



UNIVERSIDAD JAUME I

**ESCUELA SUPERIOR DE TECNOLOGÍA Y CIENCIAS
EXPERIMENTALES**

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**PROYECTO DE INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR
DE BURRIANA**

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTOR: Roger Planelles Teruel

DIRECTOR: Emilio Pérez Soler

Castellón, septiembre de 2021

ÍNDICE

Documento 1: Memoria	6
Introducción	7
Antecedentes	7
Objeto	7
Normativas aplicadas	8
Requisitos de diseño	9
Emplazamiento	9
Consumo	12
Potencial solar del emplazamiento	16
Análisis de alternativas	17
Tipos de módulos fotovoltaicos	17
Tipos de sistemas de acumulación de energía	20
Tipo de conexión a red	22
Inclinación y azimut	23
Comparación de las alternativas y decisión final de la instalación	24
Descripción de la instalación	28
Resumen	28
Módulos fotovoltaicos	28
Estructura soporte	30
Inversores	31
Cuadro de protecciones	35
Recinto para equipos	36
Puesta a tierra	36
Cableado de baja tensión	37
Canalizaciones	38
Interconexión con la red interior	38
Monitorización y control de la instalación	38
Sistema antivertido	38
Generación	39
Balance energético	42
Balance medioambiental	44
Estudio del uso de baterías	45
Estudio de viabilidad económica	51
Planificación	53
Programas de diseño y cálculo	54
Conclusión	55
Anexo 1: Cálculos justificativos instalación fotovoltaica	56

Tensión nominal y caída de tensión admisible	57
Cálculo de líneas eléctricas	57
Cálculo de protecciones	59
Canalizaciones	61
Potencia total instalada	61
Inversores	62
Cálculos de sombras	63
Cálculos de generación	64
Viabilidad económica	68
Anexo 2: Estudio de gestión de residuos	72
Antecedentes	73
Estimación de residuos a generar	73
Prevención de generación de residuos	73
Separación de residuos	73
Reutilización, Valorización o Eliminación	74
Anexo 3: Cálculos justificativos del uso de baterías	76
Diseño del sistema de baterías	77
Viabilidad económica	78
Documento 2: Planos	82
Ubicación y emplazamiento	83
Planta general EDAR	83
Planta general instalación fotovoltaica	83
Distribución fotovoltaica Zona 1	83
Distribución fotovoltaica Zonas 2, 3 y 4	83
Distribución fotovoltaica Zona 5	83
Diagrama de bloques	83
Esquema unifilar	83
Documento 3: Pliego de condiciones	92
Objeto	93
Generalidades	93
Materiales y equipos	93
Módulos fotovoltaicos	93
Inversor	96
Estructura soporte	101
Cableado	112
Puesta a tierra	115
Protecciones	115
Sistema antivertido	115
Armónicos	117
Mantenimiento	117

Documento 4: Presupuesto	118
Presupuesto de Ejecución de Materiales (PEM)	119
Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)	122

Documento 1: Memoria

1. Introducción

El presente proyecto consiste en el diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica de 155,25 kWp con conexión a red para autoconsumo sin vertido a red en la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) de Burriana, Castellón. El proyecto contiene todos los documentos necesarios para poder llevar a cabo la realización de la instalación.

2. Antecedentes

Las actividades necesarias para la correcta depuración y tratamiento de las aguas residuales que se llevan a cabo en la EDAR le suponen un consumo anual de energía eléctrica de 1.266,56 MWh, que se traduce en un coste en el término de energía de la factura eléctrica de 81.441 €.

Además, la producción de energía eléctrica es una parte importante del problema medioambiental existente en nuestro planeta, ya que a día de hoy, un porcentaje importante de la energía eléctrica que se produce proviene de procesos de combustión convencionales y de la fisión nuclear.

La EDAR dispone de una parte de la parcela y de las cubiertas de los edificios existentes que reúnen las condiciones necesarias para realizar una instalación fotovoltaica.

Por lo tanto, para tratar de reducir los gastos asociados al término de energía de la factura eléctrica e impulsar el desarrollo y promoción del uso de energías limpias y renovables se solicita la necesidad de la redacción de este proyecto para la construcción de una instalación solar fotovoltaica de 155,25 kWp destinada al autoconsumo de la energía eléctrica generada.

3. Objeto

El proyecto tiene por objetivos definir y describir de manera detallada el diseño de la instalación de una planta fotovoltaica con conexión a red para autoconsumo sin vertido a red en la EDAR de Burriana, dando una idea exacta y clara de las acciones a realizar.

Además, como objetivos en el proyecto se encuentran:

- Reducir los gastos asociados al término de energía de la factura eléctrica de la EDAR.

- Reducción de emisiones de CO₂ y residuos radiactivos mediante la utilización de energía limpia y renovable en lugar de utilizar la energía eléctrica de la red.
- Mejora de la imagen del promotor, al tratarse de un proyecto solidario con el medio ambiente y que fomenta la sostenibilidad energética a nivel global.

4. Normativas aplicadas

El presente proyecto se ha redactado en base a las siguientes normativas y reglamentos:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Circular 3/2014, de 2 de julio, 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.
- RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- RDL 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- 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 1995/2000 por el que se regulan las instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 1663/2000 del 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones a la red de baja tensión.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión e instrucciones técnicas complementarias.
- Decretos y disposiciones de la Comunitat Valenciana para la autorización y tramitación de instalaciones fotovoltaicas.
- Normas particulares de instalaciones de enlace de la compañía eléctrica Iberdrola Distribución.
- Condiciones Técnicas para Redes Subterráneas de Baja y Media tensión.
- Condiciones Técnicas para la Conexión de Instalaciones Fotovoltáicas a la red BT, de la empresa distribuidora Iberdrola Distribución.
- RD 1/2008 de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltáicas Conectadas a Red del IDAE (octubre 2002).
- Ley 24/2013 que tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.
- RD 1183/2020 por el que se regulan las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo con potencias nominales superiores a 100 kW.

5. Requisitos de diseño

5.1. Emplazamiento

Los datos del emplazamiento son los siguientes:

- Emplazamiento: Calle Serratella, 2.
- Población: 12530 Burriana
- Provincia: Castellón
- Referencia Catastral: 9463301YK4196S0001PQ



Figura 1. Emplazamiento.



Figura 2. Emplazamiento.



Figura 3. Emplazamiento.

Coordenadas geográficas:

- Latitud: 39° 51' 32.9" N
- Longitud: 0° 05' 06.5" W

Coordenadas UTM ETRS89:

- Huso: 30 S
- Coordenada X: 749355 m
- Coordenada Y: 4416181 m

En la figura 4 se muestran las zonas de la EDAR donde se emplazará la instalación fotovoltaica proyectada. Son zonas libres de uso y libres de sombras, que reúnen las condiciones adecuadas para realizar la instalación. La zona 1 consiste en una explanada que hay que acondicionar, mientras que las zonas 2, 3, 4 y 5 corresponden a las cubiertas de los edificios existentes en la EDAR. La superficie empleada queda definida en los planos.



Figura 4. Zonas de la EDAR donde se emplazará la instalación.

La siguiente imagen muestra la vista aérea de la parcela:



Figura 5. Vista aérea de la parcela.

5.2. Consumo

El consumo de energía eléctrica de la EDAR se obtiene a partir del registro horario de energía de la compañía comercializadora, facilitado por el promotor, entre el 1 de noviembre de 2018 y el 31 de octubre de 2019.

Datos del consumo:

- CUPS: ES 0021 0000 0259 9493 RF
- Tarifa: 6.1 A
- Potencia contratada: P1: 190; P2: 190; P3: 190; P4: 190; P5: 190; P6: 451 kW

La EDAR tiene contratada una tarifa 6.1 A, que se caracteriza por tener seis periodos horarios diferentes. Los consumidores de esta tarifa, acceden a la red directamente en media tensión (1-30 kV), y con potencias superiores a los 450 kW.

Cada periodo tiene un coste diferente tanto del acceso a la potencia como del acceso a la energía y se distribuyen según la hora y según el mes, como en el ejemplo que se muestra a continuación:

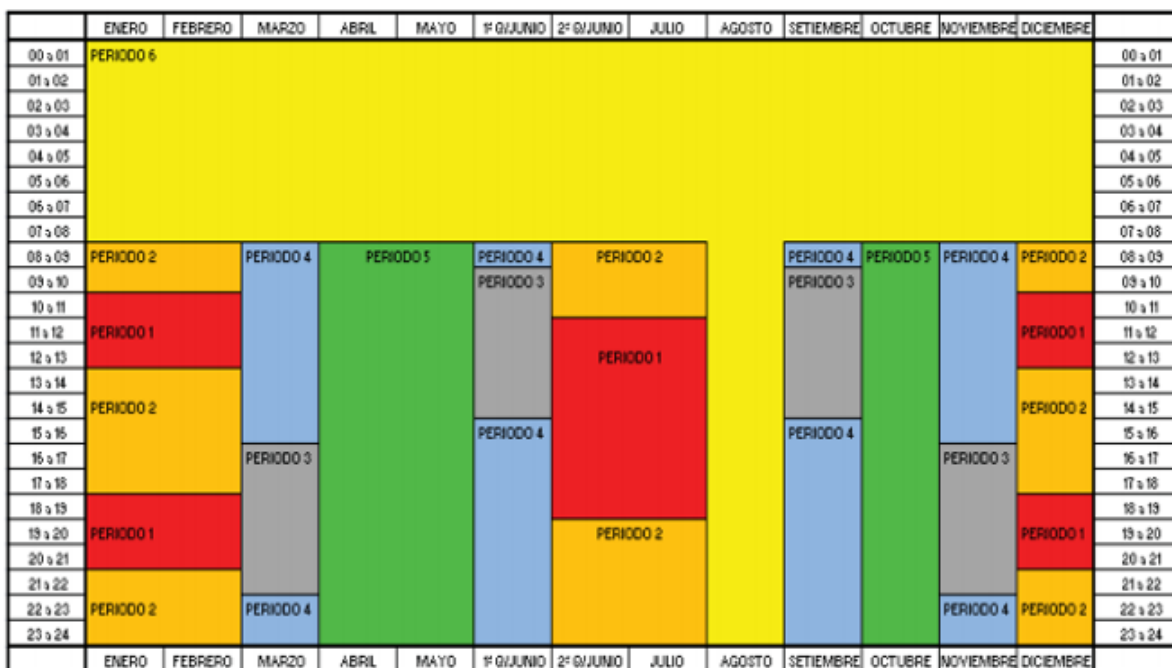


Figura 6. Distribución horaria y mensual de los periodos de la tarifa 6.1 A.

El coste del término de la energía (€/kWh) de cada periodo según las facturas eléctricas de la EDAR, facilitadas por el promotor, es el siguiente:

Precio €/kWh	
P1	0,116368
P2	0,107406
P3	0,093360
P4	0,087359
P5	0,078412
P6	0,063907

Figura 7. Coste del kWh según el periodo.

Como se puede observar, en las épocas del año donde hay más demanda de energía (invierno y verano), el coste de la energía es mayor (P1 y P2), en cambio, en las épocas del año con menor demanda energética el coste es menor (P3, P4, P5). Por último, en las horas nocturnas y en el mes de agosto (donde hay una disminución importante de la actividad industrial), es cuando menos demanda de energía hay, y por lo tanto donde el coste de ésta es menor (P6).

En la tabla siguiente se muestra el consumo mensual por periodos obtenidos del contador de la EDAR:

Consumo anual (kWh)								
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)	
ene-19	20345	34350	0	0	0	57310	112005	
feb-19	16928	28592	0	0	0	47147	92667	
mar-19	0	0	18736	30842	0	59787	109365	
abr-19	0	0	0	0	52026	51829	103855	
may-19	0	0	0	0	53868	53718	107586	
jun-19	11609	11852	8798	14264	0	59293	105816	
jul-19	27609	27465	0	0	0	57193	112267	
ago-19	0	0	0	0	0	107069	107069	
sep-19	0	0	16611	28667	0	53757	99035	
oct-19	0	0	0	0	49371	52874	102245	
nov-18	0	0	18304	30052	0	48917	97273	
dic-18	20332	33806	0	0	0	63237	117375	
							TOTAL	1266558

Tabla 1. Consumo mensual de la EDAR nov 2018 - oct 2019 de la EDAR.

Como se ve en la tabla, el consumo se mantiene bastante constante a lo largo del año. Se puede apreciar también, que las actividades de la EDAR están en funcionamiento las 24 horas del día, registrándose consumo tanto por el día como por la noche. El consumo total anual es de **1.266,56 MWh**.

En el siguiente gráfico, obtenido con los datos de la tabla, se puede apreciar mejor la distribución de los consumos según el periodo y el mes:

Consumo mensual (kWh) nov 2018 - oct 2019

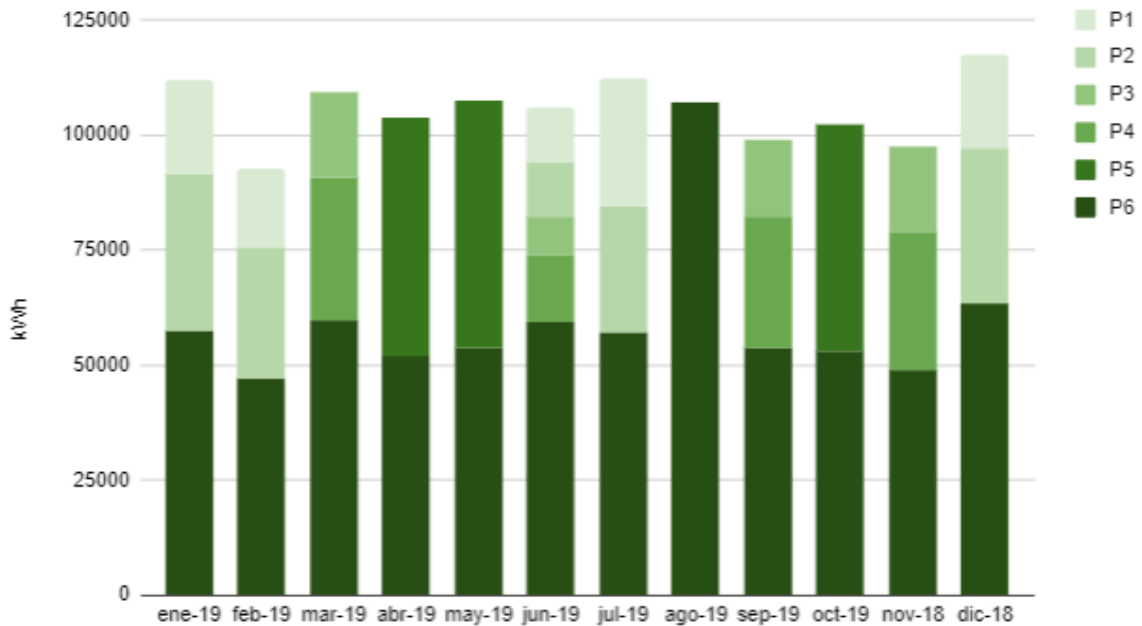


Figura 8. Gráfico del consumo mensual de la EDAR nov 2018 - oct 2019 de la EDAR.

Por último, con el siguiente gráfico que representa los registros de consumos horarios, se puede observar que los consumos se mantienen relativamente constantes a lo largo del año, donde la potencia oscila entre los valores de 100 y 190 kW.

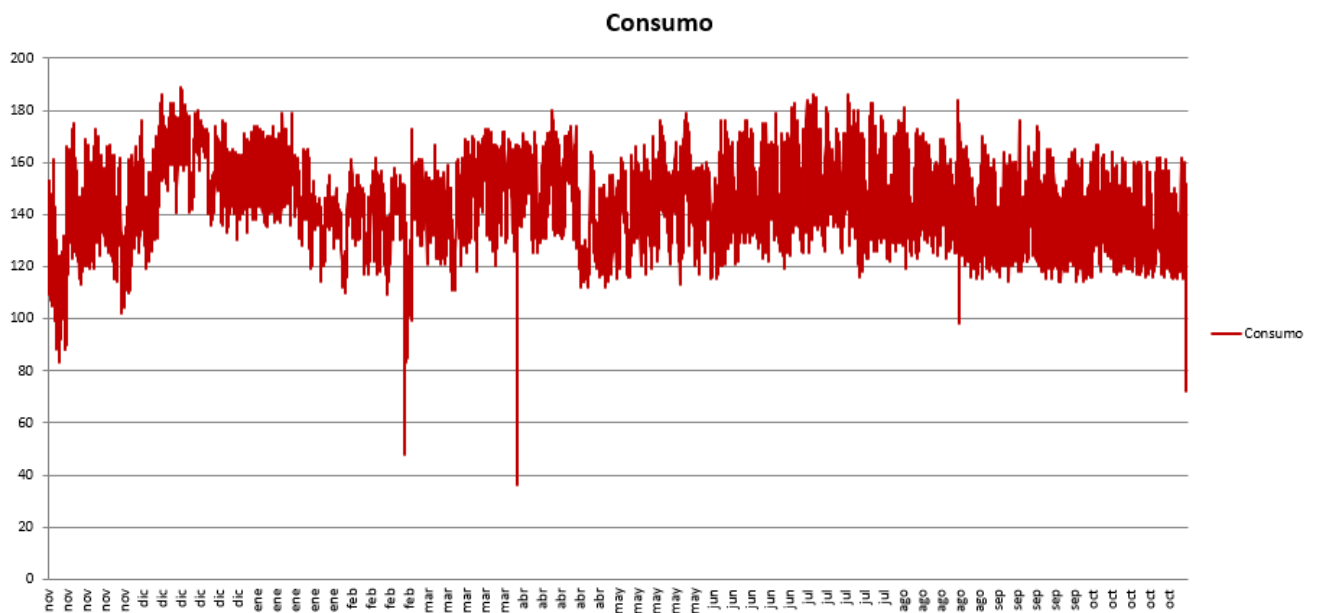


Figura 9. Gráfico del consumo horario de la EDAR nov 2018 - oct 2019 de la EDAR.

5.3. Potencial solar del emplazamiento

Para obtener el potencial solar del emplazamiento, se han consultado los datos de radiación del PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

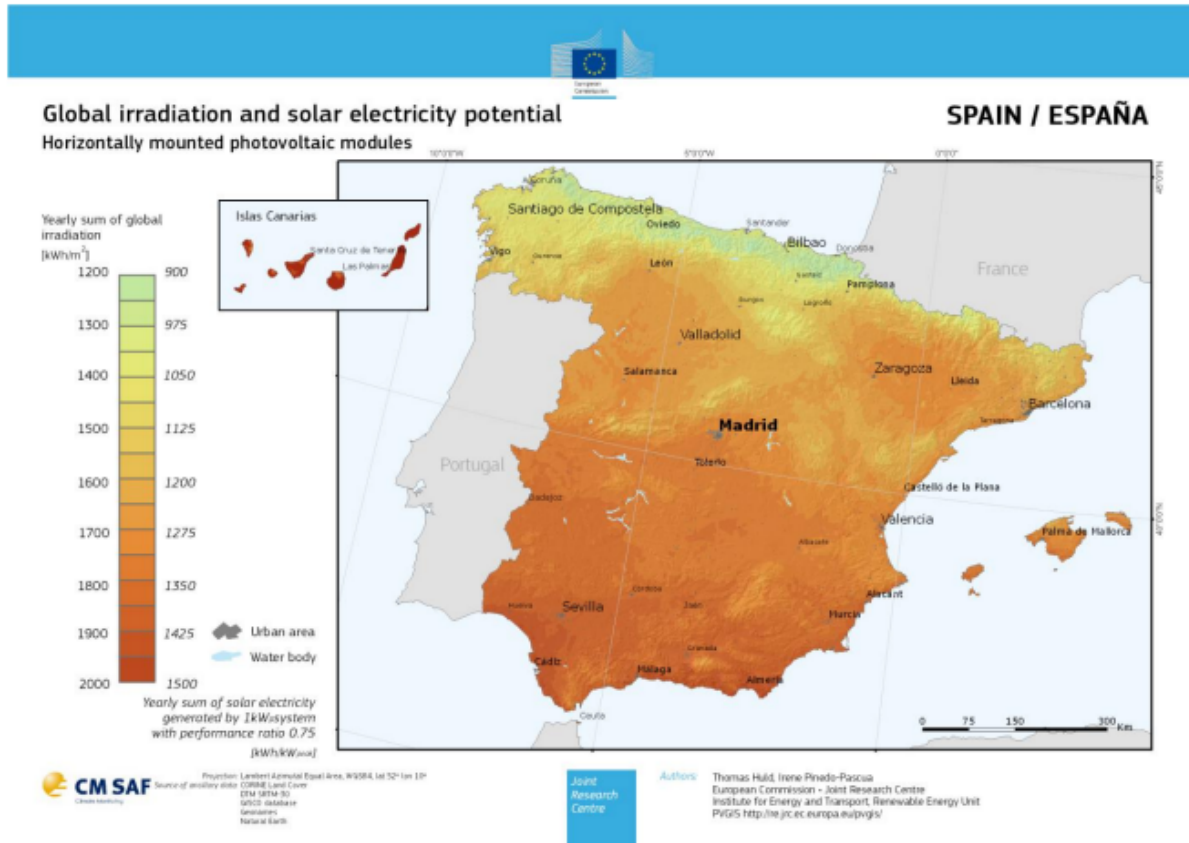


Figura 10. Gráfico del consumo horario de la EDAR nov 2018 - oct 2019 de la EDAR.

Con el PVGIS, se ha obtenido la suma media diaria de irradiación global por metro cuadrado (kWh / m² / d) recibida por los módulos del sistema dado, para el emplazamiento de la instalación.

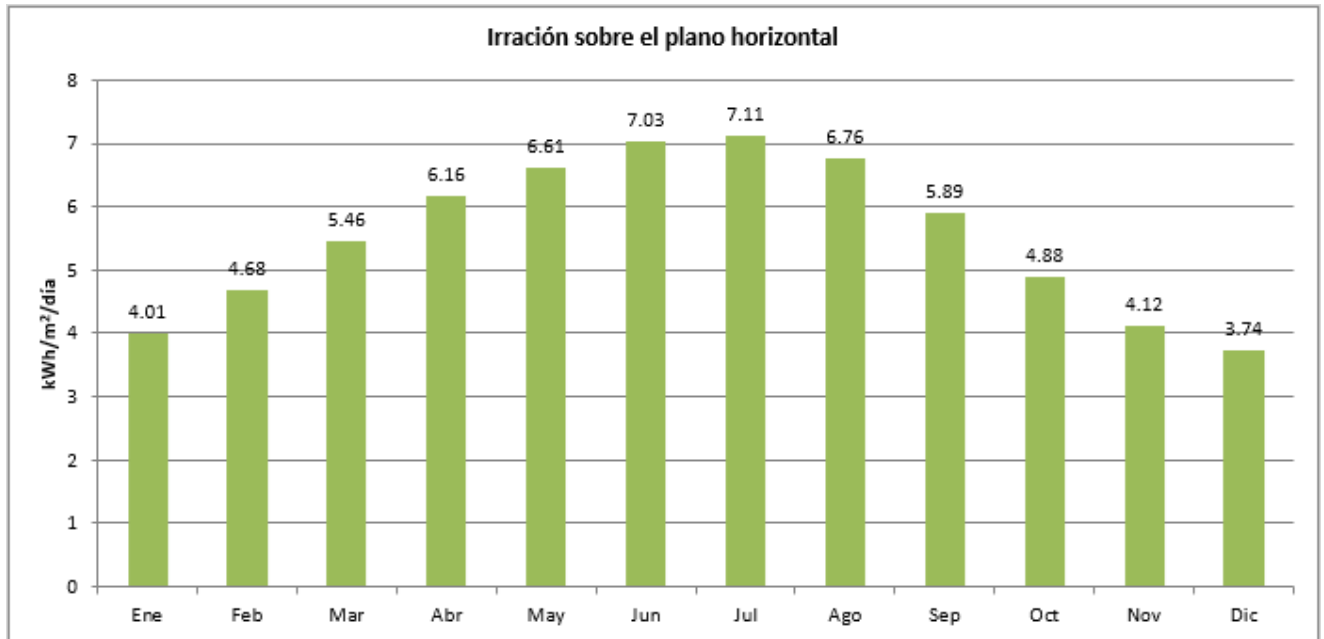


Figura 11. Gráfico de la suma media diaria de irradiación global por metro cuadrado (kWh / m² / d) para el emplazamiento de la EDAR.

Como se puede observar en el gráfico, el potencial solar del emplazamiento resulta muy adecuado para la construcción de una instalación fotovoltaica en esta ubicación.

6. Análisis de alternativas

A continuación, se van a analizar las distintas alternativas a tener en cuenta para tratar de optimizar lo máximo posible el espacio disponible y la ubicación del emplazamiento con las necesidades de consumo existentes.

6.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

En primer lugar, se van a analizar los distintos tipos de paneles fotovoltaicos que se pueden utilizar. En todos los casos se trata de paneles fotovoltaicos de silicio ya que, a día de hoy, son el tipo de energía fotovoltaica que domina el mercado, debido principalmente a su relación eficiencia-coste.

Paneles fotovoltaicos monocristalinos

Este tipo de paneles se caracterizan por estar formados por un único cristal de silicio alineado en una misma dirección, por lo tanto, se trata de un silicio más puro, comparado con otros otros tipos de paneles.

- Ventajas

- Alta eficiencia (Llegando a superar el 20%)
- Desventajas
- Alto coste (Debido a procesos de fabricación más caros)

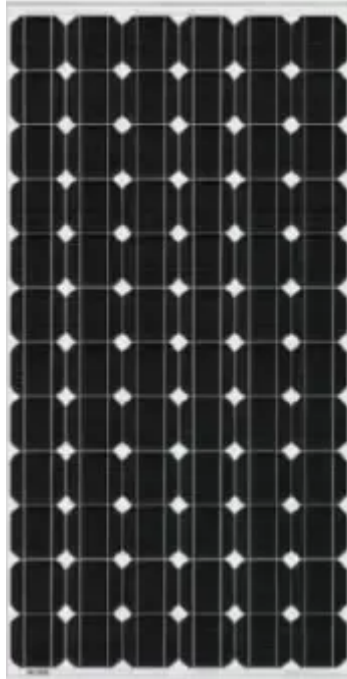


Figura 12. Ejemplo de panel fotovoltaico monocristalino.

Paneles fotovoltaicos policristalinos

Los paneles fotovoltaicos policristalinos están formados por diferentes cristales unidos entre sí que se orientan en todas las direcciones. Este tipo de paneles contienen menos silicio que los monocristalinos y éste es menos puro.

- Ventajas
- Menor coste que las monocristalinas (Debido a que los procesos de producción son menos costosos)
- Desventajas
- Menor eficiencia que las monocristalinas (Al tener menos pureza, tienen eficiencias más bajas, alrededor del 16%)

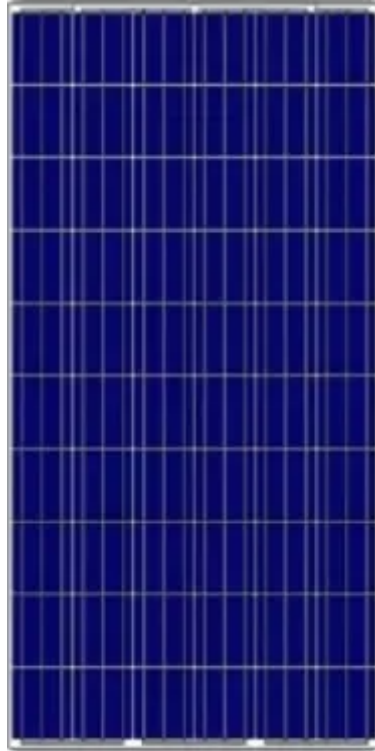


Figura 13. Ejemplo de panel fotovoltaico policristalino.

Paneles fotovoltaicos de silicio amorfo

Se trata de paneles que están formados por átomos de silicio que se depositan en varias capas de forma amorfa, es decir, con una estructura desorganizada. Este tipo de paneles es el que menos silicio utiliza y donde éste es menos puro.

- Ventajas
 - Son el tipo de paneles más económico (Debido a la sencillez de los procesos de producción y a la menor utilización de silicio)
- Desventajas
 - Las eficiencias de este tipo de paneles son las más bajas (Normalmente con valores cercanos al 9%)



Figura 14. Ejemplo de panel fotovoltaico de silicio amorfo.

6.2. Tipos de sistemas de acumulación de energía

Un problema de la energía eléctrica actual y de la transición energética es que la mayoría de la energía eléctrica que se consume se genera en ese preciso momento, ya que a día de hoy, no se ha logrado almacenar la energía de forma práctica, fácil y barata.

En este apartado se van a analizar diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía.

Aire comprimido

Este tipo de sistema de almacenamiento de energía utiliza motores reversibles que, mediante la energía eléctrica, comprimen aire a altas presiones en un tanque adiabático, para posteriormente, expandir el aire comprimido generando así energía.

Almacenamiento térmico

Estos sistemas acumulan energía subiendo o bajando la temperatura de una sustancia, o cambiando la fase de la misma, utilizando energía eléctrica, para

cuando se requiera, aprovechar la energía térmica almacenada para producir energía eléctrica de manera controlada.

Supercondensadores

Los supercondensadores transforman la energía eléctrica en cargas electrostáticas, sin necesidad de reacciones químicas. Pueden almacenar grandes densidades de energía llegando a los 30 Wh/kg y son capaces de liberar la energía en forma de electricidad en cuestión de segundos.



Figura 15. Ejemplo de una batería de supercondensadores.

Volantes de inercia

Un volante de inercia, es un sistema que almacena energía transformando la energía eléctrica en energía mecánica haciendo girar un disco con un motor. Cuando se desea obtener la energía eléctrica se frena el disco con el par resistente del motor actuando así de generador.



Figura 16. Ejemplo de un volante de inercia.

Baterías electroquímica

Las baterías electroquímicas, son dispositivos que almacenan energía transformando la corriente eléctrica en reacciones químicas y viceversa. Este tipo de baterías tienen una elevada densidad de energía, llegando a 250 Wh/kg, y además, tienen una respuesta rápida.



Figura 17. Ejemplo de una batería de litio.

6.3. Tipo de conexión a red

En este apartado se va analizar de qué manera la instalación puede estar conectada a la red, siempre teniendo en cuenta que se trata de una instalación de autoconsumo.

- **Autoconsumo sin vertido a Red**

Se trata de instalaciones donde toda la energía producida que no se consume en ese instante (excedentes) no puede ser vertida a la red, para ello se utilizan sistemas anti vertido.

- **Autoconsumo con vertido a Red**

Este tipo de instalaciones sí que pueden verter los excedentes a la red y según la forma en que lo hagan, se pueden clasificar en:

- **Acogida a compensación**

Esta modalidad de autoconsumo solo está disponible para instalaciones con potencias nominales inferiores a 100 kW. Los usuarios de este tipo de instalaciones obtienen una compensación económica en el término de la energía de las facturas eléctricas en función de la cantidad de energía vertida a la red.

- **No acogida a compensación**

En caso de no reunir las condiciones necesarias para obtener una compensación, este tipo de instalaciones pueden verter los excedentes a la red, sin embargo, no obtendrán una compensación económica por ello.

6.4. Inclinación y azimut

Para obtener el máximo rendimiento de un panel fotovoltaico existen dos factores que son clave para la optimización de la producción de energía como son la inclinación y la orientación, también conocida como azimut.

Inclinación

La inclinación de los paneles fotovoltaicos es el ángulo que forma el panel con la horizontal. La inclinación es óptima cuando los rayos del sol inciden de manera perpendicular al panel, por lo tanto la inclinación adecuada para los paneles de una instalación variará en función de la latitud a la que se encuentre la instalación.

Para la ubicación del emplazamiento de la instalación diseñada, la inclinación que permite más producción de energía se encuentra entre los 25-35 grados.

Un dato a tener en cuenta cuando se realizan instalaciones con varias filas de paneles solares es que cuanto más inclinados están los paneles, más separación se debe dejar entre las filas, debido a que a más inclinación, más larga es la sombra que estos proyectan.

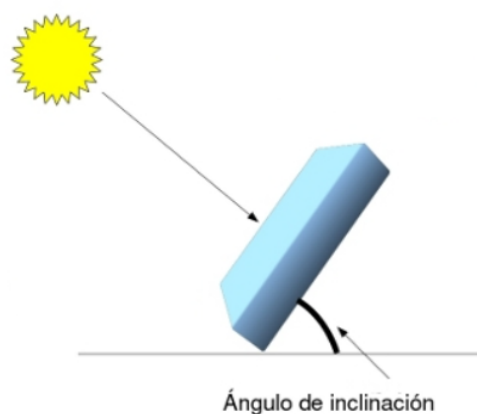


Figura 18. Ángulo de inclinación.

Azimut

El ángulo de azimut, se corresponde con el ángulo que relaciona la orientación del panel respecto al sur en el hemisferio norte, o respecto al norte en el hemisferio sur, que es cuando la producción del panel es máxima, ya que recibe más horas de sol. Por lo tanto, cuando el azimut es 0, la producción de un panel es mayor que por ejemplo para un azimut de 30.

Sin embargo, dependiendo de las características del emplazamiento donde realice la instalación, un azimut diferente de 0 podría permitir que en el mismo espacio cupieran más paneles, y por lo tanto la producción fuera mayor.

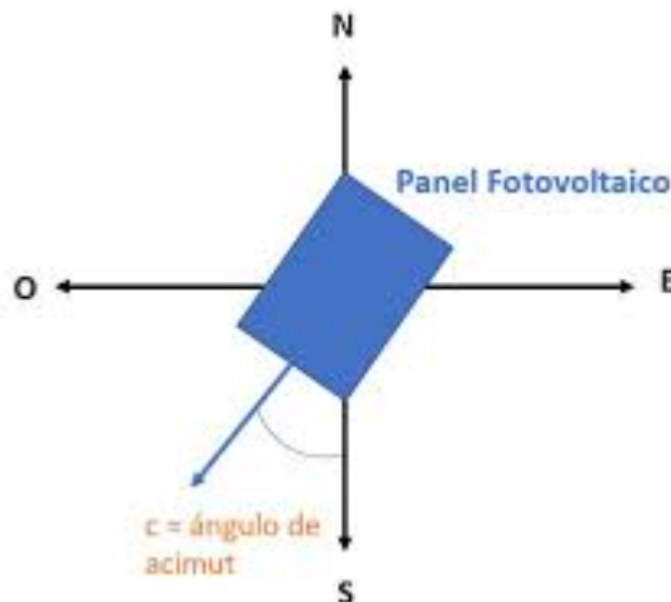


Figura 19. Ángulo de azimut.

7. Comparación de las alternativas y decisión final de la instalación

Una vez analizadas las alternativas, con el objetivo de decidir cómo va a ser la instalación, se ha realizado un estudio para determinar cuál es la instalación óptima a diseñar, según las características del emplazamiento.

1ª opción: instalación fotovoltaica ideal

En primer lugar, se ha calculado la instalación que permitiría una producción adecuada para la curva de consumo existente, y que además pudiera generar suficientes excedentes para compensar el consumo nocturno de la EDAR.

La instalación constaría de 1500 módulos fotovoltaicos de 450 Wp, con una potencia pico total de 675 kWp y una producción de energía estimada de 1079,722 MWh anuales, que respecto a los 1266,558 MWh anuales de consumo, cubrirían un 40,6% de la demanda de consumo y además verterían a la red el 52,33 % de la producción, es decir, 565,042 MWh serían compensados en el término del coste de la energía en la factura de la EDAR.

Sin embargo, esta instalación sería una utopía ya que en primer lugar, la EDAR no dispone de una superficie lo bastante grande para albergar una instalación de semejantes dimensiones y además, la potencia nominal instalada sería superior a los 100 kW y por lo tanto la instalación no se podría acoger a una compensación de los excedentes como se ha explicado anteriormente en el apartado 6.3.

2ª opción instalación fotovoltaica con potencia nominal inferior a 100 kW

Por lo tanto, se ha procedido a calcular una instalación que quepa en las zonas donde se emplazará la instalación proyectada 5.1, y que permita una potencia nominal inferior a los 100 kW para así poder compensar los excedentes.

La instalación constaría de 250 módulos fotovoltaicos de 450 Wp, con una potencia pico total de 112,5 kWp, que permitiría una potencia nominal inferior a los 100kW. En este caso, las zonas del emplazamiento destinadas a la realización de la instalación no quedarían totalmente ocupadas y por lo tanto no habría problemas en poder instalar los paneles con una inclinación de 30° y un azimut de 0°, que optimizarían una producción de energía estimada de 179,953 MWh anuales, que respecto a los 1266,558 MWh anuales de consumo, cubrirían un 14,2% de la demanda y que no verterían nada a la red, ya que el 100% de la energía producida, sería consumida por la EDAR en ese instante.

El consumo de la EDAR es tan grande que incluso en una instalación con potencia nominal de 100 kW la producción de energía estaría siempre por debajo del consumo, y por lo tanto no habrían excedentes y no habría compensación.

3ª opción instalación fotovoltaica con potencia nominal superior a 100 kW

Por lo tanto, se ha decidido optimizar el espacio disponible en las zonas del emplazamiento destinadas a la instalación para albergar una instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes y sin vertido a la red, con una potencia superior a los 100 kW y que permita una producción máxima.

Para optimizar el espacio, se han tenido en cuenta dos factores como son la inclinación y el azimut, analizados en el apartado 6.4.

Para la inclinación se han analizado dos posibles soluciones, en primer lugar, una inclinación de 30° que para la ubicación de la instalación permitiría más producción por panel, sin embargo con esta inclinación la separación entre filas de paneles debería ser como mínimo de 132 cm. En segundo lugar, se ha analizado una

inclinación de 18° donde la producción de cada panel sería inferior a la de 30° pero que permitiría que las filas de paneles estuvieran más juntas, como mínimo a 82 cm, y por lo tanto cabrían más paneles. Los cálculos de la separación entre filas se encuentran en los anexos, en el apartado de cálculo de sombras.

En cuanto al azimut, se han analizado dos posibles soluciones también, en primer lugar, un azimut de 0°, que para la ubicación en la que se encuentra la instalación permitiría más producción por panel, y en segundo lugar, se ha analizado la alternativa de poner los paneles con el azimut que tienen las zonas disponibles para la instalación, -43°, lo que permitiría que cupieran más paneles.

En la siguiente tabla se muestra la combinación de las diferentes alternativas de los de inclinación y azimut:

Azimut (°)	Inclinación (°)	Nº Módulos (Unidades)	Potencia Pico (kWp)	Producción (MWh/año)	Beneficio en 25 años (€)
0	18	314	141,30	215,68	639.949 €
0	30	266	119,70	189,50	562.708 €
-43	18	345	155,25	229,02	667.831 €
-43	30	288	129,60	195,34	568.050 €

Tabla 2. Combinación de los factores para optimizar la instalación.

Como se puede observar en la tabla, la solución que optimiza el espacio disponible es la de una instalación de **155,25 kWp**, que cuenta con 345 módulos fotovoltaicos con una inclinación de 18 ° y un azimut de -43°, que permitirán una producción anual estimada de **229,02 MWh** cubriendo así un **18,1%** de la demanda total de consumo y que producirán un beneficio neto estimado de **667.831 €** en los próximos 25 años.

Como la potencia es superior a los 100 kW, la instalación deberá contar con un sistema antivertido que impida la inyección de energía a la red cuando la producción sea mayor al consumo.

Se utilizarán paneles fotovoltaicos monocristalinos ya que a día de hoy la diferencia de coste con los policristalinos no es muy alta y su rendimiento es mayor.

Haciendo uso del diseñador en línea de SolarEdge, se ha determinado cómo sería la instalación:



Figura 20. Instalación diseñada con SolarEdge.

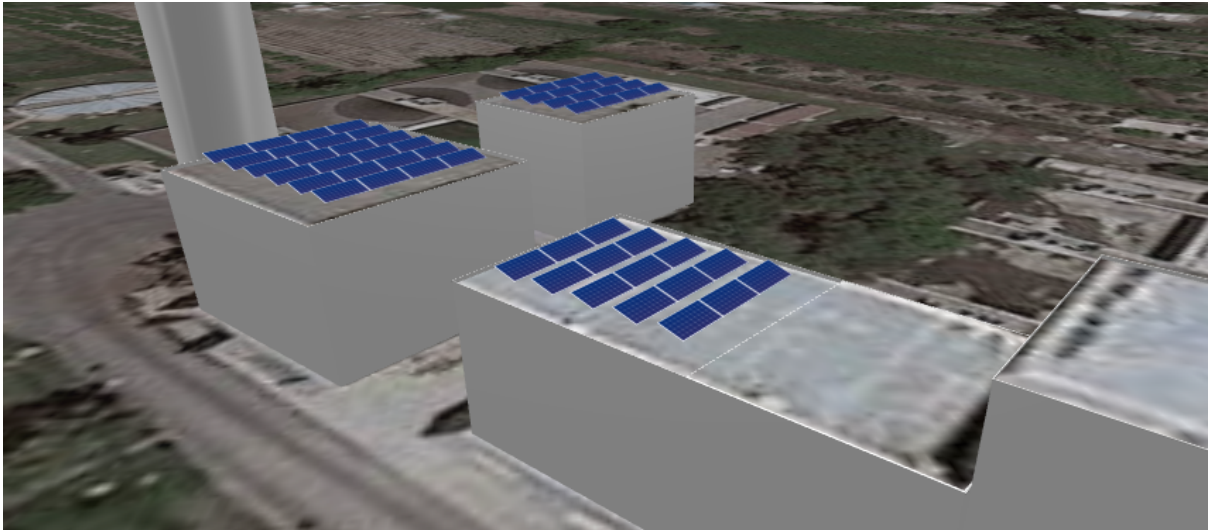


Figura 21. Instalación diseñada con SolarEdge.

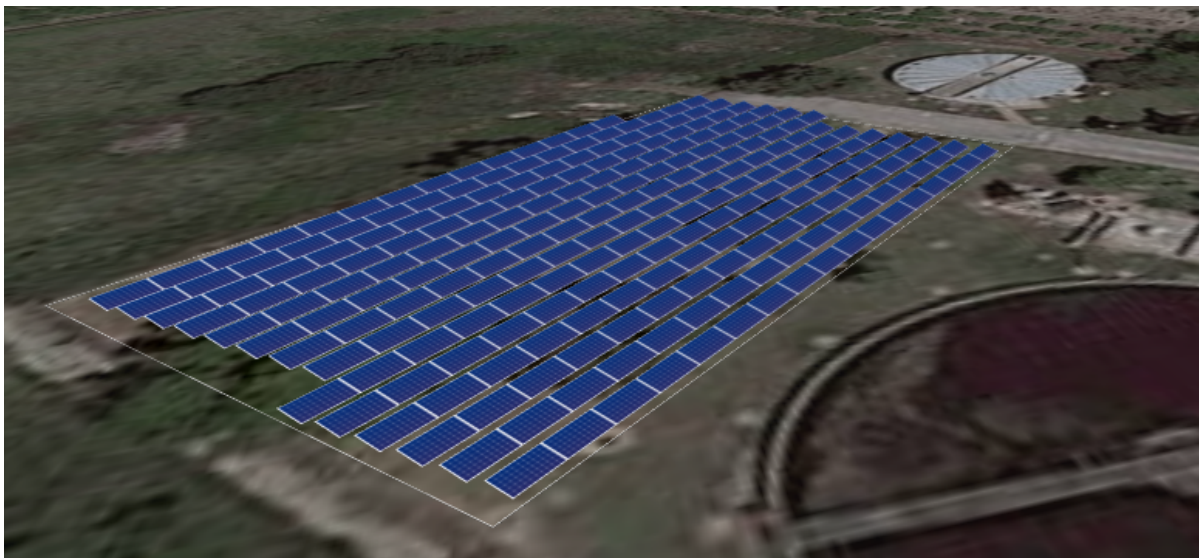


Figura 22. Instalación diseñada con SolarEdge.

En cuanto al uso de sistemas de acumulación, se analiza más adelante en el apartado 12 de la memoria “Estudio del uso de baterías”.

8. Descripción de la instalación

8.1. Resumen

Instalación fotovoltaica de 155,25 kWp y 140 kW nominales conectada a red interior para autoconsumo sin excedentes situada en la EDAR de Burriana, Castellón.

8.2. Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos que se instalarán serán de silicio monocristalino del fabricante Atersa, modelo **A-450M GS**. Con un total de 345 paneles instalados y una potencia pico de 450 Wp por panel, la instalación tendrá una potencia pico total de 155,25 kWp.



Figura 23. Modelo A-450M del fabricante Atersa.

Los módulos se instalarán en 19 strings o series, que básicamente consisten en circuitos donde los módulos fotovoltaicos están conectados en serie, tal y como se muestra a continuación:

String	Circuito	Nº módulos	Potencia / Ud	Potencia Total	Inversor
String 1	C1-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	Inversor 1 (100 kWn)
String 2	C2-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 3	C3-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 4	C4-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 5	C5-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 6	C6-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 7	C7-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 8	C8-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 9	C9-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 10	C10-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 11	C11-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 12	C12-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	

String 13	C13-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 14	C14-CC	19	450 Wp	8.550 Wp	Inversor 2 (20 kWn)
String 15	C15-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 16	C16-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	
String 17	C17-CC	19	450 Wp	8.550 Wp	Inversor 3 (20 kWn)
String 18	C18-CC	19	450 Wp	8.550 Wp	
String 19	C19-CC	18	450 Wp	8.100 Wp	

Tabla 3. Distribución de los módulos fotovoltaicos de la instalación.

A continuación se muestran las características eléctricas de cada módulo para una radiación solar de 1000 W/m² y una temperatura de 25°C:

Características eléctricas	
Potencia Pico	450 kW
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	10,85 A
Corriente en Cortocircuito (Isc)	11,60 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	41,5 V
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,3 V
Eficiencia	20,7 %

Tabla 4. Características eléctricas del módulo fotovoltaico.

La disposición de los módulos queda definida en los anexos y en los planos.

En el pliego de condiciones se detallan las demás características de los módulos.

8.3. Estructura soporte

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos consistirá en **bloques prefabricados de hormigón del fabricante Solarbloc**. Se trata de soportes auto-lastrados de un solo componente, que permiten la fijación de los

módulos mediante un carril incorporado al soporte, fijaciones de aluminio y tornillería de acero inoxidable.

Este tipo de soporte, tiene la masa y la geometría necesaria para aguantar todas las cargas, como el peso propio de los módulos, o las cargas de los agentes externos como el viento y la nieve, sin la necesidad de fijar ni atornillar la estructura a la superficie.

La propia geometría de los bloques permite la inclinación deseada en los módulos, sin la utilización de ninguna estructura metálica. La inclinación y la orientación de los bloques será fija, tal y como se indica en los planos.

- Inclinación: 18°
- Azimut: -43°
- Disposición: 1H

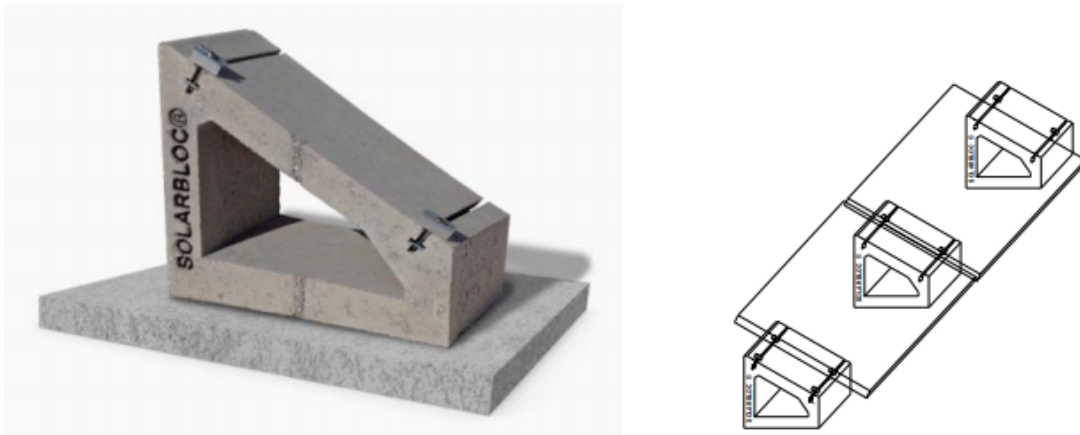


Figura 24. Estructura para módulos fotovoltaicos de hormigón del fabricante Solarbloc.

8.4. Inversores

Los inversores reciben toda la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos en corriente continua (DC) y la convierten en corriente alterna (AC) a una frecuencia de 50 Hz, propia de la red de suministro energético de la planta.

Los inversores seleccionados tendrán una potencia nominal adecuada a la potencia pico del conjunto de módulos del que recibirán la energía eléctrica. Además, cumplirá con el RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Como para el presente proyecto hay 3 zonas de la instalación separadas entre sí, y si estas zonas compartieran un inversor las longitudes de las strings se alargarían en exceso, se han seleccionado 3 inversores del

fabricante Huawei Solar. Un inversor del modelo **SUN2000-100KTL-M1** con 100 kW nominales de potencia, y dos inversores del modelo **SUN2000-20KTL-M0** con 20 kW nomianles de potencia cada uno. Los tres inversores son trifásicos y disponen de un sistema avanzado de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT), conexión mediante Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE o mediante 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G, eficiencia energética del 98% y protecciones contra sobretensiones.

Mediante un ordenador o un dispositivo móvil se puede monitorizar y controlar el funcionamiento de los inversores desde cualquier lugar.

Las principales características eléctricas de los inversores son las siguientes:

Huawei SUN2000-100KTL-M1	
Entrada	
Tensión máxima de entrada	1.100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT	200 V - 1.000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100.000 W
Max. Potencia aparente de AC	110.000 VA
Tensión nominal de salida	400 V
Frecuencia nominal de red de AC	50 Hz
Intensidad nominal de salida	144,4 A
Max. intensidad de salida	160,4 A
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí

Protección contra sobreintensidad de AC	Sí
Protección contra polaridad inversa DC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de DC	Tipo II
Descargador de sobretensiones de AC	Tipo II
Detección de resistencia de aislamiento DC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí

Tabla 5. Características eléctricas del inversor SUN2000-100KTL-M1.



Figura 25. Inversor SUN2000-100KTL-M1 del fabricante Huawei Solar.

Huawei SUN2000-20KTL-M0	
Entrada	
Tensión máxima de entrada	1.080 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Corriente de cortocircuito máxima	30 A
Tensión de arranque	200 V

Tensión de funcionamiento MPPT	160 V - 950 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de MPPTs	2
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	20.000 W
Max. Potencia aparente de AC	22.000 VA
Tensión nominal de salida	400 V
Frecuencia nominal de red de AC	50 Hz
Max. intensidad de salida	33,5 A
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de AC	Sí
Protección contra cortocircuito de AC	Sí
Protección contra sobretensión de AC	Sí
Protección contra polaridad inversa DC	Sí
Protección contra descargas atmosféricas DC	Tipo II
Protección contra descargas atmosféricas AC	Tipo II
Protección contra fallas de arco	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Control del receptor Ripple	Sí

Tabla 5. Características eléctricas del inversor SUN2000-20KTL-M0.



Figura 25. Inversor SUN2000-20KTL-M0 del fabricante Huawei Solar

8.5. Cuadro de protecciones

Seguidamente de los inversores se instalará un cuadro de protecciones (CGP-FV) que contendrá las protecciones de cada parte de la instalación fotovoltaica.

Las protecciones que contendrá el CGP-FV son:

- Un interruptor automático (IA) de 4 polos por cada circuito de los siguientes calibres:

Línea	In (A)
L1-CA	250
L2-CA	40
L3-CA	40
L4-CA	250

Tabla 6. Interruptores automáticos seleccionados

- Una protección contra sobretensiones de **Tipo II** con una tensión nominal de **460 V**.

- Un interruptor diferencial (ID) de **300 mA** y un calibre de **250 A**.

8.6. Recinto para equipos

Los inversores se instalarán en las casetas construidas para tal fin, en las zonas indicadas en los planos.

El cuadro de protecciones de la fotovoltaica (CGP-FV) y el sistema de monitorización se instalarán junto al Cuadro de Baja Tensión del Centro de Transformación, tal y como se indica en los planos.

Las construcciones tendrán las dimensiones recomendadas por los fabricantes y tendrán la ventilación adecuada para permitir la refrigeración de los equipos.

8.7. Puesta a tierra

La instalación cumplirá con el Real Decreto 1699/2011 acerca de las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas.

La puesta a tierra de la instalación se hará de forma que no altere las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, además, la instalación debe tener una separación galvánica entre la propia instalación y la red de distribución, por último, todas las masas de la instalación se conectarán a una tierra independiente del neutro de la empresa distribuidora.

Cumpliendo con la ITC-BT-021, las secciones de los conductores de protección cumplirán que:

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

Tabla 7. Secciones de los conductores de protección según la sección de los conductores de fase.

En caso de que las secciones obtenidas fueran de valores no normalizados se seleccionarán el valor normalizado inmediatamente superior.

8.8. Cableado de baja tensión

Cumpliendo con la ITC-BT40 el cableado tendrá la sección adecuada para para que la caída de tensión tanto para la parte de corriente continua como para la parte de corriente alterna sea inferior al 1,5 %, y que además, la corriente que deba soportar el cableado sea inferior a la corriente admisible de las propias líneas.

- **Líneas de corriente continua DC**

Las líneas de corriente continua van desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores. Los cables serán de cobre unipolar y con tensión asignada de 0,6/1 kV flexible de clase 5. Para la formación de las strings, se unirán los módulos en serie con su propio cable de serie, y para la conexión de las strings con los inversores se utilizará cable solar de cobre **H1Z2Z2-K**. Las líneas de corriente continua tendrán las longitudes y secciones siguientes:

String	Longitud (m)	Sección (mm2)
C1-CC	130	6
C2-CC	126	6
C3-CC	122	6
C4-CC	118	6
C5-CC	116	6
C6-CC	112	6
C7-CC	108	6
C8-CC	104	6
C9-CC	100	6
C10-CC	96	6
C11-CC	92	6
C12-CC	88	6
C13-CC	84	6
C14-CC	94	6
C15-CC	110	6
C16-CC	114	6
C17-CC	96	6
C18-CC	88	6
C19-CC	84	6

Tabla 8. Secciones del cableado de corriente continua.

- **Líneas de corriente alterna trifásica AC**

Las líneas de corriente alterna van desde los inversores hasta el cuadro general de baja tensión del centro de transformación (CGBT-CT), pasando por el cuadro general de protecciones de la instalación fotovoltaica (CGP-FV).

Cumpliendo con lo establecido en la ITC-BT40 las líneas de corriente alterna tendrán las siguientes longitudes y secciones.

Línea	L (m)	Sección (mm ²)	Conductor
L1-CA	170	240	Al XZ1
L2-CA	150	35	Al XZ1
L3-CA	65	16	Al XZ1
L4-CA	2	150	Cu RZ1-k

Tabla 9. Secciones del cableado de corriente alterna.

8.9. Canalizaciones

Los conductores de corriente continua discurrirán sobre bandeja de rejilla en montaje superficial hasta los inversores tal y como se grafía en los planos.

La conexión entre los inversores y el cuadro de protecciones discurrirá enterrada bajo tubo siguiendo el recorrido indicado en los planos.

8.10. Interconexión con la red interior

La conexión de la instalación fotovoltaica con la red interior se realizará en el cuadro general de baja tensión del centro de transformación (CGBT-CT). El cable utilizado para realizar la conexión será de tipo **RZ1-k de 150 mm²**.

8.11. Monitorización y control de la instalación

La instalación fotovoltaica tendrá un sistema de monitorización de la instalación que contendrá como mínimo las siguientes medidas:

- Tensión y corriente de entrada de los inversores
- Tensión de fases de la red
- Potencia activa, reactiva y total a la salida de los inversores
- Representación gráfica de los datos de potencia de la instalación
- Energía consumida por la EDAR.

8.12. Sistema antivertido

Como la instalación es de más de 100 kW nominales no puede acogerse a la compensación por los excedentes de energía producida.

Existen por lo tanto dos opciones, acogerse al autoconsumo sin excedentes o al autoconsumo con excedentes sin compensación. En la primera opción la instalación queda eximida de permisos de acceso y conexión a la red. En la segunda opción se deberán realizar más trámites y esto puede ralentizar la ejecución del proyecto.

Como para el presente proyecto, la producción nunca debería superar al consumo excepto en momentos puntuales como paradas en los procesos de la EDAR o fallos técnicos, se ha decidido instalar un sistema antivertido que se encargue de controlar el excedente de energía para que este sea cero y no se vuelque de ninguna manera en la red eléctrica.

Se instalará un sistema antivertido **DTSU666-H 250A/50mA** del fabricante Huawei.



Figura 26. Sistema antivertido DTSU666-H 250A/50mA.

9. Generación

Los valores de generación de la instalación fotovoltaica se han obtenido a partir de los datos descargados del PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

En la siguiente tabla se muestra la generación fotovoltaica diaria media según la hora y el mes en kWh:

Producción fotovoltaica Instalación (kWh)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.00	0	0	0,13	0	2,82	5,70	2,66	0	0	0	0	0
9.00	0	3,63	21,59	12,82	23,36	26,52	22,93	15,71	6,93	0	6,78	0
10.00	23,88	31,96	46,26	37,86	46,66	50,13	45,73	38,92	31,84	22,21	33,05	23,62
11.00	43,98	53,33	66,68	61,26	70,21	72,29	69,03	61,76	54,22	44,03	50,49	43,26
12.00	58,42	68,69	82,75	82,18	87,58	89,68	88,13	82,00	73,14	59,86	62,49	55,66
13.00	65,77	76,60	90,30	95,04	99,89	103,09	101,82	96,43	86,92	72,87	67,98	62,15
14.00	65,43	76,98	86,58	100,38	104,87	108,09	109,34	102,91	92,08	77,71	66,27	60,09
15.00	58,11	69,27	79,75	95,95	103,31	106,15	107,35	102,49	88,99	75,01	55,89	52,30
16.00	44,51	55,09	65,68	87,20	92,11	97,79	97,34	93,96	80,46	65,08	39,32	37,34
17.00	26,32	37,68	46,20	72,58	75,53	81,60	83,26	78,37	63,19	49,79	21,06	20,22
18.00	8,01	17,64	24,96	51,99	56,54	62,71	62,75	57,31	43,69	30,47	3,51	2,33
19.00	0	2,28	6,73	30,75	35,55	40,69	41,24	36,02	23,30	11,26	0	0
20.00	0	0	0,07	11,53	16,23	20,50	20,47	14,80	6,93	1,04	0	0
21.00	0	0	0	2,84	6,30	8,37	8,27	5,17	0,23	0	0	0
22.00	0	0	0	0	0,05	1,06	0,85	0	0	0	0	0
23.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 10. Generación fotovoltaica diaria media según la hora y el mes en kWh.

A continuación se grafía la generación para un día medio para cada mes:

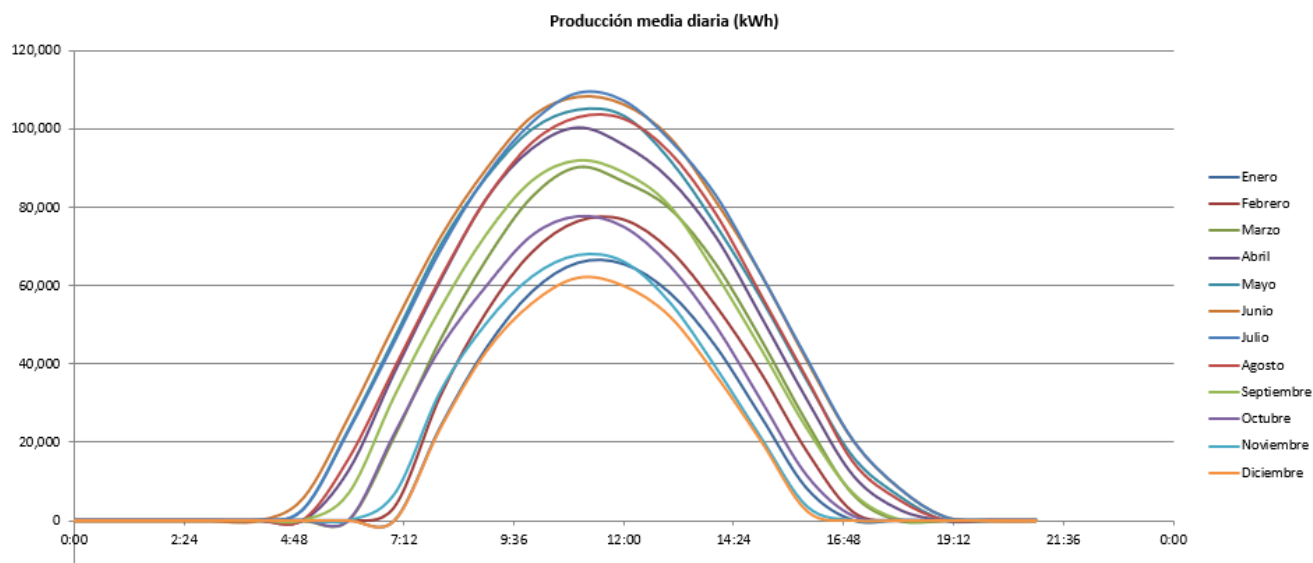


Figura 27. Generación media diaria para cada mes.

Agrupando la producción mensualmente y organizándola por periodos se obtiene:

Producción anual (kWh)							
Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Producción
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
ene-19	4163	8064	0	0	0	0	12227
feb-19	4870	8939	0	0	0	0	13808
mar-19	0	0	4453	14695	0	0	19148
abr-19	0	0	0	0	22272	0	22272
may-19	0	0	0	0	25452	0	25452
jun-19	10821	2295	6747	6368	0	0	26231
jul-19	22290	4406	0	0	0	0	26696
ago-19	0	0	0	0	0	24361	24361
sep-19	0	0	10354	9412	0	0	19766
oct-19	0	0	0	0	15789	0	15789
nov-18	0	0	1917	10288	0	0	12205
dic-18	3871	7195	0	0	0	0	11065
						TOTAL	229018

Tabla 11. Producción fotovoltaica agrupada por periodos.

La producción fotovoltaica anual estimada será de **229.018 kWh**

10. Balance energético

A partir de los datos de consumo y de generación horarios, se obtiene el siguiente balance energético anual:

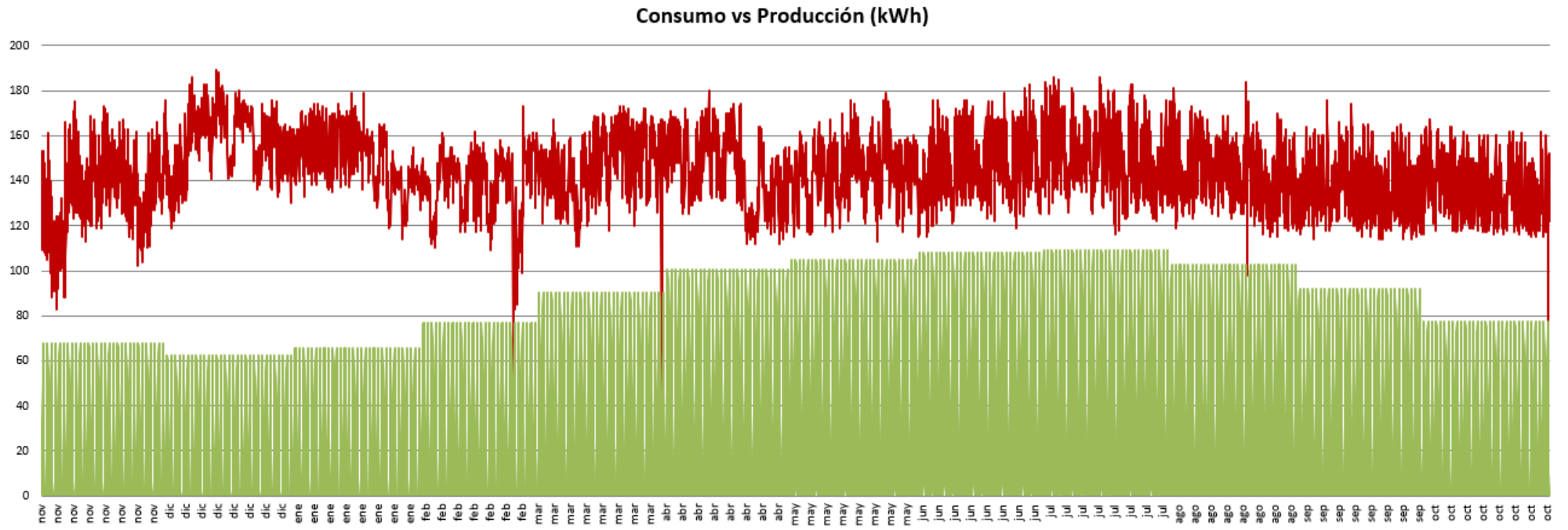


Figura 28. Balance energético anual.

Como se puede observar toda la energía generada siempre estará por debajo del consumo y por lo tanto el 100% de la energía producida será autoconsumida en ese mismo instante. En el caso de que en algún momento por cualquier motivo la producción fuera mayor al consumo el sistema antivertido actuaría reduciendo la producción. La energía generada cubrirá un **18,1%** de la energía total consumida.

11. Balance medioambiental

La energía fotovoltaica es un método de obtención de energía respetuoso con el medio ambiente, en contraposición de los procesos de combustión convencionales y la fisión nuclear, la energía solar fotovoltaica en la fase de explotación no produce cargas ambientales ni emisiones de productos tóxicos.

Las cargas ambientales más significativas se producen en las operaciones de extracción de las materias primas y en los procesos de fabricación y montaje de los módulos fotovoltaicos, pero en la actualidad la eficiencia y la mejora de estos procesos hacen que estas cargas sean despreciables.

Una buena gestión de los módulos fotovoltaicos una vez terminada su vida útil disminuye considerablemente el impacto ambiental que estos puedan producir, ya que la mayoría de los materiales (vidrio, aluminio, silicio) pueden ser reciclados con facilidad.

La utilización de la energía fotovoltaica de autoconsumo implica la reducción del uso de la energía de la red, que en la actualidad proviene parcialmente de procesos de combustión y fisión nuclear. Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en sus resultados de garantía de origen y etiquetado de la electricidad relativos a la energía producida en el año 2020, se tienen los siguientes valores para una comercializadora genérica:

AÑO 2020²

	MIX COMERCIALIZADORA GENÉRICA
MIX ENERGÍA	
	%
Renovables	6,0%
Cogeneración de Alta Eficiencia	3,1%
Cogeneración	12,6%
CC Gas Natural	30,9%
Carbón	3,5%
Fuel/Gas	2,9%
Nuclear	39,3%
Otras	1,7%
EMISIONES DE DIOXIDO DE CARBONO	
	0,25
kg de dióxido de carbono por kWh	G
RESIDUOS RADIATIVOS AA	
	0,85
Miligramos por kWh	G

Tabla 12. Valores relativos a la energía producida por una comercializadora genérica.

Por lo tanto el balance medioambiental de la presente instalación fotovoltaica según los valores descritos sería:

- Reducción de emisiones de CO₂: **57.202 Kg de CO₂ / año**
- Reducción de residuos radiactivos AA: **194 g de residuos radiactivos / año**

12. Estudio del uso de baterías

Para tratar de completar este proyecto se ha llevado a cabo un estudio para determinar la viabilidad que tendría la instalación de un sistema de acumulación de energía en la EDAR. Para realizar el estudio se ha escogido las baterías de litio como opción más adecuada para el sistema de acumulación, ya que a día de hoy su elevado potencial electroquímico, su alta eficiencia y las grandes densidades de energía que puede acumular las sitúan como la principal tecnología de almacenamiento energético.

Idealmente las baterías deberían acumular la energía fotovoltaica excedente, para posteriormente, cuando el consumo fuera superior a la generación fotovoltaica, las

baterías entregarían la energía que tuvieran acumulada y así la energía generada por la instalación se aprovecharía al 100%.

En el caso de esta instalación esto no va a ser posible ya que toda la energía producida se va a consumir inmediatamente y no van a haber excedentes. Por lo tanto, se ha decidido realizar un estudio de la instalación de una batería que acumule energía en el periodo P6, cuando el coste de la energía es menor, para posteriormente entregar la energía acumulada en el resto de periodos, cuando el coste de la energía es mayor.

La batería tendría el siguiente esquema:

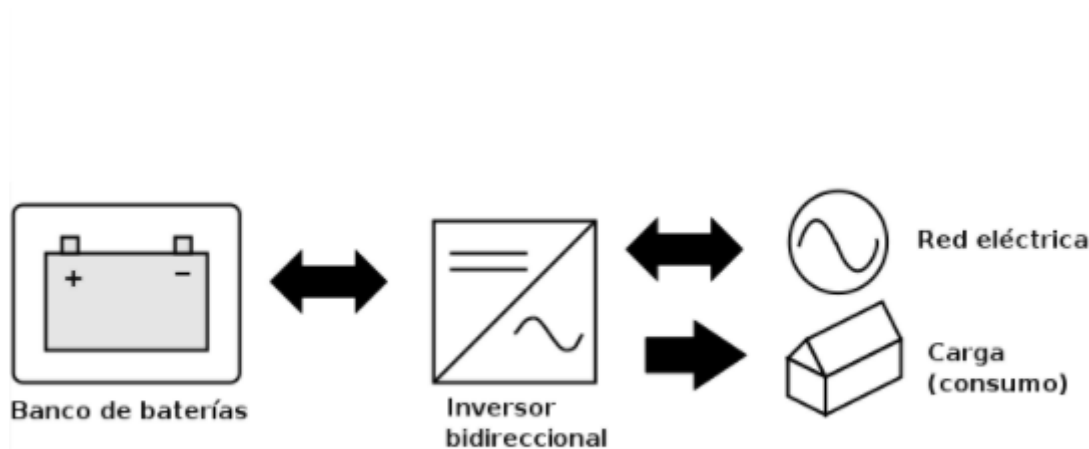


Figura 29. Esquema de la instalación del sistema de acumulación.

La instalación consumiría energía de la red para cargar la batería por la noche, durante el periodo P6, mediante el uso de inversores bidireccionales. Durante el resto del día, los mismos inversores convertirían la corriente continua de la batería en corriente alterna y alimentarían el consumo de la EDAR.

Este tipo de instalaciones no requiere de un espacio relativamente grande para llevarse a cabo, de hecho baterías como la “Tesla Megapack” de la compañía Tesla tienen una capacidad de 3 MWh y apenas ocupan el tamaño de un contenedor.

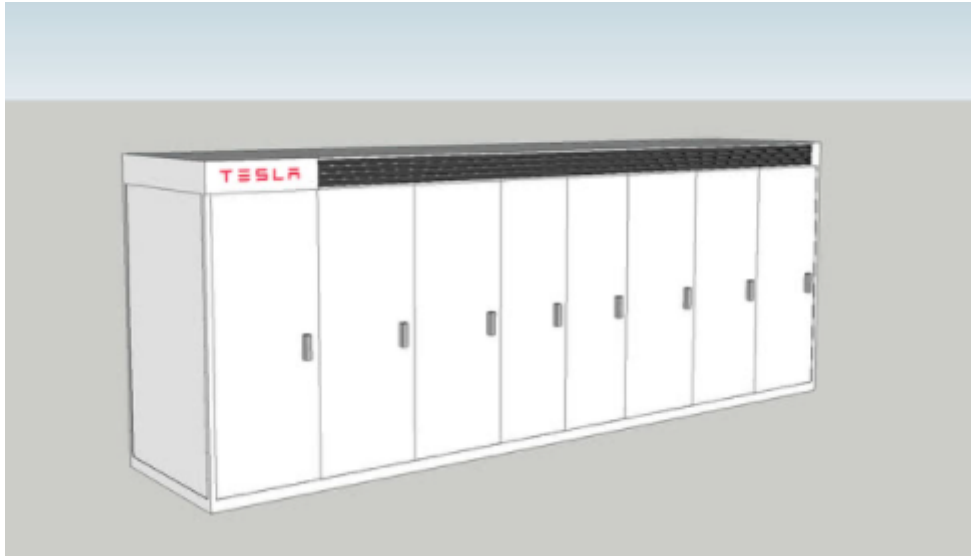


Figura 30. Batería Tesla Megapack.

Factores de la instalación

Para la realización de este estudio se han seleccionado los siguientes factores de la instalación:

- Analizando el consumo de la EDAR se ha determinado que la capacidad óptima de la batería sería de **2.000 kWh** (justificado en los anexos).
- Una eficiencia de ida y vuelta de la batería del **85%**, es decir, que de la energía que se usa para cargar la batería se aprovecharía finalmente solo el 85%.
- Una vida útil de la batería de **7000 ciclos**, que vendrían a ser unos 20 años si se cargara todas los días del año excepto en el mes de agosto.

En cuanto a la potencia de los inversores bidireccionales, sería la suficiente como para poder cargar la batería completamente en 8 horas o menos, qué es el tiempo que ocupa el periodo P6, es decir como mínimo necesitarían una potencia de 250 kW. La EDAR no necesitaría contratar más potencia en el Periodo P6 ya que tiene contratada una potencia de 451 kW de los cuales solo utiliza una potencia de 189 kW como máximo.

Viabilidad de la instalación

El precio actual de una batería de este tipo con la instalación eléctrica correspondiente y los inversores bidireccionales necesarios incluidos es de 300 \$/kWh. Por lo tanto una batería de esta capacidad supondría un coste de unos 600.000 \$, que a día de hoy vendrían a ser unos **504.000 €**.

Suponiendo que la batería se carga todas las noches y que la energía acumulada siempre cubre el consumo del resto de periodos, el estudio de viabilidad tendría los siguientes resultados:

Consumo anual (kWh)										
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)	Coste Normal (€)	Coste Con Baterías (€)	
ene-19	20345	34350	0	0	0	57310	112005	9.719 €	7.775 €	
feb-19	16928	28592	0	0	0	47147	92667	8.054 €	6.435 €	
mar-19	0	0	18736	30842	0	59787	109365	8.264 €	7.548 €	
abr-19	0	0	0	0	52026	51829	103855	7.392 €	7.224 €	
may-19	0	0	0	0	53868	53718	107586	7.657 €	7.483 €	
jun-19	11609	11852	8798	14264	0	59293	105816	8.481 €	7.287 €	
jul-19	27609	27465	0	0	0	57193	112267	9.818 €	7.796 €	
ago-19	0	0	0	0	0	107069	107069	6.842 €	6.842 €	
sep-19	0	0	16611	28667	0	53757	99035	7.491 €	6.840 €	
oct-19	0	0	0	0	49371	52874	102245	7.250 €	7.091 €	
nov-18	0	0	18304	30052	0	48917	97273	7.460 €	6.762 €	
dic-18	20332	33806	0	0	0	63237	117375	10.038 €	8.112 €	
							TOTAL	1266558	98.466 €	87.195 €
Ahorro anual								11.272 €		
Retorno de la inversión (años)								44,71		

Tabla 13. Viabilidad de la instalación de baterías en la EDAR.

Como se puede observar la instalación de la batería supondría un ahorro anual de **11.272 €**, que no está nada mal, pero que debido al alto coste que supondría la instalación (504.000 €), el periodo de retorno de la inversión sería de más de **44 años**, tiempo que supera con creces el tiempo de vida útil utilizado para este estudio (20 años), y que produciría un balance económico negativo al finalizar su vida útil.

Por lo tanto podríamos decir que la instalación de una batería que se recargara en el periodo de menor coste de energía para alimentar el resto de periodos no sería una instalación económicamente viable para este proyecto a día de hoy.

Viabilidad de la instalación si el precio de las baterías fuera de 100 \$/kWh

Sin embargo, para 2023 se espera que el precio por kWh de capacidad de las baterías descienda hasta los 100 \$. ¿Sería viable entonces la instalación de un sistema de acumulación? Para poder resolver la pregunta se ha realizado el mismo estudio de viabilidad:

Consumo anual (kWh)									
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)	Coste Normal (€)	Coste Con Baterías (€)
ene-19	20345	34350	0	0	0	57310	112005	9.719 €	7.775 €
feb-19	16928	28592	0	0	0	47147	92667	8.054 €	6.435 €
mar-19	0	0	18736	30842	0	59787	109365	8.264 €	7.548 €
abr-19	0	0	0	0	52026	51829	103855	7.392 €	7.224 €
may-19	0	0	0	0	53868	53718	107586	7.657 €	7.483 €
jun-19	11609	11852	8798	14264	0	59293	105816	8.481 €	7.287 €
jul-19	27609	27465	0	0	0	57193	112267	9.818 €	7.796 €
ago-19	0	0	0	0	0	107069	107069	6.842 €	6.842 €
sep-19	0	0	16611	28667	0	53757	99035	7.491 €	6.840 €
oct-19	0	0	0	0	49371	52874	102245	7.250 €	7.091 €
nov-18	0	0	18304	30052	0	48917	97273	7.460 €	6.762 €
dic-18	20332	33806	0	0	0	63237	117375	10.038 €	8.112 €
						TOTAL	1266558	98.466 €	87.195 €
Ahorro anual								11.272 €	
Retorno de la inversión (años)								14,90	

Tabla 14. Viabilidad de la instalación si el precio de las baterías fuera de 100 \$/kWh.

En esta ocasión obviamente el ahorro sigue siendo el mismo que en el caso anterior, pero en esta ocasión como el coste de la instalación es menor (**168.000 €.**), el periodo de retorno de la inversión sería de menos de **15 años**, inferior a la vida útil de la instalación, lo que supondría que la instalación sería rentable y produciría un balance económico positivo al finalizar su vida útil.

Por lo tanto, si el precio de la instalación fuera el que se espera para 2023 sí que supondría una instalación rentable.

Viabilidad de la instalación si la diferencia entre el periodo P6 y el resto fuera mayor

Por último, se ha realizado el estudio de viabilidad una vez más suponiendo que la diferencia de costes entre el periodo donde la batería carga la energía y los periodos donde la batería entrega la energía es mayor, en concreto, suponiendo que el coste de la energía se incrementa en un 100% como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Precio €/kWh	
P1	0,232736
P2	0,214812
P3	0,186720
P4	0,174718
P5	0,156824
P6	0,127814

Figura 31. Coste del kWh según el periodo con un incremento del 100%.

Los resultados del estudio con esta diferencia de costes se muestran a continuación:

Consumo anual (kWh)									
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)	Coste Normal (€)	Coste Con Baterías (€)
ene-19	20345	34350	0	0	0	57310	112005	19.439 €	15.549 €
feb-19	16928	28592	0	0	0	47147	92667	16.108 €	12.871 €
mar-19	0	0	18736	30842	0	59787	109365	16.529 €	15.097 €
abr-19	0	0	0	0	52026	51829	103855	14.783 €	14.448 €
may-19	0	0	0	0	53868	53718	107586	15.314 €	14.966 €
jun-19	11609	11852	8798	14264	0	59293	105816	16.961 €	14.574 €
jul-19	27609	27465	0	0	0	57193	112267	19.635 €	15.592 €
ago-19	0	0	0	0	0	107069	107069	13.685 €	13.685 €
sep-19	0	0	16611	28667	0	53757	99035	14.981 €	13.679 €
oct-19	0	0	0	0	49371	52874	102245	14.501 €	14.182 €
nov-18	0	0	18304	30052	0	48917	97273	14.921 €	13.524 €
dic-18	20332	33806	0	0	0	63237	117375	20.076 €	16.223 €
TOTAL							1266558	196.933 €	174.389 €
Ahorro anual								22.544 €	
Retorno de la inversión (años)								22,36	

Tabla 15. Viabilidad de la instalación si el coste de la energía se incrementara en un 100%.

Como se observa el ahorro en esta ocasión es de **22.544 €** anuales, bastante mayor que con el coste actual de los periodos. Este ahorro produciría que el periodo de retorno de la inversión fuera de menos de **23 años**, aún así superior a la vida útil de la batería y que por lo tanto produciría un balance económico negativo al finalizar la vida útil de la instalación.

Por lo tanto, si el coste de la energía se incrementara un 100%, no sería recomendable la instalación de baterías.

Por lo tanto, se concluye que a día de hoy la instalación de un sistema de acumulación en esta EDAR no sería rentable. Solo si el precio de las baterías fuera

menor, que a día de hoy es el principal escollo de esta tecnología, la instalación produciría un beneficio económico para la EDAR y por lo tanto sería rentable.

13. Estudio de viabilidad económica

Para poder realizar el estudio de viabilidad económica en primer lugar se ha calculado el ahorro anual que supone la instalación fotovoltaica para la EDAR en términos económicos.

Agrupando la producción anual de energía estimada según los periodos horarios de la factura eléctrica de la EDAR y sabiendo el coste del kWh en esos periodos se ha obtenido la siguiente tabla de ahorro mensual y anual:

Producción anual (kWh)								
Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Producción	Ahorro
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(€)
ene-19	4163	8064	0	0	0	0	12227	1.351 €
feb-19	4870	8939	0	0	0	0	13808	1.527 €
mar-19	0	0	4453	14695	0	0	19148	1.699 €
abr-19	0	0	0	0	22272	0	22272	1.746 €
may-19	0	0	0	0	25452	0	25452	1.996 €
jun-19	10821	2295	6747	6368	0	0	26231	2.692 €
jul-19	22290	4406	0	0	0	0	26696	3.067 €
ago-19	0	0	0	0	0	24361	24361	1.557 €
sep-19	0	0	10354	9412	0	0	19766	1.789 €
oct-19	0	0	0	0	15789	0	15789	1.238 €
nov-18	0	0	1917	10288	0	0	12205	1.078 €
dic-18	3871	7195	0	0	0	0	11065	1.223 €
							TOTAL	229018
								20.962 €

Tabla 16. Ahorro mensual y anual producido por la instalación.

Como se puede observar, la instalación fotovoltaica supone un ahorro de **20.962 €** anuales a la EDAR.

Una vez calculado el ahorro anual que produce la instalación, se ha calculado la viabilidad económica del proyecto. Se han tenido en cuenta los siguientes factores:

- La inversión inicial es igual al presupuesto, 126.167 €
- Un incremento del coste de la tarifa eléctrica anual del 3,5%
- Una pérdida de la utilidad de los módulos fotovoltaicos anual del 0,2%

A continuación se muestra la viabilidad económica de la instalación para los próximos 25 años, que es cuando los módulos fotovoltaicos pierden la garantía de potencia:

Viabilidad económica				
Año	Utilidad (%)	Producción (kWh)	Ahorro (€)	Balance económico (€)
0	-	-	-	-126.167 €
1	100%	229.018	20.962 €	-105.205 €
2	99,8%	228.560	21.653 €	-83.552 €
3	99,6%	228.102	22.366 €	-61.187 €
4	99,4%	227.644	23.102 €	-38.085 €
5	99,2%	227.186	23.862 €	-14.223 €
6	99,0%	226.728	24.648 €	10.425 €
7	98,8%	226.270	25.459 €	35.884 €
8	98,6%	225.812	26.297 €	62.180 €
9	98,4%	225.354	27.162 €	89.342 €
10	98,2%	224.896	28.055 €	117.397 €
11	98,0%	224.438	28.978 €	146.375 €
12	97,8%	223.980	29.931 €	176.306 €
13	97,6%	223.522	30.915 €	207.222 €
14	97,4%	223.064	31.932 €	239.153 €
15	97,2%	222.606	32.981 €	272.135 €
16	97,0%	222.148	34.066 €	306.201 €
17	96,8%	221.690	35.185 €	341.386 €
18	96,6%	221.232	36.341 €	377.727 €
19	96,4%	220.773	37.536 €	415.263 €
20	96,2%	220.315	38.769 €	454.031 €
21	96,0%	219.857	40.042 €	494.074 €
22	95,8%	219.399	41.357 €	535.431 €
23	95,6%	218.941	42.715 €	578.146 €
24	95,4%	218.483	44.118 €	622.264 €
25	95,2%	218.025	45.566 €	667.831 €
TOTAL		5.588.043	793.998 €	667.831 €

Tabla 17. Viabilidad económica de la instalación.

Como se puede observar, la instalación producirá a la EDAR un ahorro total en la factura eléctrica de **793.998 €** en los próximos 25 años, a lo que restándole la inversión inicial necesaria, supone un beneficio total de **667.831 €**. El ahorro es tal, que en menos de **6 años** la inversión de la instalación quedaría amortizada.

14. Planificación

Con el objetivo de optimizar el tiempo y los recursos necesarios para la realización de la instalación, se ha llevado a cabo un estudio de planificación.

En primer lugar se han establecido las tareas que deben realizarse con su respectiva duración y la precedencia entre ellas:

Tarea	Descripción de la tarea	Duración (días)	Precedentes
A	Transporte del material al emplazamiento de la obra	2	-
B	Colocación de la estructura para los paneles de la zona 1	3	A
C	Colocación de la estructura para los paneles de las zonas 2, 3 y 4	1	A
D	Colocación de la estructura para los paneles de la zona 5	1	A
E	Instalación de los paneles fotovoltaicos en la zona 1	3	B
F	Instalación de los paneles fotovoltaicos en las zonas 2, 3 y 4	1	C
G	Instalación de los paneles fotovoltaicos en la zona 5	1	D
H	Obra para la construcción de las casetas para los inversores	3	A
I	Instalación de los inversores en sus respectivas casetas	1	H
J	Obra para las canalizaciones enterradas	4	A
K	Colocación de las bandejas de rejilla en la zona 1	2	E
L	Colocación de las bandejas de rejilla en las zonas 2, 3 y 4	1	F
M	Colocación de las bandejas de rejilla en la zona 5	1	G
N	Colocación del cableado de corriente alterna AC	1	J
O	Colocación del cableado de corriente continua DC	2	K, L, M
P	Conexión de las strings y los inversores	1	I, O
Q	Instalación del cuadro de protecciones (CGP-FV)	1	N
R	Conexión de la instalación con el CGBT-CT	1	Q
S	Instalación de los sistemas de monitorización y antivertido	1	R
T	Revisión final	-	P, S
U	Puesta en marcha y comprobaciones	-	T

Tabla 18. Lista de tareas para la realización de la instalación.

Una vez definidas las tareas a realizar se ha graficado el Diagrama de Gantt del proyecto como se muestra a continuación:

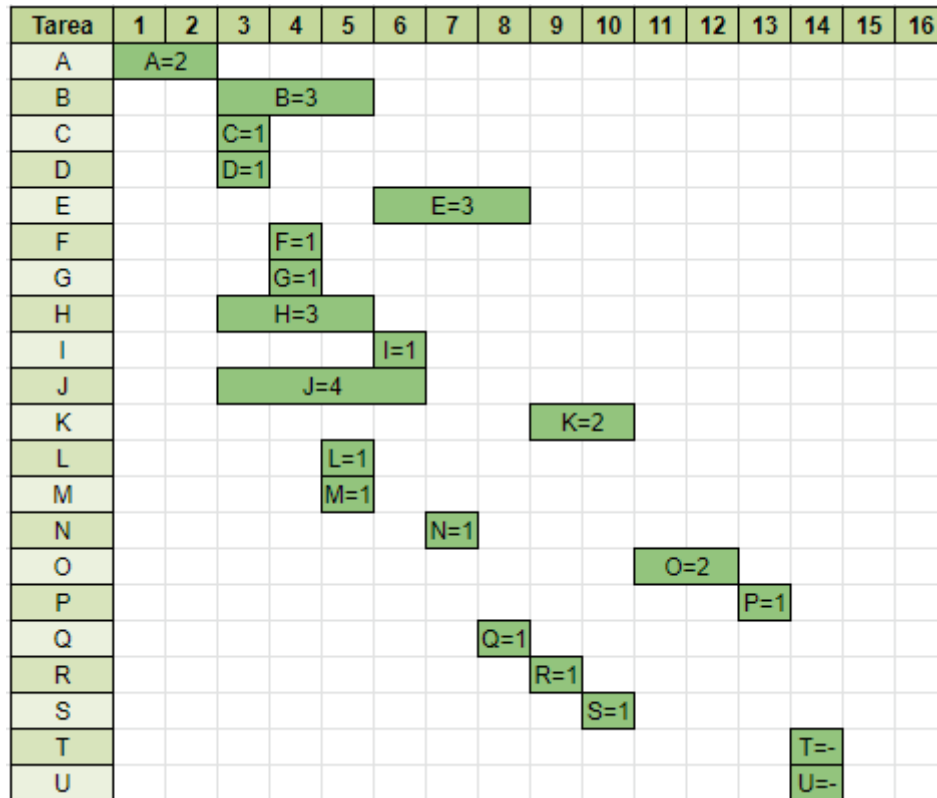


Figura 32. Diagrama de Gantt del proyecto.

Como se puede observar el camino crítico del proyecto es el A-B-E-K-O-P-T-U, propiciado por la magnitud de la instalación de la zona 1, por lo que sería razonable priorizar los recursos disponibles en estas tareas, con el objetivo de no alargar la duración del proyecto, que según el diagrama es de 14 días hábiles.

Dependiendo del número de recursos disponibles, la duración del proyecto podría alargarse en el caso de que no se pudieran realizar con simultaneidad las tareas del camino crítico con el resto de tareas.

15. Programas de diseño y cálculo

Para realizar el diseño y los cálculos necesarios para el presente proyecto se han empleado los siguientes programas:

- **Microsoft Excel**
Programa de análisis avanzado, cálculo y tratamiento de datos.
- **PVGIS**
Software web que proporciona información meteorológica según los datos geográficos de la zona, permitiendo evaluar el recurso solar y la generación eléctrica del sistema fotovoltaico de estudio.

- **Google Earth**
Software web que permite visualizar el globo terrestre, con herramientas avanzadas de cartografía que permite realizar una visualización precisa tanto 2D como 3D de toda la superficie terrestre y de especial utilidad para obtener información acerca de las distancias y superficies de algunas partes de la planta.
- **Autocad**
Programa de diseño gráfico y modelado tanto en 3D como en 2D, empleado para la realización de los planos del presente proyecto.
- **SolarEdge**
Herramienta de diseño en línea del fabricante SolarEdge que permite realizar diseños en 3D de instalaciones fotovoltaicas de manera rápida y precisa, muy útil para hacer una primera impresión del diseño de la instalación.

16. Conclusión

Con lo indicado en el documento de la memoria, y todos los demás documentos que le acompañan queda de una manera clara y concisa la instalación fotovoltaica que se quiere llevar a cabo.

Además, ha quedado claro que con la realización del presente proyecto se conseguirán los objetivos previamente marcados:

En primer lugar, en el apartado económico la instalación permitirá una reducción de los gastos asociados al coste de la energía en la factura eléctrica de la EDAR. El ahorro económico será tal, que permitirá el retorno de la inversión en menos de 6 años, produciendo un beneficio en los primeros 25 años de 667.831 €.

Además, en el apartado medioambiental el uso de energía limpia y renovable permitirá un menor uso de la energía de la red, lo que implica aproximadamente una reducción anual de 57.202 Kg de emisiones de CO₂ y 194 g de residuos radiactivos.

Por último, al tratarse de un proyecto solidario con el medio ambiente, producirá una mejora de la imagen del promotor.

Anexo 1: Cálculos justificativos instalación fotovoltaica

1. Tensión nominal y caída de tensión admisible

La tensión nominal trifásica será de 400 V, mientras que la tensión nominal monofásica será de 230 V.

Tanto para la parte de la instalación previa al inversor como en la parte de la instalación posterior al inversor, la caída de tensión será inferior al 1,5 %.

2. Cálculo de líneas eléctricas

- **Líneas de corriente continua DC**

Criterio de caída de tensión

Para calcular la caída de tensión en las líneas de DC se utilizan las siguientes ecuaciones:

-Corriente de línea

$$I (A) = \frac{P}{V}$$

Donde P es la potencia máxima y V la tensión.

-Caída de tensión

$$\Delta V (V) = I \cdot \frac{L_1 + L_2}{S \cdot C}$$

Donde L1 y L2 son las longitudes de las líneas de ida y vuelta, S es la sección y C la conductividad del cobre (56).

-Caída de tensión porcentual

$$\Delta V (\%) = 100 \cdot \frac{\Delta V (V)}{V}$$

Con los valores de potencia y tensión de los módulos fotovoltaicos seleccionados se obtienen los siguientes valores de caída de tensión:

String	Nº Módulos	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	L1 + L2 (m)	Sección (mm2)	Caída de tensión
C1-CC	18	8100	747	10,84	130	6	0,56%
C2-CC	18	8100	747	10,84	126	6	0,54%
C3-CC	18	8100	747	10,84	122	6	0,53%
C4-CC	18	8100	747	10,84	118	6	0,51%
C5-CC	18	8100	747	10,84	116	6	0,50%
C6-CC	18	8100	747	10,84	112	6	0,48%
C7-CC	18	8100	747	10,84	108	6	0,47%
C8-CC	18	8100	747	10,84	104	6	0,45%
C9-CC	18	8100	747	10,84	100	6	0,43%
C10-CC	18	8100	747	10,84	96	6	0,41%
C11-CC	18	8100	747	10,84	92	6	0,40%
C12-CC	18	8100	747	10,84	88	6	0,38%
C13-CC	18	8100	747	10,84	84	6	0,36%
C14-CC	19	8550	788,5	10,84	94	6	0,38%
C15-CC	18	8100	747	10,84	110	6	0,48%
C16-CC	18	8100	747	10,84	114	6	0,49%
C17-CC	19	8550	788,5	10,84	96	6	0,39%
C18-CC	19	8550	788,5	10,84	88	6	0,36%
C19-CC	18	8100	747	10,84	84	6	0,36%

Tabla 19. Caída de tensión para cada línea eléctrica de DC.

La caída de tensión más grande con una sección de 6 mm² es del 0,56% en la C1-CC, inferior al límite del 1,5%.

Criterio de intensidad

La máxima corriente que tendrán que soportar las líneas es de 10,84 A, la intensidad máxima que puede soportar el cable solar H1Z2Z2-K de 6 mm² es de 70 A, muy superior a la intensidad máxima que pueden entregar las diferentes strings.

- **Líneas de corriente alterna trifásica AC**

Criterio de caída de tensión

Para calcular la caída de tensión en las líneas de AC se utilizan las siguientes ecuaciones:

-Corriente de línea

$$I (A) = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

Donde P es la potencia máxima y V la tensión trifásica.

-Caída de tensión

$$\Delta V (V) = \sqrt{3} \cdot I \cdot \frac{L}{S \cdot C}$$

Donde L es la longitud de la línea, S es la sección y C la conductividad del cobre (56) o del aluminio (38).

-Caída de tensión porcentual

$$\Delta V (\%) = 100 \cdot \frac{\Delta V (V)}{V}$$

Con los datos de los inversores, y considerando una tensión de 400 V entre fases se obtienen los siguientes valores de caída de tensión:

Línea	Potencia (W)	Tensión (V)	Intensidad (A)	L (m)	Sección (mm ²)	Conductor	Caída de tensión
L1-CA	100000	400	144,34	170	240	Al	1,17%
L2-CA	20000	400	28,87	150	35	Al	1,41%
L3-CA	20000	400	28,87	65	16	Al	1,34%
L4-CA	140000	400	202,07	2	150	Cu	0,02%

Tabla 20. Caída de tensión para cada línea eléctrica de AC.

Con las secciones seleccionadas para cada línea, las diferentes caídas de tensión son siempre inferiores al 1,5% tal como indica la ITC-BT 40.

Criterio de intensidad

A continuación se muestra una tabla con las secciones seleccionadas, la intensidad máxima que debe soportar cada línea, el método de instalación y las intensidades admisibles para cada conductor.

Línea	Intensidad Max (A)	Sección (mm ²)	Conductor	Método Instalación	Intensidad Admisible (A)
L1-CA	160,40	240	Al XZ1	Enterrada Bajo Tubo	261
L2-CA	33,50	35	Al XZ1	Enterrada Bajo Tubo	90
L3-CA	33,50	16	Al XZ1	Enterrada Bajo Tubo	58
L4-CA	227,40	150	Cu RZ1-k	Superficial	260

Tabla 21. Intensidad admisible para cada línea eléctrica de AC.

Como se puede observar, todas las intensidades admisibles de los conductores son mayores que las intensidades máximas que deben soportar las líneas.

3. Cálculo de protecciones

- Protección contra sobreintensidades

En el caso de los interruptores automáticos, según la norma ITC-BT 22 deben cumplir que:

$$I < I_n < I_z$$

Donde I es la intensidad de la línea, I_n es la intensidad nominal del interruptor automático, e I_z es la intensidad admisible del conductor.

En la siguiente tabla se puede observar los calibres de los interruptores automáticos seleccionados y el cumplimiento de la norma.

Línea	Tipo	I (A)	I_n (A)	I_z (A)
L1-CA	IA 4P	160,40	250	261
L2-CA	IA 4P	33,50	40	90
L3-CA	IA 4P	33,50	40	58
L4-CA	IA 4P	227,40	250	260

Tabla 22. Calibres de los interruptores automáticos seleccionados.

Todos los interruptores automáticos tendrán una curva característica de desconexión tipo C según UNE EN 20317 y un poder de corte de 25 kA.

- **Protección contra sobretensiones**

Siguiendo la norma ITC-BT-23 se cumplirá que:

$$U_n < U_s < U_{max}$$

Donde U_n es la tensión nominal, U_s es la tensión nominal de la protección contra sobretensiones y U_{max} es la tensión máxima admisible para la instalación (1000 V).

Siendo la tensión nominal de 400 V, se instalará un protector contra sobretensiones tetrapolar de Tipo II, con una tensión nominal de 460 V.

- **Protección contra contactos indirectos**

El interruptor diferencial debe tener un calibre igual o mayor que el del interruptor automático al que acompaña, por lo tanto se instalará un interruptor diferencial tetrapolar con un calibre de 250 A y una sensibilidad de 300 mA.

- **Puesta a tierra**

La instalación cumplirá con el Real Decreto 1699/2011 acerca de las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas.

La puesta a tierra de la instalación se hará de forma que no altere las condiciones de puesta a tierra de la empresa distribuidora, además, la instalación debe tener una separación galvánica entre la propia instalación y la red de distribución, por último, todas las masas de la instalación se conectarán a una tierra independiente del neutro de la empresa distribuidora.

Cumpliendo con la ITC-BT-021, las secciones de los conductores de protección cumplirán que:

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

Tabla 23. Secciones de los conductores de protección según la sección de los conductores de fase.

En caso de que las secciones obtenidas fueran de valores no normalizados se seleccionarán el valor normalizado inmediatamente superior.

4. Canalizaciones

Los conductores de corriente continua discurrirán sobre bandeja de rejilla en montaje superficial hasta los inversores tal y como se grafía en los planos.

La conexión entre los inversores y el cuadro de protecciones discurrirá enterrada bajo tubo siguiendo el recorrido indicado en los planos.

5. Potencia total instalada

- **Potencia pico instalada**

345 módulos fotovoltaicos de 450 Wp que suman una potencia pico total de 155.250 Wp.

- **Potencia nominal instalada**

Un inversor de 100.000 Wn y dos inversores de 20.000 Wn que suman una potencia nominal total de 140.000 Wn.

6. Inversores

Para obtener el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica, las diferentes strings de módulos conectados a los inversores se deben configurar de modo que entreguen una tensión y una corriente que estén dentro del intervalo de valores aceptado por cada MPPT de los inversores. Una MPPT es cada una de las entradas que tiene el inversor para conectar las diferentes strings, y tienen la capacidad de seguir el punto de máxima potencia de las strings para sacar el máximo rendimiento a la instalación.

Además, se debe tener en cuenta que cuantos más módulos tenga una string, menos será la caída de tensión en esta.

Las diferentes strings van conectadas a cada MPPT en paralelo, por lo tanto, para un buen funcionamiento de la instalación, las strings que estén conectadas a una misma MPPT deben de tener los mismos paneles y deben estar orientadas e inclinadas de la misma manera.

Al estar conectadas en paralelo, el voltaje de cada MPPT será igual al de las strings que estén conectadas, y la intensidad, será igual a la suma de las intensidades de cada string que esté conectada.

Con los valores de corriente y tensión de los inversores y los módulos fotovoltaicos seleccionados se obtienen las siguientes configuraciones:

String	Nº Módulos	Potencia (W)	Tensión Máxima (V)	Intensidad Máxima (A)	MPPT	Tensión MPPT (V)	Tensión Max MPPT (V)	Intensidad MPPT (A)	Intensidad Max MPPT (A)	Inversor
C1-CC	18	8100	887,4	10,85	1	887,4	1000	21,7	26	SUN2000 -100KTL -M1
C2-CC	18	8100	887,4	10,85						
C3-CC	18	8100	887,4	10,85						
C4-CC	18	8100	887,4	10,85						
C5-CC	18	8100	887,4	10,85	3	887,4	1000	21,7	26	
C6-CC	18	8100	887,4	10,85						
C7-CC	18	8100	887,4	10,85						
C8-CC	18	8100	887,4	10,85	4	887,4	1000	21,7	26	
C9-CC	18	8100	887,4	10,85						
C10-CC	18	8100	887,4	10,85	5	887,4	1000	21,7	26	
C11-CC	18	8100	887,4	10,85						
C12-CC	18	8100	887,4	10,85						
C13-CC	18	8100	887,4	10,85	6	887,4	1000	21,7	26	
C14-CC	19	8550	936,7	10,85						
C15-CC	18	8100	887,4	10,85	7	887,4	1000	10,85	26	
C16-CC	18	8100	887,4	10,85						
C17-CC	19	8550	936,7	10,85	1	936,7	950	21,7	22	SUN2000 -20KTL -M0
C18-CC	19	8550	936,7	10,85						
C19-CC	18	8100	887,4	10,85						
					2	887,4	950	10,85	22	

Tabla 24. Configuraciones de los inversores.

Como se puede observar, los valores de tensión y corriente de cada MPPT están por debajo de los valores límite de los inversores.

7. Cálculos de sombras

Tanto el Código Técnico de la Edificación como los Pliegos de Condiciones Técnicas del IDAE especifican que la distancia horizontal entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo sea suficiente como para garantizar al menos 4 horas de sol el día del solsticio de invierno.

Por lo tanto según el CTE, la distancia será igual a $h \cdot k$, siendo h la altura del objeto que proyecta la sombra y k un factor adimensional que depende de la latitud del emplazamiento como se indica en la siguiente tabla:

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 25. Factor adimensional k según la longitud.

Interpolando en la tabla para la latitud de $39^\circ 51' 32.9''$ N de la instalación se obtiene un valor de k de 2,54.

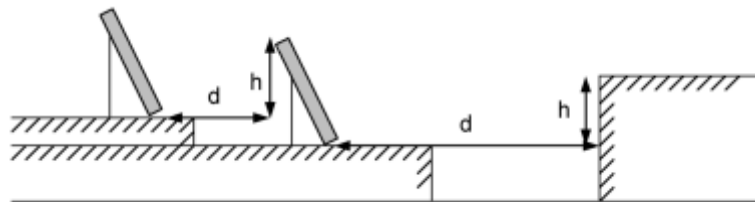


Figura 33. Imagen del CTE acerca del cálculo de las sombras.

- **Distancia entre filas de módulos con una inclinación de 18°**

Para una inclinación de 18° y una anchura del panel de 1,038 m, la distancia mínima de separación entre filas será de $d = \text{sen}(18) \cdot 1,038 \cdot 2,54 = 0,82$ m.

- **Distancia entre filas de módulos con una inclinación de 30°**

Para una inclinación de 30° y una anchura del panel de 1,038 m, la distancia mínima de separación entre filas será de $d = \text{sen}(30) \cdot 1,038 \cdot 2,54 = 1,32$ m.

- **Distancia entre la instalación de la zona 4 y la fachada noroeste del segundo piso del edificio**

Con una diferencia de altura entre la zona de la instalación y la fachada del segundo piso de 3 m, la distancia mínima de separación entre la fachada y la primera fila de la instalación será de $d = 3 \cdot 2,54 = 7,62$ m.

8. Cálculos de generación

En primer lugar se han descargado de la página web del PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) los siguientes datos fotovoltaicos en función de la latitud y la longitud del emplazamiento, y del ángulo de inclinación y el azimut de los módulos fotovoltaicos:

- Ed: Producción de energía diaria promedio del sistema dado (kWh / día / kWp)
- Hd: Suma diaria promedio de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh / m² / día)
- G: irradiancia global en un plano fijo (W / m²)

La irradiación es una unidad de energía que mide la radiación solar por unidad de superficie, mientras que la irradiancia mide la potencia de la radiación solar por unidad de superficie.

En las siguientes tablas se muestran los valores descargados según el mes para la Ed y la Hd y según la hora solar y el mes para la G:

Month	Ed	Hd
Jan	2.54	3.1
Feb	3.18	3.88
Mar	3.98	4.9
Apr	4.78	5.96
May	5.29	6.73
Jun	5.63	7.31
Jul	5.55	7.29
Aug	5.06	6.61
Sep	4.2	5.44
Oct	3.28	4.17
Nov	2.62	3.25
Dec	2.3	2.82

Tabla 26. Valores de Ed y Hd.

ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
Hora	G	Hora	G	Hora	G	Hora	G	Hora	G	Hora	G
0:00	0	0:00	0	0:00	0	0:00	0	0:00	0	0:00	0
1:00	0	1:00	0	1:00	0	1:00	0	1:00	0	1:00	0
2:00	0	2:00	0	2:00	0	2:00	0	2:00	0	2:00	0
3:00	0	3:00	0	3:00	0	3:00	0	3:00	0	3:00	0
4:00	0	4:00	0	4:00	0	4:00	0	4:00	0	4:00	0
5:00	0	5:00	0	5:00	0	5:00	0	5:00	23.14	5:00	47.66
6:00	0	6:00	0	6:00	1.04	6:00	103	6:00	191.5	6:00	221.8
7:00	0	7:00	28.5	7:00	171	7:00	304.1	7:00	382.4	7:00	419.3
8:00	187.7	8:00	251	8:00	367	8:00	492	8:00	575.4	8:00	604.6
9:00	345.7	9:00	419	9:00	529	9:00	660	9:00	717.7	9:00	750
10:00	459.3	10:00	540	10:00	656	10:00	763.3	10:00	818.5	10:00	862.2
11:00	517.1	11:00	602	11:00	716	11:00	806.2	11:00	859.4	11:00	904
12:00	514.4	12:00	605	12:00	687	12:00	770.6	12:00	846.6	12:00	887.7
13:00	456.9	13:00	544	13:00	632	13:00	700.4	13:00	754.8	13:00	817.9
14:00	349.9	14:00	433	14:00	521	14:00	582.9	14:00	618.9	14:00	682.4
15:00	206.9	15:00	296	15:00	366	15:00	417.6	15:00	463.3	15:00	524.4
16:00	62.94	16:00	139	16:00	198	16:00	247	16:00	291.4	16:00	340.3
17:00	0.03	17:00	17.9	17:00	53.3	17:00	92.59	17:00	133	17:00	171.4
18:00	0	18:00	0	18:00	0.55	18:00	22.81	18:00	51.62	18:00	69.99
19:00	0	19:00	0	19:00	0	19:00	0	19:00	0.41	19:00	8.86
20:00	0	20:00	0	20:00	0	20:00	0	20:00	0	20:00	0
21:00	0	21:00	0	21:00	0	21:00	0	21:00	0	21:00	0
22:00	0	22:00	0	22:00	0	22:00	0	22:00	0	22:00	0
23:00	0	23:00	0	23:00	0	23:00	0	23:00	0	23:00	0

JULIO		JULIO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
Hora	G	Hora	G	Hora	G	Hora	G	Hora	G	Hora	G
0:00	0	0:00	0	0:00	0	0:00	0	0:00	0	0:00	0
1:00	0	1:00	0	1:00	0	1:00	0	1:00	0	1:00	0
2:00	0	2:00	0	2:00	0	2:00	0	2:00	0	2:00	0
3:00	0	3:00	0	3:00	0	3:00	0	3:00	0	3:00	0
4:00	0	4:00	0	4:00	0	4:00	0	4:00	0	4:00	0
5:00	22.5	5:00	22.5	5:00	0	5:00	0	5:00	0	5:00	0
6:00	194	6:00	194	6:00	57.84	6:00	0	6:00	0	6:00	0
7:00	387	7:00	387	7:00	265.7	7:00	181.9	7:00	54.16	7:00	0
8:00	584	8:00	584	8:00	452.4	8:00	360.6	8:00	264	8:00	187
9:00	746	9:00	746	9:00	610.2	9:00	490.2	9:00	403.4	9:00	342
10:00	861	10:00	861	10:00	725.2	10:00	596.7	10:00	499.3	10:00	440
11:00	925	11:00	925	11:00	768.2	11:00	636.3	11:00	543.1	11:00	491
12:00	908	12:00	908	12:00	742.5	12:00	614.2	12:00	529.5	12:00	475
13:00	824	13:00	824	13:00	671.3	13:00	533	13:00	446.6	13:00	413
14:00	704	14:00	704	14:00	527.2	14:00	407.7	14:00	314.1	14:00	295
15:00	531	15:00	531	15:00	364.5	15:00	249.5	15:00	168.2	15:00	160
16:00	349	16:00	349	16:00	194.4	16:00	92.19	16:00	28.08	16:00	18.4
17:00	173	17:00	173	17:00	57.79	17:00	8.52	17:00	0	17:00	0
18:00	70	18:00	70	18:00	1.95	18:00	0	18:00	0	18:00	0
19:00	7.22	19:00	7.22	19:00	0	19:00	0	19:00	0	19:00	0
20:00	0	20:00	0	20:00	0	20:00	0	20:00	0	20:00	0
21:00	0	21:00	0	21:00	0	21:00	0	21:00	0	21:00	0
22:00	0	22:00	0	22:00	0	22:00	0	22:00	0	22:00	0
23:00	0	23:00	0	23:00	0	23:00	0	23:00	0	23:00	0

Tabla 27. Valores de G.

A continuación se ha calculado el Coeficiente de Rendimiento de la instalación (PR), que expresa la relación del rendimiento energético real respecto al rendimiento ideal.

$$PR = \frac{Ed}{Hd}$$

PR PVGIS
0.819
0.820
0.812
0.802
0.786
0.770
0.761
0.766
0.772
0.787
0.806
0.816

Tabla 28. Valores de PR.

Por último la generación de energía fotovoltaica se calcula como:

$$\text{Energía Fotovoltaica} = G \times PR \times kWp (\text{Instalación})$$

Agrupando la energía generada según la hora y el mes y ajustando la hora solar a la hora oficial española se obtiene la siguiente tabla de generación fotovoltaica en kWh para un día medio:

Producción fotovoltaica Instalación (kWh)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.00	0	0	0,13	0	2,82	5,70	2,66	0	0	0	0	0
9.00	0	3,63	21,59	12,82	23,36	26,52	22,93	15,71	6,93	0	6,78	0
10.00	23,88	31,96	46,26	37,86	46,66	50,13	45,73	38,92	31,84	22,21	33,05	23,62
11.00	43,98	53,33	66,68	61,26	70,21	72,29	69,03	61,76	54,22	44,03	50,49	43,26
12.00	58,42	68,69	82,75	82,18	87,58	89,68	88,13	82,00	73,14	59,86	62,49	55,66
13.00	65,77	76,60	90,30	95,04	99,89	103,09	101,82	96,43	86,92	72,87	67,98	62,15
14.00	65,43	76,98	86,58	100,38	104,87	108,09	109,34	102,91	92,08	77,71	66,27	60,09
15.00	58,11	69,27	79,75	95,95	103,31	106,15	107,35	102,49	88,99	75,01	55,89	52,30
16.00	44,51	55,09	65,68	87,20	92,11	97,79	97,34	93,96	80,46	65,08	39,32	37,34
17.00	26,32	37,68	46,20	72,58	75,53	81,60	83,26	78,37	63,19	49,79	21,06	20,22
18.00	8,01	17,64	24,96	51,99	56,54	62,71	62,75	57,31	43,69	30,47	3,51	2,33
19.00	0	2,28	6,73	30,75	35,55	40,69	41,24	36,02	23,30	11,26	0	0
20.00	0	0	0,07	11,53	16,23	20,50	20,47	14,80	6,93	1,04	0	0
21.00	0	0	0	2,84	6,30	8,37	8,27	5,17	0,23	0	0	0
22.00	0	0	0	0	0,05	1,06	0,85	0	0	0	0	0
23.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 29. Generación fotovoltaica diaria media según la hora y el mes en kWh.

En el siguiente gráfico se muestra la generación para un día medio:

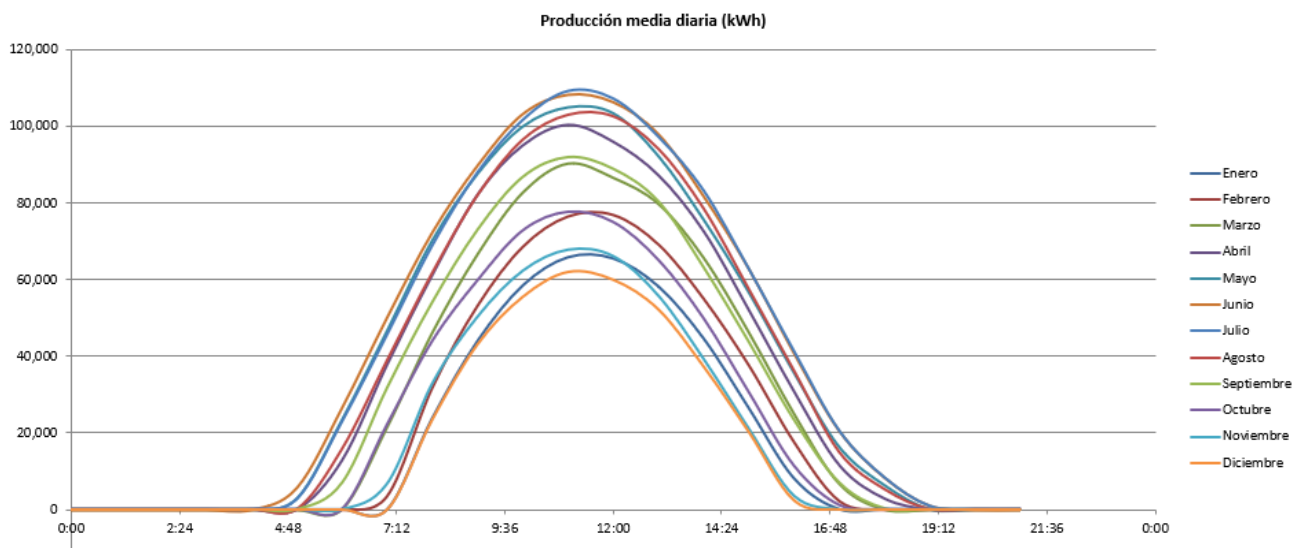


Figura 34. Generación media diaria para cada mes.

9. Viabilidad económica

Para poder realizar el cálculo de la viabilidad económica de la instalación, en primer lugar es necesario calcular el ahorro económico que supone para la EDAR la instalación fotovoltaica. Para ello se recuerda de qué manera se organizan los periodos horarios en la tarifa eléctrica contratada por la EDAR y que coste tiene cada uno por kWh consumido:

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	1º GIJUNIO	2º GIJUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
00 a 01	PERIODO 6													00 a 01
01 a 02	PERIODO 6													01 a 02
02 a 03	PERIODO 6													02 a 03
03 a 04	PERIODO 6													03 a 04
04 a 05	PERIODO 6													04 a 05
05 a 06	PERIODO 6													05 a 06
06 a 07	PERIODO 6													06 a 07
07 a 08	PERIODO 6													07 a 08
08 a 09	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	08 a 09
09 a 10	PERIODO 1	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	09 a 10
10 a 11	PERIODO 1	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	10 a 11
11 a 12	PERIODO 1	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	11 a 12
12 a 13	PERIODO 1	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	12 a 13
13 a 14	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	13 a 14
14 a 15	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	14 a 15
15 a 16	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	15 a 16
16 a 17	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	16 a 17
17 a 18	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	17 a 18
18 a 19	PERIODO 1	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	18 a 19
19 a 20	PERIODO 1	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	19 a 20
20 a 21	PERIODO 1	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	20 a 21
21 a 22	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	21 a 22
22 a 23	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	22 a 23
23 a 24	PERIODO 2	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 5	PERIODO 4	PERIODO 2	23 a 24
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	1º GIJUNIO	2º GIJUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	

Figura 35. Distribución horaria y mensual de los periodos de la tarifa 6.1 A.

Precio €/kWh	
P1	0,116368
P2	0,107406
P3	0,093360
P4	0,087359
P5	0,078412
P6	0,063907

Figura 36. Coste del kWh según el periodo

Además, se recuerda la producción energética horaria para un día medio de cada mes:

Producción fotovoltaica Instalación (kWh)												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.00	0	0	0,13	0	2,82	5,70	2,66	0	0	0	0	0
9.00	0	3,63	21,59	12,82	23,36	26,52	22,93	15,71	6,93	0	6,78	0
10.00	23,88	31,96	46,26	37,86	46,66	50,13	45,73	38,92	31,84	22,21	33,05	23,62
11.00	43,98	53,33	66,68	61,26	70,21	72,29	69,03	61,76	54,22	44,03	50,49	43,26
12.00	58,42	68,69	82,75	82,18	87,58	89,68	88,13	82,00	73,14	59,86	62,49	55,66
13.00	65,77	76,60	90,30	95,04	99,89	103,09	101,82	96,43	86,92	72,87	67,98	62,15
14.00	65,43	76,98	86,58	100,38	104,87	108,09	109,34	102,91	92,08	77,71	66,27	60,09
15.00	58,11	69,27	79,75	95,95	103,31	106,15	107,35	102,49	88,99	75,01	55,89	52,30
16.00	44,51	55,09	65,68	87,20	92,11	97,79	97,34	93,96	80,46	65,08	39,32	37,34
17.00	26,32	37,68	46,20	72,58	75,53	81,60	83,26	78,37	63,19	49,79	21,06	20,22
18.00	8,01	17,64	24,96	51,99	56,54	62,71	62,75	57,31	43,69	30,47	3,51	2,33
19.00	0	2,28	6,73	30,75	35,55	40,69	41,24	36,02	23,30	11,26	0	0
20.00	0	0	0,07	11,53	16,23	20,50	20,47	14,80	6,93	1,04	0	0
21.00	0	0	0	2,84	6,30	8,37	8,27	5,17	0,23	0	0	0
22.00	0	0	0	0	0,05	1,06	0,85	0	0	0	0	0
23.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 30. Generación fotovoltaica diaria media según la hora y el mes en kWh.

Multiplicando la producción anterior por los días de cada mes y agrupándola por periodos, se calcula el ahorro mensual y anual que supone para la EDAR la instalación fotovoltaica:

Producción anual (kWh)								
Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Producción	Ahorro
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(€)
ene-19	4163	8064	0	0	0	0	12227	1.351 €
feb-19	4870	8939	0	0	0	0	13808	1.527 €
mar-19	0	0	4453	14695	0	0	19148	1.699 €
abr-19	0	0	0	0	22272	0	22272	1.746 €
may-19	0	0	0	0	25452	0	25452	1.996 €
jun-19	10821	2295	6747	6368	0	0	26231	2.692 €
jul-19	22290	4406	0	0	0	0	26696	3.067 €
ago-19	0	0	0	0	0	24361	24361	1.557 €
sep-19	0	0	10354	9412	0	0	19766	1.789 €
oct-19	0	0	0	0	15789	0	15789	1.238 €
nov-18	0	0	1917	10288	0	0	12205	1.078 €
dic-18	3871	7195	0	0	0	0	11065	1.223 €
							TOTAL	229018
								20.962 €

Tabla 31. Ahorro mensual y anual producido por la instalación.

Una vez calculado el ahorro anual, se ha calculado la viabilidad económica de la instalación teniendo en cuenta los siguientes factores:

- La inversión inicial es igual al presupuesto, 126.167 €
- Un incremento del coste de la tarifa eléctrica anual del 3,5%
- Una pérdida de la utilidad de los módulos fotovoltaicos anual del 0,2%

A continuación se muestra la viabilidad económica de la instalación para los próximos 25 años, que es cuando los módulos fotovoltaicos pierden la garantía de potencia:

Viabilidad económica				
Año	Utilidad (%)	Producción (kWh)	Ahorro (€)	Balance económico (€)
0	-	-	-	-126.167 €
1	100%	229.018	20.962 €	-105.205 €
2	99,8%	228.560	21.653 €	-83.552 €
3	99,6%	228.102	22.366 €	-61.187 €
4	99,4%	227.644	23.102 €	-38.085 €
5	99,2%	227.186	23.862 €	-14.223 €
6	99,0%	226.728	24.648 €	10.425 €
7	98,8%	226.270	25.459 €	35.884 €
8	98,6%	225.812	26.297 €	62.180 €
9	98,4%	225.354	27.162 €	89.342 €
10	98,2%	224.896	28.055 €	117.397 €
11	98,0%	224.438	28.978 €	146.375 €
12	97,8%	223.980	29.931 €	176.306 €
13	97,6%	223.522	30.915 €	207.222 €
14	97,4%	223.064	31.932 €	239.153 €
15	97,2%	222.606	32.981 €	272.135 €
16	97,0%	222.148	34.066 €	306.201 €
17	96,8%	221.690	35.185 €	341.386 €
18	96,6%	221.232	36.341 €	377.727 €
19	96,4%	220.773	37.536 €	415.263 €
20	96,2%	220.315	38.769 €	454.031 €
21	96,0%	219.857	40.042 €	494.074 €
22	95,8%	219.399	41.357 €	535.431 €
23	95,6%	218.941	42.715 €	578.146 €
24	95,4%	218.483	44.118 €	622.264 €
25	95,2%	218.025	45.566 €	667.831 €
TOTAL		5.588.043	793.998 €	667.831 €

Tabla 32. Viabilidad económica de la instalación.

Anexo 2: Estudio de gestión de residuos

1. Antecedentes

El presente estudio de gestión de residuos se realiza para tratar de estimar los diferentes residuos que se prevé que se produzcan durante la obra de la instalación fotovoltaica y para establecer las diferentes medidas aplicadas para la prevención y el tratamiento de los residuos con la finalidad de contribuir a una economía circular y más sostenible con el medio ambiente que tanto se identifica con este proyecto.

2. Estimación de residuos a generar

Los residuos que se estiman que se generarán codificados según la Orden MAM/304/2002 son los siguientes:

Código	Residuo	Procedencia	Cantidad
17 02 01	Madera	Palets fotovoltaica (20 Kg/10 kWp)	310 Kg
17 02 03	Plástico	Embalajes (5Kg/10 kWp)	78 kg
17 04 02	Aluminio	Estructuras Soportes (2Kg/10 kWp)	31 Kg
17 04 05	Hierro y Acero	Estructuras Soportes (2Kg/10 kWp)	31 Kg
17 04 11	Cables distintos	Instalación eléctrica (0,5 Kg/10 kWp)	8 Kg

Tabla 33. Estimación de residuos a generar.

Como se puede observar la cantidad de residuos es relativamente escasa ya que los residuos provienen de los embalajes de los materiales instalados y de los excedentes de material utilizado.

3. Prevención de generación de residuos

La prevención de la generación de residuos en el presente proyecto es difícil ya que los residuos generados por los embalajes no se pueden evitar y los residuos generados por los materiales sobrantes serán mínimos.

4. Separación de residuos

Los residuos serán separados para poder ser reutilizados y reciclados posteriormente.

Los residuos serán separados por contenedores y se reservará una zona de acceso desde la vía pública que será señalizada.

Un Gestor de Residuos autorizado se encargará de la recogida de residuos.

5. Reutilización, Valorización o Eliminación

Debido a la pequeña cantidad de residuos generados no se prevé realizar ninguna de las operaciones de reutilización, valorización y eliminación

Se contratará a Gestores de Residuos autorizados para retirar y tratar los residuos generados posteriormente.

Anexo 3: Cálculos justificativos del uso de baterías

1. Diseño del sistema de baterías

En primer lugar se ha calculado la capacidad necesaria de la batería para que ésta pueda suministrar diariamente la energía a la EDAR en los periodos P1, P2, P3, P4 y P5. Dividiendo el consumo mensual por periodos en el número de días de cada mes se ha obtenido la siguiente tabla de consumos medios diarios por periodo:

Consumo diario medio (kWh)					
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)
ene-19	656,29	1108,06	0	0	0
feb-19	604,57	1021,14	0	0	0
mar-19	0	0	604,39	994,9	0
abr-19	0	0	0	0	1734,2
may-19	0	0	0	0	1737,68
jun-19	773,93	790,13	586,54	914,94	0
jul-19	890,61	885,97	0	0	0
ago-19	0	0	0	0	0
sep-19	0	0	553,7	955,57	0
oct-19	0	0	0	0	1592,61
nov-18	0	0	610,13	1001,73	0
dic-18	655,87	1090,52	0	0	0

Tabla 34. Consumos medios diarios agrupados por periodo.

Como se puede observar el mayor consumo diario medio se produce en el mes de julio con un consumo de 1.776,58 kWh (Cabe recordar que el consumo de junio se produce con los periodos P3 y P4 en la primera quincena y con los periodos P1 y P2 en la segunda). Por lo tanto una capacidad óptima para la batería sería **2.000 kWh**.

Para ello se ha utilizado para este estudio los siguientes factores de la instalación:

- Una eficiencia de ida y vuelta de la batería del **85%**, es decir, que de la energía que se usa para cargar la batería se aprovecharía finalmente solo el 85%.
- Una vida útil de la batería de **7000** ciclos, que vendrían a ser unos 20 años si se cargara todas los días del año excepto en el mes de agosto.

En cuanto a la potencia de los inversores bidireccionales, sería la suficiente como para poder cargar la batería completamente en 8 horas o menos, que es el tiempo que ocupa el periodo P6, es decir como mínimo necesitarían una potencia de 250 kW. La EDAR no necesitaría contratar más potencia en el Periodo P6 ya que tiene contratada una potencia de 451 kW de los cuales solo utiliza una potencia de 189 kW como máximo.

2. Viabilidad económica

El precio actual de una batería de este tipo con la instalación eléctrica correspondiente y los inversores bidireccionales necesarios incluidos es de 300 \$/kWh. Por lo tanto una batería de esta capacidad supondría un coste de unos 600.000 \$, que a día de hoy vendrían a ser unos **504.000 €**.

Conociendo la distribución de los periodos de la factura eléctrica de la EDAR y el coste por kWh consumido en cada periodo:

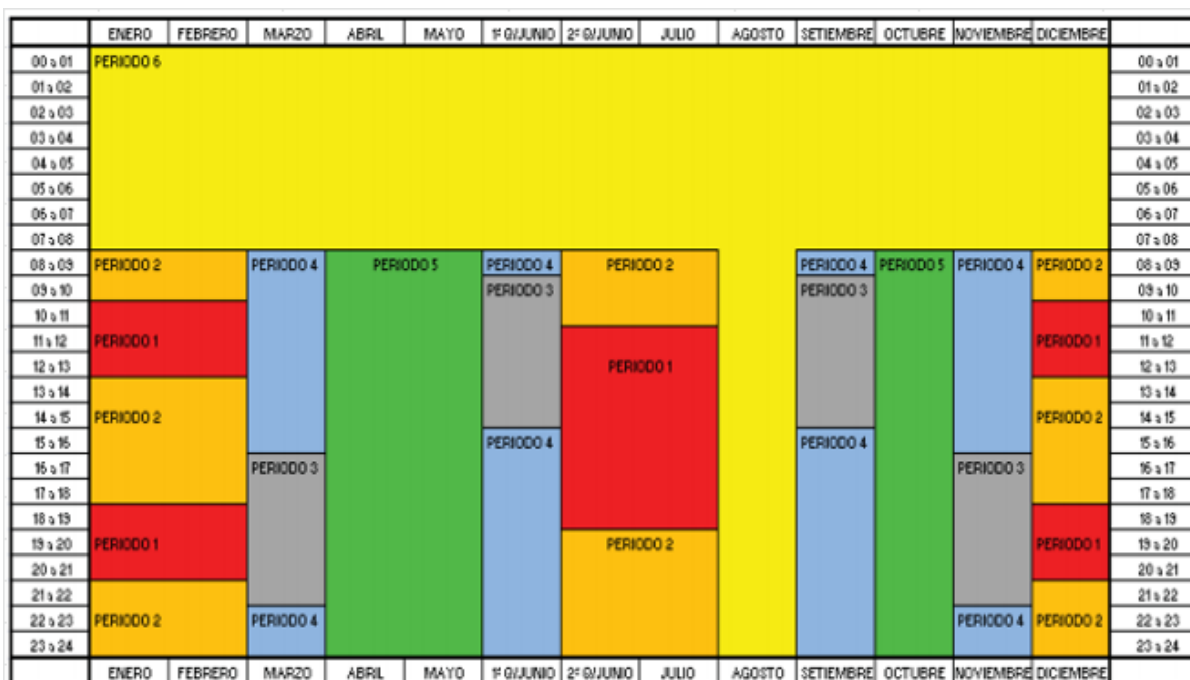


Figura 37. Distribución horaria y mensual de los periodos de la tarifa 6.1 A.

Precio €/kWh	
P1	0,116368
P2	0,107406
P3	0,093360
P4	0,087359
P5	0,078412
P6	0,063907

Figura 38. Coste del kWh según el periodo.

Se ha calculado el ahorro mensual y anual que supondría la instalación de una batería que se cargaría durante el periodo P6 y utilizaría esa energía para alimentar el consumo de la EDAR en el resto de períodos. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Consumo anual (kWh)										
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)	Coste Normal (€)	Coste Con Baterías (€)	
ene-19	20345	34350	0	0	0	57310	112005	9.719 €	7.775 €	
feb-19	16928	28592	0	0	0	47147	92667	8.054 €	6.435 €	
mar-19	0	0	18736	30842	0	59787	109365	8.264 €	7.548 €	
abr-19	0	0	0	0	52026	51829	103855	7.392 €	7.224 €	
may-19	0	0	0	0	53868	53718	107586	7.657 €	7.483 €	
jun-19	11609	11852	8798	14264	0	59293	105816	8.481 €	7.287 €	
jul-19	27609	27465	0	0	0	57193	112267	9.818 €	7.796 €	
ago-19	0	0	0	0	0	107069	107069	6.842 €	6.842 €	
sep-19	0	0	16611	28667	0	53757	99035	7.491 €	6.840 €	
oct-19	0	0	0	0	49371	52874	102245	7.250 €	7.091 €	
nov-18	0	0	18304	30052	0	48917	97273	7.460 €	6.762 €	
dic-18	20332	33806	0	0	0	63237	117375	10.038 €	8.112 €	
							TOTAL	1266558	98.466 €	87.195 €
Ahorro anual								11.272 €		
Retorno de la inversión (años)								44,71		

Tabla 35. Viabilidad de la instalación de baterías en la EDAR.

En segundo lugar, se ha llevado a cabo el mismo cálculo pero esta vez considerando un precio de la batería de 100 €/kWh, lo que supondría un coste de la batería de **168.000 €**.

Consumo anual (kWh)									
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)	Coste Normal (€)	Coste Con Baterías (€)
ene-19	20345	34350	0	0	0	57310	112005	9.719 €	7.775 €
feb-19	16928	28592	0	0	0	47147	92667	8.054 €	6.435 €
mar-19	0	0	18736	30842	0	59787	109365	8.264 €	7.548 €
abr-19	0	0	0	0	52026	51829	103855	7.392 €	7.224 €
may-19	0	0	0	0	53868	53718	107586	7.657 €	7.483 €
jun-19	11609	11852	8798	14264	0	59293	105816	8.481 €	7.287 €
jul-19	27609	27465	0	0	0	57193	112267	9.818 €	7.796 €
ago-19	0	0	0	0	0	107069	107069	6.842 €	6.842 €
sep-19	0	0	16611	28667	0	53757	99035	7.491 €	6.840 €
oct-19	0	0	0	0	49371	52874	102245	7.250 €	7.091 €
nov-18	0	0	18304	30052	0	48917	97273	7.460 €	6.762 €
dic-18	20332	33806	0	0	0	63237	117375	10.038 €	8.112 €
						TOTAL	1266558	98.466 €	87.195 €
Ahorro anual								11.272 €	
Retorno de la inversión (años)								14,90	

Tabla 36. Viabilidad de la instalación si el precio de las baterías fuera de 100 \$/kWh.

Por último, se ha llevado a cabo el mismo cálculo pero esta vez suponiendo un incremento del coste de la energía del 100%, por lo tanto, el coste del kWh por periodo sería tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Precio €/kWh	
P1	0,232736
P2	0,214812
P3	0,186720
P4	0,174718
P5	0,156824
P6	0,127814

Figura 39. Coste del kWh según el periodo con un incremento del 100%.

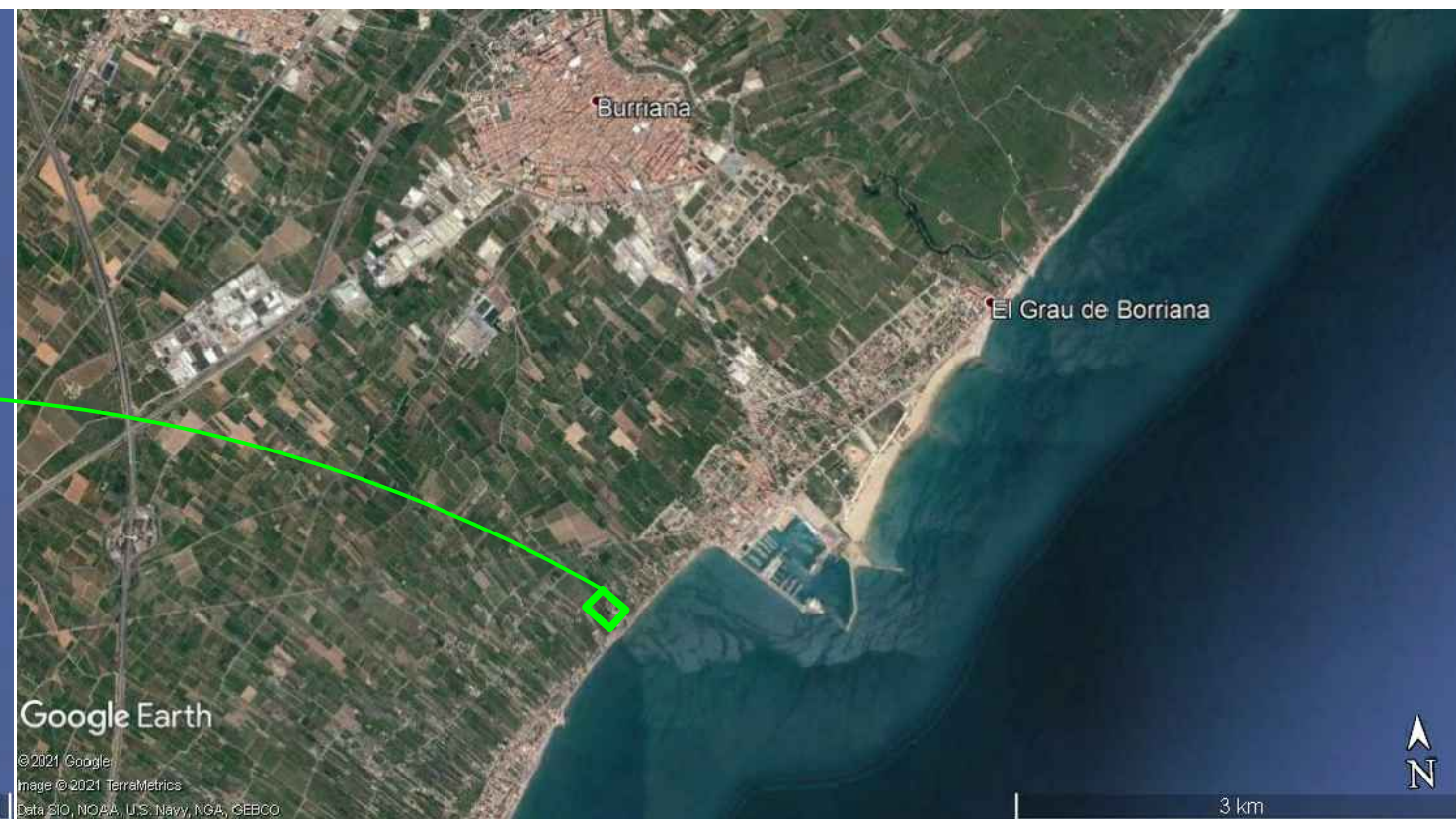
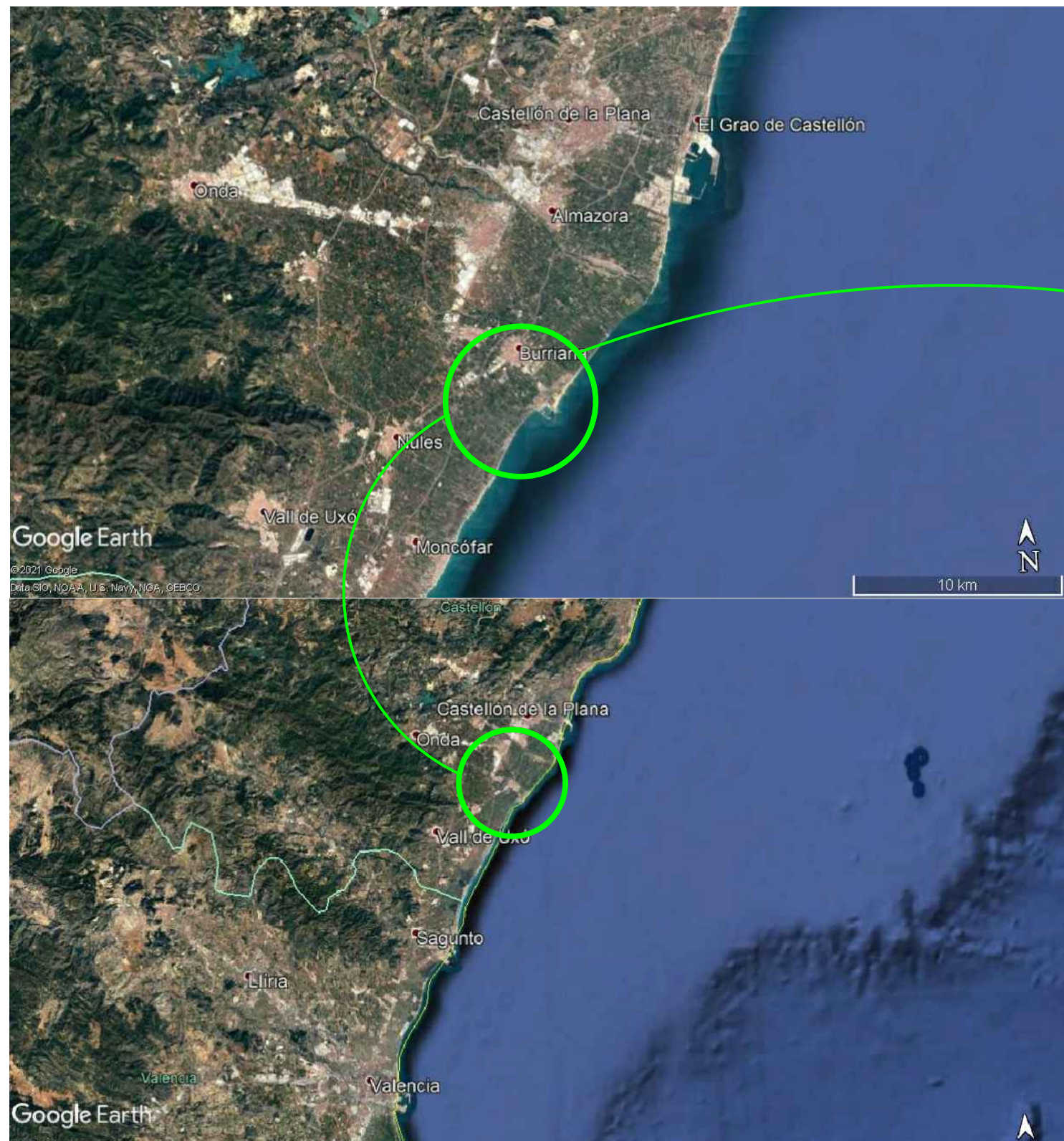
Habiendo una diferencia mayor entre el periodo P6 y el resto de periodos, el ahorro producido sería mayor, ya que la energía que consume la EDAR tendría el coste de ese periodo. Los resultado se muestran en la siguiente tabla:

Consumo anual (kWh)										
Mes	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	P4 (kWh)	P5 (kWh)	P6 (kWh)	Consumo (kWh)	Coste Normal (€)	Coste Con Baterías (€)	
ene-19	20345	34350	0	0	0	57310	112005	19.439 €	15.549 €	
feb-19	16928	28592	0	0	0	47147	92667	16.108 €	12.871 €	
mar-19	0	0	18736	30842	0	59787	109365	16.529 €	15.097 €	
abr-19	0	0	0	0	52026	51829	103855	14.783 €	14.448 €	
may-19	0	0	0	0	53868	53718	107586	15.314 €	14.966 €	
jun-19	11609	11852	8798	14264	0	59293	105816	16.961 €	14.574 €	
jul-19	27609	27465	0	0	0	57193	112267	19.635 €	15.592 €	
ago-19	0	0	0	0	0	107069	107069	13.685 €	13.685 €	
sep-19	0	0	16611	28667	0	53757	99035	14.981 €	13.679 €	
oct-19	0	0	0	0	49371	52874	102245	14.501 €	14.182 €	
nov-18	0	0	18304	30052	0	48917	97273	14.921 €	13.524 €	
dic-18	20332	33806	0	0	0	63237	117375	20.076 €	16.223 €	
							TOTAL	1266558	196.933 €	174.389 €
Ahorro anual								22.544 €		
Retorno de la inversión (años)								22,36		

Tabla 37. Viabilidad de la instalación si el coste de la energía se incrementara en un 100%.

Documento 2: Planos

- 1. Ubicación y emplazamiento**
- 2. Planta general EDAR**
- 3. Planta general instalación fotovoltaica**
- 4. Distribución fotovoltaica Zona 1**
- 5. Distribución fotovoltaica Zonas 2, 3 y 4**
- 6. Distribución fotovoltaica Zona 5**
- 7. Diagrama de bloques**
- 8. Esquema unifilar**



PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
 AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA

UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

1

ESCALA ---

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
 LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
 PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
 AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL

ZONA 1
951 m²

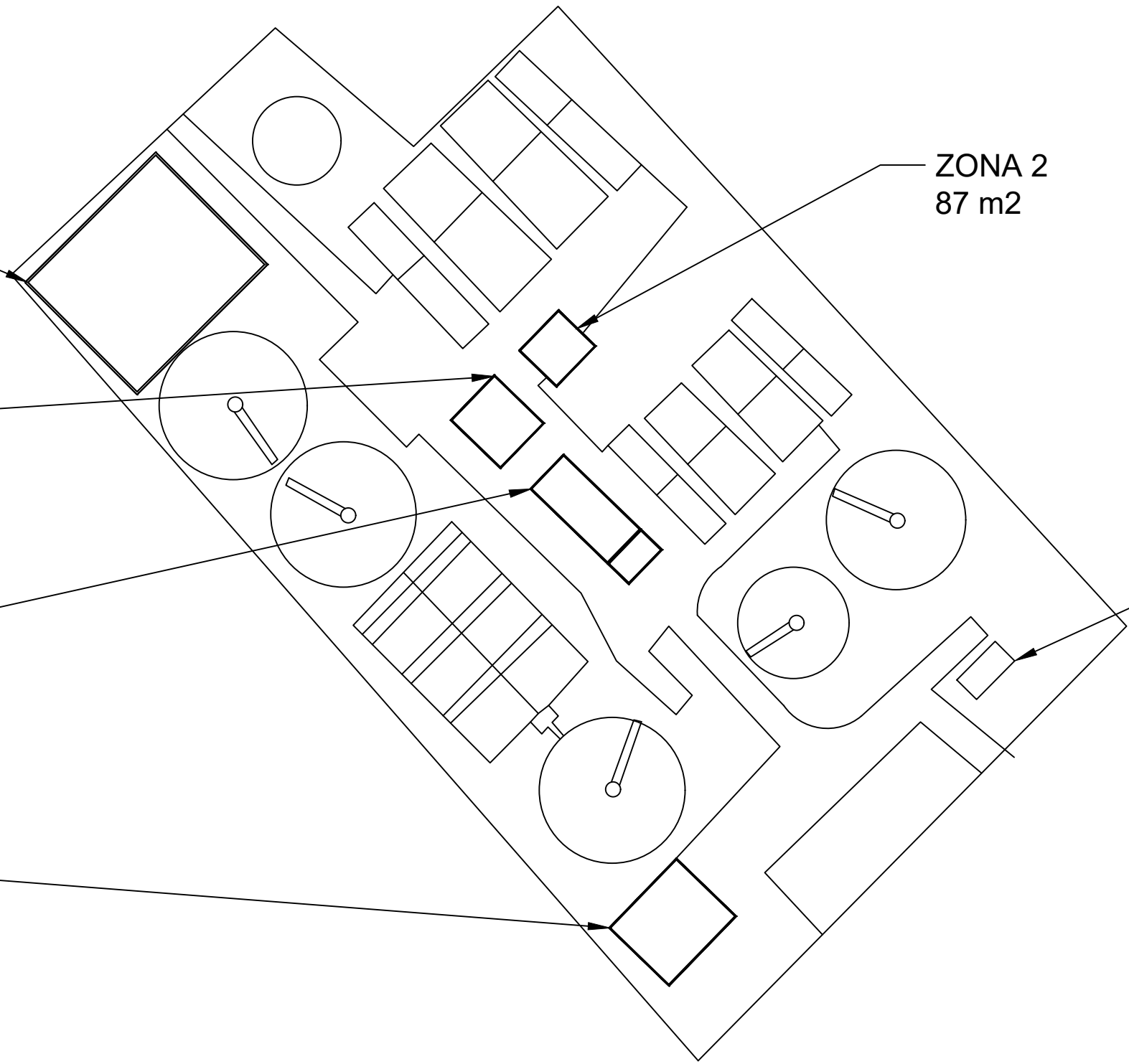
ZONA 2
87 m²

ZONA 3
135 m²

ZONA 4
159 m²

ZONA 5
248 m²

CENTRO DE
TRANSFORMACIÓN



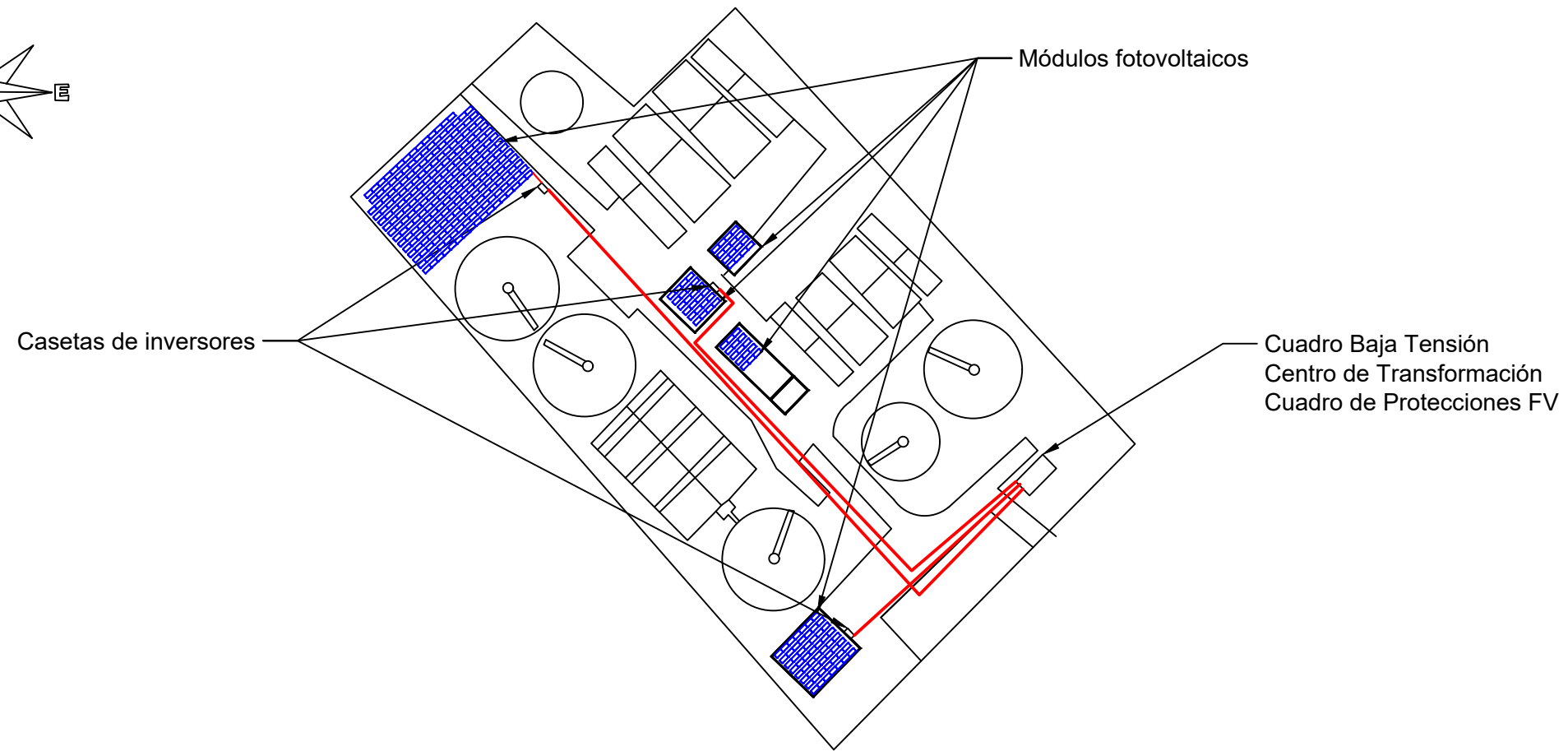
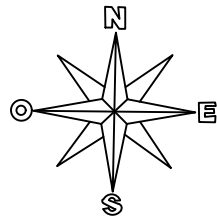
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA

PLANTA GENERAL EDAR

2

ESCALA 1:1300

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL



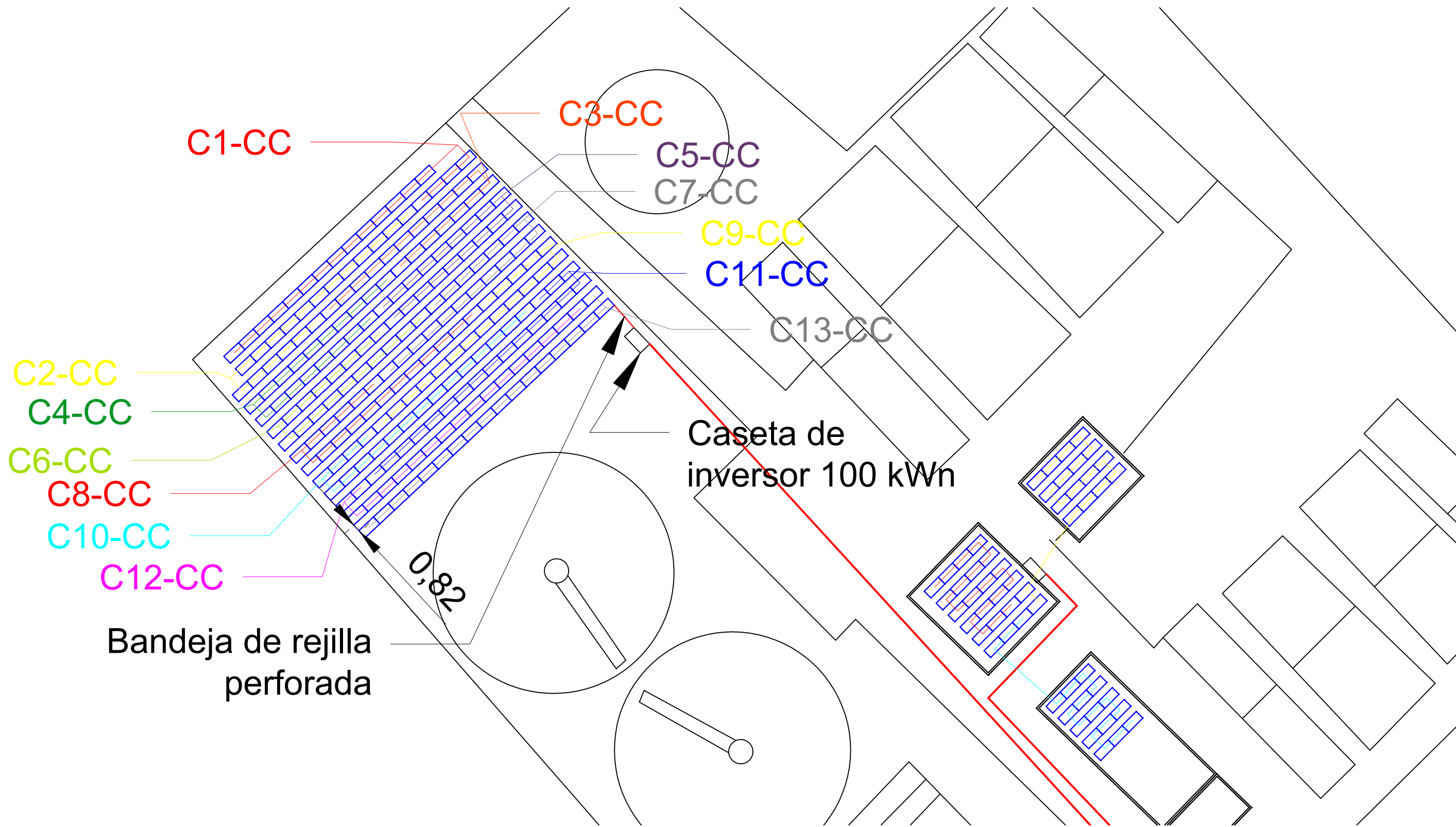
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA

PLANTA GENERAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

3

ESCALA 1:1700

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL



C1-CC

C3-CC

C5-CC

C7-CC

C9-CC

C11-CC

C13-CC

C2-CC

C4-CC

C6-CC

C8-CC

C10-CC

C12-CC

Caseta de
inversor 100 kWp

0,82

Bandeja de rejilla
perforada

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA

DISTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICA ZONA 1

4

ESCALA 1:640

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL

Caseta de inverter 20 kWn

C14-CC

C15-CC

C16-CC

8.61

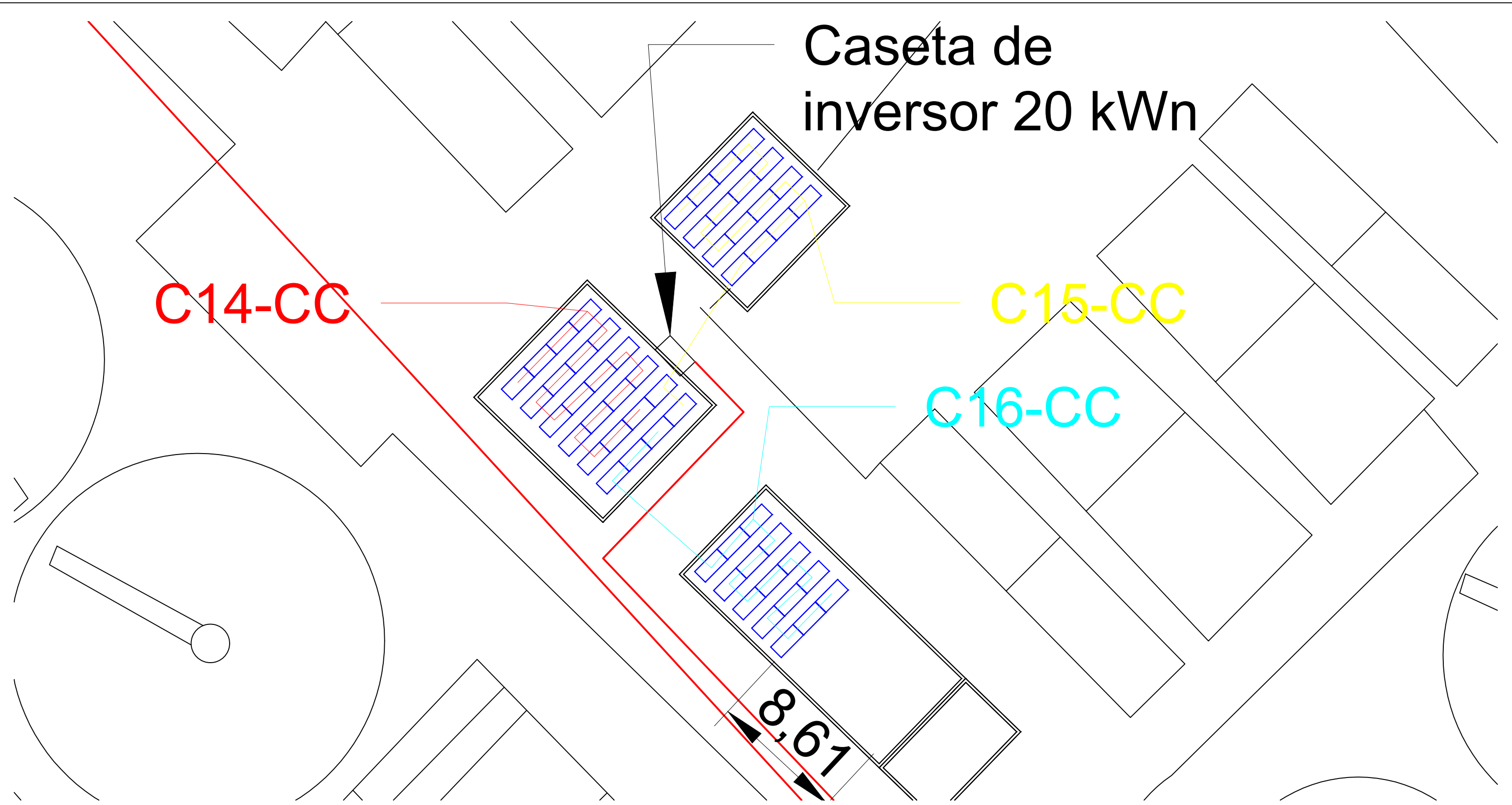
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA

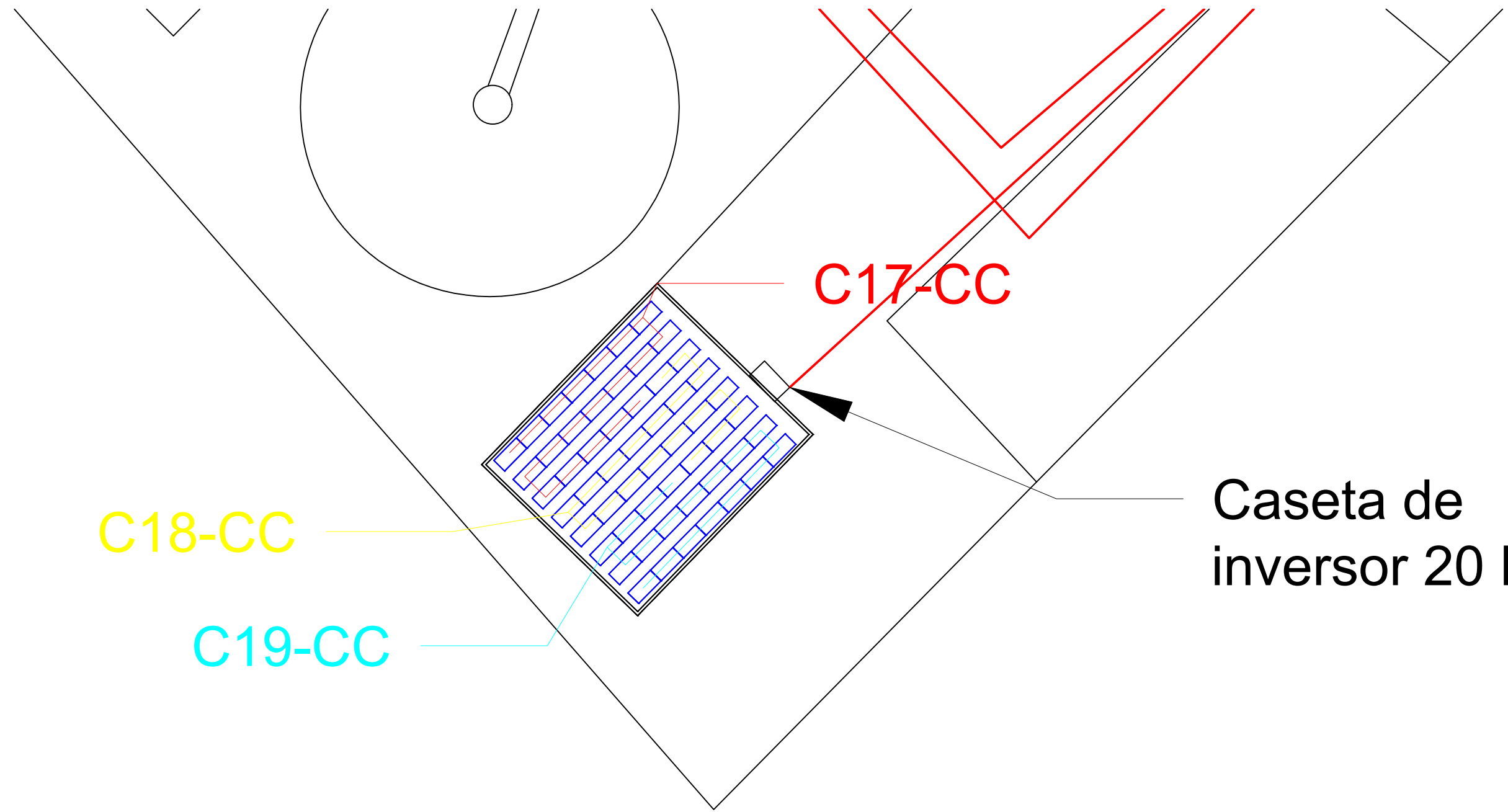
DISTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICA ZONAS 2, 3 Y 4

5

ESCALA 1:300

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL





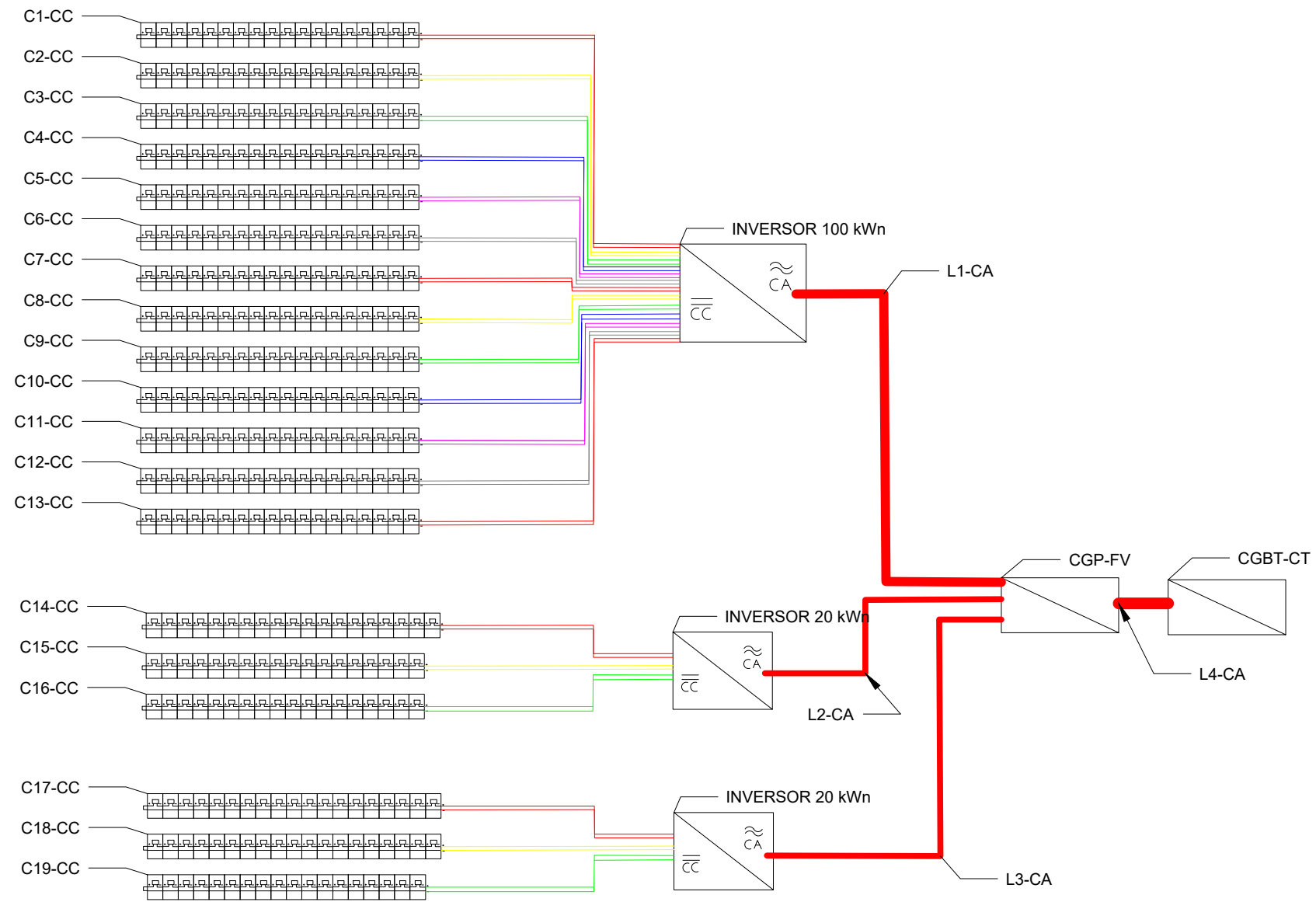
Casetta de
inversor 20 kWn

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA

DISTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICA ZONA 5

6
ESCALA 1:460

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL



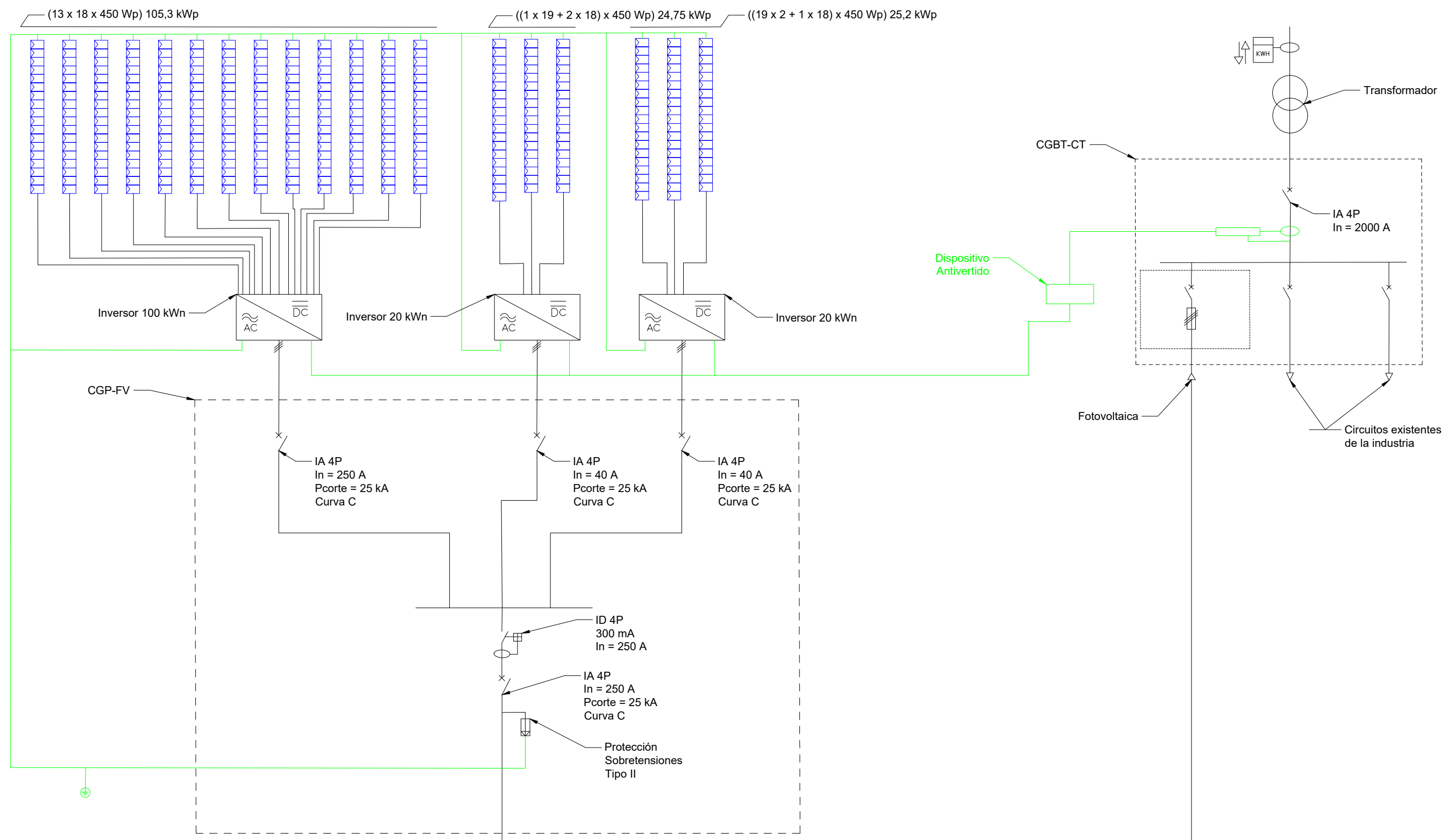
PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
 AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA

DIAGRAMA DE BLOQUES

7

ESCALA ---

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
 LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
 PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
 AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL



*PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO DE 155,25 kWp EN EDAR DE BURRIANA*

ESQUEMA UNIFILAR

8

ESCALA ---

EMPLAZAMIENTO: EDAR BURRIANA, CALLE SERRATELLA, 2.
 LOCALIDAD: 12530 BURRIANA (CASTELLÓN)
 PROPIETARIO: EDAR BURRIANA
 AUTOR: ROGER PLANELLES TERUEL



Documento 3: Pliego de condiciones

1. Objeto

El presente pliego de condiciones establece las condiciones técnicas necesarias para una adecuada ejecución de las obras, como las características técnicas de los materiales, los medios a emplear para la realización de las obras, así como los equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

2. Generalidades

Tanto la obra como la instalación dispondrán de todos los elementos necesarios para el correcto desarrollo de la obra y el correcto funcionamiento de la instalación, siempre priorizando la seguridad de las personas y la calidad de la instalación.

Los materiales serán protegidos de los agentes atmosféricos como la lluvia o el viento y el personal de trabajo dispondrá de las protecciones adecuadas según la legislación.

3. Materiales y equipos

A continuación se muestran las condiciones técnicas necesarias de los diferentes materiales y equipos de la instalación, así como sus fichas técnicas, que contienen toda la información acerca de las propiedades de los productos.

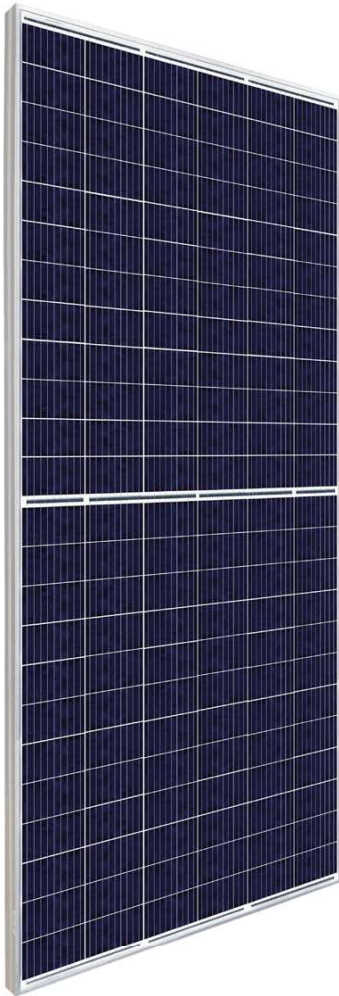
3.1. Módulos fotovoltaicos

El panel escogido será **Atersa A-450M GS** o de similares características, siempre satisfaciendo las necesidades presentadas en la UNE-EN-61215 sobre los módulos fotovoltaicos de silicio.

La ficha técnica del modelo Artesa A450M GS es la siguiente:



ptimum *nueva gama*



Módulo solar fotovoltaico (144 ½ Mono PERC 6")
A-xxxM GS 144 HM6 9BB (430/435/440/445/450 W)

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



**A-xxxM GS 144 HM6 9BB (ES)** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-430M GS 144	A-435M GS 144	A-440M GS 144	A-445M GS 144	A-450M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.70 V	40.90 V	41.10 V	41.30 V	41.50 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	10.57 A	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	48.50 V	48.70 V	48.90 V	49.10 V	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	11.31 A	11.39 A	11.46 A	11.53 A	11.60 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.78	20.01	20.24	20.47	20.70
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5		
Máxima Serie de Fusibles (A)			20		
Máxima Tensión del Sistema (IEC)			DC 1.000 V / DC 1.500V (**)		
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			45±2		

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
 Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%
 (***) Máxima tensión del sistema de 1.500 V se fabrica bajo pedido.

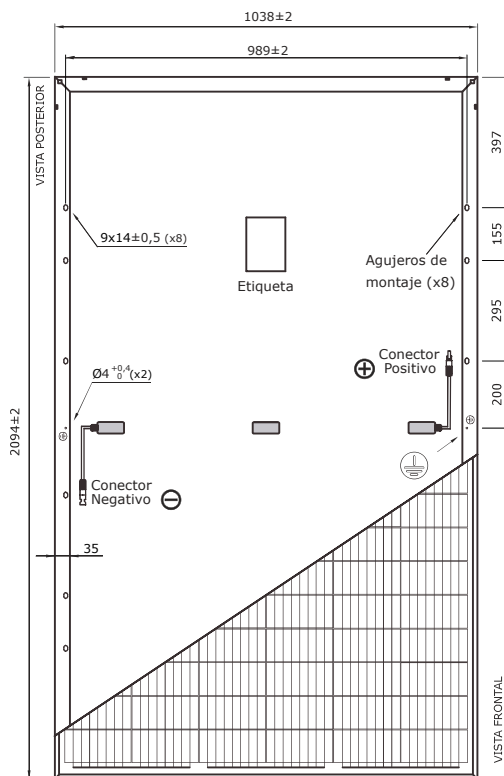
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2094x1038x40 mm.
Peso (± 0.5 kg)	24.0 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 células (6x24)/ Mono PERC 9BB/ 166 x 83 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	300 mm. /4 mm ² /Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo

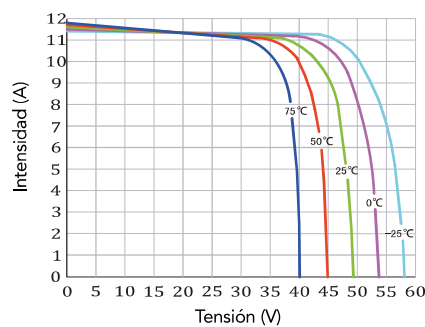
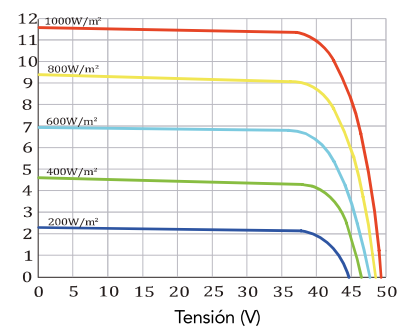
El dibujo no está a escala

Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.049 % / °C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.271 % / °C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.352 % / °C
Reducción eficiencia (200W/m ² 25°C)	< 5%
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

Embalaje

Módulos/palé	27 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	22 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	594 pzas
Palés/contenedor 20'	10 palés
Módulos/contenedor 20'	270 pzas

Temperatura Varía (A-450M GS 144)**Irradiación Varía (A-450M GS 144)**

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

➔ www.atersa.com • atersa@elecnor.com
 Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 18/01/21
 Ref.: MU-M6M 6x24 M6 9BB GS (ES)-B
 © Atersa SL, 2019



3.2. Inversor

Los inversores escogidos para este proyecto son un inversor **SUN2000-100KTL-M1** y dos inversores **SUN2000-20KTL-M0** todos de la marca Huawei.

Las fichas técnicas de ambos inversores se muestran a continuación:

SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



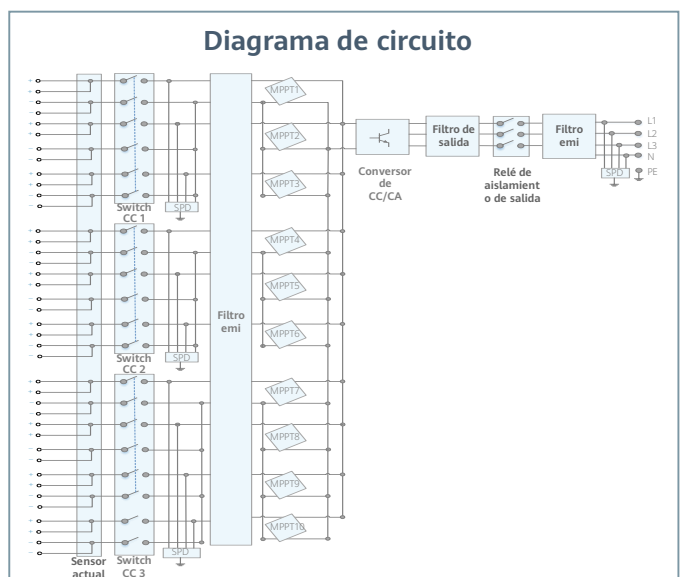
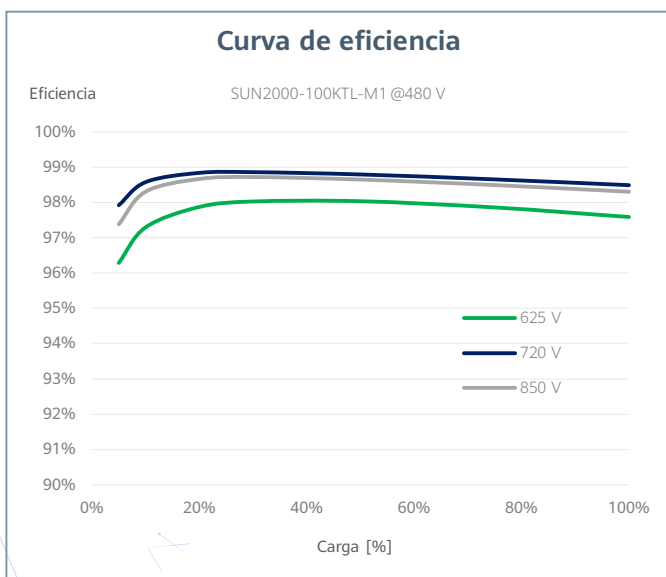
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Proteccion



Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad

EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Estándares de conexión a red eléctrica

VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Versión No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Smart String Inverter



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos active con tecnología de IA



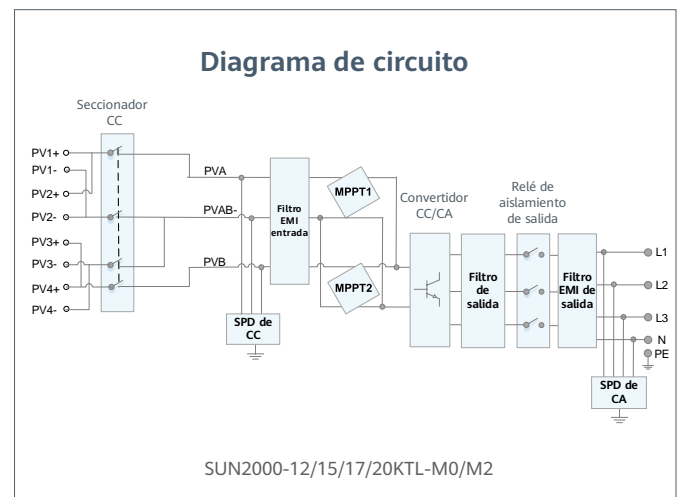
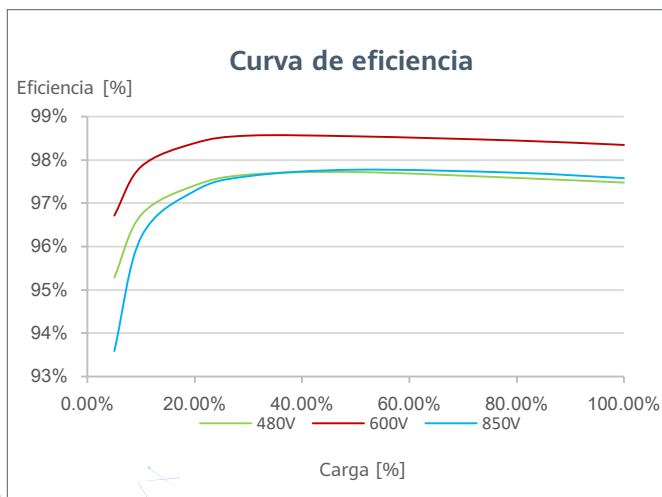
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores ¹



Comunicación flexible

WiFi, Fast Ethernet, 4G
Comunicación soportada



¹ Solo aplicable al inversor SUN2000-12, #/CN.# 15, #/intranet # 17, #/intranet # 20KTL-M2.

SUN2000-12/15/17/20KTL-MO
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -12KTL-MO	SUN2000 -15KTL-MO	SUN2000 -17KTL-MO	SUN2000 -20KTL-MO
---------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
Eficiencia europea ponderada	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%

Entrada

Potencia FV máxima de entrada	24,000 Wp	29,760 Wp	29,760 Wp	29,760 Wp
Tensión máxima de entrada ¹	1,080 V			
Rango de tensión de operación ²	160 V ~ 950 V			
Tensión de arranque	200 V			
Tensión nominal de entrada	600 V			
Intensidad de entrada máxima por MPPT	22 A			
Intensidad de cortocircuito máxima	30 A			
Cantidad de MPPTs	2			
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2			

Salida

Salida				
Tres fases				
Conexión a red eléctrica				
Potencia nominal activa de CA	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Máx. potencia aparente de CA	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo			
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %			

Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra cortocircuito de CA	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Protección contra descargas atmosféricas CC	Type II
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, Clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección contra fallas de arco	Sí
Control del receptor Ripple	Sí

Datos generales

Rango de temperatura de operación	-25 ~ + 60 °C
Humedad de operación relativa	0 % RH ~ 100% RH
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2,000 m)
Ventilación	Convección natural
Pantalla	LED Indicators
Comunicación	RS485; WLAN / Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)
Peso (incluida ménsula de montaje)	25 kg
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	525 x 470 x 262 mm
Grado de protección	IP65
Consumo de energía durante la noche	< 5,5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3.3. Estructura soporte

La estructura soporte para los paneles fotovoltaicos escogida son bloques prefabricados de hormigón de la marca Solarbloc, con un ángulo de inclinación de 18° y una disposición 1H.

La estructura resistirá todas las cargas de viento, nieve y demás agentes climatológicos, cumpliendo el Código Técnico de la Edificación.

Además de los bloques, la estructura soporte se compondrá de fijaciones de aluminio y tornillería de acero inoxidable.

La ficha técnica de los bloques prefabricados de hormigón del fabricante Solarbloc se muestra a continuación:

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

SOLARBLOC® es un sistema patentado para el montaje de módulos solares sobre cubiertas y superficies planas.



El sistema Solarbloc® permite fijar los módulos solares directamente al soporte sin utilizar estructura metálica. **Los soportes Solarbloc® se fabrican en siete grados distintos, 10°,12°,15°,18°,28°,30° y 34°.**

Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.

Características de SOLARBLOC®:

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Fijación del panel mediante carril incorporado al soporte.
 - Elimina la estructura metálica.
 - Elimina el lastrado de las estructuras.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

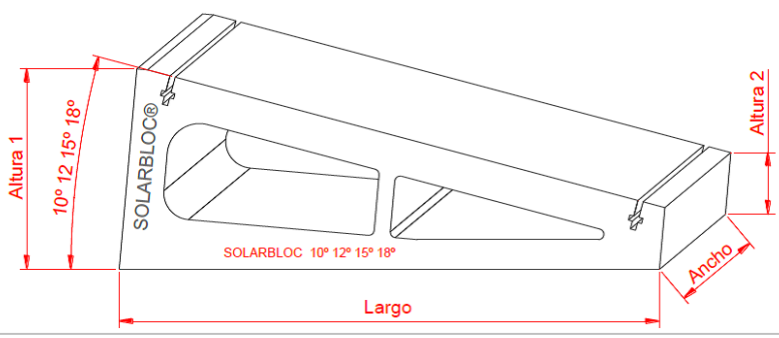
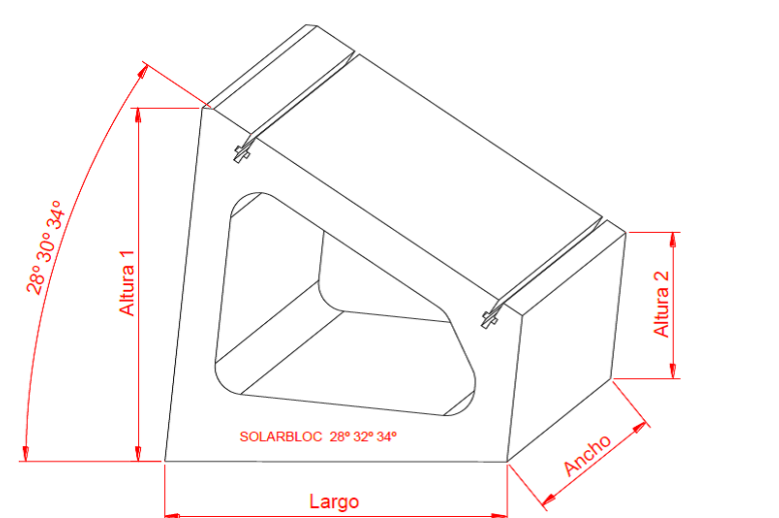
Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

DIMENSIONES Y PESOS SEGÚN LA INCLINACIÓN

Grupo	Inclinación apoyos						
	Grupo 1				Grupo 2		
Inclinación	10°	12°	15°	18°	28°	30°	34°
Altura 1 (cm)	33,24	34,97	37,47	40,94	56,95	58,94	62,84
Altura 2 (cm)	15,96	14,21	11,54	9,91	26,11	26,03	25,96
Largo (cm)	100,00	100,00	100,06	100,38	60,00	60,04	60,32
Ancho (cm)	16,00	16,00	16,00	16,00	23,50	23,50	23,50
Peso (kg)	60,00	60,00	60,00	60,00	68,00	71,30	77,80
Composición	HM-20						
Grupo 1							
Grupo 2							

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932



SOLARBLOC®



FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A COMPRESIÓN - Procedimiento interno basado en las normas:

UNE-EN 12504-1: 2009. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 1: Testigos. Extracción, examen y ensayo a compresión.

UNE-EN 12390-3:2009/AC:2011. Determinación de la resistencia a compresión del hormigón

Metodología:

Resultado medio de 14 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

RESISTENCIA A COMPRESIÓN MEDIA
(Mpa)

20,8 MPa

DENSIDAD DEL HORMIGÓN. - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12390-7:2009. Ensayos de hormigón endurecido. Parte 7: Densidad del hormigón endurecido.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

DENSIDAD DEL HORMIGÓN ENDURECIDO
(kg/m³)

2230 Kg/m³

VELOCIDAD DE LOS IMPULSOS ULTRASÓNICOS - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12504-4: 2006. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 4: Determinación de la velocidad de los impulsos ultrasónicos.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

VELOCIDAD
(m/s)

3380 m/s

TIEMPO
(µs)

23,7 µs

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)

Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

SOLARBLOC® es un producto diseñado, desarrollado, fabricado y patentado por PRETENSADOS DURÁN S.L.

WWW.SOLARBLOC.ES



SOLARBLOC®



FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

ÍNDICE DE REBOTE - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 12504-2:2013. Ensayos de hormigón en estructuras. Parte 2: Ensayos no destructivos. Determinación del índice de rebote.

Metodología:

Resultado medio de 33 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ÍNDICE ESCLEROMÉTRICO

32

ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad de piezas para fábrica de albañilería

Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN DE AGUA POR
CAPILARIDAD (g/m²s)

6,78 g/m²s

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA - Procedimiento interno.

Metodología:

Resultado medio de 5 testigos cilíndricos extraídos de las piezas fabricadas SOLARBLOC con dimensiones de 40 mm de diámetro y 80 mm de altura

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA
(%)

5,05%

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL PREFABRICADO "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A FLEXIÓN EN LA SECCIÓN MAS DESFAVORABLE -Procedimiento interno basado en la norma:
UNE-EN 12390-5:2009. Ensayos de hormigón endurecido. Parte 5: Resistencia a flexión de probetas.

Metodología:

Resistencia a flexión de la sección más desfavorable del prefabricado mediante aplicación de la carga en la sección central biapoyada.

RESISTENCIA A FLEXIÓN
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

4,5 MPa

RESISTENCIA A FLEXIÓN
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

6,5 MPa

$$f_{ef} = \frac{3 \cdot F \cdot l}{2 \cdot d_1 \cdot d_2^2}$$

f_{ef} = Resistencia en MPa

F = Carga de rotura en N

l = Distancia entre apoyos en mm

d_1 y d_2 = Dimensiones laterales de las probetas

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA. - Procedimiento interno.

Metodología:

Después de acondicionar las piezas a 20°C, se sumerge hasta masa constante para posteriormente secarse en estufa ventilada a 105 °C. La pérdida de masa se expresa como porcentaje de la masa de la pieza seca.

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA (%)
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

2,85%

ABSORCIÓN TOTAL DE AGUA (%)
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

4,27%

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

CARACTERIZACIÓN FÍSICA/MECÁNICA DEL PREFABRICADO "SOLARBLOC"

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD - Procedimiento interno basado en la norma:

UNE-EN 772-11:2011. Métodos de ensayo de piezas para fábrica de albañilería. Parte 11: Determinación de la absorción de agua por capilaridad

Metodología:

Después de secada la pieza hasta masa constante, se sumerge en agua la cara inferior del SOLARBLOC durante 10 minutos y se determina el aumento de masa.

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD
SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º

2.47 g/m²s

COEFICIENTE DE ABSORCIÓN POR CAPILARIDAD
SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º

6.67 g/m²s

$$c_{w,s} = \frac{m_{so,s} - m_{seco,s}}{A_s \times t_{so}} \times 10^6 \left[\frac{g}{(m^2 \times s)} \right]$$

$c_{w,s}$ = Coeficiente de absorción por capilaridad (g/(m²xs))

$m_{so,s}$ = Masa de la pieza después de la inmersión (g)

$m_{seco,s}$ = Masa de la pieza después del secado (g)

A_s = Superficie bruta de la cara de la probeta sumergida (mm²)

t_{so} = Tiempo de inmersión (s)

PAR DE APRIETE SOPORTADO POR EL SOLARBLOC - Procedimiento interno.

Metodología:

Pruebas de validación realizadas con mediciones en diferentes posiciones mediante el empleo de llaves dinamométricas.

	SOLARBLOC 10º, 12º, 14º y 18º	SOLARBLOC 28º, 30º, y 34º
Par de apriete máximo sin dañar el hormigón de la pieza	20 - 25 Nm	20 - 25 Nm
Mínima distancia a borde para fallo por cono de hormigón y fisuración	45 mm	60 mm
Separación crítica entre anclajes	50 mm	50 mm

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)

Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

SOLARBLOC® es un producto diseñado, desarrollado, fabricado y patentado por PRETENSADOS DURÁN S.L.

WWW.SOLARBLOC.ES

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

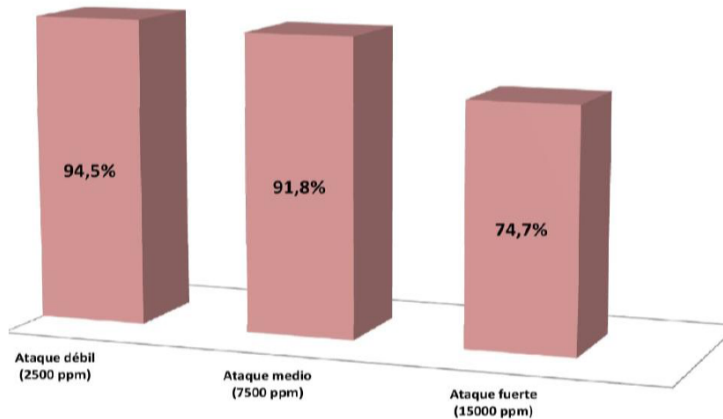
ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

INMERSIÓN EN SULFATOS - Procedimiento interno

Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de la inmersión durante 3 meses en disoluciones diferentes de sulfato sódico tomando como referencia los límites marcados en la EHE-08 de suelos agresivos.

CATEGORÍA	CONCENTRACIÓN DE LA DISOLUCIÓN (ppm)	RESISTENCIA CONSERVADA DESPUÉS DE 3 MESES (%)
S-1	2500 ppm	94,5%
S-2	7500 ppm	91,8%
S-3	15000 ppm	74,7%



Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A CICLOS DE HIELO/DESHIELO - Procedimiento interno

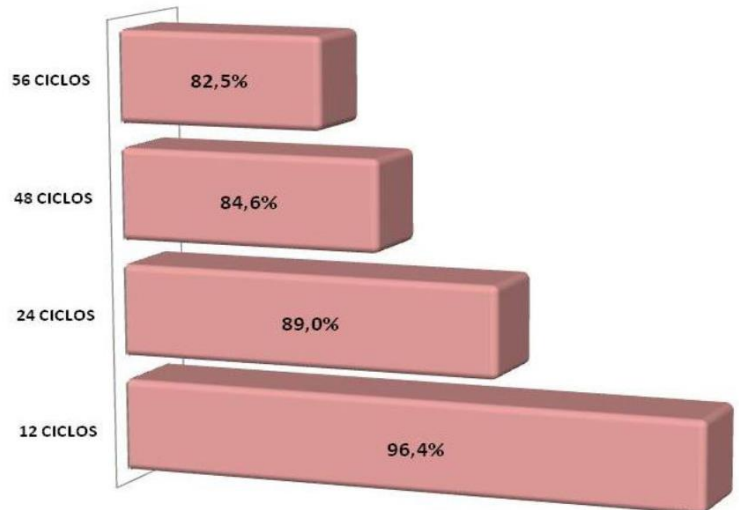
Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 12 horas de hielo/deshielo en cámara controlada. Los tiempos y temperaturas en cada ciclo se reflejan en la tabla 1.

Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
12 Ciclos de 12 horas	96,4%
24 Ciclos de 12 horas	89,0%
48 Ciclos de 12 horas	84,6%
56 Ciclos de 12 horas	82,5%

	Temperatura	Tiempo
Inicio	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	T_0
Fase 1	$\leq 0\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -8\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 2,0\text{ h.}$
Fase 2	$\leq -8\text{ }^{\circ}\text{C} \geq -12\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 6,0\text{ h.}$
Fase 3	Inmersión total	$T_0 + 6,5\text{ h.}$
Fase 4	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 9,0\text{ h.}$
Fase 5	$\geq +5\text{ }^{\circ}\text{C} \leq +20\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T_0 + 12,0\text{ h.}$

Tabla 1. Desarrollo de los ciclos cada 12 horas



Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

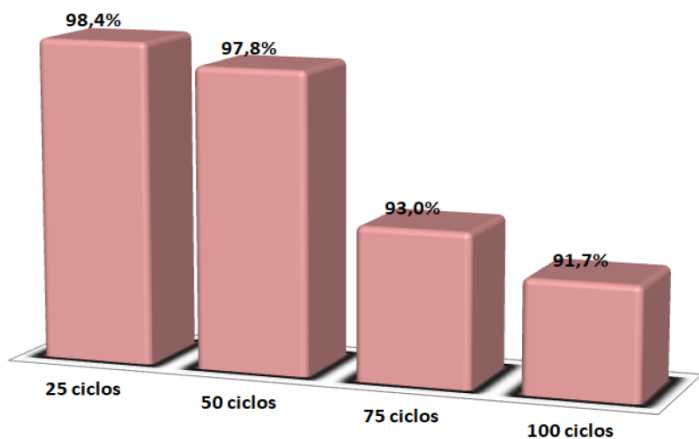
SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA A CICLOS DE HUMECTACIÓN/SECADO - Procedimiento interno

Metodología:

Porcentaje de resistencia conservada después de someter a ciclos de 24 horas de humectación/secado consistentes en 7 horas en estufa ventilada a 70 °C y 17 horas sumergidas en agua a 20 °C



Nº CICLOS	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
25 Ciclos de 24 horas	98,4%
50 Ciclos de 24 horas	97,8%
75 Ciclos de 24 horas	93,0%
100 Ciclos de 24 horas	91,7%

	Fase	Tiempo
Inicio	20 °C	T ₀
Fase 1	Estufa ventilada a 70 °C	T ₀ + 7,0 h.
Fase 2	Inmersión en agua a 20 °C	T ₀ + 24,0 h.

Tabla 2. Desarrollo de los ciclos cada 24 horas

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

FICHA TÉCNICA SOLARBLOC® CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

SOPORTE PREFABRICADO DE HORMIGÓN PARA PANELES SOLARES

ENSAYOS DURABILIDAD DEL HORMIGÓN "SOLARBLOC"

RESISTENCIA QUÍMICA DEL HORMIGÓN. LIXIVIACIÓN - Procedimiento interno

Metodología:

Evaluación de la lixiviación del hormigón mediante la inmersión de 5 testigos cilíndricos de hormigón de 40 mm de diámetro y 80 mm de longitud en una disolución semi-saturada de NH_4NO_3 a 20 °C en intervalos de 1-80 días. Determinación del porcentaje de resistencia conservada a la compresión frente a la disolución de calcio y silicio observada.

TIEMPO DE INMERSIÓN (Día)	RESISTENCIA CONSERVADA (%)
1 día	88,9%
5 días	81,0%
21 días	68,2%
45 días	63,2%
71 días	46,6%

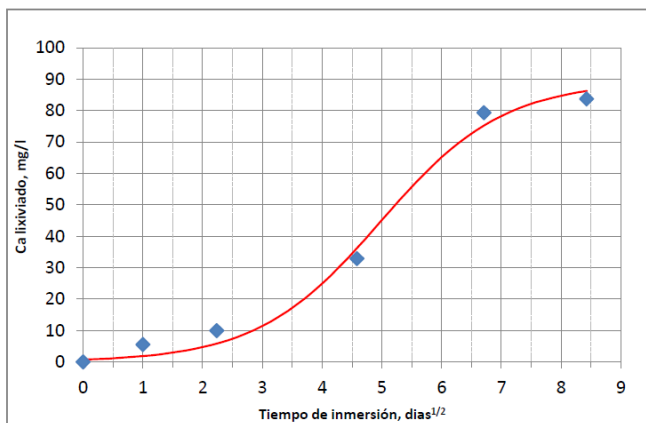


Tabla 1. Gráfica del calcio lixiviado frente al tiempo

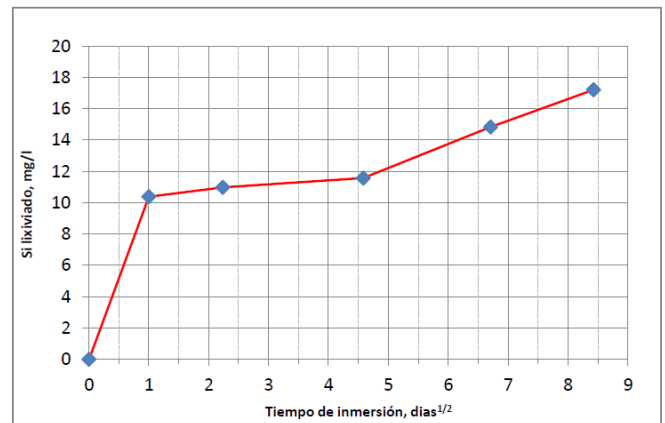


Tabla 2. Gráfica del silicio lixiviado frente al tiempo

Centro de producción:

Fábrica: Pol. Ind La Albuera Parc. 22, C.P.060170 La Albuera (Badajoz)
Teléfono 924 480 112 – Fax 924 268 932

3.4. Cableado

Corriente continua

Para las líneas de corriente continua se utilizarán conductores de cobre unipolares flexibles con aislamiento de (AS) **H1Z2Z2-K**, según UNE 21.1002, que reunirán las siguientes características:

- No propagación de llama
- No propagación de incendio
- Protección de clase II
- Protección contra los rayos ultravioletas

Corriente alterna

Se utilizarán conductores unipolares flexibles de Cu o Al, según lo definido en los anexos, del tipo (AS) **RZ1-K**, tensión de servicio 0,6/1 kV según UNE 21.123.

La ficha técnica de los conductores de corriente continua se muestra a continuación:

TECSUN H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS

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

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
EN 50305-9

LIBRE DE HALÓGENOS
EN 50525-1

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

REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
EN 50305 (ITC < 3)

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA (AD8)

RESISTENCIA AL FRÍO

CABLE FLEXIBLE

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA

RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS

RESISTENCIA AL OZONO

RESISTENCIA AL CALOR HÚMEDO

RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES

RESISTENCIA A LOS GOLPES

RESISTENCIA A LA ABRASIÓN

APTO PARA ENTERRAR DIRECTAMENTE



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



Nº DoP 1007351

ENSAYOS ADICIONALES CABLE TECSUN - H1Z2Z2-K

Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV
Servicios móviles	SI
Apto para instalación directamente enterrado	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor (20 000 h)	120 °C 20 000 h
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403, EN 506 18 Tab. 2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17 (Método A)
Resistencia a la absorción agua	DNI EN 60811-402
Protección contra el agua	AD8 (sumersión permanente)
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; EN 60811-404)
Resistencia al amoniaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoniaco
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contra 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90 °C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 contrapapel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra met. • Cubierta contra plásticos
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, por 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 (ITC < 3).



A brand of the
Prysmian Group

TECSUN
H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 años)
 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.
Color: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

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

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1 x 4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	4,0	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1 x 16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48
1 x 25	6,4	10,3	45	34	290	0,759	140	176	1,59
1 x 35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	1,13
1 x 50	9,0	13,5	73	58	560	0,393	220	276	0,786
1 x 70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	0,554
1 x 95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	0,42
1 x 120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	0,328
1 x 150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	0,216
1 x 240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

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

3.5. Puesta a tierra

La puesta a tierra de todos los elementos metálicos cumplirá con lo dispuesto en el RD 1663/2000 acerca de las puestas a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a baja tensión.

Todas las masas metálicas estarán conectadas a una única tierra, que será independiente del neutro de la empresa distribuidora.

Todas las conexiones se realizarán siempre mediante tornillos o abrazaderas que garanticen un buen contacto eléctrico, evitándose a toda costa el uso de soldaduras con bajo punto de fusión.

3.6. Protecciones

Los interruptores automáticos que se utilicen tendrán las características que se indican en los anexos y en los planos. Tendrán al menos un poder de corte de 25 kA y una curva de funcionamiento de tipo C.

Los interruptores diferenciales que se utilicen deberán tener las características indicadas en los anexos y en los planos. Tendrán al menos un poder de corte de 25 kA y una curva de funcionamiento de tipo C.

3.7. Sistema antivertido

Para este proyecto se ha seleccionado el sistema **DTSU666-H 250A/50mA** de la marca Huawei, que hará la función de sistema antivertido.

El sistema analizará constantemente el consumo de la EDAR y en caso de que la producción sea mayor al consumo actuará sobre el inversor para que este disminuya la producción.

La ficha técnica del DTSU666-H 250A/50mA se muestra a continuación:

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)

4. Armónicos

La instalación cumplirá con lo establecido en el RD 1663/2000 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5. Mantenimiento

El mantenimiento se realizará en base a lo contemplado por cada fabricante de cada elemento. El mantenimiento se realizará por personal técnico cualificado y siempre con la responsabilidad de la empresa instaladora.

Cada vez que se realice un mantenimiento se deberá reflejar un informe técnico que refleje la evolución e incidencias que sucedan a lo largo del tiempo.

Documento 4: Presupuesto

1. Presupuesto de Ejecución de Materiales (PEM)

El Presupuesto de Ejecución de Materiales se presenta como un presupuesto desglosado por capítulos donde se incluye el coste del material, maquinaria, equipos y mano de obra necesarios para la realización de la instalación fotovoltaica.

CONCEPTO	PRECIO (€)
Capítulo 1: Módulos fotovoltaicos	46.192,36€
Capítulo 2: Estructura	25.156,86€
Capítulo 3: Inversores fotovoltaicos	13.611,31€
Capítulo 4: Instalación eléctrica	12.613,97€
Capítulo 5: Sistema de monitorización	2.287,57€
Capítulo 6: Sistema antivertido	270,57€
Presupuesto de Ejecución de Material (PEM)	100.132,64€

Tabla 38. Presupuesto de Ejecución de Materiales.

El Presupuesto de Ejecución de Materiales asciende a **Cien mil ciento treinta y dos euros con sesenta y cuatro céntimos**.

A continuación se muestra el desglose por capítulos:

Capítulo 1: Módulos fotovoltaicos					
Tipo	Unidades	Resumen	Cantidad	Precio Unitario (€)	TOTAL (€)
Material	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino de potencia máxima 450 Wp, marca Atersa, modelo A-450M con tolerancia positiva, garantía de 10 años de producto y garantía de potencia de 25 años.	1	119,99€	119,99€
Mano de obra	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,37	19,56€	7,24€
Mano de obra	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,37	18,01€	6,66€
Subtotal (€)	Ud		1		133,89€
TOTAL (€)	Ud		345	133,89€	46.192,36€

Tabla 39. Capítulo 1: Módulos fotovoltaicos.

Capítulo 2: Estructura					
Tipo	Unidades	Resumen	Cantidad	Precio Unitario (€)	TOTAL (€)
Material	Ud	Estructura para soporte de módulos fotovoltaicos de la marca Solarbloc, con orientación 1H, inclinación de 18º fabricada en hormigón, tornillería de acero inoxidable y 10 años de garantía.	1	55,95€	55,95€
Mano de obra	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	0,25	19,56€	4,89€
Mano de obra	h	Ayudante instalador de captadores solares.	0,25	18,01€	4,50€
Subtotal (€)	Ud		1		65,34€
TOTAL (€)	Ud		385	65,34€	25.156,86€

Tabla 40. Capítulo 2: Estructura.

Capítulo 3: Inversores fotovoltaicos						
Tipo	Unidades	Resumen		Cantidad	Precio Unitario (€)	TOTAL (€)
Material	Ud	Inversor fotovoltaico de conexión a red, marca Huawei, modelo SUN2000-100KTL-M1 de 100 kW de potencia nominal con conexión Wi-Fi, puertos Ethernet y protocolo de comunicación Modbus.		1	9.588,88€	9.588,88€
Material	Ud	Inversor fotovoltaico de conexión a red, marca Huawei, modelo SUN2000-20KTL-M0 de 20 kW de potencia nominal con conexión Wi-Fi, puertos Ethernet y protocolo de comunicación Modbus.		2	1.917,77€	3.835,54€
Maquinaria	h	Camión con grúa		1,5	49,45€	74,18€
Mano de obra	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.		3	19,56€	58,68€
Mano de obra	h	Ayudante instalador de captadores solares.		3	18,01€	54,03€
Subtotal (€)	Ud			1		13.611,31€
TOTAL (€)	Ud			1	13.611,31€	13.611,31€

Tabla 41. Capítulo 3: Inversores fotovoltaicos.

Capítulo 4: Instalación eléctrica						
Tipo	Unidades	Resumen	Cantidad	Precio Unitario (€)	TOTAL (€)	
Material	Ud	Caja general de protecciones.	1	152,52€	152,52€	
Material	Ud	Interruptor Automático 4P de calibre de 250 A con curva de disparo tipo C y poder de corte de 25 kA.	2	710,39€	1.420,78€	
Material	Ud	Interruptor Automático 4P de calibre de 40 A con curva de disparo tipo C y poder de corte de 25 kA.	2	113,60€	227,20€	
Material	Ud	Protección contra sobretensiones 4P de tipo II con tensión nominal de 460 V.	1	395,36€	395,36€	
Material	Ud	Interruptor diferencial 4P de calibre de 250 A y sensibilidad de 300 mA	1	363,64€	363,64€	
Material	m	Canal protectora de PVC, color gris RAL 7035, de 60x110 mm, no propagador de la llama.	180	17,44€	3.139,20€	
Material	m	Cable de cobre unipolar H1Z2Z2-K de 6 mm ² de sección con aislamiento de polietileno	2000	1,14€	2.280,00€	
Material	m	Cable de aluminio unipolar trifásico de 240 mm ² de sección con aislamiento de polietileno	170	17,13€	2.912,10€	
Material	m	Cable de aluminio unipolar trifásico de 35 mm ² de sección con aislamiento de polietileno	150	3,45€	517,50€	
Material	m	Cable de aluminio unipolar trifásico de 16 mm ² de sección con aislamiento de polietileno	65	2,37€	154,05€	
Material	m	Cable de cobre unipolar trifásico de 150 mm ² de sección con aislamiento de polietileno	2	74,97€	149,94€	
Mano de obra	h	Oficial 1ª electricista.	24	19,56€	469,44€	
Mano de obra	h	Ayudante electricista.	24	18,01€	432,24€	
Subtotal (€)	Ud		1		12.613,97€	
TOTAL (€)	Ud		1	12.613,97€	12.613,97€	

Tabla 42. Capítulo 4: Instalación eléctrica.

Capítulo 5: Sistema de monitorización						
Tipo	Unidades	Resumen	Cantidad	Precio Unitario (€)	TOTAL (€)	
Material	Ud	Sistema de monitorización centralizado modelo SmartLogger 1000, medición de producción fotovoltaica, analizador de consumos, monitoriza hasta 80 inversores y hasta 30 dispositivos RS485.	1	2.250,00€	2.250,00€	
Mano de obra	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	1	19,56€	19,56€	
Mano de obra	h	Ayudante instalador de captadores solares.	1	18,01€	18,01€	
Subtotal (€)	Ud		1		2.287,57€	
TOTAL (€)	Ud		1	2.287,57€	2.287,57€	

Tabla 43. Capítulo 5: Sistema de monitorización..

Capítulo 6: Sistema antivertido						
Tipo	Unidades	Resumen	Cantidad	Precio Unitario (€)	TOTAL (€)	
Material	Ud	Sensor de potencia inteligente DTSU666-H 250A / 50mA de la marca Huawei, precisión de medición de clase 1, conexión trifásica. Integra una pantalla retroiluminada LCD y teclado para configurarlo desde el mismo dispositivo.	1	233,00€	233,00€	
Mano de obra	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	1	19,56€	19,56€	
Mano de obra	h	Ayudante instalador de captadores solares.	1	18,01€	18,01€	
Subtotal (€)	Ud		1		270,57€	
TOTAL (€)	Ud		1	270,57€	270,57€	

Tabla 44. Capítulo 6: Sistema antivertido.

2. Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)

El Presupuesto de Ejecución por Contrata se ha calculado añadiendo al PEM un 20% en gastos generales y cargas fiscales y un 6% de beneficio industrial.

CONCEPTO	PRECIO (€)
Capítulo 1: Módulos fotovoltaicos	46.192,36€
Capítulo 2: Estructura	25.156,86€
Capítulo 3: Inversores fotovoltaicos	13.611,31€
Capítulo 4: Instalación eléctrica	12.613,97€
Capítulo 5: Sistema de monitorización	2.287,57€
Capítulo 6: Sistema antivertido	270,57€
Presupuesto de Ejecución de Material (PEM)	100.132,64€
20% gastos generales y cargas fiscales	20.026,53€
6% Beneficio Industrial	6.007,96€
Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)	126.167,12€

Tabla 45. Presupuesto de Ejecución por Contrata

El Presupuesto de Ejecución por Contrata asciende a **Ciento veintiséis mil ciento sesenta y siete euros con doce céntimos.**