



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Autoconsumo compartido en una comunidad de propietarios

Autor: Pedro Jesús López Corral

Tutor: Cristian Fàbrega Gallego

Curso académico: 2019/2020

Máster en Energías Renovables y
Sostenibilidad Energética

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



RESUMEN

En el presente proyecto, se ha realizado el estudio técnico y económico de una instalación de autoconsumo compartido a partir de energía solar fotovoltaica. El proyecto en cuestión se ha hecho en una comunidad de propietarios, situado en la localidad de El Vendrell (Tarragona).

En primer lugar, se ha determinado la superficie total disponible para la colocación de los módulos fotovoltaicos y se seleccionan los inversores. La superficie total del tejado es de 95m², y se instalan tres cadenas de String (módulos en serie) con una potencia total de 14,74kWp.

En segundo lugar, se realizan todos los cálculos eléctricos necesarios de secciones y protecciones eléctricas, según marca el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y se calcula la producción de energía anual de la instalación, que es de 20.169,39 kWh.

En tercer lugar, se analiza el consumo total de la comunidad de propietarios y el comportamiento de la curva de consumo diario. Se determina que el consumo global del edificio es de 71.303 kWh, con un coste asociado de 15.052,72 €.

En cuarto lugar y a partir de análisis de las curvas de consumo, se determina que es una instalación de autoconsumo compartido sin excedentes, con la que se cubre un 28,3% de la energía demandada por la comunidad de propietarios, y se indican todos los trámites necesarios para su legalización.

Finalmente, se calcula el coste total de la instalación y se realiza el análisis financiero. El coste total asciende a los 22.314,13 € y el ahorro generado por la instalación es de 3.698,72 €/año. A partir de estos datos y considerando la degradación del módulo, se calcula un Payback de 6 años, con una rentabilidad del 14% a 25 años y un VAN positivo de 7.094,83 €, concluyendo que se trata de un proyecto rentable.

ABSTRACT

This project was developed to study the technical and economic viability of a self-consumption installation. The project has been carried out in a building, located in El Vendrell, Tarragona.

First of all, it was determined the available surface for the placement of the photovoltaic modules, being the total area in the roof 95 m². The installation is made up of three strings with a total power of 14,74kWp.

Secondly, it has been calculated all the electrical protections as stated in the REBT and also the annual energy production, which is 20.169, 39 kWh.

Thirdly, it has been studied the global consumption of the building and the daily consumption curve. The overall consumption of the building is 71.303 kWh, and this energy cost 15.052,72€.

After analyzing the daily consumption curve, the building consumes all the energy generated and it covers the 28,3 % of the total consumption. For that reason the administrative procedures for this type of installation were explained.

Finally, the economic analysis was carried out. The total investment is 22.314,13 € and the savings obtained is 3.698,72 €/year. From these data, it was calculated a payback period of 6 years, an IRR of 14% at 25 years and a positive NPV of 7.094,83 €, concluding that it is a profitable business.

ÍNDICE GENERAL

1.	CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1.	OBJETIVOS, JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN	1
1.2.	ESTRUCTURA DEL PROYECTO.....	1
2.	CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE	2
2.1.	EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA.....	2
2.2.	EVOLUCIÓN LEGISLATIVA	2
3.	CAPÍTULO III: PROYECTO TÉCNICO.....	4
3.1.	UBICACIÓN, DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y SUPERFICIE DISPONIBLE	4
3.2.	CÁLCULOS	5
3.2.1.	SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS Y POTENCIA TOTAL DE LA INSTALACIÓN	5
3.2.2.	SELECCIÓN Y CÁLCULO DE LOS INVERSORES	7
3.2.3.	CÁLCULO ELÉCTRICOS	8
3.2.3.1.	CÁLCULO DE SECCIONES	9
3.2.3.1.1.	CÁLCULO DE SECCIÓN EN CORRIENTE CONTÍNUA	9
3.2.3.1.2.	CÁLCULO DE SECCIÓN EN CORRIENTE ALTERNA	11
3.2.3.2.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	12
3.2.3.2.1.	CUADRO DE CORRIENTE CONTÍNUA.....	12
3.2.3.2.2.	CUADRO DE CORRIENTE ALTERNA	14
3.2.4.	CÁLCULO PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	16
4.	CAPÍTULO IV: ESTUDIO DE CONSUMOS	17
4.1.	CONSUMO DE LOS EDIFICIOS RESIDENCIALES Y DEL LOCAL NÚMERO 3	17
4.2.	CONSUMO DE LOS LOCALES COMERCIALES	19
4.3.	CONSUMO SERVICIOS COMUNES	21
4.4.	CONSUMOS TOTALES	21
4.5.	ANÁLISIS DEL PERFIL DE CONSUMO DIARIO	21
5.	CAPÍTULO V: PASOS ADMINISTRATIVOS EN UNA INSTALACIÓN SIN EXCEDENTES	25



6.	CAPÍTULO VI: ANÁLISIS ECONÓMICO Y AMBIENTAL.....	27
6.1.	INVERSIÓN TOTAL	27
6.2.	VIABILIDAD ECONÓMICA.....	27
6.3.	ANÁLISIS AMBIENTAL	29
7.	CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES DEL PROYECTO	30
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	31
	ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS	32
	ANEXO I.1: MÓDULO FOTOVOLTAICO	32
	ANEXO I.2: INVERSOR	34
	ANEXO I.3: ESTRUCTURA PANEL SOLAR.....	37
	ANEXO II: SIMULACIONES CON PVGIS	38
	ANEXO II.1: PRODUCCIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	38
	ANEXO II.2: RADIACIÓN SOLAR Y GENERACIÓN MEDIA.....	42
	ANEXO II.3: CÁLCULO DE ENERGÍA EXCEDENTARIA.....	43
	ANEXO III: PRESUPUESTO.....	44
	ANEXO III.1: PRESUPUESTO DESARROLLADO	44
	ANEXO III.2: DEGRADACIÓN DEL MÓDULO.....	45
	ANEXO IV: FACTURAS.....	46
	ANEXO IV.1: RESÚMEN FACTURAS	46
	ANEXO IV.2 CONDICIONES FACTURA DEL LOCAL	47
	ANEXO V: PLANOS.....	48
	ANEXO V.1: ESQUEMA UNIFILAR.....	48
	ANEXO V.2: UBICACIÓN DE LOS MÓDULOS SOBRE EL TEJADO	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Descenso de costes en instalaciones fotovoltaicas (2010 – 2020).....	2
Figura 2. Potencia instalada de autoconsumo en España (MW)	3
Figura 3. Ubicación y trayectoria del Sol en la comunidad de propietarios.....	4
Figura 4. Chimeneas repartidas a lo largo del tejado de la comunidad de propietarios	5
Figura 5. Delimitación de las tres áreas disponibles para la instalación de módulos FV	6
Figura 6. Zona 1 y 2 para la instalación de los módulos fotovoltaicos.....	6
Figura 7. Ubicación propuesta para equipos y protecciones	11
Figura 8. Parámetros para la protección de la línea	13
Figura 9. Conductos de extracción de calderas	17
Figura 10. Contador del local 1 y de zonas comunes.....	19
Figura 11. Distribución de horas en una tarifa 3.0A	20

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Factores de corrección para conductores en el interior de una envolvente	9
Tabla 2. Tabla de máximas corrientes admisibles	10
Tabla 3. Conductividad del cobre	10
Tabla 4. Protecciones contra sobretensiones	12
Tabla 5. Inclinación óptima para diferentes tipologías de instalación.....	16
Tabla 6. Producción de energía con diferentes inclinaciones	16
Tabla 7. Consumo y coste asociado de las viviendas y del local 3.....	18
Tabla 8. Factura estimada para el local 1.....	20
Tabla 9. Consumo y coste de los servicios comunes	21
Tabla 10. Consumo medio residencial	22
Tabla 11. Consumos medios diarios globales.....	23
Tabla 12. Curva de consumo medio global	23
Tabla 13. Curva de producción y de consumo medio diario	24
Tabla 14. Energía no capturada por la instalación (Informe completo en Anexo II.3)	24
Tabla 15. Presupuesto de la instalación.....	27
Tabla 16. Coste de la energía.....	27
Tabla 17. Tabla resumen de derechos de compensación y de inversión por propietario	28
Tabla 18. Flujo de caja sin degradación y con degradación	29
Tabla 19. Análisis financiero sin degradación y con degradación	29

1. CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVOS, JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN

El presente proyecto tiene como objetivo estudiar la viabilidad técnica y económica de una instalación de autoconsumo compartido en una comunidad de propietarios.

Una década atrás era difícil pensar que las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico eran viables, pero una mayor concienciación en la sociedad sobre el cambio climático, una legislación enfocada a descarbonizar la economía y sobre todo, la constante evolución tecnológica que ha permitido la bajada de costes de las instalaciones, han permitido que este tipo de proyectos puedan estar al alcance de todo el mundo.

Por ello, este proyecto busca analizar una de las nuevas ventanas que se han abierto con el autoconsumo compartido, con la mentalidad de que cada uno puede aportar su granito de arena hacia una sociedad más sostenible.

1.2. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

- Estado del arte

En primer lugar, se analiza que cambios tecnológicos y legislativos ha habido en los últimos años, para justificar porque a día de hoy es interesante trabajar en el autoconsumo.

- Proyecto técnico

En segundo lugar, se elabora el estudio técnico del proyecto. Se determina la ubicación de la instalación, los equipos y se realizan todos los cálculos eléctricos y energéticos necesarios.

- Análisis de consumos

En tercer lugar se determina el consumo energético global del edificio y su coste asociado. También se justifica que tipo de autoconsumo se acogería la instalación (con o sin excedentes).

- Pasos administrativos

Se detallan todos los trámites administrativos que se deben seguir para su puesta en marcha.

- Análisis económico

En último lugar se hace un análisis económico del proyecto para determinar su viabilidad.

2. CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE

2.1. EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA

En la última década, el precio de los módulos fotovoltaicos ha descendido drásticamente y por consecuencia la potencia instalada a nivel mundial se ha incrementado, esto es debido a que en la actualidad estas inversiones cuentan con unos periodos de retorno y unas rentabilidades muy interesantes.

No obstante, el descenso de costes y el aumento de la eficiencia en los módulos no son los únicos factores que explican el aumento del número de instalaciones. Los equipos inversores han descendido hasta tres veces su precio desde 2010, así como otros aspectos de ingeniería y construcción (Figura 1). La combinación de todas estas bajadas de precios, han hecho que el coste total de una instalación fotovoltaica esté por debajo de los 2 USD/Wp (1,79 €/Wp). [1]

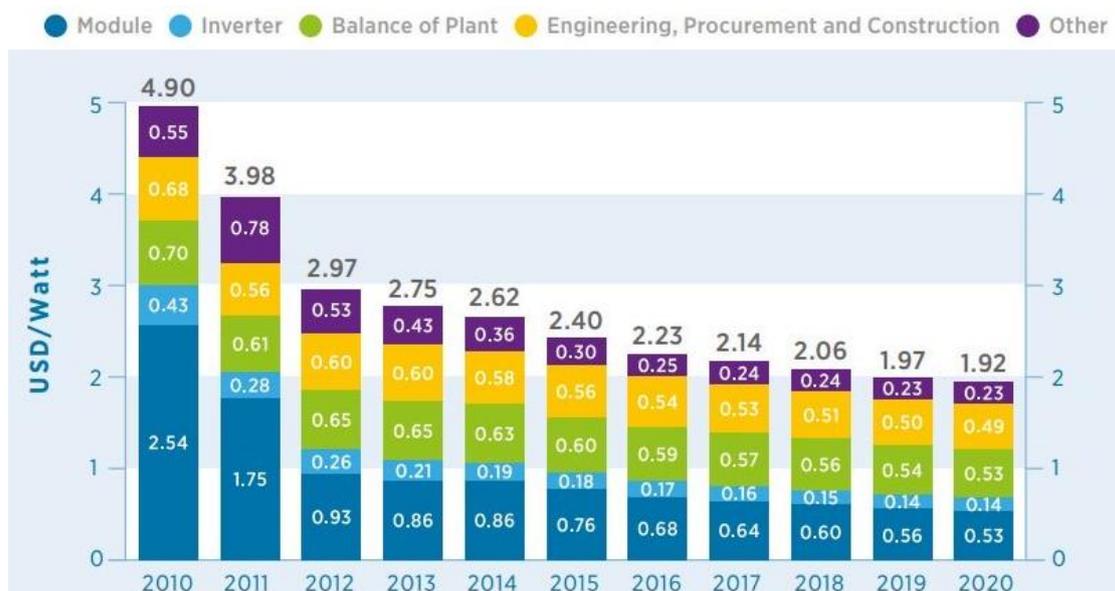


Figura 1. Descenso de costes en instalaciones fotovoltaicas (2010 – 2020)

2.2. EVOLUCIÓN LEGISLATIVA

En los dos últimos años, se ha experimentado en España un cambio legislativo muy importante en materia de autoconsumo.

El 5 de octubre del 2018, con el cambio de gobierno se aprobó el Real Decreto-Ley 15/2018 donde se aplicaban medidas urgentes para la transición energética, derogando así el previo RD 900/2015, que regulaba las condiciones administrativas, técnicas y económicas en materia de autoconsumo.

El Real Decreto 900/2015 se había caracterizado por dos razones: la primera por establecer unos trámites administrativos muy complejos para instalaciones de baja potencia, y la segunda por haber aplicado el peaje de respaldo, también conocido como “*impuesto al Sol*”.

Tras la derogación del Real Decreto 900/2015 y con la aprobación del Real Decreto 244/2019, con el que se regulan las nuevas condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo en España, hay una nueva oportunidad para cumplir con los objetivos planteados por la Unión Europea en materia de energía para el 2030.

En este nuevo Real Decreto se contemplan los siguientes puntos: [2]

- Simplificación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas en materia de autoconsumo y reorganización del registro administrativo.
- Se definen nuevas instalaciones a efectos de autoconsumo.
- Se desarrolla el autoconsumo individual y se abre la posibilidad del autoconsumo compartido.
- Se establece un sistema de compensación simplificada.

También se establecen diferentes modalidades de autoconsumo, para que se adapten mejor a cada tipo de instalación:

- Sin excedentes (Se necesita sistema anti - vertido)
- Con excedentes. El consumidor puede elegir si se acoge a la compensación simplificada en la factura de la luz o no. Si no se acoge a la compensación, se puede vender la energía a precio de mercado.

Gracias a este avance legislativo, la tendencia en el autoconsumo debe seguir siendo ascendente en los próximos años (Figura 2). [3]

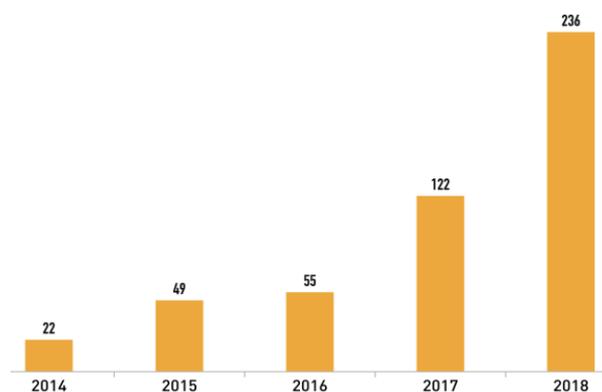


Figura 2. Potencia instalada de autoconsumo en España (MW)

3. CAPÍTULO III: PROYECTO TÉCNICO

3.1. UBICACIÓN, DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO Y SUPERFICIE DISPONIBLE

La comunidad de propietarios en cuestión se sitúa en el pueblo de El Vendrell, en la provincia de Tarragona, con una extensión en superficie de 752 m². [4]

Se trata de un edificio con veintiséis viviendas residenciales, treinta y un almacenes–trastero y tres locales comerciales. Los almacenes-trastero forman parte de los consumos comunes del edificio y los locales comerciales tienen los siguientes usos.

- Local 1 de 352 m²: Tienda de muebles.
- Local 2 de 254 m²: Centro de Salud Mental para Adultos (CSMA).
- Local 3 de 64 m²: Pequeño despacho situado encima del parking.

La fachada principal del bloque, está orientada en dirección Oeste, presenta una superficie irregular en el tejado y tiene varias chimeneas.

Siendo uno de los edificios más altos de la manzana, este no recibe sombras en el tejado por comunidades vecinas (Figura 3). [5]

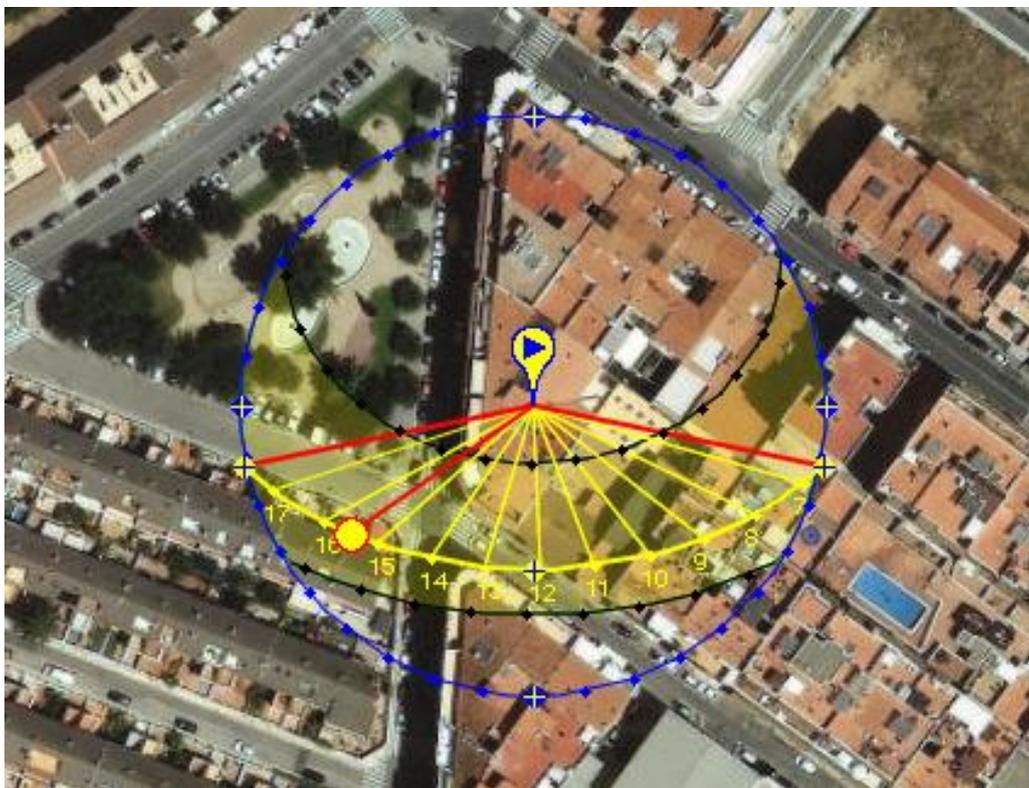


Figura 3. Ubicación y trayectoria del Sol en la comunidad de propietarios

3.2. CÁLCULOS

3.2.1. SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS Y POTENCIA TOTAL DE LA INSTALACIÓN

Para determinar la potencia total de la instalación, en primer lugar se ha estudiado el espacio disponible en el tejado del edificio. Como se puede observar (Figura 4), el principal obstáculo que presenta este tejado son las numerosas chimeneas que se encuentran repartidas en toda la superficie.



Figura 4. Chimeneas repartidas a lo largo del tejado de la comunidad de propietarios

De todo el tejado, se consideran tres áreas libres de chimeneas y con espacio suficiente como para colocar un número elevado de módulos. Concretamente se delimitan dos zonas en la cara Este del tejado y una en la cara Sud.

El área de cada zona es (Figura 5):

- Zona 1: 45 m²
- Zona 2: 20 m²
- Zona 3: 30 m²



Figura 5. Delimitación de las tres áreas disponibles para la instalación de módulos FV

Se escoge a partir de Autosolar Energía, un importante distribuidor online de tecnología solar, el módulo fotovoltaico ERA Solar – ESPMC335 (Anexo I.1).

Considerando que cada panel tiene una superficie de 2 m² aproximadamente, el número máximo de módulos a instalar y la potencia pico total es de:

- Zona 1: 22 paneles FV. Potencia de 7370 Wp (7,4 kWp)
- Zona 2: 10 paneles FV. Potencia de 3350 Wp (3,4 kWp)
- Zona 3: 15 paneles FV. Potencia de 5025 Wp (5 kWp)

La primera propuesta para la instalación es de 47 paneles con una potencia total de 15,74kWp, no obstante esta potencia puede verse alterada una vez se realicen los cálculos para la elección del inversor.



Figura 6. Zona 1 y 2 para la instalación de los módulos fotovoltaicos

3.2.2. SELECCIÓN Y CÁLCULO DE LOS INVERSORES

La instalación está dividida en tres String (módulos serie) y cada cadena de String tiene una potencia diferente debido a la irregularidad del tejado.

Se escogen inversores de la marca FRONIUS PRIMO (Anexo I.2). Estos inversores disponen de dos reguladores de máxima potencia, pero como no es posible conectar dos series de String con diferente número de módulos en la misma entrada, se escogen dos inversores trifásicos para que las tres zonas trabajen en el MPPT. Dicho esto se procede a realizar los cálculos necesarios para el dimensionamiento final de la instalación.

En primer lugar se utiliza el coeficiente de corrección de temperatura para determinar la tensión aplicada por los paneles.

$$\beta = -0,29506 \text{ \%/}^\circ\text{C}$$

En la primera zona se plantea hacer la conexión serie de 22 paneles, en la segunda zona 10 y en la tercera 15. Según la hoja de características la tensión en circuito abierto del módulo fotovoltaico es de 46,1 V (Anexo I.2).

Se considera la temperatura más desfavorable posible, en este caso se coge la mínima histórica registrada en la estación meteorológica más cercana al Vendrell, donde se registró una temperatura de -8°C [6]. Por tanto la tensión máxima para realizar cálculos será:

$$V_{oc(-8^\circ\text{C})} = V_{oc(25^\circ\text{C})} \cdot (1 + \beta \cdot \Delta T) = 46,1 \cdot \left(1 + \left(\frac{-0,29506}{100} \right) \cdot (-8 - 25) \right) = 50,86 \text{ V}$$

Con este valor, se determina el número máximo de módulos que un inversor de esta marca es capaz de soportar (Anexo I.2).

$$\text{Módulos máximos en serie} = \frac{V_{max. inversor}}{V_{ca}(T_{min})} = \frac{1000}{50,58} = 19 \text{ módulos}$$

En este caso no se harán conexiones en paralelo, por tanto cada inversor debe soportar solo la corriente que se le inyecta desde su String. La corriente en el punto de máxima potencia de los String es de 8,77 A (Anexo I.1) y la corriente máxima admisible a la entrada de los inversores es de 16 A para potencias de 5 a 8,2 kW, y de 27/16,5 A para potencias de 10 a 12,5 kW, por tanto ambos equipos trabajarían por debajo de las corrientes máximas admisibles.

Otro aspecto a tener en cuenta es que el inversor debe trabajar en el punto de máxima potencia. Este rango de tensiones está comprendido entre los 800V y los 270V (Anexo I.2).

$$\text{Módulos máximos MPPT} = \frac{V_{mp.\max. inversor}}{V_{mp}} = \frac{800}{38,2} = 20 \text{ módulos}$$

$$\text{Módulos mínimos MPPT} = \frac{V_{mp.\min. inversor}}{V_{mp}} = \frac{270}{38,2} = 7 \text{ módulos}$$

Como podemos ver, las zonas 2 y 3 no se ven afectadas, pero la zona uno, donde se podían instalar hasta 22 módulos, se ve limitada por la tensión máxima de entrada, por tanto solo es posible la instalación de 19 módulos. Respecto al punto de máxima potencia, en este caso los tres String trabajarían dentro del rango de 7 a 20 módulos.

Finalmente la instalación final sería de 14,74 kWp distribuida de la siguiente manera:

- Zona 1: 19 paneles FV. Potencia pico de 6365 Wp (6,4 kWp)
- Zona 2: 10 paneles FV. Potencia pico de 3350 Wp (3,4 kWp)
- Zona 3: 15 paneles FV. Potencia pico de 5025 Wp (5 kWp)

Una vez realizados los cálculos, se escoge un inversor trifásico de 10 kW para la cara Este de la instalación (String 1 y 2), y un inversor de 5 kW para la cara Sur (String 3) (Anexo V.2).

3.2.3. CÁLCULO ELÉCTRICOS

Según la ITC-BT-40, se trata de una instalación tipo C1 esquema 9 interconectada con el punto de conexión en Baja Tensión, cuya estructura es la siguiente: [7]

- Caja General de Protección (CGP)
- Línea General de Conexión (LGC)
- Interruptor General de Maniobra (IGM)
- Equipo de medida de la generación y equipo anti – vertido (Inst. Sin excedentes)
- **Línea individual de generación**
- **Protecciones interiores y interruptor de General de Corte**
- Equipo de generación.

De todas estas especificaciones, el equipo de medida solo necesita soportar la potencia total de la instalación y estar protegido por fusibles estandarizados para embarrados generales D02, el equipo de generación ya ha sido definido anteriormente, y el sistema anti-vertido se configura a partir del datalogger integrado en el inversor (Anexo I.2).

Visto esto, los únicos elementos a calcular son las secciones de los conductores y las protecciones eléctricas.

3.2.3.1. CÁLCULO DE SECCIONES

3.2.3.1.1. CÁLCULO DE SECCIÓN EN CORRIENTE CONTÍNUA

Según ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de baja tensión, los conductores tienen que dimensionarse para una corriente superior al 125% de la máxima proporcionada por el módulo, y la caída de tensión hasta la interconexión, será como mucho del 1,5 %. [8]

La corriente máxima de cortocircuito es de 9,38 A.

$$I_z = 1,25 \cdot I_{N \text{ máx. generador}} = 1,25 \cdot 9,38 = 11,72 \text{ A}$$

Para esta corriente máxima se tienen que aplicar los factores de corrección correspondientes.

Según el instituto de estadística de Cataluña, en el Vendrell la temperatura media en 2018 fue de 16,6°C por lo que consideramos un factor de corrección de 1,18. [8]

Se considera que los conductores llegarán hasta el inversor situado en la centralización de contadores por bandeja no perforada (tipo C). Siguiendo la norma UNE 60364-5-52 se le aplica un factor de corrección de 0,80 (Tabla 1) al tratarse de una bandeja en pared vertical sin perforar y dos circuitos (Cada tres conductores unipolares es un circuito).

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

Tabla 1. Factores de corrección para conductores en el interior de una envolvente

Por tanto, la corriente máxima es de:

$$I_z' = \frac{I_z}{\text{Factores de corrección}} = \frac{11,72}{0,80 \cdot 1,18} = 12,41 \text{ A}$$

Se escoge cables XPLE2 de 1,5 mm² de Cobre y con una corriente máxima admisible de 24 A (Tabla 2).

Método de referencia de la tabla B.52.1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A1			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A2	3 PVC	2 PVC			3 XLPE	2 XLPE							
B1					3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE			
B2			3 PVC	2 PVC			3 XLPE	2 XLPE					
C						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
E							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
F								3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Tamaño (mm ²) Cobre													
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–	
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–	
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–	

Tabla 2. Tabla de máximas corrientes admisibles

Por otra parte, se considera la mayor caída tensión en el String 1, siendo esta de 875,9 V, lo que equivale a una caída de 13,1 V.

Para el cálculo de sección por caída de tensión se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot I_z}{C \cdot u}$$

Donde:

- L: Longitud total del conductor
- Iz: El 125% de la intensidad máxima
- C: Conductividad del Cobre
- u: Caída de tensión máxima

	TEMPERATURA DEL CONDUCTOR		
	20 °C	TERMOPLÁSTICOS 70 °C	TERMOESTABLES 90 °C
Cu	58,00	48,47	45,49

Tabla 3. Conductividad del cobre

Se considera la conductividad del cobre a 90°C (Tabla 3), y se estima que la longitud total es de 30m en vertical desde la instalación hasta el inversor y 20m en horizontal hasta la centralización de contadores, por tanto la sección a calcular es:

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot I_z}{C \cdot u} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 12,41}{45,49 \cdot 13,1} = 2,08 \text{ mm}^2$$

En este caso, dado que la sección máxima es por caída de tensión y sobrepasa los 1,5 mm², se escoge un conductor de **2,5 mm²** con una corriente máxima admisible de 33 A (Tabla 2).

3.2.3.1.2. CÁLCULO DE SECCIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

En el cuadro de protección de alterna, se considera que la corriente nominal de los conductores, es la máxima proporcionada a la salida de cada inversor (Anexo I.2):

- Inversor String 1 y 2 de 10 kW: Corriente máxima por fase 7 A (8,47 A con el 125%). Correspondería una sección de 1,5mm² con una corriente admisible de 24A (Tabla 2).
- Inversor String 3 de 5 kW: Corriente máxima por fase 14,4 A (18 A con el 125%). Correspondería una sección de 1,5mm² con una corriente admisible de 24A (Tabla 2).



Figura 7. Ubicación propuesta para equipos y protecciones

En este caso se menosprecia el cálculo por caída de tensión dada la proximidad de los conductores dentro de la centralización de contadores, espacio donde deben ir ubicados los inversores, los cuadros de protección y la conexión al embarrado general (Figura 7).

Según los cálculos la sección de los conductores deben ser de 1,5mm², pero según las especificaciones de los inversores (Anexo I.2) la conexión en los bornes deben estar entre los 2,5 - 16mm², por tanto se escoge una sección de **2,5mm²** con una corriente admisible de 33A.

La sección de los conductores que salen del cuadro de protección hasta el contador, y del contador hasta el punto la conexión, deberá soportar la suma de corrientes de cada inversor.

$$\text{Amperaje máximo} = (7 + 14,4) \cdot 1,25 = 25,9 \text{ A}$$

$$\text{Sección} = \mathbf{4 \text{ mm}^2} \text{ (Corriente admisible 33 A)}$$

3.2.3.2. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Según ITC-BT-22 para la protección de circuitos deberá haber protecciones contra sobrecargas y contra cortocircuitos (fusibles o interruptores automáticos). [9]

El Real Decreto 1663/2000 sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas, especifica que es necesario incorporar un interruptor general, con un poder de corte superior al indicado por la distribuidora, protección diferencial y protección contra sobretensiones. También se especifica que la conexión para instalaciones superiores a 5 kW la conexión a la red debe ser trifásica[10].

A partir de las especificaciones dadas por la normativa, los cuadros deberán incorporar los siguientes elementos de protección.

Cuadro de Corriente Continua

- Protección contra sobretensiones para cada String
- Protección con interruptor magnetotérmico para cada String

Cuadro de Corriente Alterna

- Protección con interruptor magnetotérmico para cada salida del inversor
- Protección con interruptor diferencial para cada salida del inversor
- Interruptor general de corte
- Protección contra sobretensiones

3.2.3.2.1. CUADRO DE CORRIENTE CONTÍNUA

Protección contra sobretensiones

Siguiendo la ITC-BT-23 de protección de sobretensiones, el equipo de protección debe ser de categoría III para instalaciones fijas y/o cuadros de distribución [11]. Se determina una protección de tipo 2 (Tabla 4) para sobretensiones transitorias, conmutaciones y perturbaciones atmosféricas. La tensión nominal será la máxima de los inversores (1000V) y las protecciones estarán conectadas al borne de tierra existentes del edificio.

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

Tabla 4. Protecciones contra sobretensiones

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

Para el cálculo de los interruptores magnetotérmicos se debe determinar la intensidad nominal y su poder de corte.

En primer lugar, la intensidad nominal debe cumplir con las siguientes expresiones (Figura 8).

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Dónde:

- I_B : Intensidad nominal del circuito
- I_N : Intensidad nominal de la protección
- I_2 : Es la corriente que asegura el funcionamiento de la protección para una sobrecarga, durante un tiempo largo (Curvas de disparo)
- I_Z : Intensidad máxima admisible de los conductores

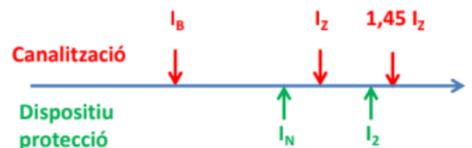


Figura 8. Parámetros para la protección de la línea

Visto esto y con los cálculos de corrientes determinados anteriormente para un conductor de $2,5 \text{ mm}^2$ (27A), la protección deberá cumplir:

$$8,77 \text{ A} \leq I_N \leq 27 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 39,15 \text{ A}$$

Las protecciones eléctricas homologadas, con curva tipo B para protección de equipos generadores, aseguran su funcionamiento con corrientes entre 3 y 5 veces la nominal.

En segundo lugar, el poder de corte debe ser superior a la corriente de cortocircuito por fase, esta corriente de cortocircuito se determina a partir de la siguiente expresión:

$$I_{CC} = \frac{0,8 \cdot U_n}{R_L}$$

$$R_L = \frac{2 \cdot \rho \cdot l}{S}$$

Dónde:

- Un: Tensión nominal (Se considera la del String 1: 19 módulos por 38,2 V).
- Rl: Resistencia del conductor
- ρ: Resistividad del cobre
- L: Longitud de cada línea (Se considera 2 metros dada la proximidad de los equipos)
- S: Sección del conductor

$$R_L = \frac{2 \cdot \rho \cdot l}{S} = \frac{2 \cdot \left(\frac{1}{45,49}\right) \cdot 40}{2,5} = 0,70 \Omega$$

$$I_{CC} = \frac{0,8 \cdot U_n}{R_L} = \frac{0,8 \cdot 725,8}{0,70} = 829,48 A = 0,83 kA$$

En la zona de continua, los tres interruptores automáticos deben cumplir con las mismas características.

3.2.3.2.2. CUADRO DE CORRIENTE ALTERNA

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

Para el cálculo de los interruptores magnetotérmicos en el cuadro de alterna, se considera como corriente nominal del circuito, la máxima de salida en cada inversor.

- String 1 y 2 (10 kW)

$$14,4 A \leq I_N \leq 33 A$$

$$I_2 \leq 47,85 A$$

- String 3 (5 kW)

$$7 A \leq I_N \leq 33 A$$

$$I_2 \leq 47,85 A$$

En este caso, si se puede considerar la corriente de cortocircuito establecida por la compañía distribuidora de 10 kA al trabajar en corriente alterna. Valor determinado por la Endesa, en sus Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad. [12]

Protección de personas

La intensidad nominal de cada interruptor diferencial vendrá dada por la intensidad nominal de cada interruptor automático, y su sensibilidad a partir de la siguiente expresión:

$$I_{Sensibilidad} \leq \frac{Tensión\ de\ contacto\ (V)}{Resistencia\ del\ suelo\ (\Omega m)}$$

Al desconocer los valores de resistividad de terreno, se coge como referencia los valores dados en la ITC-BT-18 de 500 $\Omega \cdot m$. La tensión de contacto es de 50 V al no tratarse un local húmedo, temporal o de iluminación exterior [13].

Por tanto, la sensibilidad de los diferenciales será de:

$$I_{Sensibilidad} \leq \frac{50}{500} = 0,1\ A$$

Se escoge una sensibilidad de 30 mA.

Protección contra sobretensiones

Se determina una protección de tipo 2 (Tabla 4) para sobretensiones transitorias, conmutaciones y perturbaciones atmosféricas con una tensión nominal de 230/400V.

Interruptor general de corte

En último lugar, la corriente nominal del interruptor es la suma de las dos salidas de los inversores y con un poder de corte 10 kA. (La elección de cada protección está detallada en el presupuesto del Anexo III.1 y en el Anexo V.1).

$$Intensidad\ total = 14,4 + 7 = 21,4\ A$$

$$21,4 \leq I_N \leq 33\ A$$

$$I_2 \leq 47,85\ A$$

Las conexiones a tierra se harán siguiendo el REBT y utilizando la red de tierras existente.

3.2.4. CÁLCULO PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Para determinar la energía que es capaz de generar el sistema, se debe conocer la orientación y la inclinación de los módulos fotovoltaicos. La orientación es conocida y la inclinación óptima de los módulos viene dada por la latitud menos 10° (Tabla 5). [14]

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$

Tabla 5. Inclinación óptima para diferentes tipologías de instalación

El Vendrell se encuentra a una latitud 41,21° por tanto la inclinación óptima es de 31°.

La inclinación del tejado es de aproximadamente 20°, en ese caso la estructura debería aportar los 11° que restan.

Otro aspecto a tener en cuenta es la distancia mínima entre módulos para evitar sombras. Para determinar dicha distancia se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Altura módulo} = \text{Longitud módulo} \cdot \text{Sen}(\beta) = 1,956 \cdot \text{sen}(11^\circ) = 0,37 \text{ m}$$

$$d = \frac{\text{Altura módulo}}{\text{tg}(90^\circ - 23,45^\circ - |\phi|)} = \frac{0,37}{\text{tg}(90^\circ - 23,45^\circ - |41,21^\circ|)} = \mathbf{0,79 \text{ m}}$$

Con el programa PVGIS se calcula la producción de energía para ambas inclinaciones (Anexo II.1). Considerando unas pérdidas del 14%, se obtienen los siguientes valores (Tabla 6).

Producción solar	Orientación	Producción (kWh)	Total
Producción con 20°	Cara Este	12.419,71	20.169,39
	Cara Sur	7749,68	
Producción con 31°	Cara Este	11.948,18	19.964,39
	Cara Sur	8.016,21	

Tabla 6. Producción de energía con diferentes inclinaciones

En este caso, con la inclinación óptima en toda la instalación la producción es menor, esto es debido a que el perfil de sombras en la cara Este (y por tanto la cara del tejado con mayor producción de energía), es más desfavorable (Informe PVGIS detallado en el Anexo II.1).

Dado estos resultados, se opta por integrar los módulos fotovoltaicos con el tejado a 20°, por tanto, la producción total de energía es de **20.169,39 kWh**.

4. CAPÍTULO IV: ESTUDIO DE CONSUMOS

Los pasos administrativos a seguir para la puesta en marcha de la instalación y el estudio de viabilidad económica, no se pueden llevar a cabo si previamente no se conoce:

- El consumo energético total del edificio
- El coste asociado al consumo energético total
- El comportamiento de la curva de consumo diaria

Una vez determinados estos tres puntos, se puede completar el proyecto.

4.1. CONSUMO DE LOS EDIFICIOS RESIDENCIALES Y DEL LOCAL NÚMERO 3

El cálculo por unidad de superficie que tiene cada residencia se hecho tomado como muestra una de ellas. Una vez obtenidos y analizados todos los datos energéticos de esta vivienda, se puede estimar que el resto de residencias tiene un comportamiento similar.

El piso en cuestión es el situado en el Ático 5ª, donde residen 2 personas, tiene una potencia contratada de 3,45 kW y con caldera de condensación para el ACS y la Calefacción.

Hay que tener en cuenta que la mayoría de los pisos siguen manteniendo las calderas, ya que era el sistema que venía instalado en todas las viviendas en el momento de su construcción. Esto se puede justificar viendo la gran cantidad de conductos de escape de humos que se puede ver en los patios interiores (Figura 9).



Figura 9. Conductos de extracción de calderas

También se ha considerado, que el local comercial de 64 m² tiene un consumo similar al de una vivienda al tratarse de un despacho pequeño.

Analizando facturas desde el 05/02/2014 hasta el 05/12/2019, se determina que el consumo por superficie es de 1,86 kWh/m² con un coste asociado de 3,98 €/m². Conociendo la superficie de cada vivienda y del local, se determina el consumo y el coste total (Tabla 7).

Ubicación residencias	Superficie (m ²)	Consumo mensual (kWh)	Consumo anual (kWh)	Coste anual (€)
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:01 Pt:01	102	189,43	2273,20	405,63 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:01 Pt:02	106	196,86	2362,34	421,54 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:01 Pt:03	101	187,58	2250,91	401,65 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:01 Pt:04	89	165,29	1983,47	353,93 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:01 Pt:05	91	169,00	2028,05	361,89 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:01 Pt:06	99	183,86	2206,34	393,70 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:01 Pt:07	103	191,29	2295,48	409,61 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:02 Pt:01	102	189,43	2273,20	405,63 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:02 Pt:02	106	196,86	2362,34	421,54 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:02 Pt:03	101	187,58	2250,91	401,65 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:02 Pt:04	89	165,29	1983,47	353,93 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:02 Pt:05	91	169,00	2028,05	361,89 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:02 Pt:06	99	183,86	2206,34	393,70 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:02 Pt:07	103	191,29	2295,48	409,61 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:03 Pt:01	102	189,43	2273,20	405,63 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:03 Pt:02	106	196,86	2362,34	421,54 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:03 Pt:03	101	187,58	2250,91	401,65 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:03 Pt:04	89	165,29	1983,47	353,93 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:03 Pt:05	91	169,00	2028,05	361,89 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:03 Pt:06	99	183,86	2206,34	393,70 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:03 Pt:07	103	191,29	2295,48	409,61 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:+1 Pt:01	98	182,00	2184,05	389,72 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:+1 Pt:02	102	189,43	2273,20	405,63 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:+1 Pt:03	109	202,43	2429,20	433,47 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:+1 Pt:04	108	200,58	2406,91	429,49 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:+1 Pt:05	92	170,86	2050,33	365,86 €
CL CAMI REIAL 5 N2:7 Es:1 Pl:00 Pt:02	64 (Local 3)	118,86	1426,32	254,51 €
			58969,37	10.522,54 €

Tabla 7. Consumo y coste asociado de las viviendas y del local 3 (Detalle de facturas en el Anexo IV.1)

Con esta estimación, se afirma que el consumo anual en electricidad es de 58.969,37 kWh con un coste asociado de 10.522,54 €.

4.2. CONSUMO DE LOS LOCALES COMERCIALES

Considerando el local 3 como una residencia, quedaría por determinar el consumo del local 1, una tienda de muebles de 352 m² y el local 2 de 254 m², un centro de Salud Mental.

El centro de salud mental es un espacio de pública concurrencia tal como indica el ITC-BT-28, este tipo de locales suelen tener acometida independiente, tal como se puede justificar a continuación. [15]

El contador trifásico situado a la izquierda corresponde al local 1 y el de la derecha a los servicios comunes (Figura 10). En el centro debería ubicarse el contador del centro de salud, pero al ser acometida independiente no puede encontrarse en la misma centralización de contadores.

Esto significa que el centro de salud mental no podrá beneficiarse de esta instalación.



Figura 10. Contador del local 1 y de zonas comunes

Se intenta contactar con el dueño del local 1, pero no es posible obtener información sobre su consumo mensual. En este caso se procede a hacer una estimación.

Estimación de Consumo

Para poder tener en cuenta este local en el consumo final, se hace la hipótesis que su consumo más importante es la iluminación y algún equipo ofimático. Por tanto, se estima que el consumo por unidad de superficie es similar al de una vivienda.

$$\text{Consumo mensual local 1} = 1,86 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot 352 \text{ m}^2 = 645 \text{ kWh/mes}$$

$$\text{Consumo anual local 1} = 645 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \cdot \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} = 7.740 \text{ kWh/año}$$

Estimación de Coste

Para estimar el coste se hace la simulación de una factura del local, ya que en este caso no se puede considerar que tenga la misma tarifa que un doméstico. A partir del contador ubicado en la centralización, se puede saber que se trata de una tarifa de tres periodos 3.0A y que la potencia contratada en cada periodo es de:

- Periodo 1 (Punta): 7 kW
- Periodo 2 (Llano): 19 kW
- Periodo 3 (Valle): 16 kW

Se considera que el consumo es proporcional al número de horas a cada periodo sobre las horas totales (Figura 11).

- Periodo 1 (16,6% - 4h): 108 kWh
- Periodo 2 (50% - 12h): 322 kWh
- Periodo 3 (33,3% - 8h): 215 kWh



Figura 11. Distribución de horas en una tarifa 3.0A

Visto esto, se simula la factura del local y se obtiene un coste de 185,95 €/mes (Tabla 8), por tanto, un coste anual de 2.231,4 €/año (Los precios del término de potencia y de energía se detallan en el Anexo IV.2).

Factura 3.0A	Potencia contratada (kW)	Término potencia (€/kWh·año)	Coste mensual (€)
Periodo 1	7	42,203054	24,62 €
Periodo 2	19	25,601311	40,54 €
Periodo 3	16	18,211416	24,28 €
	Energía (kWh)	Término de energía (€/kWh)	Coste mensual (€)
Periodo 1	108	0,110571	11,94 €
Periodo 2	322	0,092887	29,91 €
Periodo 3	215	0,065842	14,16 €
Subtotal			145,44 €
Impuesto eléctrico (%)	5,11		152,88 €
Aquiler contador (€)	0,80		0,80 €
IVA (%)	21		32,27 €
Total factura			185,95 €

Tabla 8. Factura estimada para el local 1

4.3. CONSUMO SERVICIOS COMUNES

A través del administrador de fincas se obtienen las facturas de los servicios comunes y de los almacenes-trastero (Tabla 9).

Fecha	Coste (€)	Consumo (kWh)
02/10/2019	166,71	304
03/09/2019	174,98	326
04/08/2019	206,7	389
30/06/2019	159,83	310
04/06/2019	196,1	397
05/05/2019	249,32	506
28/03/2019	171,72	350
02/03/2019	179,37	367
03/02/2019	209,94	426
02/01/2019	184,55	376
04/12/2018	187,59	388
05/11/2018	211,97	455
Total	2298,78	4594

Tabla 9. Consumo y coste de los servicios comunes

4.4. CONSUMOS TOTALES

Una vez analizado todos los consumos podemos determinar que, la factura eléctrica global del edificio es de:

Consumo global: 71.303 kWh

Coste global: 15.052,72 €

4.5. ANÁLISIS DEL PERFIL DE CONSUMO DIARIO

Tal y como se ha comentado al inicio del capítulo, un aspecto muy importante a tener en cuenta, es saber qué trámites administrativos se deben seguir para poner en marcha la instalación.

En el estado del arte se explica que, según la instalación, se deberá escoger una modalidad u otra de autoconsumo, en concreto se deberá determinar si la instalación es sin excedentes o con excedentes (acogida o no a compensación).

Para determinar si existen excedentes o no, se debe conocer la curva de consumo diario y la curva de la producción diaria de energía.

En primer lugar, se determina el perfil de consumo residencial. Estos se obtienen a partir de los datos de consumo horario de los últimos 6 meses (04/09/2019 - 03/03/2020) proporcionados por la compañía comercializadora.

Una vez procesados los datos, se obtiene el promedio Wh de consumo horario y se le aplica un factor corrector del 33%. Se utiliza este factor de corrección ya que el consumo en los últimos 6 meses, ha sido menor que el promedio de los últimos 6 años, por tanto, la curva de consumo medio de las residencias quedaría falseada.

Una vez se obtiene el consumo medio de una residencia, esta se multiplica por el resto de edificios residenciales, obteniendo la curva diaria total (Tabla 10).

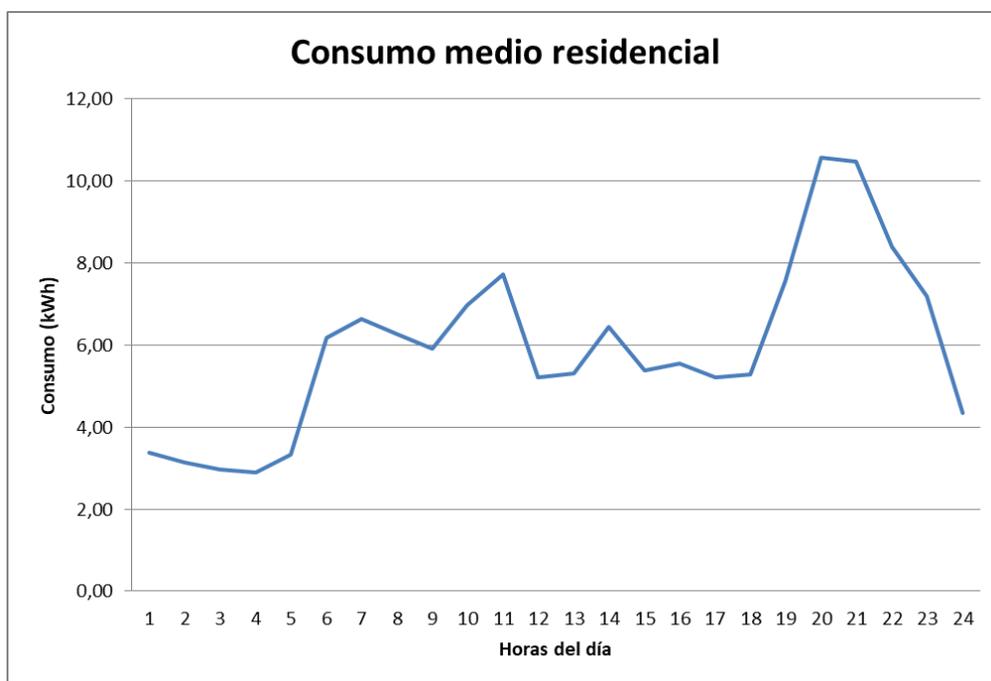


Tabla 10. Consumo medio residencial

En las horas centrales del día, y por tanto en las horas de máxima producción solar, se experimenta un descenso importante del consumo.

Para corregir la curva de consumo teniendo en cuenta los servicios comunes, se le añade un consumo base de 0,52 kWh. Este valor se obtiene a partir del consumo total de servicios comunes entre las 8760h de un año natural.

Por último, se considera que el consumo del local, se reparte de forma equitativa en las horas que la tienda permanece abierta (9:00h – 19:00h), lo cual equivale a incrementar en 3,1 kWh el consumo en cada una de esas horas del día (Tabla 11).

Hora	Promedio (Wh)	Promedio por residencia (kWh) + Factor corrección 33%	Todas residencias (kWh)	Residencias + Servicios comunes (kWh)	Residencias + Servicios comunes + Local (kWh)
0	93,82	0,12	3,37	3,89	3,92
1	87,24	0,12	3,13	3,66	3,68
2	82,76	0,11	2,97	3,50	3,52
3	80,45	0,11	2,89	3,41	3,43
4	92,44	0,12	3,32	3,84	3,84
5	172,05	0,23	6,18	6,70	6,74
6	184,66	0,25	6,63	7,16	7,20
7	174,80	0,23	6,28	6,80	6,84
8	164,73	0,22	5,92	6,44	6,54
9	193,95	0,26	6,96	7,49	10,59
10	215,31	0,29	7,73	8,26	11,35
11	144,92	0,19	5,20	5,73	8,82
12	147,94	0,20	5,31	5,84	8,93
13	179,09	0,24	6,43	6,96	10,05
14	149,66	0,20	5,37	5,90	8,99
15	154,56	0,21	5,55	6,07	9,17
16	144,92	0,19	5,20	5,73	8,82
17	147,39	0,20	5,29	5,82	8,91
18	210,00	0,28	7,54	8,07	8,11
19	294,19	0,39	10,56	11,09	11,15
20	291,66	0,39	10,47	11,00	11,06
21	233,97	0,31	8,40	8,93	8,98
22	199,95	0,27	7,18	7,70	7,75
23	120,97	0,16	4,34	4,87	4,89

Tabla 11. Consumos medios diarios globales

A partir de estas correcciones, el consumo medio global queda totalmente definido (Tabla 12).

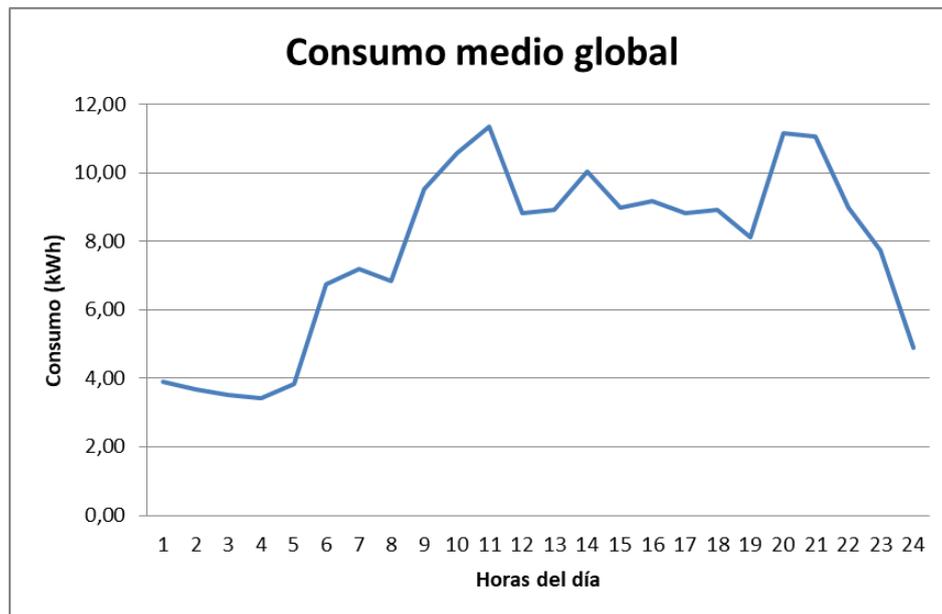


Tabla 12. Curva de consumo medio global

Se observa que, con la suma de los servicios comunes y el local comercial, el consumo en las horas centrales del día tiene un descenso menor.

Una vez se ha determinado el consumo medio, se tiene que contrastar con la curva de producción de energía media diaria.

A partir del programa PVGIS se determina la radiación media diaria que llega a los módulos, aplicando la eficiencia del módulo y el rendimiento de la instalación obtenido en el PVGIS, se obtiene la producción media diaria (Información detallada en el Anexo II.2).

Combinando ambas gráficas, se aprecia que, gracias al aumento de consumo por parte del local, se evitan los excedentes (Tabla 13).

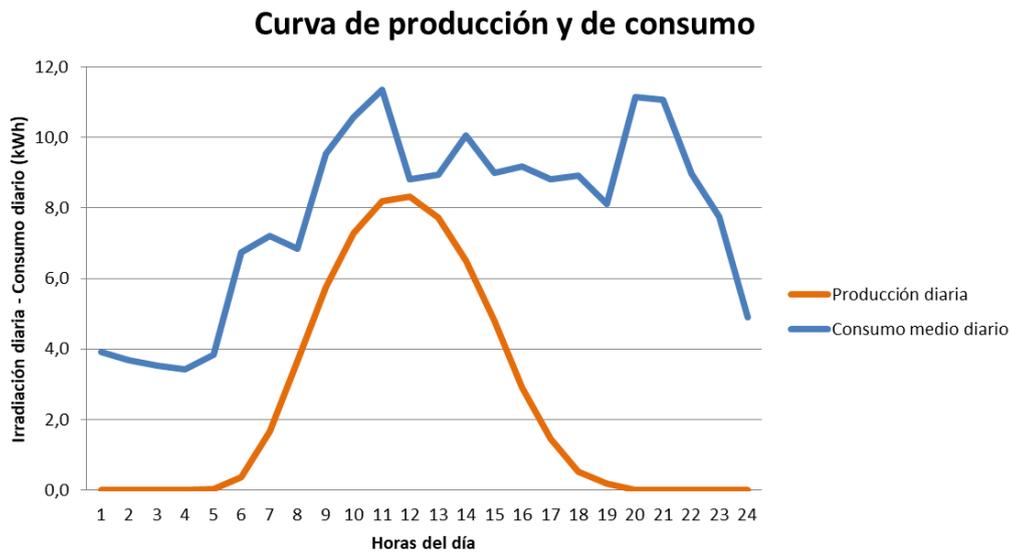


Tabla 13. Curva de producción y de consumo medio diario

Con la herramienta PVGIS también se verifica, que la energía no capturada en momentos puntuales del año sería de 217,7 Wh (Tabla 14).

Por tanto, se trata de una instalación de **autoconsumo sin excedentes**.

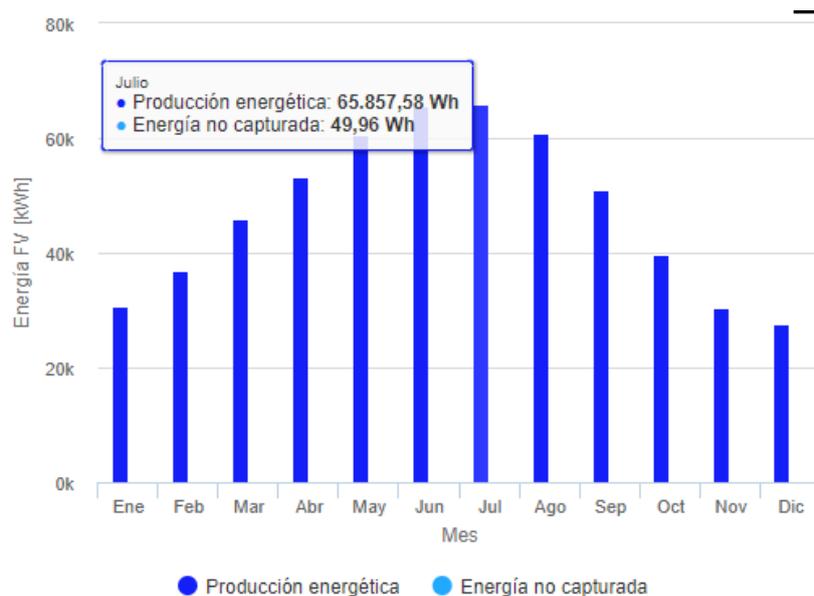


Tabla 14. Energía no capturada por la instalación (Informe completo en Anexo II.3)

5. CAPÍTULO V: PASOS ADMINISTRATIVOS EN UNA INSTALACIÓN SIN EXCEDENTES

Tras justificar en el Capítulo IV que se trata de una instalación de autoconsumo sin excedentes, se detalla que trámites administrativos se deben realizar para la legalización de la instalación.

Para ello, se sigue la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo facilitado por el IDAE.
[16]

Tramitación administrativa obligatoria [16]

1. Diseño de la instalación

Para conexiones a Baja Tensión (<1 kV) y mayores a 10 kW es necesario la realización de un *proyecto técnico* redactado y firmado por un técnico titulado competente.

En dicho proyecto se debe reflejar información técnica como la del dimensionamiento de la instalación, equipos elegidos, materiales, garantías y otras consideraciones.

2. Permisos de acceso y conexión

Solo es necesario solicitar a la distribuidora el CAU (*Código de Autoconsumo*).

3. Licencias de obras

Se debe obtener el *permiso de obras* según normativa municipal, en este caso se obtiene en el ayuntamiento de El Vendrell aportando la documentación exigida (DNI, emplazamiento, duración de obras, entre otros).

4. Ejecución de instalación

Las instalaciones < 100 kW deberán seguir el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (ITC-BT-40)*.

5. Certificado de instalación y fin de obra

Para instalaciones superiores de 10 kW es necesario entregar el *Certificado de Instalación Eléctrico* y también un *Certificado de fin de obra* firmado por un técnico competente.

6. Contrato de acceso para la instalación

No es necesario ningún contrato de acceso nuevo ya que la comunidad contaba con uno. *Solo es necesario contactar con la distribuidora y decir que tipo de autoconsumo se ha elegido.*

La comercializadora se pondrá en contacto con la comunidad autónoma para conocer si se han cumplido los trámites anteriormente mencionados.

7. Acuerdo de reparto

Se debe *acordar el reparto* de energía que se produce en la instalación, a través de un documento firmado por todos los interesados para post entregárselo a la comercializadora.

8. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo e inscripción el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica.

Son *trámites de oficio de la CCAA*, complementara al certificado de instalación de baja tensión.

Tramitación administrativa exenta

Este tipo de instalación (Conectada a BT y <100 kW), queda exento de los siguientes trámites.

- Autorización administrativa previa y de construcción,
- Avaes y garantías
- Autorizaciones ambientales
- Inspecciones iniciales y periódicas
- Autorización de explotación
- Licencias de actividad
- Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares
- Inscripción en el RAIPRE
- Contratos para la venta de energía

En la localidad de El Vendrell, no hay ningún tipo de normativa municipal, por lo que para la explotación de instalaciones de autoconsumo solo es necesario seguir la normativa estatal y autonómica.

También hay que tener en cuenta que según la ITC-BT-40 este tipo de instalaciones debe disponer de un sistema de anti –vertido [7].

6. CAPÍTULO VI: ANÁLISIS ECONÓMICO Y AMBIENTAL

6.1. INVERSIÓN TOTAL

A continuación, se detalla la inversión total que sería necesaria para llevar a cabo la instalación.

CONCEPTO	TOTAL
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	6.469,72 €
ESTRUCTURA Y FIJACIÓN	1.984,25 €
CANALIZACION	1.227,25 €
CABLEADO CC	242,00 €
CABLEADO CA	19,53 €
INVERSORES	4.168,52 €
PROTECCIONES CC	1.553,39 €
PROTECCIONES CA	1.495,37 €
UNIDAD DE MEDICIÓN	205,60 €
MANO DE OBRA E INGENIERÍA	2.662,00 €
COSTES ADMINISTRATIVOS Y OTROS	2.286,50 €
TOTAL	22.314,13 €

Tabla 15. Presupuesto de la instalación

Actualmente el coste de una instalación fotovoltaica está por debajo de los 1,79 €/Wp tal y como se ha justificado en el estado del arte. En este caso la inversión asciende a los 22.314,13€ (Tabla 15), siendo una instalación de 14,74 kWp, se obtiene ratio de 1,5 €/Wp. Por tanto, el coste por unidad de potencia, es menor que el mencionado anteriormente.

6.2. VIABILIDAD ECONÓMICA

Para determinar la viabilidad económica del proyecto a partir del ahorro generado, se realiza el flujo de caja para obtener valores de TIR, VAN y Payback. Dicho ahorro se calcula con el coste de la energía (Incluyendo IVA y IE) que se deja de pagar por el autoconsumo (Tabla 16).

TARIFA DE ACCESO	PRECIO ENERGÍA SIN IMPUESTOS (€/kWh)		
2.0 (Viviendas)	0,1407		
2.1 (Serv. Comun)	0,233614		
3.0 (Local)	0,110571	0,092887	0,065842
TARIFA DE ACCESO	PRECIO ENERGÍA CON IMPUESTOS (€/kWh)		
2.0 (Viviendas)	0,178951212		
2.1 (Serv. Comun)	0,297125149		
3.0 (Local)	0,140631233	0,118139597	0,083742045

Tabla 16. Coste de la energía

Uno de los aspectos más importantes que se han tenido en cuenta, son los porcentajes de compensación y de inversión que le corresponde a cada propietario (Tabla 17). No obstante, el análisis financiero se hace sobre la inversión total.

Viviendas, locales y servicios comunes	Consumo anual (kWh)	Coste anual (€)	Superficie (m ²)	β (%)	Ahorro energético (kWh)	Ahorro energético (%)	Ahorro económico (€/año)	Ahorro económico (%)	Inversión por propietario (€)
Vivienda 1	2273	405,63 €	102	3,09	622,85	27,4%	111,46 €	27,48%	689,08 €
Vivienda 2	2362	421,54 €	106	3,21	647,28	27,4%	115,83 €	27,48%	716,11 €
Vivienda 3	2251	401,65 €	101	3,06	616,74	27,4%	110,37 €	27,48%	682,33 €
Vivienda 4	1983	353,93 €	89	2,69	543,47	27,4%	97,25 €	27,48%	601,26 €
Vivienda 5	2028	361,89 €	91	2,76	555,68	27,4%	99,44 €	27,48%	614,77 €
Vivienda 6	2206	393,70 €	99	3,00	604,53	27,4%	108,18 €	27,48%	668,82 €
Vivienda 7	2295	409,61 €	103	3,12	628,96	27,4%	112,55 €	27,48%	695,84 €
Vivienda 8	2273	405,63 €	102	3,09	622,85	27,4%	111,46 €	27,48%	689,08 €
Vivienda 9	2362	421,54 €	106	3,21	647,28	27,4%	115,83 €	27,48%	716,11 €
Vivienda 10	2251	401,65 €	101	3,06	616,74	27,4%	110,37 €	27,48%	682,33 €
Vivienda 11	1983	353,93 €	89	2,69	543,47	27,4%	97,25 €	27,48%	601,26 €
Vivienda 12	2028	361,89 €	91	2,76	555,68	27,4%	99,44 €	27,48%	614,77 €
Vivienda 13	2206	393,70 €	99	3,00	604,53	27,4%	108,18 €	27,48%	668,82 €
Vivienda 14	2295	409,61 €	103	3,12	628,96	27,4%	112,55 €	27,48%	695,84 €
Vivienda 15	2273	405,63 €	102	3,09	622,85	27,4%	111,46 €	27,48%	689,08 €
Vivienda 16	2362	421,54 €	106	3,21	647,28	27,4%	115,83 €	27,48%	716,11 €
Vivienda 17	2251	401,65 €	101	3,06	616,74	27,4%	110,37 €	27,48%	682,33 €
Vivienda 18	1983	353,93 €	89	2,69	543,47	27,4%	97,25 €	27,48%	601,26 €
Vivienda 19	2028	361,89 €	91	2,76	555,68	27,4%	99,44 €	27,48%	614,77 €
Vivienda 20	2206	393,70 €	99	3,00	604,53	27,4%	108,18 €	27,48%	668,82 €
Vivienda 21	2295	409,61 €	103	3,12	628,96	27,4%	112,55 €	27,48%	695,84 €
Vivienda 22	2184	389,72 €	98	2,97	598,43	27,4%	107,09 €	27,48%	662,06 €
Vivienda 23	2273	405,63 €	102	3,09	622,85	27,4%	111,46 €	27,48%	689,08 €
Vivienda 24	2429	433,47 €	109	3,30	665,60	27,4%	119,11 €	27,48%	736,37 €
Vivienda 25	2407	429,49 €	108	3,27	659,49	27,4%	118,02 €	27,48%	729,62 €
Vivienda 26	2050	365,86 €	92	2,79	561,79	27,4%	100,53 €	27,48%	621,53 €
Local 3	1426	254,51 €	64	1,94	390,81	27,4%	69,94 €	27,48%	432,37 €
Local 1	7740	2.231,40 €	352	10,66	2149,45	27,8%	253,93 €	11,38%	2.378,01 €
Servicios comunes	4594	2.298,78 €	305	9,23	1862,45	40,5%	553,38 €	24,07%	2.060,49 €
Total	71303	15.052,72 €	3303	100	20169	28,3%	3.698,72 €	24,6%	22.314,13 €

Tabla 17. Tabla resumen de derechos de compensación y de inversión por propietario

Antes del estudio económico, se consideran las siguientes hipótesis.

- Costes de operaciones y mantenimiento (O&M): 250 €
- No se financia la instalación, se realiza por derrama de la propiedad.
- IPC para la energía y la O&M del 1% y tasa de descuento del 10%.

Este módulo fotovoltaico ofrece la garantía que durante los primeros 25 años, el módulo proporcionará hasta el 80% de la energía. Por este motivo se hace un flujo de caja a 25 años considerando el siguiente factor de degradación:

$$\text{Degradación módulo FV} = \frac{20\%}{25 \text{ años}} = 0,8 \text{ \%/año}$$

Una vez definidas estas hipótesis, se calcula el análisis financiero con y sin degradación (Tabla 18) aplicando una reducción de generación del 0,8% anual (Anexo III.2). De esta manera estudiamos su viabilidad en los casos más y menos favorables.

FLUJO DE CAJA SIN DEGRADACIÓN					FLUJO DE CAJA CON DEGRADACIÓN				
AÑO	AHORRO EN BASE AL IPC	O&M EN BASE AL IPC	FLUJO DE CAJA	BALANCE NETO	AÑO	AHORRO EN BASE AL IPC	O&M EN BASE AL IPC	FLUJO DE CAJA	BALANCE NETO
0			-22.314,13 €	-22.314,13 €	0			-22.314,13 €	-22.314,13 €
1	3.698,86 €	250,00 €	3.448,86 €	-18.865,27 €	1	3.698,85 €	250,00 €	3.448,85 €	-18.865,28 €
2	3.735,85 €	252,50 €	3.483,35 €	-15.381,91 €	2	3.706,02 €	252,50 €	3.453,52 €	-15.411,76 €
3	3.773,21 €	255,03 €	3.518,19 €	-11.863,73 €	3	3.676,20 €	255,03 €	3.421,17 €	-11.990,58 €
4	3.810,94 €	257,58 €	3.553,37 €	-8.310,36 €	4	3.646,38 €	257,58 €	3.388,80 €	-8.601,78 €
5	3.849,05 €	260,15 €	3.588,90 €	-4.721,46 €	5	3.616,56 €	260,15 €	3.356,40 €	-5.245,38 €
6	3.887,54 €	262,75 €	3.624,79 €	-1.096,66 €	6	3.586,73 €	262,75 €	3.323,98 €	-1.921,39 €
7	3.926,42 €	265,38 €	3.661,04 €	2.564,38 €	7	3.556,91 €	265,38 €	3.291,53 €	1.370,14 €
8	3.965,68 €	268,03 €	3.697,65 €	6.262,02 €	8	3.527,09 €	268,03 €	3.259,06 €	4.629,20 €
9	4.005,34 €	270,71 €	3.734,63 €	9.996,65 €	9	3.497,27 €	270,71 €	3.226,56 €	7.855,75 €
10	4.045,39 €	273,42 €	3.771,97 €	13.768,62 €	10	3.467,45 €	273,42 €	3.194,03 €	11.049,78 €
11	4.085,85 €	276,16 €	3.809,69 €	17.578,31 €	11	3.437,63 €	276,16 €	3.161,47 €	14.211,25 €
12	4.126,71 €	278,92 €	3.847,79 €	21.426,10 €	12	3.407,80 €	278,92 €	3.128,89 €	17.340,14 €
13	4.167,97 €	281,71 €	3.886,27 €	25.312,37 €	13	3.377,98 €	281,71 €	3.096,28 €	20.436,41 €
14	4.209,65 €	284,52 €	3.925,13 €	29.237,50 €	14	3.348,16 €	284,52 €	3.063,64 €	23.500,05 €
15	4.251,75 €	287,37 €	3.964,38 €	33.201,88 €	15	3.318,34 €	287,37 €	3.030,97 €	26.531,02 €
16	4.294,27 €	290,24 €	4.004,02 €	37.205,91 €	16	3.288,52 €	290,24 €	2.998,28 €	29.529,30 €
17	4.337,21 €	293,14 €	4.044,06 €	41.249,97 €	17	3.258,70 €	293,14 €	2.965,55 €	32.494,85 €
18	4.380,58 €	296,08 €	4.084,51 €	45.334,48 €	18	3.228,88 €	296,08 €	2.932,80 €	35.427,65 €
19	4.424,39 €	299,04 €	4.125,35 €	49.459,83 €	19	3.199,05 €	299,04 €	2.900,02 €	38.327,67 €
20	4.468,63 €	302,03 €	4.166,60 €	53.626,43 €	20	3.169,23 €	302,03 €	2.867,21 €	41.194,88 €
21	4.513,32 €	305,05 €	4.208,27 €	57.834,70 €	21	3.139,41 €	305,05 €	2.834,36 €	44.029,24 €
22	4.558,45 €	308,10 €	4.250,35 €	62.085,05 €	22	3.109,59 €	308,10 €	2.801,49 €	46.830,73 €
23	4.604,04 €	311,18 €	4.292,86 €	66.377,91 €	23	3.079,77 €	311,18 €	2.768,59 €	49.599,32 €
24	4.650,08 €	314,29 €	4.335,78 €	70.713,69 €	24	3.049,95 €	314,29 €	2.735,66 €	52.334,98 €
25	4.696,58 €	317,43 €	4.379,14 €	75.092,84 €	25	3.020,13 €	317,43 €	2.702,69 €	55.037,67 €

Tabla 18. Flujo de caja sin degradación y con degradación

En ambos casos tenemos un VAN positivo, una rentabilidad superior a la tasa de descuento del 10% y un Payback de 6 años (Tabla 19), todo esto indica que se trata de una inversión rentable.

	SIN DEGRADACIÓN	CON DEGRADACIÓN
VAN	11.470,82 €	7.094,83 €
TIR	16%	14%
PAYBACK	6 años	6 años

Tabla 19. Análisis financiero sin degradación y con degradación

6.3. ANÁLISIS AMBIENTAL

Para finalizar, se realiza un pequeño estudio ambiental a partir de los factores de conversión facilitados por el IDAE. [17]

$$\text{Toneladas } CO_2 \text{ no emitidas} = 0,27 \frac{tCO_2}{MWh \text{ final}} \cdot 20,17 \text{ MWh final} = 5,44 \text{ tCO}_2/\text{año}$$

Considerando un periodo de 25 años tal y como hemos hecho en el análisis financiero, esta instalación sería capaz de evitar la emisión de 136 toneladas de CO₂.

7. CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES DEL PROYECTO

El presente proyecto ha podido verificar la viabilidad técnica y económica de realizar una instalación de autoconsumo compartido en un edificio de viviendas.

El edificio en cuestión consume 71.303 kWh anuales, con un coste de 15.052,72 €. Por su perfil de consumo, se trata de una instalación sin excedentes.

Para el diseño de esta instalación se han utilizado módulos fotovoltaicos de la marca ERA Solar de 335 Wp con una superficie de 1,94 m² cada uno. La superficie de la instalación son 95m², la potencia total es de 14,74 kWp y es capaz de generar 20.169,39 kWh al año, un 28,3% de la energía total consumida. Esta instalación está dividida en tres String, y están conectados a dos inversores de la marca Fronius Primo de 10 y 5 kW, con dos entradas para el seguimiento del punto de máxima potencia cada uno.

El coste total de una instalación asciende hasta los 22.314,13€, eso equivale a un coste de 1,5€/Wp. Se considera un precio muy bueno en comparación al 1,79 €/Wp de una instalación tipo, tal y como se ha analizado en el estado del arte.

Tras realizar el análisis financiero considerando todo tipo de variables como, por ejemplo, costes de mantenimiento, inflación anual o la degradación de los módulos, se ha obtenido una rentabilidad del 14% a 25 años, un periodo de retorno de 6 años y un VAN de 7.094,83 €. Considerando que este es el balance económico más desfavorable de los calculados, se confirma que se trata de una inversión muy interesante para quien se la quiera plantear.

Otro aspecto que se ha trabajado es la legalización de la instalación. Pocos años atrás realizar estos trámites era realmente complicado, pero con el nuevo RD 244/2019 estos trámites se han simplificado enormemente. En nuestro caso hemos podido ver que, para una instalación de autoconsumo compartido sin excedentes, el número de trámites es mínimo. Por ejemplo, la inscripción en el RAIPRE, realizar contratos para la venta de energía o cualquier otro tipo de autorización de explotación, ya no es necesario.

Finalmente, además de ser una inversión rentable, también se ha podido ver que, durante la vida útil de la instalación, se puede ahorrar hasta 136 toneladas de CO₂. Por tanto, las instituciones estatales y municipales, tienen en este tipo de instalaciones, una oportunidad para cumplir con los nuevos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero y de mejorar de la calidad del aire.

8. BIBLIOGRAFÍA

1. El periódico de la Energía. *Los costes de la fotovoltaica caen un 80% en los últimos cinco años*. 16/09/14. [Consulta: 12/03/2020]. Disponible en: <elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-la-fotovoltaica-caen-un-80-en-los-ultimos-cinco-anos/>
2. IDAE. *Real Decreto para instalaciones de autoconsumo*. 2019. [Consulta: 13/03/2020]. Disponible en: <www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>
3. El periódico de la Energía. *El autoconsumo representará el 10% del crecimiento de la fotovoltaica en España en los próximos años*. 20/09/19. [Consulta: 13/03/2020]. Disponible en: <elperiodicodelaenergia.com/el-autoconsumo-representara-el-10-del-crecimiento-de-la-fotovoltaica-en-espana-en-los-proximos-anos/>
4. Sede Electrónica del Catastro. [Consulta: 18/02/2020]. Disponible en: <<https://www1.sedecatastro.gob.es/>>
5. SunEarthTools. *Posición del Sol*. [Consulta: 18/02/2020]. Disponible en: <www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es#top>
6. AEMET. *Valores extremos. Reus Aeropuerto*. [Consulta: 23/02/2020]. Disponible en: <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos?*w=0&k=cat&l=0016A&datos=det&x=0016A&m=13&v=todos>
7. España. Reglamento electrotécnico para baja tensión. *ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión*, 18 de septiembre de 2002, páginas 33084 a 33086
8. Instituto de Estadística de Cataluña. *Meteorología. Observaciones principales. Comarcas y Aran*. [Consulta: 21/03/2020]. Disponible en: <<https://www.idescat.cat/pub/?id=aec&n=214&lang=es>>
9. España. Reglamento electrotécnico para baja tensión. *ITC-BT-22. Protección contra sobreintensidades*, 18 de septiembre de 2002, páginas 33084 a 33086
10. España. Real Decreto 1663/2000. *Conexiones de instalaciones fotovoltaicas en Baja Tensión*, de 30 de septiembre de 2000, páginas 33511 a 33515
11. España. Reglamento electrotécnico para baja tensión. *ITC-BT-23. Protección contra sobretensiones*, 18 de septiembre de 2002, páginas 33084 a 33086
12. Normas ENDESA. *Normas particulares*. 7 de junio de 2005. [Consulta: 23/03/2020]. Disponible en: <www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/normativa-Endesa-Sevillana.htm>
13. España. Reglamento electrotécnico para baja tensión. *ITC-BT-18. Instalaciones de puesta a tierra*, 18 de septiembre de 2002, páginas 33084 a 33086
14. IDAE. *Condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red*. Julio 2011. [Consulta: 23/03/2020]. Disponible en: <https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf>
15. España. Reglamento electrotécnico para baja tensión. *ITC-BT-28. Instalaciones en locales de pública concurrencia*, 18 de septiembre de 2002, páginas 33084 a 33086
16. IDAE. *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo*. 08/11/2019.
17. IDAE. *FACTORES DE CONVERSIÓN* 2010. [Consulta 07/04/2020]. Disponible en: <[www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Factores_de_Conversion_Energia_y_CO2_\(2010\)_931cce1e.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Factores_de_Conversion_Energia_y_CO2_(2010)_931cce1e.pdf)>

ANEXO I: FICHAS TÉCNICAS

ANEXO I.1: MÓDULO FOTOVOLTAICO





ESPMC

Polycrystalline Solar Module

- Q

High-quality

With 72 cells and 3 bypass diodes in power classes from 300 to 335 Wp for grid connected systems.
- \$

Reliable

The high quality level of ERA SOLAR guarantees long life-time and high earnings.
- kg

Solid

An Aluminium hollow-chamber frame on each side combined with low-iron and tempered solar glass ensures high load capacity resistance.
- Wp

Performance guarantee

ERA SOLAR grants a power guarantee of 90% of nominal power output up to 10 years and 80% up to 25 years.

+

WATTS POSITIVE TOLERANCE

10

YEARS PRODUCT WARRANTY

10

YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%

25

YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%



Zhejiang ERA Solar Technology Co., Ltd.
www.erasolar.com.cn

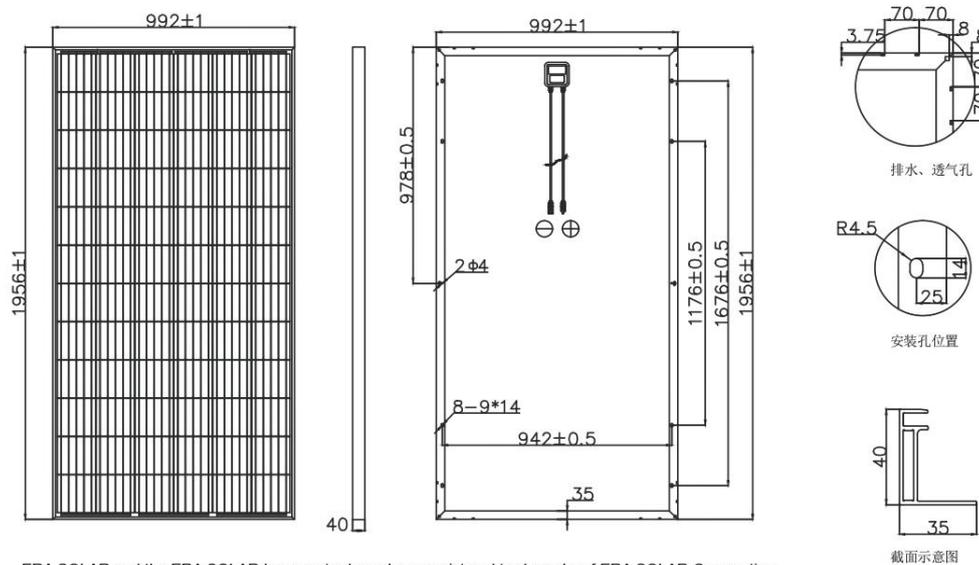




ESPMC335

Specifications

Size of module	1956x992x40mm
Cell Type	156.75x156.75 POLY
Number of cells	72(6x12)
Maximum Power(Wp)	335W
Tolerance of Power(%)	±3%
Open circuit Voltage(Voc)	46.1V
Short circuit Current(Isc)	9.38A
Maximum Power Voltage(Vm)	38.2V
Maximum Power Current(Imp)	8.77A
Maximum Series Fuse	15A
Number of Diode	3
Cable type and Length	4mm ² , 90cm
Standard Test Conditions	1000W/M ² , 25°C, AM1.5
Maximum System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient Isc	+0.08558%/°C
Temperature-Coefficient Uoc	-0.29506%/°C
Temperature-Coefficient Pmp	-0.38001%/°C
Normal Operating Cell Temperature	45°C
Module efficiency	17.2%
Product Certificate	TUV(IEC 61215, IEC 61730), CE, ROHS
Company Certificate	ISO9001, ISO14001, ISO18001
Weight	20.9Kg



ERA SOLAR and the ERA SOLAR logo are trademarks or registered trademarks of ERA SOLAR Corporation. January 2019 ERA SOLAR Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.



Zhejiang ERA Solar Technology Co., Ltd.
www.erasolar.com.cn



ANEXO I.2: INVERSOR

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro



/ Tecnología SnapInverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Seguimiento inteligente GMPPT



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero



/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. El inversor Fronius Symo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}^{(1)}$)				16 A / 16 A		
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂ ⁽¹⁾)				24 A / 24 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ min.}$)				150 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)				200 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc\ r}$)				595 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)				1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ min.} - U_{mpp\ máx.}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V		150 - 800 V	
Número de seguidores MPP		1			2	
Número de entradas CC		3			2+2	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	6,0kW _{pico}	7,4kW _{pico}	9,0kW _{pico}	6,0kW _{pico}	7,4kW _{pico}	9,0kW _{pico}
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE +00 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %					
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)	0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)				645 x 431 x 204 mm		
Peso	16,0 kg			19,9 kg		
Tipo de protección	IP 65					
Clase de protección	1					
Categoría de sobretensión (CC / CA) ⁽¹⁾	2 / 3					
Consumo nocturno	< 1 W					
Concepto de inversor	Sin Transformador					
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada					
Instalación	Instalación interior y exterior					
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C					
Humedad de aire admisible	0 - 100 %					
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)					
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ² ⁽¹⁾		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² ⁽¹⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	OVE / ONORM E 8001+712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 ⁽¹⁾ , CEI 0-21 ⁽¹⁾ , NRS 097					

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)			16 A / 16 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)			24 A / 24 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)			150 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)			200 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)			595 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)			1.000 V	
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP			2	
Número de entradas CC			2 + 2	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	10,0kW pico	12,0kW pico	14,0kW pico	16,4kW pico

DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,8 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)		
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (+5 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal		< 3 %		
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)		0,85 - 1 ind. / cap.		

DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm		
Peso	19,9 kg			21,9 kg
Tipo de protección		IP 65		
Clase de protección		1		
Categoría de sobretensión (CC/ CA) ¹⁾		2 / 3		
Consumo nocturno		< 1 W		
Concepto de inversor		Sin Transformador		
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada		
Instalación		Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente		-25 - +60 °C		
Humedad de aire admisible		0 - 100 %		
Máxima altitud		2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)		
Tecnología de conexión CC		4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ² AI		
Tecnología de conexión principal		5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² AI		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001+712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097			

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máximo rendimiento			98,0 %	
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,3 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %
η con 5 % Pac,r ¹⁾	84,9 / 91,2 / 85,9 %	87,8 / 92,6 / 87,8 %	88,7 / 93,1 / 89,0 %	89,8 / 93,8 / 90,6 %
η con 10 % Pac,r ¹⁾	89,9 / 94,6 / 91,7 %	91,3 / 95,6 / 93,0 %	92,0 / 95,9 / 94,7 %	92,8 / 96,1 / 94,5 %
η con 20 % Pac,r ¹⁾	93,2 / 96,7 / 95,4 %	94,1 / 97,1 / 95,9 %	94,5 / 97,3 / 96,3 %	95,0 / 97,6 / 96,6 %
η con 25 % Pac,r ¹⁾	93,9 / 97,2 / 96,0 %	94,7 / 97,5 / 96,5 %	95,1 / 97,6 / 96,7 %	95,5 / 97,7 / 97,0 %
η con 30 % Pac,r ¹⁾	94,5 / 97,4 / 96,5 %	95,1 / 97,7 / 96,8 %	95,4 / 97,7 / 97,0 %	95,8 / 97,8 / 97,2 %
η con 50 % Pac,r ¹⁾	95,2 / 97,9 / 97,3 %	95,7 / 98,0 / 97,5 %	95,9 / 98,0 / 97,5 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 75 % Pac,r ¹⁾	95,3 / 98,0 / 97,5 %	95,7 / 98,0 / 97,6 %	95,9 / 98,0 / 97,6 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 100 % Pac,r ¹⁾	95,2 / 98,0 / 97,6 %	95,7 / 97,9 / 97,6 %	95,8 / 97,9 / 97,5 %	96,0 / 97,8 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP			> 99,9 %	

¹⁾ η con $U_{mpp\ mín.} / U_{dc,r} / U_{mpp\ máx.}$

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Medición del aislamiento CC			Sí	
Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		
Seccionador CC			Sí	
Protección contra polaridad inversa			Sí	

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales		Interface receptor del control de onda		
USB (Conector A) ²⁾		Datalogging, actualización de inversores vía USB		
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾		Fronius Solar Net		
Salida de aviso ²⁾		Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)		
Datalogger y Servidor web		Incluido		
Input externo ²⁾		Interface 50-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
RS485		Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

²⁾ También disponible en la versión light.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)	27 A / 16,5 A ¹⁾				33 A / 27 A
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{dc\ máx. 1} + I_{dc\ máx. 2}$)	43,5 A				51,0 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A				49,5 A / 40,5 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)			200 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)			200 V		
Tensión de entrada nominal (U_{dc})			600 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)			1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			3+3		
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	15,0 kW peak	18,8 kW peak	22,5 kW peak	26,3 kW peak	30,0 kW peak

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20% / -30%)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			725 x 510 x 225 mm		
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾	1 + 2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	OVE / ÖNORM E 8001+712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N +105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %				
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar:web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs digitales y + inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net				
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo ²⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

¹⁾Y con $U_{mpp\ mín.} / U_{dc,r} / U_{mpp\ máx.}$ ²⁾También disponible en la versión light.

ANEXO I.3: ESTRUCTURA PANEL SOLAR



PLAZO DE ENTREGA INMEDIATO



Estructura formada por perfiles RC/VE 4.0 y fijador L120

Cargas y Características técnicas:

Peso propio paneles
Sobrecarga de uso
Viento

121 N/m²
No está prevista ni para mantenimiento
España 29 m/s Eurocódigo 1
Portugal 27 m/s Eurocódigo 1
10 años

Periodo retorno
Altura máxima
Categoría

España 5 m. / Portugal 8 m.
III. Areas con recubrimiento regular de vegetación o edificios u obstáculos aislados con separación máxima de 20 veces la altura del obstáculo (por ejemplo, pueblitos, terreno subhano, bosques)
Valido para España y Portugal para zona III.
200 N/m²

Carga de nieve
200 N/m²

MATERIALES
Perfiteria de aluminio
Tornillería

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

Cláusulas:

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



Perfiles completamente mecanizados, embalados y listos para su montaje.



Presor central



Presor lateral

VALIDO PARA:

- Chapa simple.
- Chapa sandwich.
- Cubiertas de hormigón.
- Fijación sobre subestructura.
- Opción de aluminio acabado en crudo y anodizado.

Disponibilidad de tuercas subestructura.

Comoda instalación.
Garantía: Hasta 25 años*

*Ver condiciones especiales de garantía.

CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR:

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



SUNFER ENERGY STRUCTURES



FICHA TÉCNICA

Fecha: 12/12/2018

ANEXO II: SIMULACIONES CON PVGIS

ANEXO II.1: PRODUCCIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

- Cara Este a con una inclinación de 20°



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

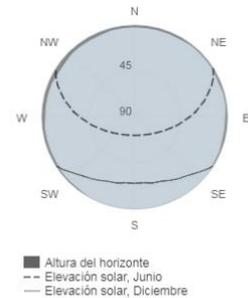
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 41.215, 1.532
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 9.715 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

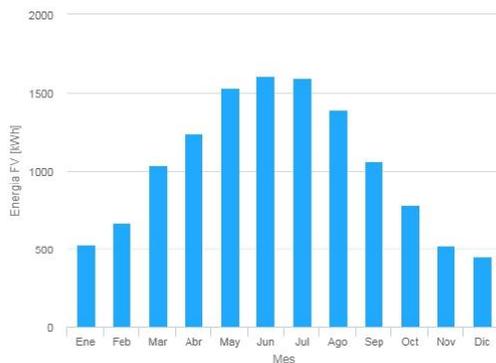
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 20 °
 Ángulo de azimut: -90 °
 Producción anual FV: 12419.71 kWh
 Irradiación anual: 1632.91 kWh/m²
 Variación interanual: 308.95 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.67 %
 Efectos espectrales: 0.52 %
 Temperatura y baja irradiancia: -5.99 %
 Pérdidas totales: -21.71 %

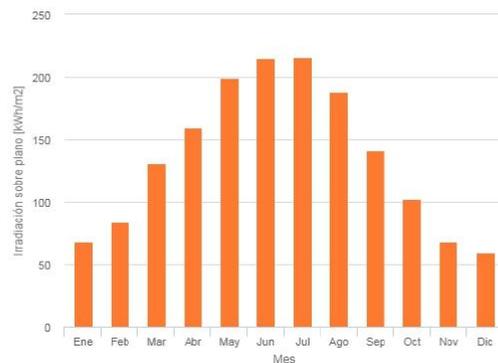
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

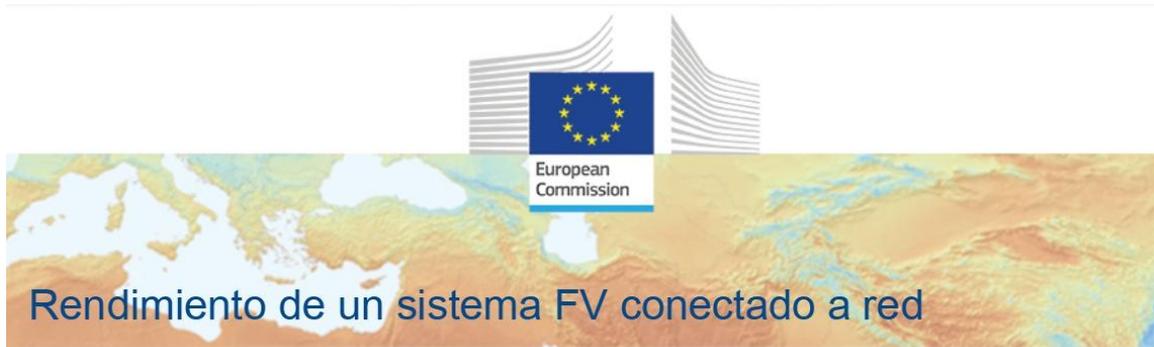
Mes	E _m	H(i) _m	SD _m
Enero	529.2	68.3	37.9
Febrero	666.2	84.3	53.3
Marzo	1036.3	131.0	82.9
Abril	1239.9	159.3	93.3
Mayo	1530.2	199.5	91.1
Junio	1610.2	214.7	52.1
Julio	1596.3	215.7	68.8
Agosto	1398.4	188.5	77.5
Septiembre	1058.3	141.0	68.2
Octubre	779.4	102.4	61.8
Noviembre	524.4	68.8	62.0
Diciembre	450.9	59.4	52.9

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

- Cara Sur a con una inclinación de 20°



PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

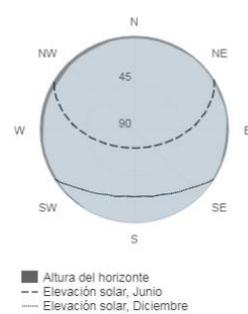
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 41.215, 1.532
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 5.025 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

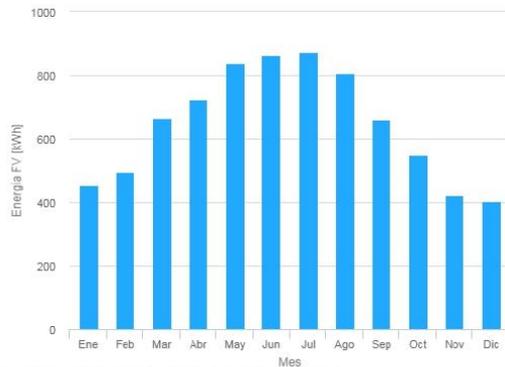
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 20 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 7749.68 kWh
 Irradiación anual : 1946.79 kWh/m²
 Variación interanual: 159.08 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.8 %
 Efectos espectrales: 0.63 %
 Temperatura y baja irradiancia: -5.83 %
 Pérdidas totales: -20.78 %

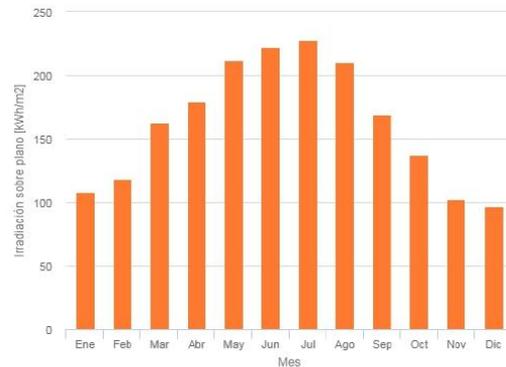
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	450.6	107.4	42.4
Febrero	493.8	118.0	43.0
Marzo	667.9	162.5	52.2
Abril	725.8	180.2	60.6
Mayo	839.1	211.8	49.9
Junio	862.9	222.8	22.4
Julio	872.9	228.3	30.2
Agosto	806.3	210.5	40.5
Septiembre	659.3	169.5	46.0
Octubre	549.0	137.3	42.5
Noviembre	419.3	102.2	53.1
Diciembre	402.6	96.2	61.2

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

- Cara Este a con una inclinación de 31°



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

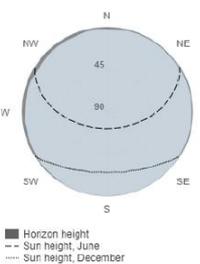
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.215, 1.531
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 9.715 kWp
 System loss: 14 %

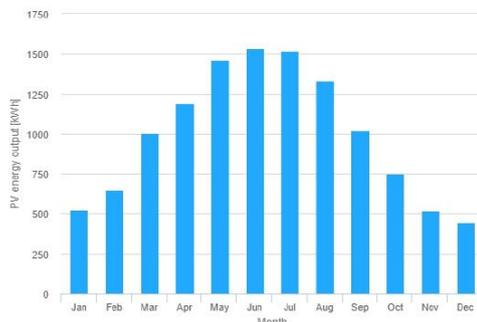
Simulation outputs

Slope angle: 31 °
 Azimuth angle: -90 °
 Yearly PV energy production: 11948.18 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1572.38 kWh/m²
 Year to year variability: 333.91 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.59 %
 Spectral effects: 0.53 %
 Temperature and low irradiance: -6.16 %
 Total loss: -21.78 %

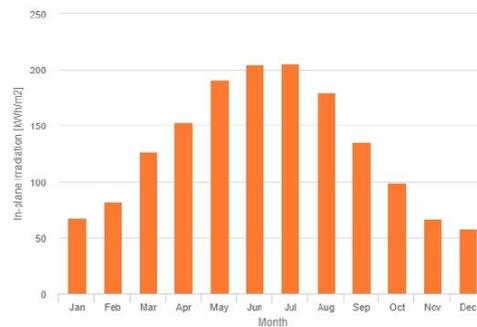
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	524.6	67.4	39.3
February	651.3	82.2	54.5
March	1003.0	127.1	85.2
April	1190.1	153.3	88.3
May	1462.3	191.1	88.5
June	1532.5	204.9	55.0
July	1516.1	205.6	72.1
August	1332.2	180.1	78.4
September	1017.8	135.9	68.1
October	754.2	99.2	64.3
November	515.2	67.2	64.5
December	448.8	58.4	54.4

E_m: Average monthly electricity production from the given system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them.
 However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site. This information is of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity, it is not necessarily complete, accurate or up to date, it is not intended to be used as a substitute for professional or legal advice. If you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional.
 Some data or information on this site may have been copied or derived from third parties. The Commission accepts no responsibility with regard to such information recorded as a result of using the site or any linked external sites.

PVGIS ©European Union, 2001-2020.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2020/04/25



ANEXO II.2: RADIACIÓN SOLAR Y GENERACIÓN MEDIA

IRRADIACIÓN CARA SUD (Wh/m ²)				IRRADIACIÓN CARA ESTE (Wh/m ²)			
Primavera	Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	23	0	0	0	0	0	0
72	132	1	0	0	68	0	0
231	305	138	0	160	283	2	0
409	493	316	162	349	485	194	0
576	666	457	323	513	652	360	176
707	810	580	451	635	775	453	293
787	903	660	511	702	850	514	358
806	922	656	530	714	867	524	356
754	887	616	488	671	814	466	316
649	790	497	384	574	721	376	234
509	639	344	240	444	586	244	123
336	447	160	14	299	424	110	56
157	255	4	0	152	256	59	4
15	86	0	0	80	107	3	0
0	4	0	0	16	66	0	0
0	0	0	0	0	4	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0

GENERACIÓN MEDIA DIARIA						
Primavera	Verano	Otoño	Invierno	Irradiancia Media	Captación del módulo	Generación instalación
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	1	0	0	0	0,0	0,0
2	8	0	0	3	0,5	0,4
17	28	4	0	12	2,1	1,7
35	46	22	5	27	4,7	3,6
51	62	37	21	43	7,4	5,8
62	75	47	33	54	9,3	7,3
69	82	53	39	61	10,5	8,2
71	84	54	39	62	10,6	8,3
66	80	49	35	57	9,9	7,7
57	71	39	27	48	8,3	6,5
44	57	26	15	36	6,1	4,8
30	41	12	4	22	3,7	2,9
15	24	4	0	11	1,9	1,5
6	10	0	0	4	0,7	0,5
1	4	0	0	1	0,2	0,2
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0
0	0	0	0	0	0,0	0,0

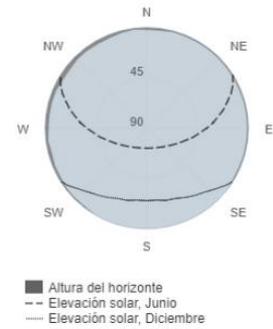
ANEXO II.3: CÁLCULO DE ENERGÍA EXCEDENTARIA

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

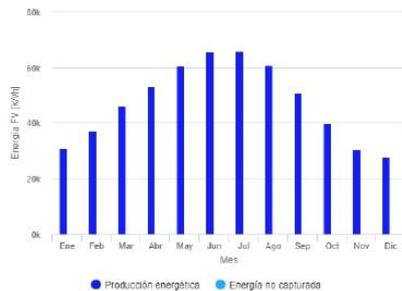
Datos proporcionados

Latitud/Longitud:	41.215, 1.531	Ángulo de inclinación:	20 °
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut	0 °
Base de datos:	PVGIS-SARAH	Resultados de la simulación	
FV instalado:	13100 Wp	Porcentaje días batería cargada:	14.42 %
Capacidad de la batería:	1 Wh	Porcentaje días batería descargada:	100 %
Limitador de descarga:	40 %	Energía media no capturada:	217.69 Wh
Consumo diario:	186290 Wh	Energía media que falta:	138841.96 Wh

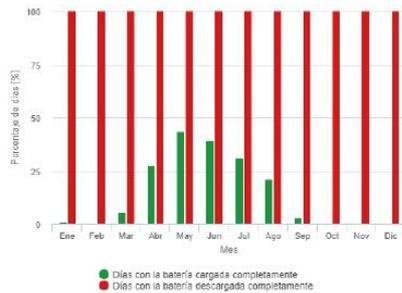
Perfil del horizonte:



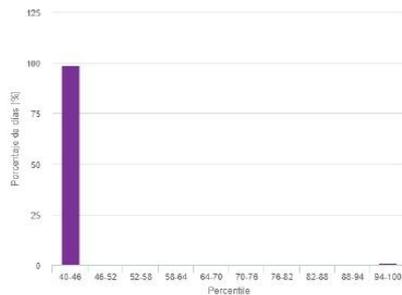
Producción energética estimada para un sistema FV autónomo:



Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:



La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.
 Nuestro propósito es suministrar la información precisa y al día.
 Tratamientos de los registros erróneos que se nos señalen.
 No obstante, la Comisión no asume responsabilidad alguna en relación con la información contenida en estas páginas.
 Dicha información:
 i) es de carácter general y no aborda circunstancias específicas de personas u organismos concretos,
 ii) no es necesariamente exhaustiva, completa, exacta o actualizada,
 iii) no tiene en algunas ocasiones enlaces a páginas externas sobre las que los servicios de la Comisión no tienen control alguno y respecto de las cuales la Comisión no asume responsabilidad,
 iv) no ofrece asesoramiento profesional o jurídico (para efectos de uso de este tipo, diríjase siempre a un profesional debidamente cualificado).
 Aunque hacemos lo posible por reducir al mínimo los errores técnicos, algunos datos o informaciones contenidos en nuestra web pueden haberse creado o estructurado en archivos o formatos no estándar de dichos errores, y no podemos garantizar que esto no interrumpa o afecte de alguna manera al servicio. La Comisión no asume ninguna responsabilidad por los problemas que puedan surgir al utilizar este sitio o sitios externos con enlaces al mismo.

Rendimiento medio mensual

Mes	E_d	E_l	f_f	f_e
Enero	30684.2	19.6	1.1	100.0
Febrero	36924.6	0.0	0.0	100.0
Marzo	46022.3	9.4	5.7	100.0
Abril	53278.6	80.0	27.5	100.0
Mayo	60684.0	114.2	43.5	100.0
Junio	65714.2	63.5	39.2	100.0
Julio	65857.6	50.0	31.2	100.0
Agosto	60818.6	34.3	21.2	100.0
Septiembre	50891.5	3.3	2.8	100.0
Octubre	39790.7	0.0	0.0	100.0
Noviembre	30527.0	0.0	0.0	100.0
Diciembre	27642.5	0.0	0.0	100.0

E_d: Producción energética media diaria [Wh/día].
 E_l: Energía media diaria no capturada [Wh/día].
 f_f: Porcentaje de días con la batería cargada completamente [%].
 f_e: Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente [%].

Cs	Cb
40-46	99.0
46-52	0.0
52-58	0.0
58-64	0.0
64-70	0.0
70-76	0.0
76-82	0.0
82-88	0.0
88-94	0.0
94-100	1.0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].
 Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2020.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Datos mensuales de irradiación 2020/04/02



ANEXO III: PRESUPUESTO

ANEXO III.1: PRESUPUESTO DESARROLLADO

PRESUPUESTO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA						
UNIDAD	CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	€/MEDICIÓN SIN IVA	€/MEDICIÓN CON IVA	TOTAL
Unidades	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	Panel Solar 335W 24V Policristalino ERA	44	121,52 €	147,04 €	6.469,72 €
Unidades	ESTRUCTURA Y FIJACIÓN	Estructura Cubierta Inclinada 1 panel KH915 varilla	44	37,27 €	45,10 €	1.984,25 €
Unidades	CANALIZACION	Schneider Electric 4311208 Mts. Polinorma M-1 BC 40x200 (12 metros por juego)	8	17,31 €	20,95 €	167,56 €
		Schneider Electric 4311520 Mts. Tapa polinorma M-1 TB 200 (6 metros/juego)	16	12,79 €	15,48 €	247,61 €
		Schneider Electric Curva 90º con tapa EA 40200 (1 unidad)	6	83,74 €	101,33 €	607,95 €
		Schneider Electric 4316410 BU-40 Bridas de unión con tornillos PVC (Juego 14)	20	3,31 €	4,01 €	80,10 €
		Schneider Electric Soporte horizontal - PVC - 200 mm - gris 4321140 (Set de 6)	10	10,25 €	12,40 €	124,03 €
Metros	CABLEADO CC	Prysmian Group Cable eléctrico unipolar, para instalaciones fotovoltaicas, tensión nominal 0,6/1 kV, con conductor de cobre recocido de 1x2,5 mm ²	500	0,40 €	0,48 €	242,00 €
Metros	CABLEADO CA	Prysmian Group Cable eléctrico unipolar, tensión nominal 0,6/1 kV, con conductor de cobre, de 1x2,5 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)	25	0,42 €	0,51 €	12,75 €
		Prysmian Group Cable eléctrico unipolar, tensión nominal 0,6/1 kV, con conductor de cobre, de 1x4 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).	10	0,56 €	0,68 €	6,78 €
Unidades	INVERSORES	Inversor Red FRONIUS Symo 10-3-M 10kW	1	2.054,92 €	2.486,45 €	2.486,45 €
		Inversor Red FRONIUS Symo 5.0-3-M 5kW	1	1.390,14 €	1.682,07 €	1.682,07 €
Unidades	PROTECCIONES CC	Schneider Electric A9N61529 Interruptor automático Corriente Continua - C60H - 500 V - 2P - 13 A - curva C	3	183,73 €	222,31 €	666,94 €
		Schneider Electric A9L16436 Protección contra sobretensiones iPRD-DC 40r 1000PV 2P - 1000V CD	3	226,05 €	273,52 €	820,56 €
		Schneider Electric MIP10118 Armario Mini Pragma superficie P.P., 1 Fila espacio para 18M	1	54,45 €	65,88 €	65,88 €
Unidades	PROTECCIONES CA	Schneider Electric A9F78416 Interruptor automático magnetotérmico iC60N - 4P - 16A - curva B (String 1 y 2)	1	196,96 €	238,32 €	238,32 €
		Schneider Electric A9F78410 Interruptor automático magnetotérmico iC60N - 4P - 10A - curva B (String 3)	1	193,09 €	233,64 €	233,64 €
		Schneider Electric A9Q11425 Diferencial Vigi iC60 4P 25 A 30 mA tipo CA (String 1/2 y 3)	2	202,60 €	245,15 €	490,29 €
		Schneider Electric A9L15693 Protección contra sobretensiones general Tipo 2 iPF20 3P+N - 230/400V	1	131,71 €	159,37 €	159,37 €
		Schneider Electric A9F78425 Interruptor automático magnetotérmico iC60N - 4P - 25A - curva B (I. General)	1	206,55 €	249,93 €	249,93 €
		Schneider Electric Armario Mini Pragma superficie P.T., 3 Filas espacio para 36M	1	95,52 €	115,58 €	115,58 €
		Schneider Electric PRA90020 Obturadores para armarios 13/18/24 módulos	1	6,81 €	8,24 €	8,24 €
		Unidades	UNIDAD DE MEDICIÓN	Contador combinado Landis + Gyr ZMG405 con comunicación para la compañía distribuidora	1	164,53 €
Horas	MANO DE OBRA E INGENIERÍA	Portafusible D02. Embarrado 25A	3	2,90 €	3,52 €	6,52 €
		Oficial 1º electricista	20	22,00 €	26,62 €	532,40 €
		Ayudante electricista	20	19,00 €	22,99 €	459,80 €
		Oficial 1a construcción	20	25,00 €	30,25 €	605,00 €
		Ayudante de construcción	20	19,00 €	22,99 €	459,80 €
		Ingeniería y elaboración proyecto técnico	25	20,00 €	24,20 €	605,00 €
Unidades	COSTES ADMINISTRATIVOS Y OTROS	Costes administrativos	1	500,00 €	605,00 €	605,00 €
		Coste para dar de alta la instalación	1	150,00 €	181,50 €	181,50 €
		Otros	1	1.500,00 €	1.500,00 €	1.500,00 €
						22.314,13 €

ANEXO III.2: DEGRADACIÓN DEL MÓDULO

AÑO	ENERGÍA GENERADA ANUALMENTE CON DEGRADACIÓN (kWh)	TOTAL ENERGÍA NO GENERADA RESPECTO AÑO 1 (kWh)	AHORRO NO GENERADO EN BASE AL IPC (€)	AHORRO NO GENERADO ACUMULADO (€)
1	20169	0	0,00 €	0,00 €
2	20008	161	29,83 €	29,83 €
3	19847	322	97,01 €	126,85 €
4	19686	483	164,57 €	291,41 €
5	19525	644	232,50 €	523,91 €
6	19364	805	300,81 €	824,72 €
7	19203	966	369,51 €	1.194,23 €
8	19042	1127	438,59 €	1.632,82 €
9	18881	1288	508,07 €	2.140,89 €
10	18720	1449	577,95 €	2.718,83 €
11	18559	1610	648,22 €	3.367,05 €
12	18398	1771	718,90 €	4.085,96 €
13	18237	1932	789,99 €	4.875,95 €
14	18076	2093	861,49 €	5.737,44 €
15	17915	2254	933,41 €	6.670,85 €
16	17754	2415	1.005,75 €	7.676,59 €
17	17593	2576	1.078,51 €	8.755,11 €
18	17432	2737	1.151,71 €	9.906,81 €
19	17271	2898	1.225,33 €	2.377,04 €
20	17110	3059	1.299,40 €	12.431,54 €
21	16949	3220	1.373,91 €	13.805,45 €
22	16788	3381	1.448,86 €	15.254,31 €
23	16627	3542	1.524,27 €	16.778,58 €
24	16466	3703	1.600,13 €	18.378,71 €
25	16305	3864	1.676,45 €	20.055,16 €

ANEXO IV: FACTURAS

ANEXO IV.1: RESÚMEN FACTURAS

FECHA	CONSUMO (kWh)	IMPORTE	FECHA	CONSUMO (kWh)	IMPORTE
05/02/2014	487	128,68 €	03/01/2017	172	54,54 €
03/04/2014	433	115,00 €	02/02/2017	199	62,41 €
04/06/2014	361	106,55 €	02/03/2017	183	58,45 €
05/07/2014	177	51,27 €	03/04/2017	187	61,94 €
05/08/2014	217	61,55 €	04/06/2017	332	97,66 €
03/09/2014	199	55,58 €	02/08/2017	462	117,16 €
03/10/2014	191	54,85 €	03/10/2017	347	100,81 €
05/11/2014	212	60,67 €	05/12/2017	345	104,61 €
03/12/2014	193	53,82 €	04/01/2018	150	37,04 €
07/01/2015	300	91,19 €	05/02/2018	165	40,28 €
04/02/2015	200	55,43 €	07/03/2018	134	34,56 €
03/03/2015	185	52,04 €	04/04/2018	102	26,34 €
06/04/2015	209	63,02 €	06/05/2018	119	29,32 €
05/05/2015	148	46,75 €	05/06/2018	114	32,61 €
02/06/2015	160	48,23 €	04/07/2018	121	31,30 €
02/07/2015	198	56,46 €	03/08/2018	143	36,19 €
04/08/2015	283	73,63 €	04/09/2018	170	41,68 €
02/09/2015	203	55,47 €	03/10/2018	114	32,69 €
04/10/2015	173	52,32 €	06/11/2018	109	34,36 €
03/11/2015	158	48,33 €	04/12/2018	112	31,93 €
02/12/2015	184	52,16 €	02/01/2019	120	33,23 €
06/01/2016	240	65,96 €	03/02/2019	142	37,53 €
02/02/2016	175	48,67 €	02/03/2019	120	30,46 €
02/03/2016	173	49,69 €	02/04/2019	135	33,25 €
04/04/2016	188	55,20 €	05/05/2019	132	34,11 €
08/05/2016	185	55,47 €	04/06/2019	94	26,49 €
02/06/2016	121	15,05 €	02/07/2019	106	26,62 €
04/07/2016	198	53,44 €	04/08/2019	140	33,87 €
02/08/2016	237	61,25 €	03/09/2019	145	31,54 €
04/09/2016	218	61,00 €	02/10/2019	112	27,99 €
04/10/2016	141	43,03 €	05/11/2019	135	33,43 €
04/11/2016	168	60,52 €	05/12/2019	102	26,72 €
05/12/2016	124	42,53 €			

Consumo mensual promedio (kWh)	Importe mensual promedio (€)	m ² totales	Consumo por m ² (kWh)	Coste por m ² (€)
170,86	47,72	94	1,86	3,98

ANEXO IV.2 CONDICIONES FACTURA DEL LOCAL



CONDICIONES PARTICULARES PLAN 3.0

CONDICIONES ECONÓMICAS

PRECIO DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Oferta válida hasta el 15 de julio de 2018

POTENCIA CONTRATADA (kW)	PERÍODO PUNTA	PERÍODO LLANO	PERÍODO VALLE
TÉRMINO DE POTENCIA (€/kW AÑO)	42,203054	25,601311	18,211416
TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)	0,110571	0,092887	0,065842

A estos precios les será añadido el I.V.A.*, el Impuesto Eléctrico (5,11269632%), la energía reactiva y resto de conceptos de facturación que se indican.

Los periodos referidos en la tabla serán los establecidos en las Tarifas Generales de Acceso (3.0 A en su modalidad de 3 periodos), aplicables en cada momento. (Orden ITC 2794/2007 y normativa que la sustituya).

El precio del término de potencia y del término de energía activa se mantendrán fijos durante 12 meses, sin perjuicio de su actualización según la variación correspondiente al IPC(1) el 1 de enero de cada año en que el contrato esté vigente.

(1) IPC: Valor acumulado real, del periodo de noviembre a noviembre anterior a la aplicación de la variación, del Índice de Precios al Consumo, general, publicado por el Instituto Nacional de Estadística.

Se repercutirán en cada momento las variaciones a la baja o al alza en las tarifas y peajes de acceso, cánones y en los valores regulados que puedan ser aprobadas por la Administración para su aplicación durante la duración del Contrato, tomando como base el RD 1164/2001 y la Orden ETU/1976/2016.

La contratación del Plan 3.0 está disponible solo para la tarifa de acceso 3.0A.

La energía se facturará como el producto del precio de cada periodo por el consumo efectuado en el periodo correspondiente.

La potencia se facturará como producto de los términos de potencia diarios por la potencia contratada en cada periodo y multiplicando el resultado por el número de días del periodo de facturación. Los términos de potencia diarios resultarán de dividir el término de potencia anual por el número de días del año. Si la potencia demandada sobrepasa en cualquier periodo horario el 105% de la potencia contratada en el mismo, la potencia a facturar en ese periodo será la registrada más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.

La facturación de energía reactiva y el resto de conceptos de facturación, si corresponde, se realizará según la normativa vigente aprobada por la Administración.

PRECIO DE ALQUILER DEL CONTADOR

El precio mensual del alquiler del contador de electricidad será el fijado en cada momento por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital para la tarifa de acceso correspondiente y que cobre la Empresa Distribuidora, al que se le incorporará el I.V.A.(*) y será indicado en las facturas que se emitan al Cliente. El Cliente podrá consultar en todo momento los precios vigentes en www.iberdrola.es.

DURACIÓN DEL CONTRATO

La duración del presente contrato es de 12 meses desde la fecha de inicio del suministro.

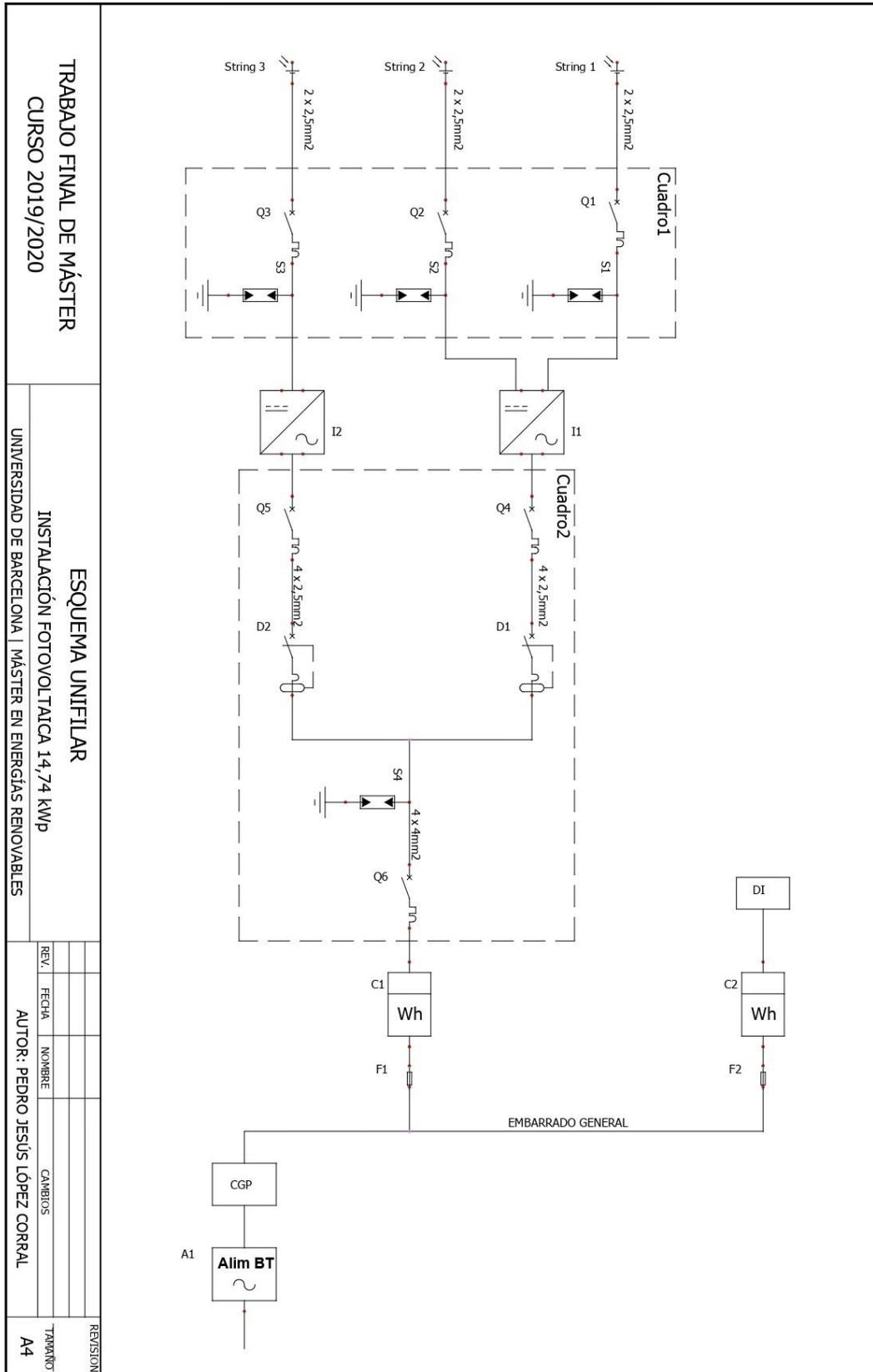
La fecha de inicio del suministro será posterior a la de aceptación de este contrato y quedará condicionada a la existencia de un contrato de acceso con la Empresa Distribuidora, a la disponibilidad de la energía y a la actuación sobre las instalaciones cuando esto fuera necesario, y se corresponderá con la fecha del primer día del periodo de lectura establecido que se indique en la primera factura.

El Contrato se podrá prorrogar por anualidades sucesivas de acuerdo con las Condiciones Generales.

(*)El tipo impositivo, que se especificará y desglosará en factura, será el que resulte aplicable en cada momento. El IVA no es aplicable en Canarias, Ceuta y Melilla, donde por su régimen fiscal especial se aplican, respectivamente, el IGIC (Impuesto General Indirecto Canario) y el IPSI (Impuesto sobre la producción, los servicios y la importación).

ANEXO V: PLANOS

ANEXO V.1: ESQUEMA UNIFILAR



Leyenda esquema unifilar	
Elemento	Descripción
String 1	String cara Este 19 módulos FV (6,4 kWp)
String 2	String cara Este 10 módulos FV (3,4 kWp)
String 3	String cara Sur 15 módulos FV (5 kWp)
Cuadro 1	Cuadro de protecciones de corriente continua
Q1	Interruptor Automatico de CC (2P - 13A)
Q2	Interruptor Automatico de CC (2P - 13A)
Q3	Interruptor Automatico de CC (2P - 13A)
S1	Protección contra sobretensiones (2P - 1000V)
S2	Protección contra sobretensiones (2P - 1000V)
S3	Protección contra sobretensiones (2P - 1000V)
I1	Inversor trifasico de 10 kW
I2	Inversor trifásico de 5 kW
Cuadro 2	Cuadro de protecciones de corriente alterna
Q4	Interruptor Automatico de CA (4P - 16A)
Q5	Interruptor Automatico de CA (4P - 10A)
Q6	Interruptor Automatico General de Corte (4P - 25A)
D1	Interruptor Diferencial (4P - 25A)
D2	Interruptor Diferencial (4P - 25A)
S4	Protección contra sobretensiones (4P - 230/400V)
C1	Contador de la Instalación Fotovoltaica
F1	Fusiles D02 (25A)
C2	Contadores de compañía
F2	Fusiles de la Derivación Individual
DI	Derivación Individual
CGP	Caga General de Protección
A1	Acometida de Baja Tensión

ANEXO V.2: UBICACIÓN DE LOS MÓDULOS SOBRE EL TEJADO

