



Análisis y diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con baterías de Litio en una vivienda unifamiliar con datos de consumo reales.

Titulación: Grado en Ingeniería Eléctrica

Autor

Ana Isabel Balbastre Valero

Tutor

Vicente Benlloch Ramos

ÍNDICE

1. RESUMEN DEL PROYECTO	5
2. DEFINICIONES.....	6
3. ANTECEDENTES, MARCO NORMATIVO Y JUSTIFICACIÓN	7
4. DESCRIPCIÓN Y NECESIDADES DE LA VIVIENDA.....	11
5. RESUMEN DE LA SOLUCIÓN DE LA INSTALACIÓN	19
6. MEMORIA DE CÁLCULO.....	23
7. VIABILIDAD ECONÓMICA	58
8. CONCLUSIONES	61
9. BIBLIOGRAFÍA Y NORMATIVA.....	62
ANEXO 1. DATASHEET DE LOS COMPONENTES	63
ANEXO 2. PLANOS	68

Índice Imágenes

Imagen 1 Mapa de irradiación solar y potencial eléctrico de la Unión Europea

Imagen 2 Cartografía catastral de la vivienda

Imagen 3 Tejado de la vivienda

Imagen 4 Muro de entrada de la vivienda

Imagen 5 Cartografía catastral de la vivienda con la señalización de la superficie de instalación

Imagen 6 Ubicación vivienda en PVGIS

Imagen 7 Ejemplo de descarga de datos para una orientación e inclinación determinada

Imagen 8 Imagen Manual de Instalación de SMA. SMA FLEXIBLE STORAGE SYSTEM

Imagen 9 Imagen del Planning Guideline de SMA Situación 1. La potencia generada carga las baterías

Imagen 10 Imagen del Planning Guideline de SMA Situación 2. La potencia generada es autoconsumida

Imagen 11 Imagen del Planning Guideline de SMA Situación 3. La potencia acumulada por las baterías suministra la potencia que demandan las cargas

Imagen 12 Imagen Sunny Boy datasheet.



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Imagen 13 Acimut 37° al oeste

Imagen 14 Acimut 67° al oeste

Imagen 15 Acimut 77° al oeste.

Imagen 16 Plano de los árboles y el tejado.

Imagen 17 Ángulo que forma la orientación de los paneles con el muro por la parte derecha, Acimut de $+119^\circ$

Imagen 18 Ángulo que forma la orientación de los paneles con el muro por la parte izquierda, Acimut de -61°

Imagen 19 Dimensiones mecánicas del panel fotovoltaico JKM390M-72

Imagen 20 Nuevo proyecto k2 system

Imagen 21 Elección de tipo de tejado

Imagen 22 Especificación de inclinación natural del tejado

Imagen 23 Opciones de anclajes

Imagen 24 Elección del tipo de anclaje

Imagen 25 Opción de cálculo de 6 y 9 paneles

Imagen 26 Carga de viento

Imagen 27 Carga de nieve

Imagen 28 Componentes de la estructura para la instalación

Imagen 29 Superposición de 6 paneles fotovoltaicos en el tejado real

Imagen 30 Plano de la instalación con 6 paneles fotovoltaicos

Imagen 31 Superposición de 9 paneles fotovoltaicos en el tejado real

Imagen 32 Plano de la instalación con 9 paneles fotovoltaicos

Imagen 33 Soporte A-Rack para paneles fotovoltaicos situados en el muro

Imagen 34 Sujeciones para los paneles fotovoltaicos en conjunto con la estructura A-Rack de k2 system

Imagen 35 Superposición de los paneles fotovoltaicos en el muro real



- Tabla 1 Evolución del precio del peaje de acceso y coste de la energía por kWh
- Tabla 2 Receptores principales de la vivienda
- Tabla 3 Tabla de irradiancia mensual diferenciada por la inclinación
- Tabla 4 Tabla de comparación de irradiancia mensual
- Tabla 5 Cálculo de puntos para el diagrama de sombras
- Tabla 6 Tabla V-4 PDC-C-REV, julio 2011
- Tabla 7 Pérdidas totales de paneles instalados en el tejado de la vivienda
- Tabla 8 Tabla V-4 PDC-C-REV, julio 2011
- Tabla 9 Pérdidas totales de paneles instalados en el muro de acceso de la parcela
- Tabla 10 Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico JKM390M-72
- Tabla 11 Cálculo de pérdidas por temperatura
- Tabla 12 Especificaciones técnicas del inversor fotovoltaico Sunny Boy 5.0
- Tabla 13 Resumen de pérdidas de la instalación
- Tabla 14 Resumen características técnicas del panel fotovoltaico y del inversor
- Tabla 15 Posible configuración de paneles fotovoltaicos por rama con nuestro inversor
- Tabla 16 Cálculos comparativos de las posibles combinatorias de paneles fotovoltaicos y capacidad de baterías
- Tabla 17 Tabla resumen de porcentajes de autarquía
- Tabla 18 Posibles combinaciones
- Tabla 19 Comparación de potencia máxima (kWh) suministrada por las baterías en cada caso propuesto
- Tabla 20 Comparativa inversor de baterías Sunny Boy Storage
- Tabla 21 Material necesario para la sujeción de los paneles fotovoltaicos
- Tabla 22 Cdt (%) del cableado de la instalación
- Tabla 23 Sección del cableado de la instalación
- Tabla 24 Sección del cableado de la instalación
- Tabla 25 Inversión inicial de la instalación
- Tabla 26 Resumen VAN y TIR



Índice Gráficos

Gráfico 1 *Evolución del precio del peaje de acceso y coste de la energía por kWh*

Gráfico 2 Datos de irradiancia (W/m²) para un ángulo de inclinación de 13° y un ángulo de azimut de 38°

Gráfico 3 Datos de irradiancia (W/m²) para un ángulo de inclinación de 90° y un ángulo de azimut de 38°

Gráfico 4 Consumo medio del año 2018 de cada mes (W/h)

Gráfico 5 % Consumo del AA frente al consumo total

Gráfico 6 Fig. 5. Del PDC-C-REV, julio 2011

Gráfico 7 Extracto del diagrama de sombras

Gráfico 8 Extracto del diagrama de sombras

Gráfico 9 Día 01/01/2018 con 100 % autoconsumo

Gráfico 10 Día 04/02/2018 con 55 % autoconsumo

Gráfico 11 Comparación de la combinatoria del N° de paneles y la capacidad de las baterías

1. RESUMEN DEL PROYECTO

En el siguiente proyecto se va a realizar el diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con baterías de litio sin excedentes para una vivienda unifamiliar situada en la urbanización de Valencia la Vella, dentro del municipio de Riba-roja de Túria, Valencia. El análisis de las necesidades de potencia por horas a suministrar se realizará a partir de los datos reales obtenidos con un analizador doméstico de consumo con registro de datos en el domicilio actual del cliente. Una vez claras las necesidades, se realizará el diseño de la instalación. Como conclusión obtendremos la cantidad de energía que será capaz de suministrar la instalación y que porcentaje de energía seguirá siendo demandada de la red.

2. DEFINICIONES

Irradiancia: Es la potencia incidente por unidad de superficie de radiación electromagnética (W/m^2)

Radiación solar: Radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol, desde la radiación infrarroja a la ultravioleta. De la radiación emitida, solo incide sobre la Tierra una parte a la que llamamos irradiancia.

Distribución espectral: Es la distribución de la energía dependiendo de la longitud de onda (nm). La distribución espectral también depende de la masa de aire que debe atravesar para incidir en la tierra, siendo AM el cociente entre 1 y el coseno de ángulo que forma el sol con la superficie en la que incide.

Cuota autárquica: Es el cociente entre la energía autoconsumida y la energía total demandada por el consumidor.

Cuota de autoconsumo: Es el cociente entre la energía autoconsumida y la energía producida por la instalación.

Autarquía: En el contexto que nos ocupa, es la independencia de la red de suministro, la capacidad para autoabastecerse.

Acimut: Ángulo que forma el meridiano con el círculo vertical que pasa por un punto de la esfera celeste o del globo terráqueo (α)

Ángulo de inclinación: Ángulo que forma la superficie del panel fotovoltaico con el eje horizontal. (β)

Elevación: Distancia vertical de un punto respecto a un punto fijo definido (m)

MPPT: Seguidor de punto de máxima potencia, el inversor busca el punto de tensión y corriente en el que se obtiene la máxima potencia de los paneles fotovoltaicos

VAN: Valor actual neto, ayuda a determinar si una inversión es viable, teniendo en cuenta la inversión inicial, beneficios y costes de un proyecto. Determina el valor del proyecto

TIR: Tasa interna de retorno, si este valor es mayor que 0 determina que la inversión puede realizarse. Sin embargo, que sea igual a 0 nos indica que es indiferente y si este valor es menor que 0 es una mala inversión.

3. ANTECEDENTES, MARCO NORMATIVO Y JUSTIFICACIÓN

España es uno de los países de la Unión Europea con mayor radiación solar.

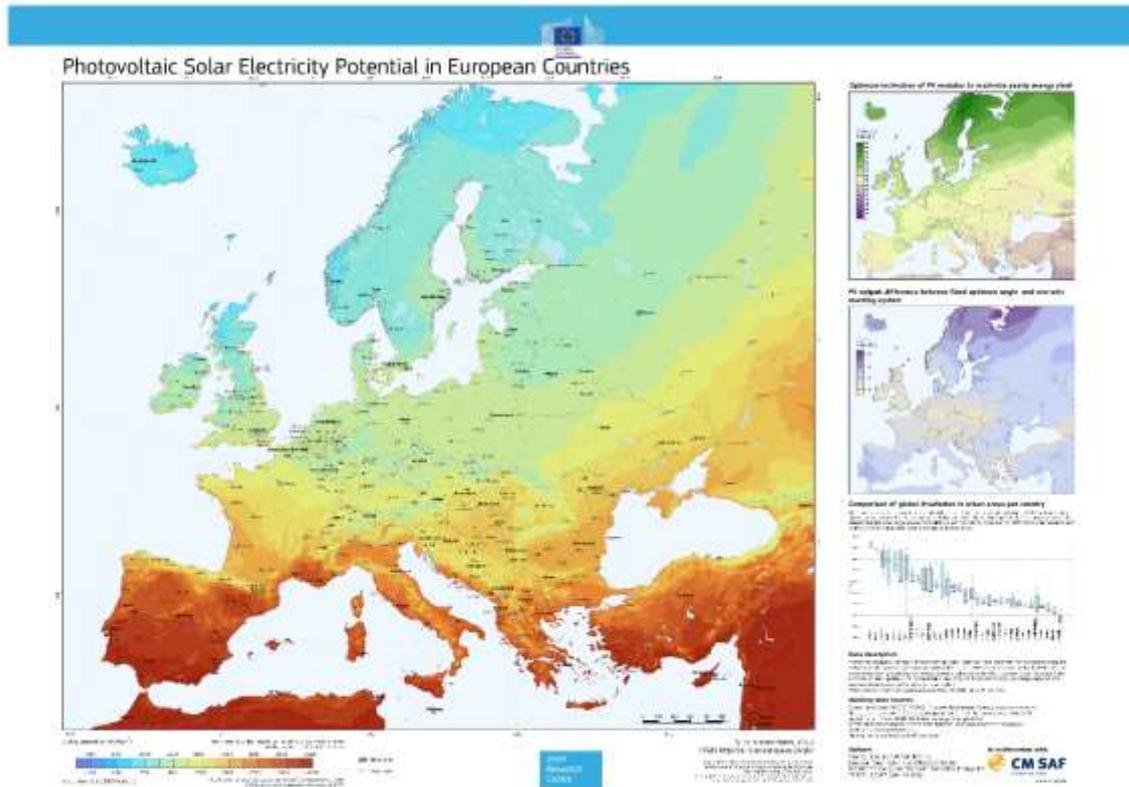


Imagen 1. Mapa de irradiación solar y potencial eléctrico de la Unión Europea

Este hecho debería haberse traducido en que España se convirtiera en uno de los países de referencia en el fomento y desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Pero esto no ha sido así siempre, y para poder desarrollar de forma completa este proyecto necesitamos ver por qué no estamos en ese punto como país, cuáles son los objetivos a nivel nacional y el marco legislativo que va a regular nuestra instalación.

En el año 2008 España disfrutó de uno de los momentos álgidos en el panorama de las energías renovables. El marco legislativo favorecía la instalación de sistema de generación fotovoltaica, el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, donde se regula la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica. Sin embargo, después de ser instalados 2708 MW en 2008 un cambio legislativo dejó un panorama poco favorecedor, recortando con



carácter retroactivo las primas a las instalaciones fotovoltaicas y frenando la instalación. Desde 2009 a 2014, 7 años después, no se llegó a doblar la potencia instalada total en comparación con la potencia instalada durante 2008.

En 2015 con la entrada del Real Decreto 900/2015 que regulaba las instalaciones de autoconsumo conectada a red, aunque no inyectaran sus excedentes a la red, se hizo más complejo y costoso legalizar las instalaciones, imponiendo un peaje de respaldo. Este Real Decreto:

- Impedía instalar mayor potencia de paneles que la contratada de suministro en la vivienda
- Se necesitaba solicitar un punto de conexión a la compañía eléctrica
- Era de obligación de la instalación de un contador homologado que mida la energía generada y otro para la medida de energía consumida de la red
- Los excedentes generados por nuestra instalación que se viertan a la red no serán remunerados.
- Se permite el uso de baterías
- El peaje de respaldo, que es la suma de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y cargos por otros servicios del sistema (artículo 17 y 18 del RD). Que básicamente son cargos que se deben pagar por la energía autoconsumida y consumida de la red sin pasar por la red.

En este punto estábamos hasta que se publicó el Real Decreto-Ley 15/2018 de 5 de octubre, medidas urgente para la transición energética y la protección de los consumidores. Un punto de inflexión en la generación de energía fotovoltaica. Estos son los puntos clave en el autoconsumo sin excedentes:

- Se permite instalar mayor potencia que la contratada, además la potencia instalada se considera la potencia del inversor de la instalación, no la de los paneles.
- Se obliga a las instalaciones sin excedentes la instalación de un sistema anti-vertido
- Las instalaciones sin excedentes se deberán llevar a cabo bajo lo dispuesto en el reglamento de Baja Tensión y especialmente la ITC-BT-40
- No se necesitará solicitar un punto de conexión a la compañía eléctrica
- No se obliga a la instalación de un contador de la potencia generada
- Se podrá contratar la potencia que el consumidor considere necesaria según las necesidades de su instalación, por lo que permitirá un ahorro considerable en cuanto a término fijo de potencia se refiere
- Se elimina el peaje de respaldo

Sabiendo el marco legislativo que nos envuelve, comprobaremos la evolución mensual del precio de la energía que ha tenido lugar desde 2015 según los datos que podemos consultar en el “Sistema de información del operador del sistema” de Red Eléctrica de



España. Los datos de la siguiente tabla es la suma del peaje de acceso y el coste de la energía en €/kWh:

	Evolución €/kWh en España			
	2015	2016	2017	2018
ENERO	0,128908	0,103605	0,147961	0,120582
FEBRERO	0,118911	0,091902	0,121498	0,12282
MARZO	0,117917	0,091652	0,111024	0,107595
ABRIL	0,120668	0,086457	0,111665	0,109529
MAYO	0,117907	0,088287	0,112664	0,120958
JUNIO	0,126524	0,100516	0,11416	0,123427
JULIO	0,132266	0,102618	0,113154	0,12732
AGOSTO	0,125652	0,103921	0,11297	0,132283
SEPTIEMBRE	0,118108	0,106147	0,113696	0,138474
OCTUBRE	0,116771	0,118809	0,124872	0,131919
NOVIEMBRE	0,122399	0,122928	0,129645	0,129807
DICIEMBRE	0,122882	0,130116	0,129729	0,130871

Tabla 1. Evolución del precio del peaje de acceso y coste de la energía por kWh

Para poder evaluarlo de forma más didáctica veamos el siguiente gráfico:

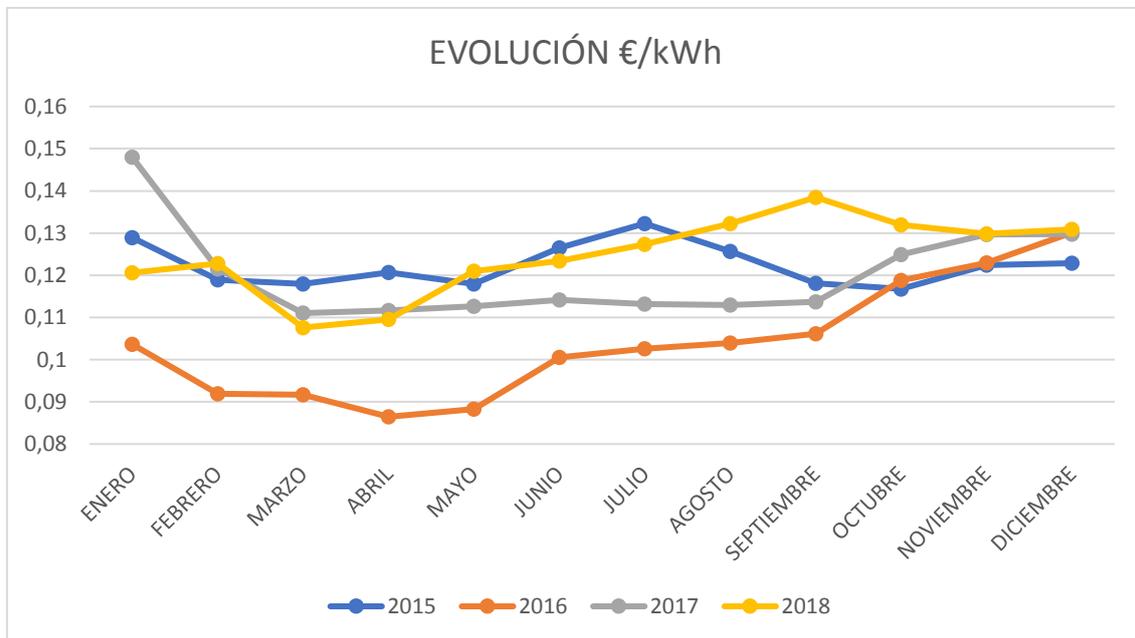


Gráfico 1. Evolución del precio del peaje de acceso y coste de la energía por kWh

El cambio que se produjo de 2015 a 2016, siendo este último el año con precios más bajos en los últimos cuatro años. 2018 superó el precio de 2017 en 9 meses de los 12



meses. Y en enero de 2019 comenzamos el año con 0.120582 €/kWh, lo que nos hace plantearnos, no sin argumentos la posible tendencia ascendente para este nuevo año.

Todo esto, sumado a la bajada considerable de los precios de los paneles fotovoltaicos hacen del autoconsumo fotovoltaico una opción que debe ser considerada.

El proyecto que nos ocupa fue demandado hace un año por los futuros usuarios de la instalación. Actualmente viven en un piso de un bloque de edificios en la población de Riba-roja de Túria, Valencia. La instalación que desean llevar a cabo es para una vivienda unifamiliar que acababan de adquirir y están reformando en la urbanización de Valencia la Vella, Riba-roja de Túria, Valencia.

Ya que existía un período de un año y medio hasta que se llevara a cabo la instalación, en diciembre de 2017 se instaló un medidor de potencia en el cuadro general de la vivienda actual. Permitiendo de esta forma, analizar el perfil de consumo real en un período de un año.

Aunque se realizará un cambio de vivienda, ambas se encuentran en la misma población, los usuarios serán los mismos, los metros cuadrados de las viviendas serán similares y ambas son de nueva construcción, por lo que podemos considerar aptos los datos para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica.

En un futuro se tiene planificado una ampliación de la vivienda y del número de usuarios, por lo que uno de los requisitos será la posibilidad de aumentar la potencia generada y almacenada.

La vivienda que nos ocupa tiene una superficie útil de 2000 m² por lo que hace más sencilla la posible instalación de los paneles solares. Por lo que nuestro siguiente paso es analizar la vivienda donde se llevará a cabo la instalación.

4. DESCRIPCIÓN Y NECESIDADES DE LA VIVIENDA

En este apartado analizaremos la situación de la vivienda, las necesidades de consumo, el perfil de consumo de los usuarios y las posibles consideraciones que se debe tener en cuenta para el posterior cálculo y dimensionamiento.

Como ya hemos citado anteriormente, la vivienda se encuentra situada en la urbanización de Valencia la Vella, Riba-roja de Túria, Valencia. La referencia catastral es 2788602YJ1728N0001AQ, por lo que nos dirigimos al “Portal de la Dirección General del Catastro” del Ministerio de Hacienda para poder obtener la ubicación y orientación del terreno disponible.



Imagen 2. Cartografía catastral de la vivienda

Aunque aún no hemos determinado el número de paneles necesario para la instalación, uno de los requisitos de los usuarios es aprovechar el espacio disponible no aprovechable para otros usos. Por ello, después de una inspección visual del terreno se ha determinado colocar los paneles en el tejado de la vivienda, así como el muro de entrada a la parcela.

El tejado de la vivienda tiene 58 m², una inclinación de 13° respecto a la horizontal y un ángulo de azimut +38°.



Imagen 3. Tejado de la vivienda

Los paneles que vayan situados en el muro de entrada de la vivienda tendrán una inclinación de 90° , según concluyamos analizando las pérdidas producidas por la inclinación y ángulo de azimut de $+38^\circ$.

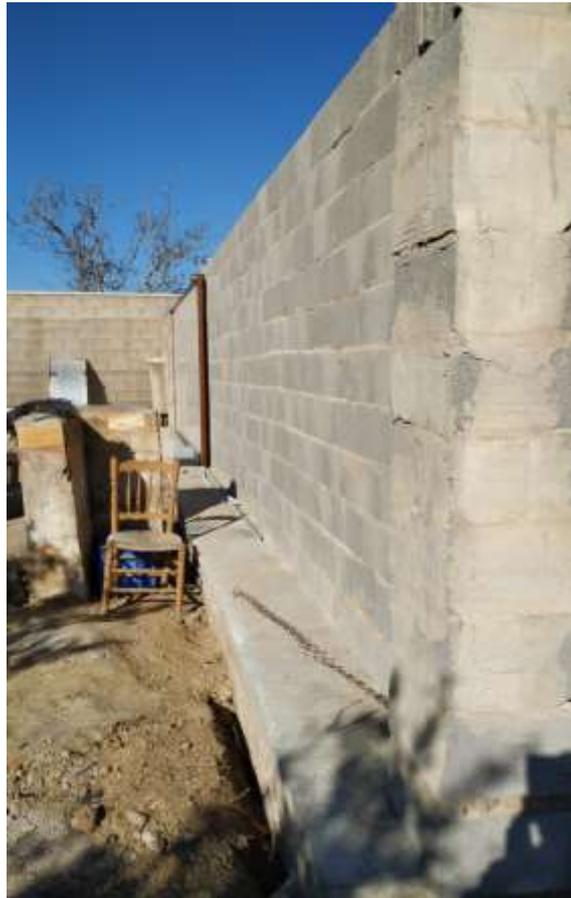


Imagen 4. Muro de entrada de la vivienda



La información catastral de la vivienda podemos encontrarla en la sede electrónica del catastro, dónde podemos buscar la vivienda que nos interesa por su referencia catastral, obteniendo un plano como el que podemos ver a continuación, pudiendo averiguar el ángulo de orientación respecto al sur:



Imagen 5. Cartografía catastral de la vivienda con la señalización de la superficie de instalación

Con estos datos nos dirigimos a la web de PVGIS, “Photovoltaic Geographical Information System” (http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html) para obtener los datos de irradiación en la zona donde se realizará la instalación para un azimut (+38°) con las distintas inclinaciones (13°, 60° y 90°)

Para obtener los datos de irradiancia por m² para nuestra ubicación elegimos:

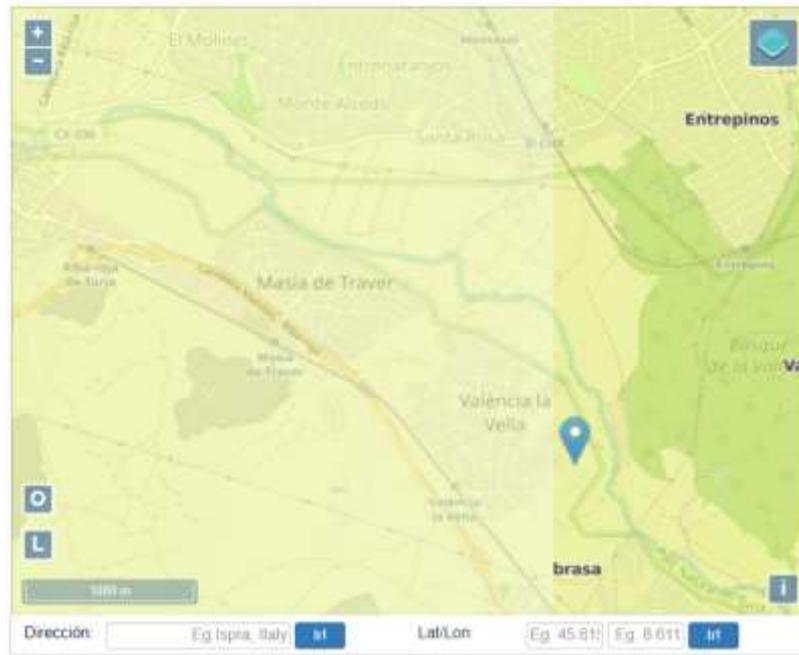


Imagen 6. Ubicación vivienda en PVGIS

Introduciendo los siguientes datos para cada inclinación generaremos el archivo .csv

CONECTADO A RED
DATOS PROMEDIO DIARIOS DE IRRADIANCIA
?

FV CON SEGUIMIENTO

FV AUTÓNOMO

DATOS MENSUALES

DATOS DIARIOS

DATOS HORARIOS

TMY

Base de datos de radiación solar* PVGIS-CMSAF

Mes* Enero

Hora UTC Hora local

Sobre plano fijo:

Irradiancia

Irradiancia cielo claro

Inclinación [°]

Azimut [°]

Sobre plano con seguimiento:

Irradiancia

Irradiancia cielo claro

Temperatura:

Perfil diario de temperatura

👁 Visualizar resultados

📄 Descargar csv

Imagen 7. Ejemplo de descarga de datos para una orientación e inclinación determinada

Descargando los datos en formato .csv y tratándolos en Excel obtenemos los datos de irradiancia para cada mes con la misma orientación para las distintas inclinaciones.

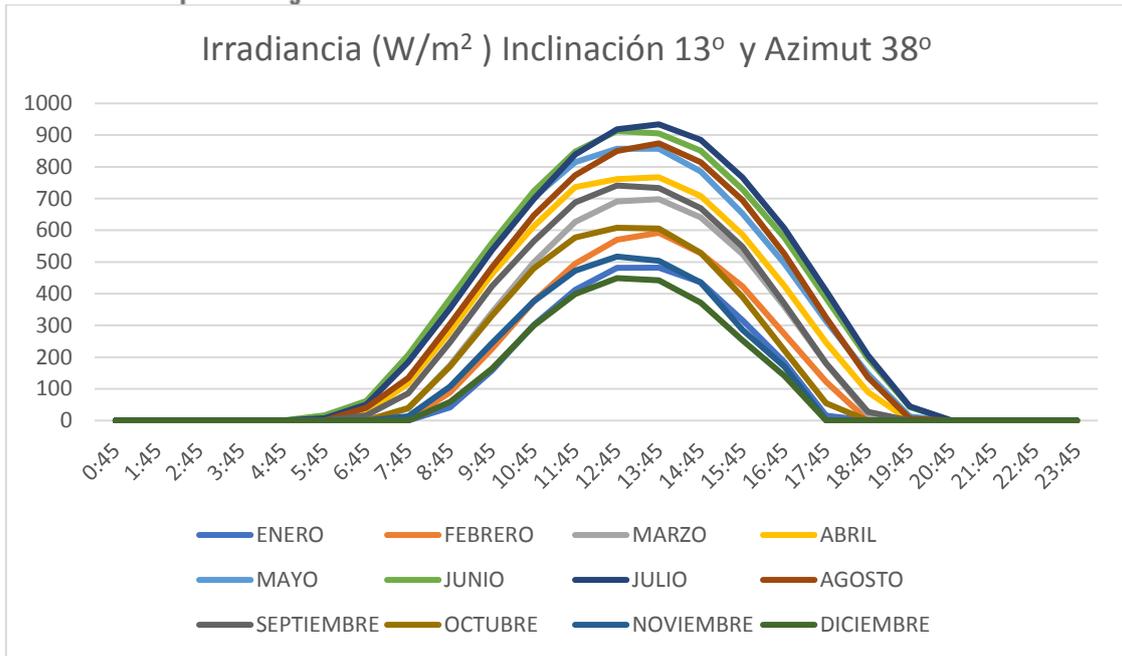


Gráfico 2. Datos de irradiancia (W/m^2) para un ángulo de inclinación de 13° y un ángulo de azimut de 38°

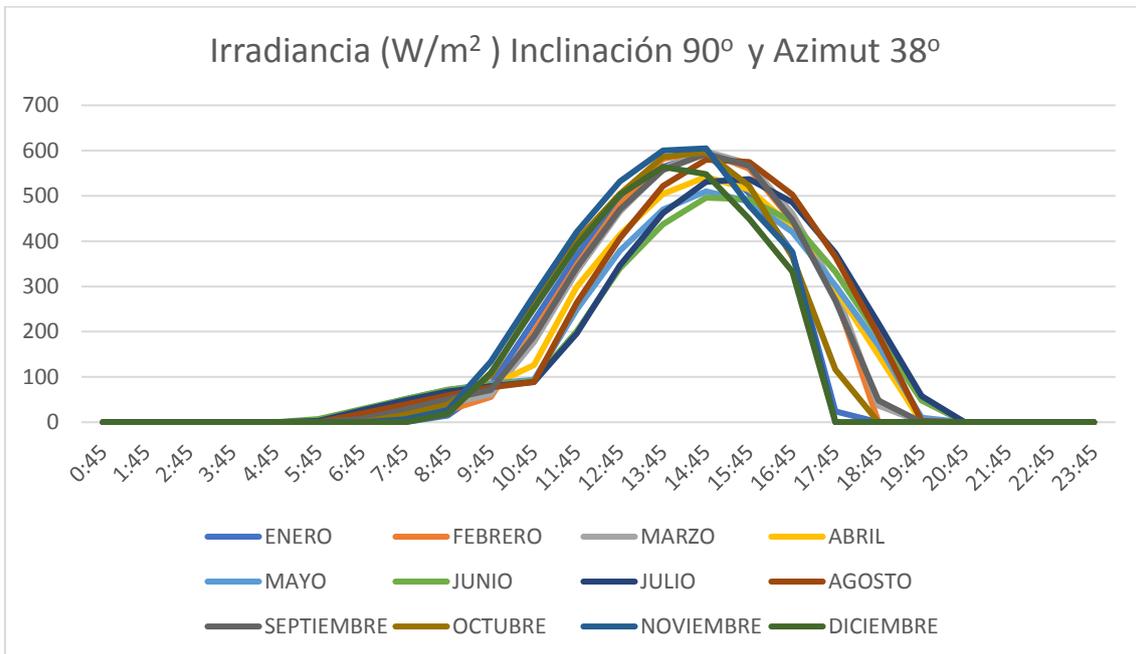


Gráfico 3. Datos de irradiancia (W/m^2) para un ángulo de inclinación de 90° y un ángulo de azimut de 38°

Una vez clara la potencia incidente por unidad de superficie, analizaremos el perfil de consumo de los usuarios de la futura instalación.



En la vivienda actual de los usuarios se conectó hace un año un medidor de consumo en el cuadro general de la vivienda, “Mirubee mirubox”. Se conectó una sonda de corriente en la fase general de alimentación del cuadro y otra sonda de corriente en la fase de alimentación del circuito del aire acondicionado. Este a su vez, se conecta al WIFI por lo que se acumulan los datos en “la nube”, un promedio del consumo por horas. Por tanto, de forma permanente, durante del año 2018, se ha realizado un registro del consumo general de la vivienda.

Los receptores más destacables en cuanto a potencia de la vivienda y el consumo máximo de cada uno de ellos lo podemos ver en la siguiente tabla:

Receptores	Consumo máximo	Unidad
Stand by y Nevera	200	W
Televisión	100	W
Horno	2800	W
Secador	2000	W
AA	3300	W
Lavadora	2000	W
Iluminación	200	W

Tabla 2. Receptores principales de la vivienda

Dado que contamos con los datos de consumo registrados durante 2018, hemos realizado la media de cada hora de cada mes obteniendo el consumo medio mensual de los usuarios:

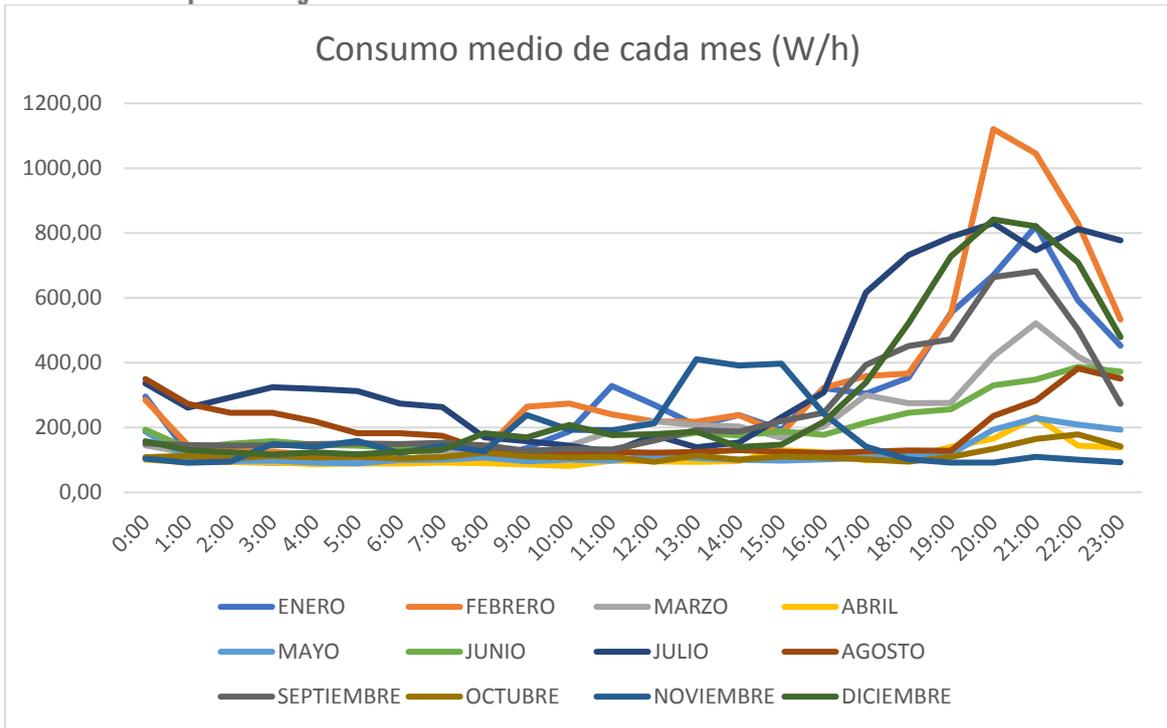


Gráfico 4. Consumo medio del año 2018 de cada mes (W/h)



Gráfico 5. % Consumo del AA frente al consumo total

De todos estos datos concluimos que:

- El porcentaje de consumo del AA representa un 32% del consumo total
- El uso de la vivienda se realiza fundamentalmente por la tarde-noche

Por mucha potencia de paneles fotovoltaicos que instalemos, debido a que el consumo se realiza fundamentalmente fuera de la franja horaria de producción solar, no se aprovechará la potencia generada.

Por ello, la instalación la realizaremos con un sistema de acumulación de la energía generada con baterías.

A pesar de que verter la potencia excedentaria a la red es una opción para considerar, en un principio se va a plantear un sistema de reparto de consumo poniendo como carga secundaria el AA. Es decir, cuando las baterías estén totalmente cargadas y existan excedentes de potencia generada, ésta se enviará al AA para mantener la temperatura de la vivienda a una temperatura de confort en vez de verterla a la red.

Como dato bastante relevante a la hora de sacar la amortización final de la instalación, la potencia contratada actualmente es de 2,3 kW que supone, con consumo 0, 10 € de factura mensual. Que actualmente se está pagando sin habitar en la vivienda.

5. RESUMEN DE LA SOLUCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Los principales objetivos que cumplir con el diseño de esta instalación son:

- Suministrar la potencia necesaria para cubrir la mayor parte el consumo demandado por la vivienda
- Poder asegurar un suministro continuo para la vivienda
- Gestionar el consumo distribuyendo las cargas más representativas según la producción fotovoltaica
- Evitar el vertido de potencia excedentaria a la red
- Dimensionar la instalación de forma que pueda ampliarse en caso de ser necesario.

Para cubrir las necesidades actuales la instalación estará formada por:

- 6 paneles fotovoltaicos JKM390M-72 de Jinko distribuidos en un strings conectados en serie
- Un inversor fotovoltaico Sunny Boy 5.0 de SMA
- Baterías de ión-litio B-BOX Battery Storage Residential de BYD
- Inversor de baterías Sunny Boy Storage 6.0 de SMA
- Sistema Antivertido de SMA
- SMA Manager system

Estos 6 paneles se colocarán en el tejado de la vivienda, sin embargo, se calculará de forma adicional la instalación de 6 paneles más en el muro de entrada de la vivienda, y así poder estimar la producción obtenida y la capacidad de ampliación de la instalación.

Con todos estos componentes tendremos la siguiente instalación:



Tendremos por tanto cuatro tipos de situaciones:

- Situación 1:
La potencia generada por los paneles fotovoltaicos, al no haber consumo, cargará las baterías en caso de que no estén cargadas.

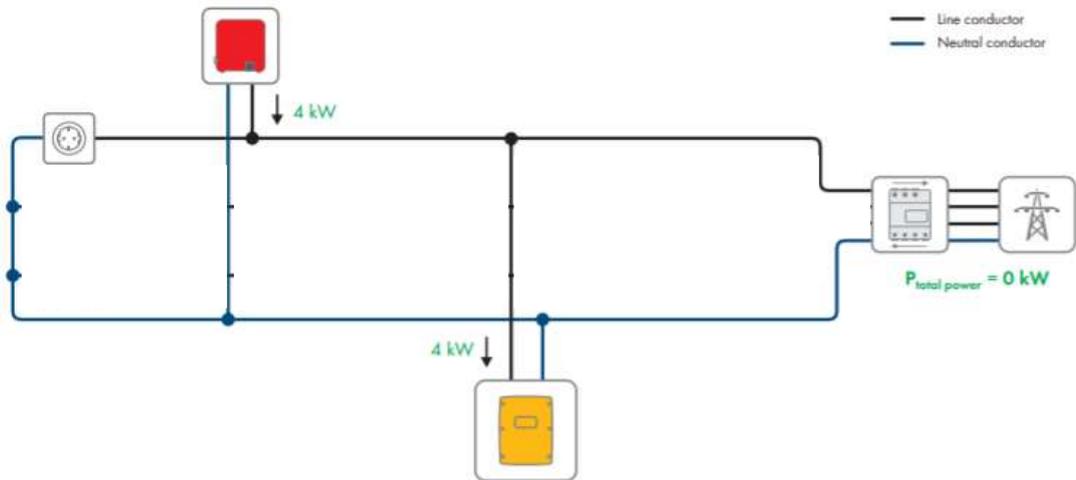


Figure 17: The battery inverter charges the battery.

Imagen 9. Imagen del Planning Guideline de SMA Situación 1. La potencia generada carga las baterías

- Situación 2:

La potencia generada es autoconsumida

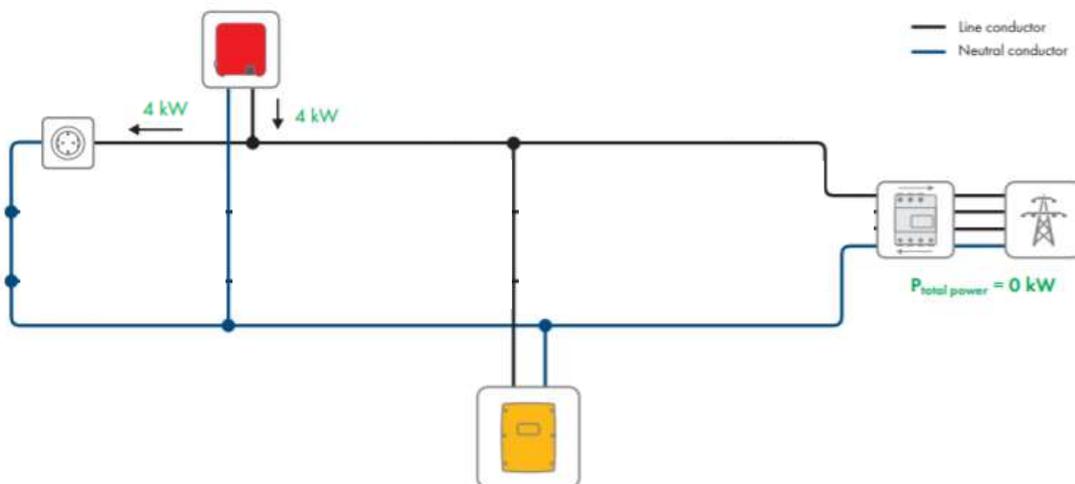


Figure 18: The loads are using the total PV power.

Imagen 10. Imagen del Planning Guideline de SMA Situación 2. La potencia generada es autoconsumida

-Situación 3:

La potencia acumulada por las baterías suministra la potencia que demandan las cargas

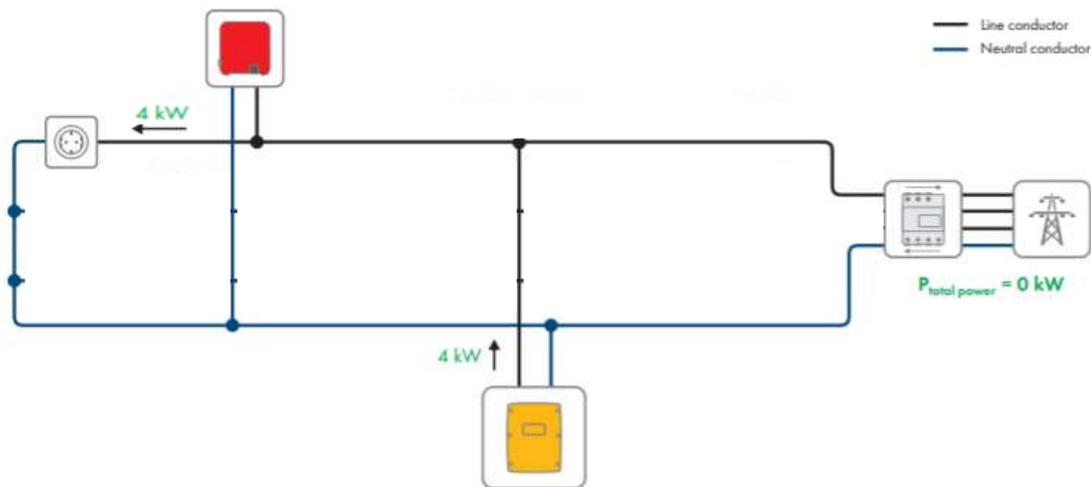


Figure 19: The battery inverter supplies the loads with energy from intermediate storage.

Imagen 11. Imagen del Planning Guideline de SMA Situación 3. La potencia acumulada por las baterías suministra la potencia que demandan las cargas

Estas situaciones también podrán darse combinadas, es decir, la potencia demandada por las cargas es suministrada por el inversor fotovoltaico y la red o el inversor de baterías y la red.

Pero en ningún caso verteremos los excedentes a la red pública.

Para ayudarnos a la gestión de la energía instalaremos un sistema de gestión de la energía que activará diferentes cargas como la lavadora, lavavajillas o AA cuando exista potencia excedentaria.

Tendremos, por tanto:

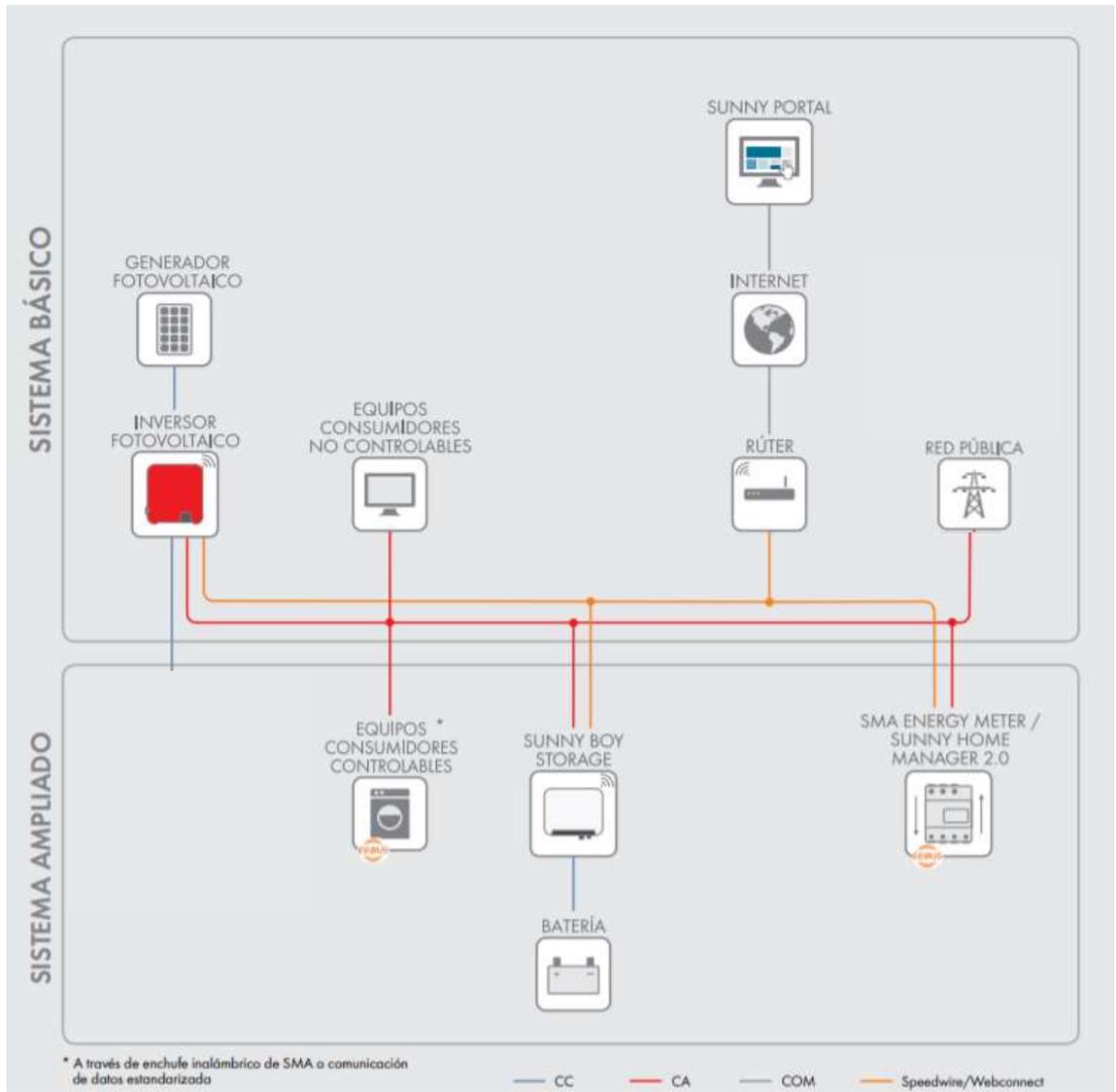


Imagen 12. Imagen Sunny Boy datasheet.

6. MEMORIA DE CÁLCULO

En este apartado vamos a calcular y dimensionar la instalación necesaria para cubrir las necesidades de los usuarios, contemplando varios porcentajes de independencia de la red.

En primer lugar, calcularemos las pérdidas que podemos tener en nuestra instalación independientemente del número de paneles:

- Pérdidas por orientación e inclinación
- Pérdidas por sombras
- Pérdidas por suciedad de los paneles
- Pérdidas por c.d.t. del cableado de la instalación
- Pérdidas por rendimiento del inversor
- Pérdidas por temperatura

Una vez tengamos calculadas las pérdidas de nuestra instalación calcularemos:

- La producción
- La energía suministrada por las baterías
- La energía autoconsumida
- La energía excedentaria
- El porcentaje de autarquía

Calcularemos los datos restantes para el dimensionamiento de la instalación, tales como:

- Estructura de montaje
- Secciones de cableado
- Protecciones eléctricas

Pérdidas por orientación e inclinación

Las pérdidas por orientación e inclinación ya las hemos tenido en cuenta especificando estos datos en la página web de PVGIS. Faltaría comparar la inclinación de 90 y 60 grados para comparar la productividad de los paneles.

(W/m ² xdía) (β)	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
13	2826	3697	4793	5813	6801	7400	7439	6607	5293	4005	3125	2577
60	3736	4367	4845	5109	5357	5582	5805	5647	5062	4441	4035	3560
90	3250	3573	3614	3462	3327	3313	3522	3693	3638	3508	3457	3166

Tabla 3. Tabla de irradiancia mensual diferenciada por la inclinación

Los paneles del tejado, siguiendo la inclinación natural de este, se instalarán a 13 °. Sin embargo, elegiremos 60 ° dada la siguiente comparación entre 60 y 90 ° para los paneles del muro de entrada:

β/W/m ² xdía	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
60	3736	4367	4845	5109	5357	5582	5805	5647	5062	4441	4035	3560
90	3250	3573	3614	3462	3327	3313	3522	3693	3638	3508	3457	3166
% Δ	14,95	22,22	34,06	47,57	61,02	68,49	64,82	52,91	39,14	26,60	16,72	12,44

Tabla 4. Tabla de comparación de irradiancia mensual

Pérdidas por sombras

Calcularemos las pérdidas por sombras según el Pliego de Condiciones Técnica de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C-REV, Julio 2011, ANEXO III, Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.

Para la instalación en el tejado consideraremos las sombras generadas por los árboles que hay detrás de la vivienda, el muro y la vivienda que colinda con la parcela no serán consideradas debido a que no superan la altura de nuestra instalación.

Para la instalación en el muro de acceso a la parcela consideraremos el muro sobre el que se van a colocar los paneles solares fotovoltaicos.

Trasladaremos las dimensiones de los objetos que rodean a nuestra instalación a coordenadas de azimut y elevación para plasmar la sombra proyectada en el diagrama que nos indica la trayectoria del Sol durante el año.

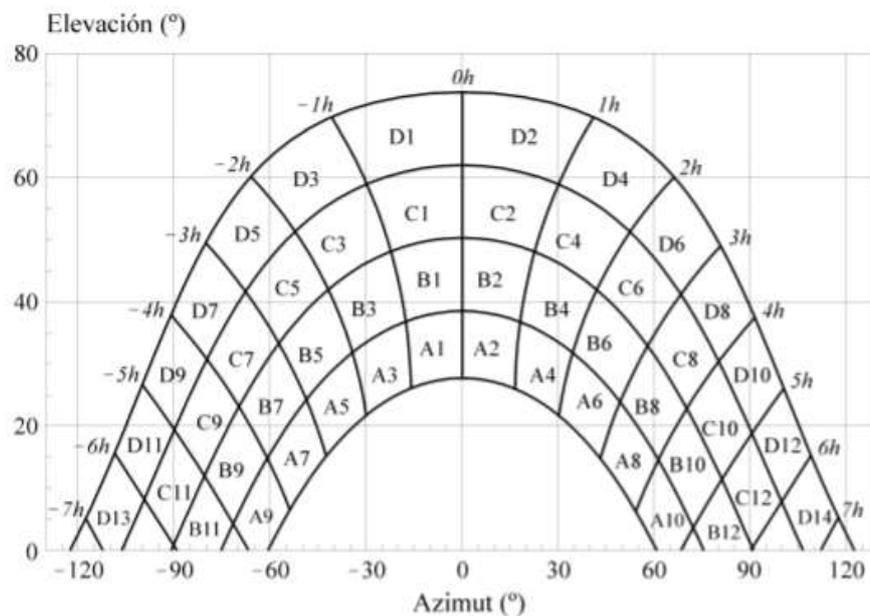


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Gráfico 6. Fig. 5. Del PDC-C-REV, julio 2011

En la zona del tejado solo consideraremos los árboles que nos encontramos en la parte trasera de la parcela.

Con una latitud $39,5^{\circ}\text{N}$ y a partir de las siguientes fotografías tomadas con una aplicación de inclinómetro obtenemos el patrón de sombras



Imagen 13. Acimut 37° al oeste



Imagen 15. Acimut 77° al oeste.

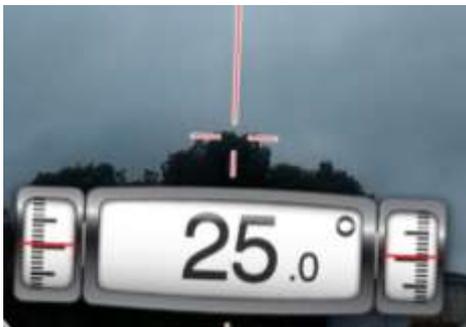


Imagen 14. Acimut 67° al oeste



Imagen 16. Plano de los árboles y el tejado.



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Las líneas visuales de las fotos, tomadas desde la posición de los paneles se pueden ver en el plano.

A partir de las fotografías se crea la siguiente tabla:

Cálculo de puntós		
nº punto	Acimut	Elevación
Foto 1	37	15
Foto 2	67	25
Foto 3	77	18,6

Tabla 5. Cálculo de puntos para el diagrama de sombras

Trasladamos estos datos al diagrama obteniendo:

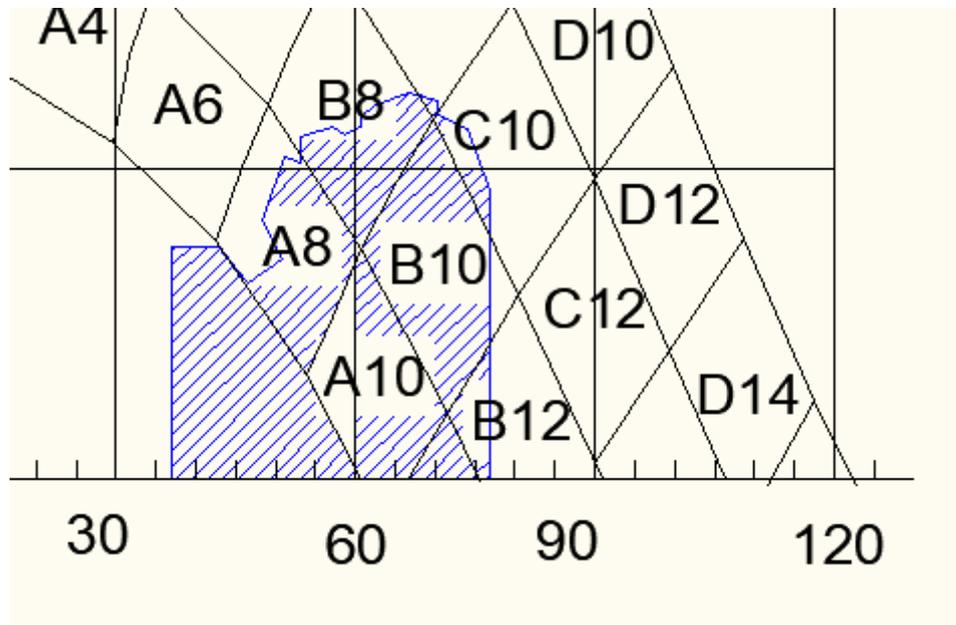


Gráfico 7. Extracto del diagrama de sombras

Dado que la elevación y el acimut de los paneles son: $\alpha=+38^\circ$, $\beta=+13^\circ$, la tabla adecuada para el cálculo es la V-4

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla 6. Tabla V-4 PDC-C-REV, julio 2011

Casilla	Coefficiente tabla	% ocultación	Resultado
A8	1,33	75	0,998
A10	0,18	100	0,18
B8	1,36	50	0,68
B10	0,71	100	0,71
B12	0,06	100	0,06
TOTAL			2,63%

Tabla 7. Pérdidas totales de paneles instalados en el tejado de la vivienda

En el caso de los paneles situados en el muro de la entrada, tenemos que el único objeto que puede hacer sombra a nuestros paneles será el mismo muro donde se apoyan. Siendo este de 2,2 metros de altura. Tendremos dos puntos de referencia, uno por la parte de la izquierda y otro por la parte de la derecha. El de la parte de la derecha no lo tendremos en cuenta, ya que se encuentra a $+120^\circ$, por lo que descartamos que pueda afectar. Sin embargo, la parte del muro que queda a nuestra izquierda deberemos considerar un ángulo de -61° .



Imagen 17. Ángulo que forma la orientación de los paneles con el muro por la parte derecha, Acimut de $+119^\circ$



Imagen 18. Ángulo que forma la orientación de los paneles con el muro por la parte izquierda, Acimut de -61°

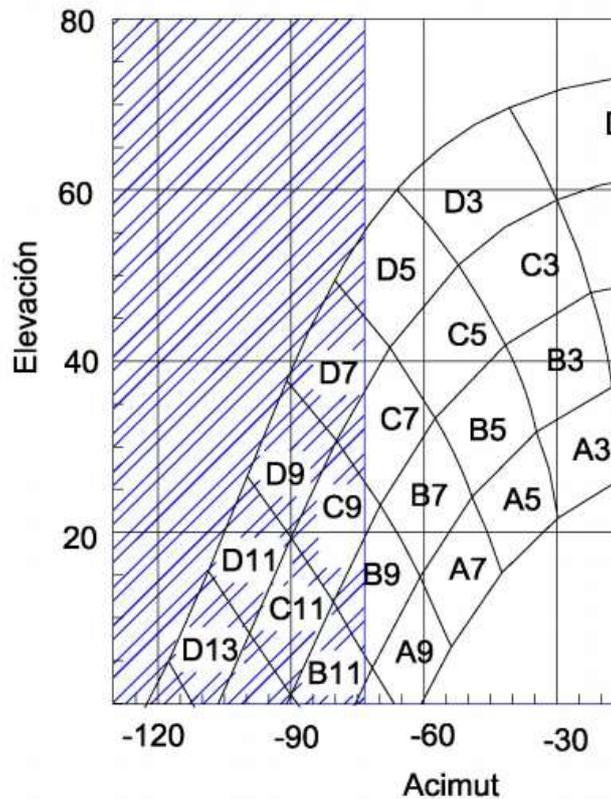


Gráfico 8. Extracto del diagrama de sombras



Por tanto, tendremos sombreados las casillas D13, D11, D9, D7, C11, C9, C7, B11, B9, 75 % de D5, 50 % de A9 y B7, 25 % de C5

Dado que la elevación y el acimut de los paneles son: $\alpha=+38^\circ$, $\beta=+13^\circ$, la tabla adecuada para el cálculo es la V-4

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla 8. Tabla V-4 PDC-C-REV, julio 2011

Casilla	Coficiente tabla	% Ocultación	Resultado
A9	0,02	50	0,01
B11	0	100	0
B9	0,1	100	0,1
B7	0,55	50	0,275
C11	0,03	100	0,03
C9	0,19	100	0,19
C7	0,78	100	0,78
C5	1,4	25	0,35
D13	0,1	100	0,1
D11	0,06	100	0,06
D9	0,56	100	0,56
D7	1,8	100	1,8
D5	3,06	75	0,06
TOTAL			4,32%

Tabla 9. Pérdidas totales de paneles instalados en el muro de acceso de la parcela

Pérdidas por temperatura

Para las pérdidas por temperatura debemos tener claro los datos técnicos de las células del panel fotovoltaico elegido. Los paneles que hemos decidido instalar son los paneles JKM390M-72 de la marca Jinko.

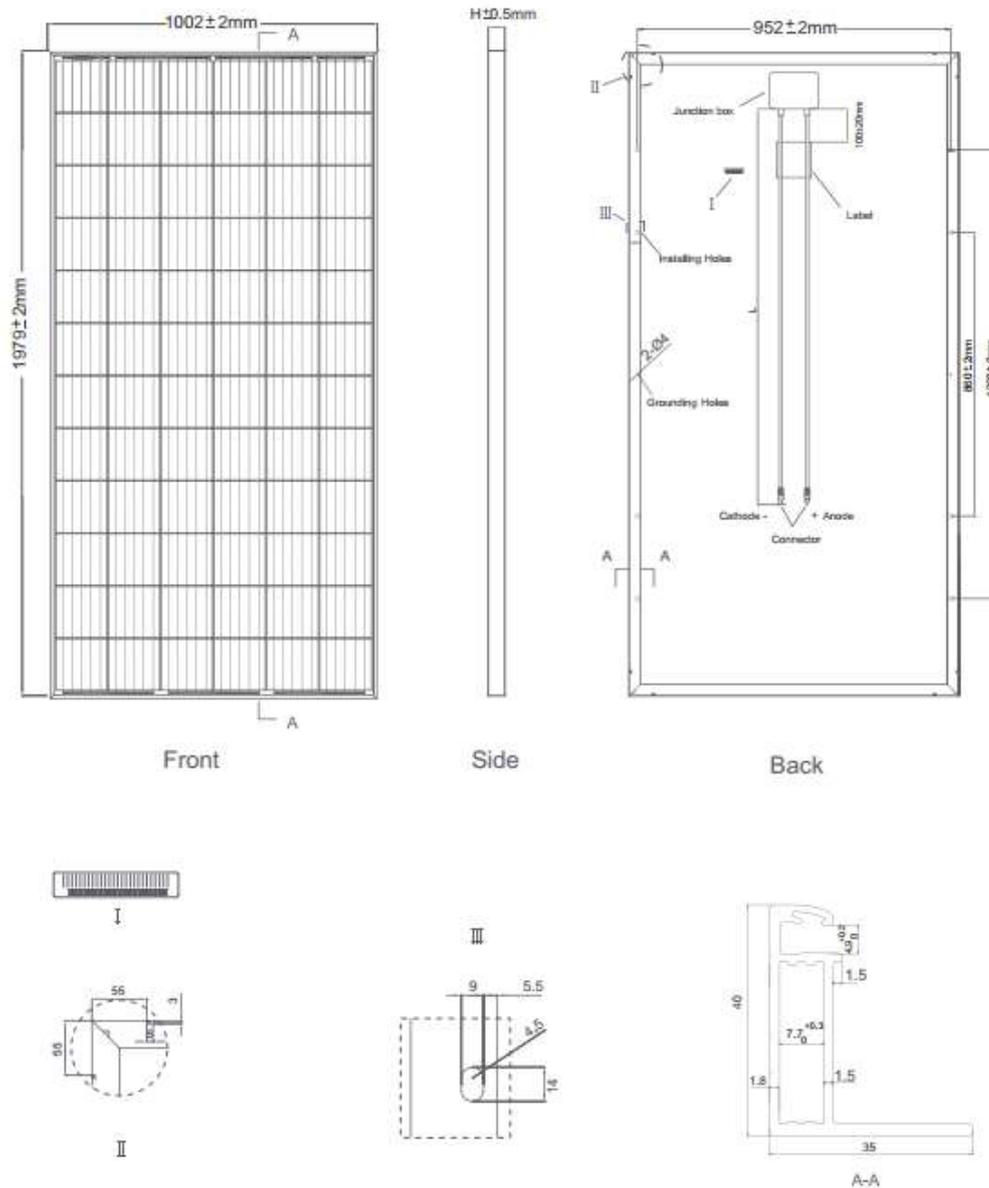


Imagen 19. Dimensiones mecánicas del panel fotovoltaico JKM390M-72



Module Type	JKM370M-72		JKM375M-72		JKM380M-72		JKM385M-72		JKM390M-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V
Maximum Power Current (Imp)	9.28A	7.30A	9.33A	7.36A	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.61A	7.75A	9.68A	7.82A	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A
Module Efficiency STC (%)	18.66%		18.91%		19.16%		19.42%		19.67%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

Tabla 10. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico JKM390M-72

Para calcular las pérdidas por temperatura utilizaremos la siguiente fórmula:

$$T_c = T_{mamb} + (TONC - 20) \times \frac{E}{800}$$

$$P_t(\%) = gx(25 - T_c)$$

Donde:

T_c es la temperatura de la célula solar en $^{\circ}C$

T_{mamb} es la temperatura media de ambiente en el lugar de la instalación, en $^{\circ}C$

El TONC es la temperatura de operación nominal de la célula. Es decir, la temperatura que tiene la célula con Irradiancia de $800 W/m^2$ con distribución espectral de AM=1.5 y velocidad del viento 1 m/s

g es el coeficiente de pérdidas por temperatura, y viene dado por $\%/^{\circ}C$

En este caso, según la hoja de características:

$$TONC = 45 \text{ }^{\circ}C$$

$$g = -0.37 \text{ } \%/^{\circ}C$$

E será la irradiancia media de las dos horas antes y después del mediodía solar

Por tanto, para cada mes tendremos, y cada zona de instalación tendremos las siguientes pérdidas por temperatura:

	Tm amb °C	E (13º) W/m ²	E (60º) W/m ²	NOCT	g (%/°C)	Tc (13º) °C	Tc (60º) °C	Pt(%) (13º)	Pt(%) (60º)
ENERO	12,71	364	496,5	45	-0,37	24,08	28,22	-0,34	1,19
FEBRERO	13,42	459	552,5	45	-0,37	27,76	30,68	1,02	2,10
MARZO	15,43	575,5	606	45	-0,37	33,41	34,36	3,11	3,46
ABRIL	18,09	661	610	45	-0,37	38,75	37,15	5,09	4,50
MAYO	21,97	734	616,5	45	-0,37	44,90	41,23	7,36	6,01
JUNIO	26,12	788,5	630	45	-0,37	50,76	45,80	9,53	7,70
JULIO	28,58	802,5	654,5	45	-0,37	53,66	49,04	10,60	8,89
AGOSTO	28,17	734	659	45	-0,37	51,10	48,76	9,66	8,79
SEPTIEMBRE	24,98	618	627,5	45	-0,37	44,29	44,58	7,14	7,25
OCTUBRE	21,31	483,5	570,5	45	-0,37	36,42	39,14	4,22	5,23
NOVIEMBRE	16,13	379	513,5	45	-0,37	27,98	32,18	1,10	2,66
DICIEMBRE	12,94	326	466	45	-0,37	23,13	27,50	-0,69	0,93

Tabla 11. Cálculo de pérdidas por temperatura

Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por suciedad dependerán de la zona de instalación y del mantenimiento que se lleve a cabo, estas habitualmente se estiman entre un 2% y un 5 %. En nuestro caso al ser una parcela no asfaltada es posible que la suciedad por acumulación de polvo sea apreciable, ya que hay movimiento de coches y terreno con una elevación superior a nuestra zona de instalación. Consideramos por tanto unas pérdidas por polvo y suciedad de un valor constante de 4%.

Pérdidas por c.d.t.

Para la caída de tensión, consideraremos el peor caso permitido por reglamento de baja tensión donde se establece como caída máxima de tensión 1.5 %.

Pérdidas por el inversor

Como nuestro cliente quiere en un futuro tener la flexibilidad de verter la energía excedentaria a la red o aislarse de la misma, elegiremos lo que se denomina **AC-Coupling**, un inversor de conectada a red para los paneles fotovoltaicos y otro inversor para las baterías. Que tiene como ventajas:

- **Es un sistema modular**
- **Permite una gran flexibilidad**
- **Asegura la continuidad del servicio ante un corte o interrupción del suministro de red**
- **Permite en un futuro sustituir la red eléctrica por un grupo de apoyo**
- **Permite una mejor gestión de la energía**

Todo esto será ampliado más adelante, pero para el apartado que nos ocupa, consideraremos un rendimiento del 96,5% según las características técnicas del inversor Sunny Boy de 5kW de SMA:

Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
Entrada (CC)				
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V			
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V			
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V			
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A			
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	15 A/15 A			
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A;2; B:2			
Salida (CA)				
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W ¹⁾
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA ¹⁾
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V			
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz			
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V			
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A ²⁾	22 A ²⁾
Factor de potencia a potencia asignada	1			
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo			
Fases de inyección/conexión	1/1			
Rendimiento				
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0%/96,4%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%	97,0%/96,5%

Tabla 12. Especificaciones técnicas del inversor fotovoltaico Sunny Boy 5.0

Pérdidas por envejecimiento de los paneles

Estimaremos un envejecimiento lineal a 20 años de un 80 % de la potencia generada.

Por lo que, si calculamos la duración de la instalación a 10 años para poder realizar una estimación, tendremos un 10 % de pérdidas.

Performance ratio

Una vez calculadas todas las pérdidas deberemos multiplicar la irradiancia por las pérdidas por sombras, obteniendo así los W/m² por hora que tendremos en nuestra instalación.

Por otra parte, el PR, “Performance ratio”, que se define como el porcentaje de eficiencia de la instalación. Variará en función de las sombras de casa sección (tejado o muro), la inclinación (tejado o muro) y la temperatura media de cada mes.

Como ejemplo, las pérdidas más elevadas las encontramos en el mes de Julio para la inclinación de 13 °:

Pérdidas	%
Sombras	2,63
Temperatura	10,6
Suciedad	4
Caída de tensión	1,5
Rendimiento inversor	3,5
Envejecimiento de los paneles	10
PR	67,77

Tabla 13. Resumen de pérdidas de la instalación

Cálculo de producción, autoconsumo y excedentes

Una vez claras la producción por panel según la zona de instalación que tendremos, el objetivo será obtener:

- La potencia generada por los paneles fotovoltaicos (en función del número de paneles)
- La potencia autoconsumida instantánea
- Excedentes de producción
- Potencia autoconsumida de baterías
- Potencia consumida de la red
- Cuota autárquica

Para dimensionar la instalación debemos tener en cuenta el término de cuota autárquica y cuota de autoconsumo. La cuota autárquica se define como la relación entre la energía autoconsumida y el consumo de energía eléctrica de la instalación. Valores típicos rodarán el 40 y 60 %. La cuota de autoconsumo es la relación entre la energía solar fotovoltaica consumida y la producida, esta cuota deberá ser lo más cercana posible al 100 %.

En nuestra instalación la energía autoconsumida puede provenir directamente de los paneles fotovoltaicos o de la energía almacenada en las baterías.

El objetivo es conseguir un porcentaje de independencia de la red que nos permita tener una instalación económicamente viable con el número correcto de paneles fotovoltaicos y baterías.

Para lograr este objetivo utilizaremos una hoja de cálculo para tratar todos los datos.

Los inputs de nuestra hoja de cálculo serán:

- Consumo Wh reales de todos los días del año 2018 de los usuarios de la vivienda
- Irradiancia con pérdidas por inclinación y orientación para un día tipo de cada mes (muro y tejado)
- Pérdidas totales de la instalación, diferenciando las pérdidas de temperatura para cada mes y las sombras para el muro y el tejado
- El total de la potencia de los paneles fotovoltaicos que vamos a utilizar es 390 W

Las variables que tendremos serán:

- Número de paneles
- Capacidad de la batería

Calcularemos para cada día:

- **Potencia generada por los paneles fotovoltaicos**

$$P_g = \frac{N \times P_p \times E \times \%p}{1000}$$

Donde:

P_g = Potencia generada por los paneles fotovoltaicos (Wh)

N = Número de paneles fotovoltaicos

P_p = Potencia de un panel fotovoltaico

E = Irradiancia por hora (W/m^2)

$\% p$ = Porcentaje de pérdidas

- **Potencia autoconsumida instantánea**

Usaremos una fórmula condicional:

Si $P_g = 0$ entonces $P_{a.i.} = 0$

Si $P_g > 0$ y $P_g - P_c < 0$ entonces la $P_{a.i.}$ será P_c

Si $P_g > 0$ y $P_g - P_c > 0$ entonces la $P_{a.i.}$ será P_g

Donde:

P_g = Potencia generada por los paneles fotovoltaicos (Wh)

P_c = Potencia consumida por el usuario (Wh)

$P_{a.i.}$ = Potencia autoconsumida instantánea (Wh)

- **Excedentes de producción:**

Usaremos una fórmula condicional

Si $P_{a.i.} = 0$ entonces no hay excedentes de producción

Si $P_g - P_c > 0$ entonces los excedentes serán $P_g - P_c$

Del total de los excedentes distinguiremos:

Excedentes que cargan las baterías

Si $C_b < C_{b.máx}$ entonces $C_b = C_b + e$ SI $C_b + e > C_{b.máx}$ entonces $C_b = C_{b.máx}$

Excedentes desperdiciados

Si $C_b = C_{b.m\acute{a}x}$ entonces $P_g - P_c$ serán excedentes desperdiciados

Donde:

C_b = Carga de baterías

$C_{b.m\acute{a}x}$ = Capacidad de las baterías

- **Potencia autoconsumida de baterías**

Si $P_g = 0$ y $C_b > P_c$ entonces $P_{a.b.} = P_c$

Si $P_g - P_c < 0$ y $C_b > P_c$ entonces $P_{a.b.} = P_c - P_g$

Si $P_g - P_c < 0$ Y $C_b < P_c$ entonces $P_{a.b.} = C_b$

Donde:

$P_{a.b.}$ = Potencia autoconsumida de baterías

- **Potencia autoconsumida total**

$P_{a.t.} = P_{a.i.} + P_{a.b.}$

Donde:

$P_{a.t.}$ = Potencia autoconsumida total

- **Potencia consumida total**

$$\sum P_c (Wh)$$

- **Potencia consumida de la red**

$P_{red} = P_c - P_{a.t.}$

- **Cuota autárquica**

$$C.A. = \frac{P_{a.t.}}{P_c} \times 100 (\%)$$

De forma ilustrativa veremos varios días con diferente casuística con 6 paneles y 4,9 kWh de baterías de ión-litio:

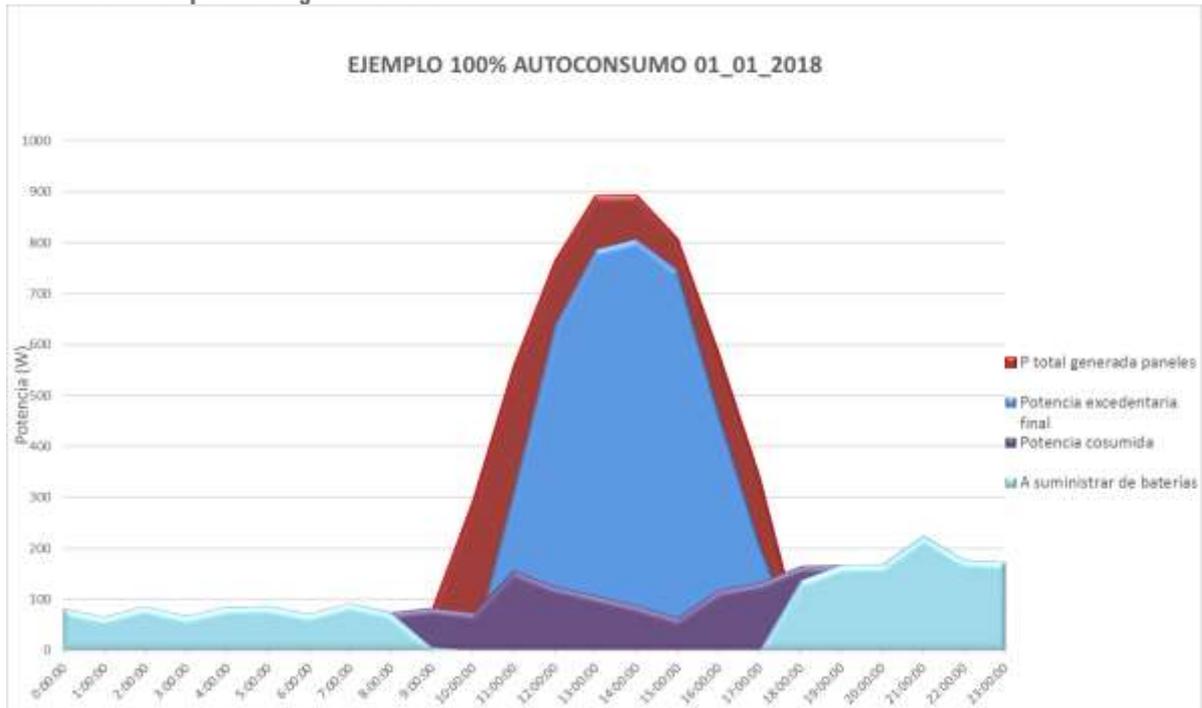


Gráfico 9. *Día 01/01/2018 con 100 % autoconsumo*

En este gráfico (01/01/2018) podemos ver como las necesidades son totalmente cubiertas por las baterías hasta las 8:00h de la mañana y a partir de las 19:00h de la tarde, y cubierta por la generación de los paneles fotovoltaicos en el período intermedio.

La potencia excedentaria es almacenada por las baterías.

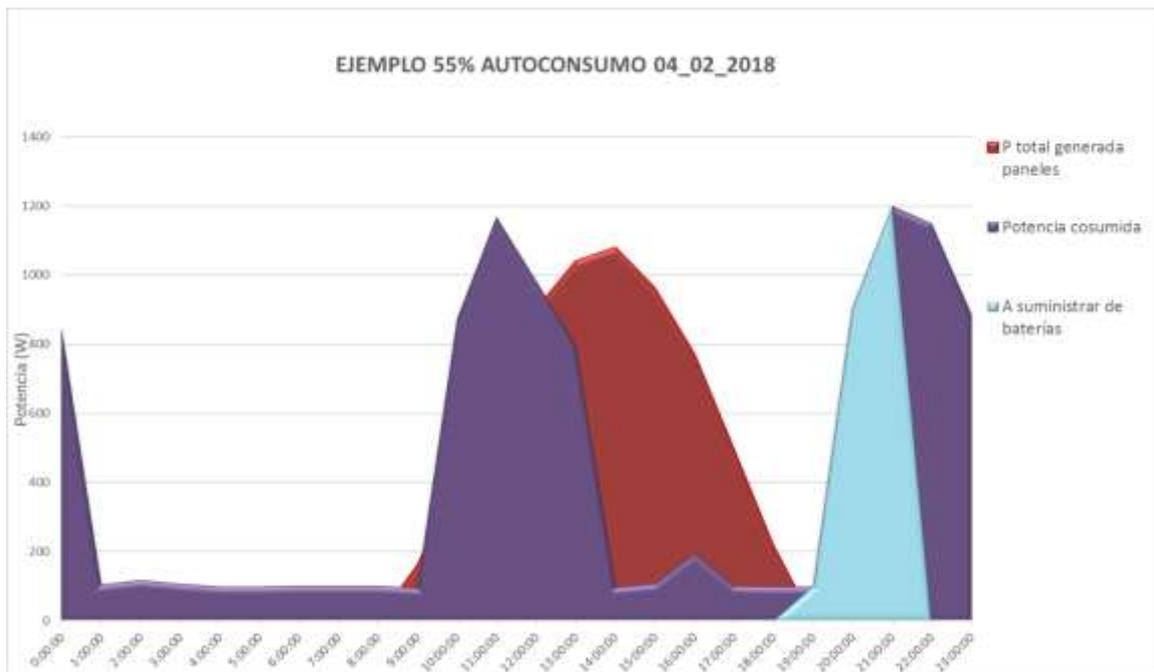


Gráfico 10. *Día 04/02/2018 con 55 % autoconsumo*

En este gráfico (04/02/2018) la potencia almacenada en las baterías y la producción de los paneles no es suficiente para suministrar la potencia de consumida. Por tanto, esta es suministrada por la red.

Debido a las características de nuestro inversor “Sunny boy 5.0” la configuración de los paneles podrá ser:

Panel fotovoltaico		
V _{mpp}	41,1	V
V _{oc}	49,3	V
I _{mpp}	9,49	A
P	390	Wp
Inversor		
2MPPTs		
V min	125	V
V máx	500	V
P máx	7500	Wp
I máx (x MPPT)	15	A

Tabla 14. Resumen características técnicas del panel fotovoltaico y del inversor

Nº de paneles por rama (x MPPT)	V _{mpp} panel	V min entrada inversor	V _{oc} panel	V máx. entrada inversor	I _{mpp} panel	I entrada inversor	Nº paneles total	P panel	P paneles fotovoltaicos
6	41,1	246,6	49,3	295,8	9,49	9,49	12	390	4680
7	41,1	287,7	49,3	345,1	9,49	9,49	14	390	5460
8	41,1	328,8	49,3	394,4	9,49	9,49	16	390	6240
9	41,1	369,9	49,3	443,7	9,49	9,49	18	390	7020
10	41,1	411	49,3	493	9,49	9,49	20	390	7800

Tabla 15. Posible configuración de paneles fotovoltaicos por rama con nuestro inversor

Por ello elegiremos entre 6, 7, 8 y 9 paneles por rama, ya que nuestro inversor cuenta con dos entradas MPPT, obtendríamos un total de 12, 14, 16 o 18 paneles según nos resulte posteriormente más conveniente en función del futuro aumento de las necesidades de consumo.

Las baterías que utilizaremos para nuestra instalación serán las baterías BYD B-Box, unas baterías de Litio cuya principal ventaja es la flexible combinación de capacidad que nos ofrece y además un diseño modular fácil de transportar e instalar. Además, es



compatible con los inversores de SMA que vamos a utilizar para gestionar la energía acumulada. Esta gama de producto ofrece 4 posibilidades de capacidad:

B-Box 2.5/5.0/7.5/10.0 que corresponde a una capacidad de descarga de 2.45/4.9/7.35/9.8 kWh

Nº paneles por rama	Capacidad de baterías (kWh)	Potencia consumida (kW)	P total generada paneles (kW)	P autoconsumida instantánea (kW)	Ciclos de descarga de baterías	Suministrar por baterías (kW)	Suministrar de RED (kW)	P DESPEDIADA (kW)	Cuota de autarquía %
6	2,45	1761,14	1899,08	500,65	223,12	546,63	713,86	928,45	59,47
6	4,9	1761,14	1899,08	500,65	147,19	721,22	539,28	737,29	69,38
6	7,35	1761,14	1899,08	500,65	107,41	789,47	471,03	654,85	73,25
6	9,8	1761,14	1899,08	500,65	83,83	821,54	438,95	624,48	75,08
7	2,45	1761,14	2215,59	521,20	227,87	558,29	681,66	1236,26	61,29
7	4,9	1761,14	2215,59	521,20	156,39	766,29	473,65	1035,33	73,11
7	7,35	1761,14	2215,59	521,20	115,76	850,80	389,14	940,04	77,90
7	9,8	1761,14	2215,59	521,20	90,97	891,53	348,42	890,93	80,22
8	2,45	1761,14	2532,11	539,33	232,33	569,22	652,59	1547,36	62,95
8	4,9	1761,14	2532,11	539,33	164,29	805,04	416,77	1335,66	76,34
8	7,35	1761,14	2532,11	539,33	121,41	892,36	329,45	1244,07	81,29
8	9,8	1761,14	2532,11	539,33	96,05	941,26	280,55	1185,57	84,07
9	2,45	1761,14	2848,62	555,57	234,01	573,33	632,24	1857,57	64,10
9	4,9	1761,14	2848,62	555,57	167,33	819,90	385,67	1637,10	78,10
9	7,35	1761,14	2848,62	555,57	124,31	913,66	291,91	1547,74	83,43
9	9,8	1761,14	2848,62	555,57	98,90	969,22	236,34	1484,66	86,58

Tabla 16. Cálculos comparativos de las posibles combinatorias de paneles fotovoltaicos y capacidad de baterías

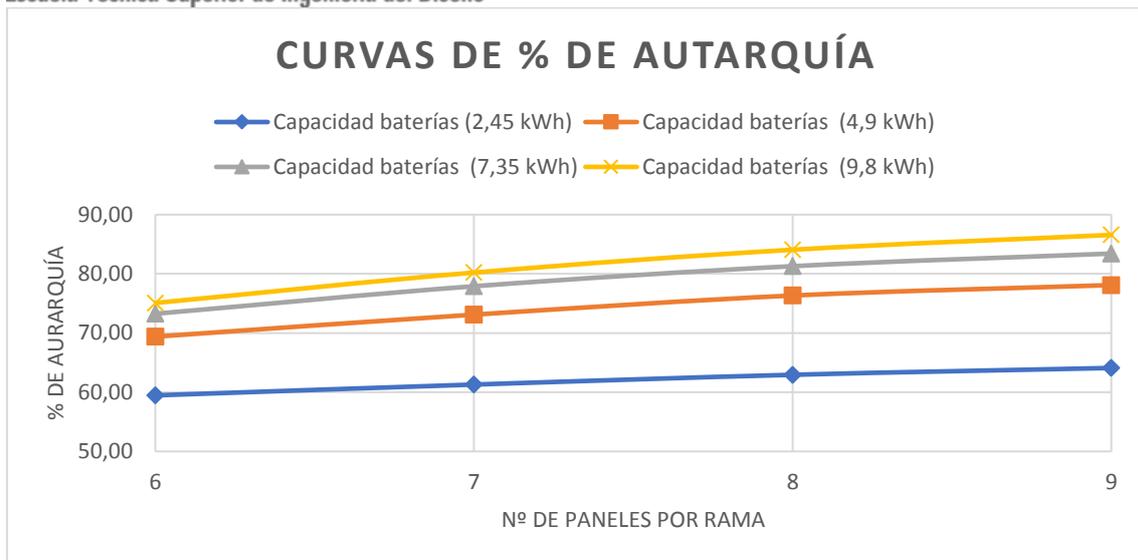


Gráfico 11. Comparación de la combinatoria del Nº de paneles y la capacidad de las baterías

Nº de paneles	Capacidad de baterías (2,45 kWh)	Capacidad de baterías (4,9 kWh)	Capacidad de baterías (7,35 kWh)	Capacidad de baterías (9,8 kWh)
6	59,47	69,38	73,25	75,08
7	61,29	73,11	77,90	80,22
8	62,95	76,34	81,29	84,07
9	64,10	78,10	83,43	86,58

Tabla 17. Tabla resumen de porcentajes de autarquía

Para poder evaluar qué opción escoger haremos un cálculo de rentabilidad económica entre las opciones remarcadas en la tabla 16. Éstas se han escogido buscando comparar distintos porcentajes de autarquía (60, 70, 80 y 90%) con la menor capacidad de baterías.

Nº paneles por rama	Capacidad de baterías (kWh)	Potencia consumida (kW)	P total generada paneles (kW)	P autoconsumida instantánea (kW)	Ciclos de descarga de baterías	Suministrar por baterías (kW)	Suministrar de RED (kW)	P DESPEDIADA (kW)	Cuota de autarquía %
6	2,45	1761,14	1899,08	500,65	223,12	546,63	713,86	928,45	59,47
6	4,9	1761,14	1899,08	500,65	147,19	721,22	539,28	737,29	69,38
9	4,9	1761,14	2848,62	555,57	167,33	819,90	385,67	1637,10	78,10
9	9,8	1761,14	2848,62	555,57	98,90	969,22	236,34	1484,66	86,58

Tabla 18. Posibles combinaciones

Pero para realizar la comparativa económica aún necesitaremos tener en cuenta varios datos adicionales como:

- Inversor de baterías
- La estructura para la posición de los paneles tanto en el tejado como en el muro
- La longitud y sección del cableado
- Protecciones
- Sistema de monitorización y control
- Sistema antivertido

Inversor de baterías

Desde el principio se ha contemplado inversores independientes para el sistema generador y para el sistema acumulador, ya que en un futuro se plantea la desconexión de red con la consecuente ampliación de la potencia de la instalación.

Por ello, vamos a valorar varias capacidades del inversor Sunny boy storage con capacidad para ser utilizado tanto como para redes aisladas como en redes conectadas a red y compatible con las baterías BYD B-Box que hemos elegido.

Tenemos tres posibilidades en cuanto a capacidades de baterías. Capacidad de baterías 2.45 kWh, 7.35 kWh y 9.8 kWh.

La potencia máxima calculada entregada por las baterías en cada caso basado en los datos reales será:

Nº paneles	Capacidad de baterías (kWh)	Potencia máx demandada por baterías (kWh)	Cuota de autarquía %
6	2,45	2253	59,47
6	4,9	2698	69,38
9	4,9	2935	78,10
9	9,8	2935	86,58

Tabla 19. Comparación de potencia máxima (kWh) suministrada por las baterías en cada caso propuesto

Y la potencia máxima instantánea demandada por la vivienda será de 5300 W (AA+Secador). Teniendo estos datos en cuenta y la comparativa de los dos inversores que vemos a continuación:



Technical data (preliminary)	Sunny Boy Storage 3.7	Sunny Boy Storage 5.0	Sunny Boy Storage 6.0
AC connection			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3680 W	5000 W ¹⁾	6000 W ¹⁾
Overload capacity (at 25 °C to max. 60 sec) ²⁾	4600 W	6300 W	7500 W
AC nominal current output (at 230 V, 50 Hz)	16 A	21.7 A ³⁾	26 A
Nominal AC voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V		
AC grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz		
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited		
Feed-in phases / connection phases	1/1		
Battery DC input			
Max. DC voltage	600 V	600 V	600 V
DC voltage range / DC rated voltage	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V
Min. DC voltage / start DC voltage	100 V / 100 V	100 V / 100 V	100 V / 100 V
Max. DC current per DC input / number of DC inputs	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A
Max. short-circuit current	40 A	40 A	40 A
Battery types	Li-ion ⁴⁾	Li-ion ⁴⁾	Li-ion ⁴⁾
Efficiency			
Max. efficiency	97.5%	97.5%	97.5%
Protective devices			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●	● / ●	● / ●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●	● / ●
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●	●
Protection class / surge category	I/IV	I/IV	I/IV
General data			
Dimensions (W / H / D)	535 mm / 730 mm / 198 mm [21.1 inches / 28.5 inches / 7.8 inches]		
Dimensions incl. packaging (W / H / D)	600 mm / 800 mm / 300 mm [23.6 inches / 31.5 inches / 11.8 inches]		
Weight / weight incl. packaging	26 kg (57 lbs) / 30 kg (66 lbs)		
Operating temperature range in battery operation	-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]		
Max. installation height above MSL	3000 m		
Noise emission, typical (at 1 m distance)	39 dB(A)		
Self-consumption standby / self-consumption with no load	< 5 W / < 10 W (without supply for batteries or grid switching unit)		
Topology	Transformerless		
Cooling method	Convection		
Ingress protection	IP65		
Climatic category	4K4H		
Max. permissible value for relative humidity	100%		
Features / function			
Secure Power Supply emergency electricity supply function	● (max. 16 A, activated by manual switch)		
Interfaces	Ethernet / WLAN / CAN / RS485		
Communication / protocols	Modbus (SMA / Sunspec) / Webconnect / Modbus RTU (RS485)		
Battery communication	CAN bus		
Display / Web User Interface	Integrated webserver / via smartphone, tablet, laptop		
Remote monitoring	Sunny Portal via Webconnect		
Warranty	5 years / 10 years with registration in Sunny Portal / Sunny Places		
Certificates, approvals and manufacturer declarations	www.SMA-Solar.com		
Accessories			
Automatic transfer switch for battery backup system	Available from external suppliers		
Sunny Home Manager / Home Manager 2.0	Compatible		
SMA Energy Meter	Compatible		
<p>● Standard features ○ Optional – Not available</p> <p>All information is preliminary—last update: December 2017</p> <p>1) VDE AEN 4105; PAC, i 4600 W, Smax 4600 VA</p> <p>2) only in battery-backup operation with an automatic transfer switch; overload capacity depends on the battery used</p> <p>3) AS4777; Isc max.: 21.7 A</p> <p>4) Battery types approved by SMA, e.g., IG Chem, BYD, etc. (see www.SMA-Solar.com)</p>			
Type designation	SB53.7-10	SB55.0-10	SB56.0-10

Tabla 20. Comparativa inversor de baterías Sunny Boy Storage

Debido a que la potencia máxima de la instalación deberemos elegir el Sunny Boy Storage 6.0 cuya potencia nominal a suministrar será de 6000 W.

Estructura

Para realizar la estructura de los paneles fotovoltaicos que situaremos en el tejado vamos a utilizar la herramienta de diseño de K2 system.

Como primer paso, crearemos un nuevo proyecto:

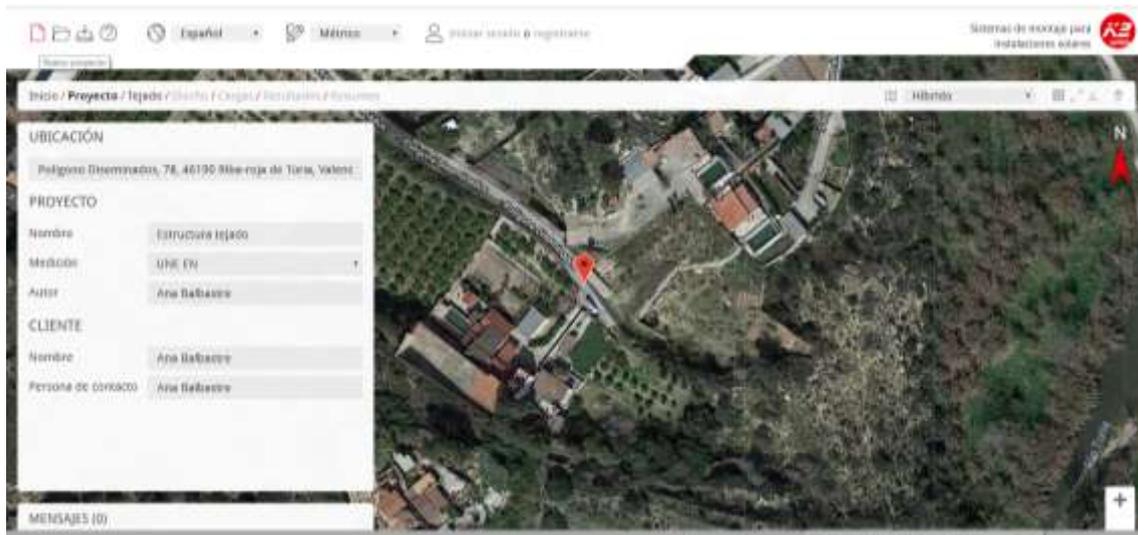


Imagen 20. Nuevo proyecto k2 system

Como datos preliminares que necesitamos para el cálculo de la estructura serán:

- Carga de viento de nuestra ubicación
- Tipo y dimensiones de la cubierta
- Módulos a utilizar



Imagen 21. Elección de tipo de tejado

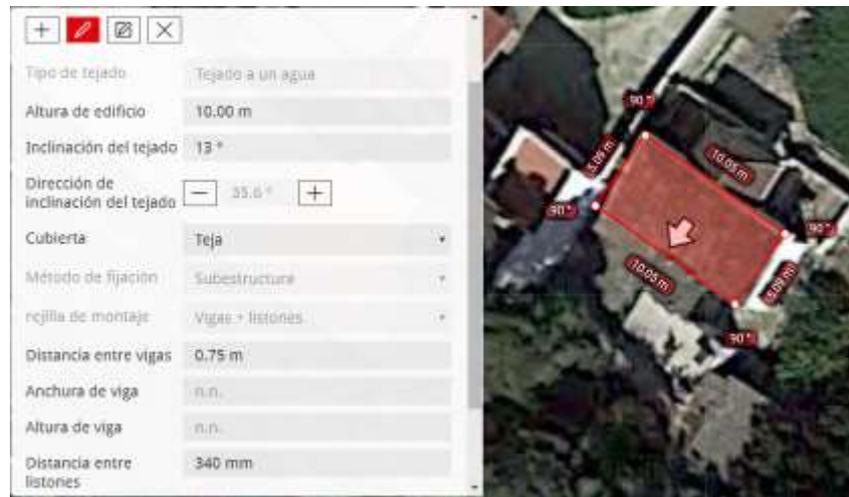


Imagen 22. Especificación de inclinación natural del tejado

	Teja de cimacio	Teja plana	Teja de guerra	Chapa trapezoidal	Chapa superior	Chapa ondulada	Cemento colado	Junta alzada
• Sistema SingleRail	4	•	•	•	•	•	•	•
• Sistema SolidRail	6	•	•	•	•	•	•	•
• Sistema de inserción	8	•	•	•	•	•	•	•
• Sistema MiniRail	10	•	•	•	•	•	•	•
• Sistema SpeedRail	12	•	•	•	•	•	•	•
• Sistema MultiRail	14	•	•	•	•	•	•	•
• Sistema S-Dome Small	16							
• Resumen de fijadores de tejado	18							
• Accesorios	22							

• Apto • No apto

Imagen 23. Opciones de anclajes

El tipo de teja del tejado de la instalación será teja de cimacio, por lo que elegiremos el sistema SingleRail.



Imagen 24. Elección del tipo de anclaje

Como tenemos varias posibilidades, contemplaremos 6 y 9 paneles para la estructura

Separación térmica cada	0 Módulos	Separación térmica cada	11 Módulos
Ancho estándar	50 mm	Ancho estándar	50 mm
<input type="button" value="EDITAR SEPARACIONES TÉRMICAS"/>		<input type="button" value="EDITAR SEPARACIONES TÉRMICAS"/>	
Separación térmica cada	17 Módulos	Separación térmica cada	17 Módulos
Ancho estándar	130 mm	Ancho estándar	130 mm
<input type="button" value="EDITAR SEPARACIONES TÉRMICAS"/>		<input type="button" value="EDITAR SEPARACIONES TÉRMICAS"/>	
INFORMACIÓN DE CAMPOS DE MÓDULOS		INFORMACIÓN DE CAMPOS DE MÓDULOS	
Módulos	6	Módulos	9
Potencia	2,340 kW _p	Potencia	3,510 kW _p

Imagen 25. Opción de cálculo de 6 y 9 paneles

Para evaluar si nuestra configuración de la instalación es válida introduciremos los valores de carga de viento y nieve:

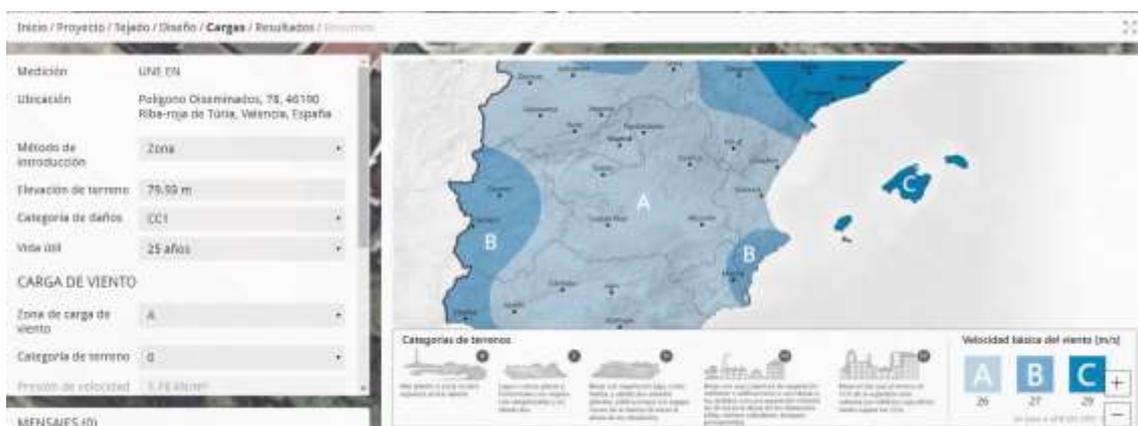


Imagen 26. Carga de viento

Presión de velocidad de ráfagas	1.16 kN/m ²
CARGA DE NIEVE	
Zona de carga de nieve	1
Carga de nieve en suelo	0.36 kN/m ²
Entorno	Terreno abierto
	Rejilla de nieve
Carga de nieve en tejado	0.22 kN/m ²

Imagen 27. Carga de nieve

COMPONENTES	
Fijación	SingleHook 1.1 Set
Guía de base	K2 SingleRail 36
	<input type="checkbox"/> K2 SingleRail 36; 6,10 m
	<input checked="" type="checkbox"/> K2 SingleRail 36; 4,15 m
	<input type="checkbox"/> K2 SingleRail 36; 3,15 m
	<input type="checkbox"/> K2 SingleRail 36; 2,10 m
	<input checked="" type="checkbox"/> Capas finales
Distribución	Admitir recortes

Imagen 28. Componentes de la estructura para la instalación



Imagen 29. Superposición de 6 paneles fotovoltaicos en el tejado real

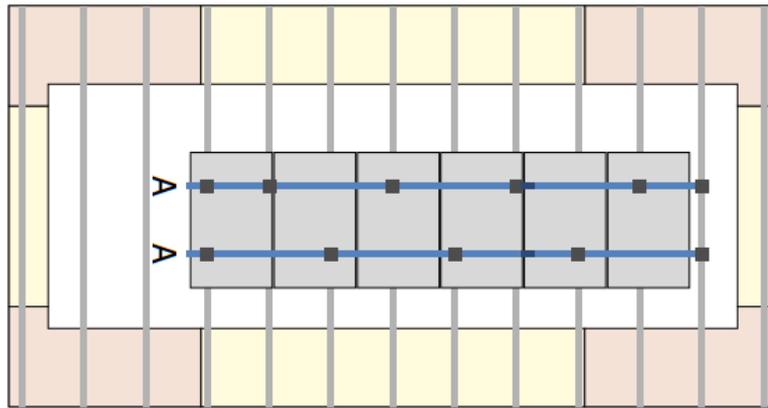


Imagen 30. Plano de la instalación con 6 paneles fotovoltaicos

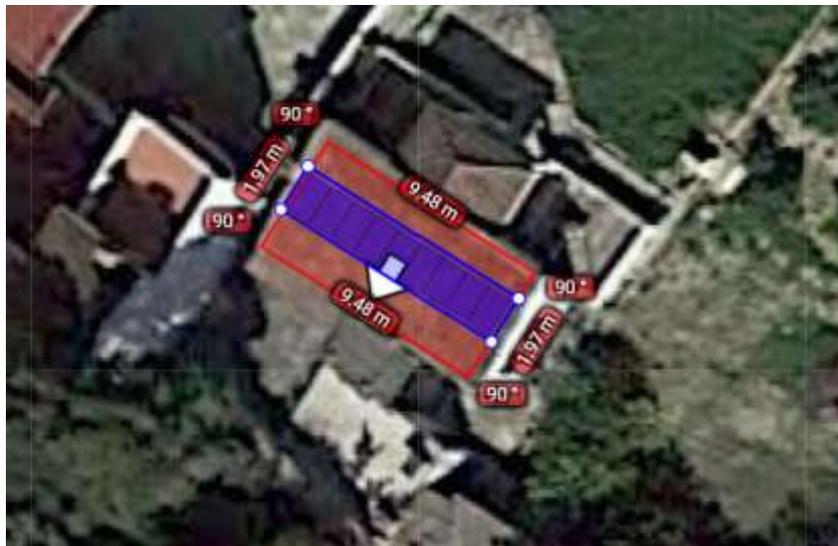


Imagen 31. Superposición de 9 paneles fotovoltaicos en el tejado real

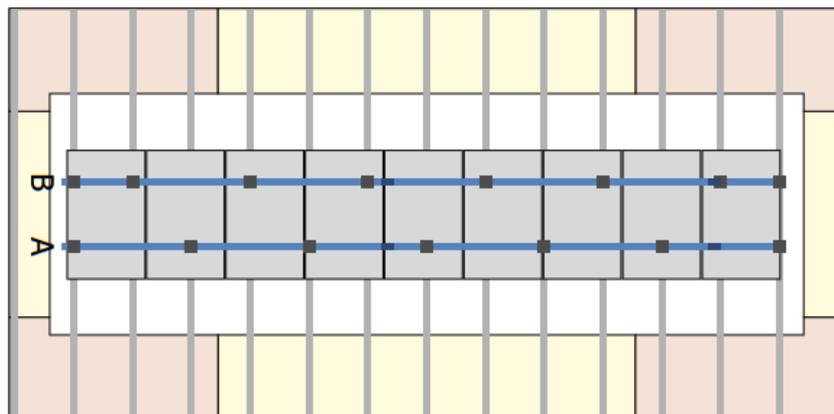


Imagen 32. Plano de la instalación con 9 paneles fotovoltaicos



Sin embargo, el programa de diseño de K2 system nos da error en los cálculos de esfuerzo mecánico. Por ello, elegiremos la opción de instalar 6 paneles fotovoltaicos en el tejado de la vivienda. Disponible en los anexos el informe generado por el programa de cálculo y diseño de estructura en k2 System.

De cara a una posible ampliación de la instalación como ya hemos mencionado anteriormente contemplaremos la estructura para la instalación de 6 paneles fotovoltaicos más en el muro de entrada de la vivienda.

De nuevo acudimos a K2 system, sin embargo, utilizaremos un soporte A-Rack que utiliza la cimentación de hormigón que van a realizar en el emplazamiento. Para el sistema A-Rack los paneles utilizan como guías de módulo los SolidRail

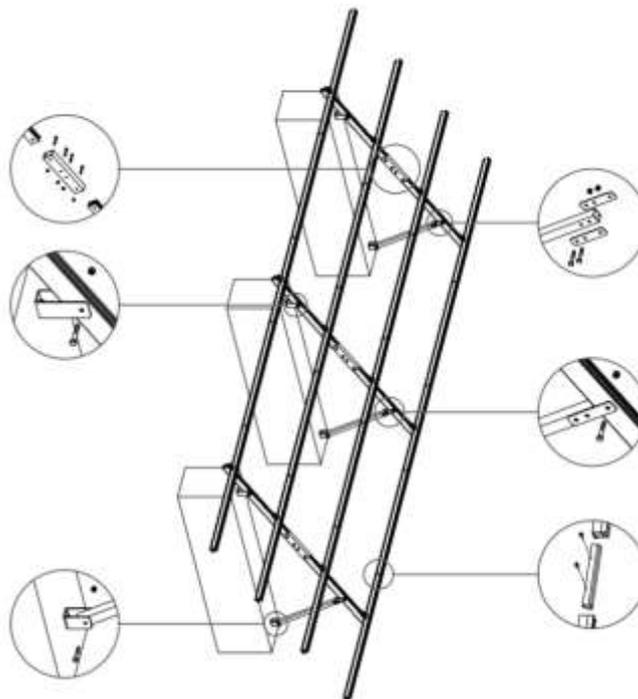


Imagen 33. Soporte A-Rack para paneles fotovoltaicos situados en el muro

Y para sujetar los paneles a la estructura deberemos combinarla con 4 piezas FlexClamp Small por panel.



FlexClamp Small

- ▶ Para la fijación por los lados largos de los módulos
- ▶ Altura regulable

Imagen 34. Sujeciones para los paneles fotovoltaicos en conjunto con la estructura A-Rack de k2 system



Imagen 35. Superposición de los paneles fotovoltaicos en el muro real



Como resumen de los elementos de sujeción tenemos:

6 Paneles fotovoltaicos en el tejado de la vivienda		
No. de artículo	Descripción del artículo	Cantidad
2001928	SingleHook 1.1 Set	11
1000656	Heco Topix wood screw 8x100	22
2002515	K2 OneMid 32-42mm, SILVER	10
2002514	K2 OneEnd 32-42mm, SILVER	4
1004767	K2 EndCap SingleRail 36	4
2001941	K2 SingleRail 36; 4,15 m	4
2001976	Rail connector K2 SingleRail 36 Set	2
	A-Rack	1
	FlexClampSmall	24
9 Paneles fotovoltaicos en el tejado de la vivienda		
No. de artículo	Descripción del artículo	Cantidad
2001928	SingleHook 1.1 Set	15
1000656	Heco Topix wood screw 8x100	30
2002515	K2 OneMid 32-42mm, SILVER	16
2002514	K2 OneEnd 32-42mm, SILVER	4
1004767	K2 EndCap SingleRail 36	4
2001941	K2 SingleRail 36; 4,15 m	5
2001976	Rail connector K2 SingleRail 36 Set	4
	A-Rack	1
	FlexClampSmall	36

Tabla 21. Material necesario para la sujeción de los paneles fotovoltaicos

Secciones del cableado

Contemplaremos 3 zonas de dimensionamiento del cableado;

- De los paneles fotovoltaicos al inversor Sunny Boy 5.0 Distancia de 15 m y 30 m
- De las baterías al inversor Sunny Boy Storage 6.0 2 m
- De embarrado de conexión de los inversores al cuadro general (17 m)

Cuya caída de tensión total será 1.5 % como máximo según la ITC-BT 40

Toda la instalación tendrá el mismo tipo de cableado XLPE de Cobre de exterior

Criterio por caída de tensión máxima

Calcularemos las líneas con las siguientes fórmulas:

$$I_n = \frac{P}{V \times fdp} = I_b$$

$$\theta_t = \left(\left(\frac{I_b^2}{I_z} \right) \times T - 40 \right) + 40$$

$$R_\theta = R_{HO} \times (1 + 0.004 \times (\theta_t - 20)) \times \frac{l}{n^{\circ} \text{cond} \times S}$$

$$X_f = \lambda \times l$$

$$Cdt(V) = R_\theta \times fdp + X_f \times \text{sen} \times I_b \times 2$$

$$Cdt(\%) = \frac{c dt(V)}{V \times 100}$$

Calculado con la Excel de cdt de forma iterativa.

Y considerando los siguientes datos de los manuales de instalación de los inversores y las baterías:

- Sunny Boy Storage, la sección del cableado de AC deberá estar entre 4 y 16 mm²
- Sunny Boy Storage, la sección de las baterías al inversor deberá tener una sección de 2,5 a 10 mm² y la longitud del cableado será como máximo de 10 m
- El cable de tierra será de 10 mm² de sección
- Sunny Boy 5.0, la sección del cableado de AC deberá tener una sección de 10 a 16 mm²
- Sunny Boy 5.0, la conexión en DC será de 2,5 a 6 mm²



- El cable de tierra será de 10 mm² de sección

Desde los paneles fotovoltaico del tejado al inversor Sunny Boy 5.0

Tendremos una línea de 15 m (tejado) con una potencia máxima de 3500 W y una corriente máxima de 10 A

Desde los paneles fotovoltaico del muro al inversor Sunny Boy 5.0

Tendremos una línea de 25 m (muro) con una potencia máxima de 3500 W y una corriente máxima de 10 A

Desde las baterías al inversor Sunny Boy Storage 6.0

Tendremos una línea de 2 m con una potencia máxima de 3500 W y una corriente máxima de 10 A por entrada limitada por el inversor.

De la caja de conexiones al cuadro general de la vivienda

Del cuadro de inversores al cuadro general de la vivienda (17 m) con una potencia máxima de 6000 W y una corriente de 26 A (6000 W/230 V)

Tendremos por tanto las siguientes secciones cumpliendo el 1,5 % máx. de caída de tensión:

Desde	Hasta	S (mm ²)	l (m)	cdt %	cdt % total por tramo
Paneles Fotovoltaicos Tejado	Sunny Boy	6	15	0,70	1,39
Sunny Boy	Cuadro General	10	17	1,39	
Paneles Fotovoltaicos Muro	Sunny Boy	6	25	0,93	1,63
Sunny Boy	Cuadro General	10	17	1,63	
Baterias	Sunny Boy Storage	6	2	0,17	1,01
Sunny Boy Storage	Cuadro General	10	17	1,01	

Tabla 22. Cdt (%) del cableado de la instalación

Criterio por I máx. admisible

Por intensidad máxima admisible tendremos según la norma UNE 20460-5-523: 2004:

	Línea	Método instalación	Tipo y número de conductores	Intensidad real	Corrección por sol	Corrección por Temp	Corrección por agrupamiento	Corrección por ins generadoras	Intensidad corregida	Sección por intensidad máxima
PV tejado a inversor	1	E	2XLPE	10,00	0,9	0,87	0,9	1,25	18,78	1,5
PV muro a inversor	1	E	2XLPE	10,00	0,9	0,87	0,9	1,25	18,78	1,5
Batería a inversor/cargador	4	B1	2XLPE	51,7	1	0,87	1	1,25	74,28	10
Inversor a cuadro	6	B1	3XLPE	26,00	1	0,87	1	1,25	37,36	6

Tabla 23. Sección del cableado de la instalación según I máx. admisible

Las secciones de los distintos tramos serán por tanto las determinadas por el criterio de cdt (%) ya que son las más restrictivas, exceptuando el tramo de las baterías al inversor/cargador que vendrá restringido por la corriente máx. admisible.

Desde	Hasta	S (mm ²)	l (m)
Paneles Fotovoltaicos Tejado	Sunny Boy	6	15
Paneles Fotovoltaicos Muro	Sunny Boy	6	25
Baterías	Sunny Boy Storage	10	2
Caja de conexiones	Cuadro General	10	17

Tabla 24. Sección del cableado de la instalación

Protecciones

Se deberá garantizar por un lado la seguridad de las personas y por otra parte la integridad de cualquier equipo conectado a la instalación.

Los defectos por sobrecarga en corriente continua se protegerán mediante fusibles definidos por el manual de instalación del inversor/cargador de baterías.

La parte de corriente continua de los paneles fotovoltaicos no será necesario protegerla debido a que únicamente tendremos un "string" de paneles y la corriente no será relevante en caso de cortocircuito

En el tramo que corresponde a la conexión entre las baterías y el inversor/cargador

- Fusible de 160 A para el que emplearemos BatFuse-B01 (2x160 A) Según manual de instalación del inversor Sunny Boy Storage

Desde ambos inversores a la caja de conexiones, desde donde saldrá la línea para el cuadro general de la vivienda se instalarán:

- 2 interruptores automáticos de Curva C de 32 y 16 A y un diferencial de 40 A y 300 mA de corriente residual como nos indica el manual de los inversores de SMA.
- Adicionalmente se instalará un interruptor automático general de Curva C de 40 A

7. VIABILIDAD ECONÓMICA

Para analizar la viabilidad económica de la instalación deberemos calcular el precio total de los materiales y mano de obra:

COMPONENTE	CANTIDAD	Precio Un. (€)	Precio Tot. (€)
PANELES JKM390M-72	6	100	600
Sunny Boy Storage 6.0	1	1300	1300
Sunny Boy 5.0	1	1400	1400
BYD B-BOX 5	1	2500	2500
SMA Energy Meter	1	400	400
Estructura	1	400	400
Cableado y protecciones	1	500	500
Instalación	1	400	400
Precio Total (€)			7500

Tabla 25. Inversión inicial de la instalación

Una vez claro el precio total de la instalación, estudiaremos la viabilidad económica calculando el VAN y el TIR

Para ello, necesitaremos calcular el valor actual del dinero:

$$C_n = C_0(1 + i)^n$$

Dónde:

C_n = Valor del dinero al cabo de n años (€)

C_0 = Inersión inicial (€)

i = Tipo de interés

$$Q_x = C_x - P_x$$

Dónde:

Q_x = Flujo de tesorería en el período x

C_x = Cobros

$$P_x = Pagos$$

VAN

$$VAN = -A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+i)^t}$$

Dónde:

A=Inversión inicial (€)

TIR

$$A = \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}$$

Dónde:

r= Interés que hará 0 el VAN, determinado por iteración

Para realizar el cálculo, además, tendremos en cuenta:

- Como gastos, tendremos 25 € de gasto anual por limpieza de los paneles fotovoltaicos y revisión de la instalación.
- Como beneficios, la energía que dejamos de consumir de red
- Multiplicaremos los ingresos cada año por el % de aumento del valor del dinero obtenido en cada caso

PANELES	CAPACIDAD DE BATERÍAS (kWh)	COSTE INSTALACIÓN (€)	VAN (€)	TIR (%)
6	4,9	7500	1188,43	1

Tabla 26. Resumen VAN y TIR

Año	Gastos (€)	Ingresos (€)	Balance (€)	Sumatorio (€)	Interés
0	7500	0,00	-7500,00	-7500,00	0,00%
1	25	302,88	277,88	277,88	VAN
2	25	342,26	317,26	317,26	1188,43298
3	25	384,64	359,64	359,64	TIR
4	25	395,23	370,23	370,23	1%
5	25	405,82	380,82	380,82	
6	25	416,40	391,40	391,40	
7	25	426,99	401,99	401,99	
8	25	437,57	412,57	412,57	
9	25	448,16	423,16	423,16	
10	25	458,75	433,75	433,75	
11	25	469,33	444,33	444,33	
12	25	479,92	454,92	454,92	
13	25	490,51	465,51	465,51	
14	25	501,09	476,09	476,09	
15	25	511,68	486,68	486,68	
16	25	522,27	497,27	497,27	
17	25	532,85	507,85	507,85	
18	25	543,44	518,44	518,44	
19	25	554,03	529,03	529,03	
20	25	564,61	539,61	539,61	

Tabla 27. VAN y TIR

8. CONCLUSIONES

Una vez analizada la viabilidad económica de la instalación podemos concluir que no es rentable, la instalación está sobredimensionada, ambos inversores tienen una potencia superior a la necesaria, siendo la cuota de autoconsumo un 47 %. Sin embargo, este hecho era necesario para poder ampliar la potencia instalada de paneles y baterías en cualquier momento sin necesidad de más modificaciones.

Los objetivos principales de los usuarios de la vivienda era mantener la potencia máxima demandada sin aumentar la potencia contratada, evitar las interrupciones del servicio en caso de fallo o corte por mantenimiento de la red pública de suministro y utilizar la energía renovable para autoabastecerse.

Con el sistema diseñado el usuario será capaz de hacer frente a las necesidades de consumo de la vivienda, evitando las interrupciones del servicio con el sistema de acumulación de baterías de ion-litio y únicamente limitando la potencia máxima de consumo en momentos puntuales. Ya que el AA (que mayor consumo tiene) mediante gestor de consumo, distribuirá la demanda de energía a lo largo de la jornada, manteniendo la temperatura de consigna. Con el sistema de generación y acumulación dimensionado tendrá una independencia de la red pública de un 70 % aproximadamente, que, tras un periodo de análisis de un año, se evaluará la opción de vender la energía excedentaria para implementar el balance 0 de la actual normativa, ya establecida.

Con la instalación diseñada se ha conseguido realizar un sistema de generación y acumulación dinámico, que pueda adaptarse a los cambios de necesidades de potencia que puedan darse y a las necesidades de la instalación si se quiere pretende cambiar el sistema de gestión de la energía vertiéndola a la red para beneficiarse del balance neto en un futuro.

9. BIBLIOGRAFÍA Y NORMATIVA

NORMATIVA

[Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica]

[ITC-BT 40 Instalaciones generadoras de baja tensión]

[Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 52]

[UNE 20460-5-523: 2004 Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Selección e instalación de los materiales eléctricos. Sección 523: Intensidades admisibles en sistemas de conducción de cables.]

BIBLIOGRAFÍA

[SMA Solar Technology AG/ Descargas]

[Sistema de información del Operador del sistema/ LUMIOS/
https://www.esios.ree.es/es/lumios?rate=rate1&p1=100&start_date=01-11-2017T00:00&end_date=31-12-2017T00:00]

[PVGIS/TOOLS/ http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html]

[K2 System Tool]

[Portal de la Dirección General del Catastro/ Ministerio de Hacienda]

ANEXO 1. DATASHEET DE LOS COMPONENTES

Panel Fotovoltaico JKM390M-72

Engineering Drawings

Electrical Performance & Temperature Dependence

Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75x158.75mm
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1979x1002x40mm (77.91x39.45x1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.8 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1+4.0mm ² , Length 1200mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 572pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM370M-72		JKM375M-72		JKM380M-72		JKM385M-72		JKM390M-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V
Maximum Power Current (Imp)	9.28A	7.30A	9.33A	7.36A	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.61A	7.75A	9.66A	7.82A	9.75A	7.88A	9.82A	7.95A	10.12A	8.02A
Module Efficiency STC (%)	18.68%		18.91%		19.18%		19.42%		18.67%	
Operating Temperature (°C)					-40°C~+60°C					
Maximum System Voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum Series Fuse Rating					20A					
Power Tolerance					0~+3%					
Temperature Coefficients of Pmax					-0.37%/°C					
Temperature Coefficients of Voc					-0.28%/°C					
Temperature Coefficients of Isc					0.048%/°C					
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%



Inversor Sunny Boy 5.0

Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0	Sunny Boy 6.0
Entrada (CC)					
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp	9000 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V				
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V	De 210 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V				
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V				
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A				
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	15 A/15 A				
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A:2, B:2				
Salida (CA)					
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W ¹⁾	6000 W
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA ¹⁾	6000 VA
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V				
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz				
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V				
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A ²⁾	22 A ²⁾	26,1 A
Factor de potencia a potencia asignada	1				
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo				
Fases de inyección/conexión	1/1				
Rendimiento					
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0 %/96,4 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,6 %
Dispositivos de protección					
Punto de desconexión en el lado de entrada	●				
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●				
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -				
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●				
Clase de protección (según IEC 61140)/Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III				
Datos generales					
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	435 mm/470 mm/176 mm (17,1 in/18,5 in/6,9 in)				
Peso	17,5 kg (38,5 lb)				
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)				
Emisión sonora, típica	25 dB(A)				
Autoconsumo (nocturno)	5,0 W				
Topología	Sin transformador				
Sistema de refrigeración	Convección				
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65				
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H				
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %				
Equipamiento					
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Conector de enchufe de CA				
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil	●				
Interfaces: WLAN, Speedwire/Webconnect	● / ● / ●				
Protocolos de comunicación	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data, TS4-R				
Gestión de las sombras: OptiTrac Global Peak	● / ○				
Garantía: 5/10/15 años	● / ○ / ○				
Certificados y autorizaciones (otras a petición)	AS 4777.2, C10/11, CE, CEI 021, EN 50438, G59/3-4, G83/2-1, DIN EN 62109 / IEC 62109, NEN-EN50438, IEC-EN50438, NT_Ley20.571, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 & TOR D4, PPDS, PPC, RD 1699, TR3.2.1, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1, VFR 2014				
Certificados y autorizaciones (en planificación)	DEWA, IEC 61727, IEC 62116, MEA, NBR16149, PEA, SI4777, TR3.2.2				
Disponibilidad de SMA Smart Connected en los países	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK				
<p>● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible Datos en condiciones nominales: 02/2019 1) 4600 W/4600 VA para VDE-AR-N 4105 2) AS 4777: 21,7 A</p>					

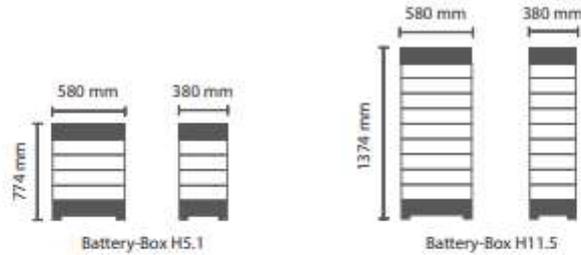


Inversor Sunny Storage 6.0

Technical data (preliminary)	Sunny Boy Storage 3.7	Sunny Boy Storage 5.0	Sunny Boy Storage 6.0
AC connection			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3680 W	5000 W ¹⁾	6000 W ¹⁾
Overload capacity (at 25 °C to max. 60 sec) ²⁾	4600 W	6300 W	7500 W
AC nominal current output (at 230 V, 50 Hz)	16 A	21.7 A ³⁾	26 A
Nominal AC voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V		
AC grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz		
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited to 0.8 underexcited		
Feed-in phases / connection phases	1/1		
Battery DC input			
Max. DC voltage	600 V	600 V	600 V
DC voltage range / DC rated voltage	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V	100 V to 550 V / 360 V
Min. DC voltage / start DC voltage	100 V / 100 V	100 V / 100 V	100 V / 100 V
Max. DC current per DC input / number of DC inputs	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A	10 A / 3 x 10 A
Max. short-circuit current	40 A	40 A	40 A
Battery types	Li-ion ⁴⁾	Li-ion ⁴⁾	Li-ion ⁴⁾
Efficiency			
Max. efficiency	97.5%	97.5%	97.5%
Protective devices			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●	● / ●	● / ●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●	● / ●
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●	●
Protection class / surge category	I/IV	I/IV	I/IV
General data			
Dimensions [W / H / D]	535 mm / 730 mm / 198 mm [21.1 inches / 28.5 inches / 7.8 inches]		
Dimensions incl. packaging [W / H / D]	600 mm / 800 mm / 300 mm [23.6 inches / 31.5 inches / 11.8 inches]		
Weight / weight incl. packaging	26 kg (57 lbs) / 30 kg (66 lbs)		
Operating temperature range in battery operation	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)		
Max. installation height above MSL	3000 m		
Noise emission, typical (at 1 m distance)	39 dB(A)		
Self-consumption standby / self-consumption with no load	< 5 W / < 10 W (without supply for batteries or grid switching unit)		
Topology	Transformerless		
Cooling method	Convection		
Ingress protection	IP65		
Climatic category	4K4H		
Max. permissible value for relative humidity	100%		
Features / function			
Secure Power Supply emergency electricity supply function	● (max. 16 A, activated by manual switch)		
Interfaces	Ethernet / WLAN / CAN / RS485		
Communication / protocols	Modbus (SMA / Sunspec) / Webconnect / Modbus RTU (RS485)		
Battery communication	CAN bus		
Display / Web User Interface	Integrated webserver / via smartphone, tablet, laptop		
Remote monitoring	Sunny Portal via Webconnect		
Warranty	5 years / 10 years with registration in Sunny Portal / Sunny Places		
Certificates, approvals and manufacturer declarations	www.SMA-Solar.com		
Accessories			
Automatic transfer switch for battery backup system	Available from external suppliers		
Sunny Home Manager / Home Manager 2.0	Compatible		
SMA Energy Meter	Compatible		
<p>● Standard features ○ Optional – Not available All information is preliminary—last update: December 2017 1) VDE ARN 4105; PAC, r 4600 W; Smax 4600 VA 2) only in battery-backup operation with an automatic transfer switch; overload capacity depends on the battery used 3) AS4777; Iac max.: 21.7 A 4) Battery types approved by SMA, e.g., LG Chem, BYD, etc. [see www.SMA-Solar.com]</p>			

Batería BYD B-BOX 5.0

Dimensions



Technical parameters



	Battery-Box H 5.1	Battery-Box H 6.4	Battery-Box H 7.7	Battery-Box H 9.0	Battery-Box H 10.2	Battery-Box H 11.5
Battery module	4 modules	5 modules	6 modules	7 modules	8 modules	9 modules
Usable Energy [1]	5.12 kWh	6.40 kWh	7.68 kWh	8.96 kWh	10.24 kWh	11.52 kWh
Max Output Power	5.12 kW	6.40 kW	7.68 kW	8.96 kW	10.24 kW	11.52 kW
Peak Output Power	10.24 kW, 30 s	12.80 kW, 30 s	15.36 kW, 30 s	17.92 kW, 30 s	20.48 kW, 30 s	23.04 kW, 30 s
Round-Trip Efficiency	≥95.3% [1]					
Nominal Voltage	204 V	256 V	307 V	358 V	409 V	460 V
Operating Voltage Range	160–225 V	200–282 V	240–338 V	280–395 V	320–451 V	360–500 V
Communication	RS485 / CAN					
Dimensions (W/H/D)	580 x 774 x 380 mm	580 x 894 x 380 mm	580 x 1014 x 380 mm	580 x 1134 x 380 mm	580 x 1254 x 380 mm	580 x 1374 x 380 mm
Weight	118 kg	143 kg	168 kg	193 kg	218 kg	243 kg
Enclosure Protection Rating	IP55					
Warranty [2]	10 years					
Operating temperature [3]	-10 °C to +50 °C					
Certification & Safety Standard	UL1642 / TUV(IEC62619) / CE / RCM / UN38.3 / Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Haushaltspeicher					
Scalability	To be announced					
Compatible Inverters [4]	SMA (4-8 modules) / Kostal / Fronius (5-9 modules) / GoodWe / Ingeteam (4-5 modules)					
Application [4]	ON Grid (Self consumption) / ON Grid + Backup / Backup					

[1] Test conditions: 100% DOD, 0.2C charge & discharge at +25 °C. System Usable Energy may be variant with different inverter brands

[2] Conditions apply. Refer to BYD Battery-Box Warranty Letter.

[3] -10 °C to +33 °C will be derating

[4] Detailed and updated information refer to BYD Battery-Box Inverter Compatible List and Minimum Configuration List. More brands to be announced.

BYD
BYD Company Limited
www.byd.com/energy
batteryboxgpe@byd.com

BYD Battery-Box EU Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de
info@eft-systems.de

Your energy storage expert



Sistema antivertido SMA Energy Meter

Datos técnicos	SMA Energy Meter
Comunicación	
Conexión con el rúter local	A través de cable ethernet (10/100 Mbit/s, conector RJ45)
Entradas (tensión y corriente)	
Tensión nominal	230 V/400 V
Frecuencia	50 Hz/±5 %
Corriente nominal/limite por cada conductor de fase	5 A/63 A (>63 A combinado con transformadores de corriente externos)
Corriente de arranque	<25 mA
Sección de conexión	De 10 mm ² a 16 mm ² ¹⁾ (para protección de 63 A)
Par de apriete para bornes roscados	2,0 Nm
Condiciones ambientales durante el funcionamiento	
Temperatura ambiente	De -25 °C a +40 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	De -25 °C a +70 °C
Clase de protección (según IEC 62103)	II
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP2X
Valor máximo permitido para la humedad relativa del aire (sin condensación)	De 5 % a 90 % ²⁾
Altitud sobre el nivel del mar	De 0 m a 2000 m
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	70 mm/88 mm/65 mm
Espacios necesarios en el cuadro de distribución del carril DIN	4
Peso	0,3 kg
Lugar de montaje	Armario de distribución o de contadores
Tipo de montaje	Montaje sobre carril DIN
Indicación de estado	2 leds
Autoconsumo	<3 W
Exactitud de medición, ciclo de medición	1 %, 1000 ms
Equipamiento	
Garantía	2 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	www.SMA-Solar.com
Actualizado: enero de 2019	
1) mecánica de 1,5 mm ² a 25 mm ²	
2) 95 % solo encendido hasta 30 días al año	
Modelo comercial	EMETER-20

ANEXO 2. PLANOS

1. PLANO DE SITUACIÓN
2. PLANO DE EMPLAZAMIENTO
3. PLANO PLANTA INSTALACIÓN
4. PLANO FRONTAL INSTALACIÓN
5. ESQUEMA ELÉCTRICO



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO



Sede Electrónica del Catastro

Provincia de VALENCIA
Municipio de RIBA-ROJA DE TURIA
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89

ESCALA 1:15,000

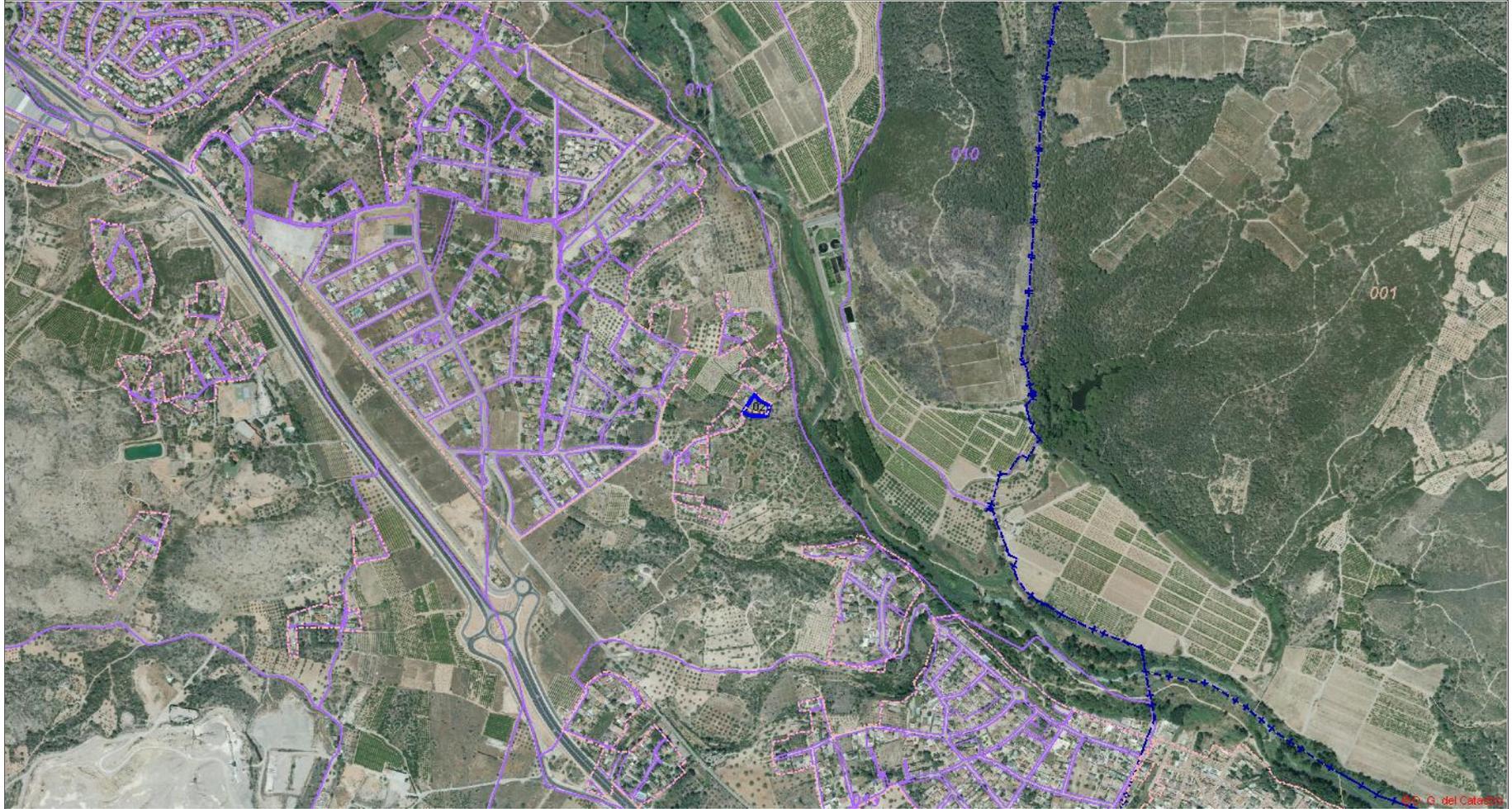


[710,908 ; 4,379,604]

CARTOGRAFÍA CATASTRAL

Parcela Catastral: 2788602YJ1728N

[714,508 ; 4,379,604]



[710,908 ; 4,377,654]

[714,508 ; 4,377,654]



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO



Sede Electrónica del Catastro

Provincia de VALENCIA
Municipio de RIBA-ROJA DE TURIA
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89



ESCALA 1:800

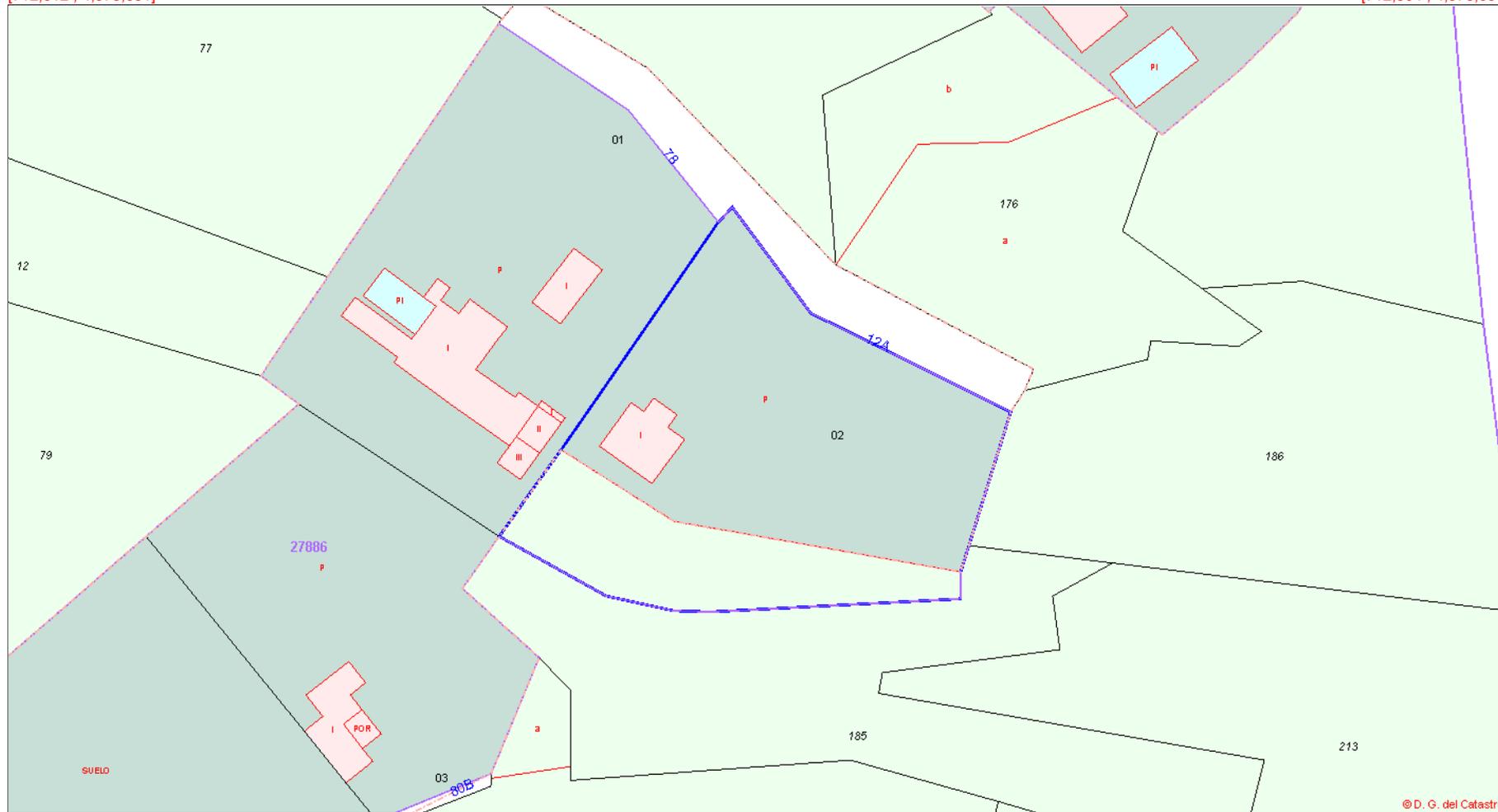


CARTOGRAFÍA CATASTRAL

Parcela Catastral: 2788602YJ1728N

[712,612 ; 4,378,681]

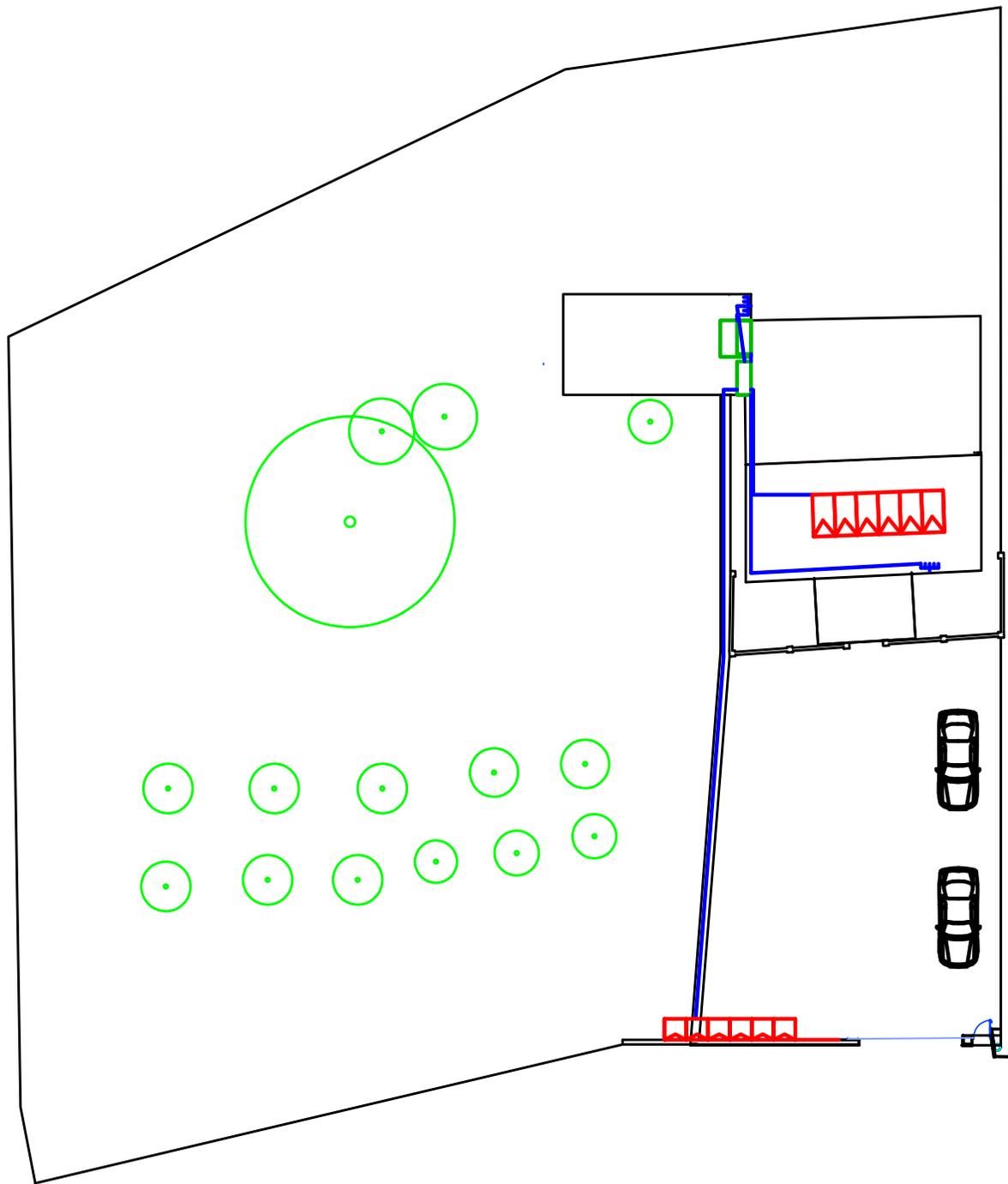
[712,804 ; 4,378,681]



[712,612 ; 4,378,577]

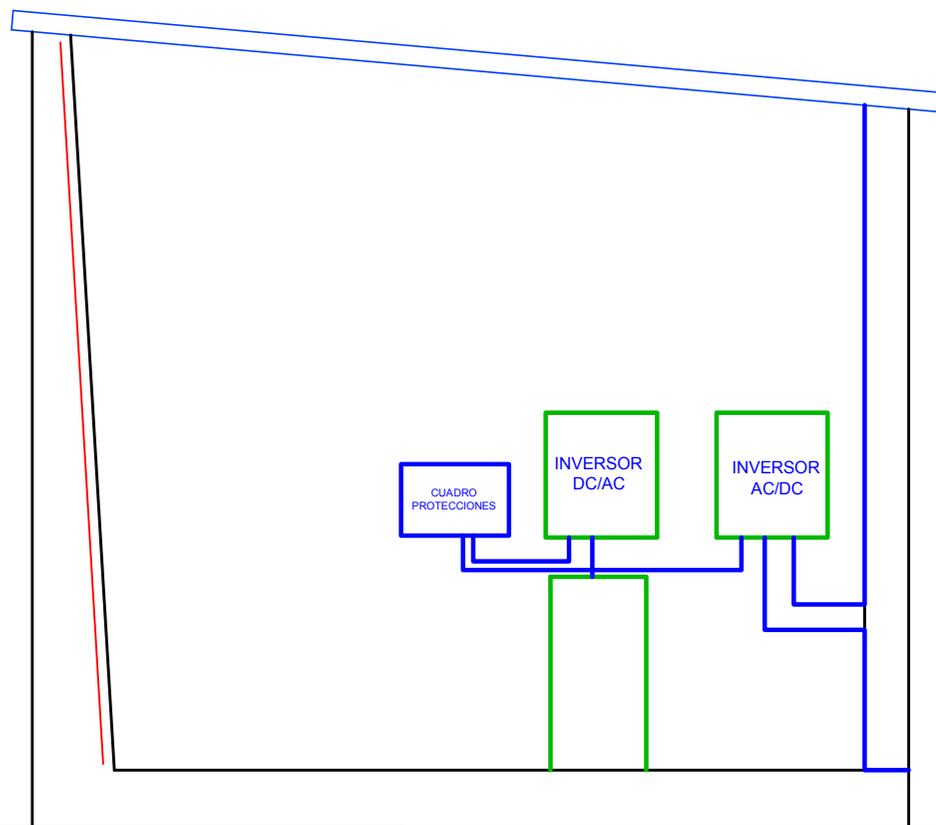
[712,804 ; 4,378,577]

© D. G. del Catastro

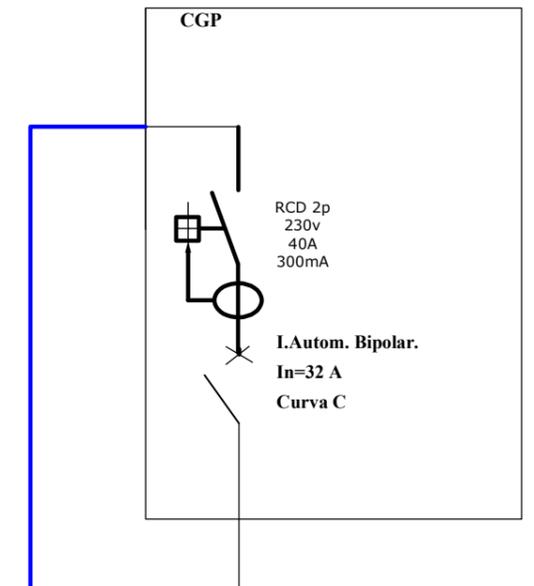
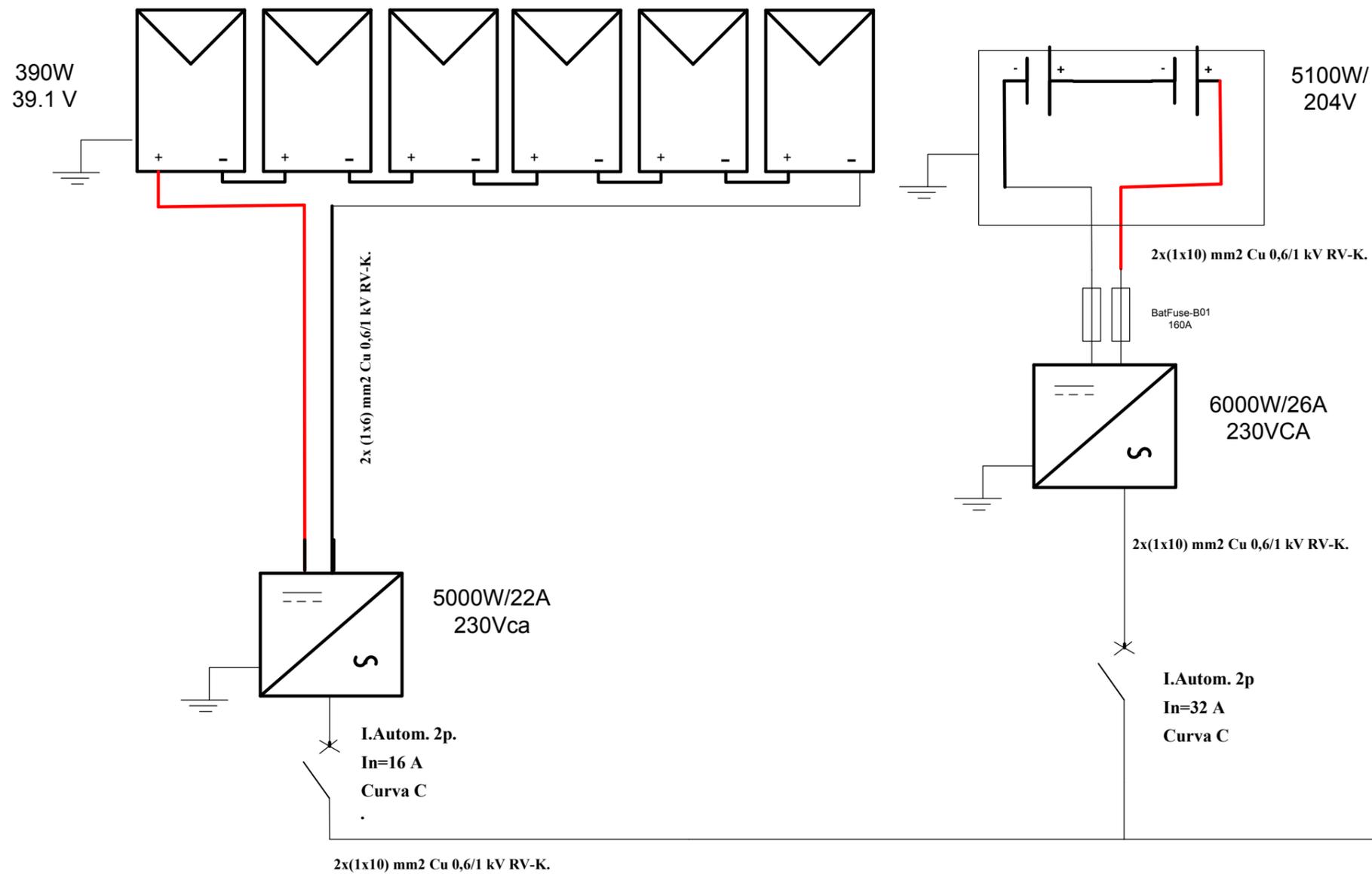


	Panel fotovoltaico
	Inversor DC/AC
	Cuadro de conexión
	Batería BYD B-box

PROYECTO	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA UNIFAMILIAR	
SITUACION	Calle diseminados, Valencia la Vella, Riba-roja del Túria	
TITULAR	ANA ISABEL BALBASTRE VALERO	PLANO N°
PLANO	ESQUEMA PLANTA INSTALACIÓN	3
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	El autor del proyecto	ESCALA
	ANA ISABEL BALBASTRE VALERO	1:75
	RIBA-ROJA DE TÚRIA (Valencia)	FECHA Jul-2019



PROYECTO	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA UNIFAMILIAR	
SITUACION	Calle diseminados, Valencia la Vella, Riba-roja del Túria	
TITULAR	ANA ISABEL BALBASTRE VALERO	PLANO N°
PLANO	ESQUEMA FRONTAL INSTALACIÓN	4
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	El autor del proyecto	ESCALA
	ANA ISABEL BALBASTRE VALERO	1:75
	RIBA-ROJA DE TÚRIA (Valencia)	FECHA Mar-2.017



PROYECTO	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA UNIFAMILIAR	
SITUACION	Calle diseminados, Valencia la Vella, Riba-roja del Túria	
TITULAR	ANA ISABEL BALBASTRE VALERO	PLANO N°
PLANO	ESQUEMA ELÉCTRICO	4
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	El autor del proyecto	ESCALA
	ANA ISABEL BALBASTRE VALERO	-
	RIBA-ROJA DE TÚRIA (Valencia)	FECHA
		Jul-2.019