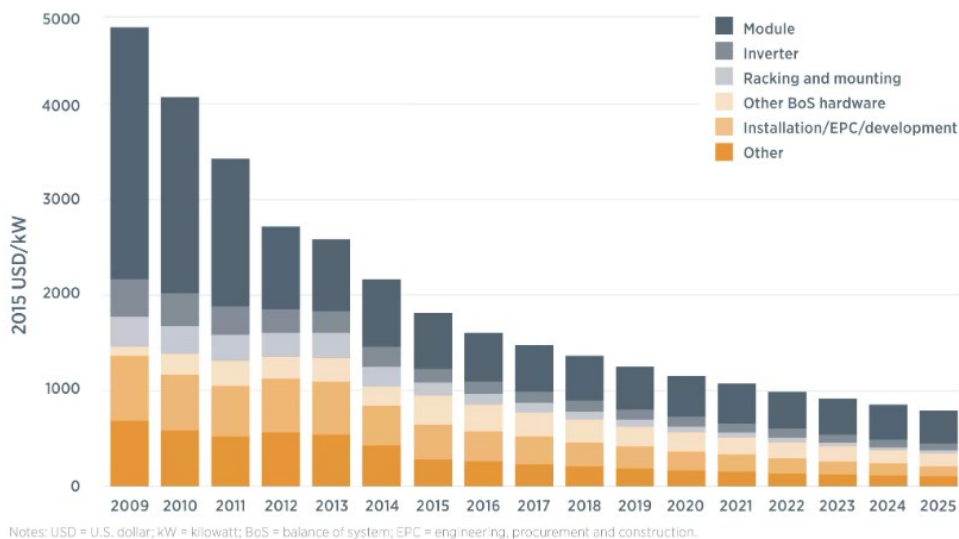


Imagen 1. Evolución del coste del material para una instalación fotovoltaica [1]

En cuanto al vehículo eléctrico, la subida de precios y la escasez de los combustibles fósiles como la gasolina hacen replantearse la movilidad eléctrica como una alternativa. Además, el 24,6 % de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se deben al transporte, hecho que podría reducirse drásticamente mediante el uso del Vehículo Eléctrico [2].

Por otra parte, el sistema eléctrico de potencia actual cuenta con algunos problemas como: la contaminación atmosférica que supone, los recursos fósiles finitos, la dependencia energética y su precio, los elevados costes de instalación y explotación, se trata de un sistema lento e inflexible etc [2].

Por ello, para hacer frente a estos problemas se considera que la generación distribuida, los mecanismos de gestión de la demanda, las redes inteligentes (integran a

los generadores y consumidores) y la movilidad eléctrica entre otras cosas, podrían ser una solución viable [2].

Por ello, la respuesta a esto por parte de la UE es la aplicación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y la Estrategia de Descarbonización a largo plazo 2050, que serán explicados a continuación.

La Agencia Internacional de la Energía ha hecho una previsión de crecimiento del consumo de energía eléctrica hasta el 2050 en varios escenarios [2]:

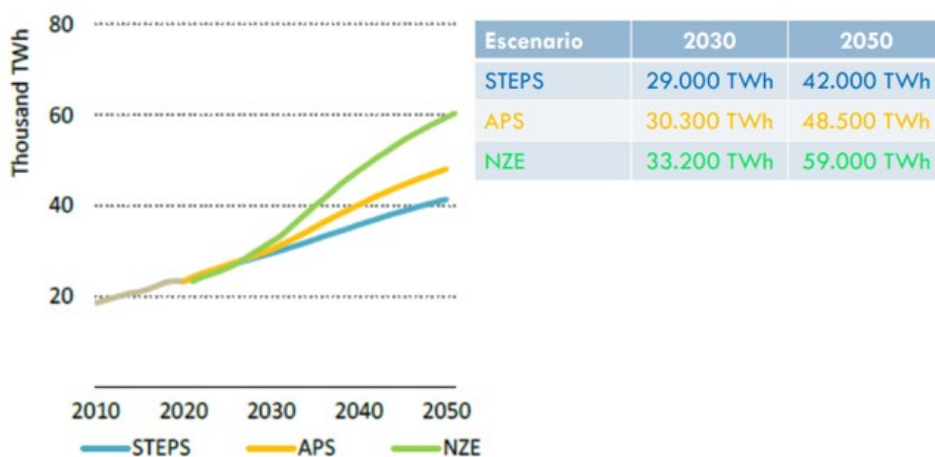


Imagen 2. Previsión del crecimiento del consumo eléctrico

En todos ellos (ver Imagen 2) se puede apreciar un aumento de la demanda de electricidad, por ello hay que tomar actuaciones para que esta situación no resulte un problema ni para los usuarios ni para los generadores.

Esta generación de electricidad trae consigo altos niveles de emisiones de gas efecto invernadero, por ello, el Nuevo Marco Estratégico de Energía y Clima define la senda para la transición hacia la neutralidad climática, que implica una profunda transformación del sistema energético hacia un modelo descentralizado y flexible, basado en energías renovables [2].

Por una parte, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) ha establecido una serie de objetivos para el 2030 como [3]:

- Reducción del 23% de las emisiones GEI respecto a las existentes en 1990
- 42% de presencia de energías renovables sobre consumo final de la energía
- 74% de energías renovables en la generación eléctrica
- Mejora del 39,5 % eficiencia energética en 2030
- Impulso del vehículo eléctrico (red de recarga accesible a todo el mundo, instalación de puntos de recarga bidireccionales, etc)

Estos resultados permitirán avanzar hacia el cumplimiento del objetivo a más largo plazo que ha guiado la elaboración del PNIEC, que es alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI de España en 2050, en coherencia con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros [3].

Por tanto, a largo plazo, se establece la Estrategia de Descarbonización a 2050, cuyos objetivos principales son [4]:

- Neutralidad climática
- Reducción del 90% de las emisiones GEI respecto a 1990
- Sector eléctrico 100% renovable
- 97% de energías renovables sobre consumo final de la energía

Así pues, como se puede apreciar en estos dos planes, el impulso de las energías renovables y movilidad eléctrica es muy notable y se espera un crecimiento de estas tecnologías durante muchos años más. Sin embargo, para conseguir ese sistema 100% renovable que se desea en 2050 es necesario seguir investigando en tecnologías de almacenamiento, en software de gestión de la demanda, integración de todos los elementos del sistema etc.

### 3. Análisis de los consumos de la empresa y gestión de la demanda

En este apartado se va a analizar, por una parte, el consumo mensual a partir de las facturas de la luz, y por otra parte, el consumo horario anual; ambos facilitados por la industria cliente.

Tras este análisis, se obtendrán las gráficas de producción-consumo a partir de los datos de producción fotovoltaica calculados con las herramientas PVGIS y HelioScope, y así comprobar qué parte de esa demanda puede cubrirse con fotovoltaica y cómo podría gestionarse ese consumo eléctrico para explotar al máximo la instalación solar.

Antes de comenzar con los análisis, resulta interesante contextualizar la situación actual de las facturas eléctricas en España y a enmarcar el caso de la empresa cliente.

Como se verá en la Sección 3.1, las facturas de la luz cuentan con los siguientes apartados [5]:

- Facturación por potencia contratada: resulta de multiplicar los kW contratados por el precio del término de potencia del peaje+cargos de acceso y el número de días del periodo de facturación.
- Facturación por energía consumida: comprende dos conceptos:
  - o La facturación por peaje+cargos de acceso: resulta de multiplicar los kWh consumidos en el periodo de facturación por el precio del término de energía del peaje+cargo de acceso, lo cual está regulado por el gobierno.
  - o La facturación por coste de la energía: resultado de multiplicar los kWh consumidos por el precio del término del coste horario de energía del PVPC.
- Impuesto de electricidad: impuesto especial al tipo del 5,11269632% sobre el producto de facturación de la electricidad suministrada, es decir, el resultado monetario del apartado anterior.

- Alquiler de equipos de medida y control: precio establecido que se paga por el alquiler de equipos de medida y control.

Actualmente, el coste de las tarifas de acceso, es decir, aquellas tarifas de uso de la red de transporte y distribución (peajes + cargos) reguladas por el gobierno, incluyen [5]:

- El precio del término de potencia
- El precio del término de energía
- Complemento por consumo de reactiva
- Penalizaciones por excesos de potencia

Al ser las facturas facilitadas por la empresa del año 2021, se procede a contextualizar la normativa en ese momento y los cambios que se produjeron para el 2022, año en el que se realiza el estudio.

El 1 de junio de 2021 se modificaron los peajes eléctricos y periodos tarifarios creando una nueva estructura de las tarifas de acceso, cambios en los horarios de aplicación, nuevos precios de los peajes, aumento de los coeficientes de pérdidas, reducción de los pagos de capacidad, cambios en la penalización de excesos por potencia y una nueva penalización por reactiva capacitiva, entre otras cosas [5].

Además, en enero de 2022 también se introdujeron cambios de peajes eléctricos y otros componentes regulados según [5]:

- Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad **(BOE núm. 21, de 24 de enero de 2020)**.
- Resolución de 16 de diciembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 **(BOE núm. 305, de 22 de diciembre de 2021)**.

- Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022 (**BOE núm. 313, de 30 de diciembre de 2021**)

Así pues, según estas referencias legislativas, se obtienen los precios de las tarifas de acceso más cargos del sistema eléctrico, tal y como muestra la Tabla 1, que serán los que se aplican en las facturas eléctricas:

Tarifa de acceso	Término de potencia (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	27,958789	1,258556				
3.0 TD	16,670219	12,243338	5,934083	5,04831	3,368404	2,152216
6.1 TD	24,732072	21,529345	12,319941	9,897259	2,83392	1,571094
6.2 TD	17,357804	15,477352	8,018016	7,417831	1,787506	1,045932
6.3 TD	13,035548	11,529584	6,639168	4,336971	1,734158	1,140563
6.4 TD	11,788959	8,631973	4,33345	3,331505	1,064335	0,773885

Tarifa de acceso	Término de energía (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,100756	0,03374	0,004351			
3.0 TD	0,05843	0,044686	0,024226	0,013497	0,005536	0,003575
6.1 TD	0,039483	0,030631	0,016972	0,009852	0,003151	0,002085
6.2 TD	0,019546	0,015216	0,008379	0,00503	0,001505	0,001004
6.3 TD	0,016281	0,012817	0,00732	0,003581	0,001326	0,000916
6.4 TD	0,010278	0,008137	0,004356	0,003079	0,00057	0,000415

Tabla 1. Precio del término de potencia y energía de peajes+cargos[5]

Por otra parte, cabe destacar el cambio que se produjo en la estructura de los periodos tarifarios:

PERIODOS DE PEAJES ACTUALES			PERIODOS DE PEAJES PROPUESTOS		
Tarifa acceso	Periodos potencia	Periodos energía	Tarifa acceso	Periodos potencia	Periodos energía
3.0A	3	3	3.0TD	6	6
3.1A	3	3	6.1TD	6	6
6.1A	6	6	6.2TD	6	6
6.2	6	6	6.3TD	6	6
6.3	6	6	6.4TD	6	6
6.4	6	6			

Tabla 2. Nueva estructura de las tarifas de acceso [5]

Se puede comprobar en la Tabla 2, que todas las instalaciones pasan a 6 periodos, excepto aquellas con potencias inferiores a 15 kW, que cuentan con 3 periodos. Por

tanto, la estructura definitiva de los peajes de transporte y distribución es la siguiente [6]:

Periodos de peajes				
Características	Tarifa de acceso	Periodos potencia	Periodos energía	Periodos horarios
U ≤ 1 kV P ≤ 15 kW	Tarifa 2.0 TD	2	3	Exenta de la discriminación horaria de seis periodos
<b>U ≤ 1 kV P &gt; 15 kW</b>	<b>Tarifa 3.0 TD</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>Aplica discriminación horaria de seis periodos</b>
1 kV < U < 30 kV	Tarifa 6.1 TD	6	6	Aplica discriminación horaria de seis periodos
30 kV ≤ U < 72 kV	Tarifa 6.2 TD	6	6	Aplica discriminación horaria de seis periodos
72,5 kV ≤ U < 145 kV	Tarifa 6.3 TD	6	6	Aplica discriminación horaria de seis periodos
U ≥ 145 kV	Tarifa 6.4 TD	6	6	Aplica discriminación horaria de seis periodos

Tabla 3. Tarifas de acceso según potencia contratada y tensión

Tal y como refleja la Tabla 3, la empresa a estudiar se enmarca en el tipo de tarifa 3.0 TD, ya que la potencia contratada es de 160 kW y la tensión es inferior a 1 kV. Al compararlo con las facturas proporcionadas del año 2021, se observa que aparece como tipo 3.0 A, que tal y como se ha comentado anteriormente, por cambios en la legislación, corresponde a la tarifa 3.0 TD.

Por todo lo comentado hasta ahora, resulta importante destacar que, al ser las facturas facilitadas por la empresa del año 2021, se observan varios cambios a partir del mes de junio tal y como:

- Nueva distribución en los periodos: el estudio se realizará con la distribución de periodos aplicable en el 2022 (ver Tabla 4).
- Cambio en los precios de los periodos: en el estudio se hará uso únicamente de los precios por “el coste de la energía” escogiendo el máximo de ellos para obtener un resultado más realista.
- Se incluye el término de “importe por cargos del sistema eléctrico”.

Por tanto, conocidos todos los términos de la factura eléctrica, sólo queda definir los periodos tarifarios que se van a aplicar durante el estudio, según el mes del año, día de la semana y hora, tal y como refleja la Tabla 4 [7]:

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 4. Distribución de los periodos tarifarios según mes y hora [7]

A continuación, se procede a realizar los análisis de los consumos mensuales y horarios de la empresa para poder obtener las gráficas representativas de la producción fotovoltaica frente a la demanda eléctrica.

Además, para contrarrestar los resultados obtenidos, se realizará más adelante una comparativa de ambos estudios y se comentará cuál de los dos es el más fiable.

### 3.1 Análisis consumos mensuales

La primera parte de este capítulo consiste en estudiar las facturas correspondientes al año 2021, las cuales reflejan (ver Imagen 3):

- La facturación por potencia contratada,
- La facturación por energía consumida, que se desdobra en:
  - o Importe por peaje de acceso
  - o Importe por cargos de acceso (a partir de junio)
  - o Importe por coste de la energía
- La facturación por energía reactiva



<b>DETALLE FACTURA</b>	
<b>Facturación por potencia contratada:</b>	
Importe por peaje de acceso:	
Periodo P1 (01/03/2021 - 31/03/2021): 136,0000 kW * 0,1115860 €/kW día * 31 días	470,4467 €
Periodo P2 (01/03/2021 - 31/03/2021): 136,0000 kW * 0,0669515 €/kW día * 31 días	282,2676 €
Periodo P3 (01/03/2021 - 31/03/2021): 136,0000 kW * 0,0446345 €/kW día * 31 días	188,1791 €
<b>Facturación por energía consumida:</b>	
Importe por peaje de acceso:	
Periodo P1 (01/03/2021 - 31/03/2021): 3.981,0000 kWh * 0,018762 €/kWh	74,6915 €
Periodo P2 (01/03/2021 - 31/03/2021): 16.709,0000 kWh * 0,012575 €/kWh	210,1157 €
Periodo P3 (01/03/2021 - 31/03/2021): 5.373,0000 kWh * 0,004670 €/kWh	25,0919 €
Importe por coste de la energía:	
Periodo P1 (01/03/2021 - 31/03/2021): 3.981,0000 kWh * 0,076138 €/kWh	303,1054 €
Periodo P2 (01/03/2021 - 31/03/2021): 16.709,0000 kWh * 0,068886 €/kWh	1.151,0162 €
Periodo P3 (01/03/2021 - 31/03/2021): 5.373,0000 kWh * 0,057704 €/kWh	310,0436 €
<b>Energía Reactiva:</b>	
Periodo P1 (01/03/2021 - 31/03/2021): 356,0000 kVAh * 0,041554 €/kVAh	14,7932 €
Periodo P2 (01/03/2021 - 31/03/2021): 2.551,0000 kVAh * 0,041554 €/kVAh	106,0043 €
<b>Subtotal</b>	<b>3.135,7551 €</b>
<b>Impuesto de electricidad:</b> Impuesto especial al tipo de 4,864% sobre el producto de la facturación de la electricidad suministrada multiplicada por el coeficiente 1,051130	
Impuesto electricidad (3135,7551 * 1,05113 * 4,864%)	160,3216 €
<b>Alquiler de equipos de medida y control:</b> Precio establecido que se paga por el alquiler de equipos de medida y control.	
Alquiler de equipos de medida y control (31 días * 0,984329 €/día)	30,5142 €

*Imagen 3. Ejemplo de factura correspondiente al mes de marzo*

Este primer análisis de los consumos mensuales de la industria se lleva a cabo debido a que es frecuente que los clientes no dispongan rápidamente de los datos horarios de consumo (o incluso ni los consigan), así que esta primera fase del proyecto puede servir como una estimación inicial de la potencia a instalar, como se detalla más adelante.

Los datos más relevantes para este primer estudio son: el consumo de cada periodo del mes (kWh) y el precio del kilovatio hora referente a ese periodo, los cuales aparecen remarcados en azul en la Imagen 3.

Recopilando los datos de consumo de todos los meses, se obtiene la siguiente tabla:

Mes	CONSUMOS (kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
ENERO	3.040	14.759				5.357
FEBRERO	2.477	15.198				4.455
MARZO		3.981	16.709			5.373
ABRIL				5.681	10.064	5.166
MAYO				7.180	12.755	4.185
JUNIO			13.714	8.029		4.863
JULIO	15.530	9.232				7.704
AGOSTO			11.764	6.553		5.722
SEPTIEMBRE			16.830	9.584		7.768
OCTUBRE				13.248	7.959	7.078
NOVIEMBRE		17.092	11.619			10.456
DICIEMBRE	12.891	8.518				8.833

Tabla 5. Consumos mensuales por periodos

Resulta interesante para el análisis y para esa primera estimación de la potencia de módulos a instalar (como se verá más adelante) cuantificar el consumo diurno para cada periodo. Para ello, es necesario conocer la duración del día (es decir, de las horas que haya sol) en los diferentes meses y la distribución de los periodos según la hora y el mes del año.

La duración del día en la región de Zaragoza dependiendo del mes queda reflejada en la siguiente tabla [8]:

Mes	Amanecer	Puesta de sol	Duración del día
Enero	8:34 AM	6:14 PM	9h 40 min
Febrero	8:06 AM	6:51 PM	10h 45 min
Marzo	7:24 AM	7:22 PM	11 h 58 min
Abril	7:34 AM	8:54 PM	13h 20 min
Mayo	6:56 AM	9:25 PM	14h 29 min
Junio	6:42 AM	9:48 PM	15h 06 min
Julio	6:55 AM	9:45 PM	14h 50 min
Agosto	7:24 AM	9:14 PM	13h 50 min
Septiembre	7:54 AM	8:25 PM	12h 31 min
Octubre	8:24 AM	7:36 PM	11h 12 min
Noviembre	7:59 AM	5:59 PM	10 h
Diciembre	8:29 AM	5:50 PM	9h 21 min

Tabla 6. Duración del día para cada mes en Zaragoza

Por otra parte, definidos los periodos tarifarios por horas al inicio de este capítulo y la duración del día en la ciudad de Zaragoza, se puede calcular el consumo diurno para

estimar la potencia de fotovoltaica a instalar en la cubierta de la industria, como se detallará en el apartado 4.1.

El método de cálculo consiste en multiplicar el consumo mensual de cada periodo por la relación entre las horas del día en las que haya sol durante ese periodo y el número total de horas del periodo. Para una mejor comprensión, se procede a realizar un ejemplo:

$$\begin{aligned} \text{Consumo diurno}_{\text{ENERO P1}} &= 3.040 \text{ kWh} \cdot \frac{5 \text{ horas donde P1 es de día}}{9 \text{ horas totales de P1}} \\ &= 1.688,89 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Mientras que el consumo nocturno sería:

$$\begin{aligned} \text{Consumo nocturno}_{\text{ENERO P1}} &= 3.040 \text{ kWh} \cdot \frac{4 \text{ horas donde P1 es de noche}}{9 \text{ horas totales de P1}} \\ &= 1.351,11 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Así pues, se realizará ese cálculo para todos los consumos relativos a todos los periodos durante un año, obteniendo la siguiente tabla resumen:

MES	CONSUMOS (kWh)						
		P1	P2	P3	P4	P5	P6
ENERO	TOTAL	3.040,00	14.759,00				5.357,00
	DIURNO	1.688,89	9.487,93				0,00
	NOCHE	1.351,11	5.271,07				5.357,00
FEBRERO	TOTAL	2.477,00	15.198,00				4.455,00
	DIURNO	1.651,33	10.855,71				0,00
	NOCHE	825,67	4.342,29				4.455,00
MARZO	TOTAL		3.981,00	16.709,00			5.373,00
	DIURNO		3.317,50	11.935,00			335,81
	NOCHE		663,50	4.774,00			5.037,19
ABRIL	TOTAL				5.681,00	10.064,00	5.166,00
	DIURNO				4.418,56	7.188,57	322,88
	NOCHE				1.262,44	2.875,43	4.843,13
MAYO	TOTAL				7.180,00	12.755,00	4.185,00
	DIURNO				6.781,11	9.110,71	523,13
	NOCHE				398,89	3.644,29	3.661,88
JUNIO	TOTAL			13.714,00	8.029,00		4.863,00
	DIURNO			13.714,00	5.735,00		607,88
	NOCHE			0,00	2.294,00		4.255,13
JULIO	TOTAL	15.530,00	9.232,00				7.704,00
	DIURNO	15.530,00	6.594,29				963,00
	NOCHE	0,00	2.637,71				6.741,00

<b>AGOSTO</b>	TOTAL			11.764,00	6.553,00		5.722,00
	DIURNO			10.456,89	4.680,71		357,63
	NOCHE			1.307,11	1.872,29		5.364,38
<b>SEPTIEMBRE</b>	TOTAL			16.830,00	9.584,00		7.768,00
	DIURNO			14.025,00	6.845,71		0,00
	NOCHE			2.805,00	2.738,29		7.768,00
<b>OCTUBRE</b>	TOTAL				13.248,00	7.959,00	7.078,00
	DIURNO				9.568,00	5.685,00	0,00
	NOCHE				3.680,00	2.274,00	7.078,00
<b>NOVIEMBRE</b>	TOTAL		17.092,00	11.619,00			10.456,00
	DIURNO		9.495,56	8.299,29			0,00
	NOCHE		7.596,44	3.319,71			10.456,00
<b>DICIEMBRE</b>	TOTAL	12.891,00	8.518,00				8.833,00
	DIURNO	7.161,67	5.475,86				0,00
	NOCHE	5.729,33	3.042,14				8.833,00

*Tabla 7. Consumo diurno, nocturno y total desglosado por meses y periodos*

Como resumen, se adjunta a continuación una tabla que refleja los tres tipos de consumos anuales de la empresa:

<b>Consumo diurno</b>	192.812,6 kWh
<b>Consumo nocturno</b>	138.554,4 kWh
<b>Consumo total</b>	331.367 kWh

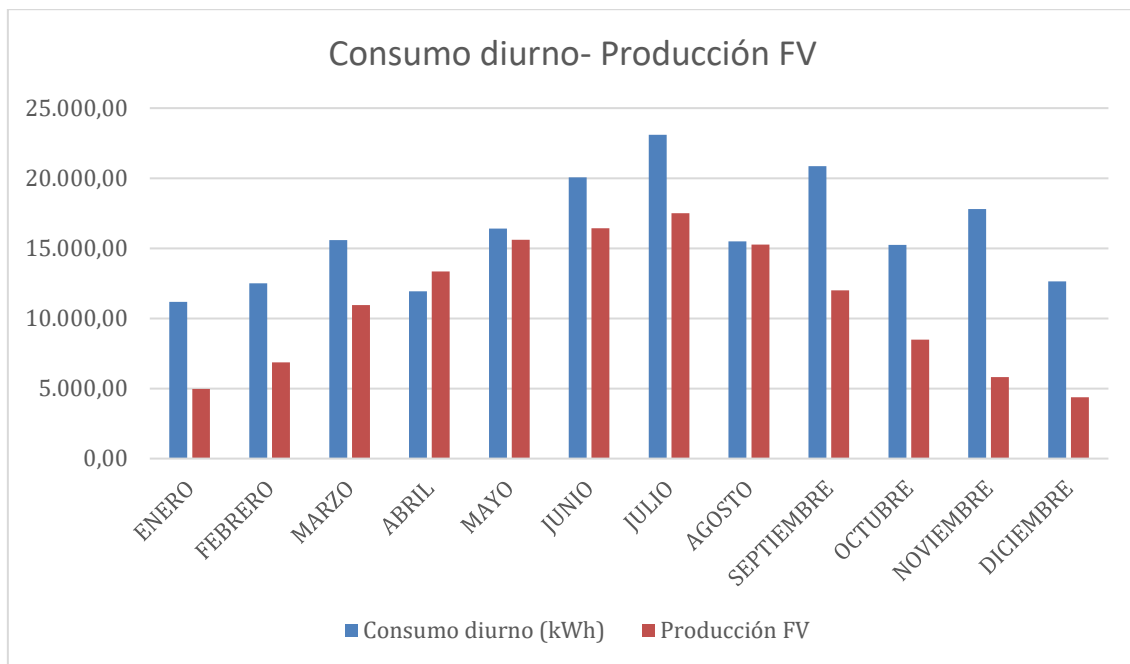
*Tabla 8. Consumo diurno, nocturno y total anual de la industria*

Así pues, se procede a calcular la producción fotovoltaica mensual (ver ANEXO 1) en la ubicación dada que se obtendría según el número de paneles, modelo seleccionado y orientación obtenido tras aplicar la primera hipótesis (explicado en la sección 4.1):

<b>Mes</b>	<b>Producción (kWh)</b>
Enero	4.971,40
Febrero	6.868,70
Marzo	10.941,30
Abril	13.350,90
Mayo	15.616,60
Junio	16.437,30
Julio	17.514,00
Agosto	15.259,20
Septiembre	12.003,30
Octubre	8.490,20
Noviembre	5.822,70
Diciembre	4.381,90
<b>TOTAL</b>	<b>131.657,50</b>

*Tabla 9. Producción fotovoltaica obtenida en HelioScope*

A continuación, se adjunta la gráfica que representa la producción fotovoltaica mensual frente al consumo diurno de la empresa:



Gráfica 1. Consumos frente producción fotovoltaica mensual

Se observa en la Gráfica 1 que en la mayoría de los meses no se consigue igualar producción y consumo, exceptuando el mes de abril, en el que habría excedentes. Según esta gráfica toda la energía que se está produciendo, se consume.

Durante ambos análisis se va a calcular, por una parte, la tasa de autoconsumo:

$$Tasa\ de\ autoconsumo = \frac{Aprovechada\ (kWh)}{Producción\ fotovoltaica\ (kWh)}$$

Por otra parte, se propone calcular la tasa de autoabastecimiento, es decir, la proporción del consumo de la industria que se cubre con energía solar.:

$$Tasa\ de\ autoabastecimiento\ total = \frac{Aprovechada\ (kWh)}{Consumo\ total\ (kWh)}$$

$$Tasa\ de\ autabastecimiento\ diurno = \frac{Aprovechada\ (kWh)}{Consumo\ diurno\ (kWh)}$$

Resulta importante destacar que la Gráfica 1 hace referencia a los consumos diurnos mensuales, por ello puede hablarse de autoabastecimientos del 100 %, ya que,

si se representaran consumos totales, los porcentajes de cobertura solar descenderían al 60 % en los mejores casos, tal y como refleja la Tabla 10:

MES	Consumo diurno (kWh)	Consumo total (kWh)	Producción FV (kWh)	Aprovechada (kWh)	Autoabastec. diurno (%)	Autoabastec. total (%)	Autoconsumo
ENERO	11.176,82	23.156,00	4.971,40	4.971,40	44,48%	21,47%	100%
FEBRERO	12.507,05	22.130,00	6.868,70	6.868,70	54,92%	31,04%	100%
MARZO	15.588,31	26.063,00	10.941,30	10.941,30	70,19%	41,98%	100%
ABRIL	11.930,00	20.911,00	13.350,90	11.930,00	100,00%	57,05%	89%
MAYO	16.414,95	24.120,00	15.616,60	15.616,60	95,14%	64,75%	100%
JUNIO	20.056,88	26.606,00	16.437,30	16.437,30	81,95%	61,78%	100%
JULIO	23.087,29	32.466,00	17.514,00	17.514,00	75,86%	53,95%	100%
AGOSTO	15.495,23	24.039,00	15.259,20	15.259,20	98,48%	63,48%	100%
SEPTIEMBRE	20.870,71	34.182,00	12.003,30	12.003,30	57,51%	35,12%	100%
OCTUBRE	15.253,00	28.285,00	8.490,20	8.490,20	55,66%	30,02%	100%
NOVIEMBRE	17.794,84	39.167,00	5.822,70	5.822,70	32,72%	14,87%	100%
DICIEMBRE	12.637,52	30.242,00	4.381,90	4.381,90	34,67%	14,49%	100%
TOTALES	192.812,60	331.367,00	131.657,50	130.236,60	67,55%	39,30%	99%

Tabla 10. Resultados mensuales de consumo y producción

Como se verá más adelante, estos resultados no son del todo fiables, ya que no se está teniendo totalmente en cuenta el perfil real del consumidor (que se verá en el análisis horario), ni el consumo exacto que se podría cubrir durante las horas que hay producción fotovoltaica.

También cabe destacar que durante este análisis se ha cuantificado más consumo nocturno del que realmente va a tener la industria, por lo que el consumo diurno será menor del real; y por tanto, la tasa de autoabastecimiento será más elevada. Por otra parte, la energía aprovechada que se considera en este análisis no es realista, ya que al ser un balance mensual, los resultados muestran que toda la energía que se produce se consume, y no siempre va a ser así. Este hecho únicamente se puede comprobar en el análisis horario, tal y como se muestra en el apartado siguiente.

$$\begin{array}{c} \uparrow \\ \text{Tasa de autoabastecimiento} = \frac{\text{Aprovechada (kWh)}}{\text{Consumo (kWh)}} \uparrow \end{array}$$

### 3.2 Análisis consumos horarios y gestión de la demanda

Ya se ha comentado en apartados anteriores que para alcanzar los objetivos planteados en los planes mencionados [3], [4] y conseguir un sistema eléctrico más optimizado y sostenible, el usuario de la energía tiene un papel fundamental. La figura del consumidor de energía puede ser la clave para equilibrar la producción y la demanda de electricidad, otorgando una flexibilidad al sistema, dónde la responsabilidad no recaerá únicamente en la generación.

A continuación, se procede a definir en detalle la gestión de la demanda (DSM) y las principales técnicas que se han propuesto en diversos estudios, las cuales pueden ser aplicadas a este caso concreto.

La gestión de la demanda es definida según estudios [9] como la planificación, implementación y monitorización de aquellas actividades de uso de la energía, diseñadas para influir en el uso de electricidad de los consumidores de forma que se produzcan los cambios deseados en la forma de la curva de demanda.

Por tanto, engloba una serie de medidas que buscan mejorar el sistema energético del lado del consumo; por ejemplo, mejorar la eficiencia energética mediante el uso de materiales más adecuados o el acoplamiento óptimo entre curvas de generación y demanda.

Para ello, en estudios publicados [9], [10] se han establecido una serie de técnicas de moldeado de las cargas para conseguir un uso más eficiente de la energía por parte del consumidor:

- Peak clipping: supone la reducción de los picos de carga del sistema en periodos específicos. Esta técnica es considerada la más común y clásica de las que se van a mencionar.
- Valley filling: consiste en el aumento del consumo en “horas valle”. Una forma de hacerlo podría ser gracias al almacenamiento.
- Load shifting: esta técnica consiste en trasladar los consumos de las “horas punta” a las “horas valle”, con el objetivo de conseguir un consumo más

equilibrado a lo largo del día. Puede ser considerada como una combinación de las dos técnicas explicadas anteriormente.

- Flexible load shape: es un concepto relacionado con la fiabilidad y restricción de la planificación. Es decir, los usuarios acuerdan aceptar la posibilidad de que su demanda sea controlada de forma variable por parte de la compañía suministradora, reduciendo o posponiendo su demanda para conseguir ahorros debido a los costes fijos y de operación. Esta técnica no se considera aplicable al caso de estudio, ya que no es muy viable que una industria sufra cambios muy bruscos en sus consumos si la suministradora lo desea.
- Strategic load growth: esta técnica consiste en la variación de la curva de carga debido a un aumento general en las ventas de energía. Según [9] el aumento en los consumos puede implicar una mayor cuota de mercado de las cargas que son, o pueden ser, servidas por combustibles. Esta quinta técnica tampoco va a ser aplicada al caso de estudio, ya que el objetivo es ajustar horariamente el consumo a la producción fotovoltaica de autoconsumo, y no tan enfocado al sistema eléctrico nacional.
- Strategic conservation: por el contrario, la última técnica consiste en una reducción de las ventas de energía y un cambio en los patrones de uso, por tanto, se disminuye la demanda global aumentando la eficiencia energética. Al igual que la técnica anterior, la “Strategic conservation” tampoco va a ser aplicada al presente estudio de autoconsumo.

En la Imagen 4 adjunta a continuación aparecen representadas dichas técnicas:

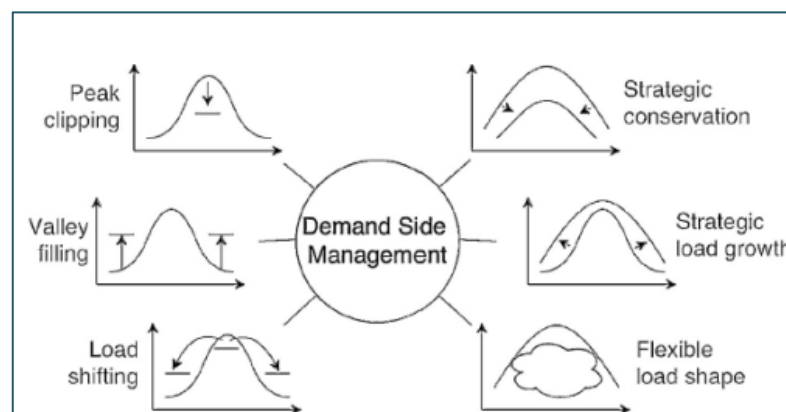


Imagen 4. Técnicas de DSM propuestas en estudios [9][10]



Resulta importante destacar que estas técnicas han sido diseñadas para ajustarse a la demanda del sistema eléctrico global y sus precios según horas “pico” y “valle”. Sin embargo, en el caso de estudio se van a aplicar estas técnicas, pero extrapoladas al caso de ajuste a la producción fotovoltaica de la instalación de autoconsumo. Es decir, las variaciones de los consumos de la industria se decidirán en función de la producción solar y no del precio de la luz o la curva de consumo del sistema eléctrico.

Una vez mencionadas las técnicas de gestión de la demanda a aplicar, se va a realizar un estudio de los consumos horarios durante un año entero, para obtener las curvas a “optimizar”.

Con este análisis podrán obtenerse conclusiones más detalladas sobre la gestión de la demanda para poder ajustar más esa relación producción-consumo.

Para ello, se solicitó a la empresa cliente los datos de consumo horario durante un año entero para poder llevar a cabo un estudio completo y realista de la relación producción-demanda de la empresa de estudio.

En primer lugar, se debe realizar una clasificación de los datos, es decir, según el día de la semana, hora y mes se clasificará ese dato de consumo en un periodo determinado, en función de la Tabla 4.

Este precio relativo a cada periodo ha sido extraído de las facturas mensuales antes analizadas, seleccionando el precio medio de un año completo:

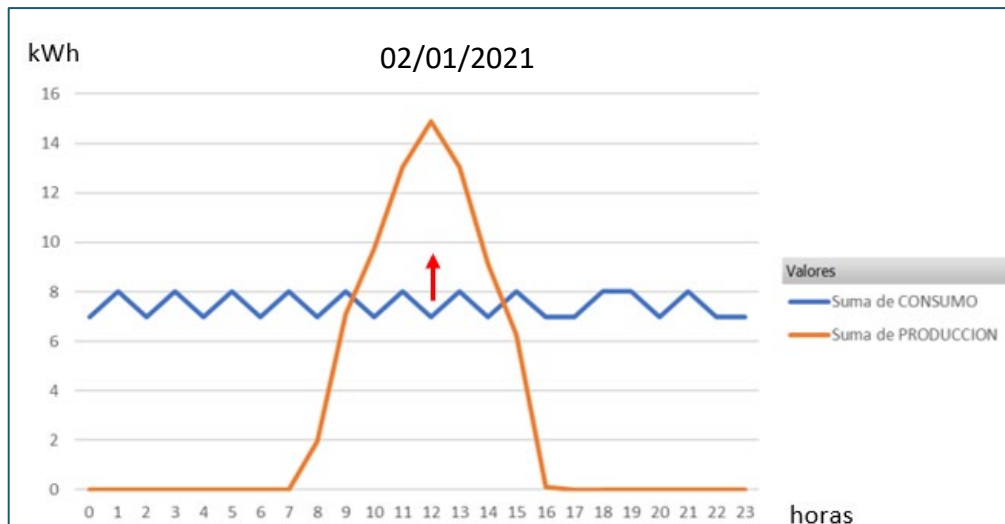
PERIODO	PRECIO (€)
P1	0,23783
P2	0,218058
P3	0,208416
P4	0,064493
P5	0,064478
P6	0,195372
Precio comp.	0,05

Tabla 11. Precio de la energía según el periodo tarifario

El siguiente paso sería extraer los datos de producción fotovoltaica horarios durante un año entero mediante la herramienta PVGIS, en la cual se introduce la información referente a la ubicación, inclinación de los paneles, azimut, potencia instalada etc, y el software permite la descarga de un archivo CSV con los datos horarios anuales.

Con los datos de producción ya adjuntos a la hoja de cálculo, podrían obtenerse las gráficas de consumo-producción para cualquier hora de cada día del año.

A modo de ejemplo se representan a continuación las gráficas de varios días aleatorios del año para analizar la situación de generación frente a consumo en diferentes escenarios.



Gráfica 2. Curvas producción-consumo del día 1 de enero de 2021

La Gráfica 2 pertenece al día 2 de enero de 2021, que al ser sábado se puede observar una tendencia muy constante de consumo, con valores muy bajos; mientras que la producción cuenta con un pico al medio día, siendo las horas con máximo sol (10:00 h - 14:00 h) suficientes para cubrir el consumo. Sin embargo, por la noche al no haber sol y no contar con sistemas de almacenamiento, no podría cubrirse el consumo.

Aunque el consumo es mínimo al ser festivo, se podrían aplicar las siguientes técnicas para intentar aprovechar la producción fotovoltaica:

- 1- “Vailey filling” => Podría intentar aumentarse el consumo en las horas de mayor producción de fotovoltaica, por ejemplo, cargando el vehículo eléctrico de la empresa, programando algunas actividades de las máquinas numéricas de la cadena de producción etc.

Por otra parte, se ha escogido un día laborable para observar la actividad de la empresa y ver qué porcentaje de consumo se cubre con fotovoltaica. Así pues, se adjunta a continuación la gráfica correspondiente al día 18 de febrero de 2021 (jueves):

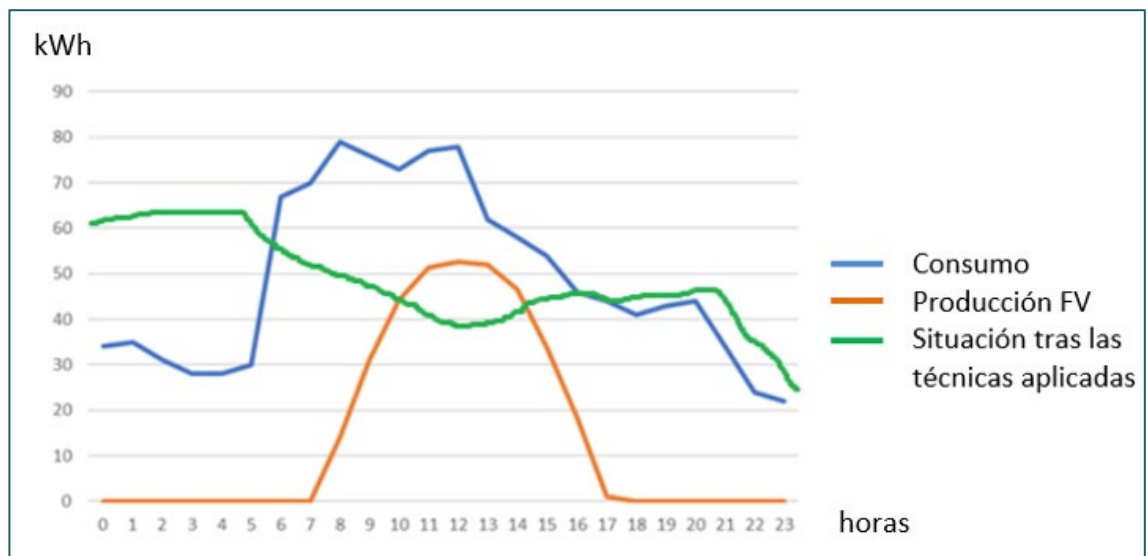


Gráfica 3. Curvas producción-consumo del 18 de febrero de 2021

Sin embargo, en un día laborable en el que la empresa cuenta con una actividad normal, la producción fotovoltaica no es capaz de cubrir el 100 % del consumo en ninguna hora del día (ver Gráfica 3). Se puede observar que en las horas de máxima producción (10:00 -14:00) podría intentar reducirse al máximo el consumo (“Peak clipping”) y así poder ajustar demanda-producción, al menos esas horas del día en las cuales la fotovoltaica podría contar con una mayor aportación, tal y como representa la flecha roja.

Para contrarrestar esa reducción de consumos diurnos, se propone el aumento de la actividad nocturna de 00:00 a 5:00 (“Vailey filling”), reflejado en la Gráfica 3, es decir, introducir turnos nocturnos en los que se puedan realizar actividades específicas. Esto

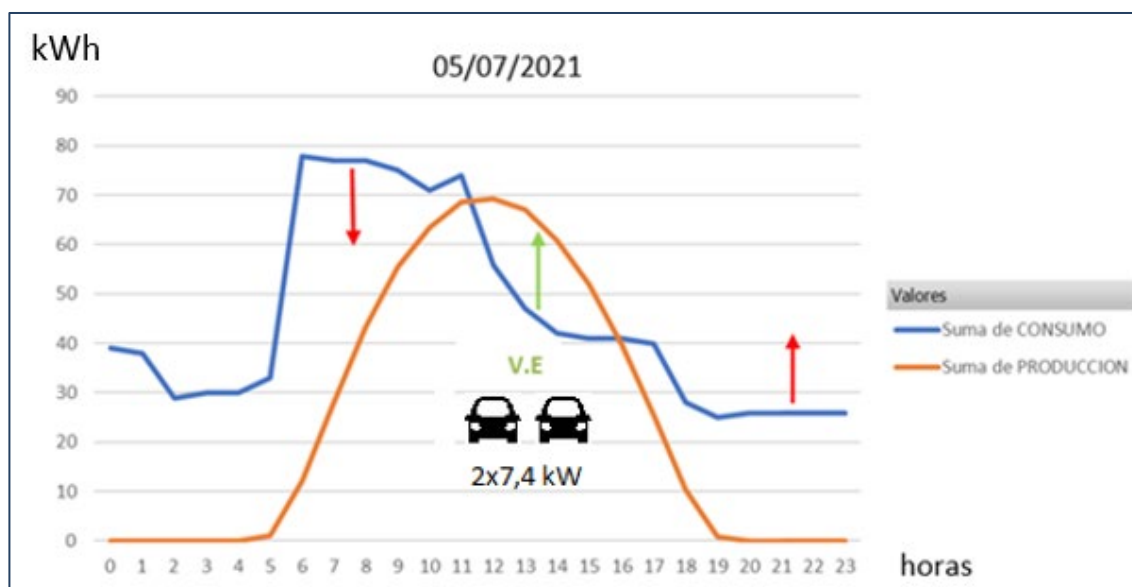
va destinado a beneficiar al cliente en la factura de la luz, ya que el precio nocturno es notablemente inferior que el precio diurno.



Gráfica 4. Curva de consumo tras aplicar las técnicas

Con esta combinación de técnicas (“Load shifting”), podría conseguirse una curva de carga más uniforme, un porcentaje de autoabastecimiento más elevado, ya que se estaría reduciendo el consumo (ver Gráfica 4), y un ahorro importante en la factura de la luz.

Por último, se buscó un día en el que la producción sí cubriera la totalidad de la demanda en algún momento del día y por tanto, hubiera excedentes de producción. El día 5 de julio cuenta con la siguiente curva producción-demanda:



Gráfica 5. Curvas consumo-producción del 5 de julio de 2021

Se observa en la Gráfica 5 que desde las 12:00 hasta las 16:00 h es posible cubrir la demanda de la industria con la energía solar y por tanto, se obtiene energía excedentaria. Ese momento sería el idóneo para la recarga del vehículo eléctrico de la empresa y de alguno de los empleados.

Los puntos de recarga semirápidos a instalar son de potencia máxima 2x22 kW (ver Sección 5.2.1), sin embargo, se trata de postes inteligentes con potencia regulable, por lo que se pueden considerar distintas potencias de recarga.

Al instalar el sistema DLM, que se explicará en secciones posteriores (ver Sección 5.2.2), es posible regular la potencia de recarga del poste dependiendo del consumo que haya por parte de la industria, de la producción fotovoltaica y del número de coches que se encuentren cargando en ese momento dado. Así pues, se va a estudiar un día concreto, sin embargo, estas potencias de recarga y las horas de duración de las mismas van a variar de un día a otro.

Observando la Gráfica 5, la energía excedentaria ronda los 20 kWh, por tanto, suponiendo una potencia de recarga de 7,4 kW en cada toma, podrían aprovecharse esas cuatro horas (que es lo más recomendable) para cargar dos vehículos eléctricos. Por ejemplo, de 12:00 a 13:00 podrían estar los dos vehículos cargando (14,8 kWh) durante esa hora, y así sucesivamente hasta las 16:00.

Esto podría combinarse con reducir los consumos desde las 6:00 hasta las 10:00h para intentar casarlos con la producción, y esas actividades restantes realizarlas en horario nocturno (“Load shifting”).

Una vez realizado el estudio de la gestión de la demanda de la industria, a continuación, se analizarán los resultados obtenidos durante el estudio de los consumos horarios anuales (ver Tabla 12).

Ya se ha comentado anteriormente que este estudio va a reflejar el perfil real del consumidor y además va a ser posible distinguir el consumo existente durante las horas en las que hay producción fotovoltaica, que es la relación que interesa para conocer el porcentaje de autoconsumo que se puede conseguir con la instalación.

Así pues, a partir de los datos horarios anuales se obtiene:

<b>Término</b>	<b>Valor</b>
Consumos totales (kWh)	362.312
Producción FV total (kWh)	131.741,16
Energía Autoconsumida (kWh)	87.551,64
Energía compensada (kWh)	44.189,52

Tabla 12. Resultados obtenidos del análisis horario

Al disponer de datos horarios, se puede cuantificar cuánta energía se aprovecha directamente y cuánta se exporta.

$$tasa\ de\ autoconsumo = \frac{\sum_1^{8760} Energía\ aprovechada_n\ (kWh)}{\sum_1^{8760} Producción\ fotovoltaica_n\ (kWh)}$$

<b>% tasa de autoconsumo</b>	<b>66,46 %</b>
------------------------------	----------------

Tabla 13. Porcentaje de autoconsumo obtenido

Se observa un porcentaje bastante aceptable, ya que el dato más habitual para instalaciones de conexión a red sin acumulación es de entre un 40 y un 70% de autoconsumo [11]. En este caso, el 66 % de la energía generada está siendo aprovechada por la industria y el resto, será compensada a 0,05 € en la factura eléctrica, tal y como se verá en los análisis financieros de apartados posteriores.

Por otra parte, al disponer de datos horarios se ha considerado que resulta interesante cuantificar el porcentaje del consumo que se cubre con la fotovoltaica, para compararlo con los obtenidos en el análisis anterior, por tanto:

$$Tasa\ de\ autoabastecimiento\ total = \frac{\sum_1^{8760} Energía\ aprovechada_n}{\sum_1^{8760} Consumos\ totales_n} = 24,16\ \%$$

$$Tasa\ de\ autoabastecimiento\ diurno = \frac{\sum_1^{8760} Energía\ aprovechada_n}{\sum_1^{8760} Consumos\ diurnos_n} = 30,47\ \%$$

En este análisis sí pueden obtenerse resultados más fiables y realistas, ya que se conoce el perfil exacto del consumidor y se puede apreciar en las curvas de carga los turnos de trabajo. Además, se conoce horariamente la producción fotovoltaica, por tanto, para calcular el consumo diurno basta con sumar los consumos horarios de aquellas horas del día en las que sí esta produciendo energía la instalación, y por tanto ver el porcentaje real de energía que es posible cubrir con energía renovable.

A continuación, se muestra una tabla comparativa de los resultados obtenidos en ambos análisis:

	Consumo total (kWh)	Consumo diurno (kWh)	Producción (kWh)	Energía aprovechada (kWh)	Autoabastec. diurno	Autoabastec. total	Tasa de autoconsumo
<b>Análisis mensual</b>	331.367	192.812,6	131.657,5	130.236,6	67,55 %	39,3 %	99 %
<b>Análisis horario</b>	362.312	287.319,8	131.741,16	87.551,64	30,47 %	24,16 %	66,46 %

Tabla 14. Comparativa de los resultados obtenidos

Se observa en la Tabla 14 una clara diferencia entre los consumos diurnos obtenidos en ambos análisis. Ya se ha mencionado que la consideración del consumo diurno en el análisis mensual no es del todo realista en comparación con el perfil del consumidor en este caso de estudio, ya que la industria no cuenta con mucho consumo nocturno, tal y como muestran las curvas de carga estudiadas.

Por otra parte, la energía aprovechada en el análisis horario es prácticamente la mitad de la obtenida en el análisis mensual. Esto es debido a que, el análisis mensual

considera que prácticamente toda la energía producida es consumida, hecho que en el análisis horario se comprueba que claramente no es así. Debido a estas “falsas aproximaciones” el porcentaje de autoconsumo obtenido en el análisis mensual no tiene ninguna validez y por tanto, se concluye que este análisis no es realista para este caso de estudio y sus resultados no dan información fiable.

Sin embargo, para industrias o comercios con altos consumos en los que se sepa con certeza que todo lo producido sí va a ser consumido instantáneamente, el análisis mensual podría servir como una ligera estimación si no se cuenta con datos horarios.



## 4. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

En el presente apartado se van a detallar todos los aspectos básicos, técnicos y de diseño de la instalación de autoconsumo fotovoltaico a ubicar en la cubierta de la industria con sede en el Polígono Industrial Valdeconsejo.

Atendiendo a la potencia total instalada que se justificará más adelante y las características de la instalación que define el vigente Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, las actividades que se van a desarrollar clasifican al mismo como [12]:

- **Instalación fotovoltaica:** (13A) según la tabla 1A de la D.G.A. referente al uso Generadores y Convertidores

El estudio contempla la integración de la instalación fotovoltaica con el objetivo de reducir el consumo eléctrico de la red, pudiendo alcanzar un ahorro de entre el 50% y el 70% [13]. El sistema fotovoltaico no dispondrá de almacenamiento de energía eléctrica y se integrará al cuadro general de red, respetando la instalación existente y elementos que lo integran.

La normativa aplicada durante la realización de este proyecto queda desglosada a continuación:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).
- Guía técnica de aplicación ITC-BT-07. Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión.
- Guía técnica de aplicación ITC-BT-18. Instalaciones de puesta a tierra. Protecciones
- Guía técnica de aplicación ITC-BT-19. Instalaciones interiores o receptoras
- Guía técnica de aplicación ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión.

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE 5 "Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica".
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Norma UNE-EN 50380 sobre Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- Norma UNE EN 60904 sobre Dispositivos fotovoltaicos. Requisitos para los módulos solares de referencia.
- Norma UNE-HD 60.364-5-52 sobre Instalaciones eléctricas de Baja Tensión.
- Norma UNE 20460-7-712:2006 sobre Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía - Guía.
- Norma UNE EN 61724 sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- Norma UNE EN 61727 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

Una vez contextualizado el proyecto en el marco normativo, se procede a detallar las zonas útiles donde se instalarán los elementos necesarios.

En primer lugar, utilizando herramientas satelitales para el estudio de las cubiertas, se puede apreciar en la Imagen 5 varias zonas libres de sombras, grandes superficies libres de obstáculos y con buena orientación (orientación sur) para la instalación de módulos fotovoltaicos (Cubiertas 1 y 3), exceptuando la cubierta 2 que ha sido estudiada con más detalle al contar con más obstáculos que el resto.

Por tanto, el espacio disponible queda reflejado en la Imagen 5:



Imagen 5. Cubierta disponible en la que pueden ir alojados los módulos

Sin embargo, sólo se van a aprovechar aquellas vertientes con orientación Sur y aquellos espacios libres de sombras.

Como ya se ha comentado, interesa realizar un estudio más exhaustivo de la Cubierta 2, así pues, se realizó una inspección del tejado desde las inmediaciones y se llegó a las siguientes conclusiones:

- 1- La cubierta 3 está más elevada que la cubierta 2:

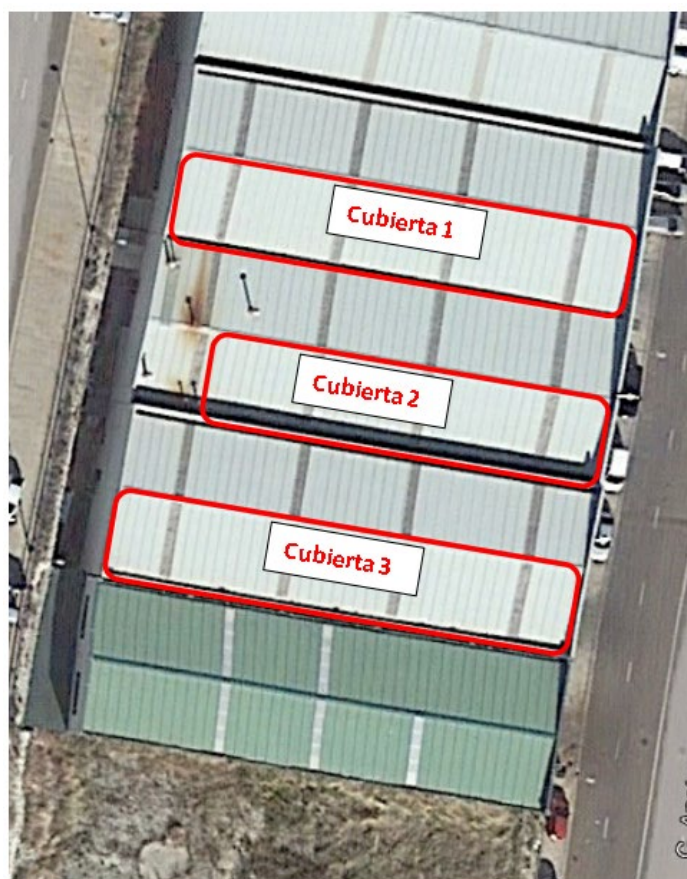


*Imagen 6. Cubiertas a diferentes alturas*

Por tanto, a la hora de disponer los módulos se debe tener en cuenta esa sombra para aprovechar el recurso solar al máximo.

- 2- Aquellos elementos cilíndricos ubicados en la cubierta también pueden generar sombras en los módulos, por lo que se va a evitar la instalación próxima a estos.

Una vez analizados los obstáculos y posibles sombras de la cubierta, el espacio útil que se va a poder explotar para la instalación es el siguiente:



*Imagen 7. Espacio en el que irán dispuestos los módulos*

Así pues, conocido el espacio útil disponible, se realiza una primera simulación de la disposición de los módulos mediante el uso del software HelioScope. En él se puede seleccionar el modelo de panel, orientación, inclinación, simulación de sombras etc.

La interfaz del software es la que aparece a continuación en la Imagen 8. Los rectángulos naranjas simulan las sombras y se les ha impuesto una altura de entre 1 m y 1'5 m.

Tras varias simulaciones y pruebas de diferentes orientaciones, ubicaciones, etc. La disposición definitiva de la instalación de autoconsumo sería la siguiente (teniendo en cuenta más aspectos significativos que serán detallados en la Sección 4.1):

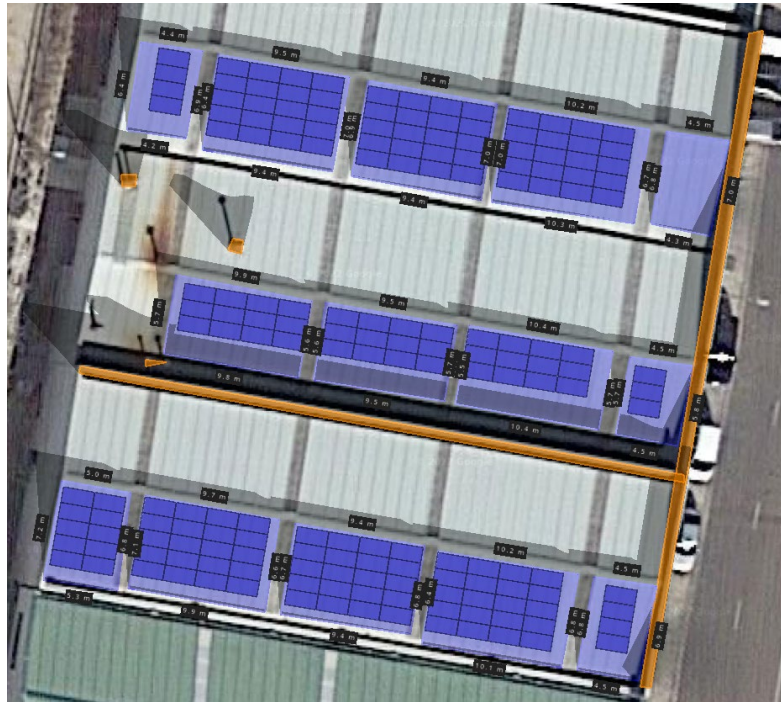


Imagen 8. Programa HelioScope utilizado para el diseño de la instalación

#### 4.1 Justificación del número de módulos instalados y producción obtenida

En este apartado se va a justificar la potencia instalada del presente proyecto. Para ello se van a tener en cuenta los siguientes aspectos:

- El espacio útil disponible, aspecto que ya ha sido aclarado en el apartado anterior.
- El consumo mensual de la industria para hacer una primera estimación, que también ha sido mencionado en otras secciones.
- La limitación de la potencia instalada a 100 kW por la simplificación de los trámites administrativos y legales que ello supone; y por la modalidad de autoconsumo.

A continuación, se irán detallando y explicando los aspectos más importantes en la toma de decisiones sobre la potencia a instalar.

En primer lugar, según el espacio útil disponible, se va a intentar poner el máximo número de módulos evitando aquellos obstáculos o alturas que puedan generar sombras sobre los paneles.

En segundo lugar, según el estudio antes explicado de los consumos facilitados por la empresa, se estimará la potencia instalada necesaria para cubrir la demanda de la forma más eficiente posible.

Así pues, una vez conocido el consumo diurno anual en los análisis anteriores, se detalla la primera hipótesis del estudio:

- Teniendo en cuenta la radiación en la ciudad de Zaragoza, mediante el uso de la herramienta PVGIS, se puede comprobar que 1 kWp de tecnología fotovoltaica generaría unos 1.500 kWh (ver Imagen 9) anuales. Por tanto, la potencia instalada requerida según el consumo diurno total de la empresa y el número de paneles necesario si se instalaran módulos de 535 Wp es:

Análisis	Consumo diurno (kWh)	Potencia instalada (kWp)	Nº paneles
Mensual	192.812,60	129	241
Horario	287319,8	191	357

Tabla 15. Consumos mensuales para una primera estimación de la potencia a instalar

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	41.648,-0.884
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	5
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	1415.89
Yearly in-plane irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]:	1814.34
Year-to-year variability [kWh]:	27.78
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-3.41
Spectral effects [%]:	0.61
Temperature and low irradiance [%]:	-6.62
Total loss [%]:	-21.96

Imagen 9. Producción fotovoltaica en Zaragoza con una potencia instalada de 1kWp (PVGIS)

Por último, en cuanto a los trámites legales y administrativos que refleja la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo [14], resulta interesante destacar que, aunque haya espacio disponible para un mayor número de módulos, se ha buscado limitar la potencia a 100 kWp por diversos motivos:

- Si una instalación de autoconsumo fotovoltaico con excedentes quiere pertenecer a la modalidad de “acogido a compensación”, la potencia instalada debe ser inferior a 100 kWp [14]. El caso de estudio pertenece a esta modalidad, por ello este motivo es uno de los más importantes para esta limitación de potencia.
- Por otra parte, aquellos proyectos de fotovoltaica con potencia inferior a 100 kW cuentan con más facilidades administrativas y legales, tal y como demuestra la siguiente tabla [14]:

Procedimiento	P.B.T. < 100 KW	P.B.T. > 100 KW
Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica	SI	SI
Instalaciones de producción de energía eléctrica (principal tecnología no eólica). Autorizaciones /comunicaciones	NO	SI
Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (sección segunda)	NO	SI
Garantía económica para la tramitación del procedimiento de acceso y conexión de una instalación de generación de electricidad	SI	SI
Garantía económica de servicio y desmantelamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica (prestación y devolución)	NO	SI
Evaluación de impacto ambiental de proyectos	NO	SI
Evaluación de impacto ambiental simplificada	NO	SI

*Tabla 16. Procedimientos necesarios según la potencia instalada*

Cabe destacar en la Tabla 16 la diferencia entre los trámites a llevar a cabo entre un proyecto con potencia superior a 100 kW y otro con potencia inferior.

Así pues, la disposición final de los módulos fotovoltaicos en la cubierta será la siguiente (ver Imagen 10):



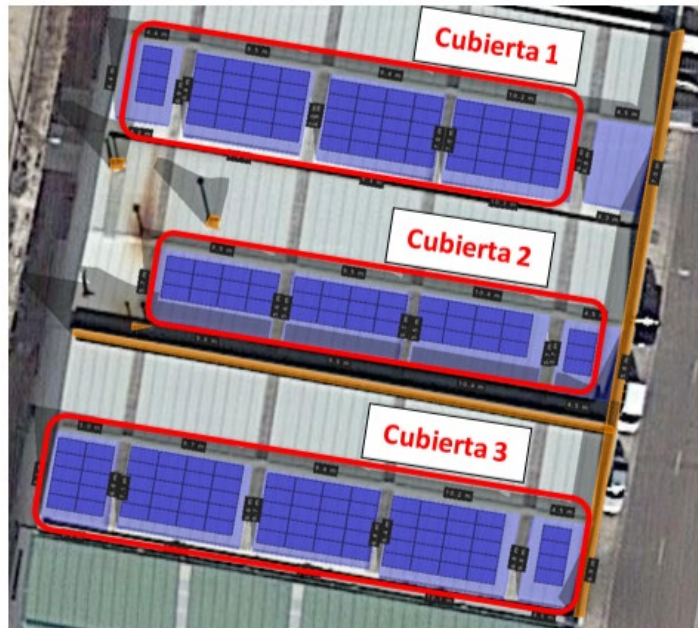


Imagen 10. Disposición final de los módulos fotovoltaicos

A continuación, se adjunta una tabla resumen de los módulos instalados por cubiertas y la total:

Cubierta	Número de módulos	Potencia módulo	Potencia instalada
Cubierta 1	64	535 Wp	34,24 kWp
Cubierta 2	39	535 Wp	20,86 kWp
Cubierta 3	74	535 Wp	39,59 kWp
<b>TOTAL MÓDULOS</b>	<b>177</b>	535 Wp	<b>94,69 kWp</b>

Tabla 17. Distribución de los módulos por cubiertas

Una vez definida la potencia instalada, la producción anual de energía eléctrica de la instalación propuesta será la que aparece en la tabla adjunta a continuación, que ha sido la utilizada en la Sección 3.1:

Mes	Producción (kWh)
Enero	4.971,40
Febrero	6.868,70
Marzo	10.941,30
Abril	13.350,90
Mayo	15.616,60
Junio	16.437,30
Julio	17.514,00
Agosto	15.259,20
Septiembre	12.003,30
Octubre	8.490,20
Noviembre	5.822,70
Diciembre	4.381,90

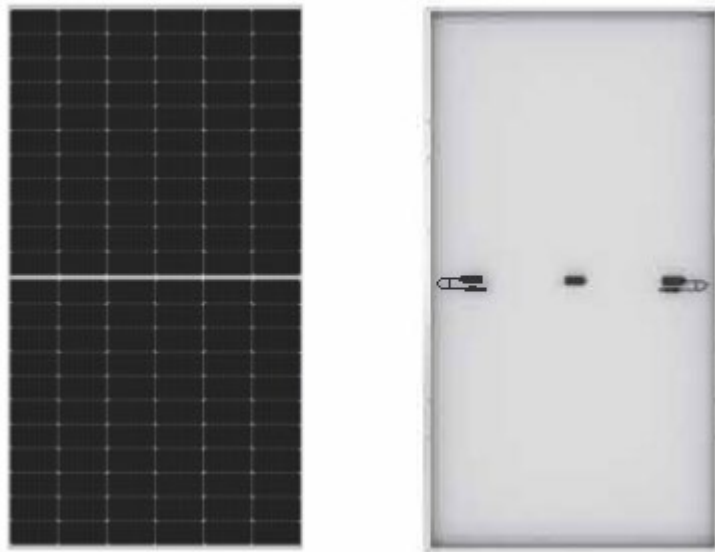
Tabla 18. Producción mensual de energía fotovoltaica

## 4.2 Descripción de los elementos de la instalación

### 4.2.1 Módulo fotovoltaico

Para la ejecución de la instalación solar, se utilizarán los módulos fotovoltaicos del fabricante LONGI SOLAR, y el modelo seleccionado es el LR5-72HPH 525-500M de 535 Wp (ver ANEXO 2).

Este modelo de panel está diseñado para soportar 1.500 V en corriente continua con una eficiencia del 20,9 % [15].



*Imagen 11. Módulo fotovoltaico LONGI SOLAR LR5-72HPH 535 Wp [15]*

Este módulo incorpora 144 células monocristalinas que ofrecen las máximas prestaciones posibles en un sistema fotovoltaico para abastecimiento de corriente eléctrica. En su producción se presta mucha atención a la calidad y seguridad, de forma que ofrece unas condiciones de producción eléctrica durante 25 años [15].

Al ser todos los módulos del mismo modelo, las características mecánicas de estos módulos solares son las mismas para todos los paneles y aparecen detalladas en la Tabla 19:

### Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Tabla 19. Parámetros mecánicos del módulo fotovoltaico [15]

El marco es de aluminio anodizado, el laminado se hace sobre una base plástica de EVA y su frontal está protegido con vidrio transparente. Debido a la utilización de un material de buena calidad, en los marcos, estos módulos son muy robustos, lo que facilita su montaje.

Por otra parte, sus características eléctricas son las que refleja la Tabla 20:

Electrical Characteristics	STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C	Test uncertainty for P <sub>max</sub> : ±3%				
	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (V <sub>mp</sub> /V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (I <sub>mp</sub> /A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

Tabla 20. Características eléctricas del módulo fotovoltaico [15]

Resulta importante destacar que el sistema de conexión utilizado entre paneles es con conectores aéreos MULTICONACT MC4 MACHO-HEMBRA (ver Imagen 12) de 1000 V, lo que facilita una conexión rápida y eficaz.



Imagen 12. Conectores MC4 MACHO-HEMBRA

La protección contra el eventual sobrecalentamiento de cada uno de los módulos solares está incluida en las cajas de conexión y consta de 3 diodos de “by pass”. Dichas cajas tienen protección IP67.

#### 4.2.2 Estructura fotovoltaica

La función de la estructura es soportar y fijar los paneles a la cubierta, además de proporcionar la orientación e inclinación óptima de los mismos, con el objeto de obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar.

En la instalación de autoconsumo definido en el presente estudio, los módulos se montarán sobre estructura coplanar para disposición horizontal en la cubierta de la nave, con la propia inclinación de la cubierta de aproximadamente entre 5° y 10° respecto a la horizontal del terreno. Se trata de una cubierta tipo panel sándwich, la cual fue estudiada previamente para realizar las mediciones necesarias.

Para la adecuada selección del soporte fotovoltaico es necesario medir previamente:

- La distancia entre grecas
- Anchura y altura de la greca del panel sándwich
- Espesor del panel sándwich

A continuación, se adjuntan algunas de las fotos que se tomaron en la visita a las instalaciones para realizar las mediciones:



*Imagen 13. Espesor de la cubierta de la nave*



Imagen 14. Cubierta que albergará los módulos fotovoltaicos

El esquema de las medidas obtenidas es el que refleja la Imagen 15:

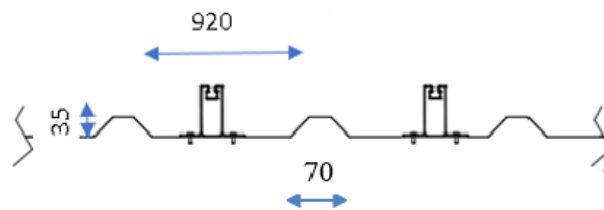


Imagen 15. Medidas de la greca en mm

Una vez realizadas las mediciones de la cubierta, es necesario comprobar la compatibilidad del soporte con el módulo seleccionado y la cubierta.

En primer lugar, se debe corroborar que la altura de la greca (35 mm) es inferior a la del soporte coplanar (ver Imagen 16), ya que, en caso contrario, el módulo no podría sobrevolar esta.

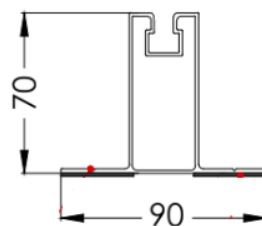


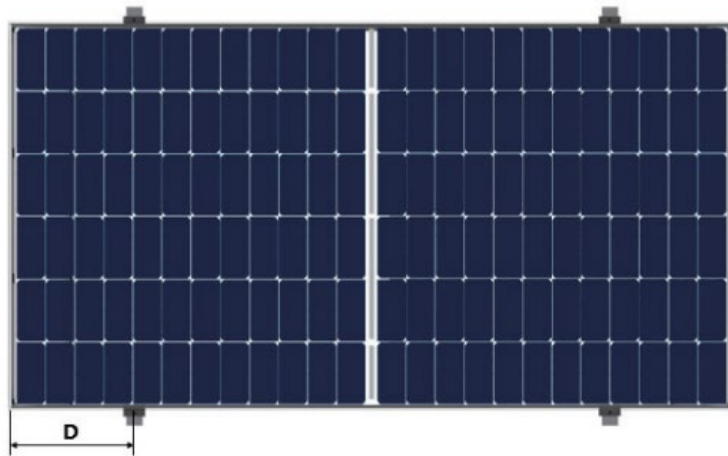
Imagen 16. Medidas del soporte que sujetará el módulo

Así pues, según la Imagen 16, se comprueba que la altura de la greca es compatible con el soporte seleccionado.

Por otra parte, la posición de los anclajes en el módulo para la sujeción debe ser compatible con las dimensiones de la cubierta, por tanto, se llevaron a cabo diferentes

pruebas para seleccionar la distancia entre los puntos de suportación a anclar a la cubierta. Por lo que, observando el manual de instalación del módulo fotovoltaico (ver Imagen 17) [16], se debe cumplir que  $350 \leq D \leq 400$  mm.

Así pues, conociendo las dimensiones de la cubierta, estos podrían colocarse cumpliendo esta restricción correctamente.



*Imagen 17. Medidas relevantes del módulo fotovoltaico [16]*

Por último, el fabricante remarca que el espesor de la chapa debe ser al menos de 0,5 mm, restricción que cumple la cubierta de la industria.

Así pues, por todo lo comentado hasta ahora, se decidió instalar el modelo 07H “Soporte coplanar con micro rail con fijación a chapa para cubierta sándwich” del catálogo SUNFER (ver ANEXO 3), el cual se adjunta a continuación:



*Imagen 18. Estructura soporte coplanar microrail con fijación a chapa [17]*

El conjunto de la perfilería será de aluminio y dimensionado para soportar las posibles cargas máximas de viento y nieve según la normativa de la edificación vigente (AW-6005A-T6), permitiendo las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos ni a la cubierta. Por otra parte, la tornillería de la estructura será de acero inoxidable AISI 304 (A2-70) [17].

#### 4.2.3 Inversor fotovoltaico

La funcionalidad principal del inversor de red fotovoltaico es transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna, que es la corriente demandada por los consumos de la industria.

Además, tiene como objetivo maximizar y optimizar la generación de energía de los módulos fotovoltaicos y realizar un seguimiento de los rendimientos energéticos del sistema fotovoltaico, de la actividad eléctrica y de las señales en caso de que surja algún tipo de problema.

Esta información se puede consultar en el propio dispositivo, además, también podrá consultarse en cualquier otro siempre y cuando se implemente la tecnología de comunicación adecuada y los servicios en línea.

El modelo de inversor seleccionado es el GOODWE GW 100 K-HT (ver ANEXO 4), ya que al ser la potencia instalada de 94,69 kW, con un inversor de 100 kW de potencia, es más que suficiente.

Los datos técnicos del inversor aparecen reflejados en la tabla adjunta a continuación:

Ficha técnica	GW100K-HT	GW110K-HT	GW120K-HT	GW136K-HTH
<b>Parámetros de entrada CC</b>				
Potencia máxima de entrada CC (kW)	150	165	180	205
Tensión máxima de entrada CC (V)	1100	1100	1100	1100
Rango de tensión de funcionamiento MPPT (V)	180–1000	180–1000	180–1000	180–1000
Tensión mínima de arranque (V)	200	200	200	200
Tensión nominal de entrada (V)	600	600	600	750
Corriente máxima de entrada (A)	10/30	12/30	12/30	12/30
Corriente máxima de cortocircuito (A)	10/45	12/45	12/45	12/45
N.º de rastreadores MPP	10	12	12	12
N.º de cadenas de entrada por rastreador	2	2	2	2
<b>Datos de salida CA</b>				
Potencia nominal de salida (kW)	100	110	120	136
Potencia máxima de salida (kW)	110	121	132	150
Potencia aparente máxima (kVA)	110	121	132	150
Tensión nominal de salida (V)	400, 3L/N/PE o 3L/PE	400, 3L/N/PE o 3L/PE	400, 3L/N/PE o 3L/PE	500, 3L/PE
Frecuencia de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente máxima de salida (A)	167	175,5	191,3	173,2
Factor de potencia	~1 (ajustable desde 0,8 capacitivo hasta 0,8 inductivo)			
THDi de salida (con salida nominal)	<3 %	<3 %	<3 %	<3 %
<b>Eficiencia</b>				
Eficiencia máxima de conversión	98,6 %		99,0 %	
Eficiencia europea	98,3 %		98,5 %	

Tabla 21. Datos técnicos del inversor GOODWE GW 100 K -HT [18]

#### 4.2.4 Sistema de monitorización SEC1000 (EzLogger Pro + SMART ENERGY METER GOODWE + SEMS)

El SEC1000 es un controlador inteligente de energía desarrollado por GoodWe (ver Imagen 19), que cuenta con funciones de monitorización, control de potencia de exportación a red y compensación de potencia reactiva. En combinación con el inversor solar de GoodWe, es capaz de lograr la recopilación y el análisis de datos en tiempo real [19].



Imagen 19. Modelo SEC100 de GOODWE [20]



Además, el SEC1000 puede ajustar automáticamente la salida de potencia activa, el factor de potencia y otros parámetros de una planta de energía solar, e incluso limitar la salida de CA a la red, distribuyendo y asignando los recursos del sistema de manera más efectiva.

Este dispositivo está compuesto por el medidor trifásico (SMART METER) y el cuadro de control (EzLogger Pro) de GOODWE.

Por otra parte, este modelo se puede conectar con el SEMS (sistema que se detalla más adelante) para controlar y gestionar el rendimiento de los inversores en cada cadena [19].

En primer lugar, el EzLogger Pro (ver ANEXO 5) combinado con el SMART ENERGY METER (ver ANEXO 5) del fabricante GOODWE, son capaces de monitorizar los flujos energéticos de la instalación. El sistema detecta automáticamente el potencial de ahorro y permite un uso eficiente de la energía solar.

En combinación con el inversor seleccionado, el EzLogger optimiza la comunicación, la monitorización y el control de las plantas fotovoltaicas. Es el encargado de leer y registrar los datos claves del sistema y transmitirlos por internet al portal de GOODWE. Este sistema permitirá de forma sencilla tener un control de la instalación y tomar decisiones para optimizar el ahorro producido por la instalación fotovoltaica [21].



*Imagen 20. EzLogger PRO de GOODWE [21]*

Por otra parte, el SMART ENERGY METER de GOODWE ha sido diseñado para ofrecer mediciones de alta precisión; su diseño es compacto, son de fácil operación e instalación [22].

El SMART ENERGY METER (ver Imagen 21) está disponible para adaptarse a sistemas monofásicos y trifásicos y tiene la capacidad de detectar tensión, niveles de corriente y el suministro de energía. Puede operar en conjunto con inversores conectados al sistema SEMS para una administración más inteligente de la energía.



*Imagen 21. SMART ENERGY METER GOODWE [22]*

Tal y como se ha nombrado en párrafos anteriores, el sistema de gestión de energía inteligente de GoodWe (SEMS) es una plataforma de monitoreo gratuita que garantiza la operación fiable de plantas de energía fotovoltaica con el máximo rendimiento [23].

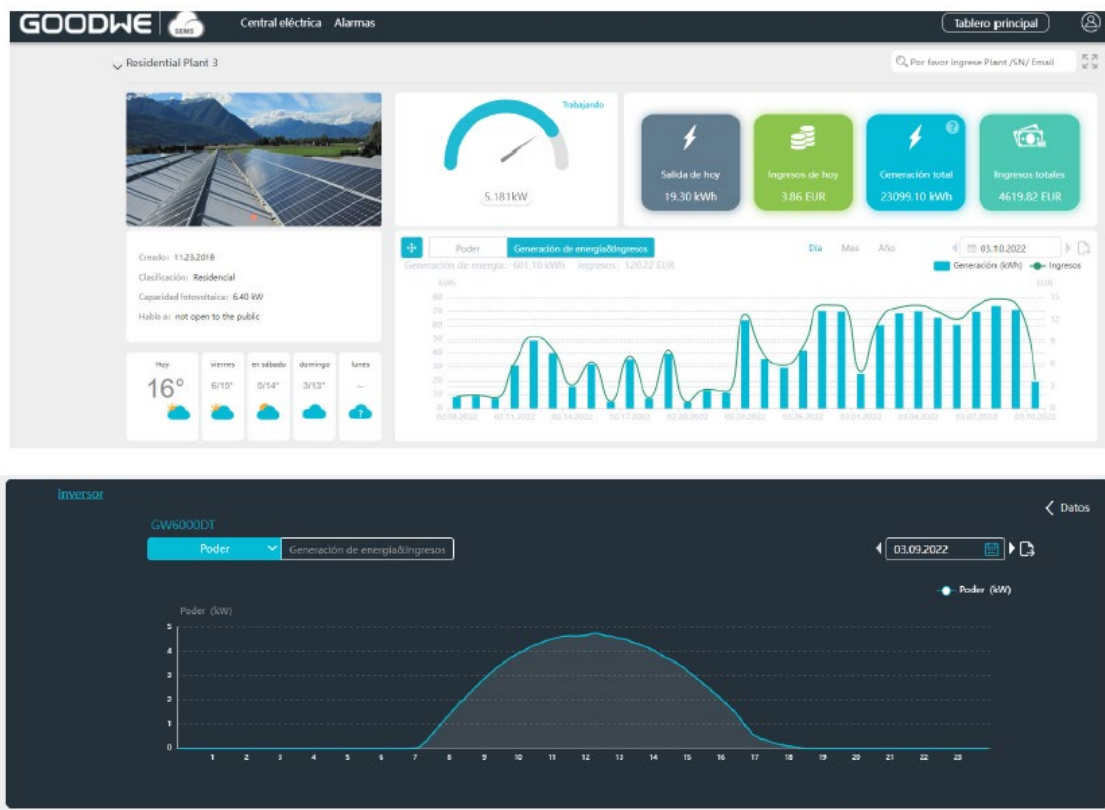


Imagen 22. Plataforma de gestión de energía inteligente (SEMS)

SEMS permite a los operarios monitorizar simultáneamente en tiempo real diversas plantas fotovoltaicas en lugares diferentes. Un extenso procesamiento de datos, gráficos personalizados, alarma y funciones de mantenimiento garantizan que los operarios, los gerentes de operaciones y los administradores de activos puedan manejar cómodamente y de manera eficaz los sistemas con el máximo rendimiento [23].

Mediante el análisis y la identificación inmediata de errores, pueden corregirse los problemas y averías de la planta, minimizando el tiempo de inactividad y ahorrando dinero. Por lo que es capaz de:

- Análisis y solución de problemas.
- Identificación de los principales problemas y evitar pérdidas mayores.
- Clasificación de fallas y establecimiento de prioridades.

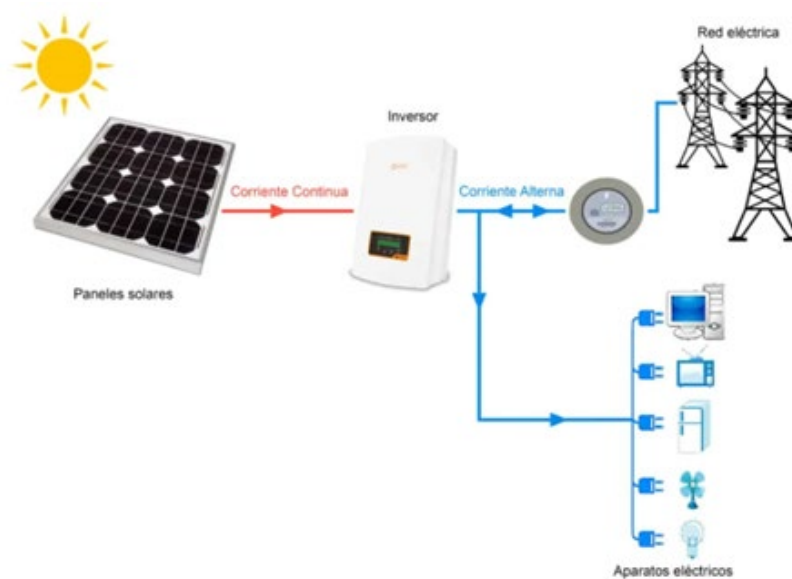
Así pues, en combinación con el SMART Energy Meter supone en todos los casos una configuración de sistema perfectamente coordinada, la cual garantiza un mejor

rendimiento y estabilidad para un ahorro de costes máximo y la optimización del autoconsumo.

Resulta importante destacar que el inversor y el SEC1000 estarán conectados vía RS485 (comunicaciones).

#### 4.2.5 Dimensionamiento de la instalación eléctrica

La energía eléctrica producida en los módulos fotovoltaicos se conducirá al inversor en líneas de corriente continua (ver Imagen 23).



*Imagen 23. Esquema básico de instalación de autoconsumo*

Por otra parte, el cableado que parte del inversor hasta el cuadro de protecciones, receptores etc, será de corriente alterna.

Los conductores en todos los casos serán conductores de cobre y dispondrán de la sección mínima adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5% en CC y CA; y no superar los límites de criterio térmico recomendados, según establece el REBT [24]. Además, como se verá más adelante, los cables estarán dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador, como indica el reglamento en su ITC-BT 40 [25].

Con ello, la sección de los conductores tanto de CC, como de CA será la apropiada para poder soportar una intensidad máxima para el caso más desfavorable, esta

intensidad deberá ser menor que la intensidad máxima admisible soportada por dicho conductor para las condiciones de la instalación.

Todos los conductores serán adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrados, de acuerdo con la norma UNE 21123. Por lo tanto, contarán con las siguientes propiedades:

- No propagación del incendio ni de la llama.
- Baja emisión de humos opacos.
- Nula emisión de halógenos.
- Reducida emisión de gases tóxicos.
- Nula emisión de gases corrosivos.

En el presente apartado se van a justificar todas las decisiones relativas a la instalación eléctrica del proyecto fotovoltaico. En él se van a incluir:

- Cálculo del número de módulos máximo y mínimo permitido por String, dependiendo del inversor y panel seleccionado
- Cálculo de sección de los cables de corriente continua
- Cálculo de sección de los cables de corriente alterna
- Dimensionamiento del cuadro de protecciones de corriente continua
- Dimensionamiento del cuadro de protecciones de corriente alterna

A continuación, se irán detallando todos los cálculos justificativos de los apartados expuestos.

- Cálculo del número de módulos máximo y mínimo permitido por String, dependiendo del inversor y panel seleccionado

A la hora de diseñar una instalación fotovoltaica, es imprescindible tener en cuenta el concepto de "String", ya que va a ser muy relevante a la hora de conexaslos con el inversor.

Un string es un conjunto de paneles solares fotovoltaicos que están conectados en serie y su cantidad va a depender de las entradas de MPPT con las que cuente el

inversor. Resulta importante destacar que para conectar dos strings en una misma entrada del inversor sin riesgo de errores, estos deben contar con el mismo número de módulos, la misma potencia y la misma orientación [26].

Por tanto, en este caso de estudio, se tienen los siguientes datos:

Módulo	Potencia MPP (Wp)	Tensión MPP (Vmp)	Tensión OC (Voc)	Intensidad MPP (Imp)	Intensidad SC (Isc)
LONGI SOLAR 72 HPH 535	535	41,50 V	49,35 V	12,90 A	13,78 A

Tabla 22. Datos eléctricos del módulo fotovoltaico [15]

INVERSOR	V <sub>máx</sub> MPPT	V <sub>min</sub> MPPT	I <sub>máx</sub> entrada	I máx cc	Nº rastreadores MPPT	Nº strings por entrada
GOODWE GW 100K-HT	1000 V	180 V	30 A	45 A	10	2

Tabla 23. Datos eléctricos del inversor fotovoltaico [18]

Ya conocidos los datos eléctricos de módulo e inversor, se procede a realizar los cálculos para conocer el número de módulos permitido por string para el correcto funcionamiento del inversor. Por tanto:

$$N^{\circ}_{máx} \text{módulos} = \frac{V_{MÁX INV MPPT}}{V_{MPP MÓDULO}} = \frac{1000}{41,5} = 24 \text{ módulos por string}$$

$$N^{\circ}_{min} \text{módulos} = \frac{V_{MÍN INV MPPT}}{V_{MPP MÓDULO}} = \frac{180}{41,5} = 4 \text{ módulos por string}$$

Como se puede comprobar, el número de módulos puede variar desde 4 módulos hasta 24, siendo lo más cercano a 24 lo más recomendable, ya que la tensión que admita esa cadena será mayor, por tanto, la caída de tensión será inferior y se cumplirán los requerimientos del REBT con más holgura.

Asimismo, se ha comprobado que la tensión máxima de entrada del inversor (1100 V) es superior a la tensión máxima de la cadena más larga de strings:

$$1100 \text{ V} > 20 \text{ módulos} \cdot V_{OC \text{ módulo}} = 20 \cdot 49,45 = 987 \text{ V}$$

Así pues, teniendo en cuenta los cálculos realizados, los strings propuestos para el proyecto, considerando su disposición y cantidad, serán:

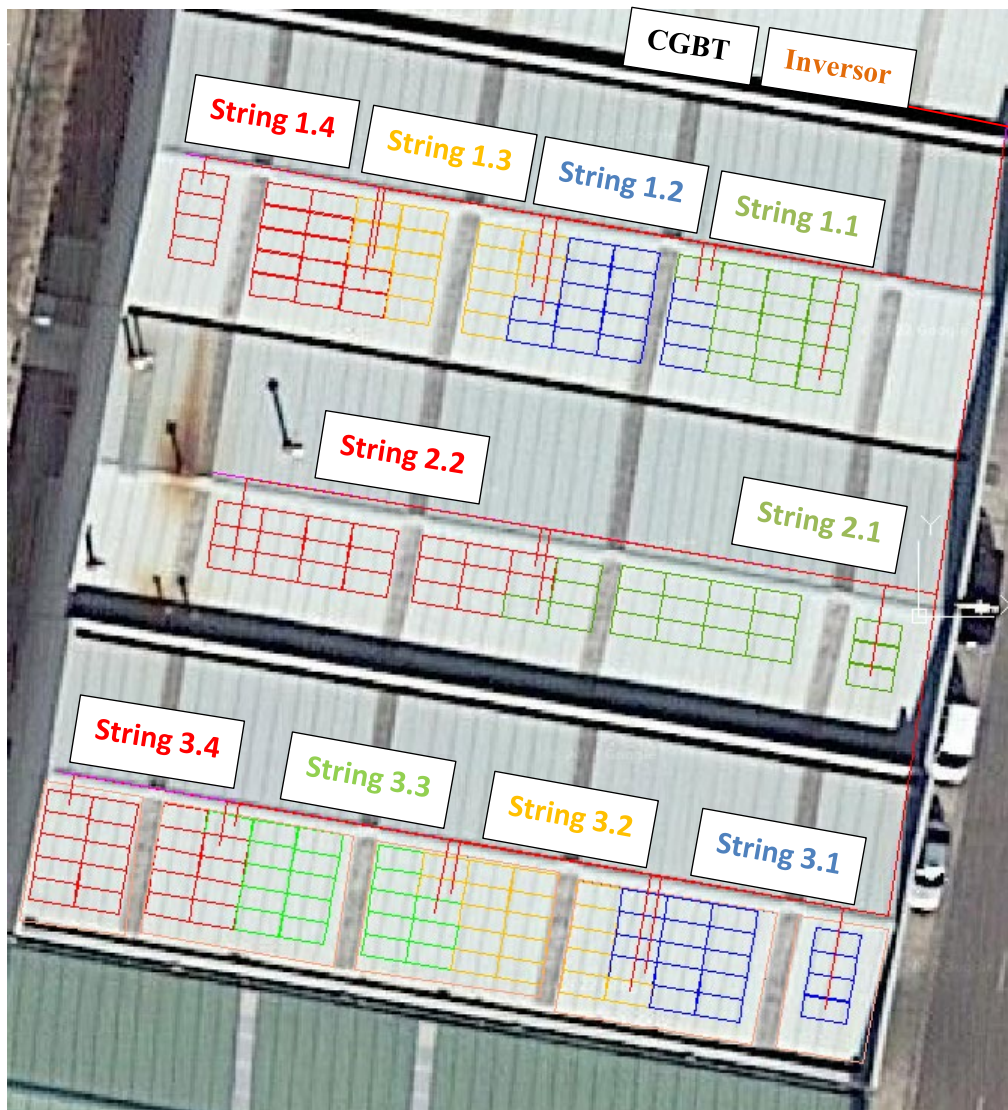


Imagen 24. Distribución de strings en la cubierta

STRING	Nº módulos
1.1	16
1.2	16
1.3	16
1.4	16
2.1	19
2.2	20
3.1	18
3.2	18
3.3	19
3.4	19

Tabla 24. Número de módulos en cada string

Se observa en la Tabla 24 que se respeta el rango permitido de número de módulos y que al contar algunos de ellos con el mismo número de paneles, se podrían agrupar en paralelo los que aparecen señalados en una misma entrada del inversor.

Así pues, se hará uso de 6 entradas MPPT de las 10 de las que dispone el inversor seleccionado.

Por otra parte, también se debe comprobar que el inversor sea capaz de soportar las corrientes que van a circular por los paneles, por tanto:

$$I_{INV MÁX} > 2 \cdot I_{MPP MÓDULO} \Rightarrow 30 A > 25,8 A \quad \checkmark$$

$$I_{INV CC} > 2 \cdot I_{CC MÓDULO} \Rightarrow 45 A > 27,58 A \quad \checkmark$$

- Cálculo de sección de los cables de corriente continua (Módulos fotovoltaicos – Inversor)

El cableado en corriente continua se dispondrá “al aire” y será cable solar especial para instalaciones fotovoltaica.

Los conductores de los cables utilizados en los tramos aéreos (conexión de módulos en serie y conexión entre ramales o strings) y de bajada hasta cada inversor, serán de cobre y con terminales “MC4”, de manera que su instalación sea fácil y asegure la durabilidad y seguridad de la conexión.

A la salida del generador fotovoltaico, los conductores positivos y negativos se conducirán protegidos y señalizados de acuerdo con la norma vigente, con una sección adecuada para limitar la caída de tensión total de la instalación a los valores deseados.

Para el cálculo de la sección de los cables a instalar en la parte de continua del proyecto, es decir, en el tramo desde el campo fotovoltaico al inversor, se van a comprobar dos criterios que exige el REBT [24]:

- Criterio de caída de tensión
- Criterio de intensidad máxima admisible



En primer lugar, se deben realizar mediciones de distancias entre módulos e inversor para poder calcular la caída de tensión existente en cada tramo. Tal y como aparece en la Imagen 24, el CGBT y el inversor se encuentran en planta calle a la distancia representada.

Para llevar a cabo estas mediciones, se exportó el plano otorgado por el software HelioScope a AutoCad, y ahí fue posible medir las distancias necesarias.

- Criterio de caída de tensión

Para la comprobación de este criterio se hará uso de la siguiente expresión [27]:

$$\Delta V_{II} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot S}$$

Donde:

I: Corriente que circula en A

K: Conductividad del conductor de cobre a 20 °C (Constante = 56 m/ Ω·mm<sup>2</sup>)

L: Longitud del conductor en metros

S: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

Así pues, el método de cálculo consiste en calcular la caída de tensión para todos los tramos probando las diferentes secciones normalizadas y comprobando que la caída de tensión obtenida es inferior al 1,5 % requerido por el reglamento para este caso [25].

Los resultados obtenidos son los que refleja la tabla adjunta a continuación:

Línea	Nº módulos	L (m)	I cc (A)	I x 1,25	Tensión (V)	Condu	S (mm2)	AV (V)	AV (%)
String 1.1	16	47	13,78	17,225	664	56	6	4,819	<b>0,726%</b>
String 1.2	16	59	13,78	17,225	664	56	6	6,049	<b>0,911%</b>
String 1.3	16	66	13,78	17,225	664	56	6	6,767	<b>1,019%</b>
String 1.4	16	73	13,78	17,225	664	56	6	7,485	<b>1,127%</b>
String 2.1	19	72	13,78	17,225	788,5	56	6	7,382	<b>0,936%</b>
String 2.2	20	87	13,78	17,225	830	56	6	8,920	<b>1,075%</b>
String 3.1	18	81	13,78	17,225	747	56	6	8,305	<b>1,112%</b>
String 3.2	18	88	13,78	17,225	747	56	6	9,023	<b>1,208%</b>
String 3.3	19	98	13,78	17,225	788,5	56	6	10,048	<b>1,274%</b>
String 3.4	19	107	13,78	17,225	788,5	56	6	10,971	<b>1,391%</b>

Tabla 25. Caída de tensión calculada para cada tramo

Donde la columna de “I<sub>cc</sub>” hace referencia a la corriente de cortocircuito del panel antes mencionada (ver Tabla 22), la cual se multiplica por 1,25 según las especificaciones de la ITC-BT-40 [25]. Por otra parte, en cuanto a la columna “Tensión” resulta de multiplicar el número de módulos en serie del string y la tensión de máxima potencia del mismo (ver Tabla 22), por ejemplo:

$$\text{Tensión string 1.1} = 41,5 \cdot 16 = 664 \text{ V}$$

Se observa que la sección seleccionada de 6mm<sup>2</sup> cumple con los criterios establecidos, no superando la caída de tensión máxima del 1,5 % en ningún tramo, siendo el caso más desfavorable el String 3.4 con una caída de tensión del 1,391 %, al ser el más lejano al inversor.

Así pues, según el criterio de caída de tensión, se determina una sección de **6 mm<sup>2</sup>** de conductor de cobre para el campo solar, en los polos positivos y negativos de cada string.

Por otra parte, conforme indica el REBT en su ITC-BT-18 (Instalaciones de puestas a tierra) en la Tabla 26, se establece un **conductor de protección de 6 mm<sup>2</sup>** para todo el campo fotovoltaico [28].

SECCIÓN CONDUCTORES DE FASE (mm <sup>2</sup> )	SECCIONES MÍNIMAS DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN (mm <sup>2</sup> ).
S < 16	S
16 < S < 35	16
S > 35	S/2

Tabla 26. Sección de los conductores de protección [28]

- Criterio de intensidad máxima admisible

En este apartado se dimensiona el cableado en función de la intensidad máxima admisible del tramo comprendido entre los módulos fotovoltaicos y el inversor.

Teniendo en cuenta lo indicado anteriormente [25], el conductor deberá soportar un 125% de su intensidad, por lo que:

$$I_{\text{cálculo}} = 1,25 \cdot I_{CC_{\text{módulo}}} = 17,225 \text{ A}$$

Así pues, siguiendo el REBT en la ITC-BT-19 [29] se compara la corriente de cálculo con la máxima admitida por el conductor a seleccionar.

Se debe estudiar la situación correspondiente a la instalación eléctrica mediante bandeja (fila E) y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) que aparece en la siguiente tabla de la UNE-HD 60364-5-52 [30]:

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados  
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.  
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 27. Tabla de intensidades máximas admisibles para cables de cobre no enterrados según normativa [30]

Aplicando, por una parte, un factor de corrección de 1,1 al considerar una temperatura ambiente de 30° y teniendo en cuenta que el XLPE tiene una temperatura de servicio de 90°; y por otra, un factor de 0,9 al estar la instalación expuesta al sol, tal y como recomienda el fabricante [31] [32].

$$I_{MÁX ADM 6 mm^2} = 57 \cdot 1,1 \cdot 0,9 = 56,43 A > 17,225 A$$

Por lo tanto, comprobados los dos criterios, se concluye que los conductores de cobre de la parte de continua del presente proyecto serán de sección **6 mm<sup>2</sup>**.

- Cálculo de sección de los cables de corriente alterna (Inversor - C.G.D)

Los conductores utilizados en el tramo desde el inversor hasta la conexión del cuadro general de red, serán de cobre y de sección adecuada según el REBT en su ITC-BT-19 [29].

Este tramo irá bajo canaleta hasta el cuadro situado junto al inversor. En todo momento, cumplirá con las características de protección y resistencia mecánica mínimas exigidas.

Para el cálculo de secciones de la parte de corriente alterna se va a proceder de manera idéntica al cálculo de sección de corriente continua.

Por una parte, se comprobará el criterio de caída de tensión, para más tarde corroborar las conclusiones obtenidas con el criterio de intensidad máxima admisible.

Este tramo hace referencia a la distancia entre el inversor y el cuadro general, los cuales estarán muy próximos entre sí tal y como se aprecia en la Imagen 24. Resulta importante destacar que se deben tener en cuenta los espacios libres en torno al inversor para permitir una buena evacuación del calor y facilitar el desmontaje [33].

En este caso, la salida del inversor cuenta con una tensión trifásica de 400 V y una potencia nominal de 100 kW. Por tanto:

$$I_{INV} = \frac{P_{INVERSOR}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{100.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 144,34 \text{ A}$$

Que si se multiplica por 1,25 según [25], será de 180,42 A la corriente que debe soportar el conductor seleccionado.

Así pues, se procede a comprobar los criterios ya mencionados:

- Criterio de caída de tensión

Para la comprobación de este criterio se hará uso de la siguiente expresión [27]:

$$\Delta V_{II} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{K \cdot S}$$

Donde:

I: Corriente que circula en A

K: Conductividad del conductor de cobre a 20 °C (Constante = 56 m/ Ω·mm<sup>2</sup>)

L: Longitud del conductor en metros

S: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>

Al igual que en la sección anterior, el método de cálculo consiste en calcular la caída de tensión para el tramo de alterna, probando las diferentes secciones normalizadas y comprobando que la caída de tensión obtenida es inferior al 1,5 % requerido por el reglamento para este caso [25].

Los resultados obtenidos son los que refleja la tabla adjunta a continuación:

Línea	L (m)	I inv (A)	I x 1,25	Tensión (V)	Condu	S (mm <sup>2</sup> )	AV (V)	AV (%)
Inversor- C.G.D	25	144,34	180,42	400	56	70	1,99	0,726%

Tabla 28. Caída de tensión para el tramo de corriente alterna

Se comprueba que la caída de tensión con la sección propuesta de 70 mm<sup>2</sup> es inferior al 1,5% requerido por normativa.

- Criterio de intensidad máxima admisible

En este apartado se comprobará que la sección propuesta mediante el criterio de caída de tensión cumple asimismo el requisito de intensidad máxima admisible del tramo comprendido entre el inversor y el C.G.D.

Así pues, siguiendo la ITC-BT 19 [29], se compara la corriente de cálculo con la máxima admitida por el conductor a seleccionar.

La corriente del inversor ya mencionada será:

$$I_{INV} = \frac{P_{INVERSOR}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} = 144,34 \text{ A} \cdot 1,25 = 180,42 \text{ A}$$

Por tanto, comparando esta corriente con la máxima admitida por el conductor, se observa que:

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados  
Temperatura ambiente 40°C en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.  
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 29. Intensidades máximas admisibles para cables de cobre no enterrados según normativa [30]

Aplicando en el caso de corriente alterna, un factor de corrección de 1,1, al considerar la temperatura ambiente distinta de 40° [30]:

$$I_{MÁX ADM} = 185 \cdot 1,1 = 203,5 A > 180,42 A$$

Por lo tanto, comprobados los dos criterios, se concluye que los conductores de cobre de la parte de alterna del presente proyecto serán de sección **70 mm<sup>2</sup>**.

Por otra parte, **se determina un conductor de protección de 35 mm<sup>2</sup>** para esta línea desde el inversor hasta el C.G.D según la tabla adjunta abajo [28].

SECCIÓN CONDUCTORES DE FASE (mm <sup>2</sup> )	SECCIONES MÍNIMAS DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN (mm <sup>2</sup> ).
S < 16	S
16 < S < 35	16
S > 35	S/2

Tabla 30. Sección de los conductores de protección

- Dimensionamiento del cuadro de protecciones de corriente continua

El cuadro de protecciones de continua será el encargado de proteger la instalación ante sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones etc.

Para dimensionar este cuadro, es necesario tener presente el número de strings de la instalación, ya que este cuadro incluirá:

- 2 fusibles con sus portafusibles por cada string (polo positivo y negativo) para proteger ante cortocircuitos.

Resulta importante destacar, que al llevar el inversor integrado protección ante sobretensiones tipo I y II de C.A y de CC, los cuadros de protección no será necesario que cuenten con estos elementos.

Así pues, el cuadro de protección de corriente continua contará con 20 fusibles, con sus 20 portafusibles.

- Dimensionamiento del cuadro de protecciones de corriente alterna

En cuanto al cuadro de protecciones de corriente alterna, incluirá aquellos interruptores (diferenciales, magnetotérmicos...) necesarios para proteger la instalación de posibles sobrecargas, cortocircuitos, contactos directos e indirectos etc.

Por tanto, al ser la intensidad a la salida del inversor de 144 A, la protección a instalar será un interruptor magnetotérmico de 160 A con un RGU-10 completo. Este último dispositivo es un instrumento de protección diferencial tipo A programable con dos relés independientes, el cual mide, calcula y visualiza la corriente diferencial de las redes trifásicas a través del toroidal de medida de la serie WGC. Además, es posible el ajuste directo de diversos parámetros (sensibilidad, retardo...) por teclado [34].



Así pues, el RGU completo estará formado por:

- RGU-10, que necesitará alimentación y protecciones de 40 A 2P y 16 A 2P.
- Toroidal de medida WGC
- Bobina de disparo asociada al interruptor magnetotérmico

## 5. Dimensionamiento de los puntos de recarga de vehículo eléctrico

En el presente apartado se van a detallar los aspectos básicos, técnicos y de diseño de la instalación de un poste de recarga de vehículo eléctrico con dos tomas de 22 kW cada una en la industria.

Esta sección de la memoria no es parte del proyecto real a ejecutar, si no que se propone como línea futura o posible ampliación.

Según la tabla 1 A de la D.G.A. referente al uso de Recarga del Vehículo Eléctrico situadas en el Exterior, la actividad que se va a desarrollar en el presente proyecto es del tipo 16 A [12].

La normativa a aplicar en lo referente al vehículo eléctrico será:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. ITC-BT-52: Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículo eléctrico.
- Norma UNE 211435 sobre cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativa a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

La obra objeto del presente proyecto contempla la integración de dos puntos de recarga de vehículo eléctrico en exterior, la cual se conectará aguas abajo de interruptor general (ver Sección 8).

El alcance del proyecto se limita a la integración de los puntos de recarga al cuadro general de red, respetando la instalación existente y aquellos elementos que lo integran.

Resulta importante destacar que según la “Guía técnica de aplicación ITC-BT 52 sobre infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos” [35] el caso de estudio se enmarca en:

- Aparcamientos o estacionamientos de flotas privadas, cooperativas o de empresa, o los de oficinas, para su propio personal o asociados, los de talleres, de concesionarios de automóviles o depósitos municipales de vehículos eléctricos y similares.
- Modo de carga 3: se trata de la carga semi-rápida y consiste en la conexión directa del vehículo eléctrico a la red de alimentación de corriente alterna usando un SAVE (Sistema de alimentación específico del vehículo eléctrico). El poste de recarga incorpora varios sistemas de protección necesarios para la seguridad de la instalación eléctrica y del vehículo.

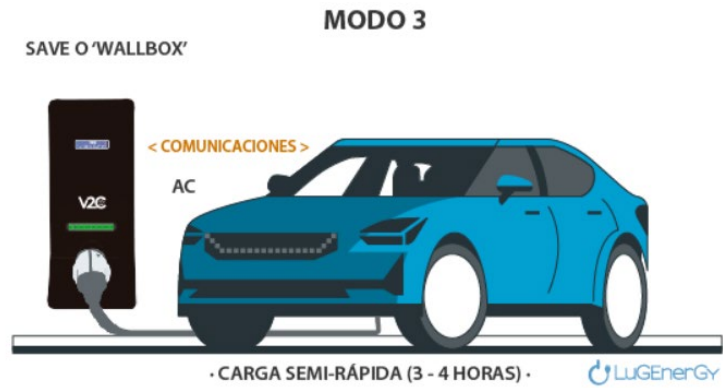


Imagen 25. Modo de carga 3 para V.E

Por otra parte, la ITC-BT 52 [35] también describe algunos requisitos generales de la instalación, como canalizaciones, protecciones etc.

En cuanto a las protecciones necesarias en una instalación de recarga de vehículo eléctrico para garantizar la seguridad, la guía remarca las siguientes:

- El circuito para la alimentación de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos deberá disponer siempre de conductor de protección, y la instalación general deberá disponer de toma de tierra (no se pueden producir tensiones de contacto mayores de 24 V en las partes metálicas accesibles).
- Cada punto de conexión deberá protegerse individualmente mediante un dispositivo de protección diferencial tipo A de corriente diferencial-residual asignada máxima de 30 mA, que podrá formar parte de la instalación fija o estar dentro del SAVE
- Todos los circuitos deben estar protegidos contra sobretensiones temporales y transitorias, si la instalación no cuenta con ellas.

Ya contextualizada la normativa vigente sobre V.E y todos los requisitos mencionados en la Guía [35], se procede a definir la potencia instalada para recarga de V.E.

## 5.1 Potencia instalada

La instalación eléctrica referente al vehículo eléctrico está formada por un poste de recarga con 2 tomas de 22 kW cada una. Por tanto, la potencia total instalada será de:

1 Poste de recarga de V.E		Potencia unitaria (W)	Potencia total (W)
2	Tomas de cargador	22.000	<b>44.000</b>

Tabla 29. Potencia instalada de recarga de V.E

A partir de esta potencia total instalada, se dimensionarán las protecciones y la sección de cable según el cumplimiento del Reglamento electrotécnico de Baja Tensión [29] [35].

La ubicación exacta de los puntos de recarga será la que refleja la Imagen 26:

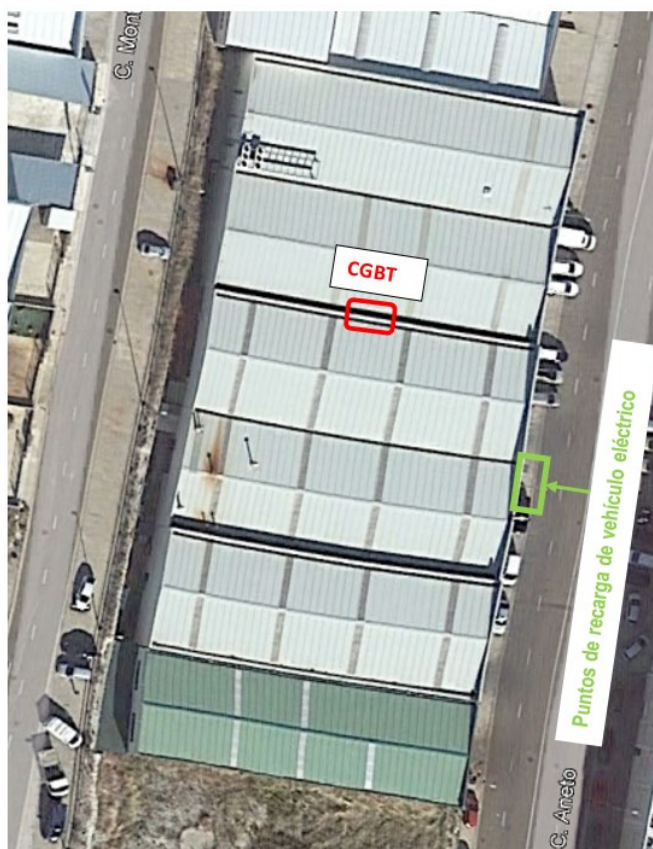


Imagen 26. Emplazamiento del poste de recarga de V.E

Estos puntos se encuentran ubicados en la zona de aparcamiento para los empleados de la nave, oficinas y el vehículo de empresa, siendo en total 2 plazas de recarga para vehículo eléctrico.

## 5.2 Descripción de los elementos de la instalación

### 5.2.1 Modelo de postes de recarga a instalar

El poste de recarga seleccionado es el modelo URBAN T22 del fabricante CIRCUTOR (ver ANEXO 6).

Estos dispositivos han sido diseñados para garantizar una solución robusta para la recarga en entornos de acceso público, capaz de resistir a las diversas condiciones ambientales y posibles actos vandálicos, ofreciendo a su vez un proceso de instalación y mantenimiento simplificado para los operarios [36]

Los equipos URBAN facilitan las tareas de recarga a los distintos usuarios de V.E, incorporando todas las protecciones eléctricas necesarias para garantizar una plena seguridad en el interior de un cuerpo metálico de aluminio. Pueden disponer de cables tipo 1, tipo 2 o tomas Tipo 2 y/o tomas Schuko en diversas combinaciones, posibilitando la recarga en Modo 1-2 y Modo 3 en función de la configuración escogida [36].

Las características eléctricas del poste a instalar son las que aparecen a continuación en su ficha técnica (ver ANEXO 6):



**Circutor** Postes de carga exterior URBAN 20

---



### URBAN T22

---

URBAN T22, Postes de recarga exterior

Código: V10623.

- > Comunicaciones: Ethernet
- > Tipo salida: 400 Vca - 32 A - 22 kW
- > Corriente de entrada: 67 A
- > Tipo conector: Base Tipo 2
- > Tipo red: Trifásica
- > Modo recarga: 3
- > Nº Tomas: 2
- > Protección diferencial: Tipo A

*Imagen 27. Modelo URBAN T22 de CIRCUTOR [36]*

Tal y como se puede apreciar en la Imagen 27, el modo de carga del poste seleccionado es el modo 3, situación que ha sido detallada anteriormente.

### 5.2.2 Sistema de gestión de potencia para equipos de recarga de V.E (DLM)

Es un método basado en un software revolucionario desarrollado por CIRCUTOR para gestionar la energía de varios puntos de carga que funcionan de forma simultánea. Con estos sistemas de gestión de potencia es posible cargar varios vehículos eléctricos al mismo tiempo y de la manera más eficiente, optimizando así la potencia disponible en la instalación (ver ANEXO 7).

La energía se suministra de forma dinámica y equilibrada a los cargadores eléctricos, de esta manera, al mismo tiempo que se carga el vehículo, se aprovecha toda la energía producida [37].

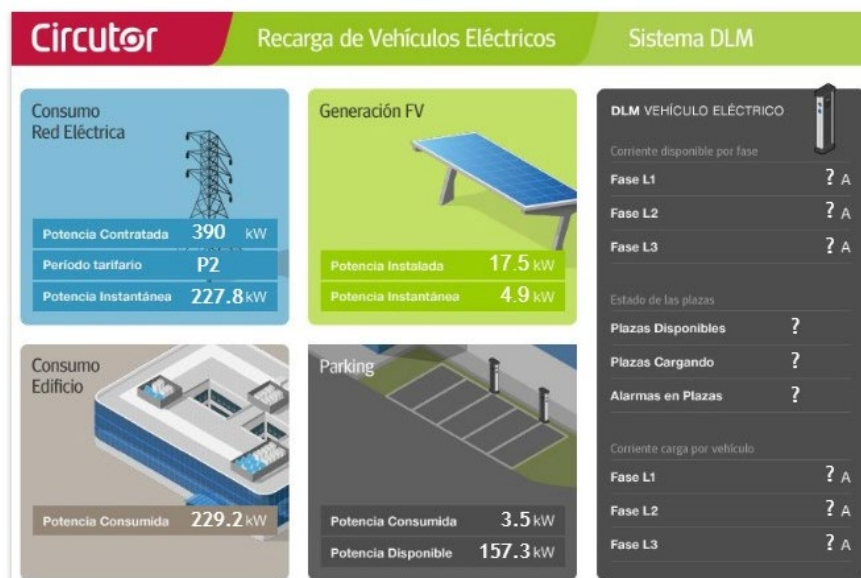


Imagen 28. Interfaz del sistema DLM [37]

Cuando llega un nuevo vehículo a cargar, se calcula si se dispone de corriente suficiente, si no se tiene, se regulan todos los puntos de recarga conectados para poder dar suministro al nuevo vehículo. Entonces, el sistema ajusta la potencia dedicada a la recarga para no sobrepasar la potencia contratada y proteger la LGA.

Por tanto, la instalación de este sistema permite controlar los cargadores vía OCPP, que es el nuevo protocolo de gestión de carga de forma remota y en tiempo real.

Por otra parte, permite opcionalmente ajustar la potencia eléctrica del edificio en el que se encuentra la estación de carga, lo que permite en función de la programación (en este caso se encuentra limitada a 58 A por selección de las

protecciones) y el horario definido, priorizar la carga del vehículo eléctrico. Con ello, el cliente se evita la necesidad de aumentar la potencia contratada del edificio, ya que el sistema ajusta la potencia dedicada a la recarga para no sobrepasar la contratada en ningún momento [37].

El fabricante recomienda para las mediciones la gama de transformadores de núcleo partido o núcleo abierto para instalaciones de hasta 1000 A. En el caso de estudio, al ser el interruptor general de la instalación de 400 A, se instalarán toroidales de 400/5 A en las partes conexionadas a red y de 200/5 A en la parte de fotovoltaica.

### 5.2.3 LINE EDS-CLOUD

Es un Gateway pensado para integrar equipos de campo con sistemas de monitorización y telegestión ubicados en el CLOUD (ver ANEXO 8).

Permite leer las variables de cualquier equipo MODBUS (TCP o RTU) del mercado y subirlas a plataformas cloud. Mediante la programación del equipo podremos incorporar cualquier lógica de actuación sobre salidas analógicas o digitales, por lo que podemos crear un sistema automatizado de gestión que realice acciones en función de las señales de entrada [38].

La conectividad con el equipo se puede realizar mediante redes cableadas (Ethernet) o inalámbricas (Wi-Fi).



Imagen 29. LINE-EDS Cloud de CIRCUTOR [38]



#### 5.2.4 CVM-E3-MINI-ITF-485-IC

Este dispositivo es un analizador de redes que será el encargado de medir las variables correspondientes a los consumos y a la rama de fotovoltaica (energía activa, reactiva etc...), los cuales irán conectado al DLM para otorgarle información relevante, (ver ANEXO 9).



Imagen 30. CVM-E3-MINI-ITF-485-IC de CIRCUTOR [39]

#### 5.2.5 Dimensionamiento de la instalación eléctrica

En este caso, todo el cableado de la instalación eléctrica es en corriente alterna e irán enterrados bajo tubo de PVC.

Los conductores serán RZ1-K, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida según UNE 211435.

Al igual que para la instalación fotovoltaica, la sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen y el punto de recarga sea menor a lo exigido por la ITC-BT 52 [35], que en este caso es el 5 %.

En el presente apartado se van a justificar todas las decisiones relativas a la instalación eléctrica de los puntos de recarga de vehículo eléctrico. En él se van a incluir:

- Cálculo de sección de los cables de corriente alterna
- Dimensionamiento del cuadro de protecciones de corriente alterna

A continuación, se irán detallando todos los cálculos justificativos de los apartados expuestos.

- Cálculo de sección de los cables de corriente alterna (Poste recarga- CGD)

Es el tramo que discurre entre el C.G.D. antes mencionado, hasta el cargador de vehículo eléctrico que refleja la Imagen 26.

Como ya se ha mencionado, los conductores se canalizarán enterrados bajo tubo, por lo que habrá que hacer uso de la tabla correspondiente a esta situación [40].

A continuación, se realiza una serie de cálculos justificativos para comprobar el criterio de intensidad máxima admisible y caída de tensión para la adecuada selección de la sección del cable de las líneas.

○ Criterio de intensidad máxima admisible

En este tramo se deberá soportar la intensidad máxima que pueda entregar el cargador de vehículo eléctrico antes calculada:

$$I_{V.E} = \frac{P_{V.E}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{44.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 63,5 A$$

Por tanto, este tramo debe soportar una corriente de 63,5 A. Sin embargo, ya se ha comentado que por cuestiones de protecciones, se limitará este valor por programación del DLM a 58 A, aun así, se calculará la sección con ese valor de intensidad máxima (ya que es más restrictiva).

Así pues, haciendo uso de la Tabla 31 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [40] se comprueba que el conductor de **16 mm<sup>2</sup>** de sección cumple este criterio, ya que:

Tabla D - Intensidad admisible (en A), para cables soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0,6/1 kV)

SECCIÓN mm <sup>2</sup>	3 XLPE (3 cables unipolares o 1 tripolar)		2 XLPE (2 cables unipolares o 1 bipolar)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23	--	27	--
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575
Condiciones de cálculo	Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W			
	Temperatura del terreno: 25°C			
	Profundidad de la instalación: 70 cm			

Tabla 31. Intensidad máxima admisible para cables enterrados bajo tubo según normativa

$$I_{max.adm\ 16\ mm^2} = 82\ A$$

El factor de corrección a aplicar en este caso de estudio será 0,8 [40]:

$$I_{max.adm} * FC > I_{dim.Carg.\ V.E.} \rightarrow 82 \cdot 0,8 = 65,6A > 63,5 A \quad \checkmark$$

Por tanto, según el criterio de intensidad máxima admisible, el cable de sección 16 mm<sup>2</sup> sería adecuado para soportar la corriente circulante.

- Criterio de caída de tensión

Según la ITC-BT 52 [35], la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión no superará el 5%.

Por tanto, la caída de tensión real se calculará mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot P}{\gamma \cdot V \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S} = [V]$$

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{V} = [\%]$$

Siendo:

$\Delta V$ : Caída de tensión en voltios (V)

L: (rama) longitud en metros

P: potencia (W).

S: Sección del cable (mm<sup>2</sup>)

$\gamma$ : Conductividad del conductor a 20°C

Línea	Longitud	I <sub>n</sub> V.E [A]	Tensión [V]	Cond.	Sección [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta V$ [V]	$\Delta V$ [%]
C.G.D. – Carg. V.E	45 m.	63,5 A	400 V	56	16 mm <sup>2</sup>	5,52 V	1,381 %

Tabla 32. Caída de tensión del tramo para el V.E

Se observa que la sección seleccionada de 16 mm<sup>2</sup> cumple con los criterios establecidos, no superando la caída de tensión máxima (1,381 % < 5 %).

Por tanto, se determina una sección de **16 mm<sup>2</sup>** de conductor para la línea CA que parte de la salida C.G.D. y termina en el cargador de V.E.

Por otra parte, tal y como menciona la ITC-BT-18 [28] se determina un conductor de **protección de 16 mm<sup>2</sup>** para la línea de cargador V.E subterránea.

- Dimensionamiento del cuadro de protecciones de corriente alterna

El cuadro de protecciones de C.A ya mencionado para la instalación fotovoltaica, será instalado próximo al CGBT ya existente y en él se incluirán también las protecciones para la instalación de vehículo eléctrico. De aquí partirán las líneas que alimentarán los cargadores de V.E.

A continuación, se calcularán las protecciones individuales necesarias en cada línea de alimentación de los cargadores.

Al ser la potencia del poste de 44 kW y tratarse de carga trifásica, las protecciones individuales requeridas serán:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{44.000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 400} = 63,5 \text{ A}$$

Por tanto, al limitarse por programación (DLM) la corriente a 58 A es posible seleccionar una protección individual en la línea de 63 A 4P con ajuste a 30 mA. Es decir, realmente la potencia del poste de recarga sería de 43,64 kW y no los 44 kW de potencia máxima.

- Cargador de Vehículo Eléctrico: Protección de 4x63A + 1 RGU-10 completo con ajuste a 30 mA

## 6. Presupuesto del proyecto

En el presente apartado se adjunta el presupuesto total del proyecto incluyendo la mano de obra, así como las partidas no incluidas en él.

<b>CAP. 1</b>		<b>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>	
177	Módulo LONGI SOLAR LR5-72HPH 525-550M Módulo de 535 Wp	273,32	48.377,64
1.500	MTR. PRYSUN 1X6 SN EN50618 NG Cable Solar 1x6 mm.	2,20	3.300,00
200	CABLE AFUMEX CLASS 750 V H07Z1-K 1X6 AMARILLO VERDE Cable TT 1x6 mm.	1,81	362,00
200	BANDEJA REJILLA R1000+ (100X60) + Tapa Instalación Rejiband 60x60	21,38	4.276,00
25	MULTICONTACT CONECTOR AEREO MC4 4-6MM2 HEMBRA MC4 Hembra	2,34	58,50
25	MULTICONTACT CONECTOR AEREO MC4 4-6MM2 MACHO MC4 Macho	1,98	49,50
200	KIT UNION MULTIUSO GC MULTIVIA Accesorios para Rejiband	0,97	194,00
200	CABLE DESNUDO por encima de la bandeja para la puesta a tierra Cable TT 1x6	2,14	428,00
<b>TOTAL CAP. 1: MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>			<b>57.045,64</b>
<b>CAP. 2</b>		<b>INVERSOR FOTOVOLTAICO</b>	
1	GOODWE GW100K-HT Inversor trifásico de 100 kW Incluidas protecciones ante sobretensiones AC y DC tipo I y II	6.802,35	6.802,35
1	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN SEC1000 GOODWE EZ LOGGER + SMART METER III Incluidas protecciones necesarias	1.369,84	1.369,84
3	TOROIDALES DE MEDIDA PARA ENERGY METER 250/5 A Toroidales de núcleo abierto	82,95	248,85
<b>TOTAL CAP. 2: INVERSOR FOTOVOLTAICO</b>			<b>8.421,04</b>
<b>CAP. 3</b>		<b>CUADRO DE PROTECCIONES DC/AC FOTOVOLTAICA</b>	
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE CUADRO DE PROTECCIONES CC Formado por: 1 ABB Mistral 36 módulos 20 Portafusibles 20 Fusibles 15 A 1000V DC Cuadro de protecciones campo FV para 10 Strings	742,31	742,31

1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE CUADRO PROTECCIONES AC Formado por: 1 ABB Mistral 36 Módulos I.MAG 160 A 4P PIA 2P 16 A I.DIF 2P 40 A PIA 2P 25 A Base Schuko 230 V Switch 8 Puertos RGU-10 COMPLETO (Toroidal WGC-80+Bobina de emisión para el 160 A) Cuadro de protecciones AC a la salida del inversor <b>TOTAL CAP. 3: CUADRO DE PROTECCIONES DC/AC FOTVOLTAICA</b>	1.559,55	1.559,55
<b>CAP. 4</b>		<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA AC FOTVOLTAICA</b>	
75	MTR. CABLE RZ1-K 1KV CPR 1X70 VD Cableado de conexión Inversor Fotovoltaico - Cuadro secundario.	12,41	930,75
25	MTR. AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K AS 35 mm2 Cableado de TT para Inversor Fotovoltaico	6,39	159,75
10	HAG ML CANAL 110X60/2M PVC-M1 BLANCO LFF6011009010 TEH	27,43	274,30
<b>TOTAL CAP. 4: INSTALACIÓN ELÉCTRICA AC FOTVOLTAICA</b>		<b>1.364,80</b>	
<b>CAP. 5</b>		<b>COMUNICACIONES FOTVOLTAICA</b>	
100	KOMMDATA ML CABLE CAT6 F/UTP LSZH CPR DCA B.1000 VIOLETA	1,61	161,00
10	KOMMDATA CONECTOR MACHO RJ45 UTP CAT 5E GOLD Conectores RJ45	1,08	10,80
100	TUBO PG 13 CON ALMA DE ACERO Tubo corrugado PG13 para línea de comunicaciones	3,76	376,00
<b>TOTAL CAP. 5: COMUNICACIONES FOTVOLTAICA</b>		<b>547,80</b>	
<b>CAP. 6</b>		<b>ESTRUCTURA FOTVOLTAICA</b>	
177	Soporte coplanar microrail fijación a chapa para cubierta sándwich (SUNFER) Estructura para cubierta de panel sandwich módulo en horizontal	47,82	8.464,14
<b>TOTAL CAP. 6: ESTRUCTURA FOTVOLTAICA</b>		<b>8.464,14</b>	
<b>CAP. 7</b>		<b>CARGADOR VEHÍCULO ELÉCTRICO</b>	
1	CIR V20623. PUNTO CARGA EXT URBAN T22 MODO 1, 2 Y 3	4.260,68	4.260,68

	Cargador Vehículo eléctrico 22x2 Kw trifásico, 400 Vac, hasta 44 kW - 2x toma Tipo 2 (32 A, 22 kW) - contadores MID - diferenciales y magnetotérmicos (ITC-BT-52) - 2x ethernet, Wi-Fi - modbus, MQTT, OCPP, DLM		
70	MTR. CABLE RZ1-K 1KV 5G16 Cableado de conexión - Cuadro protecciones VE	17,31	1.211,70
1	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE CUADRO PROTECCIONES AC Formado por: 1 I.MAG. 4P 63 A 1 RGU-10 COMPLETO (Toroidal WGC-80+Bobina de emisión para el 62 A) PIA 25 A 2 P PIA 2P 16A Cuadro de protecciones Vehículo eléctrico	876,33	876,33
100	TUBO CORRUGADO BLANCO 0 HALÓGENOS ULTRA TPI M-50 SUB. Tubo enterrado	6,58	658,00
1	Sistema gestión dinámica de la potencia DLM+ (2)CVM-E3-MINI-ITF-485-IC + LINE-EDS-CLOUD	1.943,77	1.943,77
6	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 400/5 A Núcleo partido	110,05	660,3
<b>TOTAL CAP. 7: CARGADOR VEHÍCULO ELÉCTRICO</b>			<b>10.264,59</b>
<b>CAP. 8</b>	<b>COMUNICACIONES CARGADOR V.E- CUADRO</b>		
50	KOMMDATA ML CABLE CAT6 F/UTP LSZH CPR DCA B.1000 VIOLETA	1,37	68,50
20	KOMMDATA CONECTOR MACHO RJ45 UTP CAT 5E GOLD Conectores RJ45	0,95	19,00
50	TUBO CORRUGADO PG13 CON ALMA DE ACERO	3,76	188
<b>TOTAL CAP. 8: COMUNICACIONES CARGADOR V.E- CUADRO</b>			<b>275,5</b>
<b>CAP. 9</b>	<b>LEGALIZACION Y PUESTA EN MARCHA</b>		
1	PUESTA EN MARCHA Y DOCUMENTACIÓN	446,52	446,52
1	PROYECTO Y DIRECCIÓN DE OBRA	1.808,04	1.808,04
1	INSPECCION POR OCA Obligatoria para instalaciones FV > 25 kW	595,36	595,36
1	TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN	669,78	669,78
<b>TOTAL CAP. 9: LEGALIZACION Y PUESTA EN MARCHA</b>			<b>3.519,70</b>



**CAP. 10****TRANSPORTE DE MATERIALES**

- 1 MEDIOS DE ELEVACIÓN Y TRANSPORTE DE MATERIALES  
\*Si se necesitan medios de transporte para mover el material o medios de elevación se facturarán según tiempo de uso\*

**TOTAL CAP. 10: TRANSPORTE DE MATERIALES****CAP. 11****PARTIDAS NO INCLUIDAS**

TRAMITACIONES ADMINISTRATIVAS

COORDINACIÓN Y PLAN DE SEGURIDAD

SI LA INSTALACIÓN POSEE BATERÍA DE CONDENSADORES SE DEBERÁN AÑADIR VARIOS TOROIDALES DE MEDIDA Y SUMADOR DE INTENSIDADES PARA COMPATIBILIZAR LA PLANTA F.V, PARTIDA QUE SE VALORARÁ A PARTE

LICENCIA DE OBRAS

SI EL SISTEMA NO TIENE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS SE DEBERÁN AÑADIR PARA LA LEGALIZACION Y SERÁN VALORADAS A PARTE

UNA VEZ SEA DESCARGADO EL MATERIAL EN LAS INSTALACIONES, ESTE ES PROPIEDAD DEL PROMOTOR, DEBIENDO ASUMIR CUALQUIER PERCANCE CON ESTE MISMO

PERMISOS DE CONEXIÓN A RED

OBRA CIVIL NECESARIA PARA LOS POSTES DE RECARGA DE V.E

**TOTAL OFERTA  
(IVA EXCLUIDO)**

**91.551,26**

**RESUMEN DE LA OFERTA**

<b>CAP. 1</b>	<b>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>	<b>57.045,64</b>
<b>CAP. 2</b>	<b>INVERSOR FOTOVOLTAICO</b>	<b>8.421,04</b>
<b>CAP. 3</b>	<b>CUADRO DE PROTECCIONES DC/AC FOTOVOLTAICA</b>	<b>2.301,86</b>
<b>CAP. 4</b>	<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA AC FOTOVOLTAICA</b>	<b>1.364,80</b>
<b>CAP. 5</b>	<b>COMUNICACIONES FOTOVOLTAICA</b>	<b>547,80</b>
<b>CAP. 6</b>	<b>ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA</b>	<b>8.464,14</b>
<b>CAP. 7</b>	<b>CARGADOR VEHÍCULO ELÉCTRICO</b>	<b>9.610,78</b>
<b>CAP. 8</b>	<b>COMUNICACIONES CARGADOR V.E- CUADRO</b>	<b>275,5</b>
<b>CAP. 9</b>	<b>LEGALIZACION Y PUESTA EN MARCHA</b>	<b>3.519,70</b>
<b>CAP. 10</b>	<b>TRANSPORTE DE MATERIALES</b>	

A continuación, se adjunta una tabla resumen (ver Tabla 34) que refleja el porcentaje que supone el coste de cada partida respecto al importe total para cuantificar la importancia de cada una de ellas con respecto al presupuesto final.

<b>PARTIDA</b>	<b>COSTE</b>	<b>%</b>
Módulos fotovoltaicos	57.045,64 €	62,31%
Inversor fotovoltaico	8.421,04 €	9,20%
Cuadro de protecciones DC/AC FV	2.301,86 €	2,51%
Instalación eléctrica AC FV	1.364,80 €	1,49%
Comunicaciones FV	547,80 €	0,60%
Estructura fotovoltaica	8.464,14 €	9,25%
Cargador vehículo eléctrico	9.610,78 €	10,50%
Comunicaciones V.E	275,50 €	0,30%
Legalización y puesta en marcha	3.519,70 €	3,84%

*Tabla 33. Porcentaje de cada partida respecto al presupuesto total*

Se comprueba que el capítulo referente a los módulos fotovoltaicos es el que más presencia tiene en el presupuesto suponiendo el 62,31% del mismo. Por otra parte, los capítulos que le siguen en orden de peso son el cargador de vehículo eléctrico, la estructura fotovoltaica y por último el inversor fotovoltaico.

## 7. Análisis económico

En el presente apartado se va a realizar un análisis económico del proyecto para cuantificar, por una parte, el ahorro que supone la instalación de la fotovoltaica en la factura de la luz de la industria y en toneladas de CO<sub>2</sub>, y por otra, la amortización de la instalación solar.

Ya se ha comentado en el apartado de análisis de consumos horarios (ver sección 3.2), que los precios de la energía correspondientes a cada periodo serán los siguientes:

PERIODO	PRECIO (€)
P1	0,23783
P2	0,218058
P3	0,208416
P4	0,064493
P5	0,064478
P6	0,195372
Precio comp.	0,05

Tabla 34. Precio de la energía según el periodo tarifario

Además, al acogerse la industria a la modalidad de “Autoconsumo con excedentes acogido a compensación”, el precio de esta retribución es de 0,05 €/kWh tal y como refleja la Tabla 35.

Así pues, haciendo uso de una hoja de cálculo Excel con los 8.760 datos de consumo y producción fotovoltaica de los que se dispone, se llega a los siguientes resultados:

Término	Valor
Coste sin fotovoltaica	64.130,29 €
Coste con fotovoltaica	52.736,3 €
Ahorro anual sin compensación	11.393,99 €
Ahorro por compensación	2.209,47 €
Ahorro total	13.603,46 €

Tabla 35. Resultados del análisis económico de los consumos horarios anuales

En primer lugar, el coste sin fotovoltaica corresponde al coste de la factura de la luz que debería abonar la industria si no tuviera instalada la fotovoltaica. Es decir, resulta de la suma del producto entre el coste de la energía del periodo correspondiente y el dato de consumo horario. Es decir:

$$Coste \text{ sin fotovoltaica} = \sum_{t=1}^{8.760} Coste \text{ energía}_{Px} \cdot Consumo_{horario Px}$$

Donde Px hace referencia al periodo al que corresponde ese dato horario de consumo.

Por otra parte, para calcular el coste de la factura de la luz si se instalara fotovoltaica, es necesario comparar los datos de consumo y producción horarios y con ello se podrá cuantificar el porcentaje de autoabastecimiento, es decir, la demanda que se cubre con la producción fotovoltaica en esa hora. Por lo tanto, el coste con fotovoltaica se calculará como:

*Coste con fotovoltaica*

$$= \sum_{t=1}^{8.760} Coste \text{ sin fotovoltaica}_h \cdot (1 - \%autoabastecimiento_h)$$

Calculados los costes de energía para ambas situaciones, se puede cuantificar el ahorro que supondría únicamente la instalación solar, siendo este de **11.393,99 € anuales**.

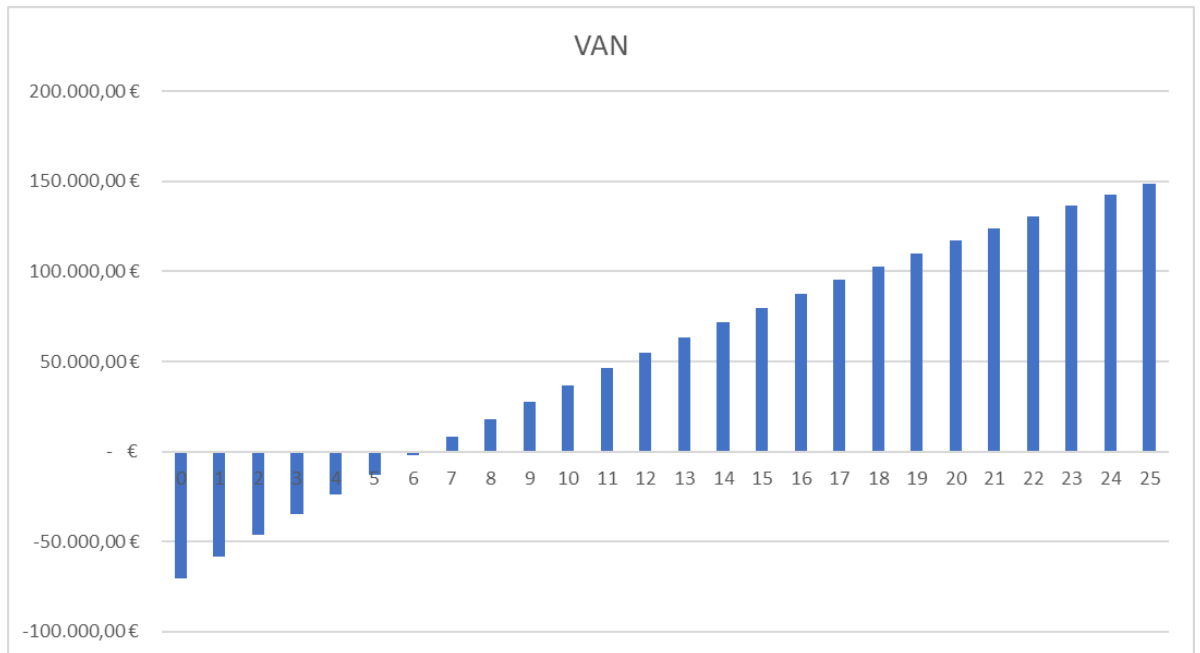
Si a esto se le añade la bonificación por los excedentes de energía FV en determinadas horas del día (**2.209,47 € anuales**), el ahorro total que se conseguiría con la instalación de los módulos solares en la industria es de **13.603,46 € anuales**.

Por otra parte, resulta interesante cuantificar el ahorro anual de toneladas de CO<sub>2</sub> que se podría conseguir con la instalación fotovoltaica expuesta. Así pues, se ha hecho uso de una calculadora online de toneladas de dióxido de carbono [41], la cual calcula estas emisiones en función de la producción fotovoltaica. Así pues, el ahorro anual de emisiones de CO<sub>2</sub> sería de **61,07 toneladas**.

Una vez cuantificado el ahorro económico en la factura de la luz y en emisiones de CO<sub>2</sub>, a continuación, se procede a calcular la amortización de la instalación de fotovoltaica. Resulta importante destacar que para este cálculo sólo se ha tenido en cuenta el presupuesto relativo a la instalación solar (81.664,98 €) para poder otorgar

resultados más realistas, ya que el ahorro percibido en la factura de la luz es debido a esta parte del proyecto y no a la referente al vehículo eléctrico.

Por tanto, considerando una tasa de descuento del 3 % y unos gastos anuales fijos de mantenimiento estimados de unos 1.500 € [42], se obtiene la siguiente gráfica que representa la amortización:



Gráfica 6. Representación de la amortización de la instalación obtenida

Se observa en la Gráfica 6 que el VAN resulta positivo a partir del sexto año, por lo que la instalación se amortizaría completamente en 7 años, dato que se encuentra dentro de lo habitual para instalaciones de esta envergadura [43].

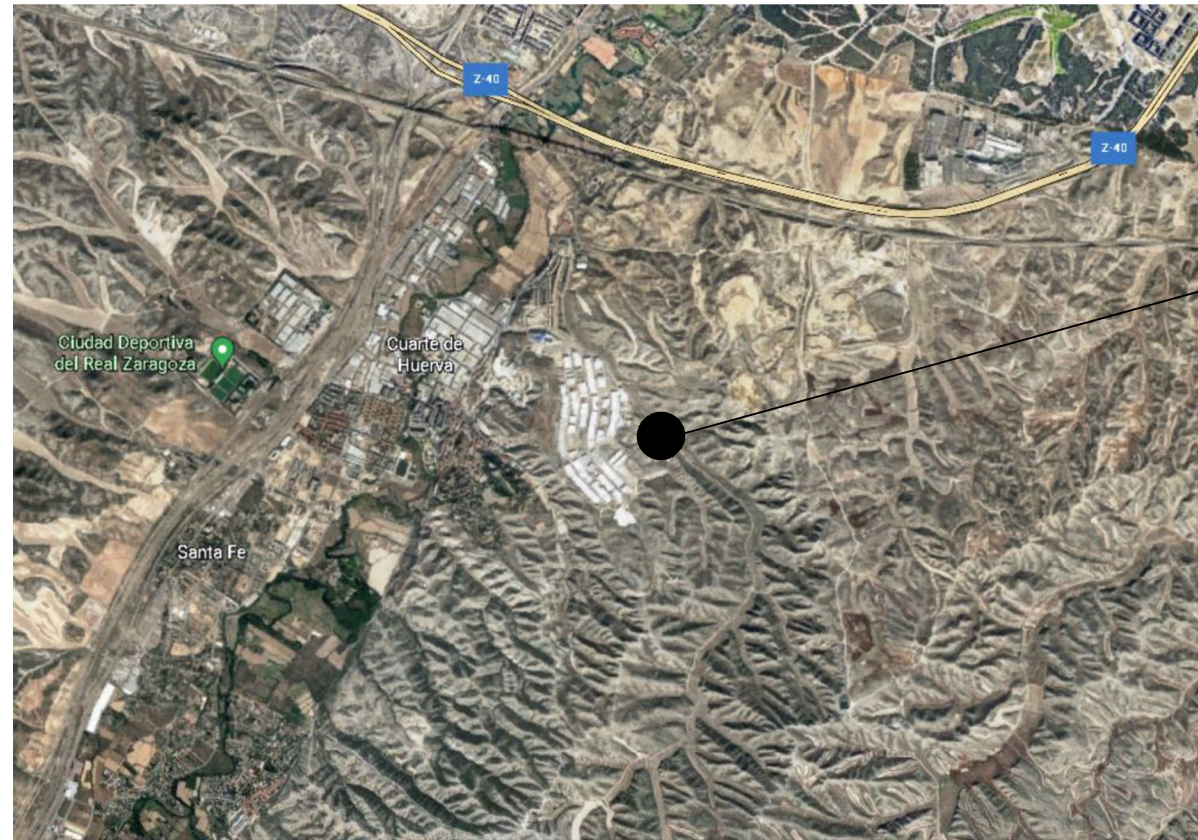
A continuación, se adjunta la tabla que refleja los resultados obtenidos de los flujos de caja, VAN y ahorro acumulado durante los 25 años de vida útil de la instalación:

Año	Flujos caja	VAN	Ahorro	Ahorro acumulado
0	-70.576,13 €	-70.576,13 €	12.604,61 €	12.604,61 €
1	12.237,49 €	-58.338,64 €	12.237,49 €	24.842,10 €
2	11.881,05 €	-46.457,59 €	11.881,05 €	36.723,15 €
3	11.535,00 €	-34.922,59 €	11.535,00 €	48.258,15 €
4	11.199,03 €	-23.723,55 €	11.199,03 €	59.457,19 €
5	10.872,85 €	-12.850,71 €	10.872,85 €	70.330,03 €
6	10.556,16 €	-2.294,54 €	10.556,16 €	80.886,20 €
<b>7</b>	<b>10.248,70 €</b>	<b>7.954,16 €</b>	<b>10.248,70 €</b>	<b>91.134,90 €</b>
8	9.950,20 €	17.904,35 €	9.950,20 €	101.085,09 €
9	9.660,38 €	27.564,74 €	9.660,38 €	110.745,48 €
10	9.379,01 €	36.943,75 €	9.379,01 €	120.124,49 €
11	9.105,84 €	46.049,59 €	9.105,84 €	129.230,33 €
12	8.840,62 €	54.890,21 €	8.840,62 €	138.070,95 €
13	8.583,13 €	63.473,33 €	8.583,13 €	146.654,07 €
14	8.333,13 €	71.806,47 €	8.333,13 €	154.987,21 €
15	8.090,42 €	79.896,89 €	8.090,42 €	163.077,63 €
16	7.854,78 €	87.751,66 €	7.854,78 €	170.932,40 €
17	7.626,00 €	95.377,66 €	7.626,00 €	178.558,40 €
18	7.403,88 €	102.781,54 €	7.403,88 €	185.962,28 €
19	7.188,23 €	109.969,77 €	7.188,23 €	193.150,51 €
20	6.978,87 €	116.948,64 €	6.978,87 €	200.129,38 €
21	6.775,60 €	123.724,24 €	6.775,60 €	206.904,98 €
22	6.578,25 €	130.302,49 €	6.578,25 €	213.483,23 €
23	6.386,65 €	136.689,14 €	6.386,65 €	219.869,88 €
24	6.200,63 €	142.889,77 €	6.200,63 €	226.070,51 €
25	6.020,03 €	148.909,81 €	6.020,03 €	232.090,55 €

Tabla 36. Resultados obtenidos del cálculo financiero

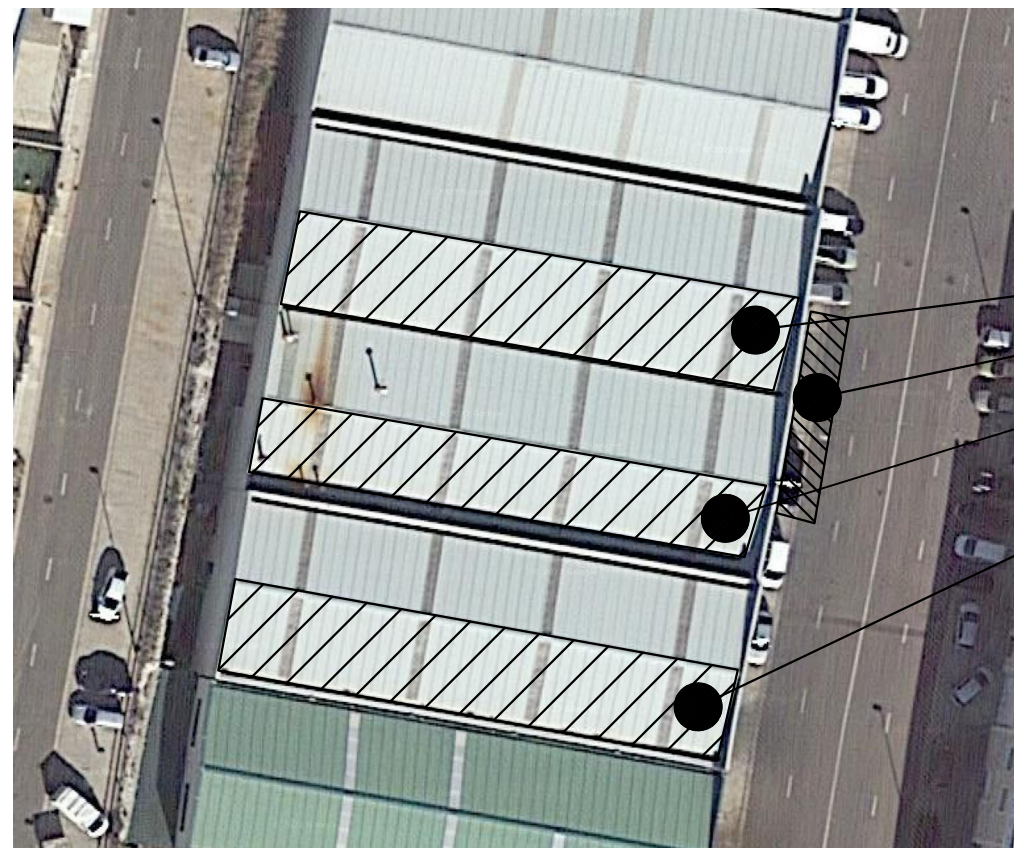
Por tanto, analizando los resultados de la Tabla 37 se puede concluir que resulta rentable la instalación fotovoltaica, ya que entre los 6 y 7 años estará amortizada y los ahorros obtenidos en la factura son considerables.

## 8. Planos



ZONA OBJETO DEL PROYECTO

S.E.



ZONA OBJETO DEL PROYECTO

**TITULO:**  
 INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO  
 DE 100 KW CONECTADO A RED Y PUNTOS DE  
 RECARGA DE V.E

**TITULAR:**

**EMPLAZAMIENTO:**

**PLANO:**  
 SITUACIÓN-EMPLAZAMIENTO

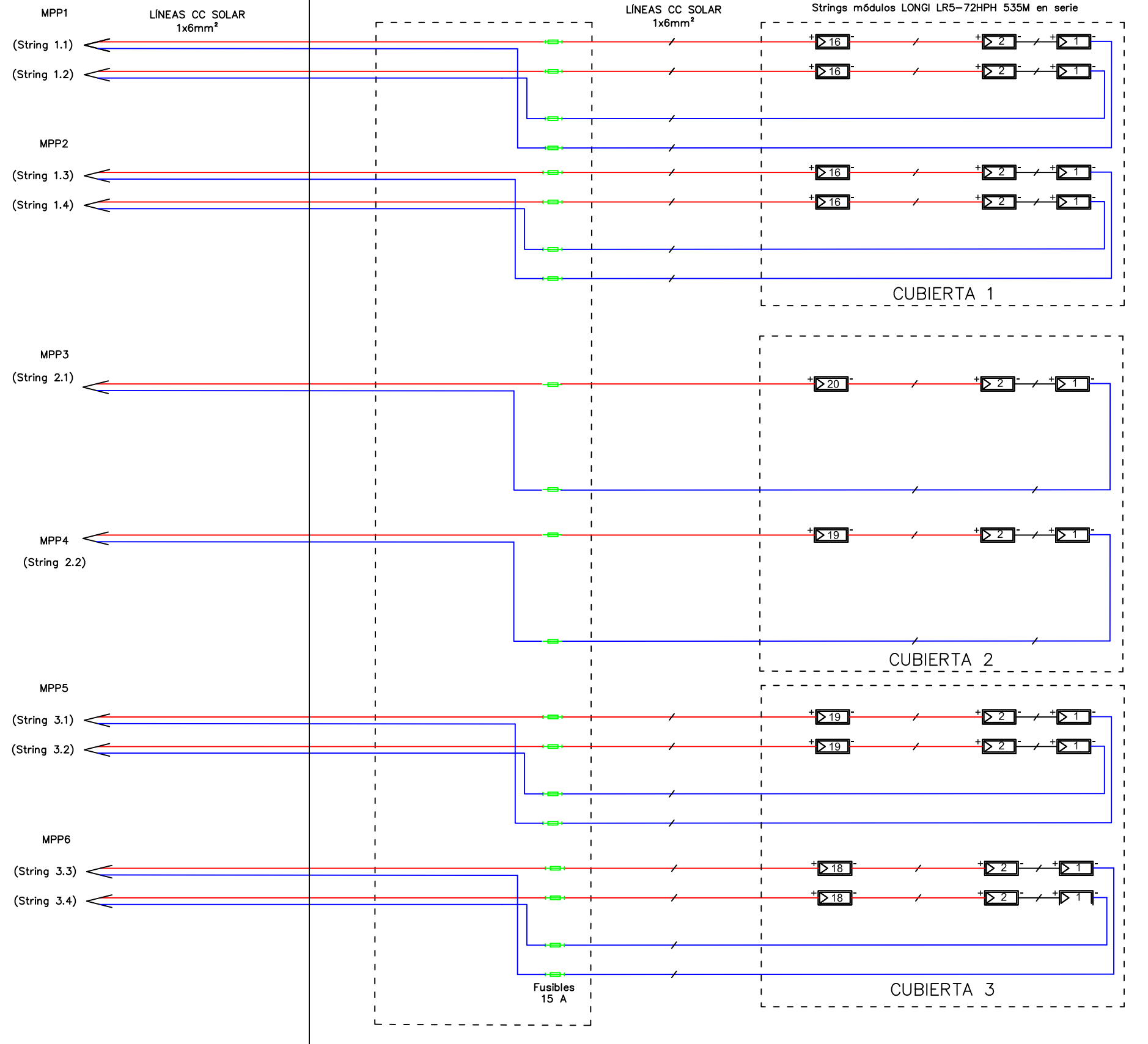
 general de servicios electricos	
El ingeniero técnico	Dibujado: C.LÓPEZ
	Fecha: DIC 2.022
	Referen.: P22_047 PBT
	Escala: S.E.
N° Colegiado: 8.267	N° Plano: 1



# DIVISIÓN STRINGS

CUADRO PROT. DC

ZONA TEJADO, CUBIERTAS 1, 2 Y 3



TITULO:  
INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO  
DE 100 KW CONECTADO A RED

TITULAR:

EMPLAZAMIENTO:

PLANO:  
UNIFILAR CC



El ingeniero técnico

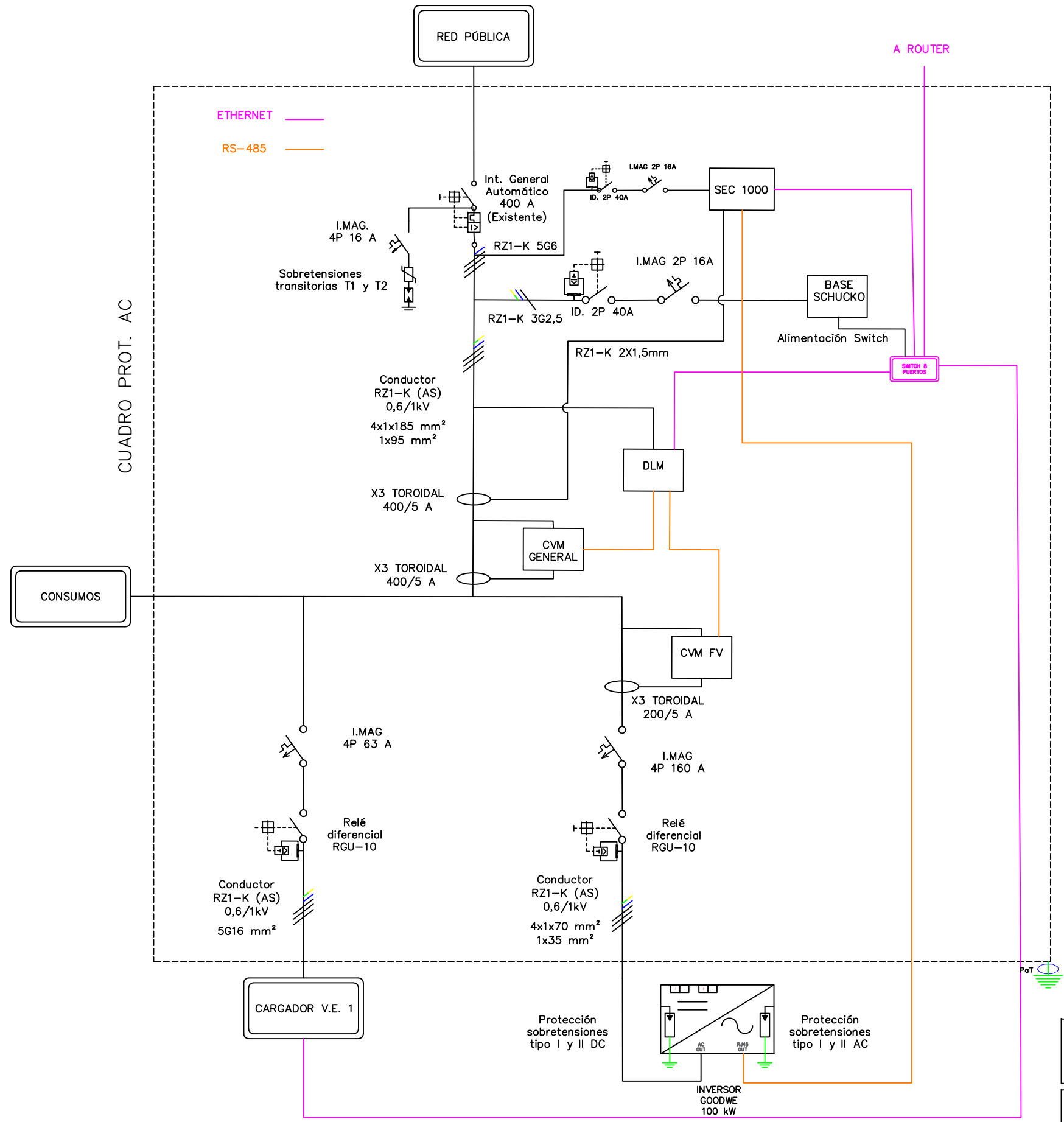
Dibujado: C. LOPEZ

Fecha: DIC 2.022

Referen.: P22\_047 PBT

Escala: S.E.

Nº Plano: 2



CUADRO PROT. AC

TITULO:  
INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO  
DE 100 KW CONECTADO A RED Y V.E

TITULAR:

EMPLAZAMIENTO:

PLANO:  
UNIFILAR CA



El ingeniero técnico	Dibujado: C.LÓPEZ
	Fecha: DIC 2.022
	Referen.: P22_047 PBT
	Escala: S.E.
	Nº Plano: 3

Nº Colegiado: 8.267

## 9. Conclusiones y líneas futuras

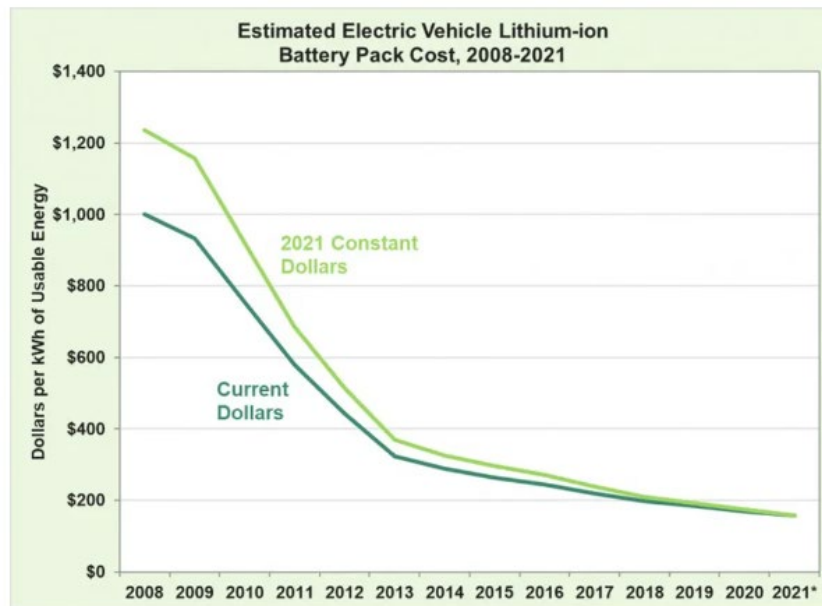
Para finalizar este Trabajo Fin de Máster se presentan las principales conclusiones obtenidas del estudio y las posibles líneas de trabajos futuros a aplicar.

En cuanto a la realización de la memoria ha sido precisa la búsqueda de abundante documentación referente a los modelos presentes en la instalación, precios actualizados de todos los componentes, información acerca del vehículo eléctrico y toda su normativa aplicable, situación de las facturas y el mercado eléctrico actual etc.

Ha sido crucial el estudio del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, ya que todo el desarrollo del proyecto se enmarca en sus reglas, y se deben tener muy presentes para el correcto diseño y posterior aceptación por parte de las inspecciones iniciales que debe superar la instalación.

En lo relativo al evidente desarrollo de las energías renovables, se puede comprobar en los resultados obtenidos en el análisis de los consumos, que es necesario seguir investigando en aspectos referentes al almacenamiento de energía. No es viable conseguir el sistema eléctrico flexible y 100% renovable que marcan como objetivo tanto el PNIEC (2030) y la Estrategia de Descarbonización, si no es posible almacenar la energía excedentaria de forma más rentable que no sean las baterías actuales.

Sin embargo, es cierto que las baterías han reducido considerablemente su precio a lo largo de los años tal y como figura la imagen siguiente:



Gráfica 7. Evolución de las baterías a lo largo del tiempo [44]

Por otra parte, sí han podido observarse avances en aspectos de integración entre la movilidad eléctrica, la generación distribuida y las microrredes. Sin embargo, hay que seguir trabajando en tecnologías avanzadas como la electrónica de potencia (FACTS, FAPs...), en nuevos materiales como los superconductores y en el desarrollo de softwares avanzados para la gestión activa de la demanda, la operación autónoma etc.

En cuanto al auge del vehículo eléctrico, es cierto que la población tiende a centrarse más en las limitaciones con las que cuenta este que en sus ventajas.

En la imagen adjunta a continuación aparecen algunas de las limitaciones del coche eléctrico, sin embargo, la mayoría de ellas podrían resolverse con una evolución en la tecnología y en la economía de mercado.

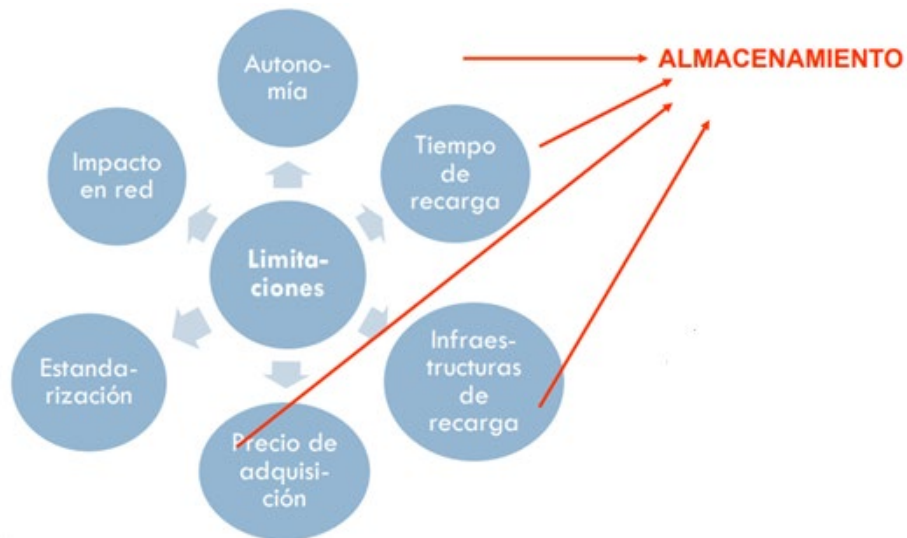


Imagen 31. Limitaciones del vehículo eléctrico [2]

Por otra parte, referente a los resultados obtenidos durante el estudio, se concluye que es crucial conocer el perfil del consumidor para poder dimensionar correctamente una instalación fotovoltaica. Se ha observado en los ratios obtenidos que no por instalar más potencia se van a conseguir mejores resultados; al contrario, se va a tener una instalación sobredimensionada e ineficaz. Lo que se busca conseguir con el autoconsumo es aportar energía de manera instantánea, por tanto, se debe dimensionar para consumir todo o casi todo lo generado, ya que los excedentes se pagan a un precio muy bajo comparado con el precio de compra de la energía.

En cuanto al correcto dimensionamiento de una instalación de recarga de vehículo eléctrico hay que mencionar la existencia de una gran dependencia con los modelos de coche que se van a cargar en la estación. Esto es debido a que cada coche tiene un máximo de potencia de entrada, por tanto, si el vehículo cuenta con una potencia máxima de carga de 11 kW, aunque se instalen tomas de 22 kW, no van a poder ser explotadas al 100% y se estaría sobredimensionando la instalación. En el caso de estudio al no conocer el modelo de coches, se ha optado por los postes de recarga con mayor potencia.

Se ha visto en la Sección 7 que el periodo de amortización de la instalación fotovoltaica está entre los 6 y 7 años, por lo que no se considera un periodo excesivo de recuperación económica en vista de los ahorros obtenidos gracias a ella. Además, cabe

destacar el gran peso que tiene el coste de los módulos fotovoltaicos sobre el coste total de la instalación, suponiendo este más del 62 % del presupuesto.

Por último, en cuanto a líneas futuras del proyecto, para afrontar los problemas mencionados del almacenamiento de energía, se propone instalar la tecnología V2G (Vehicle-to-grid). Esta tecnología permite conectar el vehículo eléctrico a la red de forma bidireccional, es decir, se podrían utilizar los coches eléctricos como sistemas de almacenamiento energético móviles para suministrar energía a la red y a la propia industria [45].

Con la tecnología V2G, durante las horas de inactividad y mientras permanezcan los coches enchufados al cargador, estos permanecerán interconectados a un sistema inteligente, integrado en el punto de recarga, que permite al vehículo eléctrico devolver a la red, en horas pico, parte de la energía almacenada en sus baterías, en horas valle, en el porcentaje que el usuario decida [45].

De esta manera, los vehículos eléctricos estacionados y conectados al cargador inteligente, podrán vender energía a la red en momentos de alta demanda, es decir, cuando esta lo necesite.

Se pueden mencionar empresas como Nissan, que es el fabricante con mayor experiencia en tecnología V2G y que ha puesto en marcha diversos proyectos en países como Suecia y Dinamarca. Por otra parte, en España, se instaló la primera estación de recarga pública V2G, concretamente, en la localidad de Santa Perpètua de Mogoda, situada en la provincia de Barcelona [45].

## 10. ANEXOS

ANEXO 1. PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA  
HELIOSCOPE



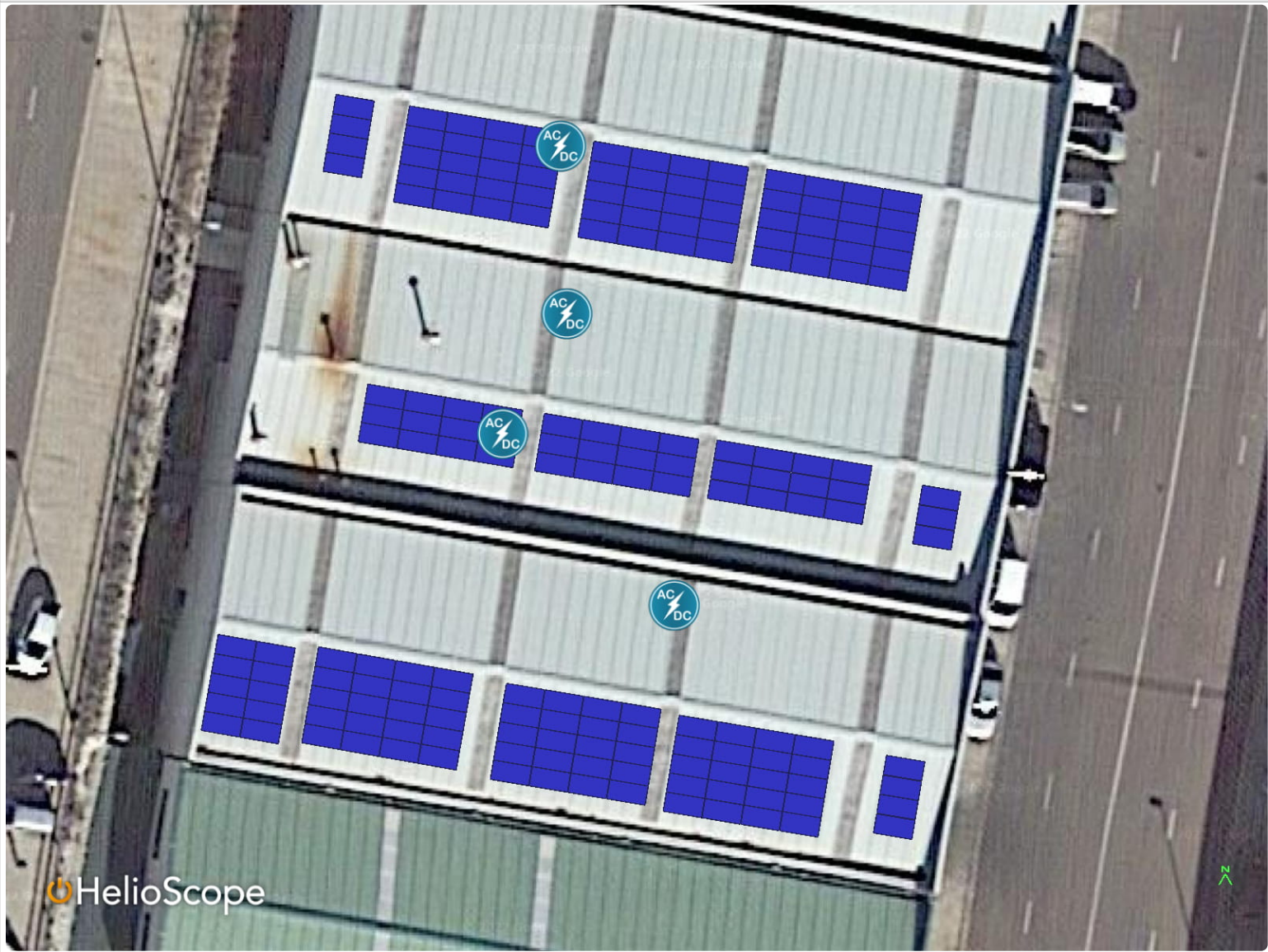
⚡ Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m <sup>2</sup> )	Annual Global Horizontal Irradiance	1,655.1	
	POA Irradiance	1,728.9	4.5%
	Shaded Irradiance	1,725.0	-0.2%
	Irradiance after Reflection	1,659.2	-3.8%
	Irradiance after Soiling	1,626.0	-2.0%
	<b>Total Collector Irradiance</b>	<b>1,626.0</b>	<b>0.0%</b>
Energy (kWh)	Nameplate	154,079.6	
	Output at Irradiance Levels	153,220.0	-0.6%
	Output at Cell Temperature Derate	140,389.3	-8.4%
	Output After Mismatch	135,966.3	-3.2%
	Optimal DC Output	135,367.9	-0.4%
	Constrained DC Output	135,367.5	0.0%
	Inverter Output	132,319.0	-2.3%
	<b>Energy to Grid</b>	<b>131,657.4</b>	<b>-0.5%</b>
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		18.0 °C
	Avg. Operating Cell Temp		34.8 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4635
	Solved Hours		4635

☁ Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module		Uploaded By		Characterization							
	JAM72S30-545/MR (JA Solar)		HelioScope		Spec Sheet Characterization, PAN							
	LR5-72HPH-535M (Longi Solar)		HelioScope		Spec Sheet Characterization, PAN							
	LR5-72HPH-535M (2021) (Longi Solar)		HelioScope		Spec Sheet Characterization, PAN							
Component Characterizations	Device			Uploaded By		Characterization						
	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)			HelioScope		Modified CEC						

📦 Components		
Component	Name	Count
Inverters	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)	4 (96.2 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	12 (434.1 m)
Module	Longi Solar, LR5-72HPH-535M (535W)	161 (86.1 kW)
Module	Longi Solar, LR5-72HPH-535M (2021) (535W)	16 (8.56 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	4-18	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	12	12	6.42 kW
Field Segment 1 (copy)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	12	12	6.42 kW
Field Segment 1 (copy 1)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	3x1	4	12	6.42 kW
Field Segment 1 (copy 2)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	20	20	10.7 kW
Field Segment 1 (copy 3)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	20	20	10.7 kW
Field Segment 1 (copy 4)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	20	20	10.7 kW
Field Segment 1 (copy 5)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	4	4	2.14 kW
Field Segment 1 (copy 6)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	20	20	10.7 kW
Field Segment 1 (copy 7)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1	20	20	10.7 kW
Field Segment 1 (copy 8)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	190°	0.0 m	1x1	20	20	10.7 kW
Field Segment 1 (copy 9)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	190°	0.0 m	1x1	10	10	5.35 kW
Field Segment 1 (copy 10)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	1x1			0
Field Segment 1 (copy 11)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	3x1	1	3	1.61 kW
Field Segment 1 (copy 12)	Flush Mount	Landscape (Horizontal)	5°	189.51157°	0.0 m	2x1	2	4	2.14 kW



## ANEXO 2. FICHA TÉCNICA DEL MODELO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO

# Hi-MO **5m**

## LR5-72HPH 525~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Smart Soldering
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for Materials and Processing

25

25-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001:2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

# LONGI



**21.5%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

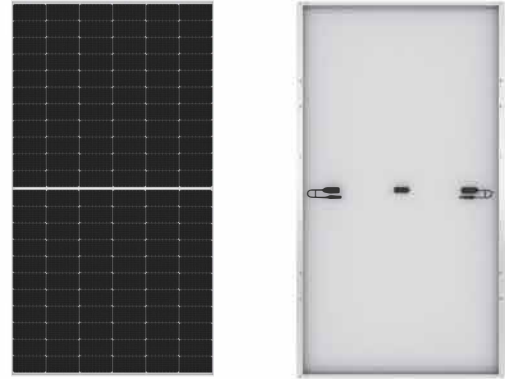
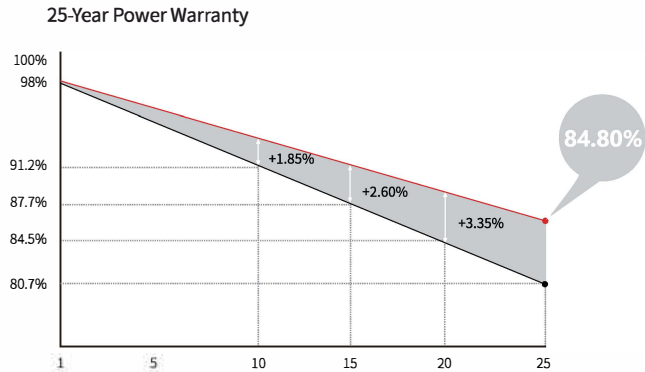
**0~+5W**  
POWER  
TOLERANCE

**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.55%**  
YEAR 2-25  
POWER DEGRADATION

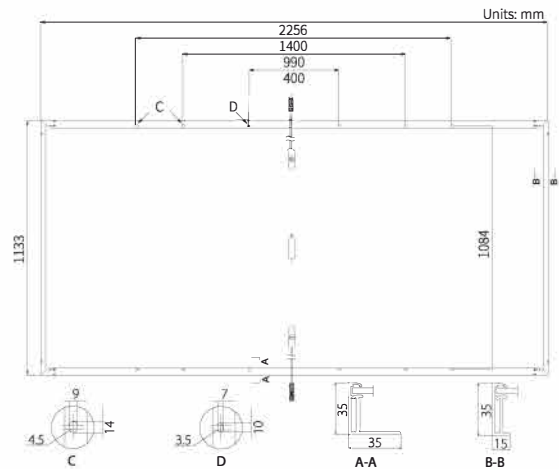
**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C

Test uncertainty for Pmax: ±3%

	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

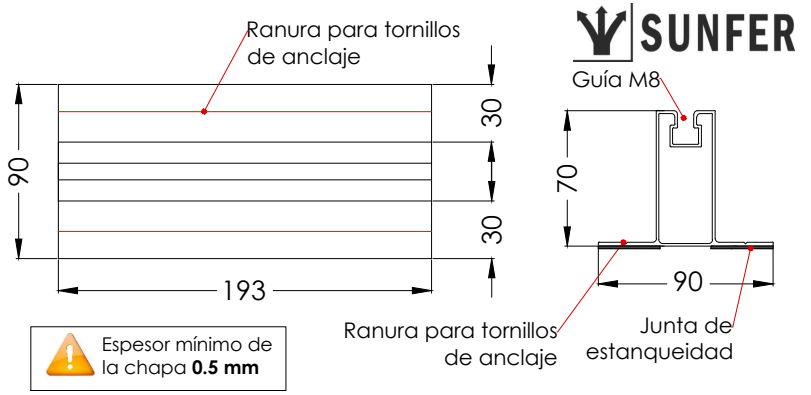
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

ANEXO 3. FICHA TÉCNICA DE LA  
ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA

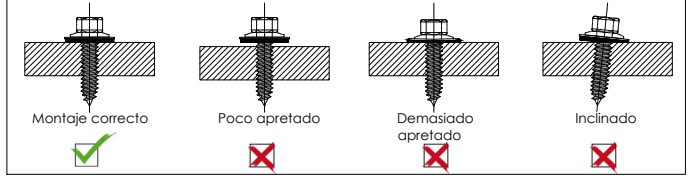
# Ficha técnica

## Soporte coplanar microrail fijación a chapa para cubierta sándwich

# 07H

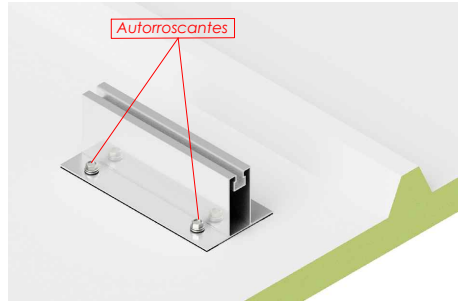
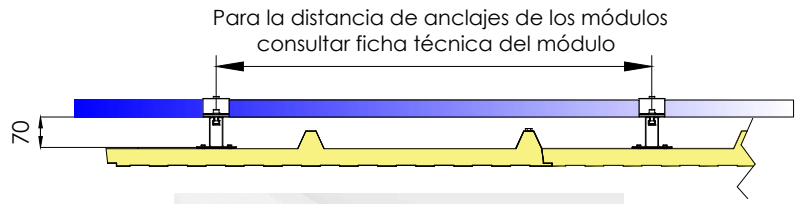


**Espesor mínimo de la chapa 0.5 mm**



- Soporte para cubiertas de chapa sándwich.
- Soporte coplanar para anclaje a chapa.
- La fijación incluye junta de estanqueidad y tornillos de anclaje autotaladrante con arandela de sellado sin necesidad de pretaladro.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- Kits disponibles de 1 a 8 módulos.

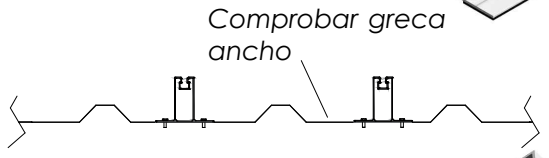
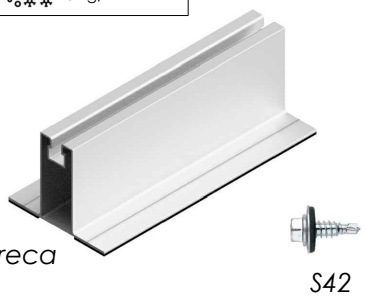
Viento: Hasta 250 Km/h  
 Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6  
 Tornillería presores: Acero inoxidable A2-70  
 Tornillería fijación: S42 Cincado autotaladrante  
 Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.  
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.



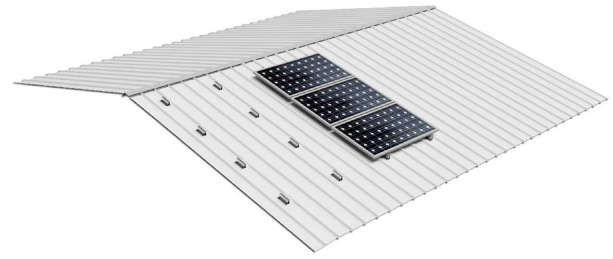
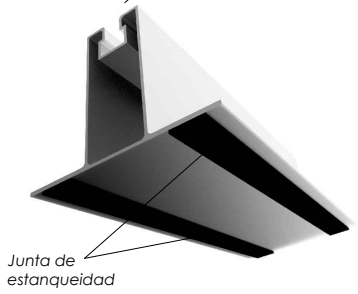
El perfil se fija a la chapa sandwich mediante 4 tornillos S42 (2 a cada lado).

Para todos los módulos - **Sistema Kit**

Carga de nieve: 40 kg/m<sup>2</sup>



**Par de apriete:**  
 Tornillo Presor 7 Nm  
 Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm



Perfiles perpendiculares a la cumbrera

Herramientas necesarias:

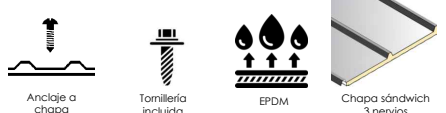


Seguridad:



100% Reciclable

Marcado ES19/86524 CE



Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.



# Velocidades de viento

Soporte coplanar microrail fijación a chapa para cubierta sándwich

**07H**  
Sistema kit



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"



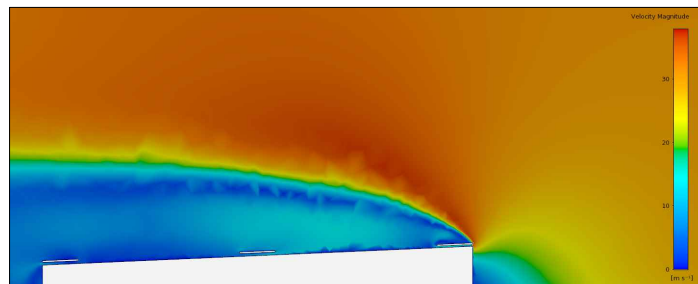
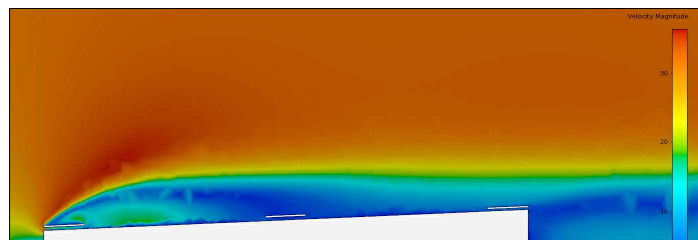
 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
 Para todos los módulos	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
		250	250	250	250	250	250

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje. Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.




Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

## ANEXO 4. FICHA TÉCNICA DEL MODELO DE INVERSOR

## Inversores compactos y eficientes con una alta densidad de potencia

- ✓ Máxima producción de energía
- ✓ Menor CAPEX y OPEX
- ✓ Funcionamiento inteligente y eficiente
- ✓ Los más altos estándares de seguridad

La serie HT, que está desarrollada para sistemas fotovoltaicos comerciales de gran escala y Utility de pequeño tamaño, se caracteriza por una alta densidad de potencia, lo que facilita un diseño sencillo del sistema con un número reducido de inversores. Con una rentabilidad mejorada, el inversor es compatible con módulos de alta potencia y se adapta a los respectivos niveles de corriente CC. Las funciones de supervisión de la carga y de limitación de la exportación de energía se pueden activar con el Smart Energy Controller SEC1000 de GoodWe.

-  Alta densidad de potencia
-  Hasta 15A por string
-  Potencia máxima hasta 45°C



Datos técnicos	GW100K-HT	GW110K-HT	GW120K-HT	GW136K-HTH
<b>Entrada</b>				
Máx. voltaje de entrada (V)			1100	
MPPT Rango de voltaje de funcionamiento (V)			180 ~ 1000	
Voltaje de arranque (V)			200	
Voltaje nominal de entrada (V)	600	600	600	750
Máx. corriente de entrada por MPPT (A)			30	
Máx. corriente de cortocircuito por MPPT (A)			45	
Número de MPPT	10	12	12	12
Número de cadenas por MPPT			2	
<b>Salida</b>				
Potencia nominal de salida (kW)	100	110	120	136
Potencia nominal aparente de salida (kVA)	100	110	120	136
Máx. Potencia Activa CA (kW)	110	121	132	150
Máx. Potencia Aparente CA (kVA)	110	121	132	150
Voltaje nominal de salida (V)		400, 3L / N / PE o 3L / PE		500, 3L / PE
Frecuencia nominal de red CA (Hz)		50 / 60		
Máx. corriente de salida (A)	167.0	175.5	191.3	173.2
Factor potencia de salida		~1 (Ajustable desde 0.8 conductivo a 0.8 inductivo)		
Máx. distorsión armónica total	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Eficiencia</b>				
Máx. eficiencia	98.6%	98.6%	98.6%	99.0%
Eficiencia europea	98.3%	98.3%	98.3%	98.5%
<b>Protección</b>				
Control de corriente cadena fotovoltaica		Integrada		
Detección aislamiento de resistencia fotovoltaica		Integrada		
Monitor de corriente residual		Integrada		
Protección polaridad inversa CC		Integrada		
Protección anti-isla		Integrada		
Protección sobrecorriente CA		Integrada		
Protección cortocircuito CA		Integrada		
Protección alto voltaje CA		Integrada		
Interruptor CC		Integrada		
Protección contra sobretensiones CC		Tipo II (Opcional Tipo I)		
Protección contra sobretensiones CA		Tipo II (Opcional Tipo I)		
Interruptor de circuito por falla de arco (AFCI)		Opcional		
Apagado remoto		Opcional		
Recuperación PID		Opcional		
<b>Datos generales</b>				
Temperatura de Operación (°C)		-30 ~ +60		
Humedad relativa		0 ~ 100%		
Altura Máx. de Operación (m)		5000 (>4000 derating)		
Método de enfriamiento		Refrigeración de ventilador inteligente		
Interface		LED, LCD (Opcional), WLAN + APP		
Comunicación		RS485, WiFi o 4G (Opcional)		RS485, WiFi o 4G o PLC (Opcional)
Protocolos de comunicación		Modbus-RTU (SunSpec Compliant)		
Peso (kg)	93.5	98.5	98.5	98.5
Medidas (Ancho x Alto x Profundo mm)		1008 x 678 x 343		
Topología		No aislado		
Consumo corriente nocturna (W)		<2		
Grado de protección		IP66		
Conector CC		MC4 (4 ~ 6mm <sup>2</sup> )		
Conector CA		OT / DT terminal (Max. 300mm <sup>2</sup> )		

\*: Visite el sitio web de GoodWe para ver los últimos certificados.

ANEXO 5. FICHA TÉCNICA DEL SISTEMA  
DE MONITORIZACIÓN SEC1000  
(EZLOGGER PRO + SMART METER)

# SEC1000 / SEC1000S

El SEC (Smart Energy Controller) está compuesto por el contactor trifásico de GoodWe y el cuadro de control. Se puede conectar con el SEMS para controlar y gestionar el rendimiento de los inversores en cada cadena. El modelo SEC 1000 cuenta con funciones de monitorización, control de potencia de exportación a red y compensación de potencia reactiva, mientras que el SEC1000S sirve para controlar la potencia de exportación e instalar inversores de la Serie ET en paralelo (máximo 10 unidades). Caja pequeña, funciones poderosas!



Datos técnicos	SEC1000 (en red)	SEC1000S (almacenamiento)
Rango de voltaje de entrada (V)	Voltaje de fase: CA 60V ~ 280V	
	Voltaje de línea: CA 100V ~ 480V	
Entrada de CA	3L / N / PE o 3L / PE	
Tensión de Entrada y Frecuencia	50Hz / 60Hz	
Rango de corriente de entrada	5A(máximo)	
Potencia nominal	<10W	
Modo de comunicación con inversor	RS485	
Distancia máxima para control del inversor	1000m (Usando el modo de par trenzado apantallado)	
Número máximo de inversores en control	60 uds.	10 uds.
Modo de comunicación con terminales	LAN o GPRS	NA
Firmware	FW en red	FW para almacenamiento
Rango de temperaturas de funcionamiento (°C)	-25~60	
Humedad relativa	0~100%	
Grado de Protección	IP65	
Tamaño (longitud x anchura x altura mm)	420×320×131mm	
Peso (kg)	4Kg	

## EzLogger Pro

EzLogger Pro is a self-developed monitoring device by GoodWe. In combination with a GoodWe solar inverter, it can easily read and record all key plant data and constantly transmit the data to the GoodWe portal via internet.



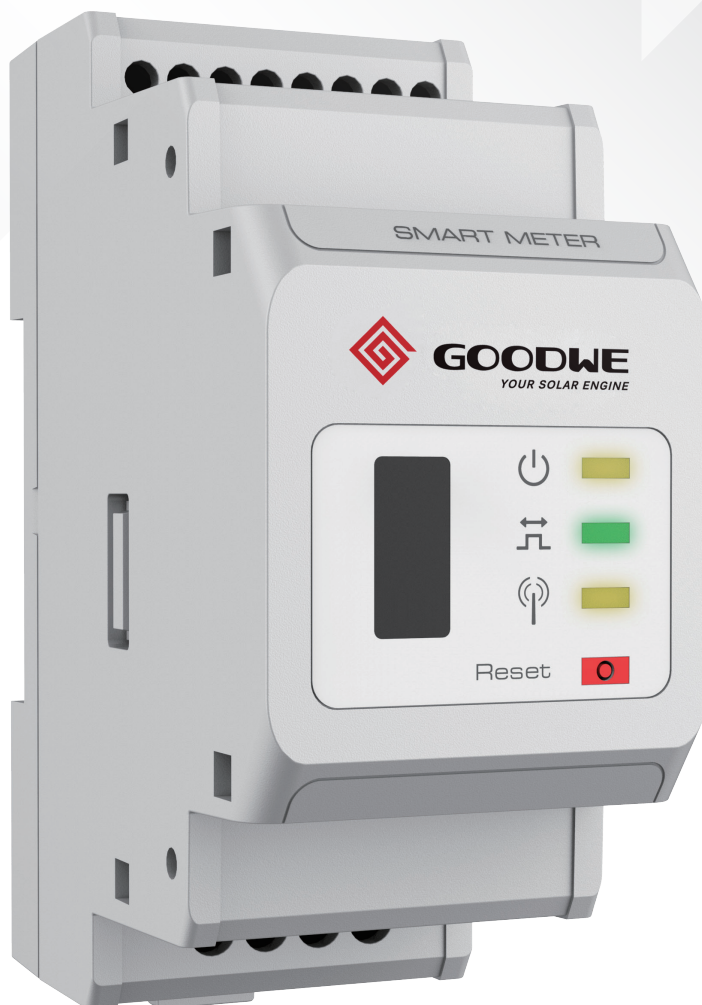
### Communication management

Communication	Inverter communication	3 x RS485
	PC communication	10/100M Ethernet
	Wireless module (optional)	Wi-Fi; GPRS
Number of managed devices	RS485	60 (The number of devices connected to a single RS485 port shall not exceed 20)
Communication distance	RS485	1000m (shielded twisted pair wire shall be used)
	Ethernet	100m
	Wi-Fi	15m (reference value)
	GPRS	Not limited

### General parameters

General parameters	Power adapter	Input: 100 ~ 240Vac, 50/60Hz, output: 12Vdc 1.5A
	Power consumption	General 3W, maximum 6W
	Storage capacity	16MB, expandable to 8GB through an optional SD card
	Dimensions (L * W * H)	190*118*37mm
	Weight	500g
	Operating temperature	-20°C ~ +60°C
	Relative humidity (no condensation)	5% ~ 95%
	IP rating	IP20
	Installation method	Wall mounting, table surface mounting, rail mounting
	Display	8 LED indicators

# Medidor Inteligente



Los Medidores Inteligentes de GoodWe han sido diseñados para ofrecer mediciones de alta precisión; su diseño es compacto, son de fácil operación e instalación. Está disponible para adaptarse a sistemas monofásicos y trifásicos y tiene la capacidad de detectar tensión, niveles de corriente y el suministro de energía. Puede operar en conjunto con inversores conectados al sistema SEMS, para una administración más inteligente de la energía.



Diseño modular



Alta precisión en recolección de datos



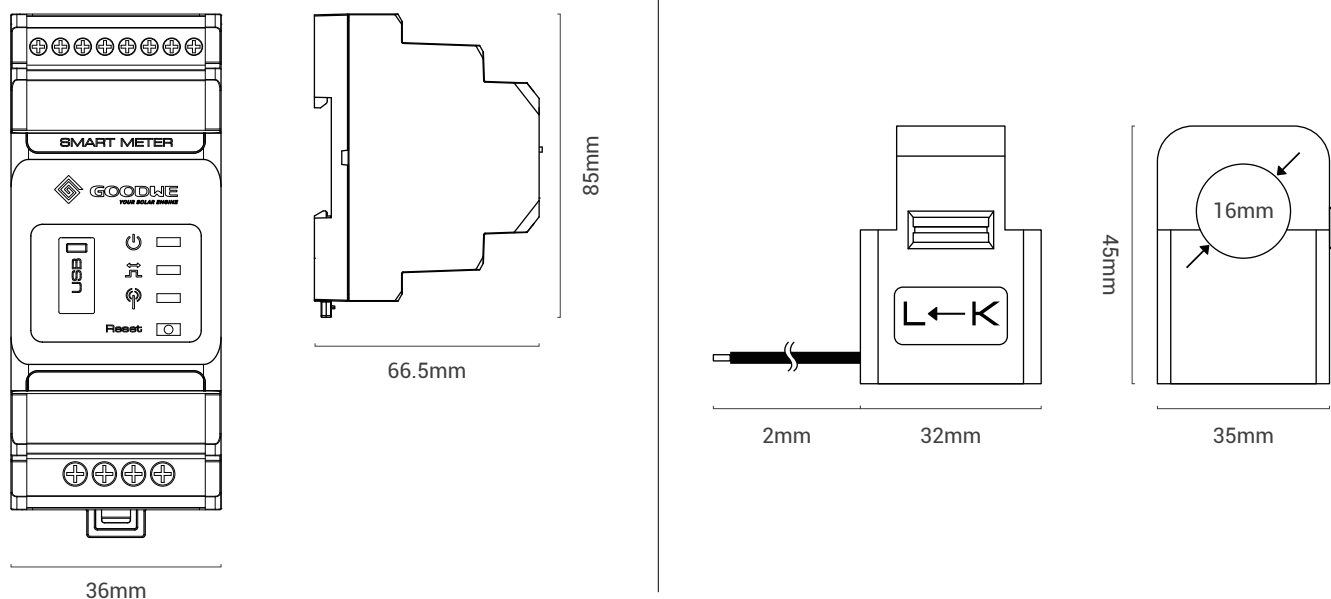
Fácil instalación



**GOODWE**  
YOUR SOLAR ENGINE



## Dimensions



Modelo		GM3000	GM1000
Aplicación		Trifásico	Monofásico
Tensión	Tensión nominal	3L+N/400Vac	230Vac
	Rango de tensión	0.7~1.2 Un	0.7~1.2 Un
	Frecuencia	50Hz/60Hz	
Corriente de entrada		Apertura externa y cierre de acceso de CT: 120 A - 40 mA;	
Autoconsumo		<3W	
Detección de datos		Tensión, corriente, Potencia activa, suministro de Potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia	
Cálculo de energía		Potencia Activa & Reactiva	
Precisión	Tensión/Corriente	Clase 1	
	Potencia activa	Clase 1	
	Potencia reactiva	Clase 2	
Comunicación	Con inversor	RS485	
Interfaz		3 LED (Potencia, consumo de energía, comunicación), puerto USB, Botón de Reinicio	
Parámetros mecánicos	Tamaño (L*A*A)	36*85*66.5mm	
	Peso	±420g	±220g
	Clase de protección	IP20 (Para uso al interior de casas)	
	Método de instalación	Estructura para montaje	
Temperatura operativa		-20 ~ 60°C	
Humedad operativa		95% sin condensación	
Altitud		<2000m	

ANEXO 6. FICHA TÉCNICA DEL MODELO DE POSTE  
DE RECARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO



## URBAN T22

URBAN T22, Postes de carga exterior, modo 1, 2 y 3

Código: V10623.

- > Comunicaciones: Ethernet
- > Tipo Salida: 400 Vca - 32 A - 22 kW
- > Corriente de entrada: 67 A
- > Tipo conector: Base Tipo 2
- > Tipo red: Trifásica
- > Modo recarga: 3
- > N° Tomas: 2
- > Protección diferencial: Tipo A

### Descripción

---

Los postes **URBAN** se han diseñado para garantizar una solución robusta para la recarga en entornos de acceso público, capaz de resistir a las diversas condiciones ambientales y posibles actos vandálicos, ofreciendo a su vez un proceso de instalación y mantenimiento simplificado para los operadores.

Los equipos **URBAN** facilitan las tareas de recarga a los distintos usuarios de VE, incorporando todas las protecciones eléctricas necesarias para garantizar una plena seguridad en el interior de un cuerpo metálico de aluminio. Pueden disponer de cables tipo 1, tipo 2 o tomas Tipo 2 y/o tomas Schuko en diversas combinaciones, posibilitando la recarga en Modo 1-2 y Modo 3 en función de la configuración escogida.

La serie **URBAN 20** está ideada para aplicaciones complejas donde se necesite ofrecer las máximas prestaciones que exige el mercado, se precise de gestión y monitorización con control remoto o integrarse en plataformas de gestión basadas en el protocolo OCPP 1.5 ó 1.6.

### Aplicación

---

Los postes **URBAN** son especialmente adecuados para todo tipo de aparcamientos en intemperie. Sus aplicaciones se extienden desde plazas en vía pública, grandes superficies, aeropuertos, empresas de venta y alquiler de vehículos, aparcamientos privados, etc



## URBAN T22

Código: V10623.

### Especificaciones

#### Alimentación en alterna

Corriente de entrada	67 A
Frecuencia	50 ... 60 Hz
Tipo de red	3F + N + PE
Tensión nominal	400 V ~ ± 10 %

#### Características eléctricas

Protección contra sobretensiones (DSP)	Protector contra sobretensión transitoria IEC 61643-1 (Clase II), (Opcional)
Protección de sobrecorriente	PIA 40 A (curva C)
Balaceo de potencia entre tomas	1
Cable: Tipo de conector	Base Tipo 2
I máx. de salida (A)	32
Modo de carga	Modo 3 (IEC 61851-1)
Nº de tomas	2
Potencia máxima de salida (kW)	22
Tensión	400 V ~ (± 10 %)

#### Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	450 x 1550 x 290 (mm)
Envolvente	Aluminio y ABS
Fijación	Fijación al suelo con 4 pernos
Peso Neto (kg)	52

#### Características ambientales

Grado de protección	IP 54 / IK10
Humedad relativa (sin condensación)	5 ... 95 %
Temperatura de almacenamiento	-20 ... +60 °C
Temperatura de trabajo	-5 ... +45 °C

#### Comunicaciones

Protocolo	Ocpp
Tipo	Ethernet 10/100 Base TX (TCP/IP)
Velocidad	4G / GPRS / GSM (opcional)

#### Normas

Seguridad eléctrica, Categoría de la instalación	CAT III 300 V
Seguridad eléctrica, Clase de aislamiento	Protección contra choque eléctrico por doble aislamiento clase II (IEC 61010)
Normas	IEC 61851-1, IEC 61851-22, IEC 62196-1, IEC 62196-2, Directiva 2014/35/UE, LVD; 2014/30/UE, EMC



## URBAN T22

Código: V10623.

### Interface usuario

RFID	ISO/IEC 14443 A/B, MIFARE Classic / Desfire EV1 ISO 18092 / ECMA-340, NFC 13,56 MHz
LED	Indicador de carga en color RGB
Tipo display	LCD

### Prestaciones

Medida de energía	Contador MID Clase 1, UNE-EN 50470-3
Opcional	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Puertas antivandálicas para tomas Tipo 2</li> <li>• Protección diferencial Tipo A con reconexión automática</li> <li>• Protección diferencial Tipo B</li> <li>• Protección diferencial Tipo B con reconexión automática</li> <li>• Protector contra sobretensiones</li> <li>• Kit de baja temperatura (-30 °C)</li> <li>• Calentador climatizador (-30 ... +45 °C)</li> </ul>

### Protección magnetotérmica

Curva de disparo	MCB (Curva C)
------------------	---------------

### Protección

Relé de seguridad tipo (clase)	RCD Tipo A (30 mA) RCD Tipo A (30 mA) con reconexión automática (opcional) RCD Tipo B (opcional) RCD Tipo B con reconexión automática (opcional)
--------------------------------	--

### Salida 1

Corriente máxima	400 Vca - 32 A - 22 kW
Potencia máxima	400 Vca - 32 A - 22 kW
Rango tensión	400 Vca - 32 A - 22 kW
Tipo conector	Base Tipo 2
Tipo de red	Trifásica (CA)

### Salida 2

Corriente máxima	400 Vca - 32 A - 22 kW
Potencia máxima	400 Vca - 32 A - 22 kW
Rango tensión	400 Vca - 32 A - 22 kW
Tipo conector	Base Tipo 2
Tipo de red	Trifásica (CA)



## URBAN T22

Código: V10623.

### URBAN 20

Postes de carga exterior URBAN 20

CóDIGO	TIPO	Nº Tomas	Tipo Salida	Tipo conector	Tipo red
V10622.	URBAN M22	2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Base Tipo 2	Monofásica
V10623.	URBAN T22	2	400 Vca - 32 A - 22 kW	Base Tipo 2	Trifásica
V10625.	URBAN M22-C1	2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Cable Tipo 1	Monofásica
V10626.	URBAN T22-C2	2	400 Vca - 32 A - 22 kW	Cable Tipo 2	Trifásica
V10627.	URBAN T24-MIX	4 (2)	400 Vca - 32 A - 22 kW  230 Vca - 16 A - 3,7 kW	Base Tipo 2   Schuko	Trifásica
V10628.	URBAN M24-MIX	4 (2)	230 Vca - 32 A - 7,4 kW 230 Vca - 16 A - 3,7 kW	Base Tipo 2   Schuko	Monofásica
V10629.	URBAN T22-MIX	2	400 Vca - 32 A - 22 kW  230 Vca - 16 A - 3,7 kW	Base Tipo 2   Schuko	Trifásica
V1062A.	URBAN M22-C2	2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Cable Tipo 2	Monofásica
V1062B.	URBAN M22-S	2	230 Vca - 16 A - 3,7 kW	Schuko	Monofásica

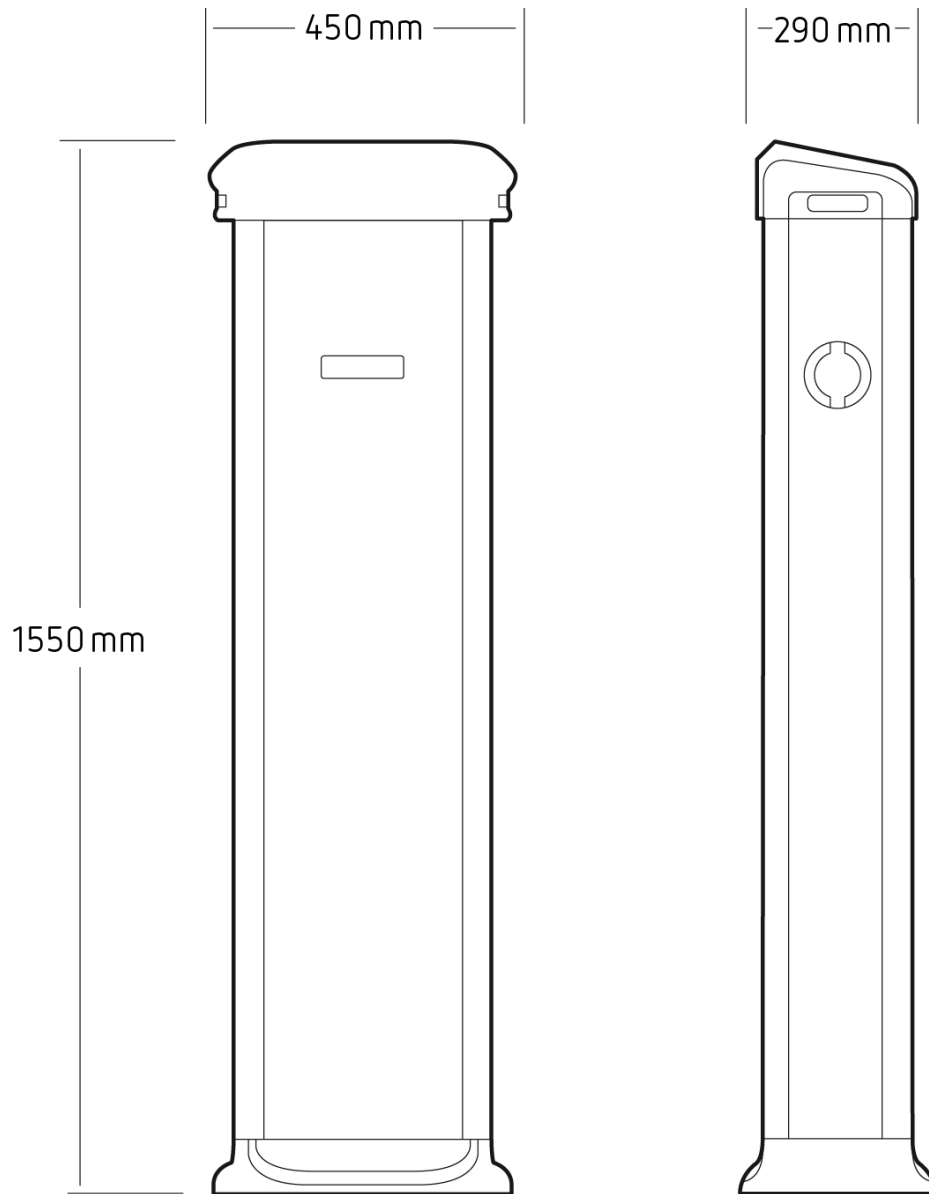
Protección magnetotérmica y protección diferencial de 30 mA Tipo A independiente por toma, Medida de energía integrada MID, Lector RFID para identificación y activación recarga - ISO 14443 A/B, Almacenamiento de datos, Comunicaciones Ethernet, Comunicaciones 3G (opcional), Protocolo comunicaciones OCPP 1.5/1.6, Peso: 55 kg, Envoltorio de aluminio IP54 - IK10, Dimensiones 1550x450x290 mm. Longitud de cable de 4 m (según modelo).

## Dimensiones



## URBAN T22

Código: V10623.



## ANEXO 7. SISTEMA DE GESTIÓN DE POTENCIA (DLM)





Sistema de gestión de potencia para equipos de  
recarga de vehículos eléctricos DLM

## Contenido

1. Problemática .....	3
2. Solución .....	3
3. Características DLM.....	4
4. Arquitectura del sistema DLM.....	5
a) Control.....	5
b) Medida .....	5
c) Puntos de recarga .....	5
d) Red de comunicaciones.....	6
5. Pantallas de monitorización .....	7
6. Informes mensuales de recargas .....	9
7. Servicios de puesta en marcha.....	10
8. Condiciones de venta .....	10

## 1. Problemática

Los usuarios de vehículos eléctricos quieren cargar sus vehículos lo más rápido posible, mientras los proveedores de servicios de recarga **quieren minimizar** sus costes. Es necesario entonces, una gestión de la potencia de recarga para que **la potencia contratada** para dar servicio a la instalación sea la menor posible a la vez que se asegura un servicio de recarga adecuado.

La inclusión de una sistema DLM **también** responde a la necesidad **de evitar ampliaciones**, que pueden resultar muy costosas, en el momento de incorporar varios puntos de recarga de vehículos eléctricos en una instalación ya existente.

## 2. Solución

El sistema DLM permite recargar el máximo de vehículos en el menor tiempo posible, gracias a una gestión inteligente de la potencia de carga. **Optimizando así la potencia disponible** en la instalación.

Una vez llega un vehículo nuevo para realizar una recarga, se calcula si se dispone de corriente suficiente. En caso de no disponerla, se regularan todos los puntos de recarga conectados para poder dar suministro al nuevo vehículo.



## 3. Características DLM

- El sistema **ajusta la potencia** dedicada a la recarga **para no sobrepasar la potencia contratada** en la instalación y/o proteger la Línea General de Alimentación.
- El posible ajustar la potencia dedicada a la recarga **en función del consumo** instantáneo **de las otras cargas de la instalación**.
- La **potencia contratada** puede ser variable **en función del período tarifario**.
- **Compatible con** plataformas de gestión de puntos de recarga basadas en **OCPP**.
- Permite la **gestión de hasta 60 equipos** que, en caso de disponer de doble toma, puede suponer la gestión de 120 vehículos a la vez.
- Los equipos de recarga pueden estar alimentados desde **circuitos diferentes**.
- Permite control de carga de **equipos tanto monofásicos como trifásicos** alimentados en cualquier orden de fases.
- Incluye **pantallas de monitorización del estado y consumo** generales del aparcamiento, así como de cada vehículo. Dichas pantallas pueden incluir un logotipo de personalización.
- Se puede configurar un **límite** de intensidad **por equipo**.
- En caso de fallo de comunicaciones **el sistema asegura la continuidad de la recarga**.
- El sistema es **fácilmente ampliable** en un futuro para incorporar más puntos de recarga.
- **Gestor de alarmas** con envío de correo (si se dispone de acceso a la red corporativa, o internet).
- **Gestor de informes mensuales** de consumos por período de tarifa contratada, de cabecera instalación, resto de consumos del edificio y consumos de cada toma. Se puede enviar por correo electrónico, si disponemos de acceso a la red corporativa o internet.

## 4. Arquitectura del sistema DLM

### a) Control

- El control de potencia se realiza mediante un **procesador dedicado** en formato torre.
- El sistema incluye un **monitor de 23"** de forma **opcional**.

### b) Medida

- **Se mide** el consumo global de la instalación **en cabecera**.
- La medida se realiza **con un analizador de redes CVM-MINI-ITF**
- Se recomienda la gama de **transformadores de núcleo partido TQ** para instalaciones de hasta 1000 A. Para intensidades mayores se utilizará la gama TP.

### c) Puntos de recarga

- El nuevo DLM funciona para cualquier equipo con CCL1 /CCL1-Mini en **MODO 3**
- Los equipos deben actualizarse a la versión de **FW 3.3.1 RC1** (o superior)
- Lista de todos los modelos compatibles:

#### RVE-WB-SMART

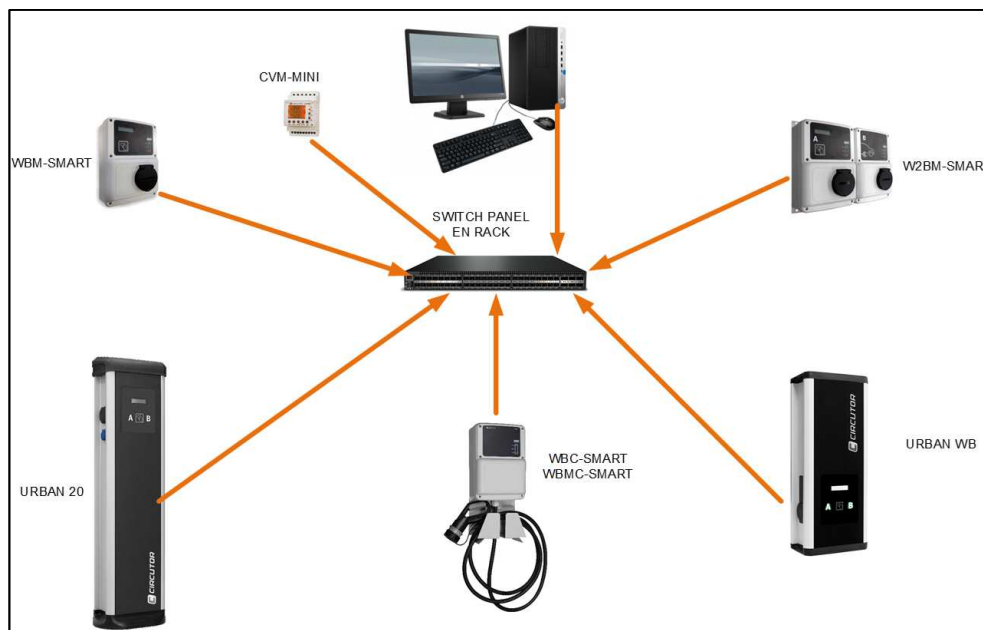
Código	Referencia	Tipo de red	Tomas
V23015	RVE-WBM-SMART	Monofásica	Socket T2
V23025	RVE-WBM-SMART TRI	Trifásica	Socket T2
V23500	RVE-WB2M-SMART	Monofásica	Socket T2    Socket T2
V23530	RVE-WB2M-SMART TRI	Trifásica	Socket T2    Socket T2
V23032	RVE-WBMC-SMART	Monofásica	Cable T2
V23035	RVE-WBMC-SMART-TRI	Trifásica	Cable T2
V23115	RVE-WBC-SMART	Monofásica	Cable T1
V23116.	RVE-WBC-SMART-32	Monofásica	Cable T1

URBAN / URBAN-WB

V10622	URBAN M22	Monofásica	Socket T2
V10623	URBAN T22	Trifásica	Socket T2
V10625	URBAN M22-C1	Monofásica	Cable T1
V10626	URBAN T22-C	Trifásica	Cable T2
V20622	URBAN-WB M22	Monofásica	Socket T2
V20623	URBAN-WB T22	Trifásica	Socket T2
V20625	URBAN-WB M22-C1	Monofásica	Cable T1
V20626	URBAN-WB T22-C2	Trifásica	Cable T2

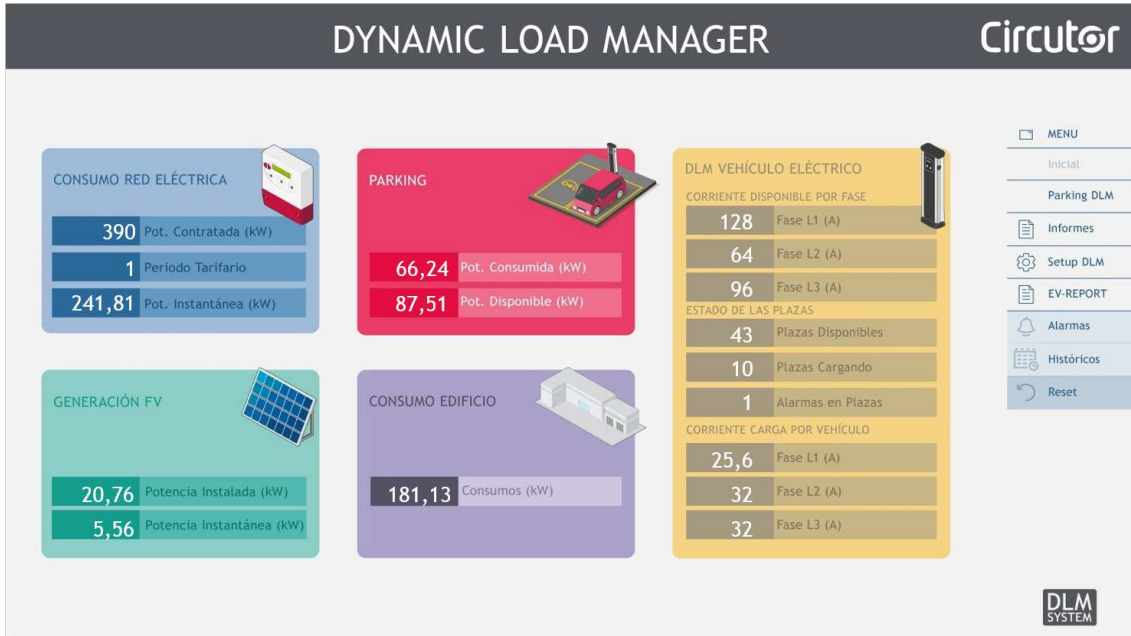
d) Red de comunicaciones

- Todos **los equipos** y dispositivos del Sistema DLM **se conectan** formando una red de área local basada en el estándar **Ethernet 10BASE-T**.
- Se utiliza **topología en estrella** y, como medio de transmisión, cable de pares trenzados no apantallado UTP.
- **Debe incluirse un Switch** [no suministrado por Circuitor] para la conectividad de todos los dispositivos.

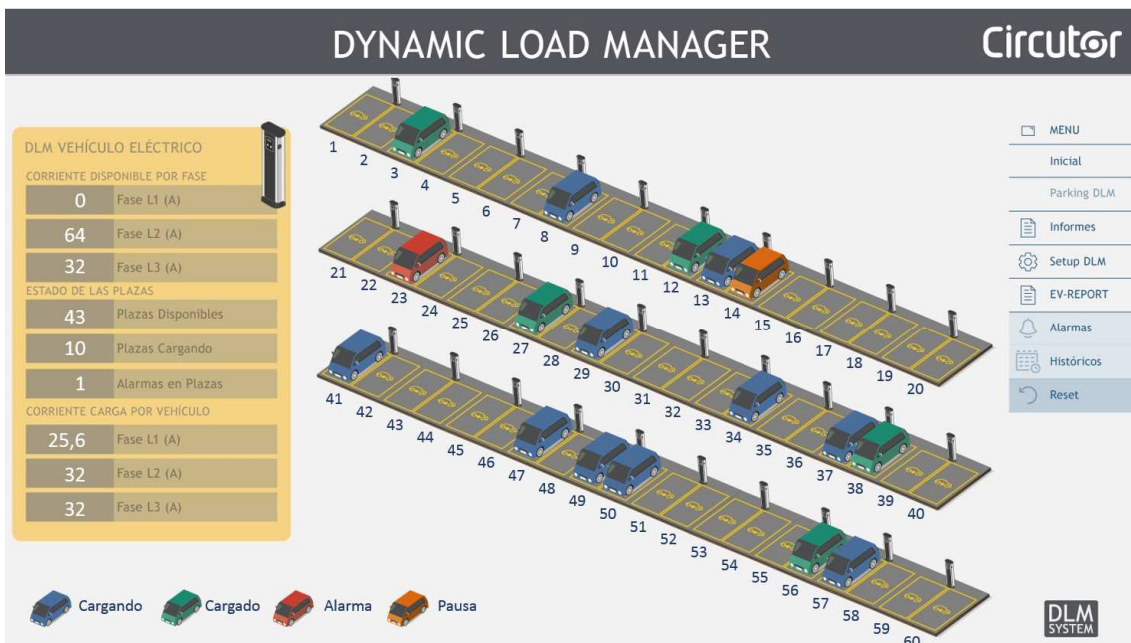


## 5. Pantallas de monitorización

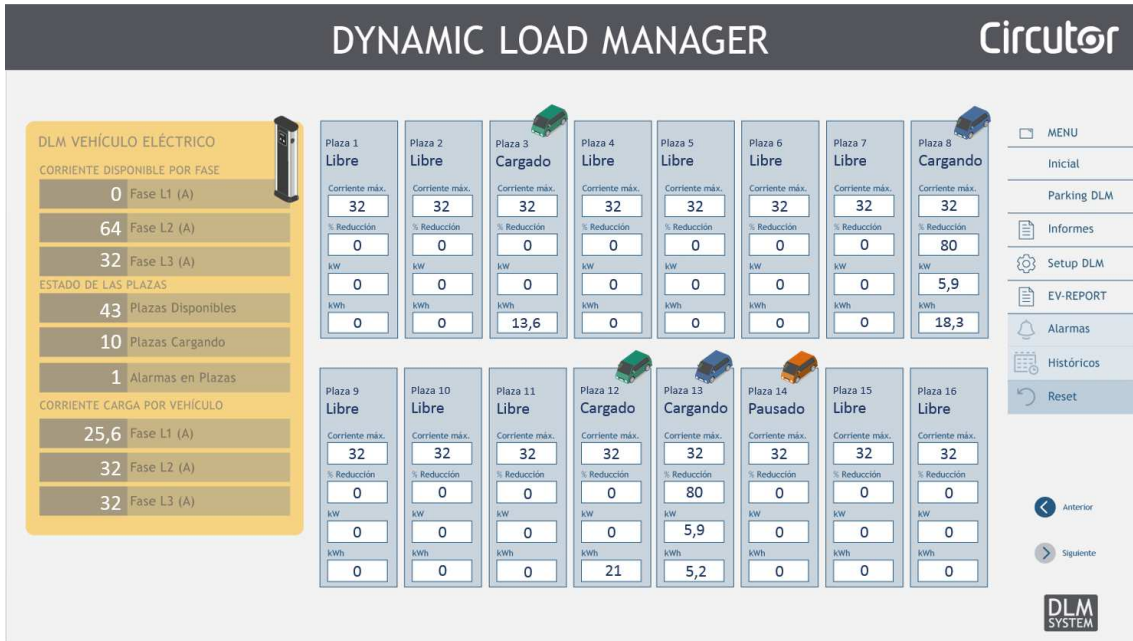
**Pantalla general:** Proporciona la información general del consumo instantáneo de toda la instalación así como de los consumos de la red de recarga y las otras cargas del edificio. Adicionalmente, puede mostrar los datos de producción eléctrica en caso de disponer de generación fotovoltaica en la instalación.



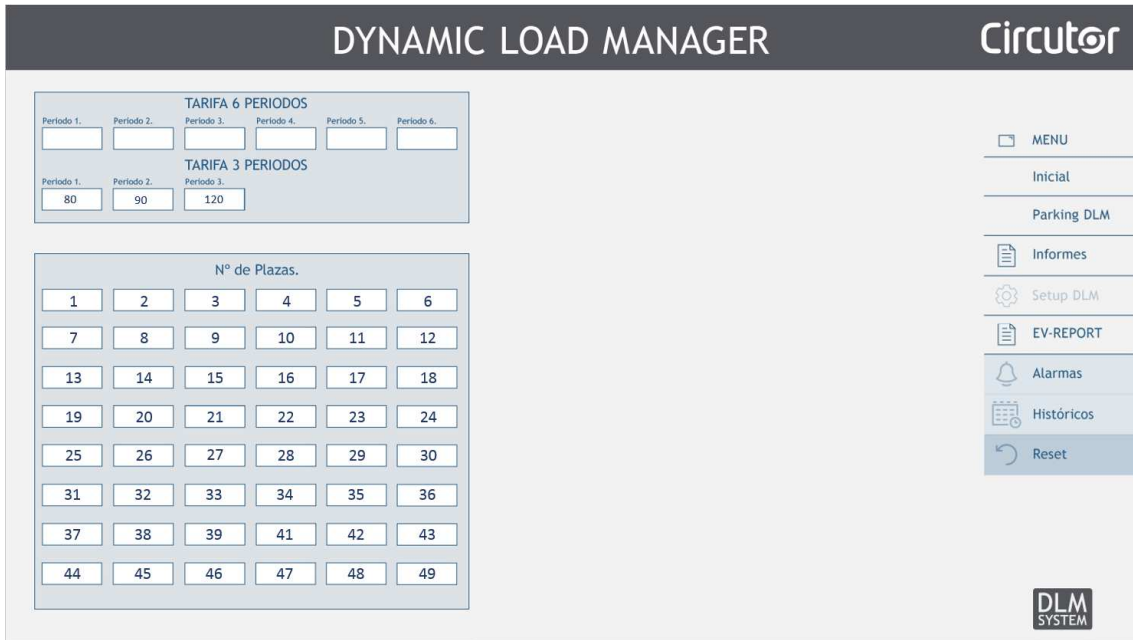
**Pantalla de estado de carga:** Muestra el estado de carga de cada vehículo conectado a la red de recarga, para ver de forma ágil si el sistema está funcionando correctamente.



**Pantallas de consumos:** Muestra de forma más precisa el estado y consumos de cada vehículo del aparcamiento, así como también se muestra la gestión de la potencia que se está realizando en cada recarga activa.



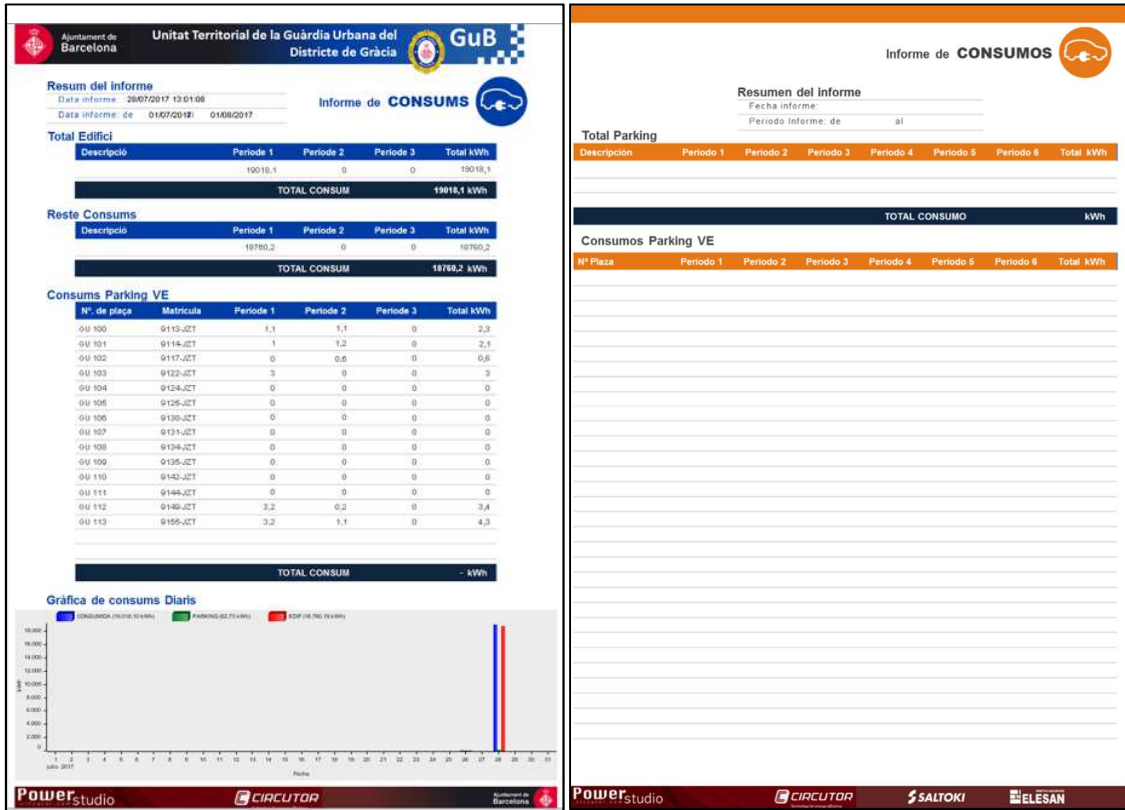
**Pantalla de parametrización del sistema DLM:** Permite seleccionar el contrato tarifario, y visualizar y parametrizar los períodos tarifarios del contrato eléctrico.





## 6. Informes mensuales de recargas

El sistema de gestión de potencia DLM incorpora, además de pantallas de monitorización y control, un servicio de generación de informes mensuales. Estos informes están compuestos por tablas de consumo de cada una de las plazas, así como de gráficos de los consumos diarios de la instalación.



## 7. Servicios de puesta en marcha

- **Parametrización de la red** de comunicaciones.
- **Programación de los equipos** de recarga con aplicación específica del sistema DLM.
- **Parametrización** de las comunicaciones y la relación de transformadores **del analizador de redes**.
- Dar de **alta los equipos** en el sistema DLM.
- **Verificar** aplicativo.
- **Formación** y entrega del sistema al cliente final.

## 8. Condiciones de venta

- No está incluida la instalación equipos.
- No están incluidos los desplazamientos hasta la ubicación de la instalación.
- No están incluidos los cableados de comunicación y protección de cada uno de los equipos de medida propuestos para el control de la instalación eléctrica.
- No está incluido el Switch para la interconectividad de los dispositivos del sistema.
- No está incluido cualquier suministro o trabajo no especificado expresamente.
- No está incluida la legalización ni trámites oficiales.

## ANEXO 8. FICHA TÉCNICA LINE EDS-CLOUD



## Line-EDS-cloud

---

Line-EDS-cloud, Gestor energético en la nube (Big Data). Integra página WEB.

Código: M61055.

- > Protocolo: Modbus | API's | web
- > Modbus genérico: 1
- > Software integrado: API's de: AZURE AWS GOOGLE DEXCELL MyCIRCUTOR
- > Comunicaciones: Ethernet | Wi-Fi | RS-485 | Bus-Line
- > Salida Transistor: 2
- > Fijación: Carril DIN

### Descripción

---

El **line-EDS-cloud** es un Gateway pensado para la integrar equipos de campo con sistemas de monitorización y telegestión ubicados en el Cloud. Este módulo permite leer las variables de cualquier equipo Modbus (TCP o RTU) del mercado y subirlas a plataformas Cloud, tales como AmazonWebServices, Google platform o Azure.

Mediante la programación del equipo podremos incorporar cualquier lógica de actuación sobre salidas analógicas o digitales, por lo que podemos crear un sistema automatizado de gestión que realice acciones en función de las señales de entrada.

La conectividad con el equipo se puede realizar mediante redes cableadas (Ethernet) o inalámbricas (Wi-Fi).

### Aplicación

---

Las aplicaciones de este equipo son la medida y el control de cualquier instalación, integrándola en plataformas Cloud:

- Azure
- AWS
- Google Cloud
- Plataformas Cloud API's



## Line-EDS-cloud

Efficiency Data Server

Código: M61055.

### Especificaciones

#### Alimentación en alterna

Categoría de la instalación	CAT III 300V
Consumo	11 ... 28 VA
Frecuencia	50 ... 60 Hz
Tensión nominal	120 ... 264 V ~

#### Alimentación en continua

Categoría de la instalación	CAT III 300V
Consumo	2.5 ... 7 W
Tensión nominal	190 ... 300 Vcc

#### Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	52.5 x 118 x 70 (mm)
Tornillo tipo	Plano, M2.5
Envolvente	Plástico V0 autoextinguible
Par de apriete	≤ 0.4 Nm
Sección de cable en bornes alimentación	2.5 mm <sup>2</sup>
Fijación	Carril DIN
Peso Neto (kg)	0,18

#### Características ambientales

Grado de protección	IP30, Frontal: IP40
Humedad relativa (sin condensación)	5 ... 95%
Temperatura de almacenamiento	-20 ... +80 °C
Temperatura de trabajo	-10 ... +50 °C

#### Normas

Certificaciones	UL 61010-1
Seguridad eléctrica, Altitud máx. (m)	2000
Normas	UNE-EN 61010-1, UNE-EN 61000-6-2, UNE-EN 61000-6-4, UL 61010-1

#### Comunicaciones

Potencia radiada efectiva (ERP)	11,25 dBm
Dirección IP para comunicaciones locales	100.0.0.1
Modo de conexión a red	DHCP ON/OFF (ON por defecto)
Potencia isotrópica radiada efectiva (EIRP)	13,4 dBm
Banda	2,4 GHZ.
Bus de campo	RS-485



## Line-EDS-cloud

Efficiency Data Server

Código: M61055.

Bits de datos	8
Bits Stop (ModBus)	1-2
Conector	RJ-45
Paridad	sin - par - impar (ModBus)
Protocolo	Modbus RTU / Modbus TCP-IP / Web server - MQTT / REST
Velocidad	Ethernet 10 /100 BT (Mbit/s), Modbus: 9600-19200-38400-57600-115200
Estándares	IEEE 802.11 ac / a / b / g / n
Máxima potencia de salida	8,9 dBm
Mecanismo de conexión	Ethernet 10BaseT / 100BaseTX autodetectable Wi-Fi

### Interface usuario

LED	5 LED
-----	-------

### Salidas digitales de transistor

Anchura pulso	1 ms
Cantidad	2
Tipo	Optoacoplada (Colector abierto)
Frecuencia máxima	500 Hz
Corriente máxima	120 mA
Tensión máxima	48Vcc



## Line-EDS-cloud

---

Efficiency Data Server

Código: M61055.

### Line-EDS-cloud

Gestor energético en la nube (Big Data). Integra página WEB.

CÓDIGO	TIPO
M61055.	Line-EDS-cloud

Bus-Line: sistema de comunicación RS-485, con conector lateral entre módulos

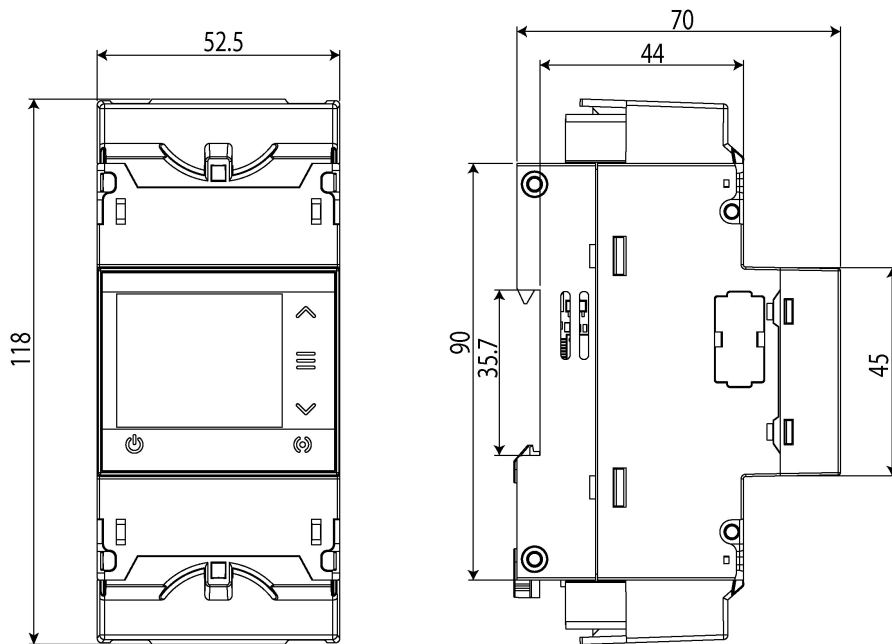


## Line-EDS-cloud

Efficiency Data Server

Código: M61055.

### Dimensiones





## ANEXO 9. FICHA TÉCNICA CVM-E3-MINI-ITF-485-IC



## CVM-E3-MINI-ITF-485-IC

CVM-E3-MINI-ITF-485-IC, Analizador de redes trifásico carril DIN

Código: M56414.

- > Protocolo: Modbus/RTU | BACnet
- > Comunicaciones: RS-485
- > Salida Transistor: 1
- > Entradas digitales: 1
- > Armónicos: 31
- > Alimentación Vca: 207...253 Vca
- > Corriente de entrada: .../5 A | .../1 A
- > Fijación: Carril DIN

### Descripción

Analizador de redes eléctricas trifásicas (equilibradas y desequilibradas) para montaje en carril DIN, de muy reducido tamaño, con medidas en 4 cuadrantes.

Otras características son:

- Medición de corriente .../5 ó .../1 A ó .../250 mA ó sensores tipo Rogowski
- Con tecnología ITF: protección de aislamiento galvánica ITF
- Formato carril DIN de tan solo 3 módulos
- Pantalla retroiluminada de alto contraste
- Montaje en panel 72 x 72 mm con frontal adaptador
- Comunicación RS-485 (Modbus/RTU hasta 19,2 kbps) (Bacnet hasta 19,2 kbps)
- Dispone de una salida de transistor (programables)
- Dispone de 1 entrada digital para selección de tarifa o estados lógicos
- Precintable tapa cubrebornas
- Visualización armónicos (V, A) hasta el 31º

### Aplicación

- Aplicación de control en cuadros de distribución y acometidas de baja y media tensión donde sea necesario poner un analizador en el carril DIN por problemas de espacio.
- Control de alarma. Valor máximo, mínimo y retardo programable.
- Control de la energía activa o reactiva mediante salida de impulsos.
- Captura de datos instantáneos, máximos y mínimos de los parámetros eléctricos medidos.



## CVM-E3-MINI-ITF-485-IC

Analizador de redes eléctricas trifásicas para carril DIN

Código: M56414.

### Especificaciones

#### Alimentación en alterna

Categoría de la instalación	CAT III 300 V
Consumo	4 VA
Frecuencia	50...60 Hz
Tensión nominal	207...253 Vc.a.

#### Características mecánicas

Tamaño (mm) ancho x alto x fondo	52.5 x 118 x 74 (mm)
Envolvente	Plástico V0 autoextinguible
Medida de corriente diferencial	mín de 2,5 mm <sup>2</sup>
Sección de cable en bornes alimentación	1 mm <sup>2</sup> (mín)
Sección del cable en bornes de tensión	mín. 1 mm <sup>2</sup>
Fijación	Carril DIN
Peso Neto (kg)	0,38

#### Características ambientales

Grado de protección	IP 30 / Frontal: IP 40
Humedad relativa (sin condensación)	5...95%
Temperatura de almacenamiento	-10 ... +50 °C
Temperatura de trabajo	-5 ... +45 °C

#### Circuito de medida de corriente

Categoría de la instalación	CAT III 300 V
Corriente nominal (In)	.../5 A ó .../1 A
Margen medida corriente de fase	2...120% de In
Consumo máx. en entrada de corriente	0,9 VA
Corriente mínima de medida	0,2 % In

#### Circuito de medida de tensión

Categoría Instalación	CAT III 300 V
Impedancia entrada	400 kΩ
Margen medida frecuencia	45...65 Hz
Margen medida tensión	5 ... 120 % Un
Tensión nominal	300V F-N, 520V F-F
Tensión mín. medida (Vstart)	11 V F-N

#### Comunicaciones

Bus de campo (BACnet)	MS/TP
-----------------------	-------



## CVM-E3-MINI-ITF-485-IC

Analizador de redes eléctricas trifásicas para carril DIN

Código: M56414.

Bus de campo (ModBus)	RS-485
Bits Stop (BACnet)	1
Bits Stop (ModBus)	1-2
Paridad (BACnet)	sin
Paridad	sin-par-impar
Protocolo	ModBus/RTU, BACnet
Velocidad	ModBus RTU: 9600-19200 bps / BACnet: 9600-19200 bps (38400-57600-115200 bps: Disponible en equipos con versión de software V2.xx)

### Normas

Seguridad eléctrica, Altitud máx. (m)	2000
Normas	IEC 61010-1, IEC 61010-2-030, IEC 61326-1, IEC 61557-12 , UL94

### Interface usuario

LED	2 LED
Teclado	3 teclas
Tipo display	LCD Custom COG

### Entradas digitales

Aislamiento	optoaislado
Cantidad	1
Tipo	NPN contacto libre de potencial

### Salidas digitales de transistor

Anchura pulso	30...500 ms (programable)
Tipo	NPN
Frecuencia máxima	16 imp / s
Corriente máxima	50 mA
Tensión máxima	24 Vdc

### Precisión de medidas

Medida de frecuencia	0,50%
Medida de corriente de fase	0,5% ± 1 dígito
Medida de energía reactiva (kvarh)	Clase 2
Medida de potencia reactiva (kvar)	Clase 2
Medida de potencia aparente (kVA)	0.5 % ±2 dígitos
Medida de energía activa (kWh)	I < 0,1 ln (Clase 1) / I > 0,1 ln (Clase 0,5)
Medida de potencia activa (kW)	0.5 % ±2 dígitos
Medida de tensión de fase	0.5% ± 1 dígito



## CVM-E3-MINI-ITF-485-IC

Analizador de redes eléctricas trifásicas para carril DIN

Código: M56414.

### CVM-E3-MINI

Analizador de redes trifásico carril DIN

CÓDIGO	TIPO	Corriente de entrada	Salida Transistor	Entradas digitales	Comunicaciones	Protocolo
M56414.	CVM-E3-MINI-ITF-485-IC	.../5 A   .../1 A	1	1	RS-485	Modbus/RTU   BACnet
M56424.	CVM-E3-MINI-MC-485-IC	.../250 mA	1	1	RS-485	Modbus/RTU   BACnet
M56454.	CVM-E3-MINI-FLEX-485-IC	Rogowski	1	1	RS-485	Modbus/RTU   BACnet

Bluetooth incorporado en todos los modelos WiEth para configuración mediante APP gratuita (MyConfig). Modelos RS-485, posibilidad de alimentación con fuente conmutada. Consultar prestaciones adicionales

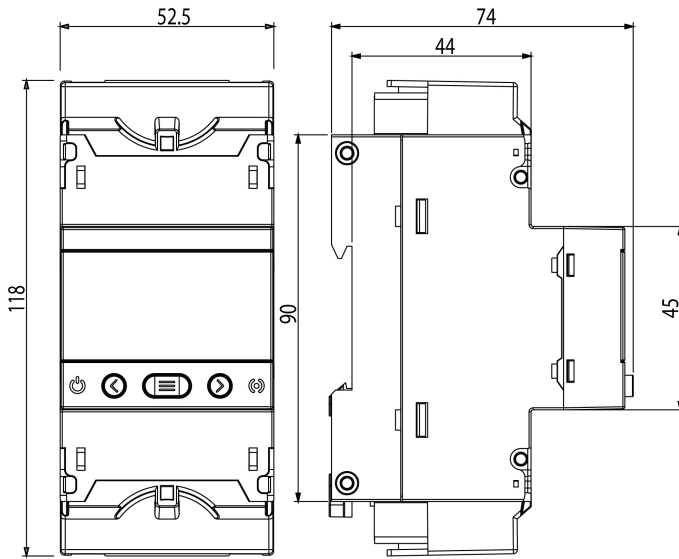


# CVM-E3-MINI-ITF-485-IC

Analizador de redes eléctricas trifásicas para carril DIN

Código: M56414.

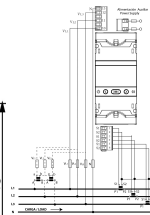
## Dimensiones



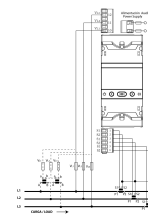
## Conexiones



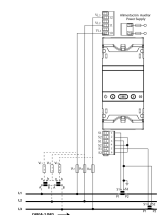
RED trifásica - 4 hilos



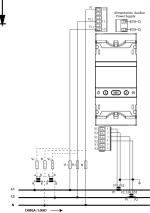
RED trifásica - 3 hilos



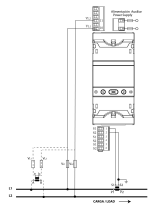
RED trifásica - 3 hilos- ARON



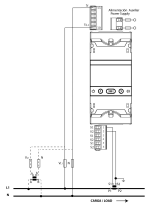
RED bifásica - 3 hilos



RED Fase-fase - 2 hilos



RED Fase-Neutro - 2 hilos



## Referencias

- [1] AVENSTON. Solar Energy. Growth factors. Web  
[<https://avenston.com/en/articles/small-pv-growth/>] (accedido 24 Oct 2022)
- [2] Apuntes Generación distribuida, redes inteligentes y movilidad eléctrica. José Sanz. Mariano Sanz. Web  
[[https://moodle.unizar.es/add/pluginfile.php/6375527/mod\\_resource/content/1/2022\\_Master%20GD\\_1\\_def.pdf](https://moodle.unizar.es/add/pluginfile.php/6375527/mod_resource/content/1/2022_Master%20GD_1_def.pdf)] (accedido 24 Oct 2022)
- [3] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 20 de enero 2020. Gobierno de Aragón Web  
[[https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto\\_tcm30-508410.pdf](https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf)] (accedido 27 Oct 2022)
- [4] Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050. Marco Estratégico de Energía y Clima. Gobierno de Aragón.  
Web[[https://www.miteco.gob.es/es/prensa/documentoelp\\_tcm30-516109.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/documentoelp_tcm30-516109.pdf)]  
(accedido 27 Oct 2022)
- [5] Apuntes Mercados Energéticos. Tarifas de acceso a la red. Jose María Yusta Loyo. Web  
[[https://moodle.unizar.es/add/pluginfile.php/6043741/mod\\_resource/content/3/4%20TARIFAS%20ACCESO%202022.pdf](https://moodle.unizar.es/add/pluginfile.php/6043741/mod_resource/content/3/4%20TARIFAS%20ACCESO%202022.pdf)] (accedido 7 Nov 2022)
- [6] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO. Viernes 24 de enero de 2020. Comisión nacional de los mercados y la competencia. Web [ <https://boe.es/boe/dias/2020/01/24/pdfs/BOE-A-2020-1066.pdf>] (accedido 7 Nov 2022)
- [7] COIAL. ¿Cómo van a afectar los cambios a la factura eléctrica? Web  
[<https://www.coial.org/como-van-a-afectar-los-cambios-a-la-factura-electrica/>]  
(accedido 17 Nov 2022)
- [8] DATEANDTIME.info- Salida y puesta del Sol, duración del día en Zaragoza. Web  
[<https://dateandtime.info/es/citysunrisesunset.php?id=3104324#>] (accedido 17 Nov 2022)
- [9] C. Gellings, «The concept of demand-side management for electric utilities,» Proc. IEE, nº 73, pp. 1468- 1470, 1985
- [10] L. G. K. Gelazanskas, «Demand Side Management in smart grid: A review and proposals for future direction,» Sustain. Cities Soc, nº 11, pp. 22-30, 2014.

[11] AutoSolar. Cálculo autoconsumo. 16.06.2020. Web [<https://autosolar.es/energia-solar-fotovoltaica/calculoautoconsumo#:~:text=Lo%20habitual%20para%20instalaciones%20de%20conexi%C3%B3n%20a%20red,entre%20un%2040%20y%20un%2070%25%20de%20autoconsumo>] (accedido 4 Dic 2022)

[12] TABLA 1A. Uso de instalaciones según el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión Web

[[https://www.aragon.es/documents/20127/13486849/TABLA1A\\_NRBT\\_RecVeh.pdf/3af0e93-a46d-608b-5ca7-de4753063559?t=1568212432359](https://www.aragon.es/documents/20127/13486849/TABLA1A_NRBT_RecVeh.pdf/3af0e93-a46d-608b-5ca7-de4753063559?t=1568212432359)] (accedido 12 Dic 2022)

[13] NCYT. Amazings. Noticias de la Ciencia y la Tecnología. ¿Se puede ahorrar en la factura de la luz con placas solares? Web

[<https://noticiasdelaciencia.com/art/45023/se-puede-ahorrar-en-la-factura-de-la-luz-con-placas-solares#:~:text=Una%20de%20las%20mayores%20ventajas,la%20mayor%C3%ADa%20de%20los%20casos.>] (accedido 12 Dic 2022)

[14] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA). Guía profesional de tramitación del autoconsumo. Web

[[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/2022\\_12\\_20\\_Guia\\_Profesional\\_Tramitacion\\_autoconsumo\\_v.5\\_0.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/2022_12_20_Guia_Profesional_Tramitacion_autoconsumo_v.5_0.pdf)] (accedido 17 Dic 2022)

[15] Ficha técnica módulo fotovoltaico LONGI SOLAR LR5-72HPH 525-550M. Web

[<https://docs.zohopublic.com/file/5mf5qe95f1a8e39554384b0ceec469ed4afd8>] (accedido 27 Dic 2022)

[16] LONGI. Manual de instalación del módulo solar fotovoltaico LONGI. Web

[[https://solarshop.bayware.lu/core/media/media.nl?id=546431&c=6376560&h=6KtqN-D6xLPSUaQ-ZEqKSLotRm6vYLxN57gdAfGb3NRtBMMyW&\\_xt=.pdf](https://solarshop.bayware.lu/core/media/media.nl?id=546431&c=6376560&h=6KtqN-D6xLPSUaQ-ZEqKSLotRm6vYLxN57gdAfGb3NRtBMMyW&_xt=.pdf)] (accedido 27 Dic 2022)

[17] Ficha técnica de la estructura fotovoltaica 07H del catálogo SUNFER. Web

[[https://drive.google.com/file/d/1LnsF9Ka2Jnh\\_ZlbeefYHuaDuJqsFPKIT/view](https://drive.google.com/file/d/1LnsF9Ka2Jnh_ZlbeefYHuaDuJqsFPKIT/view)] (accedido 27 Dic 2022)

[18] Ficha técnica inversor GW100K-HT de GOODWE. Web

[[https://es.goodwe.com/Ftp/Downloads/Datasheet/ES/GW\\_HT%201100V\\_Datasheet\\_EMEA-ES.pdf](https://es.goodwe.com/Ftp/Downloads/Datasheet/ES/GW_HT%201100V_Datasheet_EMEA-ES.pdf)] (accedido 27 Dic 2022)



- [19] Manual de usuario del modelo SEC1000 de GOODWE Web  
[[https://pl.goodwe.com/Ftp/Downloads/User%20Manual/GW\\_SEC1000\\_User%20Manual-ES.pdf](https://pl.goodwe.com/Ftp/Downloads/User%20Manual/GW_SEC1000_User%20Manual-ES.pdf)] (accedido 30 Dic 2022)
- [20] Ficha técnica del modelo SEC1000 de GOODWE. Web  
[<https://drive.google.com/file/d/1olwAaoJWo0V6gBONkYncuN6MjrbYZFR/view>]  
(accedido 30 Dic 2022)
- [21] Manual de usuario del sistema de monitorización EzLogger Pro. Web  
[[https://en.goodwe.com/Ftp/EN/Downloads/User%20Manual/GW\\_Ezlogger%20Pro\\_User%20Manual-EN.pdf](https://en.goodwe.com/Ftp/EN/Downloads/User%20Manual/GW_Ezlogger%20Pro_User%20Manual-EN.pdf)] (accedido 30 Dic 2022)
- [22] Ficha técnica del SMART ENERGY METER de GOODWE. Web [ <https://cdn-happerp.com/scripts/ajaxFileDisplay.php?file=data/files/articles/2663/documents/datasheet-goodwe-smart-meter.pdf&ajaxSubdomain=gd-energy>] (accedido 9 Ene 2023)
- [23] Sistema de gestión de energía inteligente de GOODWE (SEMS). Web  
[[https://es.goodwe.com/Ftp/EN/Downloads/Datasheet/GW\\_SEMS\\_Flyer-EN.pdf](https://es.goodwe.com/Ftp/EN/Downloads/Datasheet/GW_SEMS_Flyer-EN.pdf)]  
(accedido 9 Ene 2023)
- [24] Boletín Oficial del Estado. REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN e ITC. Edición actualizada a 16 de marzo de 2022. Web  
[[https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326\\_Reglamento\\_electrotecnico\\_para\\_baja\\_tension\\_e\\_ITC](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC)] (accedido 11 Ene 2023)
- [25] Guía técnica de aplicación ITC-BT-40. INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSIÓN. Web [ [https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia\\_bt\\_40\\_sep13R1.pdf](https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf)] (accedido 11 Ene 2023)
- [26] EFIMARKET. ¿Qué es un string en una instalación fotovoltaica? Web  
[<https://www.efimarket.com/blog/string-una-instalacion-fotovoltaica/>] (accedido 11 Ene 2023)
- [27] PRYSMIAN Club. Cálculo de las fórmulas para obtener la sección por caída de tensión. Web [ <https://www.prysmianclub.es/no1-calculo-para-obtener-la-seccion-por-caida-de-tension-ejemplo-de-calculo/>] (accedido 11 Ene 2023)
- [28] Guía técnica de aplicación ITC-BT-18: INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA. Protecciones. Web

[[http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia\\_bt\\_18\\_oct05R1.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf)]

(accedido 11 Ene 2023)

[29] Guía técnica de aplicación ITC-BT-19. INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS.

Web [[http://www.uco.es/electrotecnia-](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf)

[etsiam/reglamentos/Guia\\_Tecnica\\_REBT/guia\\_bt\\_19\\_sep03R1.pdf](etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf)] (accedido 11 Ene

2023)

[30] MANUAL REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN. 5º EDICIÓN.

Asesora técnica Benilde Bueno.

[31] PRYSMIAN. Cables para instalaciones interiores o receptoras. PRYSUN H1Z1Z1-K.

Web [[https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2019/06/2019-PRYSUN-06-](https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2019/06/2019-PRYSUN-06-17.pdf)

<17.pdf>] (accedido 11 Ene 2023)

[32] RCT cables. Intensidad admisible de los conductores eléctricos de baja tensión.

Web

[[https://www.cablesrct.com/descargas/varios/intensidades\\_admisibles.pdf?v=201905](https://www.cablesrct.com/descargas/varios/intensidades_admisibles.pdf?v=20190509)

<09>] (accedido 11 Ene 2023)

[33] MANUAL SE USUARIO DE LA SERIE HT DE GOODWE. Web

[[https://www.suministrosorduna.com/wp-content/uploads/2021/05/47.-Manual-](https://www.suministrosorduna.com/wp-content/uploads/2021/05/47.-Manual-inversor-GoodWe-HT.-ES.pdf)

<inversor-GoodWe-HT.-ES.pdf>] (accedido 15 Ene 2023)

[34] Ficha técnica del RGU-10 de CIRCUTOR. Web

[<https://docs.circutor.com/docs/M98203201-01.pdf>] (accedido 15 Ene 2023)

[35] Guía técnica de aplicación ITC-BT 52. INSTALACIONES CON FINES ESPECIALES.

INFRAESTRUCTURA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. Web

[[https://www.lugenergy.com/imagenes//2018/01/guia-aplicacici%C3%B3n-itc-bt-](https://www.lugenergy.com/imagenes//2018/01/guia-aplicacici%C3%B3n-itc-bt-52.pdf)

<52.pdf>] accedido 18 Ene 2023)

[36] Ficha técnica del poste de recarga URBAN T22 de CIRCUTOR. Web

[<https://circutor.com/pdf/pdfdatasheet.php?lang=es&prod=V10623.>] (accedido 18 Ene

2023)

[37] CIRCUTOR. Autoconsumo y recarga de vehículos eléctricos. Sistema

DLM. Web [[https://circutor.com/sectores/autoconsumo-de-energia/autoconsumo-y-](https://circutor.com/sectores/autoconsumo-de-energia/autoconsumo-y-recarga-de-vehiculos-electricos/)

<recarga-de-vehiculos-electricos/>] (accedido 18 Ene 2023)

- [38] CIRCUTOR. Ficha técnica Line-EDS-CLOUD de CIRCUTOR. Web [<https://circutor.com/pdf/pdfdatasheet.php?lang=es&prod=M61055>] (accedido 18 Ene 2023)
- [39] Ficha técnica CVM-E3-MINI-ITF-485-IC de CIRCUTOR. Web [<https://circutor.com/pdf/pdfdatasheet.php?lang=es&prod=M56414>.] (accedido 18 Ene 2023)
- [40] Guía técnica de aplicación ITC-BT-07. REDES SUBTERRÁNEAS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN. Web [[http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC\\_BT\\_07.pdf](http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT/ITC_BT_07.pdf)] (accedido 18 Ene 2023)
- [41] ADA Consultores. Calculadora de emisiones de CO<sub>2</sub>. Web [<https://www.ada-c.com/es/convertor-co2.html>] (accedido 20 Ene 2023)
- [42] HABITISSIMO. Precios y presupuestos para el mantenimiento de placas solares. Web [<https://www.habitissimo.es/presupuestos/hacer-mantenimiento-placas-solares#:~:text=Un%20servicio%20puntual%20de%20mantenimiento%20de%20paneles%20solares,que%20hay%20en%20el%20circuito%20es%20la%20adecuada.>] (accedido 20 Ene 2023)
- [43] ENERGANOVA. Cálculo de amortización de una instalación fotovoltaica. Web [<https://energanova.es/calculo-de-amortizacion-de-instalacion-fotovoltaica/#:~:text=Tiempo%20estimado%20de%20amortizaci%C3%B3n%20con%20placas%20solares%20El,si%20a%C3%B1adimos%20otros%20factores%20a%20nuestra%20instalaci%C3%B3n%20fotovoltaica.>] (accedido 20 Ene 2023)
- [44] Híbridos y eléctricos. El precio de las baterías sigue cayendo: cuestan un 87% menos que hace 13 años.13 de octubre de 2021. Web [<https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/sector/evolucion-precio-baterias-ion-litio-sigue-cayendo/20211013094123050186.html>] (accedido 23 Ene 2023)
- [45] CARGACAR. Tecnología V2G en coches eléctricos- La nueva revolución energética. Web [<https://cargacar.com/noticias/tecnologia-v2g-coches-electricos/>] (accedido 23 Ene 2023)