



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

INSTALACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS
PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE UNA
COMUNIDAD DE VECINOS EN LA CIUDAD DE
ZARAGOZA

Installation of solar panels for the electrical
supply of a neighbourhood community in the
city of Zaragoza

Autor

Carlos Ramos Méndez

Director

José Francisco Sanz Osorio

Titulación del autor

Ingeniería de Tecnologías Industriales

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2020/2021

Resumen

Actualmente, vivimos en una sociedad fuertemente dependiente de la energía, más en concreto de la energía eléctrica, que se está imponiendo cada vez en mayor medida como vector energético en el desempeño de la mayor parte de las actividades humanas.

Sin embargo, el principal problema reside en que, aproximadamente, el 85% de la energía que se consume en el mundo proviene de los combustibles fósiles, en particular de las tres fuentes más dañinas para el medioambiente, el carbón, el petróleo y el gas natural, y cuyas reservas son limitadas. El modelo actual de generación de electricidad se basa en el aprovechamiento de estos recursos en centrales eléctricas para abastecer de energía eléctrica a todos los sectores de la sociedad.

Es por ello que, a través de este proyecto, se pretende aportar una alternativa limpia y renovable a la producción actual de energía, con la instalación de placas fotovoltaicas que abastezcan de electricidad a un bloque de viviendas, logrando reducir la huella de carbono y los costes asociados a la importación de combustibles fósiles y, además, proporcionando un ahorro económico a los consumidores.

Para el caso concreto de una comunidad de vecinos situada en la ciudad de Zaragoza, conformada por un total de 20 viviendas, se ha modelado el consumo eléctrico de cada hogar en base a una distribución probabilística de la energía consumida de la red para un bloque de viviendas tipo, obtenida de la tesis doctoral *Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems* [11]. Una vez obtenidas las necesidades energéticas de cada consumidor, se ha analizado el potencial del emplazamiento para proporcionar un autoconsumo económica y técnicamente viable, analizando el recurso solar de la zona y el espacio disponible en el tejado.

Finalmente, tras haber seleccionado todos los equipos necesarios para que la instalación funcione correctamente, se ha hecho un análisis energético y económico con diferentes potencias del campo fotovoltaico en el tejado para determinar cuál es la que maximizará los beneficios. Este estudio se ha realizado para cada modalidad de autoconsumo contemplada en el Real Decreto 244/2019 y para un caso con acumulación por baterías.

Tabla de contenido

Resumen.....	3
1. Objetivo.....	9
2. Metodología.....	9
3. Marco normativo.....	11
4. Introducción.....	13
4.1. Energía solar.....	13
4.2. Principio de funcionamiento de las placas fotovoltaicas.....	16
4.3. Problemática de los combustibles fósiles.....	17
4.3.1. Afección al medioambiente y cambio climático.....	17
4.3.2. Dependencia energética y precio volátil.....	19
5. Energía fotovoltaica en España.....	21
5.1. Evolución.....	21
5.2. Comunidades energéticas.....	24
6. Emplazamiento.....	26
7. Orientación e inclinación de los módulos.....	28
8. Determinación de la demanda eléctrica.....	29
8.1. Origen de los datos.....	29
8.2. Coeficientes de reparto.....	35
9. Producción de energía fotovoltaica.....	37
9.1. Datos de irradiación.....	37
9.2. Pérdidas energéticas.....	38
9.3. Proceso de cálculo de los flujos de energía.....	42
10. Selección y dimensionamiento de los paneles y del inversor.....	44
10.1. Selección del módulo fotovoltaico.....	44
10.2. Selección del inversor.....	47
10.3. Dimensionamiento del número de paneles.....	48
10.4. Dimensionamiento de la potencia del inversor.....	51
11. Tarifas eléctricas.....	54
12. Parámetros financieros.....	56
13. Casos de estudio.....	58
13.1. Caso autoconsumo con excedentes.....	61
13.1.1. Inversión inicial.....	61
13.1.2. Análisis energético.....	62
13.1.3. Análisis económico.....	63

13.2.	Caso sin excedentes	67
13.2.1.	Análisis energético	67
13.2.2.	Análisis económico.....	68
13.3.	Caso con acumulación por baterías	69
13.3.1.	Inversión inicial.....	69
13.3.2.	Análisis energético	69
13.3.3.	Análisis económico.....	70
14.	Conclusiones.....	72
	Bibliografía	74
	Anexo I. Proceso de cálculo del análisis energético y económico del sistema fotovoltaico mediante Excel.	78
	Anexo II. Hojas de características.....	91

Índice tablas e ilustraciones

1. Objetivo

La finalidad de este proyecto consiste en realizar el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica que abastezca de energía eléctrica a un bloque de viviendas situado en la ciudad de Zaragoza, analizando su viabilidad técnica y económica. Para ello, se propondrán diferentes potencias nominales del generador fotovoltaico y se estudiará para cada caso la rentabilidad económica de la inversión.

Para que las conclusiones que se obtengan del análisis estén fundamentadas en resultados sólidos y precisos, se hará un estudio horario de la gestión de la energía para cada vivienda participante del autoconsumo colectivo. Es decir, se conocerán, para cada hora, la energía producida por el campo fotovoltaico y la energía consumida para determinar tanto el autoconsumo horario como la posible energía excedentaria vertida o no a la red y la energía comprada a la red. De esta manera, se conocerá, al detalle, el ahorro económico y energético para cada vecino.

Todo ello, se enmarcará dentro de las posibles modalidades de autoconsumo que establece el Real Decreto 244/2019.

2. Metodología

En primer lugar, se ha definido la posición geográfica del emplazamiento, así como la orientación del tejado, para poder determinar, a posteriori, los ángulos de inclinación y de azimut óptimos de los módulos. Para ello, se ha utilizado la herramienta Google Earth, con la que se han determinado las coordenadas geográficas del bloque de viviendas (latitud y longitud) y la orientación del tejado.

Una vez conocidas las características del emplazamiento y habiendo seleccionado los paneles solares que serán instalados, se ha comprobado cuál es la capacidad máxima de generación que es capaz de albergar el tejado teniendo en cuenta las limitaciones del espacio disponible. Esta caracterización justifica hasta qué número de paneles se va a poder colocar en el tejado cuando se establezca el rango de potencias nominales del campo fotovoltaico sobre el cuál se realizará el estudio económico y energético. Para ello, se ha hecho uso del software *PV*SOL*, el cual ha permitido realizar un modelado 3D del sistema fotovoltaico para tener una visión realista de la disponibilidad de espacio en el tejado y de la configuración física de los módulos. Además, este programa también ha permitido realizar un estudio del sombreado de los elementos constructivos del tejado para determinar si las pérdidas por sombreado pueden ser despreciables.

El siguiente paso ha sido determinar la demanda eléctrica de cada vivienda. Se han extraído unos parámetros de la tesis doctoral *Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems* que caracterizan el perfil del consumo eléctrico de un edificio residencial tipo y se han extrapolado al bloque de viviendas en estudio.

Para estimar la energía que va a ser capaz de entregar el campo fotovoltaico, se debe analizar el recurso solar de la zona. Mediante la herramienta PVGIS de la Comisión Europea JRC, se han obtenido los datos horarios de irradiación media diaria para cada mes del año, así como el perfil diario de temperatura, ya que el rendimiento de los paneles se reduce conforme aumenta la temperatura.

Por último, con toda la información obtenida anteriormente, se ha creado una hoja en Excel para llevar a cabo los siguientes cálculos:

- Determinación de los consumos eléctricos de cada vivienda y del coeficiente de reparto de la energía producida por los paneles.
- Cálculo de la producción del campo fotovoltaico con diferentes inclinaciones de placa, considerando tanto la energía bruta como la energía tras considerar las pérdidas energéticas.
- Cálculo de la energía autoconsumida, vertida y comprada a la red.
- En el caso de acumulación de los excedentes en baterías, cálculo de la energía almacenada y entregada por la batería, así como la determinación del SOC.
- Determinación de la rentabilidad de la inversión mediante indicadores financieros como el VAN, el TIR y el PayBack descontado.

El procedimiento de cálculo se ha hecho a nivel horario y se detalla en el Anexo I.

3. Marco normativo

Toda instalación fotovoltaica debe llevarse a cabo cumpliendo y acogéndose a la siguiente normativa:

- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.
- Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.
- Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020.
- Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

4. Introducción

4.1. Energía solar

La energía solar ha sido clave para el desarrollo de la vida en la Tierra y ha sido aprovechada por el ser humano desde la antigüedad hasta la actualidad, mediante diferentes tecnologías. Un ejemplo de ello son los combustibles fósiles, utilizados para el transporte y para la generación de electricidad, cuyo origen proviene de la acumulación de materia orgánica procedente de seres vivos de una edad geológica pasada que crecieron gracias al proceso de la fotosíntesis, dando lugar a yacimientos de carbón, petróleo y gas natural. La energía eólica, utilizada durante años para proporcionar energía mecánica y para el transporte y, en la actualidad, para generar electricidad mediante las turbinas eólicas, se basa en la circulación de masas de aire desde las zonas de alta presión hacia las zonas de baja presión causadas por las diferencias de calentamiento en la atmósfera que produce la energía del Sol. También la energía hidráulica se deriva del Sol, ya que depende de la evaporación del agua que provoca la formación de nubes y, por tanto, la lluvia que se aprovechará en las presas. Por su parte, la energía fotovoltaica aprovecha directamente la energía de la luz solar para transformarla en electricidad [23].

La energía procedente del Sol llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética, desde los rayos gamma hasta las ondas de radio. Sin embargo, los efectos atmosféricos generan varios impactos en la radiación solar incidente. Por una parte, se produce un cambio en el contenido espectral de la radiación debido a la mayor absorción o dispersión de algunas longitudes de onda en algunos gases de la atmósfera, existiendo dos ventanas en el espectro capaces de llegar a la superficie terrestre (Figura 1). Por otra parte, la potencia de la radiación solar se reduce como consecuencia de los fenómenos de absorción, dispersión y reflexión en la atmósfera.

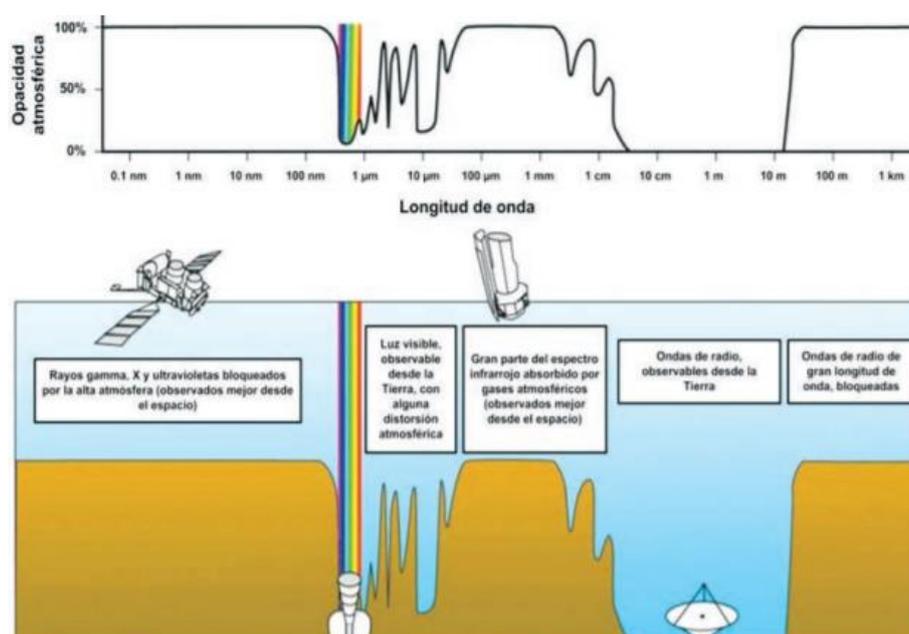


Ilustración 1. Espectro de la radiación solar incidente en la Tierra. Fuente: <https://www.pngwing.com/>

Es por ello que solo un 47,4% de la energía solar que llega a la capa externa de la atmósfera alcanza la superficie terrestre. La radiación total recibida es el resultado de la suma de tres componentes [24]:

- Radiación directa (I_D)

Es la radiación procedente directamente del Sol que no experimenta cambios en su dirección. La cantidad de radiación directa captada por la superficie de las placas solares vendrá dada por su inclinación (β) y su orientación (α) y, a su vez, estos parámetros se determinarán en función de los siguientes ángulos:

- Ángulo de declinación (δ): es el ángulo que existe entre el ecuador y una línea trazada desde el centro de la Tierra hasta el centro del Sol como consecuencia de la inclinación de la Tierra sobre su eje de rotación y del movimiento de traslación de la Tierra (figura 2). Este ángulo varía a lo largo del año, de manera que dos veces al año alcanza su valor máximo, correspondiente al ángulo de inclinación de la Tierra ($\delta = 23,27^\circ$), y dos veces al año su valor es de 0° . El máximo valor será negativo o positivo dependiendo del hemisferio en el que se encuentre el lugar y se produce durante el 21 de junio (solsticio de verano en el hemisferio norte) y durante el 22 de diciembre (solsticio de invierno en el hemisferio sur). El ángulo δ pasa por cero durante los equinoccios de primavera y otoño, que ocurren el 22 de marzo y el 23 de septiembre, respectivamente.

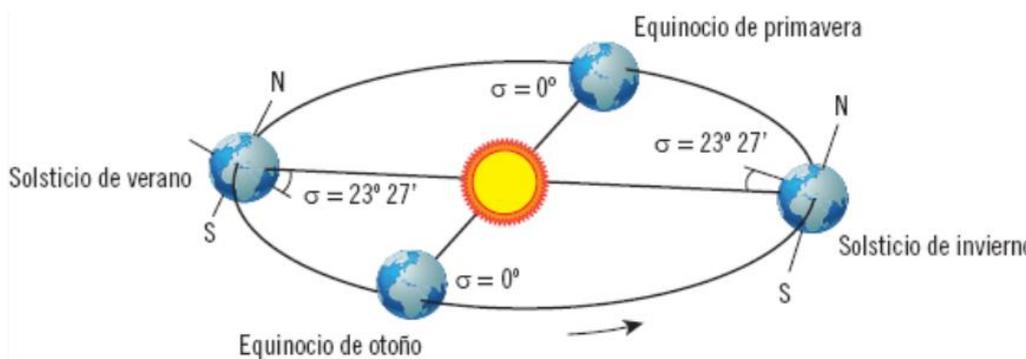


Ilustración 2. Ángulo de declinación de la Tierra. Fuente: www.pveducation.com

- Altura solar (α_s): es la altura angular de los rayos del Sol respecto de la horizontal (figura 3). Un parámetro importante a tener en cuenta en las instalaciones fotovoltaicas para determinar la inclinación de la placa que maximizará la captación de energía solar es la altura solar máxima, que se producirá en el mediodía solar local y cuyo valor varía a lo largo del año. El mediodía solar local no coincide con la hora local debido a la excentricidad de la Tierra y a los ajustes humanos tales como las zonas de tiempo y horario de verano. La altura máxima solar para el hemisferio norte se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\alpha_{s,max} = 90^\circ - \varphi + \delta$$

Siendo:

φ : latitud del lugar en grados.

δ : Ángulo de declinación en grados.

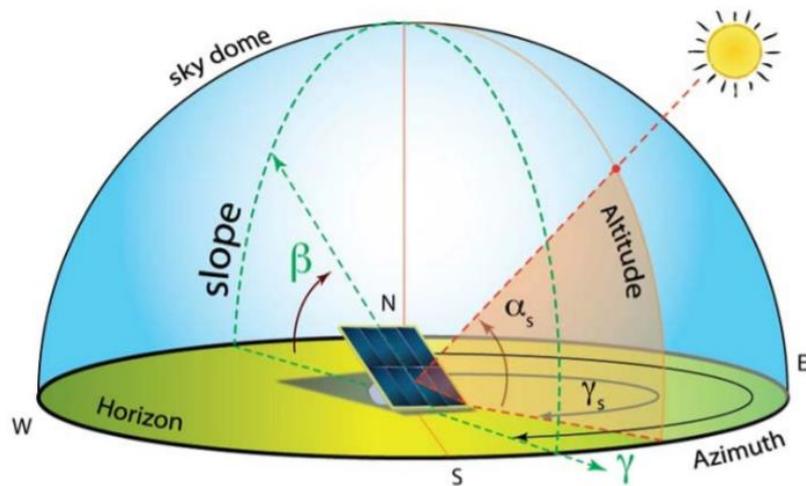


Ilustración 3. Altura y azimut solar. Fuente: Apuntes Asignatura Energías Renovables.

- Azimut solar (γ_s): ángulo de giro del Sol medido sobre el plano horizontal mediante la proyección del rayo sobre dicho plano (figura 3) y tomando como referencia el Sur (0°) si el lugar se encuentra en el hemisferio Norte, ya que el mediodía solar (máxima altura solar) se produce siempre en esta dirección en ese hemisferio. Este parámetro es fundamental para maximizar el rendimiento de la instalación fotovoltaica orientando los paneles solares en la dirección adecuada, que, si las características del emplazamiento lo permiten, debería ser la dirección según la cual ocurre la altura máxima solar.

La radiación directa puede medirse a través de unos dispositivos denominados pirheliómetros.

- Radiación difusa (I_S)

Es la radiación absorbida y posteriormente difundida por la atmósfera en todas direcciones. Depende en gran medida de las condiciones ambientales, especialmente de la nubosidad. La radiación difusa puede medirse mediante unos equipos denominados piranómetros, que se somborean para obtener solamente la componente difusa.

- Radiación reflejada (I_R)

Es la radiación reflejada por todas las superficies cercanas a la placa. Se determina como la fracción de la radiación incidente sobre estas superficies que es reflejada y se conoce con el nombre del albedo. La nieve, por ejemplo, posee un porcentaje de albedo muy alto. Para medir el albedo, se utiliza un piranómetro colocado en posición invertida.

4.2. Principio de funcionamiento de las placas fotovoltaicas

El funcionamiento de una célula fotovoltaica está basado en el efecto fotovoltaico, que consiste en la conversión parcial de la radiación solar en energía eléctrica mediante el contacto de dos materiales semiconductores diferentes que interactúan entre sí, conformados por silicio puro e impurezas de otros elementos químicos.

El primero, el semiconductor negativo o tipo N (donador), se genera modificando una estructura cristalina de silicio para que tenga exceso de electrones. El silicio posee cuatro electrones en su capa de valencia y serán los que formen los enlaces covalentes con los átomos contiguos en la red cristalina. Para conseguir un exceso de electrones, se le añaden impurezas de elementos con cinco electrones de valencia (como el Sb), de manera que cuatro de ellos formarán parte de los enlaces covalentes y el electrón sobrante quedará débilmente unido al donador. El segundo semiconductor que compone la célula fotovoltaica es el semiconductor positivo o tipo P (aceptador), formado por una red cristalina de silicio a la que se añaden impurezas de elementos con tres electrones en la capa de valencia para conseguir que tenga un enlace covalente sin completar. De esta manera, a esta estructura le falta un electrón para ser estable, por lo que existe un hueco que se comporta como una carga positiva dentro de la red cristalina. Al poner en contacto estos dos semiconductores y haciendo incidir la radiación solar en la zona N, si los fotones poseen la energía adecuada se liberará un electrón en la zona de exceso de electrones generando a su vez un hueco. Si el hueco está suficientemente cerca de la unión, un electrón de P pasa a N y ocupa el hueco de N, generando un hueco en P. Si se unen las dos zonas de la unión P-N a través de una carga, los electrones liberados en N pasan hacia P a través de la carga, generando la corriente de efecto fotónico (I_L).

Debido al efecto de la corriente por la carga, la célula se ve sometida una diferencia de potencial V_{carga} con el positivo en el lado P de la unión (polarización inversa), generando una corriente propia del diodo P-N, también llamada corriente de oscuridad (I_D). La corriente total será $I_T = I_L - I_D$ (Figura 4).

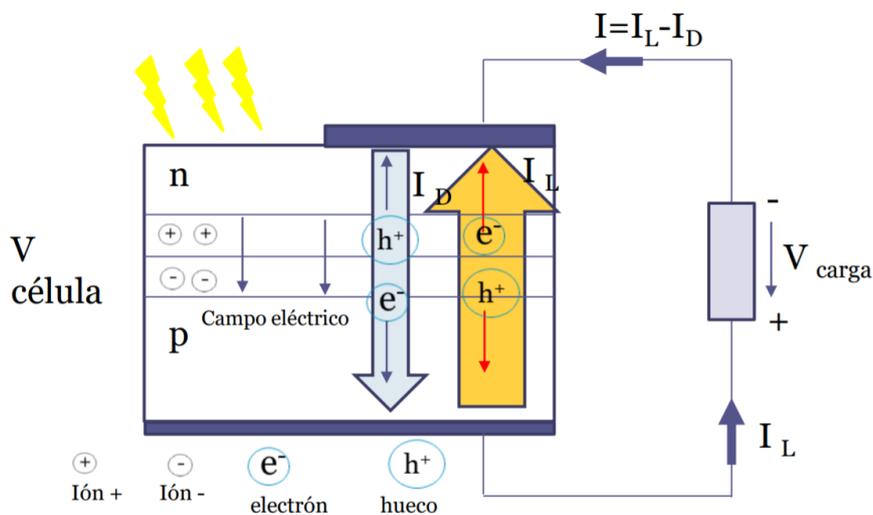


Ilustración 4. Corriente a través de una célula fotovoltaica. Fuente: Apuntes Asignatura Energías Renovables.

4.3. Problemática de los combustibles fósiles

El consumo energético está relacionado, de manera positiva y bilateral, con la innovación tecnológica y con el crecimiento económico (Figura 5). Esto ha permitido, tanto a largo como a corto plazo, una evolución de la sociedad hasta los niveles de bienestar y de desarrollo que hay en la actualidad [1].

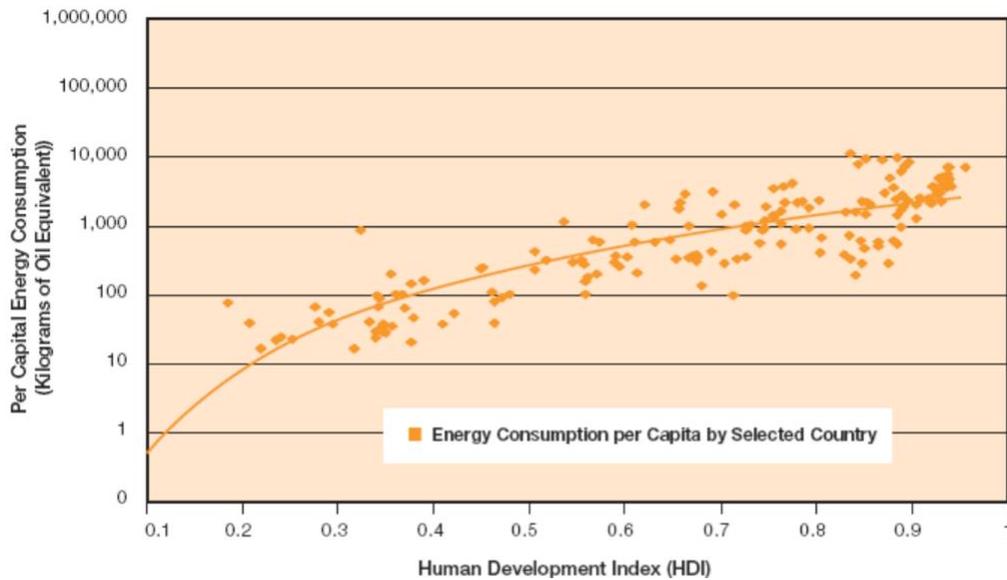


Ilustración 5. Correlación del desarrollo humano con la energía consumida. Fuente: Apuntes Asignatura Energías Renovables.

No obstante, pese a los evidentes beneficios que la energía aporta a la civilización, su producción y aprovechamiento se basa, mayoritariamente, en la quema de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), compuestos que tienen asociados una serie de problemas: afección al medioambiente, dependencia energética, precio volátil y origen no renovable. Esto hace que los modelos de producción y consumo actuales sean insostenibles, resultando indispensable realizar una transición energética mediante la incorporación de las energías renovables en el sistema eléctrico.

4.3.1. Afección al medioambiente y cambio climático

El planeta ha experimentado periodos de calentamiento y enfriamiento desde su formación, pero en las últimas décadas se ha incrementado de manera repentina la temperatura media global [2]. Existe un consenso científico en torno a la idea de que este cambio brusco en el clima no se debe a procesos naturales, sino que coincide con el momento en el que el ser humano comenzó a utilizar carbón, petróleo y gas natural para la generación de electricidad, el transporte, la calefacción, la industria y la edificación. El motivo por el que se señala a estos combustibles fósiles es porque se ha observado una clara correlación entre el incremento de la concentración de gases en la atmósfera emitidos durante su combustión, en particular de dióxido de carbono, y el aumento de la temperatura de la Tierra. Esto se conoce como efecto invernadero y los

gases responsables son los denominados gases de efecto invernadero (GEI), los cuales impiden que la radiación infrarroja reemitida por la superficie terrestre escape al espacio, reteniendo el calor y provocando el calentamiento global.

Cabe destacar que “el efecto invernadero es un proceso natural que permite a la Tierra mantener las condiciones necesarias para albergar la vida” [2], en un delicado equilibrio térmico. Sin los GEI, las temperaturas serían demasiado bajas, pero con un exceso de ellos las temperaturas se incrementarían. Es por ello que este efecto se ha visto favorecido por la liberación de toneladas de CO₂ a la atmósfera debido a la quema de combustibles fósiles, lo que ha hecho que la temperatura aumente.

También hay otros factores que se desencadenan como consecuencia del cambio climático: la subida del nivel del mar, inundaciones en ciudades, pérdida de áreas de cultivo, sequías, pérdida de especies, degradación de los ecosistemas, etc.

En concreto, en el territorio español se ha observado lo siguiente [3]:

- Los veranos duran cinco semanas más que a principios de la década de los 80.
- La temperatura media de las ciudades, sobre todo de las metrópolis más grandes, se sitúa por encima del promedio global, alcanzándose incrementos de hasta 2°C.
- Mayor frecuencia de episodios meteorológicos extremos, como el temporal de lluvia DANA en septiembre de 2019 o el temporal de nieve Filomena en enero de 2021.
- Incremento en el número de olas de calor y mayor duración e intensidad de las mismas con respecto a década anteriores.
- El nivel del mar Mediterráneo sube 1 cm cada 3 años desde hace 28 años.
- El volumen medio de agua que recogen los ríos ha reducido un 20% en los últimos 25 años como resultado de la escasez de precipitaciones.

Estos impactos pueden agravarse severamente en un futuro si se continúa explotando de forma masiva los recursos energéticos de origen fósil para satisfacer la creciente demanda energética.

Ante esta situación, países de todo el mundo están implementando diferentes estrategias de descarbonización para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, con el fin de que el calentamiento global se detenga entre 1.5°C y 2°C de subida [3] (Figura 6).

El Acuerdo de París, celebrado en 2015, establece que, para conseguir este objetivo, la huella de carbono, expresada en toneladas de CO₂ emitidas por las actividades cotidianas y económicas del ser humano, debe ser nula alrededor del año 2050. Para lograrlo, un estudio del IPCC concluye que las emisiones netas de CO₂ deben haber experimentado una reducción del 50% para 2030 [6]. Algunas de estas acciones son maximizar la integración de las energías renovables en el sector eléctrico, promover la eficiencia energética, electrificación de los medios de transportes y de los procesos industriales, etc.

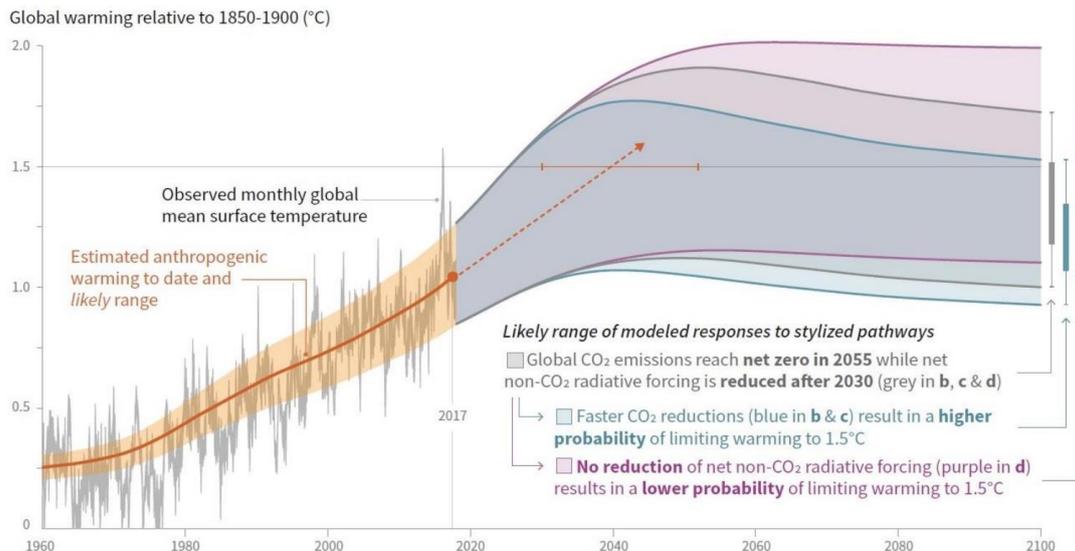


Ilustración 6. Aumento de la temperatura media global. [5]

En concreto, la UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) para garantizar el cumplimiento conjunto de los objetivos de transición energética establecidos en el Acuerdo de París. El PNIEC de España pretende reflejar el compromiso del país para determinar las líneas de actuación en contra de la crisis climática y define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de las energías renovables y de eficiencia energética.

Según el estudio realizado, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados para 2030:

- Reducción del 23% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto 1990.
- Aportación del 42% de la energía y del 74% de la electricidad en España a través de las energías renovables.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.

4.3.2. Dependencia energética y precio volátil

Los países que son grandes importadores de combustibles de origen no renovable poseen el riesgo de padecer alteraciones en el suministro energético y de sufrir fluctuaciones continuas en el precio de la energía que generen un déficit comercial [4], tal y como se está viendo en la actualidad tras el cierre del suministro del gasoducto GME, que suministraba gas natural a la península vía Marruecos, debido a tensiones entre Marruecos y Argelia.

Como se puede observar en la figura 7, la mayor parte de la energía consumida en España procede de países extranjeros, ya que no se dispone de yacimientos de petróleo o gas natural en la península. En 2020, las importaciones de petróleo fueron de 56 Mtoe y las de gas natural fue de 27 Mtoe. En 2019, la dependencia energética se situó en torno al 75%, muy por encima de la media europea que ronda el 53%, lo que

supuso un gasto de 45.000 millones de euros en productos energéticos. Ante este escenario, el PNIEC pretende reducir la dependencia energética al 61% para 2030 por medio de la disminución de la importación de combustibles fósiles, en especial del carbón y del petróleo, sustituyéndolos por energías de origen renovable autóctonas, lo que conseguiría reducir el coste de la electricidad, debido a que las plantas de energía renovable producen a día de hoy la energía más barata, y minimizaría los efectos negativos de la volatilidad de los precios del mercado de los combustibles fósiles.

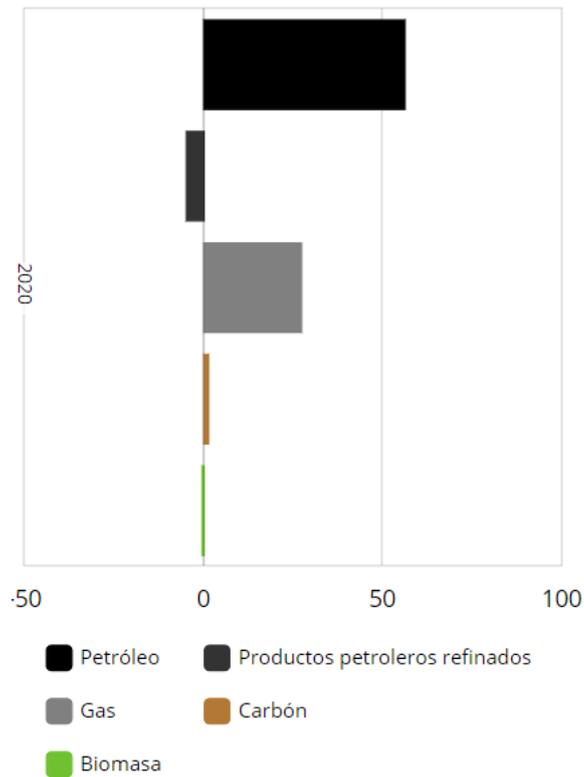


Ilustración 7. Importaciones de combustibles fósiles.[28]

Además, no solo se producirá un ahorro económico al reducir las importaciones de combustibles fósiles, sino que la transición hacia la generación renovable se traducirá en la creación entre 250.000 y 364.000 nuevos puestos de trabajo, compensando los puestos de trabajo que se perderán relacionados con el actual modelo de producción de energía.

Esta serie de problemas hace que los modelos de producción y consumo actuales sean insostenibles, obligando a crear estrategias de descarbonización de la economía y del sistema energético español.

5. Energía fotovoltaica en España

5.1. Evolución

España es uno de los países europeos con mayor recurso solar, hecho que favorece la rentabilidad de la utilización de la energía solar. Sin embargo, debido a las diferentes legislaciones que se han ido implantando en esta materia, el desarrollo de la energía fotovoltaica ha experimentado periodos de auge y periodos de estancamientos sostenidos que han hecho que España esté, a día de hoy, por detrás de países con menor irradiación anual, como Alemania, actualmente líder mundial en energías renovables y, en particular, en autoconsumo fotovoltaico (figura 8).

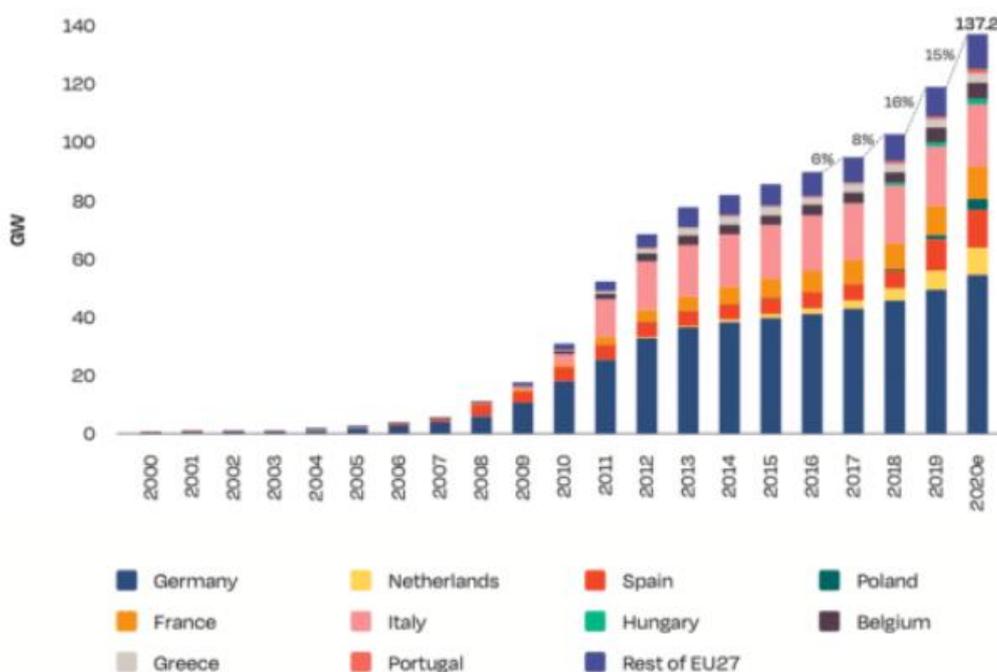


Ilustración 8. Evolución potencia instalada en UE. Fuente: UNEF.

El marco regulador que impulsó la instalación de plantas fotovoltaicas conectadas a red fue el Real Decreto 661/2007, en el que se establecía una retribución de 0,44€/kWh por el vertido de energía eléctrica a la red. Gracias a este decreto, se produjo un gran desarrollo de la energía fotovoltaica en España en el año 2008, llegándose a instalar en torno a 2700 MW.

Posteriormente, el RD 1578/2008 estableció unas primas variables en función de donde estuviese ubicada la instalación (suelo o tejado) con un cupo máximo de potencia anual instalada. Este acontecimiento hizo que la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas cayera en picado en el año 2009 y se mantuvo en valores bajos en años posteriores.

En cuanto al autoconsumo doméstico, no es hasta el año 2015 cuando la legislación, mediante el RD 900/2015, empieza a regular cómo un pequeño consumidor puede producir su propia energía para abastecer su demanda eléctrica. Hasta entonces, el marco legislativo solo regulaba la autoproducción de consumidores mediano y grandes (normalmente industrias) que aprovechaban la energía eléctrica autoproducida para alimentar su propio proceso productivo. Este decreto tuvo mucha polémica por la implantación del “Impuesto al Sol”, que consistía en un peaje que se aplicaba a la energía producida por el sistema de autoconsumo fotovoltaico. Además de ello, se incluían una serie de trámites administrativos complejos y la prohibición del autoconsumo compartido, que obstaculizaron el desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en España.

Posteriormente, el RD 244/2019 marcó un hito en el fomento del autoconsumo fotovoltaico. A continuación, se resumen algunas medidas que adopta este decreto:

- Abolición del “Impuesto al Sol”.
- Simplifica los trámites administrativos para acogerse al autoconsumo.
- Permite que la instalación no esté necesariamente en el punto de consumo (menos de 500 m).
- Se establecen dos modalidades de autoconsumo: con o sin excedentes.
- En el caso de que se acoja a la modalidad con excedentes, se puede optar por vender los excedentes a la red eléctrica, estableciéndose un mecanismo de compensación de esos excedentes.
- Permite el autoconsumo colectivo, en el que varios consumidores se beneficien de la misma instalación y se establecen las bases del reparto de la energía.

Este marco regulatorio supuso un importante despegue del autoconsumo en 2019, instalándose 459 MW, de los cuales el 10% fue autoconsumo doméstico, y que creció un 30% en el año 2020, con 596 MW instalados, de los cuales, el 19% fue autoconsumo doméstico, a pesar de ser un año complicado por la pandemia de la COVID-19. En plantas en suelo, la capacidad instalada en 2020 fue de 2,8 GW, quedándose por detrás de la potencia instalada en 2019 (4,2 GW).

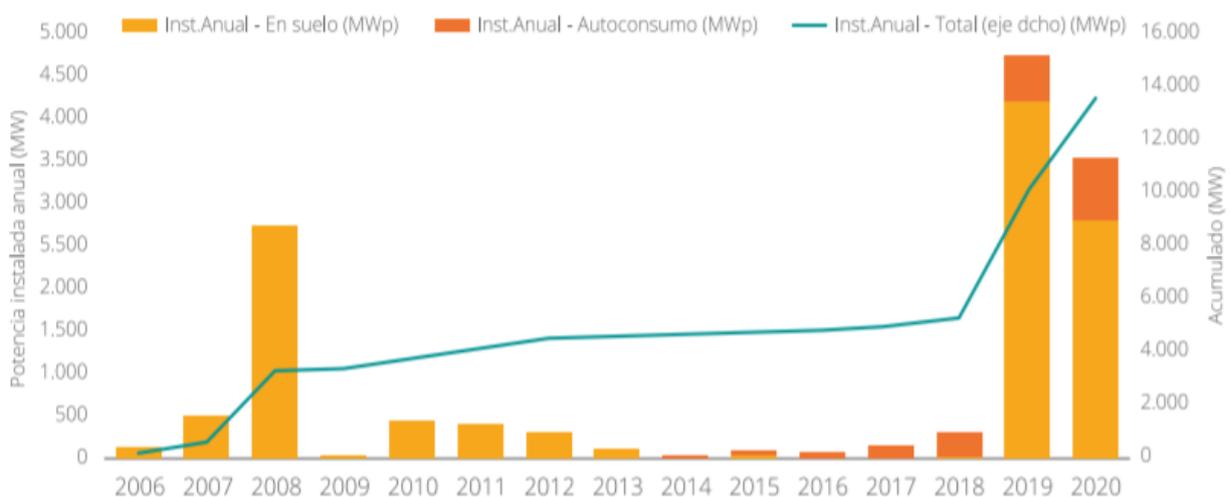


Ilustración 9. Evolución potencia instalada fotovoltaica. Fuente: UNEF

La contribución de la energía fotovoltaica en el mix energético español está aumentando. Tradicionalmente, la fotovoltaica estaba estabilizada en torno a un 3% de contribución, mientras en el año 2020 alcanzó el 6,2 % (figura 10) y se espera que siga escalando posiciones. Estas cifras suponen un progreso para cumplir los objetivos del PNIEC para 2030, que pretende conseguir una potencia fotovoltaica total instalada de 39 GW.

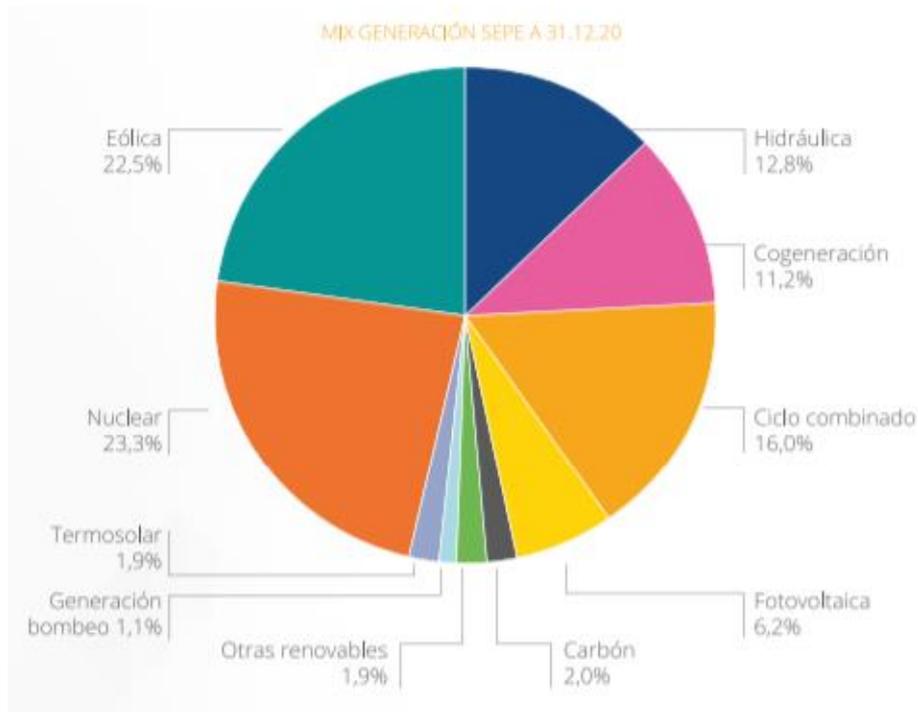


Ilustración 10. Mix energético España. Fuente: UNEF

El auge del autoconsumo y de la energía fotovoltaica en general ha sido promovido también por el abaratamiento del coste de los paneles, la reducción del coste total de la instalación y la disminución del coste de la energía fotovoltaica (LCOE), entendido como el coste de generar electricidad incluyendo todos los costes a lo largo de la vida útil de la instalación.

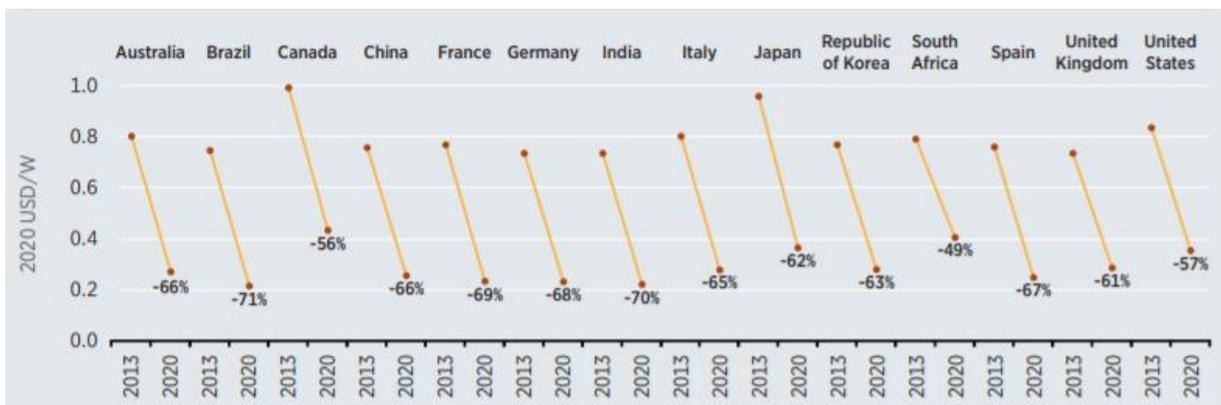


Ilustración 11. Evolución del precio medio del panel solar. Fuente: UNEF.

En la gráfica 11, se puede ver que el coste medio anual de los paneles fotovoltaicos se ha reducido un 67% respecto al año 2013 en España, situándose en valores por debajo de los 0,4 USD/W (0,36 €/W). Además, según datos de IRENA, en el sector residencial, el coste de instalación fotovoltaica ronda los 1.397 USD/kW (1.243 €/kW), lo que equivale a una reducción del 52% respecto del año 2013, y el coste de energía fotovoltaica se sitúa en torno a los 0,103 €/kWh.

Con estas reducciones de precios y gracias a los factores legislativos, se espera un importante auge del autoconsumo y de la generación distribuida en comunidades energéticas con el establecimiento del autoconsumo compartido. Las perspectivas de evolución de la potencia total instalada de autoconsumo podrían situarse entre los 5.000 y 9.000 MW para el año 2030. A largo plazo, el desarrollo de las baterías para almacenamiento energético cuando la energía producida sea mayor a la de consumo y la reducción de los precios, permitirá un mayor aprovechamiento de la energía y mejorará la rentabilidad.

5.2. Comunidades energéticas

Las energías renovables permiten que cualquier ciudadano, industria o comercio pueda producir su propia energía para autoconsumo. En este contexto, el PNIEC propone medidas para la implantación de las comunidades energéticas locales, en las que un conjunto de consumidores pueda beneficiarse colectivamente de una instalación de generación renovable de su entorno, compartiendo la capacidad de generación y con una inversión menor al ser colectiva. Esto es lo que se denomina autoconsumo colectivo, cuyas condiciones administrativas, técnicas y económicas se regulan en el Real Decreto 244/2019. Una comunidad energética puede ser tanto una comunidad de vecinos, como un barrio o un polígono industrial.

El autoconsumo colectivo se caracteriza por promover una generación distribuida de la energía, de manera que la electricidad se genere en puntos muy próximos a los de consumo mediante energías renovables, tales como una instalación fotovoltaica en el tejado, aerogeneradores, sistemas térmicos solares, etc. Esto difiere del modelo de generación de energía centralizado actual, en donde la electricidad se genera en una central lejos del consumidor final, transportándose a través de las líneas de alta tensión. Este transporte es poco eficiente, ya que genera muchas pérdidas energéticas, lo que conlleva más emisiones de GEI y un derroche de los recursos.

El autoconsumo y la generación distribuida suponen un ahorro económico para quienes lo practican haciendo frente a la pobreza energética, ya que se reduce la dependencia energética de la red y el coste del suministro eléctrico: por un lado, al disminuir la demanda (quien autoconsume compra menos energía de la red abaratando el precio del mercado eléctrico) y, por otro, al aumentar la oferta de energía renovable (si hay más excedentes, hay más energía en el mercado eléctrico). Además, permite avanzar hacia el objetivo de que España sea un país neutro en carbono para el año 2050, consiguiendo que las energías renovables suministren el 100% de la electricidad.

En concreto, en el sector residencial, la acción de mitigación con mayor potencial de reducción de la huella de carbono se corresponde con el autoconsumo de energía eléctrica mediante energías renovables y/o consumiendo energía eléctrica de la red 100% de origen renovable. Con la instalación de energía renovable en los puntos de consumo residenciales, se estima una reducción de las emisiones de carbono en un rango de 0,1 a 4,8 toneladas de CO₂ per cápita [7].

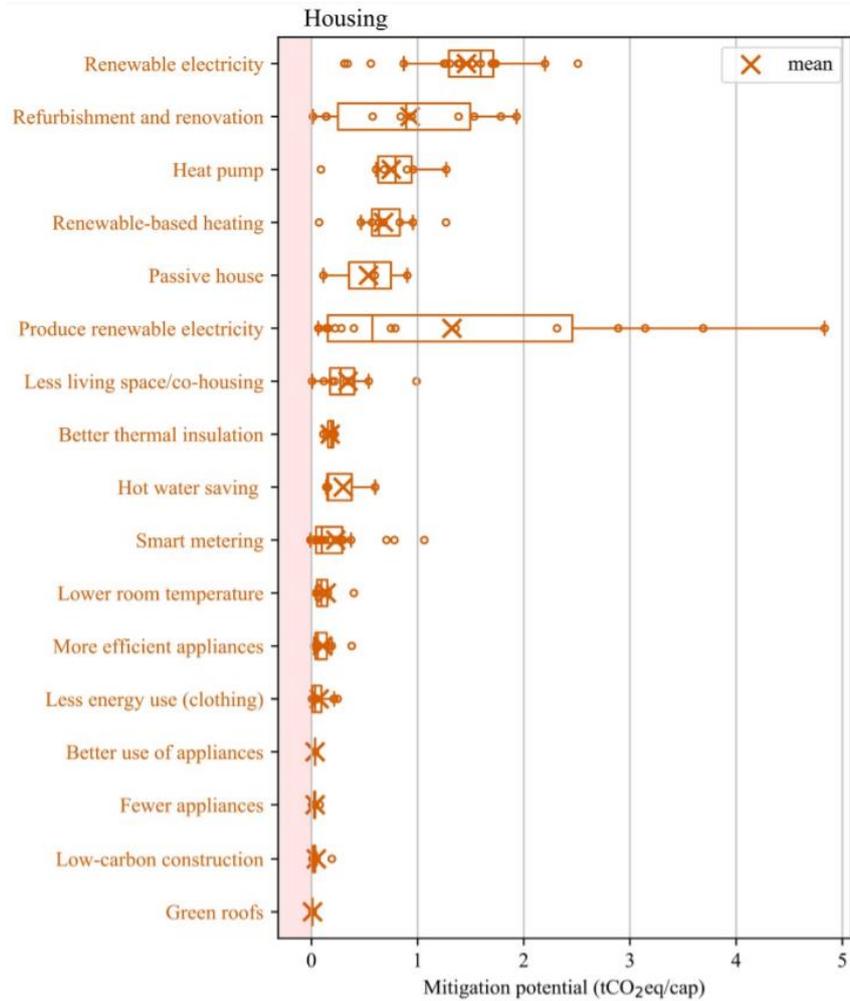


Ilustración 12. Acciones de mitigación de la huella de carbono. [6]

6. Emplazamiento

La comunidad de vecinos en la que se va a realizar la instalación fotovoltaica de autoconsumo se ubica en el vecindario Rosales del Canal de la localidad de Zaragoza. Se trata de un edificio compuesto por 20 viviendas de 102 m^2 de superficie útil.

Debido a la ausencia de bloques de pisos colindantes de mayor altura, posee una ubicación ventajosa frente a otras construcciones en cuanto a aprovechamiento de la radiación solar, por lo que no será necesario realizar un diagrama de sombras. Sin embargo, la caseta central de acceso a la azotea tiene una altura de 3,25 m que podría sombrear los módulos que se colocasen cerca de ella, así como las chimeneas de ventilación, que tienen una altura de 1,4 m. Como estos elementos están muy próximos entre sí y con el objetivo de facilitar el acceso de los vecinos a la azotea, se establecerá una zona libre de módulos fotovoltaicos en los alrededores de la caseta. De esta manera, las sombras que puedan producir estos obstáculos afectarán ínfimamente a las placas solares.

Dado que el espacio es limitado y el sistema fotovoltaico irá destinado principalmente a abastecer los consumos eléctricos individuales de la comunidad de vecinos, la instalación se va a diseñar intentando abarcar la máxima superficie útil del tejado, de tal manera que se consiga la mayor capacidad de generación de energía posible. Se pretende que el diseño de la instalación sea de carácter flexible. Es decir, se partirá de una potencia fotovoltaica inicial limitada por el tamaño de la azotea y se plantearán diferentes escenarios de acuerdo a las necesidades energéticas y económicas del cliente, en los que se variará dicha potencia y se estudiarán distintas configuraciones.

En la vista aérea del edificio que aparece en la figura 13, se puede observar que el bloque se divide en dos zonas de cinco pisos separadas por una parte central correspondiente a las zonas comunes del portal y ascensores. Cada una de estas zonas tiene unas dimensiones de 11,80 m x 19,10 m y una altura de unos 20 m, lo que da una superficie total de $450,76\text{ m}^2$. Además, se puede aprovechar la parte superior de la caseta central para instalar módulos, cuyas dimensiones son de 4,95 m x 6,95 m. Como se ha comentado anteriormente, se va a realizar un perímetro alrededor de la caseta que abarque a las chimeneas de ventilación para facilitar el acceso a la cubierta, por lo que dicha zona estará libre de placas. Por otra parte, se logrará mantener un margen de separación con las líneas de módulos, consiguiendo que la frecuencia de sombreado sea prácticamente despreciable.

Para analizar de una forma más precisa la máxima potencia fotovoltaica que es capaz de albergar el tejado, se va a hacer uso del software de energía solar PV*SOL. Este programa permite importar vistas en planta de edificios capturadas mediante la aplicación Google Earth y ubicarlas en el emplazamiento destinado para la instalación.

Después de haber situado el bloque de pisos, se definen las dimensiones del tejado y las áreas en las que se va a impedir la colocación de los módulos y se extruye el edificio

a una cierta altura. También se pueden añadir aquellos obstáculos que podrían producir sombras para, posteriormente, realizar una distribución de los módulos más eficiente.

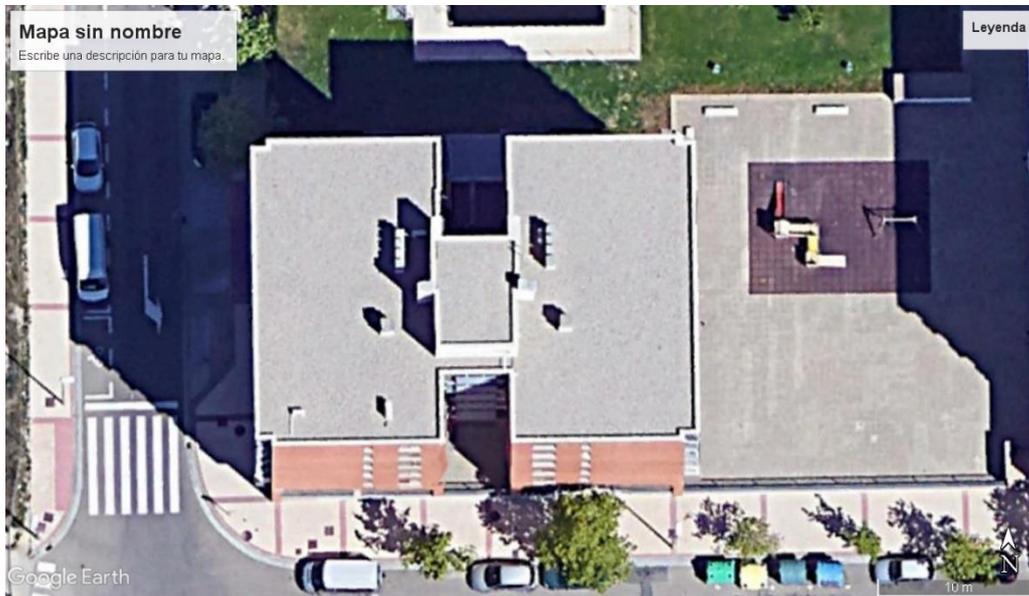


Ilustración 13. Situación del edificio.

A continuación, se muestra el modelado del edificio habiendo realizado los pasos descritos anteriormente y que será la base sobre la que el programa realizará el montaje de los módulos.



Ilustración 14. Modelado del edificio

7. Orientación e inclinación de los módulos

La orientación e inclinación de las placas solares son dos parámetros fundamentales para obtener el máximo rendimiento de la instalación. Con una orientación e inclinación adecuadas se consigue un buen aprovechamiento de las horas de sol y, de este modo, se optimiza la captación de la mayor cantidad de radiación solar posible.

Dado que el azimut y la altura solar varían a cada hora del día y a cada día del año, la orientación e inclinación óptimas no son constantes, sino que deben estar en continua modificación para hacer un seguimiento de la trayectoria del Sol en el cielo y conseguir que las placas estén perpendiculares a la radiación solar incidente [8]. Los dispositivos que son capaces de modificar estos parámetros son los seguidores solares a uno o dos ejes. Sin embargo, aunque maximizan la generación de energía y aumentan el ahorro económico de los consumidores, su coste es elevado y supone mayores problemas de mantenimiento, por lo que se optará por un montaje fijo.

En España, la orientación idónea para dirigir los paneles solares es hacia el sur geográfico, que se corresponde con ángulo azimutal de 0º, ya que recibirán la máxima radiación solar durante las horas centrales del día, que es cuando el Sol alcanza su máxima altura en el horizonte. El lado del tejado con mayor dimensión está orientado hacia el sur, por lo que las placas se orientarán según esa dirección. Esto permitirá un mejor aprovechamiento del espacio disponible al conseguir colocar un mayor número de filas de paneles perpendiculares a dicho lado, instalando más potencia fotovoltaica que la que podría haber si la orientación de la azotea fue distinta.

Por otra parte, la inclinación óptima que deben tener los módulos depende en gran medida de la latitud del emplazamiento y de las necesidades energéticas de los vecinos según la estación del año. Es por ello que se pueden distinguir tres posibles casos con una inclinación adecuada para cada uno:

- Mayor consumo energético durante los meses de verano.
- Consumo energético uniformemente distribuido a lo largo del año.
- Mayor consumo energético durante los meses de invierno.



Ilustración 15. Altura solar. Fuente: www.mpptsolar.com

Sabiendo que la mayor captación de energía solar se produce cuando el Sol alcanza su altura máxima en el cielo, se deberá conocer cuando ocurre esto para cada caso mencionado. Como se puede observar en la figura 15, la altura máxima solar se produce durante el solsticio de verano, mientras que la altura mínima solar tiene lugar en el solsticio de invierno. Además, estas alturas varían de acuerdo a la latitud en la que se encuentre la instalación. El edificio se ubica en la ciudad de Zaragoza, cuyas coordenadas son 41° 39' Norte, 0° 52' Oeste. Si se desea obtener una mayor producción fotovoltaica durante el verano debido a un consumo energético elevado en esa época, los paneles deberán tener una inclinación igual a la latitud descontando la inclinación de la Tierra ($41^\circ - 23^\circ = 18^\circ$). Si, por el contrario, se desea maximizar la generación eléctrica durante el invierno debido a mayores requerimientos energéticos, los paneles deberán tener una inclinación igual a la latitud más la inclinación de la Tierra ($41^\circ + 23^\circ = 64^\circ$). Por último, si se quiere optimizar el rendimiento de la instalación durante todo el año, sería suficiente con inclinar las placas un ángulo igual a la latitud [9]. La azotea del edificio en estudio es plana, lo cual facilitará la instalación de los componentes y las labores de mantenimiento de los paneles al no tener en cuenta una inclinación de tejado.

Se van a plantear cuatro inclinaciones diferentes para determinar, en posteriores apartados, qué caso es el óptimo en función de la radiación solar captada y del ahorro económico provocado por la capacidad de autoconsumo.

8. Determinación de la demanda eléctrica

Para conocer qué porcentaje de autoconsumo es capaz de garantizar la instalación fotovoltaica en función de los objetivos del cliente, se debe conocer el consumo eléctrico de cada vivienda. La demanda de energía eléctrica de una vivienda no es constante en el tiempo, sino que factores como la estación del año, la ocupación del hogar a lo largo del día o el grado de utilización de los electrodomésticos, generan un perfil variable del consumo eléctrico. Este perfil recibe el nombre de curva de carga e indica cómo se distribuyen las necesidades de energía eléctrica según la hora del día.

Cuanto más detallados sean los datos de consumo eléctrico de cada vivienda, mejores estimaciones se podrán realizar del ahorro energético y económico que supondrá la instalación. Es por ello que es necesario conocer la energía eléctrica consumida en cada hora a lo largo de todo el año.

8.1. Origen de los datos

Dado que no se ha conseguido obtener los consumos horarios reales del bloque de viviendas en estudio, se ha recurrido a la tesis doctoral "Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems" para obtener los parámetros que permiten modelar el perfil de demanda eléctrica [11]. A continuación, se resumen algunos aspectos relacionados con el método utilizado en esta tesis para representar la curva de carga:

- En esta tesis, se han usado diferentes distribuciones de probabilidad continuas (Normal, Log-normal y t-Student) para modelar la curva de demanda eléctrica horaria de un día tipo de un bloque de viviendas. En la figura 3, se observa que la distribución t-Student se ajusta adecuadamente a la curva de probabilidad de consumo eléctrico en un intervalo de tiempo dado (entre las 11:00h y las 12:00h).

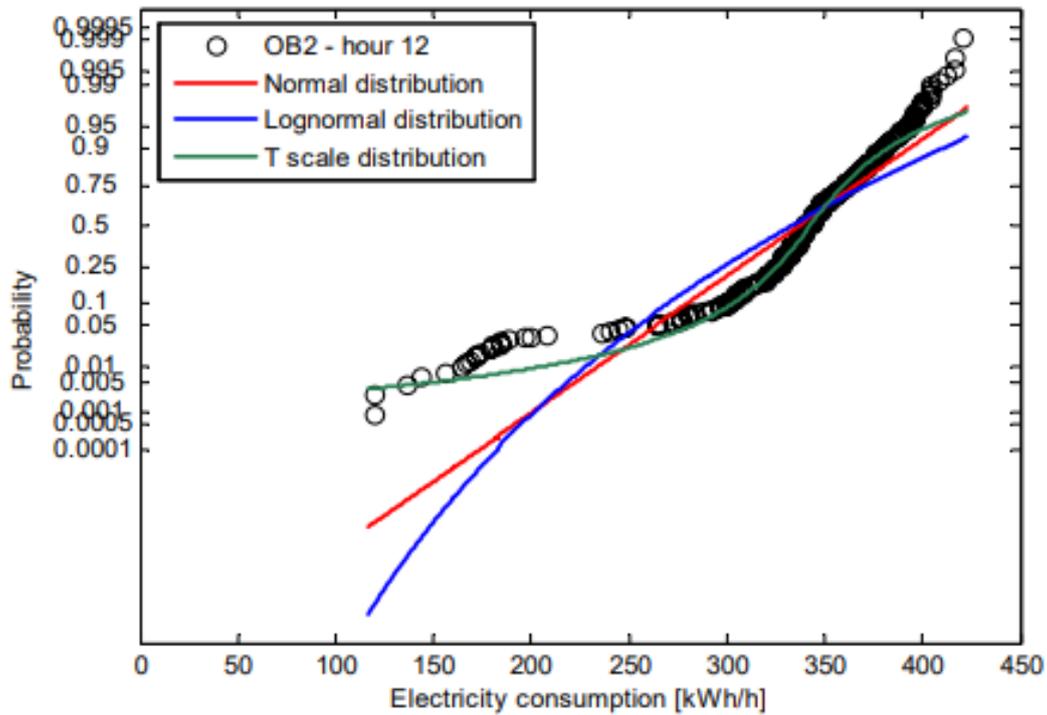


Ilustración 16. Aproximación a una distribución probabilística del perfil de consumo. [11]

- Se ha observado también que la distribución t-Student se ajusta bastante bien a las medidas de consumo eléctrico tanto para horas de alta demanda como para de baja demanda.

- Con la función de probabilidad t-Student, se obtienen los valores medios de consumo eléctrico para cada hora de un día tipo, así como sus desviaciones típicas. Estos parámetros son los que definen la curva de carga y se agrupan en dos vectores, consumo eléctrico medio (\mathbf{E}) y desviación típica ($\boldsymbol{\sigma}$), con 24 valores correspondientes a cada hora. Como hay diferencias en el consumo eléctrico de una vivienda dependiendo de la estación del año debido, en gran medida, a las horas de sol y al uso de la calefacción o del aire acondicionado, se presentan tres curvas de carga para cada época del año (6 vectores).

$$\mathbf{E}^j = [E_1^j \ E_2^j \ E_3^j \ \dots \ E_{23}^j \ E_{24}^j]$$

$$\boldsymbol{\sigma}^j = [\sigma_1^j \ \sigma_2^j \ \sigma_3^j \ \dots \ \sigma_{23}^j \ \sigma_{24}^j]$$

donde:

j: estación del año: invierno, verano, otoño y primavera.

- Con los pasos anteriores, se obtienen tres perfiles de carga únicos. Sin embargo, es interesante extrapolar estos parámetros para conseguir calcular las curvas de carga de cualquier bloque de viviendas según su consumo eléctrico. Para ello, se calculan los valores relativos de los consumos medios y de las desviaciones típicas de cada hora ($E_{R,i}^j$ y $\sigma_{R,i}^j$) dividiendo los valores de los vectores \mathbf{E}^j y $\boldsymbol{\sigma}^j$ entre un consumo base, θ_B^j , que se corresponde con el consumo medio diario de la estación j. Esto se indica mediante las siguientes ecuaciones.

$$E_{R,i}^j = \frac{E_i^j}{\theta_B^j}$$

$$\sigma_{R,i}^j = \frac{\sigma_i^j}{\theta_B^j}$$

$$\mathbf{E}_R^j = [E_{R,1}^j \ E_{R,2}^j \ E_{R,3}^j \ \dots \ E_{R,23}^j \ E_{R,24}^j]$$

$$\boldsymbol{\sigma}_R^j = [\sigma_{R,1}^j \ \sigma_{R,2}^j \ \sigma_{R,3}^j \ \dots \ \sigma_{R,23}^j \ \sigma_{R,24}^j]$$

donde:

$i = 1, 2, \dots, 24$, donde 1 = 0:00h a 1:00h, 2 = 1:00h a 2:00h, ..., ,
24 = 23:00h a 0:00h

$j =$ invierno, verano u otoño/primavera

De esta manera, se obtienen los tres perfiles de carga asociados a cada estación del año representados por los vectores que agrupan los valores relativos, expresados en P.U. (por unidad). Estos vectores se indican en la figura 17.

Una vez extraídos los tres perfiles de carga de la tesis, se procede a adaptar estas curvas de carga al bloque de viviendas en estudio, multiplicando el consumo medio diario por vivienda a los valores relativos de los perfiles de carga, según indica la ecuación siguiente:

$$C_i^j = E_{R,i}^j \times \bar{C}$$

Donde:

C_i^j : Consumo en la hora i de un día tipo de la estación j, kWh.

\bar{C} : Consumo medio horario, kWh.

Single family house and apartment block electricity load model												
Hour	Weekdays						Weekends					
	Winter	Spring/ fall	Summer	Winter STD	Spring/ fall STD	Summer STD	Winter	Spring/ fall	Summer	Winter STD	Spring/ fall STD	Summer STD
1	0,674	0,586	0,507	0,156	0,113	0,123	0,826	0,689	0,574	0,166	0,178	0,178
2	0,548	0,513	0,447	0,101	0,076	0,073	0,643	0,577	0,497	0,135	0,138	0,138
3	0,516	0,505	0,438	0,080	0,069	0,069	0,578	0,534	0,460	0,116	0,097	0,097
4	0,509	0,505	0,435	0,070	0,066	0,065	0,547	0,515	0,442	0,103	0,074	0,074
5	0,505	0,505	0,431	0,072	0,066	0,064	0,530	0,512	0,437	0,073	0,068	0,068
6	0,510	0,537	0,463	0,074	0,079	0,064	0,525	0,510	0,443	0,065	0,066	0,066
7	0,613	0,681	0,570	0,094	0,125	0,114	0,533	0,563	0,497	0,066	0,103	0,103
8	0,810	0,827	0,682	0,147	0,163	0,158	0,644	0,732	0,623	0,112	0,140	0,140
9	0,930	0,888	0,743	0,177	0,189	0,208	0,927	0,967	0,790	0,195	0,195	0,195
10	0,988	0,872	0,748	0,217	0,203	0,230	1,195	1,131	0,909	0,235	0,269	0,269
11	0,952	0,836	0,737	0,237	0,207	0,219	1,258	1,108	0,913	0,245	0,284	0,284
12	0,928	0,832	0,710	0,252	0,208	0,216	1,276	1,084	0,887	0,301	0,316	0,316
13	0,909	0,820	0,702	0,244	0,215	0,204	1,265	1,059	0,871	0,302	0,322	0,322
14	0,904	0,815	0,709	0,237	0,217	0,208	1,231	1,069	0,880	0,306	0,303	0,303
15	0,956	0,921	0,820	0,230	0,248	0,245	1,292	1,103	0,931	0,322	0,341	0,341
16	1,155	1,075	0,926	0,270	0,275	0,258	1,412	1,162	0,971	0,350	0,362	0,362
17	1,427	1,206	1,014	0,278	0,296	0,345	1,460	1,217	0,995	0,359	0,363	0,363
18	1,521	1,233	1,052	0,287	0,318	0,381	1,500	1,273	1,047	0,349	0,370	0,370
19	1,556	1,308	1,080	0,280	0,324	0,392	1,533	1,368	1,063	0,327	0,350	0,350
20	1,582	1,396	1,130	0,257	0,293	0,372	1,581	1,435	1,089	0,334	0,382	0,382
21	1,607	1,417	1,142	0,273	0,299	0,376	1,545	1,410	1,060	0,327	0,374	0,374
22	1,536	1,323	1,066	0,244	0,260	0,323	1,419	1,275	0,983	0,260	0,325	0,325
23	1,344	1,109	0,923	0,228	0,238	0,294	1,265	1,059	0,855	0,218	0,269	0,269
24	1,021	0,825	0,696	0,194	0,212	0,250	1,004	0,813	0,683	0,187	0,213	0,213

Ilustración 17. Tabla de parámetros relativos. [11]

Se ha consultado el informe de “Intensidades Energéticas” del IDAE [25] en donde se detalla el consumo eléctrico anual por vivienda entre el año 2000 y 2019. Introduciendo en la ecuación x el dato para el año 2019, expresado según la ecuación siguiente, se obtienen los perfiles de carga en kWh/h de un día tipo de cada estación y para cada vivienda.

$$\bar{C} = 3918 \frac{kWh}{año \times viv} \times \frac{1 año}{8760 h} = 0,4473 kWh/h$$

Para aportar un enfoque más realista al modelo y evitar que las curvas de carga de todas las viviendas del edificio adopten la misma forma, se introduce una cierta aleatoriedad en las distribuciones de probabilidad de cada hora mediante Excel. De esta manera, la ecuación de antes se transforma en la ecuación siguiente.

$$C_{i,k}^j = E_{R,i,k}^j \times \bar{C}$$

donde:

$C_{i,k}^j$: Consumo de la vivienda k en la hora i de un día tipo de la estación j, kWh.

$E_{R,i,k}^j$: Consumo medio relativo de la vivienda k en la hora i de un día tipo de la estación j, kWh.

\bar{C} : Consumo medio horario (0,4473 kWh).

En la Figura 18 se representan las curvas de carga del bloque de viviendas para un día estándar según la estación del año. En conjunto, la mayor demanda energética se produce durante las horas del día, ya que es cuando tienen lugar las labores cotidianas del hogar.

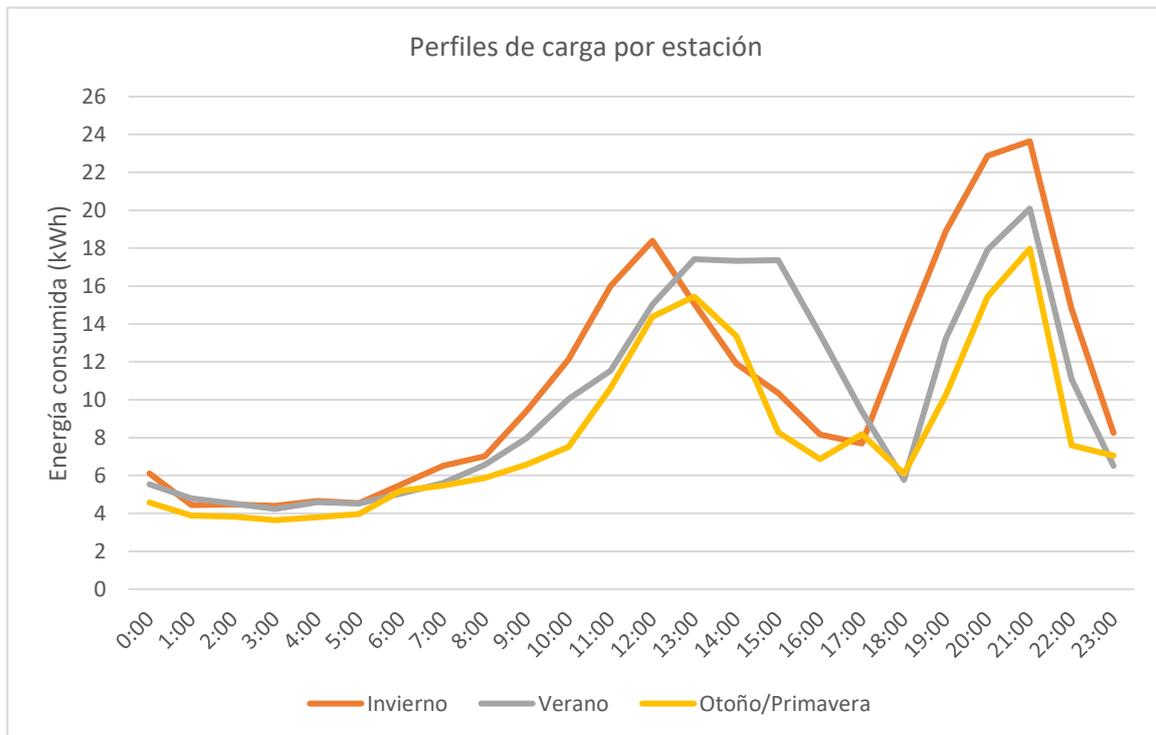


Ilustración 18. Perfiles de carga por estación

En invierno, las horas punta se producen por la mañana (entre las 11:00h y las 13:00h), debido mayoritariamente a la utilización de hornos, diferentes electrodomésticos, cocinas y calefacción, y por la tarde/noche (entre las 19:00h y las 22:00h), coincidiendo con la mayor ocupación de los hogares y con el uso de la iluminación, calefacción y televisión. En verano, además de la punta de la tarde/noche que tiene lugar en torno al horario de cenas, se produce otro pico de demanda en las horas centrales del día (entre las 12:00h y las 16:00h) como consecuencia del uso de cocinas, hornos, diferentes electrodomésticos y equipos de aire acondicionado. En las estaciones de otoño y primavera, las curvas de carga son más moderadas debido a que las temperaturas no son tan extremas y se recibe una adecuada iluminación natural.

Con el fin de conseguir una mejor precisión y una mayor comodidad en los cálculos posteriores, se han adaptado las curvas de carga para que queden representadas en función de la energía consumida de un día estándar para cada mes del año. Considerando que hay meses en los que todos sus días pertenecen a una estación y otros en los que sus días se dividen en dos estaciones, se procede de dos formas:

- Para los meses: Enero, Febrero, Abril, Mayo, Julio, Agosto, Octubre, Noviembre

$$C_{i,k}^m = C_{i,k}^j$$

donde:

$C_{i,k}^j$: Consumo de la vivienda k en la hora i de un día tipo de la estación j, kWh.

$C_{i,k}^m$: Consumo de la vivienda k en la hora i de un día tipo del mes m, kWh.

- Para los meses: Marzo, Junio, Septiembre, Diciembre

$$C_{i,k}^m = \frac{C_{i,k}^{j_1} \times d_{j_1} + C_{i,k}^{j_2} \times d_{j_2}}{d_m}$$

donde:

$C_{i,k}^{j_1}$: Consumo del hogar k en la hora i de un día tipo de la 1ª estación j, kWh.

$C_{i,k}^{j_2}$: Consumo del hogar k en la hora i de un día tipo de la 2ª estación j, kWh.

d_{j_1} : días de la 1ª estación.

d_{j_2} : días de la 2ª estación.

d_m : días totales del mes m.

En la Figura 19 se pueden ver representada la distribución del consumo eléctrico de un día tipo según el mes del año para el conjunto de las viviendas del bloque. Las curvas de carga asociadas a cada vivienda se pueden consultar en el Anexo x.

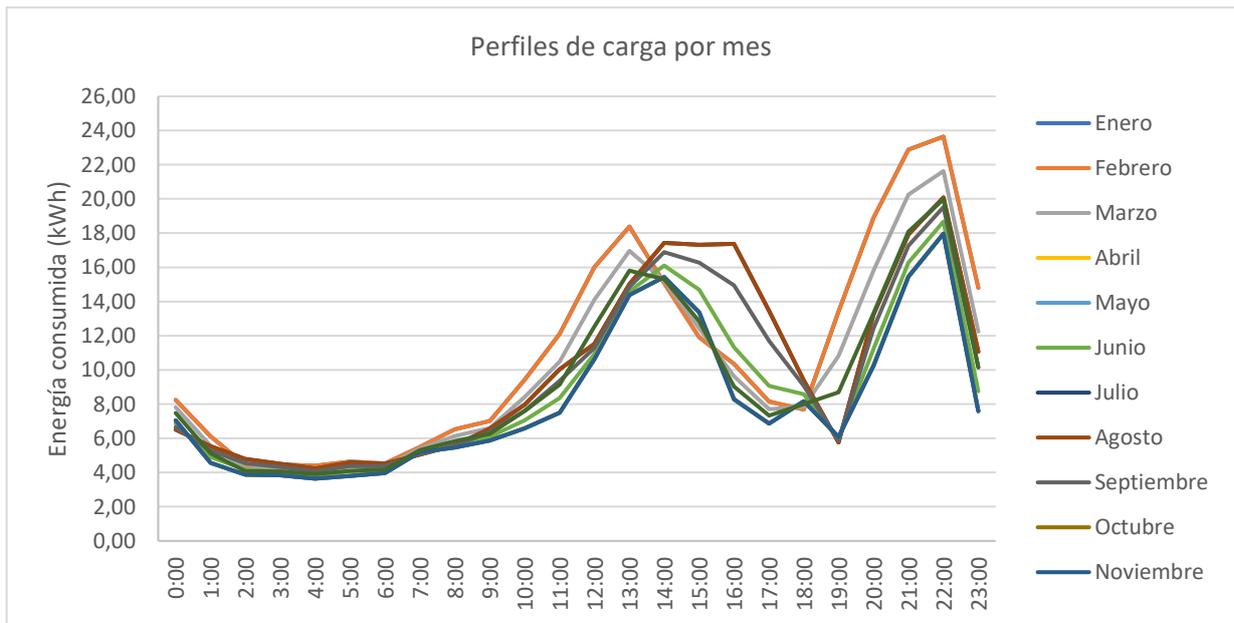


Ilustración 19. Perfiles de carga por mes.

Se observa en la siguiente figura que los meses de invierno son los que mayor demanda eléctrica conllevan, con enero y febrero a la cabeza, con cerca de 260 kWh/día. La calefacción, el agua caliente sanitaria y la iluminación concentran la mayor parte del consumo, junto con el uso habitual de los electrodomésticos, debido a las bajas temperaturas y a un menor número de horas de luz. Por otra parte, en el verano también se produce un aumento del consumo eléctrico debido al uso del aire acondicionado, llegando a rozar en julio y agosto los 240 kWh/día.

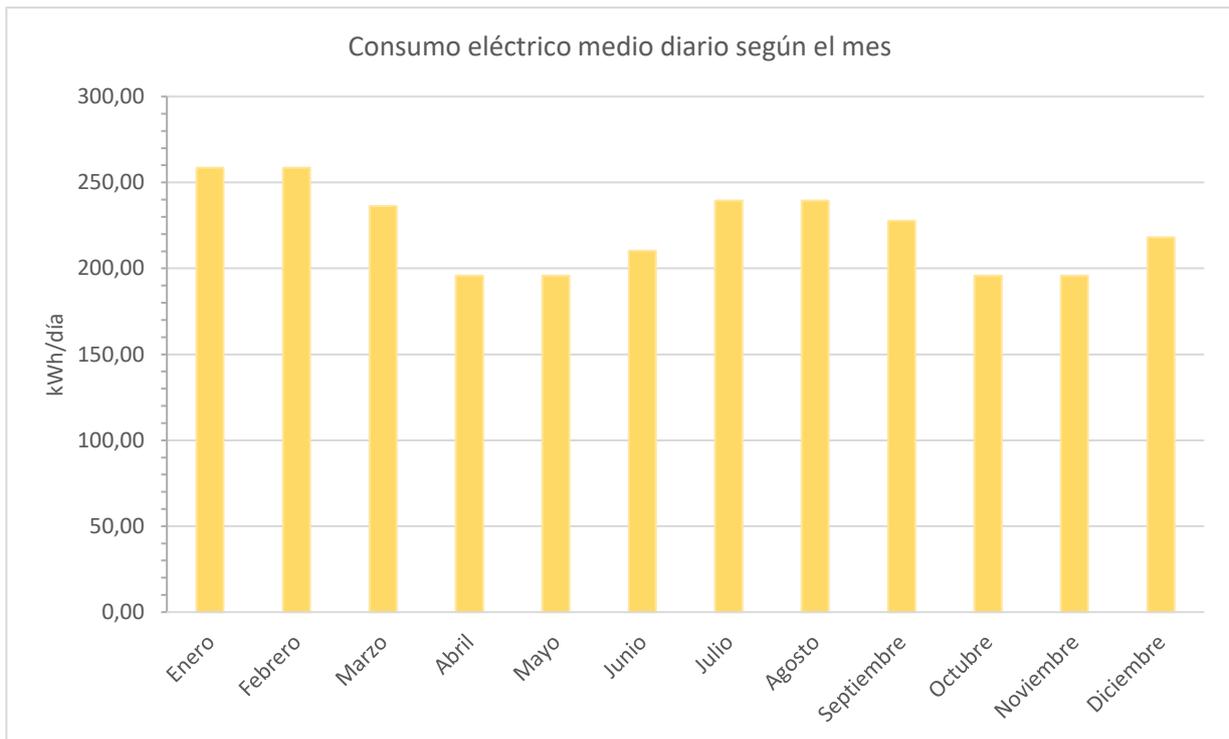


Ilustración 20. Consumo eléctrico medio diario por mes.

8.2. Coeficientes de reparto

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, que regula el autoconsumo prevé la existencia de unos coeficientes para repartir la energía generada por los paneles fotovoltaicos entre las viviendas. El valor de estos coeficientes debe pactarse mediante un acuerdo entre todos los vecinos que van a participar en el autoconsumo colectivo, con la condición de que dichos valores sean constantes y la suma de todos ellos sea igual a la unidad.

Hay muchas formas de calcular los coeficientes de reparto de la energía generada. El Anexo I del Real Decreto 244/2019 establece que:

“El valor de estos coeficientes podrá determinarse en función de la potencia a facturar de cada uno de los consumidores asociados participantes, de la aportación económica de cada uno de los consumidores para la instalación de generación, o de cualquier otro criterio siempre que exista acuerdo firmado por todos los participantes y siempre que

la suma de estos coeficientes β_i de todos los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo sea la unidad. En cualquier caso, el valor de dichos coeficientes deberá ser constante.”

En el caso de la instalación en estudio, el coeficiente de reparto para una vivienda se asignará como el porcentaje de energía anual consumida de dicha vivienda sobre el total de energía consumida anual del bloque de viviendas, según indica la siguiente ecuación:

$$\beta_k = \frac{\sum_{m=1}^{12} (\sum_{i=1}^{24} C_{i,k}^m \cdot d_m)}{\sum_{k=1}^{20} (\sum_{m=1}^{12} (\sum_{i=1}^{24} C_{i,k}^m \cdot d_m))}$$

Siendo:

β_k : Coeficiente de reparto para la vivienda k participante en el autoconsumo colectivo.

$C_{i,k}^m$: Consumo de la vivienda k en la hora i de un día tipo del mes m (kWh).

d_m : Número de días totales del mes m.

En la tabla siguiente aparecen indicados los coeficientes de reparto de todas las viviendas según su consumo medio anual.

Tabla 1. Coeficientes de reparto

Vivienda	Energía anual consumida (kWh)	β_k
1	6072,60	7,475%
2	4101,24	5,049%
3	3233,66	3,981%
4	2447,14	3,012%
5	4050,68	4,986%
6	5042,23	6,207%
7	3977,31	4,896%
8	4267,19	5,253%
9	2894,09	3,563%
10	1984,99	2,444%
11	5679,95	6,992%
12	3989,41	4,911%
13	4148,09	5,106%
14	4086,91	5,031%
15	5401,99	6,650%
16	6508,94	8,013%
17	2515,24	3,096%
18	2048,24	2,521%

19	4655,19	5,731%
20	4128,61	5,082%
Total	81233,71	100%

9. Producción de energía fotovoltaica

9.1. Datos de irradiación

En primer lugar, para calcular la capacidad de generación de energía de la instalación fotovoltaica se debe conocer la cantidad de radiación solar que reciben los módulos. Mediante la herramienta PVGIS de la Comisión Europea JRC (Joint Research Centre), se han obtenido los datos de irradiancia solar promedio diarios de cada mes en la ubicación del bloque de viviendas para una orientación del plano del generador fotovoltaico de 0° (hacia el Sur) y para cuatro inclinaciones diferentes (ver anexo x). Cabe destacar que estos datos no están actualizados, ya que la web proporciona el recurso solar hasta el año 2016.

En un primer análisis, en la figura 7 se puede observar que una inclinación de 20° maximiza la captación de radiación solar en verano y una inclinación de 60° capta mayor cantidad de irradiancia en invierno. Por otro lado, con una inclinación de 35° y con una inclinación de 45° se consigue maximizar la captación de energía solar durante todo el año, ya que estas inclinaciones de placa se sitúan en torno a la latitud de Zaragoza (41°), siendo mayor la captación de energía solar en los meses más cálidos para el primer caso y mayor la captación en los meses más fríos para el segundo.

Posteriormente, cuando se realice el análisis energético y económico de la instalación, se elegirá cuál de las dos inclinaciones, la de 35° o la de 45°, proporciona un mayor ahorro económico.

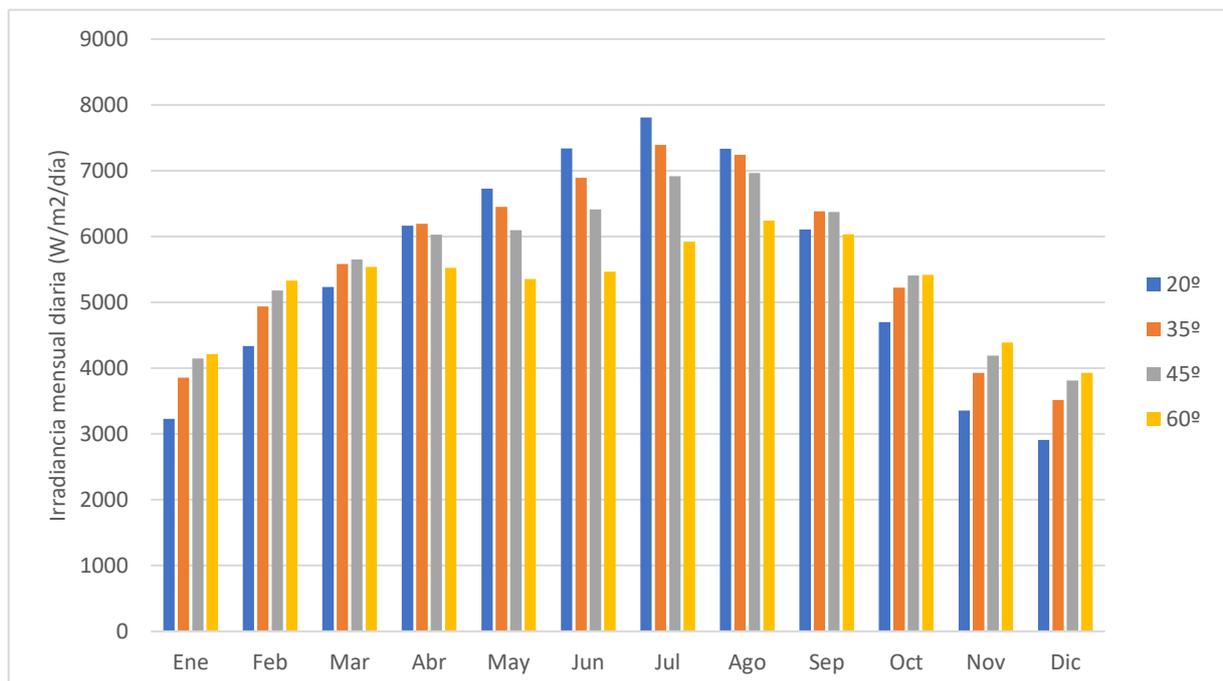


Ilustración 21. Irradiancia mensual diaria

9.2. Pérdidas energéticas

La energía útil generada por el sistema fotovoltaico es siempre menor que la energía que debería entregar el sistema si estuviese produciendo a su potencia nominal. Esto es debido a que la radiación solar incidente sobre el generador difiere del nivel de irradiancia en condiciones estándar STC (1000 W/m^2), ya que varía a lo largo del día y durante todo el año, y a las pérdidas energéticas del campo fotovoltaico y de los inversores.

- Pérdidas por captura

Se refiere a las pérdidas energéticas que tienen lugar en el generador fotovoltaico. A continuación, se enumeran las pérdidas que entran dentro de esta clasificación:

- Pérdidas por orientación e inclinación:

Se va a determinar si las pérdidas por inclinación y orientación de las placas, distintas de las óptimas, se encuentran dentro de los límites admisibles establecidos por la norma DB HE5 del Código Técnico de Edificación para el caso general (Figura 22).

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Ilustración 23. Límites de pérdidas

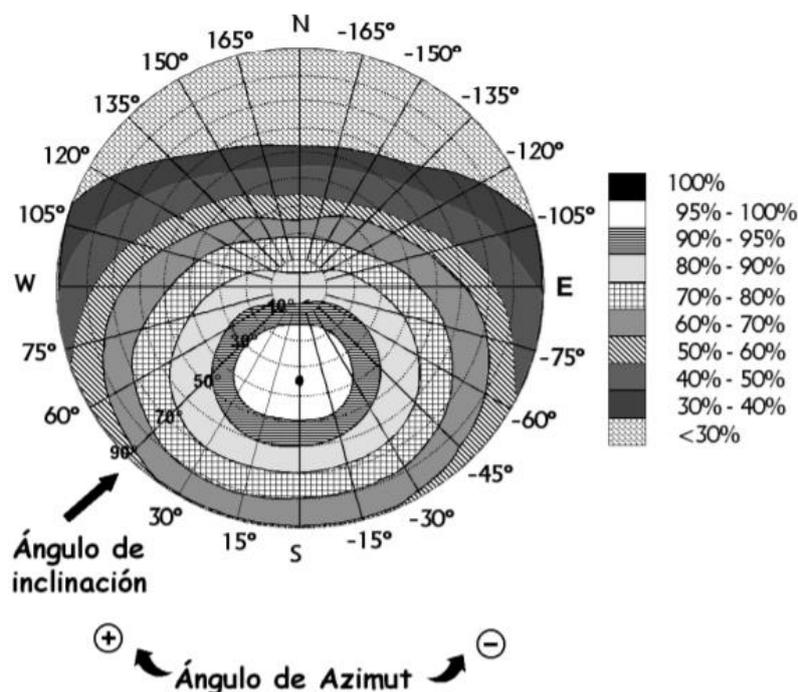


Ilustración 22. Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación.

Para ello, conociendo el ángulo de inclinación de las placas, que en este caso se están estudiando dos opciones, $\beta = 35^\circ$ y $\beta = 45^\circ$, y el ángulo azimutal, cuyo valor es $\alpha = 0^\circ$ debido a que los paneles están orientados hacia el sur, se puede determinar en la figura 22, válida para una latitud de 41° , en qué zona de rendimiento resultaría estar el generador.

Para una inclinación de 35° , las pérdidas serían aproximadamente nulas (línea azul), mientras que para una inclinación de 45° , el rendimiento del generador se situaría en la región de límites entre 95% y 100% (línea roja). Ambas inclinaciones se corresponden con un rendimiento superior al límite admisible por la norma (90%).

- Pérdidas de *mismatch* o de dispersión de parámetros:

Se refiere a las pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos de potencias diferentes para formar el generador fotovoltaico. La corriente proporcionada por un *string* formado por módulos con diferente corriente se verá limitada por el módulo de menor intensidad, mientras que el voltaje de las ramas conectadas en paralelo se verá limitado por la rama de menor tensión. Estas pérdidas se pueden reducir conectando módulos de características similares y mediante la utilización de diodos *bypass*.

- Pérdidas por polvo y suciedad

Estas pérdidas se deben a la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos que provoca una reducción de la radiación solar captada y, en consecuencia, una disminución de la potencia entregada.

- Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico se mide en condiciones estándar STC dadas para una irradiancia de 1000 W/m^2 a una temperatura de célula de 25°C , con incidencia de la radiación solar normal al plano y distribución espectral AM 1,5. Sin embargo, estas condiciones no se dan durante el funcionamiento habitual del módulo.

Las pérdidas angulares aumentan a mayores variaciones del ángulo de incidencia de la radiación solar con respecto del ángulo de incidencia normal y también con el grado de suciedad. Por su parte, las pérdidas espectrales aumentan a mayor variación del espectro solar respecto del espectro estándar debido a que se producen diferentes intensidades de corriente en función de la longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente y, por lo tanto, la potencia generada será distinta [18].

- Pérdidas en el cableado

Cuando circula corriente por los conductores, tanto en la parte de DC como en la de AC, se producen caídas de tensión que originan pérdidas de potencia. El efecto de estas pérdidas se puede minimizar dimensionando correctamente la sección de los cables.

- Pérdidas por temperatura

El rendimiento de un módulo fotovoltaico disminuye a medida que aumenta su temperatura de funcionamiento. La temperatura de trabajo del módulo (T_c) depende de la irradiancia (G) y de la temperatura ambiente (T_a), despreciando el efecto de la velocidad del viento, según la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot G$$

Donde:

T_{ONC}: oscila entre 42°C y 47°C.

Se ha obtenido mediante PVGIS la temperatura ambiente para cada hora de un día tipo de cada mes.

Conocida la potencia nominal en condiciones STC ($P_{n,STC}$), para cada valor de irradiancia global incidente (G) y temperatura de módulo (T_c), la potencia máxima (P_m) se puede obtener de:

$$P_m = P_{n,STC} \frac{G}{G_{STC}} \left(1 - \frac{\gamma}{100} (T_c - 25)\right)$$

Donde:

γ : Coeficiente de variación de P_m con la temperatura.

G_{STC} : Irradiancia en STC, 1000 W/m².

- Pérdidas por sombreado

El sombreado parcial o total de los módulos puede provocar una importante reducción de la producción energética debido a la disminución de la irradiancia captada y a la aparición del fenómeno *mismatch*. Se han definido dos áreas que delimitan aquellos elementos de la azotea que pueden producir sombras, de tal manera que los paneles quedan fuera de la zona de afectación del sombreado (figura 24).

Además, se ha tenido en cuenta la distancia mínima entre filas de módulos para evitar el sombreado entre ellas (ver capítulo 10). Es por ello que estas pérdidas se consideran despreciables.

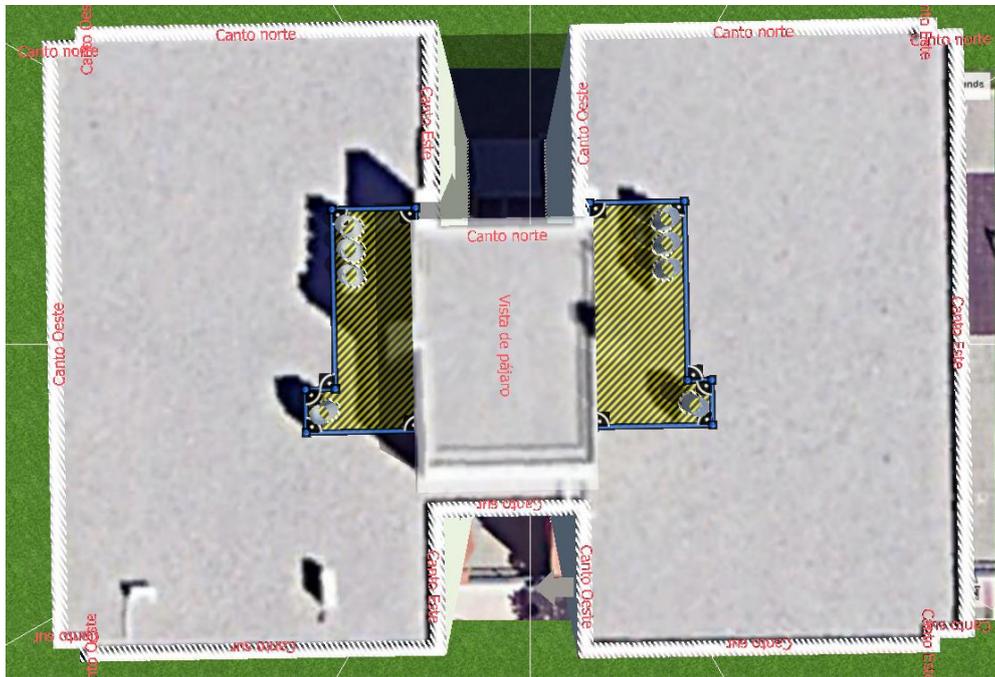


Ilustración 24. Modelado de zonas

- Pérdidas en el inversor

Aunque los inversores actuales de fabricantes reconocidos poseen altos rendimientos, también hay tener en consideración las pérdidas que introducen en el sistema. Se puede conocer a qué rendimiento opera el inversor, en función de la potencia de salida, mediante su curva de rendimiento. En la figura 25, a modo de ejemplo, se presenta la curva de rendimiento del inversor Fronius Symo 8.2-3-M.

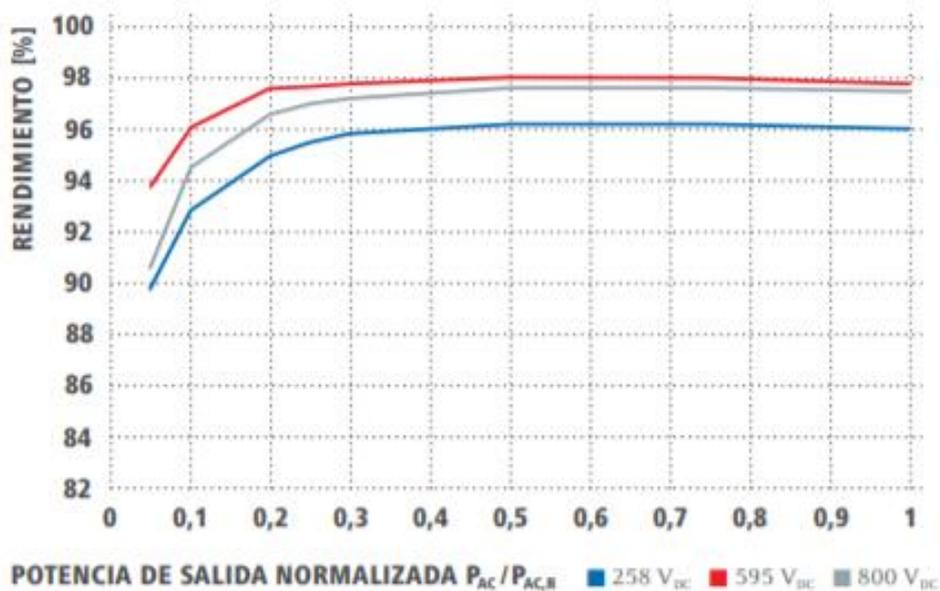


Ilustración 25. Curva de rendimiento del inversor

Como se puede observar, el rendimiento decae bastante cuando la potencia de salida del inversor es muy pequeña en comparación con su potencia nominal. Es por ello que hay que sobredimensionar la potencia pico del campo fotovoltaico para evitar que, debido a las pérdidas del sistema, el inversor trabaje con rendimientos bajos.

El rendimiento de este inversor en concreto, trabajando correctamente, es del 98%, aunque los demás inversores de la gama también comparten el mismo rendimiento.

En la siguiente tabla se resumen los porcentajes de pérdidas de la instalación en estudio. Las pérdidas correspondientes al campo fotovoltaico se han obtenido del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE [10].

Tabla 2. Pérdidas del sistema

Pérdidas	
Cableado (k_c)	2,00%
Suciedad y polvo (k_s)	3,00%
Mismatch (k_m)	2,00%
Angular y espectral (k_a)	3,00%
Inversor (k_i)	2,00%

Las pérdidas referidas a la temperatura del módulo y las que se derivan del no cumplimiento del nivel de irradiancia en condiciones estándar se tienen en cuenta a la hora de calcular la energía producida horaria en cada mes.

9.3. Proceso de cálculo de los flujos de energía

En el cálculo de la producción horaria de la instalación se deben introducir las pérdidas que se han descrito en el apartado anterior mediante un factor k expresado según:

$$k = (1 - k_c)(1 - k_s)(1 - k_m)(1 - k_a)(1 - k_i) = 0,886$$

Finalmente, la energía horaria producida por el campo fotovoltaico, teniendo en cuenta también las pérdidas debidas a la temperatura de operación del módulo, se calcula de la siguiente manera:

$$E_i = P_{n,STC} \frac{G_i}{G_{STC}} \left(1 - \frac{\gamma}{100} (T_{i,c} - 25) \right) \cdot k \cdot 1h$$

Donde:

E_i : Energía útil horaria entregada por el sistema, kWh.

$P_{n,STC}$: Potencia pico del campo fotovoltaico en condiciones STC, kW.

G_i : Irradiancia captada en la hora i , kW/m^2 .

γ : Coeficiente de variación con la temperatura.

G_{STC} : Irradiancia en STC, $1 \text{ kW}/\text{m}^2$.

Así, para cada hora, la energía generada por el campo fotovoltaico que se asigna a cada vivienda, k , se fija mediante el coeficiente de reparto acordado entre los vecinos (β_k):

$$E_{i,k} = E_i \cdot \beta_k$$

El contador de generación neta horaria en el punto frontera de la instalación es el encargado de realizar la lectura de la energía producida por el generador fotovoltaico (E_i), y la distribuidora, en función de esa información y de los coeficientes de reparto, asigna a cada consumidor la energía producida. Posteriormente, se compara la energía horaria individualizada ($E_{i,k}$) con la lectura horaria de su contador individual de suministro, que se corresponde con la energía consumida horaria ($C_{i,k}$), de tal manera que se tiene lo siguiente:

$$\text{Si } C_{i,k} > E_{i,k}: E_{i,k} = A_{i,k} \text{ y } C_{i,k} - A_{i,k} = R_{i,k}$$

$$\text{Si } C_{i,k} < E_{i,k}: C_{i,k} = A_{i,k} \text{ y } E_{i,k} - A_{i,k} = V_{i,k}$$

Donde:

$A_{i,k}$: Energía autoconsumida en la hora i de la vivienda k , kWh.

$R_{i,k}$: Energía comprada de la red eléctrica en la hora i de la vivienda k , kWh.

$V_{i,k}$: Energía excedentaria vertida a la red en la hora i de la vivienda k , kWh.

Las horas en las que se han generado excedentes porque la energía horaria individualizada es mayor que la energía consumida individualizada, se tendrá registro de esos excedentes horarios para valorarlos a su correspondiente precio horario, de manera que su suma se compensará en la factura eléctrica de cada consumidor al final del periodo de facturación si se acoge al mecanismo de compensación simplificada o se venderán los excedentes horarios en el mercado eléctrico si no se acoge al mecanismo de compensación.

En el caso de tener un sistema de acumulación de energía, se priorizará la inyección de los excedentes a las baterías. La energía entregada por las baterías será considerada energía autoconsumida, por lo que se repartirá según los coeficientes de reparto.

El proceso de cálculo en Excel de los flujos de energía horarios del sistema se detalla en el Anexo II.

10. Selección y dimensionamiento de los paneles y del inversor

Antes de dimensionar la instalación, es importante conocer cuál es el objetivo de los vecinos que van a participar en el autoconsumo. En general, se busca la máxima rentabilidad posible, intentando minimizar el periodo de amortización. Cuanto mayor es la capacidad de generación instalada y la calidad de los equipos, más costosa resulta la recuperación de la inversión, pero también se consiguen mayores beneficios a largo plazo. Por este motivo, se van a plantear diferentes potencias fotovoltaicas, en función del número de paneles a colocar, partiendo del máximo número de paneles que es capaz de albergar el tejado y se analizarán la rentabilidad económica y el ahorro energético que supone cada potencia. Previamente, se ha hecho un estudio de mercado para elegir el módulo y el inversor más adecuados para la instalación.

10.1. Selección del módulo fotovoltaico

Se debe tener en cuenta una serie de criterios a la hora de seleccionar el módulo fotovoltaico que mejor se adapte a las necesidades de la instalación:

- Densidad energética (W/m²)

Un factor limitante en instalaciones de autoconsumo residencial es el espacio disponible en el tejado, ya que determina la máxima potencia que es capaz de albergar el edificio. En general, este espacio suele ser reducido, por lo que un panel con una elevada densidad energética permitirá producir una mayor potencia por metro cuadrado de superficie del panel, consiguiendo instalar un mayor número de paneles para una misma superficie.

- Eficiencia

Otro criterio muy relacionado con la densidad energética es la eficiencia, que muestra la capacidad que tiene el panel de transformar la radiación solar en electricidad. Un módulo de alta eficiencia y tamaño reducido puede ser capaz de generar igual o mayor energía que otro con una eficiencia estándar y de mayores dimensiones, por lo que resulta ventajoso si se tiene un espacio limitado.

- Coeficiente de variación de la potencia máxima con la temperatura

Los paneles solares pueden ver disminuida su eficiencia si están sometidos a altas temperaturas. El coeficiente de temperatura mide la reducción de la máxima potencia del panel por unidad de aumento de la temperatura. A menor coeficiente de temperatura, mejor comportamiento frente a altas temperaturas.

- Precio

El elemento más costoso de una instalación fotovoltaica son los paneles solares, que pueden llegar a suponer el 50% del total de la inversión. Es por ello que es un factor importante a tener en cuenta. En el caso de un bloque de viviendas, en donde el espacio es limitado, es recomendable invertir en paneles caros, lo que garantiza una buena calidad y eficiencia de los mismos, pudiendo llegar a instalar menos paneles que eligiendo unos más baratos. La manera de comparar el precio de un panel, independientemente de su potencia, es mediante la relación del coste de cada watio pico de potencia nominal (€/Wp).

- Garantía

Las garantías de un panel fotovoltaico permiten proteger la inversión de la instalación. Existen dos tipos de garantías ofrecidas por los fabricantes que, durante su periodo de validez, van a permitir mantener cubiertos los paneles en caso de incidencias:

- Garantía del producto: cubre la integridad del panel y lo protege de problemas tales como defectos en su fabricación, fallos en las células solares, desgaste prematuro o cuando la potencia máxima cae por debajo del 80% del STC. En general, una garantía de producto por encima de 12 años se considera aceptable.

- Garantía de rendimiento: se refiere a la degradación natural que sufre un panel solar con respecto a su capacidad de producir energía. Este dato es fundamental, ya que si el rendimiento baja mucho antes de amortizar la inversión, la rentabilidad quedará gravemente afectada al no generar el suficiente ahorro económico. La pérdida de potencia se acelera ante condiciones climáticas extremas, como calor excesivo o temperaturas muy bajas. Cada fabricante especifica en la ficha técnica el porcentaje anual de degradación de potencia. La mayoría de los fabricantes reconocidos aseguran una pérdida de potencia máxima de -0.5% a -0,7% por año. Se pueden distinguir dos tipos de garantía de potencia fija: la garantía lineal, que prevé una reducción constante de la eficiencia de un año a otro y la garantía multinivel, que asume que cada un cierto intervalo de años la eficiencia puede reducirse a un nivel.

Adicionalmente, hay que asegurarse de que la marca posea una buena reputación en el mercado y tenga una larga trayectoria fabricando placas.

A continuación, se muestra una tabla de los paneles solares que se han seleccionado para realizar una comparativa de sus características y elegir el que va a formar parte de la instalación.

Como se ha comentado en repetidas ocasiones, cuando el espacio en el tejado es limitado, el tamaño del panel solar no debe ser muy grande. De lo contrario, podría haber dificultades para conseguir la potencia requerida para el autoconsumo energético del edificio, al no poder instalar el número de paneles necesario. Cuanto mayor sean las dimensiones del panel, mayor potencia pico tiene, debido a que es capaz de albergar más células fotovoltaicas, que son las encargadas de convertir la energía de la luz solar en electricidad. Sin embargo, esto no es suficiente para uso

residencial, ya que las células deben ser muy eficientes a la hora de transformar la energía solar, logrando generar más energía por metro cuadrado y aprovechando el espacio.

Tabla 3. Características de los paneles

Marca	Jinko Solar	Canadian Solar	SunPower	Panasonic	LG Solar	Trina Solar
Modelo	JKM410M-72H-V	HiKu_CS3L	SPR-MAX3-400	EVERVOLT	NeoN LG405Q1C-A6	TSM-405
Potencia	410 W	385 W	400 W	370 W	405 W	405 W
Densidad energética	203,77 W/m ²	208,14 W/m ²	226,28 W/m ² ✓	211,60 W/m ²	223,37 W/m ²	210,66 W/m ²
Eficiencia	20,38 %	20,80 %	22,60 % ✓	21,20 %	22,30 %	21,10 %
Coef. T ^a	-0,36 %/°C	-0,34 %/°C	-0,27 %/°C	-0,26 %/°C ✓	-0,29 %/°C	-0,34 %/°C
Precio	0,42 €/Wp ✓	0,49 €/Wp	0,98 €/Wp	0,98 €/Wp	1,15 €/Wp	0,48 €/Wp
Garantía de producto	12 años	12 años	25 años ✓	25 años ✓	25 años ✓	15 años
Garantía de rendimiento	25 años (-0,58 %/año)	25 años (-0,55 %/año)	25 años ✓ (-0,25 %/año)	25 años ✓ (-0,25 %/año)	25 años ✓ (-0,25 %/año)	25 años (-0,55 %/año)

Por todo ello, se han escogido paneles de entre 370 Wp y 410 Wp con una buena densidad energética y con eficiencias mayores del 20%. Mayores potencias supondrían dimensiones más grandes, que son más aptas para uso comercial e industrial, donde el espacio en el tejado es mayor.

En cuanto a la elección del panel, los mejores candidatos son los de las marcas SunPower, Panasonic y LG Solar. A pesar de que sus precios suponen una inversión grande, ofrecen altas eficiencias y buenos comportamientos ante temperaturas elevadas, por lo que ofrecerán una mayor rentabilidad a largo plazo al conseguir un mejor rendimiento de la instalación. Además, tienen garantías de 25 años tanto para el producto como para la productividad de la placa, con tasas de reducción del rendimiento del 0,25% cada año (siendo del 2% el primer año), lo que supone que a los 25 años ofrecerán el 92% de la potencia máxima al inicio.

En la tabla 3, se han destacado las mejores características de entre todos los paneles y se opta por elegir el módulo SunPower SPR-MAX3-400, ya que es el que mejores prestaciones ofrece. Se trata de un panel solar con 104 células monocristalinas de

hasta 400 Wp en condiciones STC con unas dimensiones de 1046 mm x 1690 mm. En la siguiente tabla se muestra un resumen de sus principales características eléctricas, aunque se puede consultar su ficha técnica en el Anexo III.

Tabla 4. Especificaciones eléctricas panel SunPower

Especificaciones eléctricas	
Potencia nominal (STC)	400 W +5/0%
Eficiencia	22,60 %
Tensión nominal (V_{mpp})	65,8 V
Intensidad nominal (I_{mpp})	6,08 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	75,6 V
Intensidad de cortocircuito (I_{SC})	6,58 A

10.2. Selección del inversor

En cuanto a la selección del inversor, se va a optar por la gama de inversores Symo de la marca Fronius para instalaciones de autoconsumo residencial conectadas a red y los inversores híbridos Symo Hybrid para el caso de acumulación por baterías en base a los criterios que se especifican a continuación [17]:

- Eficiencia

La eficiencia del inversor expresa el porcentaje de la energía procedente de los paneles solares que es capaz de suministrar a los consumos. Los inversores Fronius poseen rendimientos del 98%, valor que se considera suficientemente bueno ya que significa que solo introduce un 2% de pérdidas en el sistema.

- Entradas MPPT

El MPPT o seguidor del punto de máxima potencia es el encargado de garantizar que los *strings* de módulos fotovoltaicos produzcan la máxima energía posible para las condiciones de temperatura e irradiancia instantáneas. En función de la distribución espacial en el tejado de las placas solares, puede haber *strings* con diferentes orientaciones y/o inclinaciones y afectados por sombras, por lo que la irradiancia que reciban será distinta y cada uno tendrá un punto de máxima potencia distinto. En consecuencia, un inversor con más de un MPPT permitirá que se le conecten filas que trabajen con un punto de máxima potencia distinto para garantizar que operen a su máximo rendimiento.

En el caso de la instalación en estudio, todas las placas presentan la misma inclinación y orientación, pero alguna puede verse afectada parcialmente por alguna sombra,

reduciendo el rendimiento de los módulos con los que esté conectada en serie. Es por ello que un número de MPPT mayor que uno resultaría útil. Además, aporta flexibilidad en la conexión de los paneles ya que podrían conectarse filas de distinto voltaje (diferente número de paneles en la fila) al mismo inversor. En concreto, los inversores Fronius pueden albergar hasta 2 MPPT.

- Garantía

En general, la vida útil de los inversores es, aproximadamente, de 10 a 12 años, por lo que un buen modelo de garantía permitirá cubrir los costes de material y servicio en buena parte o a lo largo de su periodo de funcionamiento. El fabricante Fronius ofrece coberturas de garantía de hasta 7 años ampliables hasta 10, 15 y 20 años con coste extra.

- Soporte técnico

Es importante que el fabricante de inversores cuente con un buen servicio de instalación y mantenimiento en el área en la que se realice la instalación. La marca Fronius cuenta con un gran apoyo de los instaladores de energía solar en España, de manera que, ante cualquier imprevisto, el tiempo de reparación será inmediato.

10.3. Dimensionamiento del número de paneles

Sobre el modelado del edificio realizado mediante el programa PV*SOL que se presentó en el capítulo 6, se han generado dos configuraciones de filas de módulos correspondientes a la máxima capacidad de generación fotovoltaica (figura 26 y 27).

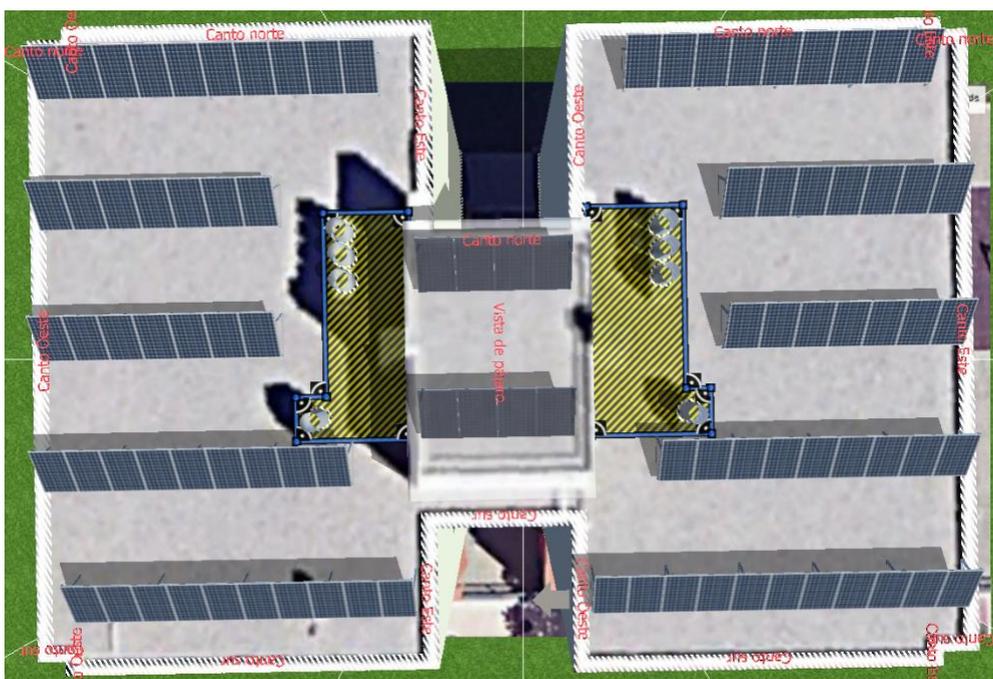


Ilustración 26. Disposición vertical paneles

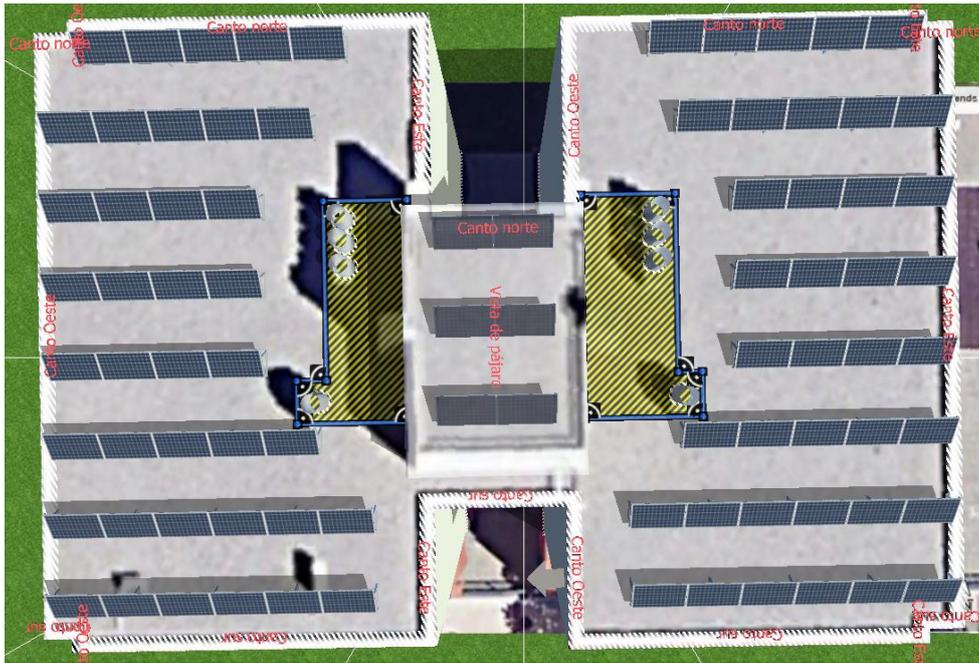


Ilustración 27. Disposición horizontal paneles

Para ello, se han definido en el programa los siguientes aspectos:

- Selección del panel solar:

Panel SPR-MAX-3-400 de la marca SunPower, cuyos criterios para su elección se han visto en el apartado 10.1.

- Distancia mínima entre filas de módulos e inclinación de los paneles:

Es importante tener en cuenta la distancia, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos para evitar que una fila proyecte sombras sobre la que tiene detrás y para prever cuántas filas podrá albergar la azotea. El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE establece que la distancia mínima (d) entre filas de módulos debe ser igual a $h \times k$, donde h es la diferencia de altura entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior y k es un factor adimensional.

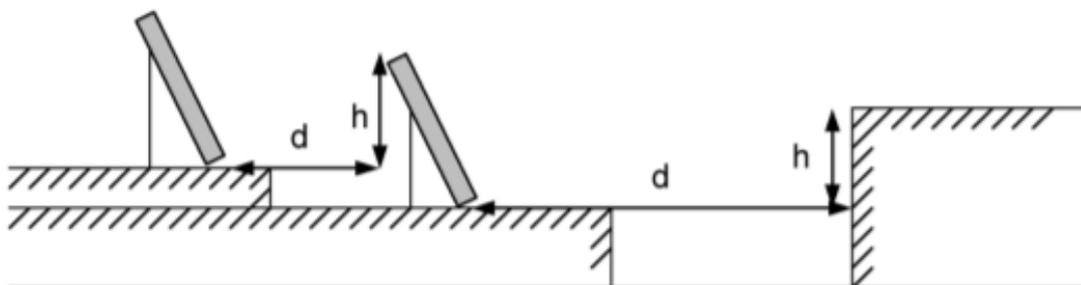


Ilustración 28. Distancia mínima

En la tabla 5 se observan los valores de k para diferentes latitudes.

El panel solar elegido tiene unas dimensiones de 1690 mm x 1046 mm x 40 mm. El cálculo de la distancia mínima entre módulos, teniendo en cuenta tanto una posición horizontal como vertical de los paneles, se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

$$d_{horizontal} = h \times k = l \times \sin \beta \times k = 1046 \text{ mm} \times \sin 35^\circ \times 2,747 = 1648 \text{ mm}$$

$$d_{vertical} = h \times k = l \times \sin \beta \times k = 1690 \text{ mm} \times \sin 35^\circ \times 2,747 = 2663 \text{ mm}$$

Tabla 5. Factores según latitud. Fuente: IDAE

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

El valor del factor k se corresponde con la latitud de la instalación, que es 41° Norte. La inclinación de los paneles es de 35°.

- Orientación de los paneles:

La orientación seleccionada es la que posee el lado mayor del tejado, que se corresponde con una orientación hacia el sur.

- Posición de los paneles:

Una configuración correspondiente a una posición horizontal de los módulos y otra configuración relacionada con una posición vertical de los módulos.

Comparando ambos modelados, se opta por una posición vertical de los módulos, ya que esta configuración permite instalar 94 paneles (37,6 kWp) frente a los 84 módulos (33,6 kWp) que es capaz de alojar el tejado con una posición horizontal de los paneles. Adicionalmente, se ha realizado un análisis de las sombras que afectan a los paneles solares según la trayectoria del sol a lo largo del día en la ubicación de la instalación y como se puede observar en la figura 29, los módulos quedan fuera del área de afectación de las sombras.

Una vez obtenida la máxima potencia nominal fotovoltaica que puede instalarse en la azotea del edificio, cuyo valor es de 37,6 kWp, como resultado de la suma de las potencias nominales de las 94 placas, se van a plantear diferentes potencias fotovoltaicas para analizar la rentabilidad económica, el ahorro energético y la amortización que supondrían para cada vecino. Para ello, se harán reducciones de 4000 Wp, lo que equivale a reducir 10 placas en cada caso y se calcularán las potencias nominales de los inversores para cada potencia fotovoltaica.

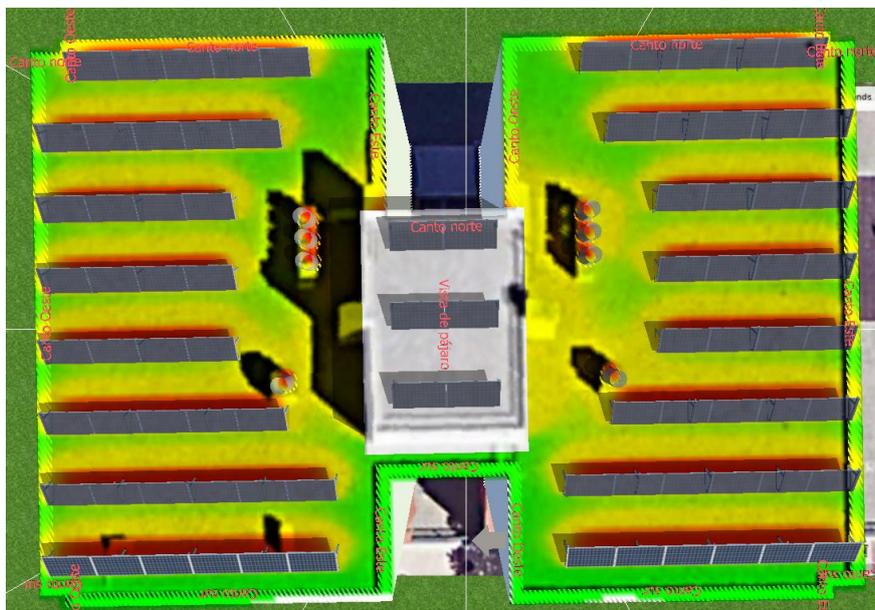


Ilustración 29. Modelado de sombreado de la azotea.

10.4. Dimensionamiento de la potencia del inversor

De acuerdo con el Real Decreto 244/2019, en el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada es la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores. Esto es así porque la energía que se consume en las viviendas proviene del inversor y no directamente del generador fotovoltaico. Es conveniente que exista un sobredimensionamiento de la potencia nominal fotovoltaica respecto de la potencia nominal del inversor, ya que, si se selecciona una potencia máxima de inversor superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, el inversor operará a bajos rendimientos la mayor parte del tiempo, lo que se traduce en una reducción de generación [15]. Este hecho tiene en cuenta la reducción de la energía debido a las pérdidas que se generan como consecuencia de que el campo fotovoltaico está funcionando bajo unas condiciones climáticas diferentes a las condiciones de temperatura e irradiancia STC, por lo que no es capaz de proporcionar su potencia nominal. Si, por el contrario, se fija una potencia máxima fotovoltaica superior a la del inversor, se asegura que el inversor opere en determinadas horas a su potencia nominal.

Otro de los beneficios del sobredimensionamiento es que asegura un margen de seguridad para garantizar una adecuada generación de energía a largo plazo en cuanto que prevé la reducción anual de la potencia nominal de los módulos. Por otra parte, habrá que tener en cuenta las especificaciones técnicas del inversor para no sobrepasar la potencia máxima fotovoltaica que puede admitir.

Para realizar un correcto acoplamiento del campo fotovoltaico y el inversor, hay que garantizar que, bajo cualquier condición climática de irradiancia y temperatura, los parámetros de tensión y corriente a la salida del generador fotovoltaico estén dentro de los parámetros admisibles a la entrada del inversor.

Los módulos se pueden conectar en serie, componiendo lo que se denomina un *string*. A su vez, estos *strings* se pueden conectar en paralelo, dando lugar a lo que se conoce como *array*. De esta manera, las tensiones y corrientes que proporcionan cada una de estas configuraciones se indican en las siguientes fórmulas:

$$I_{string} = I_{módulo}$$

$$V_{string} = \sum_{N^{\circ} \text{ módulos}} V_{módulo}$$

$$V_{array} = V_{string}$$

$$I_{array} = \sum_{N^{\circ} \text{ strings}} I_{string}$$

Teniendo en cuenta estas configuraciones, el rango de tensiones del punto de máxima potencia de los *strings* debe estar dentro del rango de tensiones de entrada al inversor y la corriente proporcionada por los *arrays* debe ser inferior a la corriente de entrada admisible por el inversor. Cabe destacar que la tensión a la salida del campo fotovoltaico varía inversamente con la temperatura de operación del módulo, por lo que habrá que consultar la ficha técnica del módulo para conocer el coeficiente de variación de tensión con la temperatura que, en el caso del panel SunPower SPR-MAX3-400 es de -0,236% mV/°C. La temperatura a la que trabaja el módulo (T_c) se calcula según la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} \cdot G$$

Donde:

T_a : Temperatura ambiente.

TONC: oscila entre 42°C y 47°C.

G : Irradiancia.

- Número máximo de módulos por *string*

El voltaje máximo que es capaz de proporcionar el *string*, que se corresponde con la suma de las tensiones de circuito abierto de los módulos conectados en serie cuando la temperatura a la que están sometidos es la mínima posible, no debe superar la tensión máxima admisible a la entrada del inversor. En Zaragoza, la temperatura mínima media del mes más frío (enero) se sitúa en torno a 2,7°C, pero ha habido extremos de -5°C en la última década [16]. Para la situación más desfavorable de temperatura mínima de módulo, se considera un nivel irradiancia mínima de 100

W/m^2 . El número máximo de módulos que se pueden conectar en serie se calcula como:

$$n_{max} = \frac{V_{inv,max}}{V_{OC}(T_{c,min})}$$

$$V_{OC}(T_{c,min}) = V_{OC\ STC} + \beta(T_{c,min} - T_{STC})$$

Donde:

$V_{inv,max}$: Tensión máxima admisible por el inversor.

n_{max} : Número máximo de paneles en serie.

$T_{c,min}$: Temperatura mínima de operación del módulo.

$V_{OC\ STC}$: Tensión en circuito abierto del módulo en condiciones STC.

β : Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura.

T_{STC} : 25°C.

- Número mínimo de módulos por *string*:

La tensión mínima del punto de máxima potencia que es capaz de proporcionar el *string*, que ocurre cuando la temperatura de operación es la máxima posible, debe ser superior a la tensión mínima de entrada a la que el inversor actúa como seguidor del punto de máxima potencia. De lo contrario, el inversor no será capaz de ajustarse al punto de máxima potencia. En Zaragoza, la temperatura máxima media del mes más caluroso (julio) es de 32,4°C, aunque se llegan a alcanzar temperaturas de hasta 42°C [16]. Para la situación más desfavorable de temperatura máxima de módulo, se considera un nivel irradiancia máxima de 1000 W/m^2 . El número mínimo de módulos que se pueden conectar en serie se calcula como:

$$n_{min} = \frac{V_{inv,min,MPP}}{V_{min,MPP}(T_{c,max})}$$

$$V_{min,MPP}(T_{c,max}) = V_{min,MPP,STC} + \beta(T_{c,max} - T_{STC})$$

Donde:

$V_{inv,min,MPP}$: Tensión mínima del punto de máxima potencia del inversor.

n_{min} : Número mínimo de paneles en serie.

$T_{c,max}$: Temperatura máxima de operación del módulo.

$V_{min,MPP}(T_{c,max})$: Tensión mínima del punto de máxima potencia del módulo.

El número máximo de módulos se redondea al valor inmediatamente inferior y el número mínimo de módulos se redondea al valor más grande.

- Número de máximo de *strings* en paralelo

La corriente máxima de cortocircuito que es capaz de proporcionar un *array*, que se corresponde con la suma de las corrientes de los *strings* conectados en paralelo en condiciones de máxima irradiancia, debe ser inferior a la corriente máxima admisible de entrada al inversor. En este caso, la corriente varía mucho con la irradiancia y se desprecia el efecto de la temperatura. Se considera, para la situación más desfavorable, una irradiancia de 1000 W/m^2 (condiciones STC).

$$n_{max,strings} = \frac{I_{max,inv}}{I_{SC,STC}}$$

Donde:

$n_{max,strings}$: Número máximo de *strings*.

$I_{max,inv}$: Corriente máxima admisible por el inversor.

$I_{SC,STC}$: Corriente de cortocircuito del módulo en condiciones STC.

En la tabla 6 aparecen los parámetros eléctricos correspondientes al panel SunPower SPR-MAX3-400 calculados según las fórmulas anteriores.

Tabla 6. Parámetros eléctricos del módulo

$T_{c,min}$	-1,875 °C
$T_{c,max}$	73,25 °C
$V_{OC}(T_{c,min})$	80,39 V
$V_{min,MPP}(T_{c,max})$	58,31 V
$I_{SC,STC}$	6,58 A

11. Tarifas eléctricas

En este apartado se van a explicar los tipos de tarifas del mercado eléctrico español y se elegirá la tarifa eléctrica que marcará a qué precio pagan los vecinos el consumo de la red y cuál será la retribución económica según se elija la modalidad de autoconsumo con compensación simplificada o la modalidad sin compensación.

En España, existen dos tipos de tarifas eléctricas: la tarifa del mercado regulado (PVPC) y las tarifas del mercado libre.

- Mercado regulado

El precio del kWh de la tarifa de mercado regulado, también conocida como tarifa de Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), viene fijado por el Gobierno y varía a cada hora a lo largo del día en función de la oferta y la demanda eléctrica. Así, se tienen 24 precios del kWh correspondientes a cada hora del día. Estas tarifas solo pueden contratarse con una de las 8 comercializadoras de referencia existentes en España y no tienen periodo de permanencia [21].

Con la emisión de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, entró en vigor, a partir del 1 de junio del 2021, la tarifa 2.0TD, que sustituye a las anteriores tarifas de acceso, 2.0 y 2.1, que ofrecían de uno a tres tramos horarios de consumo. Se trata de una tarifa con discriminación horaria obligatoria con tres tramos horarios para el precio de la energía consumida de la red (valle, llano y punta) y dos franjas horarias para el término de potencia (valle y punta), a la que pueden acogerse los consumidores con potencias contratadas inferiores a 15 kW. Los fines de semana y días festivos se enmarcan dentro del tramo valle.

- Mercado libre

En el mercado libre, operan multitud de comercializadoras que ofrecen un amplio abanico de tarifas cuyo precio viene establecido en el contrato que se establezca con la comercializadora: tarifas con precio estable, con discriminación horaria, tarifas planas, tarifas personalizadas, etc. De esta manera, a diferencia de las tarifas PVPC, el consumidor conoce de antemano el precio al que va a consumir la energía eléctrica de la red. Además, el mercado libre no presenta límite en la potencia contratada pero algunas tarifas presentan periodos de permanencia.

Se ha supuesto que los vecinos disponen de un contrato de suministro con una comercializadora libre, por lo que la energía horaria consumida de la red y la energía horaria excedentaria serán valoradas según los precios estipulados en dicho contrato.

La tarifa eléctrica elegida, una vez puesta en funcionamiento la instalación fotovoltaica, es la tarifa Solar de Iberdrola. Esta tarifa es la que fijará el precio de la energía consumida de la red cuando el autoconsumo no sea suficiente para cubrir la demanda energética de cada vivienda y el precio al que la comercializadora compensará los excedentes generados cuando la producción sea mayor al consumo. Por otra parte, la tarifa contratada por los vecinos cuando la totalidad del consumo eléctrico es abastecido por la red eléctrica al no disponer de placas solares, es el plan Tres Periodos de Iberdrola. En la tabla 7 aparecen los precios de cada contrato.

Tabla 7. Tarifas Iberdrola

		Término de energía €/kWh	Término de potencia €/kW*año
Tarifa con paneles (Tarifa Solar)	Horas promocionadas	0,103155	4,02
	Horas no promocionadas	0,150228	27,67

		€/kWh	€/kW*año
Tarifa sin paneles (Tarifa Tres Periodos)	0-8h	0,083558	3,92
	8-10h/14-18h/22-0h	0,122517	27,77
	10-14h/18-22h	0,157482	

Para la tarifa Solar de Iberdrola, se distinguen los siguientes tramos horarios según la estación del año, coincidiendo las horas no promocionadas (menos económicas) con las horas de mayor potencial de autoconsumo:

- Invierno (21 de diciembre a 20 de marzo)
 - Horas promocionadas: de 17h a 9h.
 - Horas no promocionadas: de 10h a 16h.
- Verano (21 de junio a 20 de septiembre)
 - Horas promocionadas: 18h a 9h.
 - Horas no promocionadas: 10h a 17h.
- Primavera (21 de marzo a 20 de junio) y otoño (21 de septiembre a 20 de diciembre)
 - Horas promocionadas: 17h a 8h.
 - Horas no promocionadas: 9h a 16h.

12. Parámetros financieros

Se van a utilizar dos parámetros financieros para estudiar la viabilidad económica de cada caso: el VAN y el TIR. La principal diferencia entre ambos es que el VAN calcula la rentabilidad del proyecto en términos absolutos (unidades monetarias), mientras que el TIR calcula esa misma rentabilidad, pero en términos relativos (en tanto por ciento).

- Cálculo del VAN

El VAN permite conocer cuánto se va a ganar o perder con el proyecto mediante una actualización de los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El tipo de descuento utilizado se denomina TMAR y es la tasa de rentabilidad mínima que se espera obtener de la inversión. El TMAR calculado para analizar el VAN de los casos es:

$$\%TMAR = \%INF + (\%RI + \%CO) + \%INF * (\%RI + \%CO) = 6,07\%$$

Siendo:

$\%INF$: Tasa de inflación. En España, la tasa de inflación anual actual es del 1,02% [22].

$\%RI$: Riesgo de la inversión, que se asume en 3,5%.

$\%CO$: Coste de los recursos financieros propios, que se asume en 1,5%.

La fórmula del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1 + TMAR)^t}$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial desembolsada en el año 0.

FC_t : Flujo de caja en el año t.

- Si $VAN > 0$: El proyecto aportará beneficios, por lo que se puede aceptar.
- Si $VAN = 0$: El proyecto no generará pérdidas ni beneficios.
- Si $VAN < 0$: El proyecto generará pérdidas, por lo que debe ser rechazado.

- Cálculo de TIR

El TIR es el porcentaje de beneficio o pérdida que tiene una inversión y está muy relacionado con el VAN, ya que se define como la tasa de descuento a la que el VAN es cero.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

- Si $TIR > TMAR$: La tasa de retorno de la inversión es mayor que la mínima aceptada y, por tanto, el proyecto se acepta.

- Si TIR = TMAR: Misma situación que con VAN igual a cero. No se tienen pérdidas ni beneficios.
- Si TIR < TMAR: No se alcanza la rentabilidad mínima exigida a la inversión. El proyecto se rechaza.

- PayBack Descontado

El PayBack descontado o plazo de recuperación descontado es un parámetro financiero que evalúa cuando se va a producir la amortización completa de la inversión, teniendo en cuenta los efectos del paso del tiempo en el dinero. La fórmula para calcularlo es:

$$PB_{descontado} = a + \frac{I_0 - b}{FC}$$

Siendo:

a: Número de años que han pasado hasta que se recupere la inversión.

I_0 : Inversión inicial.

b: Suma acumulada de los flujos actualizados al final del periodo "a".

FC: Flujo de caja actualizado en el año en que se recupera la inversión.

Para el cálculo de estos indicadores financieros, se ha tenido en cuenta que los flujos de caja no son constantes y van disminuyendo de año en año como consecuencia de la pérdida anual de potencia nominal de los módulos. El análisis de rentabilidad se ha realizado para un periodo de 25 años, correspondiente con la vida útil que se espera de la instalación y que viene marcada por la duración de los paneles.

13. Casos de estudio

Partiendo de la potencia máxima que se puede instalar en el tejado, correspondiente a la suma de las potencias pico de 94 paneles fotovoltaicos (37,6 kWp), se irá reduciendo el número de placas de diez en diez, realizando un análisis energético y económico para cada vivienda, para determinar qué configuración es la óptima dependiendo de la rentabilidad económica.

En primer lugar, se va a decidir finalmente qué ángulo de inclinación de los módulos escoger en función del porcentaje de ahorro energético que consiga cada uno para el conjunto del bloque de viviendas. En la tabla 8 se pueden observar, para el bloque de viviendas, el consumo anual, la producción anual, el autoconsumo anual y la cantidad de energía eléctrica comprada y vertida a la red anualmente.

Tabla 8. Selección de la inclinación

	$\alpha = 35^\circ$	$\alpha = 45^\circ$
Producción (kWh/año)	66116,54	65741,79
Consumo (kWh/año)	81233,71	81233,71
Autoconsumo (kWh/año)	39906,49	39748,70
Vertido RED (kWh/año)	26210,05	25993,09
Compra RED (kWh/año)	41327,22	41485,01
Ahorro energético	49,13%	48,93%

La diferencia del ahorro energético que supone cada inclinación para el conjunto de viviendas es mínima. Aun así, se optará por una inclinación de 35° , ya que el ahorro que proporciona es mayor. A continuación, se muestra una gráfica con las curvas de energía útil producida por el campo fotovoltaico (compuesto por las 94 placas) en cada mes para una inclinación y orientación de las placas de 35° y 0° , respectivamente.

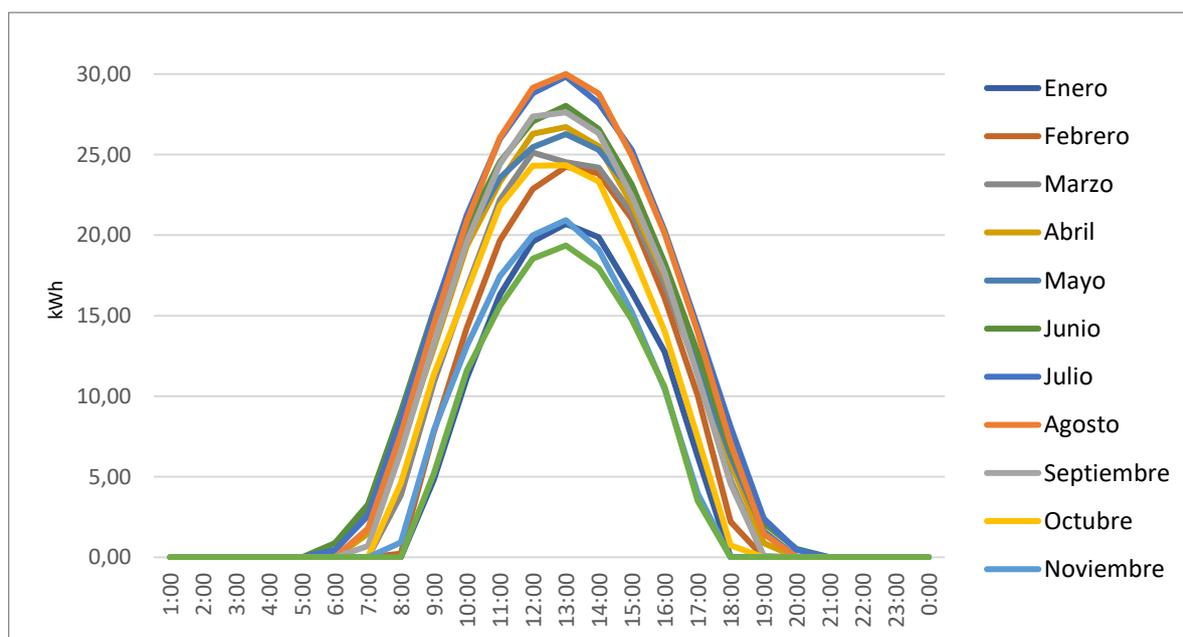


Ilustración 30. Energía útil

En la tabla x aparecen las potencias pico del generador fotovoltaico que se van a analizar, junto con las respectivas potencias nominales de los inversores que se les va a asignar y el factor de sobredimensionamiento de la potencia pico del campo fotovoltaico sobre la potencia nominal total de los inversores. Por otra parte, en la tabla 9, se resumen los parámetros eléctricos de entrada de la gama de inversores

Fronius Symo a utilizar, el número máximo y mínimo de los paneles a conectar en serie y el número máximo de ramas a conectar en paralelo por cada MPPT.

Tabla 9. Parámetros inversores

	Inversores de red	Inversores híbridos
$V_{DC,max}$	1000 V	1000 V
$V_{MPPT,min}$	150 V	150 V
$I_{DC,max}$ por MPPT	16 A	16 A
$N_{módulos,min}$	12	12
$N_{módulos,max}$	3	3
$N_{strings,max}$ por MPPT	2	2

Tabla 10. Elección de potencias nominales del inversor

Potencia FV	Potencia de los inversores de red	Número de inversores	Factor de sobredimensionamiento
37,6 kWp	30 kW	5 de 6 kW	1,25
33,6 kWp	28 kW	4 de 7 kW	1,20
29,6 kWp	24 kW	4 de 6 kW	1,23
25,6 kWp	21 kW	3 de 7 kW	1,22
21,6 kWp	16,4 kW	2 de 8,2 kW	1,32
17,6 kWp	15 kW	3 de 5 kW	1,17
13,6 kWp	11,1 kW	3 de 3,7 kW	1,23
9,6 kWp	7,4 kW	2 de 3,7 kW	1,30

Potencia FV	Potencia de los inversores híbridos	Número de inversores	Factor de sobredimensionamiento
37,6 kWp	30 kW	6 de 5 kW	1,25
33,6 kWp	27 kW	9 de 3 kW	1,24
29,6 kWp	24 kW	6 de 4 kW	1,23
25,6 kWp	21 kW	7 de 3 kW	1,22
21,6 kWp	18 kW	6 de 3 kW	1,20
17,6 kWp	15 kW	3 de 5 kW	1,17
13,6 kWp	12 kW	4 de 3 kW	1,13
9,6 kWp	8 kW	2 de 4 kW	1,20

A la hora de seleccionar la potencia total de los inversores, se tiene en cuenta el máximo de la curva de producción tras contabilizar las pérdidas energéticas (energía útil) en el mes con mayor generación fotovoltaica, que como se puede ver en la gráfica x es agosto. En la gráfica 31, se puede observar este criterio, además del sobredimensionamiento de la potencia pico del campo fotovoltaico respecto de la potencia total nominal de los inversores, para el caso con 94 placas. El proceso es el mismo para las demás potencias a estudiar.

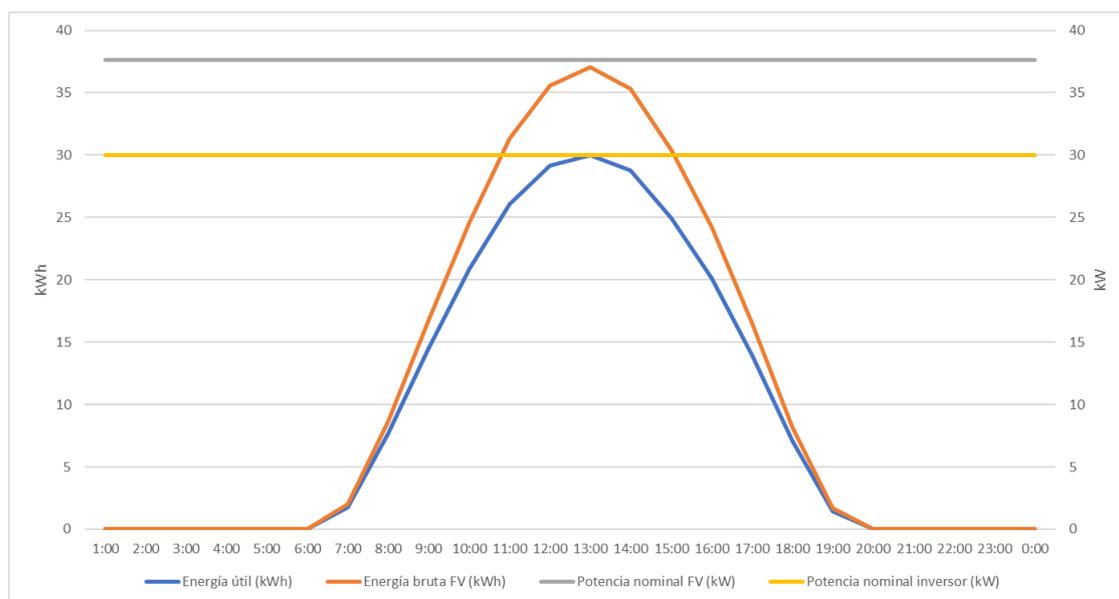


Ilustración 31. Efecto sobredimensionado

13.1. Caso autoconsumo con excedentes

13.1.1. Inversión inicial

Gran parte de la inversión que tienen que asumir los vecinos para realizar la instalación fotovoltaica es debida al coste de los paneles solares y al coste del inversor, ya que son los elementos principales de toda instalación. También se debe tener en cuenta el precio de las estructuras sobre las que irán montados los paneles solares, el precio del contador de energía neta generada y el precio de la mano de obra. Además, para las instalaciones de autoconsumo con excedentes (acogidos o no a compensación) que se ubiquen en suelo urbanizado y cuenten con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, como es el caso del bloque de viviendas en estudio, se requerirá la solicitud de permiso de acceso y conexión y la presentación de un aval si la potencia pico instalada es mayor de 15 kW. Como se va a hacer un análisis con varias potencias de instalación, la inversión será distinta en cada caso.

Tabla 11. Presupuesto

	Inversión 94 placas	Inversión 84 placas	Inversión 74 placas	Inversión 64 placas
Paneles	30564,76 €	27313,19 €	24061,62 €	20810,05 €
Inversores	7096,60 €	7043,36 €	5677,28 €	5282,52 €
Soportes	5420 €	4808 €	4250 €	3692 €
Contador	200 €	200 €	200 €	200 €
Aval/garantía	1242,98 €	1110,74 €	978,51 €	846,28 €
Mano de obra	1280 €	1280 €	960 €	960 €
Total	55423,25 €	50523,91 €	43714,17 €	38466,93 €
IVA	21%			

	Inversión 54 placas	Inversión 44 placas	Inversión 34 placas	Inversión 24 placas
Paneles	17558,48 €	14306,91 €	11055,34 €	7803,77 €
Inversores	3895,30 €	4170,42 €	3941,25 €	2627,50 €
Soportes	3134 €	2576 €	1898 €	1340 €
Contador	200 €	200 €	200 €	200 €
Aval/garantía	714,05 €	581,82 €	0 €	0 €
Mano de obra	640 €	640 €	480 €	480 €
Total	31631,61	27194,93	21265,25	15066,04
IVA		21%		

En las tablas anteriores se muestra la inversión que supone cada potencia pico del campo fotovoltaico.

El reparto de la inversión a cada vecino va a consistir en la distribución proporcional del coste total de la instalación según el consumo eléctrico de cada vivienda, es decir, se aplicará el coeficiente de reparto calculado en el capítulo 8 para calcular qué porcentaje de la inversión se le atribuye a cada vecino. En el Anexo I se puede consultar como ha quedado finalmente el reparto de la inversión para cada vecino en función de la potencia instalada.

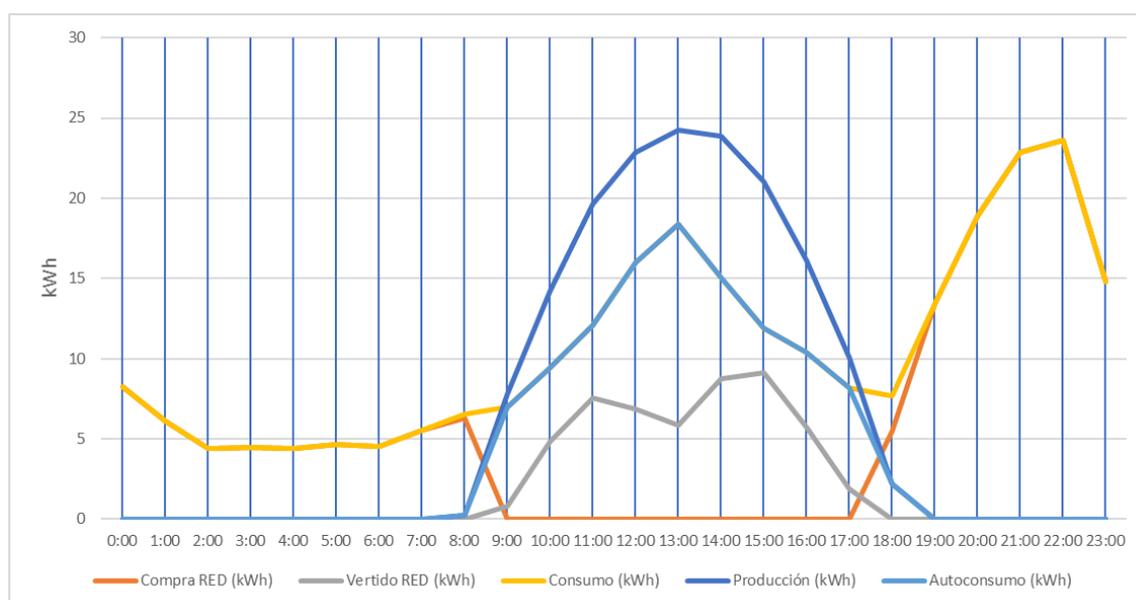
13.1.2. Análisis energético

Mediante la hoja de cálculo de Excel, cuyo funcionamiento se detalla en el Anexo II, se han obtenido los flujos de energía de cada vivienda y del conjunto del bloque. A continuación, se muestra un gráfico representativo del mes de febrero de la gestión de la energía del total de viviendas, para la potencia máxima que puede albergar el tejado (94 placas).

La producción del campo fotovoltaico comienza a las 8:00h y termina en torno a las 19:00h. En este intervalo de tiempo, se produce un autoconsumo total, tal y como se aprecia en la Figura x. La curva de autoconsumo se acomoda a la curva de consumo. Además, se generan excedentes, que se representan con la curva de vertido a red. Cuando los módulos ya no son capaces de generar energía eléctrica, la curva de compra a red se ajusta a la de consumo, ya que se depende de la red eléctrica para abastecer la demanda eléctrica.

A modo de ejemplo, en la siguiente gráfica se observa los flujos de energía para la vivienda número 1 con el mismo caso de potencia.

Ilustración 32. Gestión de la energía con excedentes



13.1.3. Análisis económico

La modalidad a la que estén acogidos los vecinos afecta al ahorro económico que pueden obtener. Ante esta situación, en este apartado se han tenido en cuenta los dos tipos de modalidades con excedentes y se ha analizado la rentabilidad de cada caso.

- **Autoconsumo con excedentes acogido a compensación**

Esta modalidad consiste en una retribución económica de los excedentes generados por cada consumidor en el periodo de facturación. Como se ha supuesto que los vecinos tienen un contrato de suministro con una comercializadora libre, la energía horaria excedentaria será valorada al precio horario que esté determinado en el plan contratado. Con la tarifa Solar de Iberdrola, los excedentes se valoran a 0,051 €/kWh. Al final del periodo de facturación (un mes) se realiza la compensación del saldo de la energía consumida de la red con el valor de los excedentes, aumentando el ahorro que supone autoconsumir. Esta compensación podrá hacerse como máximo hasta anular el importe de la energía comprada a la red, por lo que nunca se generarán ingresos por los excedentes.

Con los ahorros anuales que se obtienen de cada potencia, se ha hecho un análisis de sensibilidad para analizar la rentabilidad de cada caso.

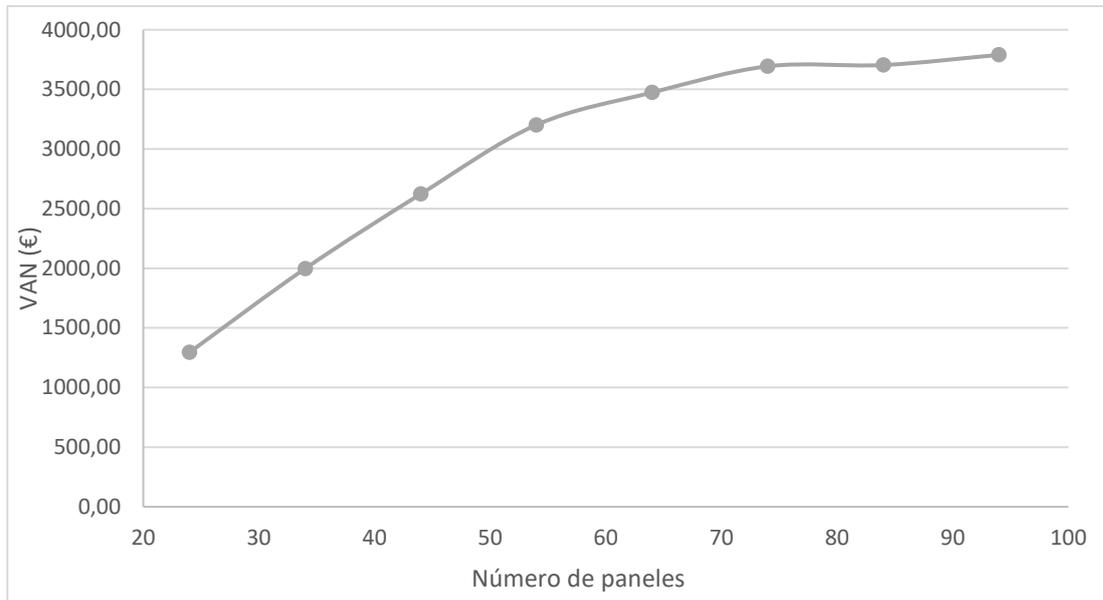


Ilustración 33. VAN con compensación

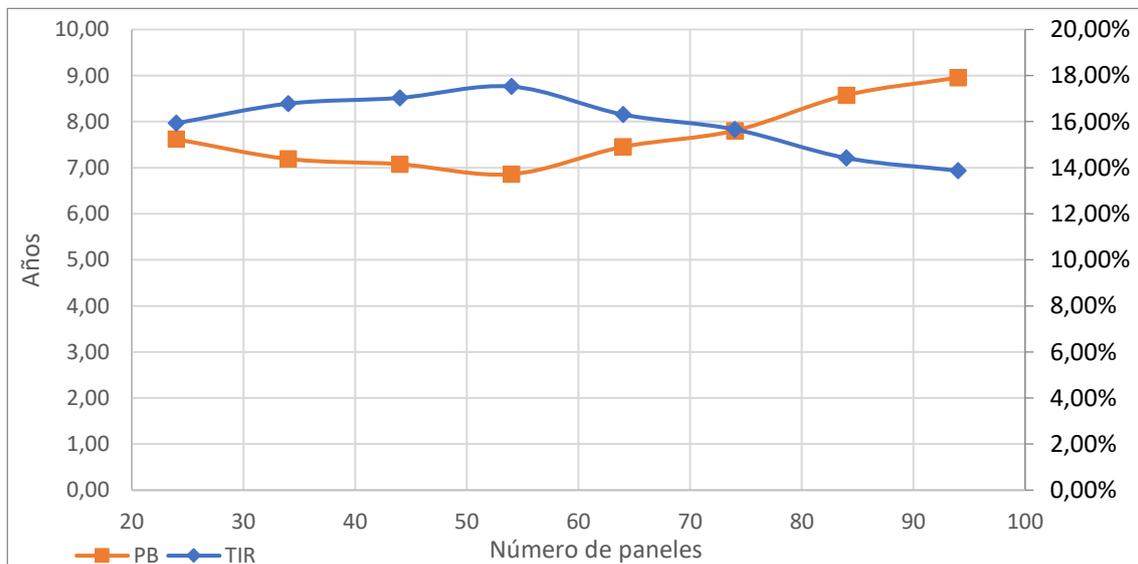


Ilustración 34. TIR y PB con compensación

En las figuras anteriores se puede observar la variación del VAN y del TIR, así como del periodo de retorno de la inversión, en función de la potencia pico instalada para la vivienda 1. Cabe destacar que, entre 94 y 74 paneles instalados, el VAN apenas se reduce, mientras que a partir de 74 paneles el VAN disminuye drásticamente. Esto es debido a que, con 94 placas, que es la máxima potencia que se puede instalar en el tejado con los paneles elegidos, hasta 74 placas se asegura el máximo autoconsumo

durante las horas de producción fotovoltaica en todos los meses, a excepción de los meses de mayor consumo y menor radiación disponible (meses de invierno), cuyo autoconsumo empieza a decaer a partir de las 74 placas. Además, se generan excedentes que son compensados económicamente al precio acordado con la comercializadora, ya que hay exceso de producción. A partir de 54 placas, se produce un descenso generalizado del autoconsumo debido a que las curvas de producción de la mayoría de los meses caen por debajo de las curvas de demanda eléctrica, por lo que tampoco se generarán excedentes susceptibles de ser compensados (figura 35).

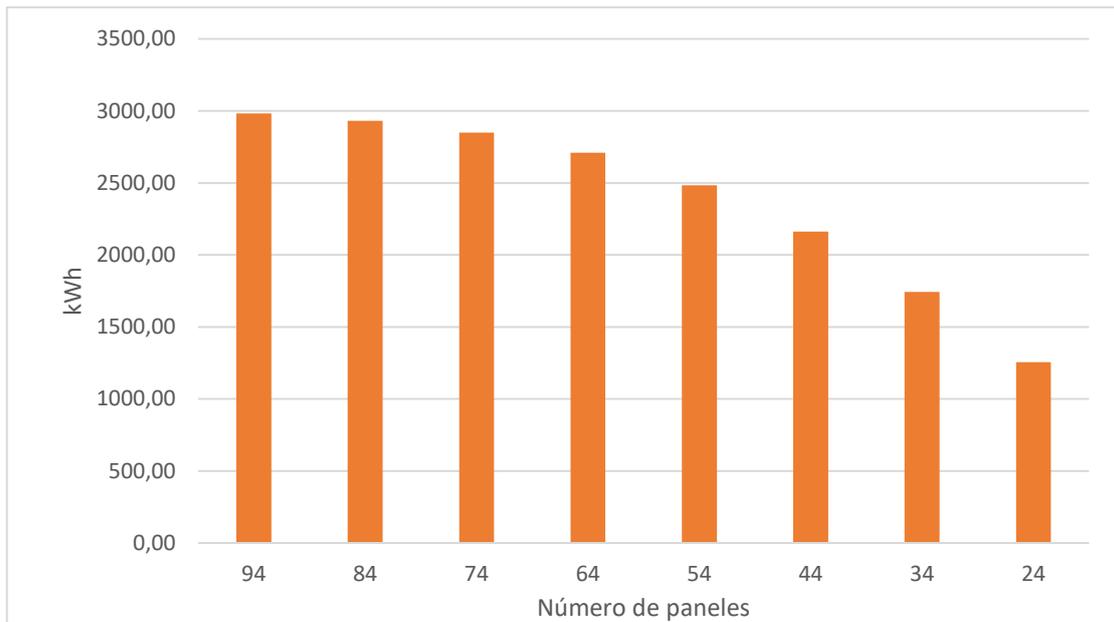


Ilustración 35. Autoconsumo

- **Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación**

En esta modalidad, los excedentes se vierten a la red, pero no hay una compensación del término de energía de la factura eléctrica, sino que se venden al precio de mercado horario actualizado. Estos excedentes, a diferencia de la modalidad con compensación, sí que se consideran incorporados al sistema eléctrico, por lo que no quedan exentos de satisfacer los peajes de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución.

Como el vertido se produce siempre en el tramo horario entre las 8:00h y las 17:00h, se ha hecho el promedio del precio horario de mercado para todos los días del año. Se ha consultado la base de datos para el año 2019 en la web de OMIE [26]. Con los 365 promedios, se ha obtenido el precio medio de ese tramo en cada mes (Tabla 12), que será considerado para calcular los ingresos por venta de energía.

Tabla 12. Precio de mercado de venta de excedentes.

Precio medio de mercado (€/MWh)	
Enero	60,2738136
Febrero	52,607821
Marzo	47,1003462
Abril	48,5364835
Mayo	46,5909481
Junio	45,1783898
Julio	49,5106565
Agosto	43,1663169
Septiembre	40,3643388
Octubre	45,2293457
Noviembre	41,6756804
Diciembre	36,2106818

En las siguientes gráficas, se representa el análisis de sensibilidad para el VAN, el TIR y el PayBack, variando el número de paneles a instalar. El comportamiento es el mismo, en cuanto al flujo de energía y el ahorro económico producido. Es por ello que las curvas obtenidas son muy similares al caso de compensación.

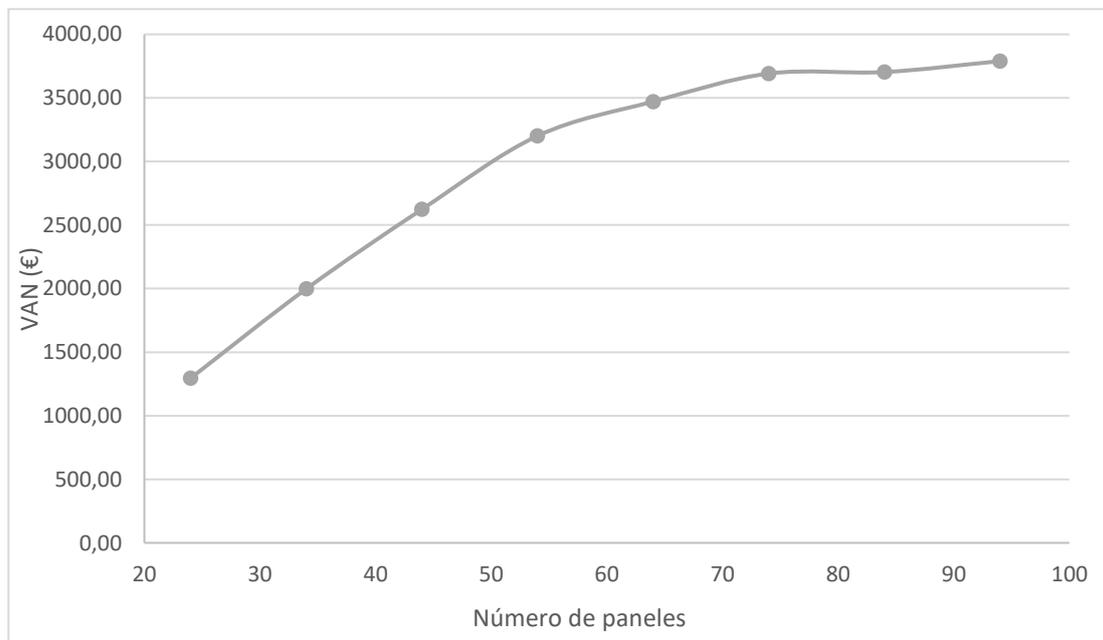


Ilustración 36. VAN con venta a la red.

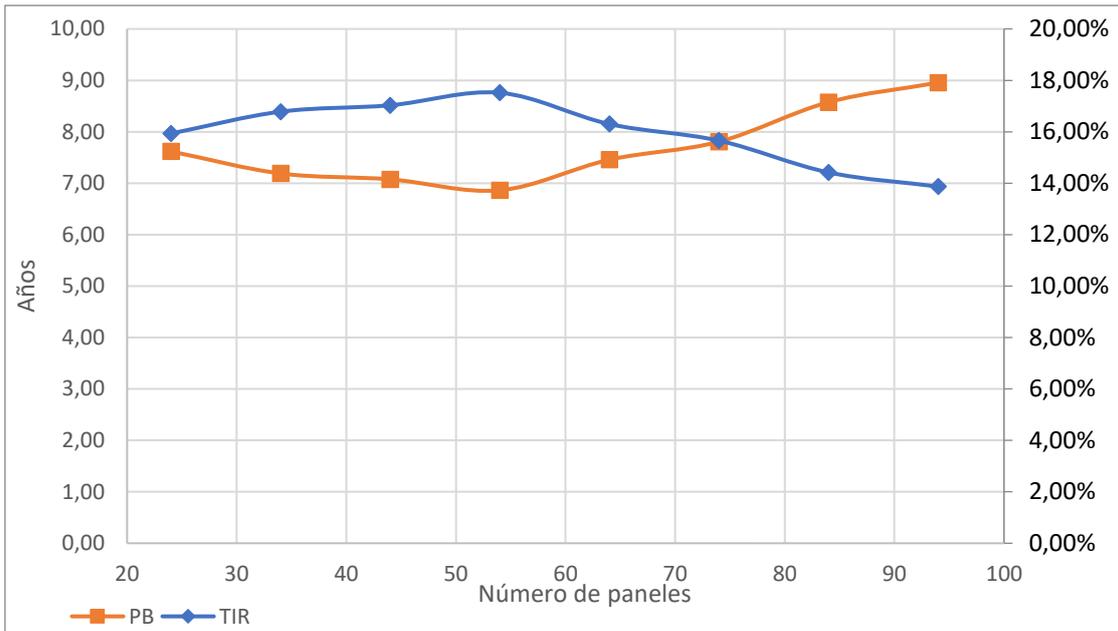


Ilustración 37. TIR y PB con venta a la red.

13.2. Caso sin excedentes

La inversión desembolsada por cada vecino es la misma que en los casos anteriores, ya que se requiere de los mismos componentes. La única diferencia es que no se produce el vertido de los excedentes a la red, mediante un mecanismo de diodo anti vertido.

13.2.1. Análisis energético

En este caso, se puede observar para el conjunto total de viviendas y para una potencia instalada correspondiente a la máxima que puede albergar el tejado, que no se produce vertido alguno.

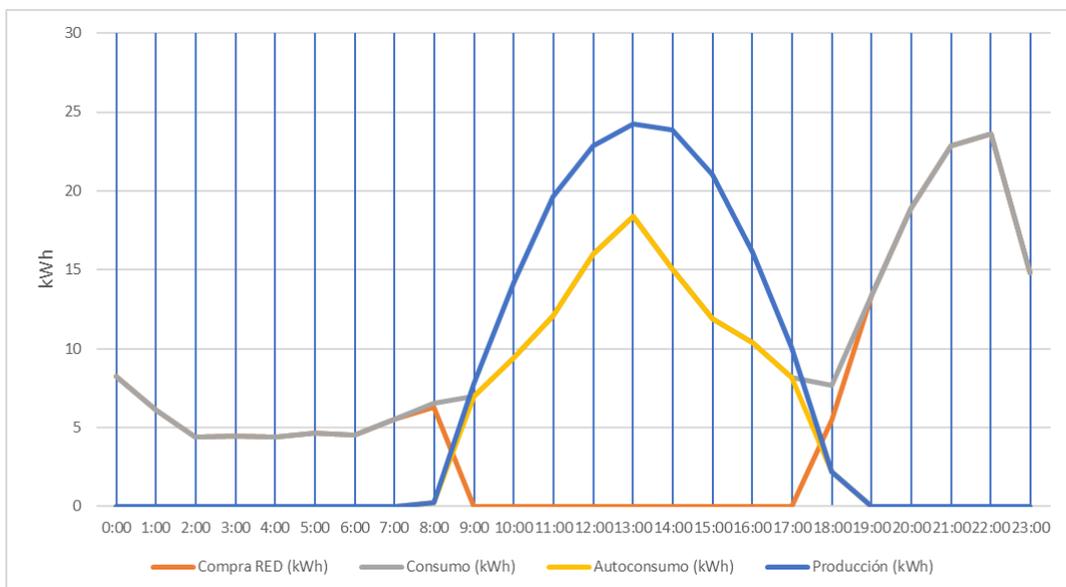


Ilustración 38. Gestión de la energía sin excedentes

13.2.2. Análisis económico

A continuación, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad concernientes a la vivienda número 1. Se puede observar en la Figura 39 como el VAN aumenta progresivamente hasta alcanzar los 64 paneles, momento a partir del cual comienza a descender. Esto es debido a que, en el tramo de 94 a 64 paneles, se produce un buen ahorro económico debido a que, en la mayoría de los meses, la curva de producción se sitúa por encima de la de consumo, proporcionando un importante ahorro económico. Además, conforme se reduce la potencia, la inversión es cada vez menor. Sin embargo, a partir de los 64 paneles, el autoconsumo desciende aceleradamente. Esto provoca una caída significativa del VAN. Por su parte, el TIR también disminuye y el PayBack aumenta en este último tramo.

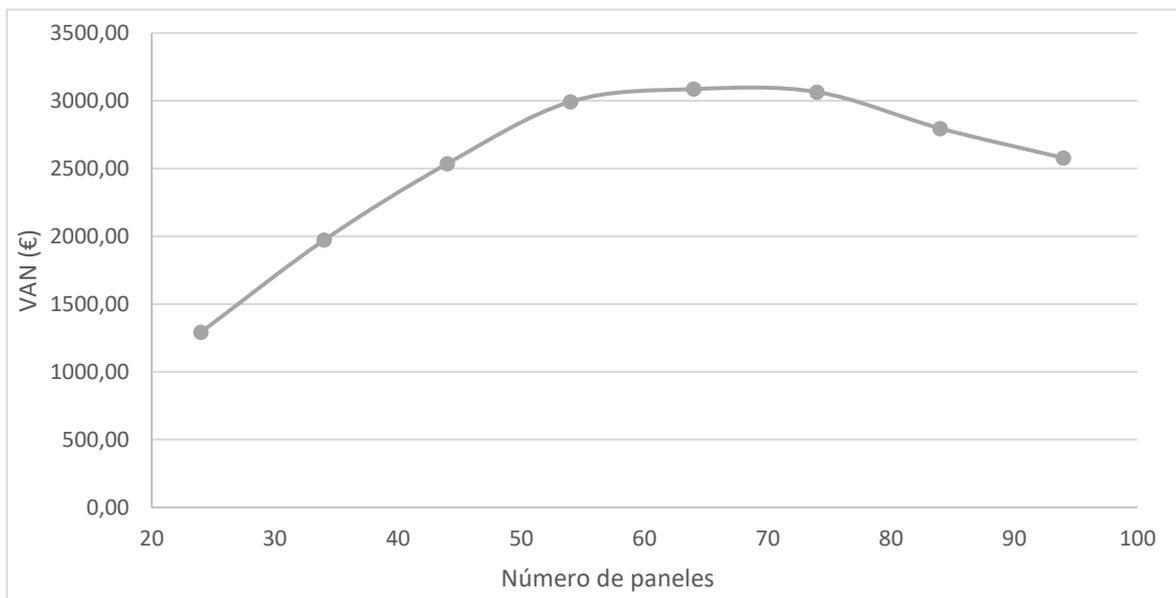


Ilustración 40. VAN sin excedentes

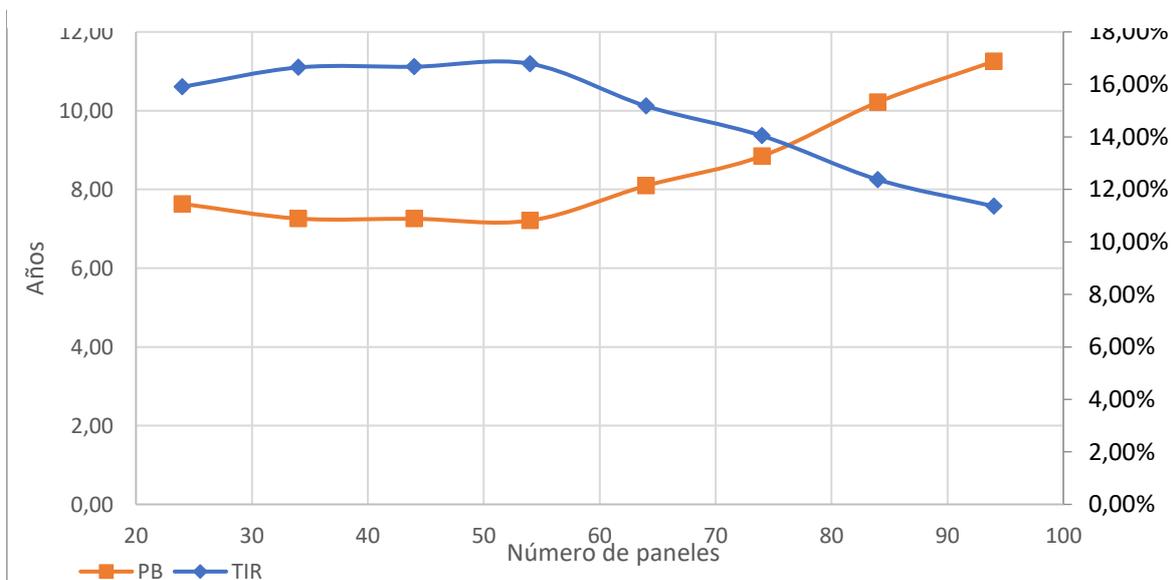


Ilustración 39. TIR y PB sin excedentes

13.3. Caso con acumulación por baterías

13.3.1. Inversión inicial

La inversión requerida para este caso varía con respecto a los casos con excedentes y sin excedentes. A este nuevo presupuesto es necesario añadirle el precio de las baterías, así como de los inversores híbridos, que resultan menos económicos que los inversores conectados a red.

	Inversión 94 placas	Inversión 84 placas	Inversión 74 placas
Paneles	30564,76 €	27313,19 €	24061,62 €
Inversor	11563,32 €	15440,31 €	10980,96 €
Soporte	5420,00 €	4808,00 €	4250,00 €
Contador	200,00 €	200,00 €	200,00 €
Legalización	1242,98 €	1110,74 €	978,51 €
Mano de obra	1280,00 €	1280,00 €	960,00 €
Baterías	29378,79 €	29378,79 €	29378,79 €
Total	96376,31 €	96232,55 €	85679,96 €
IVA	1,21		

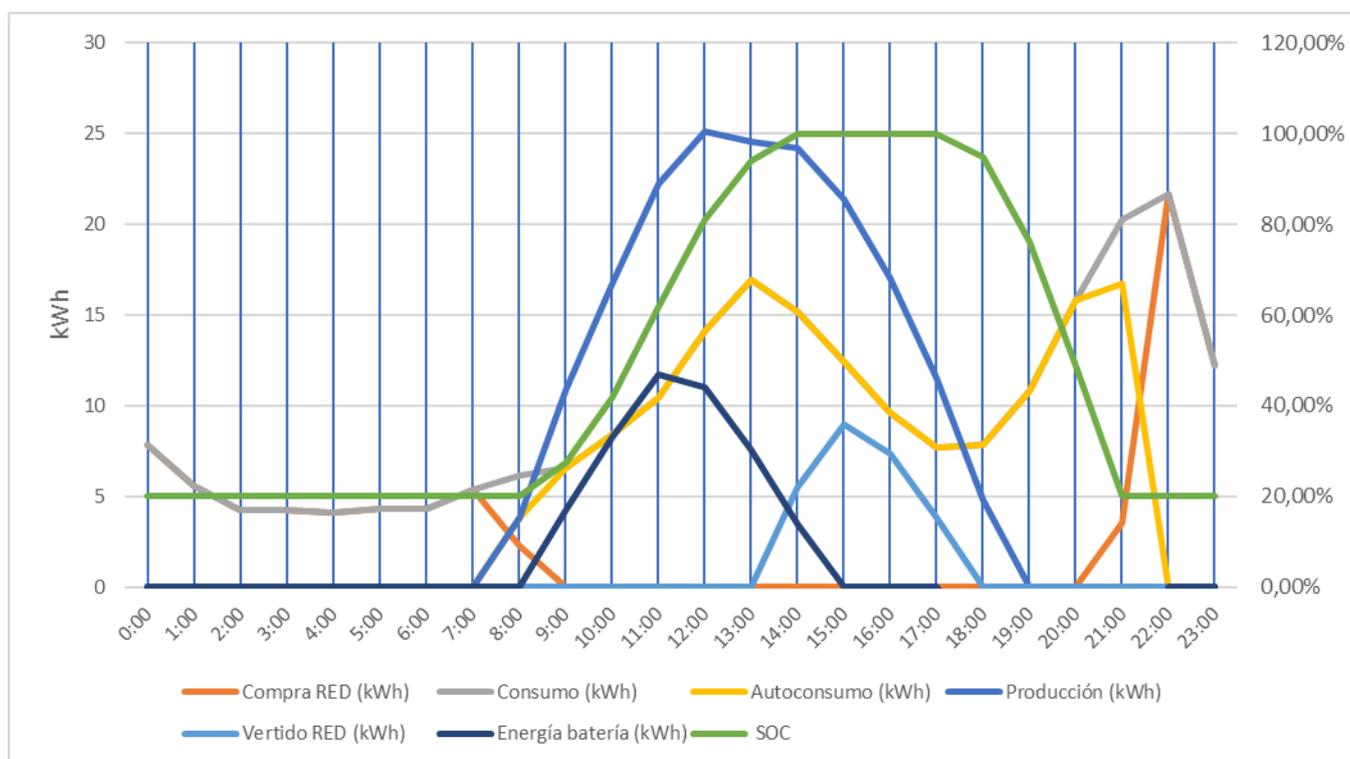
Tabla 13. Presupuesto con baterías

	Inversión 64 placas	Inversión 54 placas	Inversión 44 placas
Paneles	20810,05	17558,48	14306,91
Inversor	12009,13	10293,54	5781,66
Soporte	3692,00	3134,00	2576,00
Contador	200,00	200,00	200,00
Legalización	846,28	714,05	581,82
Mano de obra	960,00	640,00	640,00
Baterías	19585,86	9792,93	4521,59
Total	70305,02	51222,93	34615,65
IVA	1,21		

13.3.2. Análisis energético

Del mismo modo que se ha analizado el flujo de energía en los casos de modalidad con excedentes, se ha obtenido una representación de la gestión de la energía para el caso de acumulación por batería, añadiendo el autoconsumo extra que aportan las baterías. También se representa el SOC de la batería.

Los resultados que se exponen a continuación, a modo de ejemplo, están obtenidos para el conjunto del bloque de viviendas, en marzo, para una potencia instalada de 37,6 kWp (94 paneles) y una capacidad de energía almacenada en batería de 57,96 kWh.



Se observa como la batería alarga el autoconsumo, cuando no hay suficiente energía entregada por los paneles fotovoltaicos, hasta prácticamente las 21:00h, momento a partir del cual comienza la compra a la red. Para este mes, la batería llega a cargarse al 100% de su capacidad, ya que se generan bastantes excedentes. La profundidad máxima de descarga es el 80%. También se aprecia cómo se prioriza la carga de la batería al vertido de los excedentes a la red.

13.3.3. Análisis económico

De igual modo que en los casos anteriores, se realiza un análisis de sensibilidad variando la potencia pico del campo fotovoltaico y ajustando la capacidad de la batería a cada potencia, intentando que haya el mínimo vertido posible a la red y no sobredimensionando demasiado la batería, ya que el precio ascendería demasiado.

Además, como el fabricante establece una garantía de 10 años, se va a suponer que se va a poder seguir sacando rendimiento a la batería hasta los 12 años de funcionamiento de la instalación, momento a partir del cual se hará un recambio del banco de baterías.

De nuevo, tomando como ejemplo la vivienda número 1, se obtienen las gráficas de las figuras 41 y 42. El VAN reduce entre 94 y 84 paneles y, posteriormente aumenta. Esto

es porque se reduce el autoconsumo al pasar a 84 paneles y, como se mantiene la misma capacidad de batería que con 94 paneles, el VAN es menor. A menor potencia instalada a partir de los 84 paneles, se produce un aumento del VAN, ya que, aunque el ahorro económico es cada vez menor, la inversión es más asequible.

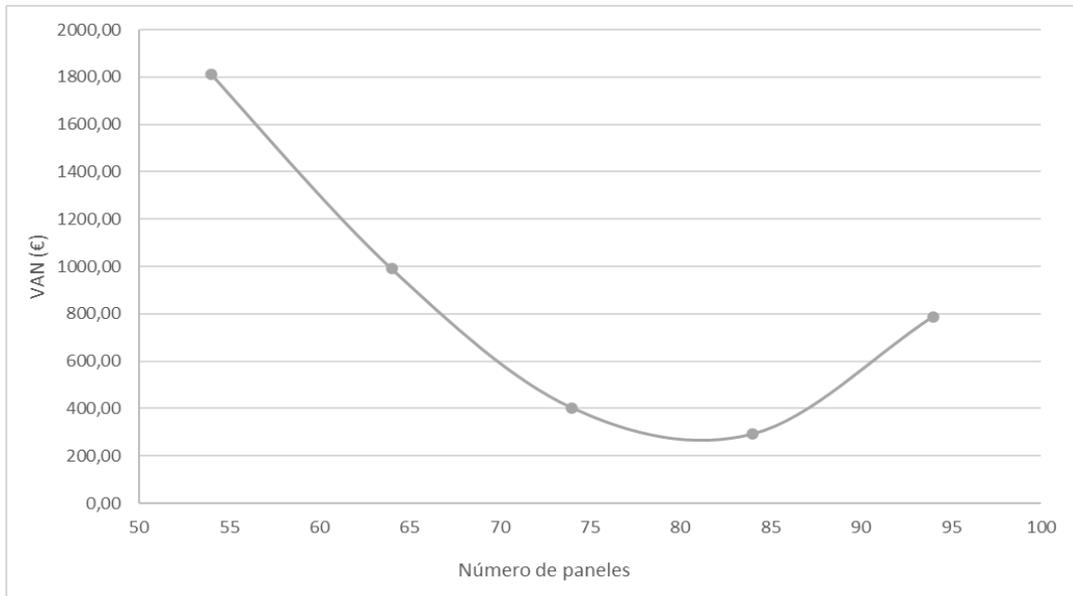


Ilustración 41. VAN con baterías

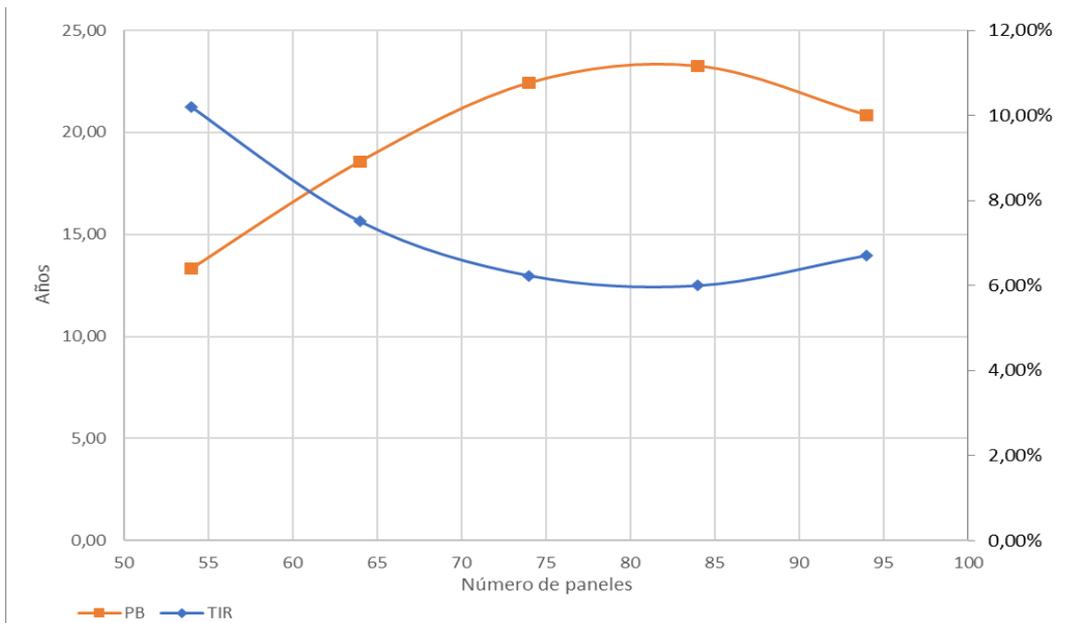


Ilustración 42. TIR y PB con baterías

14. Conclusiones

Poniendo en común los análisis realizados en cada apartado, vemos en las Figuras 43 y 44 que la mayor rentabilidad se produce para las modalidades con excedentes acogidas a compensación o no acogidas a compensación, para todo el rango de potencias. Bien es cierto que, en el caso de consumidores pequeños, como es el caso del ámbito doméstico, es preferible acogerse el mecanismo de compensación simplificada. Acogerse a no compensación, significa vender los excedentes al mercado eléctrico y conlleva trámites administrativos de mayor complejidad, como: darse de alta como productor en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, darse de alta en la Agencia Tributaria en impuesto de la electricidad como cualquier otro productor, etc. La venta de excedentes tiene sentido para el sector comercial o industrial, donde tengan grandes superficies de espacio en el tejado y tenga periodos de inactividad largos, en los que puedan vender la totalidad de la energía producida por su instalación.

Por su parte, la opción sin excedentes inhabilita el ahorro extra que se tiene por los excedentes, por lo que quedaría descartada en comparación con las que si se tiene algún beneficio.

Por último, el caso con almacenamiento con baterías, es el menos rentable de todos los casos estudiados. Si el precio de las baterías disminuyese, sería viable su instalación, aumentando el ahorro de sus consumidores.

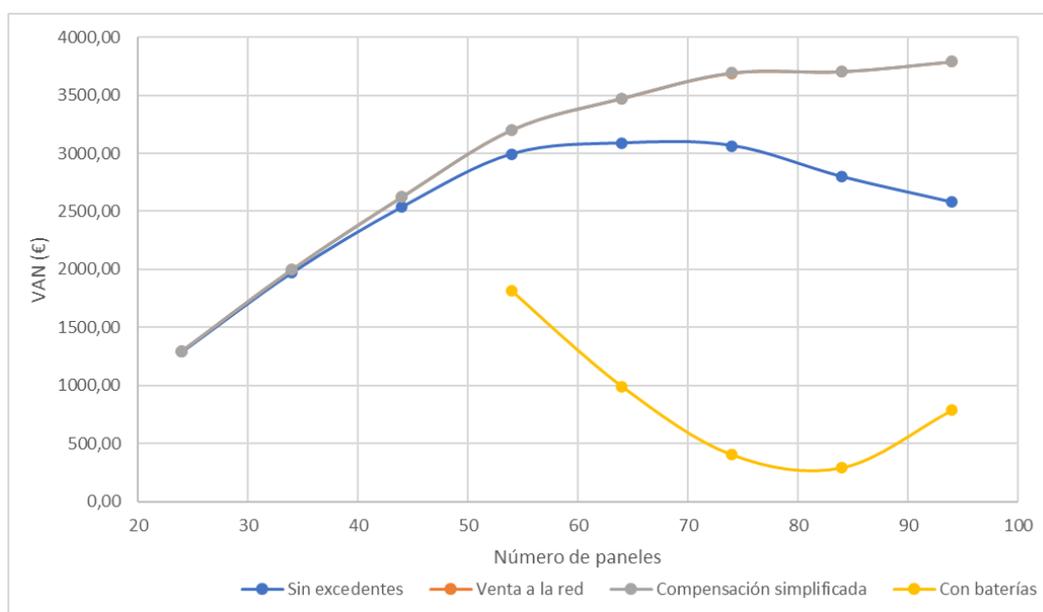


Ilustración 43. VAN con los cuatro casos

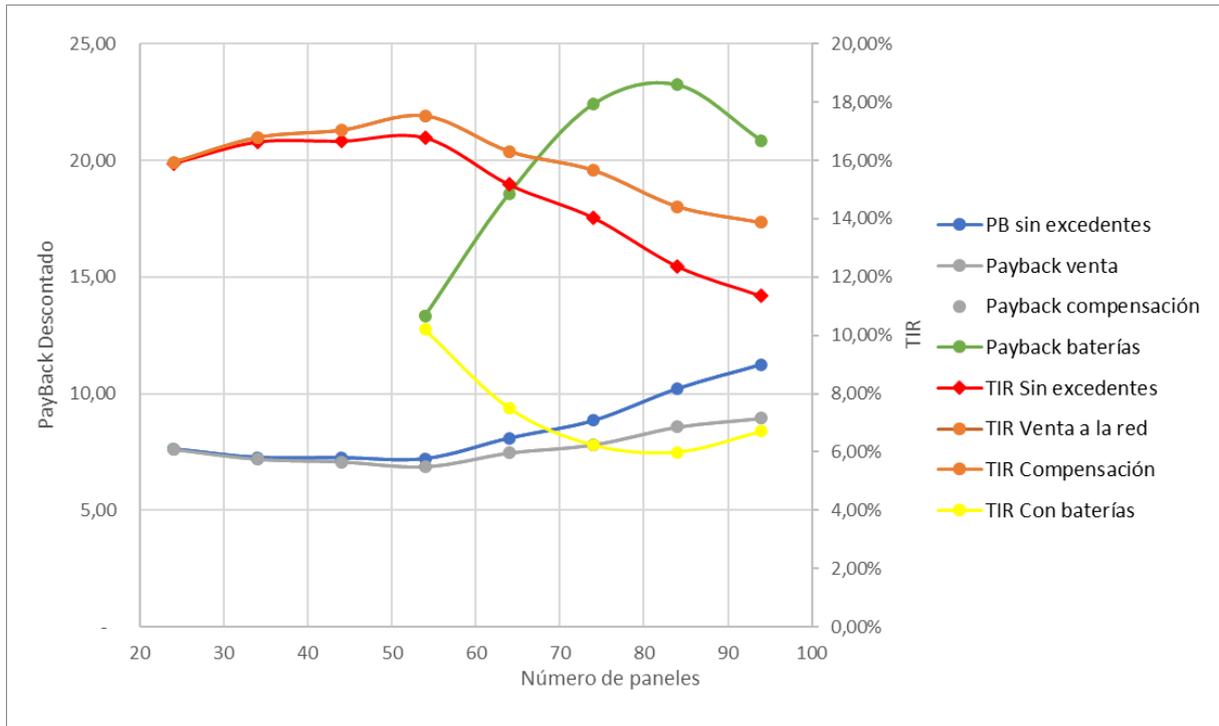


Ilustración 44. TIR y PB con los cuatro casos

Bibliografía

1. **EnérgyaVM.** ¿Qué relación existe entre la evolución del consumo energético y la evolución de la sociedad a lo largo de la historia?. www.energyavm.es. [En línea] [Citado el: 20 de Julio de 2021.] <https://www.energyavm.es/relacion-existe-entre-la-evolucion-del-consumo-energetico/>.
2. **Acciona.** ¿Qué es el cambio climático?. www.acciona.com. [En línea] [Citado el: 20 de Julio de 2021.]
3. **Observatorio de Sostenibilidad.** www.observatoriosostenibilidad.com. [En línea] [Citado el: 20 de Julio de 2021.]
4. **PrimaGas.** www.blog.primagas.es. [En línea] [Citado el: 20 de julio de 2021.]
5. **IPCC.** www.ipcc.ch. [En línea] [Citado el: 22 de Julio de 2021.] <https://www.ipcc.ch/languages-2/spanish/>.
6. **Diana Ivanova, John Barrett, Dominik Wiedenhofer, Biljana Macura, Max Callaghan and Felix Creutzig.** <https://iopscience.iop.org>. [En línea] [Citado el: Julio de 22 de 2021.] <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ab8589>.
7. **Cordero, Raúl Germán.** www.sfe-solar.com. [En línea] [Citado el: 3 de Agosto de 2021.] <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/>.
8. **Mpptsolar.** www.mpptsolar.com. [En línea] [Citado el: 3 de Agosto de 2021.] <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>.
9. **IDAE.** www.idae.es. [En línea] [Citado el: 3 de Agosto de 2021.] https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
10. **Pedersen, Linda.** Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems. [En línea] [Citado el: 22 de Julio de 2021.] https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/233327/122458_FULLTEXT01.pdf?sequence=1.
11. **Precio paneles solares.** <https://climasolar.es>. [En línea] [Citado el: 8 de Agosto de 2021.] <https://climasolar.es/paneles-solares-sunpower/>.
12. **Precio estructura paneles.** www.teknosolar.com. [En línea] [Citado el: 8 de Agosto de 2021.] <https://www.teknosolar.com/estructura-inclinada-soporte-placas-solares-cva915xl/>.
13. **Habitissimo.** Instalar energía solar fotovoltaica: Precio y Presupuestos. www.habittisimo.es. [En línea] [Citado el: 8 de Agosto de 2021.] <https://www.habittisimo.es/presupuestos/instalar-energia-solar-fotovoltaica-electricidad>.

- 14. Selectra.** Contador bidireccional: ¿Cómo funciona en las instalaciones solares?. <https://selectra.es>. [En línea] [Citado el: 8 de Agosto de 2021.] <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/contador-bidireccional>.
- 15. Amara-e Servicio técnico.** ¿Qué es exactamente el sobredimensionamiento?. www.amara-e.com. [En línea] [Citado el: 22 de Agosto de 2021.] <https://www.amara-e.com/sobredimensionar/>.
- 16. Meteo, Zaragoza.** El clima de Zaragoza. <https://eltiempoenzaragoza.es>. [En línea] <https://eltiempoenzaragoza.es/clima-de-zaragoza/>.
- 17. CambioEnergético.** COMPARATIVA DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA. www.cambioenergetico.com. [En línea] [Citado el: 2 de Septiembre de 2021.] <https://www.cambioenergetico.com/blog/comparativa-de-inversores-fotovoltaicos-para-autoconsumo-en-vivienda-actualizado-2019/>.
- 18. Yuba.** FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS FOTOVOLTAICAS. www.yubasolar.net. [En línea] [Citado el: 20 de Septiembre de 2021.] <http://www.yubasolar.net/2015/03/factores-de-perdidas-energeticas.html>.
- 19. IDAE.** Guía de Tramitación del Autoconsumo. www.idae.es. [En línea] [Citado el: 15 de Septiembre de 2021.] https://www.idae.es/sites/default/files/20201005_guia_autoconsumo_v.3.0.pdf.
- 20. Tarifa Solar Iberdrola.** www.iberdrola.es. [En línea] [Citado el: 6 de Octubre de 2021.] <https://www.iberdrola.es/smart-solar/plan-solar>.
- 21. ComparadorLuz.** ¿Qué cambios trae la nueva tarifa de luz 2.0TD? Nuevos horarios. <https://comparadordeluz.com>. [En línea] [Citado el: 14 de Octubre de 2021.] <https://comparadordeluz.com/tarifas/acceso>.
- 22. Tasa de inflación en España de 2011 a 2026.** <https://es.statista.com>. [En línea] [Citado el: 2021 de Octubre de 17.] <https://es.statista.com/estadisticas/495620/tasa-de-inflacion-en-espana/>.
- 23. Instituto catalán de energía.** ¿Qué es y de dónde proviene la energía?. <https://icaen.gencat.cat>. [En línea] [Citado el: 12 de Noviembre de 2021.] http://icaen.gencat.cat/es/energia/que_es/.
- 24. Bowden, Christiana Honsberg and Stuart.** www.pveducation.org. [En línea] [Citado el: 12 de Noviembre de 2021.] <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/radiaci%C3%B3n-solar>.
- 25. IDAE.** Estudios, Informe y Estadísticas. www.idae.es. [En línea] [Citado el: 12 de Noviembre de 2021.] <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-estadisticas>.
- 26. OMIE.** www.omie.es. [En línea] [Citado el: 13 de Noviembre de 2021.] <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>.

27. Economipedia. <https://economipedia.com>. [En línea] [Citado el: 13 de Noviembre de 2021.] <https://economipedia.com/>.

28. Enerdata. www.enerdata.es. [En línea] [Citado el: 13 de Noviembre de 2021.] [https:// https://www.enerdata.net/](https://www.enerdata.net/)

ANEXOS

Anexo I. Proceso de cálculo del análisis energético y económico del sistema fotovoltaico mediante Excel.

En este Anexo aparece detallado el proceso de cálculo, mediante Excel, de la energía horaria producida por la instalación fotovoltaica, del perfil de consumo eléctrico de cada vivienda, de la energía consumida, de la energía autoconsumida, de la energía excedentaria, de la energía comprada a la red y el análisis de la rentabilidad económica.

Este procedimiento de cálculo aparece desglosado en cinco hojas de cálculo, cuyo contenido se va a explicar en un apartado para cada una.

- **Hoja de Cálculo 1: Producción FV**

En esta hoja aparecen recogidos los datos diarios de irradiancia solar promedio para cada mes, obtenidos mediante la herramienta PVGIS. Como se ha querido analizar la cantidad de irradiancia que es captada por diferentes inclinaciones de placa, los datos también aparecen clasificados por cada ángulo. Además, se han creado unas casillas para introducir los parámetros de entrada necesarios para calcular la energía producida por el total de módulos. También aparecen las temperaturas ambientales diarias y la temperatura de operación del módulo, cuya fórmula es la Ecuación x vista en el capítulo x. En la Figura x aparecen los datos para enero y febrero.

La energía generada por el campo fotovoltaico definido por los parámetros de entrada, aparece detallada en dos tablas. En una, se observa la energía bruta que entregarían los paneles a su potencia nominal dependiendo del nivel de irradiancia ($E_{i,bruta}$) y, en la otra, se presenta la energía útil tras considerar las pérdidas energéticas en un factor k y que será entregada a los consumidores ($E_{i,útil}$).

$$E_{i,útil} = P_{n,STC} \frac{G_i}{G_{STC}} \left(1 - \frac{\gamma}{100} (T_{i,c} - 25) \right) \cdot k \cdot 1h$$

$$E_{i,bruta} = P_{n,STC} \frac{G_i}{G_{STC}}$$

Las ecuaciones x y x son las que se introducen en las tablas mencionadas. En las siguientes figuras, aparece todo lo mencionado anteriormente y, en la tabla x, se detallan todos los términos de las fórmulas que se introducen en el Excel. Todas las tablas aparecen completas en el Anexo I. En las figuras aparece el proceso para las 1:00h de un día de enero, aunque para el resto de horas es igual.

Hora	Enero						Febrero					
	G a 20º (W/m2)	G a 35º (W/m2)	G a 45º (W/m2)	G a 60º (W/m2)	Tº Ambiente (ºC)	Tº Celda (ºC)	G a 20º (W/m2)	G a 35º (W/m2)	G a 45º (W/m2)	G a 60º (W/m2)	Tº Ambiente (ºC)	Tº Celda (ºC)
1:00	0	0	0	0	5,93	5,93	0	0	0	0	5,86	5,86
2:00	0	0	0	0	5,73	5,73	0	0	0	0	5,62	5,62
3:00	0	0	0	0	5,54	5,54	0	0	0	0	5,38	5,38
4:00	0	0	0	0	5,34	5,34	0	0	0	0	5,14	5,14
5:00	0	0	0	0	5,17	5,17	0	0	0	0	4,92	4,92
6:00	0	0	0	0	5	5,00	0	0	0	0	4,69	4,69
7:00	0	0	0	0	4,84	4,84	0	0	0	0	4,47	4,47
8:00	0	0	0	0	5,37	5,37	5,29	6,17	6,6	8,4	5,31	5,57
9:00	107,3	140,09	157,52	167,75	5,91	11,15	192,44	227,37	243,7	251,7	6,15	14,02
10:00	270,69	328,12	356,13	366,57	6,44	17,90	369,9	423,67	446,39	467,2	6,99	21,59
11:00	412,18	488,48	523,9	526,67	7,65	24,11	525,66	595,85	623,83	635,56	8,19	28,05
12:00	506,7	595,28	635,3	639,6	8,86	28,85	623,03	701,66	731,84	752,63	9,38	32,90
13:00	539,9	632,36	673,77	677,72	10,06	31,24	667,19	750,39	782,04	812,66	10,57	35,97
14:00	516,98	606,75	647,26	662,7	10,41	31,12	653,03	736,74	769	780,75	11,03	35,43
15:00	420,65	497,37	532,8	535,37	10,76	27,49	568,41	644,83	675,2	681,09	11,49	32,77
16:00	313,26	381,86	415,39	418,34	11,11	24,18	426,12	488,2	514,2	527,87	11,95	28,45
17:00	141,72	183,78	205,93	219,97	10,02	16,89	254,34	298,68	318,95	336,93	10,86	21,39
18:00	0,02	0,02	0,02	0,01	8,93	8,93	51,43	63,92	70,29	77,57	9,77	12,19
19:00	0	0	0	0	7,84	7,84	0	0	0	0	8,68	8,68
20:00	0	0	0	0	7,34	7,34	0	0	0	0	7,96	7,96
21:00	0	0	0	0	6,84	6,84	0	0	0	0	7,23	7,23
22:00	0	0	0	0	6,34	6,34	0	0	0	0	6,51	6,51
23:00	0	0	0	0	6,19	6,19	0	0	0	0	6,3	6,30
0:00	0	0	0	0	6,04	6,04	0	0	0	0	6,09	6,09
Total diario	3229,4	3854,11	4148,02	4214,7			4336,84	4937,48	5182,04	5332,36		

Gstc (W/m2)	1000									Cableado	2,00%	0,98
Pnom (W)	400									Suciedad y polvo	3,00%	0,97
Nº placas	94		Potencia inversa	30		TONC (ºC)	45			Mismatch	2,00%	0,98
Potencia total (W)	37600					GAMMA	0,0027			Angular y espectral	3,00%	0,97
										Inversor	2,00%	0,98

Hora	Enero						Febrero					
	G a 20º (W/m2)	G a 35º (W/m2)	G a 45º (W/m2)	G a 60º (W/m2)	Tº Ambiente (ºC)	Tº Celda (ºC)	G a 20º (W/m2)	G a 35º (W/m2)	G a 45º (W/m2)	G a 60º (W/m2)	Tº Ambiente (ºC)	Tº Celda (ºC)
1:00	0	0	0	0	5,93	5,93	0	0	0	0	5,86	5,86
	Energía final (kWh)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	
1:00	4*SL55*SL56)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,403	0,879	0,442	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7:00	0,000	0,000	0,009	1,476	2,970	3,278	2,592	1,782	0,707	0,000	0,000	0,000
8:00	0,000	0,216	3,859	6,984	8,491	9,023	8,596	7,639	6,542	4,597	0,929	0,929
9:00	4,839	7,795	10,887	13,017	14,549	15,310	15,202	14,477	13,275	11,355	7,895	7,895
10:00	11,135	14,237	16,696	19,324	20,026	20,550	21,234	20,864	19,588	16,497	13,108	13,108
11:00	16,304	19,677	22,193	23,295	23,561	24,539	25,970	26,048	24,412	21,818	17,446	17,446
12:00	19,615	22,865	25,126	26,293	25,467	27,060	28,811	29,142	27,355	24,304	19,989	19,989
13:00	20,701	24,246	24,530	26,707	26,272	28,026	29,844	30,000	27,624	24,340	20,929	20,929
14:00	19,869	23,841	24,198	25,523	25,294	26,591	28,191	28,790	26,330	23,343	19,099	19,099
15:00	16,450	21,020	21,394	21,926	22,742	23,132	25,273	24,927	22,411	18,944	15,221	15,221
16:00	12,743	16,105	16,973	17,489	17,890	18,275	20,261	20,098	17,669	14,038	10,459	10,459
17:00	6,253	10,042	11,537	12,032	11,861	12,693	14,277	13,961	11,252	7,420	3,954	3,954
18:00	0,001	2,202	4,811	5,873	6,331	6,712	8,101	7,071	4,561	0,742	0,000	0,000
19:00	0,000	0,000	0,026	0,871	1,613	2,129	2,408	1,459	0,092	0,000	0,000	0,000
20:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,037	0,530	0,463	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000
21:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
kWh/día	127,91	162,25	182,24	200,81	207,51	218,73	231,67	226,27	201,82	167,40	129,03	129,03
kWh/mes	3965,24	4542,90	5649,37	6024,27	6432,74	6561,79	7181,64	7014,39	6054,57	5189,37	3870,91	3870,91
kWh/año	66116,536											

				Gstc (W/m2)	1000		
				Pnom (W)	400		
				Nº placas	94		Pot
				Potencia total (W)	37600		
Enero							
Hora	G a 20º (W/m2)	G a 35º (W/m2)	G a 45º (W/m2)	G a 60º (W/m2)	Tº Ambiente (ºC)	Tº Celda (ºC)	G
1:00	0	0	0	0	5,93	5,93	
Energía bruta FV (kWh)							
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
1:00	$C7 \cdot 10^{-3} / SF \cdot S1$	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
2:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
3:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
4:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
5:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
6:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,442	0,974	
7:00	0,000	0,000	0,009	1,604	3,267	3,646	
8:00	0,000	0,232	4,203	7,704	9,475	10,167	
9:00	5,267	8,549	12,104	14,623	16,535	17,588	
10:00	12,337	15,930	18,924	22,133	23,183	24,057	
11:00	18,367	22,404	25,603	27,075	27,645	29,156	
12:00	22,383	26,382	29,305	30,914	30,164	32,519	
13:00	23,777	28,215	28,714	31,546	31,314	33,912	
14:00	22,814	27,701	28,326	30,123	30,104	32,129	
15:00	18,701	24,246	24,861	25,650	26,905	27,725	
16:00	14,358	18,356	19,518	20,242	20,927	21,664	
17:00	6,910	11,230	13,031	13,704	13,644	14,808	
18:00	0,001	2,403	5,333	6,578	7,173	7,708	
19:00	0,000	0,000	0,029	0,964	1,812	2,426	
20:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,041	0,599	
21:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
22:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
23:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
0:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
kWh/día	144,915	185,649	209,961	232,862	242,634	259,078	
kWh/mes	4492,351	5198,179	6508,780	6985,873	7521,663	7772,326	
kWh/año	77355,381						

G_{STC} (W/m2) {1}	Irradiancia en condiciones STC
$T_{i,c}$ (ºC) {2}	Temperatura del módulo en la hora i
G_i (W/m2) {3}	Irradiancia media en la hora i
P_{nom} (W) {4}	Potencia nominal del módulo
N.º placas {5}	Número de placas
$P_{n,STC}$ (W) {6}	Potencia total del campo fotovoltaico
Potencia del inversor (W) {7}	Potencia nominal del inversor
TONC (ºC) {8}	Temperatura en condiciones TONC
γ (%/ºC) {9}	Coefficiente de variación de la potencia nominal con la temperatura
Pérdidas (k) {10}	Porcentajes asociados a cada pérdida

Cabe destacar que la función del parámetro de potencia del inversor es limitar la energía entregada a los consumidores si se selecciona una potencia nominal del inversor que queda por debajo del pico máximo de la curva de energía final tras pérdidas. Esto es debido a que el inversor no puede entregar más potencia de su capacidad nominal.

- **Hoja de cálculo 2: Consumo**

En esta hoja se han calculado los perfiles de consumo eléctrico total del edificio y de cada vivienda. También aparece el proceso de cálculo de la energía autoconsumida, de la energía vertida, de la energía comprada a la red y, en su caso, la energía de la batería.

De la tesis doctoral *Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems* [11], se han extraído los parámetros que modelan las curvas de carga para un bloque de viviendas estándar (Figura x).

Single family house and apartment block electricity load model						
Hora	Días Laborales					
	Invierno	Verano	Otoño/Primavera	Desvío Estándar Invierno	Desvío Estándar Verano	Desvío Estándar Otoño/Primavera
1	0,674	0,586	0,507	0,156	0,113	0,123
2	0,548	0,513	0,447	0,101	0,076	0,073
3	0,516	0,505	0,438	0,08	0,069	0,069
4	0,509	0,505	0,435	0,07	0,066	0,065
5	0,505	0,505	0,431	0,072	0,066	0,064
6	0,505	0,505	0,463	0,074	0,079	0,064
7	0,613	0,574	0,57	0,094	0,125	0,114
8	0,714	0,653	0,624	0,147	0,163	0,158
9	0,819	0,788	0,639	0,177	0,189	0,208
10	0,998	0,925	0,748	0,217	0,203	0,23
11	1,423	1,118	0,842	0,237	0,207	0,219
12	1,784	1,268	1,114	0,252	0,208	0,216
13	1,952	1,678	1,546	0,244	0,215	0,204
14	1,741	1,895	1,689	0,237	0,217	0,208
15	1,289	2,032	1,462	0,23	0,248	0,245
16	1,164	1,942	0,856	0,27	0,275	0,258
17	0,987	1,526	0,823	0,278	0,296	0,345
18	0,889	1,121	0,799	0,287	0,318	0,314
19	1,493	0,642	0,632	0,28	0,31	0,369
20	2,053	1,437	1,112	0,257	0,293	0,372
21	2,461	2,047	1,764	0,273	0,299	0,376
22	2,642	2,249	1,967	0,244	0,26	0,323
23	1,672	1,201	1,001	0,228	0,238	0,294
24	0,901	0,825	0,785	0,194	0,212	0,2

Estos parámetros son valores relativos, en P.U., obtenidos como el cociente de los valores medios de consumo observados para cada hora, según una distribución de probabilidad, entre un consumo medio diario. Lo mismo para la desviación estándar. Se tienen tres perfiles de carga estándar asociados a cada estación del año.

Para dar un enfoque más realista al modelado y conseguir obtener diferentes perfiles de carga, se introduce un cierto grado de aleatoriedad con la función “=INV.NORM(ALEATORIO ()); \$B\$4; \$E\$4)”. Esta función devuelve el valor de consumo asociado con una probabilidad acumulada, dada por el primer argumento, para la media y desviación estándar de una distribución normal (segundo y tercer argumento, respectivamente). Este proceso se puede ver en la Figura x para el caso concreto del consumo generado a las 1:00h de la vivienda 2 en invierno y se repite para las demás estaciones, horas y viviendas, obteniéndose las tablas del Anexo I.

IMA : ✕ ✓ f_x =INV.NORM(ALEATORIO());\$B\$4;\$E\$4)

Single family house and apartment block electricity load model						
Días Laborales						
Hora	Invierno	Verano	Otoño/Primavera	Desvio Estándar Invierno	Desvio Estándar Verano	Desvio Estándar Otoño/Primavera
1	0,674	0,586	0,507	0,156	0,113	0,123
2	0,548	0,513	0,447	0,101	0,076	0,073

Viviendas	1	2	3	4	5	6
Hora						
1	1,24950525	4;\$E\$4)	0,394177774	0,44068121	0,5335807	0,601421262
2	0,97073784	0,54934	0,484817656	0,35291935	0,483360736	0,550255966
3	0,74397422	0,41964	0,40563479	0,19870727	0,510055	0,562548304
4	0,92765436	0,46367	0,351844342	0,233001	0,483222232	0,74853059
5	0,81955398	0,45898	0,503195846	0,30286866	0,601655722	0,614020008

Para extrapolar estos parámetros al edificio en estudio y expresarlos en kWh, se multiplican por el consumo medio horario de una vivienda española, obtenido del *Informe de Intensidades Energéticas del Sector Residencial* del IDAE [25]. En la siguiente figura se muestra el caso concreto del consumo a las 1:00h para la vivienda 12 en un día de verano. Las tablas de consumo para las demás viviendas se pueden ver en el Anexo I.

$$C_{i,k}^j = E_{R,i,k}^j \times \bar{C}$$

				Consumo medio horario por estación (kWh)			
				Hora	Invierno	Verano	Otoño/Primavera
				1:00	0,380064411	=L\$6*P155	0,158055169
Consumo medio horario (kWh/viv)				2:00	0,212910211	0,286855618	0,197117227
0,4473				3:00	0,221904749	0,268994657	0,223834915

VERANO						
8	9	10	11	12	13	14
0,697446396	0,4359003	0,37733716	0,81768827	0,735805128	0,508514575	0,498438736
0,604663881	0,3900884	0,29906206	0,81285475	0,641361719	0,630974174	0,468862729

Posteriormente, se han adaptado las curvas de carga para que aparezcan en función de cada mes. Si un mes pertenece a una estación, su consumo se iguala al de la estación.

$$C_{i,k}^m = C_{i,k}^j$$

Si, por el contrario, el mes pertenece a dos estaciones, se contabiliza el consumo de las dos estaciones.

$$C_{i,k}^m = \frac{C_{i,k}^{j_1} \times d_{j_1} + C_{i,k}^{j_2} \times d_{j_2}}{d_m}$$

Se puede observar en la siguiente figura el resultado del este procedimiento para la vivienda 12 en la hora 23:00h del mes de marzo. Las tablas se pueden ver con mayor detalle para cada vivienda en el Anexo I.

Consumo medio horario por estación (kWh)				Consumo medio horario de un día según el mes (kWh)			
Hora	Invierno	Verano	Otoño/Primavera	Horas	Enero	Febrero	Marzo
18:00	0,405098583	0,481267023	0,44058304	17:00	0,35	0,35	0,31
19:00	0,565779567	0,190729377	0,497128063	18:00	0,41	0,41	0,42
20:00	0,895651947	0,452930888	0,381174968	19:00	0,57	0,57	0,54
21:00	0,982403587	0,813621605	0,883067914	20:00	0,90	0,90	0,71
22:00	1,043456264	1,16823719	0,790046001	21:00	0,98	0,98	0,95
23:00	0,700576132	0,626586656	0,489301458	22:00	1,04	1,04	0,95
0:00	0,302142247	0,275130395	0,372067198	23:00	0,70	0,70	1,04
Total	12,24239567	11,8975363	9,774727065	Total diario (kWh)	12,24	12,24	11,37
				Total mensual (kWh)	379,51	342,79	352,37
				Días Invierno	31	28	20
				Días Primavera			11
14	15	16	17	Días Verano			
				Días Otoño			
1,01414599	1,089346966	1,350013131	0,421836885	Días Totales	31	28	31
				TOTAL			
				13,9464785			

En la siguiente tabla aparecen los términos de las fórmulas que se introducen en Excel.

$C_{i,k}^j$ (kWh) {1}	Consumo de la estación j en la hora i de la vivienda k
$E_{R,i,k}^j$ (P.U.) {2}	Valor relativo de consumo en la estación j en la hora i de la vivienda k
\bar{C} (kWh) {3}	Consumo medio horario por vivienda española
$C_{i,k}^m$ (kWh) {4}	Consumo en el mes m en la hora i de la vivienda k
d_{j_1} {5}	Días de la 1ª estación en el mes
d_{j_2} {6}	Días de la 2ª estación en el mes
d_m {7}	Días totales del mes
$C_{i,k}^{j_1}$ (kWh) {8}	Consumo de la 1ª estación en la hora i de la vivienda k
$C_{i,k}^{j_2}$ (kWh) {9}	Consumo de la 2ª estación en la hora i de la vivienda k

El siguiente proceso de cálculo es el más importante y refleja todos los flujos de energía del sistema. En la Figura x, se representa la tabla que calcula, partiendo de los datos de producción y consumo calculados anteriormente, el autoconsumo, el vertido y la compra a la red para las modalidades con autoconsumo sin acumulación por baterías. En este ejemplo, se visualizan los flujos de energía del mes de enero para la vivienda 12.

Hora	Mes	Consumo (kWh)	Producción (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Compra RED (kWh)	Vertido RED (kWh)
0:00	Enero	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00
1:00	Enero	0,38	0,00	0,00	0,38	0,00
2:00	Enero	0,21	0,00	0,00	0,21	0,00
3:00	Enero	0,22	0,00	0,00	0,22	0,00
4:00	Enero	0,23	0,00	0,00	0,23	0,00
5:00	Enero	0,21	0,00	0,00	0,21	0,00
6:00	Enero	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00
7:00	Enero	0,24	0,00	0,00	0,24	0,00
8:00	Enero	0,35	0,00	0,00	0,35	0,00
9:00	Enero	0,38	0,24	0,24	0,14	0,00
10:00	Enero	0,55	0,55	0,55	0,00	0,00
11:00	Enero	0,61	0,80	0,61	0,00	0,19
12:00	Enero	0,86	0,96	0,86	0,00	0,10
13:00	Enero	1,03	1,02	1,02	0,01	0,00
14:00	Enero	0,62	0,98	0,62	0,00	0,36
15:00	Enero	0,60	0,81	0,60	0,00	0,21
16:00	Enero	0,34	0,63	0,34	0,00	0,29
17:00	Enero	0,35	0,31	0,31	0,04	0,00
18:00	Enero	0,41	0,00	0,00	0,41	0,00
19:00	Enero	0,57	0,00	0,00	0,57	0,00
20:00	Enero	0,90	0,00	0,00	0,90	0,00
21:00	Enero	0,98	0,00	0,00	0,98	0,00
22:00	Enero	1,04	0,00	0,00	1,04	0,00
23:00	Enero	0,70	0,00	0,00	0,70	0,00

El autoconsumo se calcula tomando el mínimo entre el consumo y la producción que se le asigna a la vivienda mediante el coeficiente de reparto. Es decir, cuando la producción supera el consumo, la energía autoconsumida coincide con el consumo. Por el contrario, si ocurre al revés, el autoconsumo se corresponde con la energía producida.

La compra de la red se produce cuando no hay suficiente producción para satisfacer el consumo, por lo que se calcula como la diferencia entre el consumo y el autoconsumo. Será 0 si la energía consumida es igual a la autoconsumida y distinta de cero si la producción está por debajo de la curva de consumo.

El vertido a red, o mejor llamado exceso de producción, ya que el vertido a red se producirá dependiendo de la modalidad de autoconsumo elegida, se calcula introduciendo una condición en Excel. Si la producción es mayor al consumo, en esas horas el vertido se calcula restándole a la producción el autoconsumo.

Pasando al caso con acumulación por baterías, se introducen los parámetros del banco de baterías, los cuales se representan en la Tabla x. Además, se introducen nuevas columnas a la tabla anterior: corriente de la batería, capacidad de la batería, energía de la batería y SOC (Figura x).

Banco de baterías											
		Energía (kWh)	2,440								
		Voltaje (V)	307,2								
		Capacidad nominal (Ah)	7,94								
		C carga	0,5								
		C descarga	0,5								
		DOD	80%								
			2439,80								
			3,97								
			3,97								
Hora	Mes	Consumo (kWh)	Producción (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Compra RED (kWh)	Vertido RED (kWh)	Corriente batería (A)	Capacidad (Ah)	Energía batería (kWh)	SOC	
0:00	Enero	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	-0,98	1,59	0,00	20,00%	
1:00	Enero	0,38	0,00	0,00	0,38	0,00	-1,24	1,59	0,00	20,00%	
2:00	Enero	0,21	0,00	0,00	0,21	0,00	-0,69	1,59	0,00	20,00%	
3:00	Enero	0,22	0,00	0,00	0,22	0,00	-0,72	1,59	0,00	20,00%	
4:00	Enero	0,23	0,00	0,00	0,23	0,00	-0,75	1,59	0,00	20,00%	
5:00	Enero	0,21	0,00	0,00	0,21	0,00	-0,67	1,59	0,00	20,00%	
6:00	Enero	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00	-0,57	1,59	0,00	20,00%	
7:00	Enero	0,24	0,00	0,00	0,24	0,00	-0,78	1,59	0,00	20,00%	
8:00	Enero	0,35	0,00	0,00	0,35	0,00	-1,15	1,59	0,00	20,00%	
9:00	Enero	0,38	0,24	0,24	0,14	0,00	-0,46	1,59	0,00	20,00%	
10:00	Enero	0,55	0,55	0,55	0,00	0,00	0,00	1,59	0,00	20,00%	
11:00	Enero	0,61	0,80	0,61	0,00	0,00	0,63	2,22	0,19	27,94%	
12:00	Enero	0,86	0,96	0,86	0,00	0,00	0,33	2,55	0,10	32,06%	
13:00	Enero	1,03	1,02	1,03	0,00	0,00	-0,04	2,51	-0,01	31,60%	
14:00	Enero	0,62	0,98	0,62	0,00	0,00	1,17	3,68	0,36	46,31%	
15:00	Enero	0,60	0,81	0,60	0,00	0,00	0,68	4,35	0,21	54,82%	
16:00	Enero	0,34	0,63	0,34	0,00	0,00	0,94	5,30	0,29	66,70%	
17:00	Enero	0,35	0,31	0,35	0,00	0,00	-0,14	5,15	-0,04	64,88%	
18:00	Enero	0,41	0,00	0,41	0,00	0,00	-1,32	3,83	-0,41	48,27%	
19:00	Enero	0,57	0,00	0,57	0,00	0,00	-1,84	1,99	-0,57	25,09%	
20:00	Enero	0,90	0,00	0,12	0,77	0,00	-2,92	1,59	-0,12	20,00%	
21:00	Enero	0,98	0,00	0,00	0,98	0,00	-3,20	1,59	0,00	20,00%	
22:00	Enero	1,04	0,00	0,00	1,04	0,00	-3,40	1,59	0,00	20,00%	
23:00	Enero	0,70	0,00	0,00	0,70	0,00	-2,28	1,59	0,00	20,00%	

Para calcular la energía saliente y entrante de la batería, se calcula primero la corriente de carga y descarga de la batería. Esta última se obtiene de la siguiente manera:

- Si la energía producida es mayor que la energía consumida, de la diferencia se extrae la corriente que carga la batería (positiva). Además, se establece el ratio de carga C para que la corriente no sobrepase ese umbral, que vendrá dado por el BMS de la batería.

$$Si \frac{E_i - C_i}{V_{bat}} > Cap_{nom} \cdot C_{carga}: I_{bat} = Cap_{nom} \cdot C_{carga}$$

Si $E_i > C_i$:

$$Si \frac{E_i - C_i}{V_{bat}} < Cap_{nom} \cdot C_{carga}: I_{bat} = \frac{E_i - C_i}{V_{bat}}$$

- Si la energía producida es menor que la energía consumida, de la diferencia se extrae la corriente que descarga la batería (negativa). Además, se establece el ratio de descarga C para que la corriente no sobrepase ese umbral, que vendrá dado por el BMS de la batería.

$$Si \left| \frac{E_i - C_i}{V_{bat}} \right| > Cap_{nom} \cdot C_{descarga}: I_{bat} = -Cap_{nom} \cdot C_{descarga}$$

Si $E_i < C_i$:

$$Si \left| \frac{E_i - C_i}{V_{bat}} \right| < Cap_{nom} \cdot C_{descarga}: I_{bat} = \frac{E_i - C_i}{V_{bat}}$$

Como se puede intuir, en principio no se define hasta cuando se puede descargar y cargar la batería. Para ello, se introduce la columna de capacidad. Cuando la batería llegue a cargarse hasta su capacidad nominal, ya no se tiene en cuenta la corriente entrante que aparece en la columna de la corriente de la batería, y la capacidad será constante e igual a la capacidad nominal. Cuando la batería se ha descargado hasta el DOD correspondiente, ya no se tiene en cuenta la corriente saliente que marca la columna de la corriente de la batería y la capacidad será constante e igual a la capacidad con el SOC correspondiente.

Por su parte, la energía que entra y sale de la batería se calcula de la siguiente manera:

- Si la capacidad se mantiene constante entre una casilla y la que la sucede, la batería no se carga ni se descarga, por lo que la energía será nula.

- Si la capacidad aumenta, la batería se carga y se contabiliza la corriente entrante. De esta manera, se obtiene la energía de carga de la batería (positiva).

$$E_{bat,carga} = I_{bat} \cdot V_{bat} \cdot 1h$$

Cabe la posibilidad de que la batería llegue, a una hora determinada, a su capacidad nominal y la corriente que se puede entregar a la batería es superior a la necesaria para ello, por lo que solo se contabilizará la corriente necesaria. El resto será energía excedentaria a esa hora.

- Si la capacidad disminuye, la batería se descarga y se contabiliza la corriente saliente. De esta manera, se obtiene la energía de descarga de la batería (negativa).

$$E_{bat,descarga} = I_{bat} \cdot V_{bat} \cdot 1h$$

Cabe la posibilidad de que la batería se descargue, a una determinada hora, hasta el SOC correspondiente y la corriente que puede aportar la batería es superior a la que de verdad puede entregar, por lo que solo se contabilizará la corriente que puede entregar hasta llegar al SOC. La energía que no puede ser suplida por la batería se comprará a la red a esa hora.

Considerando todo lo anterior, ahora el autoconsumo será el resultado de sumarle a la producción la energía de la batería cuando la producción caiga por debajo del consumo y, en el resto de casos, se tomará como el mínimo entre la producción y el consumo.

La compra y vertido de energía se calculan de la misma manera que en el caso sin baterías.

E_i (kWh) {1}	Energía producida en la hora i dada por el coeficiente de reparto
C_i (kWh) {2}	Energía consumida en la hora i
E_{bat} (kWh) {3}	Energía de la batería
V_{bat} (V) {4}	Voltaje de la batería
Cap_{nom} (Ah) {8}	Capacidad nominal de la batería
C_{carga} {6}	Ratio C de carga
$C_{descarga}$ {7}	Ratio C de descarga
DOD (%) {9}	Profundidad de descarga

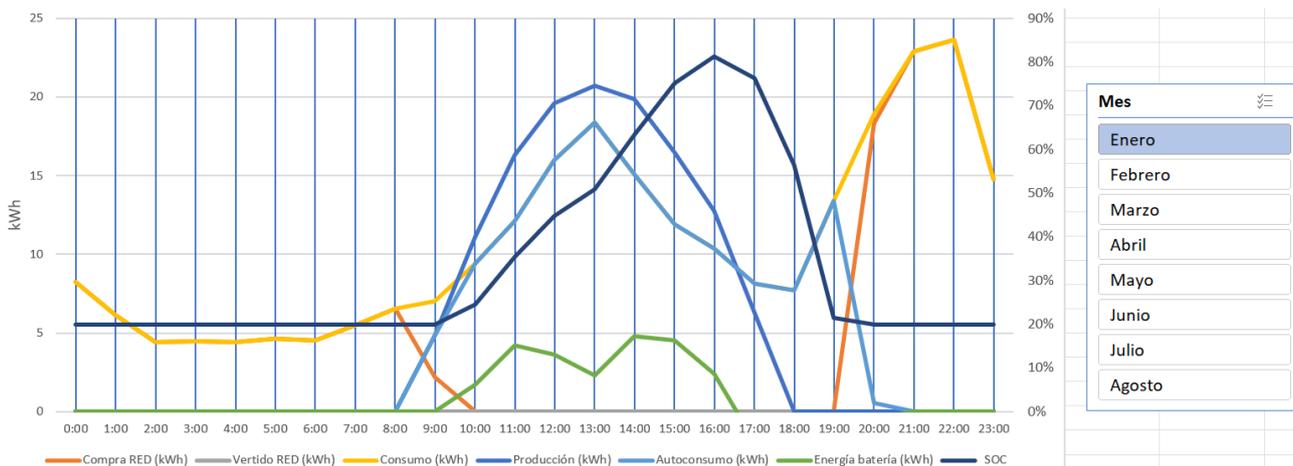
En esta hoja de cálculo también se ha calculado el gasto económico con y sin instalación fotovoltaica. Se han ordenado los consumos diarios en función de los tramos horarios que marcan las tarifas, para así aplicar el precio correspondiente a cada tramo. El gasto económico sin instalación fotovoltaica corresponde a la compra de toda la energía de la red. El gasto económico con instalación fotovoltaica supone la compra a la red cuando no es posible autoconsumirse. En la siguiente hoja de cálculo, se tendrá en cuenta el beneficio extra que supone acogerse a la compensación simplificada o a la venta de excedentes. En la Figura x se muestra el ejemplo de cálculo en enero para la situación sin paneles y en la Figura x se muestra el ejemplo de cálculo en enero para la situación con paneles. Estos gastos se han tomado sobre el total del bloque de viviendas, a modo de ejemplo.

				SIN PANELES			
		Término de energía €/kWh	Término de potencia €/kW*año	Mes	Tramo	Consumo (kWh)	
Tarifa con paneles (Tarifa Solar)	Horas promocionadas	0,103155	4,02	Enero	0-8h	42,35	
	Horas no promocionadas	0,150228	27,67		8-10h/14-18h/22-0h	97,45	
					10-14h/18-22h	118,81	
		€/kWh	€/kW*año	Febrero	0-8h	42,35	
Tarifa sin paneles (Tarifa Tres Periodos)	0-8h	0,083558	3,92		8-10h/14-18h/22-0h	97,45	
	8-10h/14-18h/22-0h	0,122517	27,77		10-14h/18-22h	118,81	
	10-14h/18-22h	0,157482		0-8h	40,08		
		Potencia contratada (kW)	4,6	Marzo	8-10h/14-18h/22-0h	91,56	
		Impuesto eléctrico	105,1126963%		10-14h/18-22h	104,71	
		Alquiler contador (€)	0,8	Abril	0-8h	35,94	
		IVA	121%		8-10h/14-18h/22-0h	80,84	
				10-14h/18-22h	79,06		
Tarifas Iberdrola	Tarifa	Mes	Gasto SIN FV (€)	Gasto CON FV (€)	Mayo	0-8h	35,94
		Enero	:13)+BK14*20)*BK15	961,70		8-10h/14-18h/22-0h	80,84
		Febrero	1.393,38	846,65	10-14h/18-22h	79,06	
		Marzo	1.443,70	847,29	0-8h	37,20	
		Abril	1.200,17	691,14	Junio	8-10h/14-18h/22-0h	90,19
		Mayo	1.242,58	700,78		10-14h/18-22h	82,99
		Junio	1.264,88	690,87	0-8h	39,72	
		Julio	1.443,85	753,95	Julio	8-10h/14-18h/22-0h	108,89
		Agosto	1.443,85	768,92		10-14h/18-22h	90,86
		Septiembre	1.342,53	750,06	0-8h	39,72	
		Octubre	1.242,58	747,46	Agosto	8-10h/14-18h/22-0h	108,89
		Noviembre	1.200,17	752,77		10-14h/18-22h	90,86
		Diciembre	1.353,19	852,71	0-8h	38,72	
				Septiembre	8-10h/14-18h/22-0h	101,41	

				CON PANELES		
		Término de energía €/kWh	Término de potencia €/kW*año	Mes	Tramo	Compra
Tarifa con paneles (Tarifa Solar)	Horas promocionadas	0,103155	4,02	Enero	17h a 9h	154,26
	Horas no promocionadas	0,150228	27,67		10h a 16h	0,00
Tarifa sin paneles (Tarifa Tres Periodos)		€/kWh	€/kW*año	Febrero	17h a 9h	147,77
	0-8h	0,083558	3,92		10h a 16h	0,00
	8-10h/14-18h/22-0h	0,122517	27,77	Marzo	17h a 9h	126,13
	10-14h/18-22h	0,157482			10h a 16h	0,00
		Potencia contratada (kW)	4,6	Abril	17h a 8h	93,24
		Impuesto eléctrico	105,1126963%		9h a 16h	0,00
		Alquiler contador (€)	0,8	Mayo	17h a 8h	90,11
		IVA	121%		9h a 16h	0,00
Tarifa	Mes	Gasto SIN FV (€)	Gasto CON FV (€)	Junio	17h a 8h	93,18
Tarifas Iberdrola	Enero	1.554,31	*BK13)+BK14*20)*BK15		9h a 16h	0,00
	Febrero	1.393,38	846,65	18h a 9h	93,18	
	Marzo	1.443,70	847,29	10h a 17h	0,00	
	Abril	1.200,17	691,14	Julio	18h a 9h	103,18
	Mayo	1.242,58	700,78		10h a 17h	0,00
	Junio	1.264,88	690,87	Agosto	18h a 9h	106,86
	Julio	1.443,85	753,95		10h a 17h	0,00
	Agosto	1.443,85	768,92	Septiembre	18h a 9h	107,63
	Septiembre	1.342,53	750,06		10h a 17h	0,44
	Octubre	1.242,58	747,46		17h a 8h	108,08
	Noviembre	1.200,17	752,77	Octubre	9h a 16h	0,00
		Diciembre	1.353,19		852,71	17h a 8h
				9h a 16h	0,00	

- Hoja de cálculo 3: Gráficos y visualización de resultados finales

Con los datos horarios de cada vivienda obtenidos de las hojas de cálculo anteriores, se ha creado una tabla y un gráfico dinámicos con un *dashboard*. Esto permite visualizar las curvas de producción, consumo, autoconsumo, compra de la red, vertido y energía de la batería para cada mes. Se expone, a modo de ejemplo, las curvas en un día del mes de enero para el conjunto de viviendas, con baterías. Los gráficos para ciertas viviendas se presentan en el Anexo I.



También se han concentrado en una tabla todos los datos de las hojas de cálculo anteriores por mes, tanto para el conjunto de viviendas como para cada vivienda. En la Figura x se observa la tabla para el total de viviendas y en la Figura x se presenta un

fragmento de la tabla para cada vivienda. Se pueden visualizar por completo en el Anexo I.

Conjunto de viviendas													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Producción (kWh)	3965,24	4542,90	5649,37	6024,27	6432,74	6561,79	7181,64	7014,39	6054,57	5189,37	3870,91	3629,36	66116,54
Consumo (kWh)	8017,14	7241,28	7326,59	5875,22	6071,06	6311,60	7423,85	7423,85	6835,26	6071,06	5875,22	6761,60	81233,71
Autoconsumo (kWh)	3235,04	3103,77	3416,54	3077,92	3277,71	3516,31	4225,23	4111,10	3592,89	2921,91	2608,16	2819,90	39906,49
Vertido RED (kWh)	730,21	1439,13	2232,83	2946,35	3155,02	3045,47	2956,41	2903,29	2461,68	2267,45	1262,75	809,45	26210,05
Compra RED (kWh)	4782,10	4137,52	3910,05	2797,29	2793,34	2795,29	3198,62	3312,75	3242,37	3149,14	3267,06	3941,70	41327,22
Gasto Inicial (€)	1554,31	1393,38	1443,70	1200,17	1242,58	1264,88	1443,85	1443,85	1342,53	1242,58	1200,17	1353,19	16125,19
Compensación vertido (€)	37,24	73,40	113,87	150,26	160,91	155,32	150,78	148,07	125,55	115,64	64,40	41,28	1336,71
Gasto Final (€)	924,46	773,26	733,41	540,87	539,87	535,55	603,17	620,86	624,52	631,82	688,37	811,43	8027,59
Ahorro energético (kWh)	3235,04	3103,77	3416,54	3077,92	3277,71	3516,31	4225,23	4111,10	3592,89	2921,91	2608,16	2819,90	39906,49
Ahorro económico (€)	629,85	620,12	710,28	659,30	702,71	729,33	840,67	822,99	718,01	610,76	511,80	541,77	8097,59
Ahorro energético (%)	49,13%												
Ahorro económico (%)	50,22%												
Aprovechamiento (%)	60,36%												

		Vivienda 1	Vivienda 2	Vivienda 3	Vivienda 4	Vivienda 5	Vivienda 6	Vivienda 7	Vivienda 8
TOTAL ANUAL	Ahorro económico (€)	40,50	27,35	21,57	16,32	27,02	33,63	26,53	28,46
	Producción (kWh)	4942,52	3338,02	2631,90	1991,74	3296,87	4103,90	3237,15	3473,09
	Consumo (kWh)	6072,60	4101,24	3233,66	2447,14	4050,68	5042,23	3977,31	4267,19
	Autoconsumo (kWh)	2983,20	2014,76	1588,55	1202,17	1989,92	2477,02	1953,87	2096,28
	Vertido RED (kWh)	1959,32	1323,26	1043,34	789,57	1306,95	1626,88	1283,28	1376,81
	Compra RED (kWh)	3089,40	2086,48	1645,11	1244,97	2060,76	2565,21	2023,43	2170,91
	Gasto Inicial (€)	1107,89	812,19	682,06	564,08	804,61	953,34	793,60	837,08
	Compensación vertido (€)	99,93	67,49	53,21	40,27	66,65	82,97	65,45	70,22
	Gasto Final (€)	502,56	403,37	359,72	320,15	400,83	450,71	397,13	411,72
	Ahorro energético (kWh)	2983,20	2014,76	1588,55	1202,17	1989,92	2477,02	1953,87	2096,28
	Ahorro económico (€)	605,33	408,82	322,34	243,94	403,78	502,62	396,47	425,36
	Ahorro energético (%)	49,13%	49,13%	49,13%	49,13%	49,13%	49,13%	49,13%	49,13%
	Ahorro económico (%)	54,64%	50,34%	47,26%	43,24%	50,18%	52,72%	49,96%	50,82%
	Aprovechamiento (%)	60,36%	60,36%	60,36%	60,36%	60,36%	60,36%	60,36%	60,36%

En las figuras anteriores aparece, a modo de ejemplo, el caso de autoconsumo con excedentes acogido a compensación. Se han valorado los excedentes mensuales al precio acordado con la comercializadora (0,051 €/kWh).

En el caso de autoconsumo con excedentes sin compensación (venta de excedentes), se han obtenido los precios horarios en el mercado eléctrico (pool) de todo el año 2019 a través de la página web OMIE [26]. Sabiendo que, si se generan excedentes, se producen siempre en el intervalo de las 8:00 y las 17:00h, se ha hecho el promedio del precio horario en ese intervalo para todos los días del año, obteniéndose 365 promedios. Con esos valores, se ha obtenido el precio medio de mercado para cada mes y se han multiplicado por los excedentes mensuales, aplicando los impuestos y las tasas pertinentes.

Con el fin de tener en cuenta la pérdida de rendimiento anual de los módulos durante la vida útil de la instalación (25 años), se ha creado una Macro que realiza las siguientes acciones:

Paso 1. Se sitúa en la hoja de cálculo 1 y cambia la potencia máxima del módulo, reduciéndola según el porcentaje que especifica el fabricante.

Paso 2. Vuelve a la hoja de cálculo 3, copia los valores de una vivienda y los pega en una tabla. Estos valores son respecto de un año.

Paso 3. Realiza los pasos anteriores en un bucle hasta pegar todos los valores en la tabla de resultados hasta el año 25.

Paso 4. Se sitúa en la hoja de cálculo 1 y cambia la potencia del campo fotovoltaico, modificando el número de paneles a instalar.

Paso 5. Repite los pasos 1, 2 y 3 para la nueva potencia instalada.

Paso 6. Repite el bucle entero para cada vivienda.

De esta manera, se tiene el impacto de la degradación de los módulos en el autoconsumo y en el ahorro económico para cada caso de potencia. Se repite la macro para todas las modalidades de autoconsumo.

- **Hoja de cálculo 4: Análisis de rentabilidad**

De la tabla de resultados que ha ido creando la Macro de la hoja de cálculo 3, se ha analizado la rentabilidad de cada caso mediante los parámetros del VAN, el TIR y el PayBack Descontado. Se han obtenido las gráficas tanto del bloque conjunto de viviendas, como de cada vivienda por separado. Del estudio de la rentabilidad, se han obtenido las gráficas del Anexo I para analizar la viabilidad de cada caso.

Anexo II. Hojas de características

- Módulo fotovoltaico

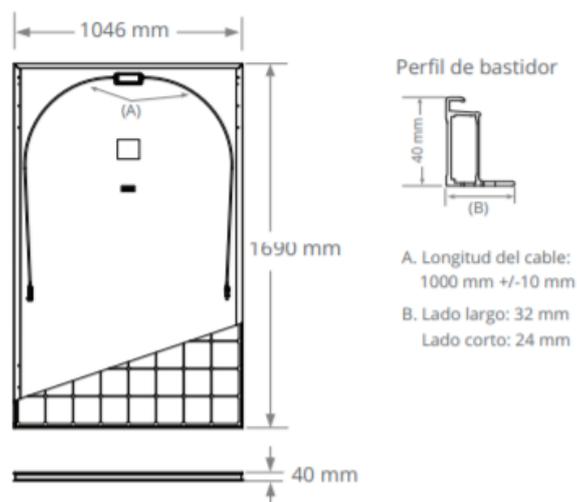
MAXEON 3 POTENCIA: 390-400 W | EFICIENCIA: hasta un 22,6%

Datos eléctricos			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-395	SPR-MAX3-390
Potencia nominal (P _{nom}) ⁹	400 W	395 W	390 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,6%	22,3%	22,1%
Tensión nominal (V _{mpp})	65,8 V	65,1 V	64,5 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	6,08 A	6,07 A	6,05 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) (+/-3)	75,6 V	75,4 V	75,3 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc}) (+/-3)	6,58 A	6,56 A	6,55 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% mV / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% mA / °C		

Pruebas y certificaciones	
Pruebas estándar ¹⁰	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V; IEC 62804
Normas disponibles	TUV

Pruebas y certificaciones de sostenibilidad	
Etiqueta Declare IFLEI	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ¹²
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ¹³
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM. ¹⁴
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	104 Maxison Gen III monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	19 kg
Máx. carga ¹¹	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado negro de clase 1 (máxima calificación AAMA)



Lea la guía de instalación y seguridad.

- Inversores

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
Número de seguidores MPP	1			2		
Máx. corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}^{1)}$	16,0 A			16,0 A / 16,0 A		
Máxima corriente de cortocircuito (MPP ₁ / MPP ₂ ¹⁾)	24,0 A			24,0 A / 24,0 A		
Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ mín.} - U_{dc\ máx.}$)				150 - 1000 V		
Tensión de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)				200 V		
Rango de tensión MPP				150 - 800 V		
Número de entradas CC	3			2+2		
Máx. salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	6,0 kW _{pico}	7,4 kW _{pico}	9,0 kW _{pico}	6,0 kW _{pico}	7,4 kW _{pico}	9,0 kW _{pico}

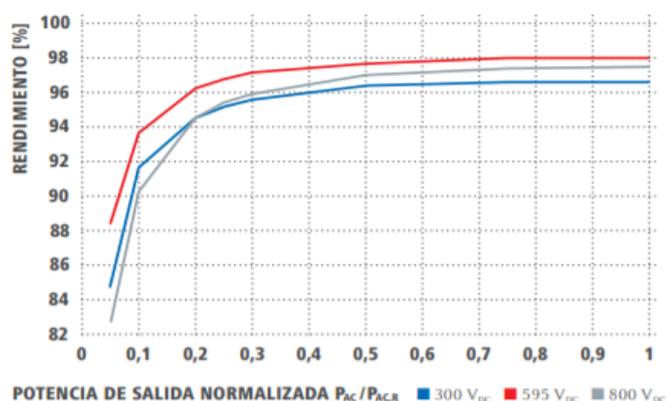
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ($P_{AC,n}$)	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Corriente de salida CA ($I_{AC,nom.}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 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 ($\cos \phi_{AC,r}$)	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	I					
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾	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 ³⁾		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² ³⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, 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 ³⁾ , CEI 0-21 ³⁾ , NRS 097					

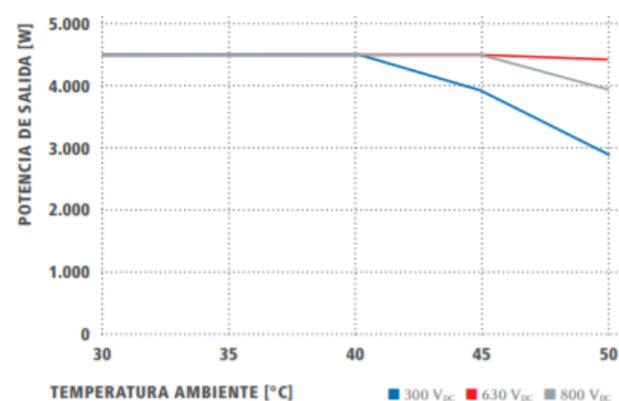
¹⁾ Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M. ²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

³⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 4.5-3-S



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 4.5-3-S



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
Número de seguidores MPP	2			
Máx. corriente de entrada ($I_{dc\ max.1}$ / $I_{dc\ max.2}$)	16,0 A / 16,0 A			
Máxima corriente de cortocircuito (MPP ₁ / MPP ₂ ¹⁾)	24,0 A / 24,0 A			
Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ min.}$ - $U_{dc\ max.}$)	150 - 1000 V			
Tensión de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V			
Rango de tensión MPP	150 - 800 V			
Número de entradas CC	2+2			
Máx. salida del generador FV ($P_{dc\ max.}$)	10,0 kW _{pico}	12,0 kW _{pico}	14,0 kW _{pico}	16,4 kW _{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 ($P_{ac,i}$)	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
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	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 (45 - 65 Hz)			
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %			
Factor de potencia ($\cos\ \phi_{ac,i}$)	0,85 - 1 ind. / cap.			

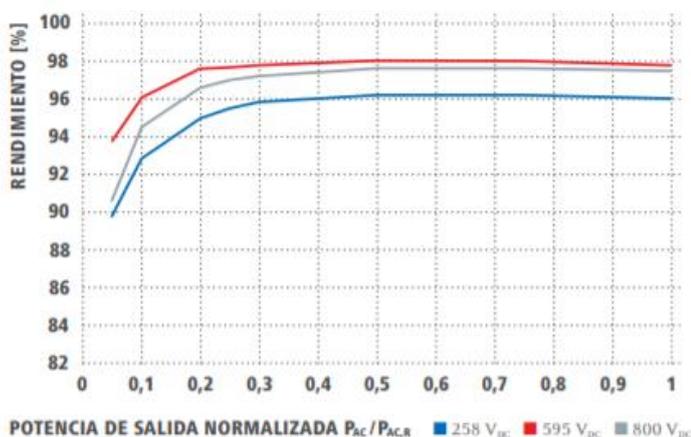
DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm			
Peso	19,9 kg			21,9 kg
Tipo de protección	IP 65			
Clase de protección	I			
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3			
Consumo nocturno	+ 1 W			
Concepto de inversor	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 ²⁾			
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² ²⁾			
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, 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			

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

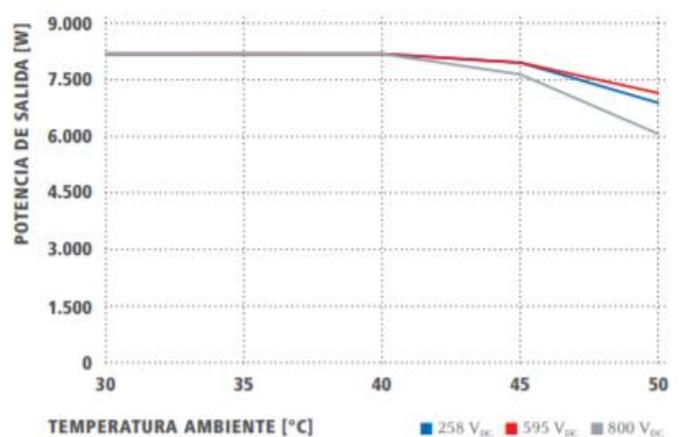
²⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 8.2-3-M



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 8.2-3-M



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO HYBRID

DATOS DE ENTRADA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Número de seguidores MPP		1	
Máx. potencia nominal	5,0 kW	6,5 kW	8,0 kW
Máx. corriente de entrada ($I_{dc\ máx.}$)		1 x 16 A	
Máx. corriente de cortocircuito por MPP		24 A	
Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ mín.} - U_{dc\ máx.}$)		150 - 1000 V	
Tensión de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)		200 V	
Rango de tensión MPP		150 - 800 V	
Número de entradas CC (FV)		2	

ENTRADA A LA BATERÍA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Máx. corriente de salida a la batería		Depende de la batería conectada	
Máx. corriente de entrada a la batería		Depende de la batería conectada	

DATOS DE SALIDA	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	4.000 W	5.000 W
Máx. potencia de salida	3.000 VA	4.000 VA	5.000 VA
Máx. potencia de la red a la batería	3.000 VA	4.000 VA	5.000 VA
Máx. corriente de salida CA ($I_{ac\ máx.}$)		8,3 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 armónica		< 3 %	
Factor de potencia ($\cos \Phi_{ac,r}$)		0,85 - 1 ind. / cap.	

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO HYBRID

DATOS GENERALES	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm	
Peso		19,9 kg	
Tipo de protección		IP 65	
Clase de protección		1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾		2 / 3	
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 %	
Máx. altitud		2.000 m (rango de tensión sin restricciones)	
Tecnología de conexión FV CC		Conexión de 2x CC+ y 2x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Tecnología de conexión CC de la batería		Conexión de 1x CC+ y 1x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Tecnología de conexión principal		Conexión de 5-pin CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Certificados y cumplimiento de normas		VDE AR N 4105, ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1	
Función de emergencia		Sí ²⁾	

RENDIMIENTO	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Máx. eficiencia (FV - red)	97,7 %		97,9 %
Máx. eficiencia (FV - batería - red)	> 90,0 %	> 90,0 %	> 90,0 %
Rendimiento europeo (FV - red)	95,2 %	95,7 %	96,0 %
Rendimiento de adaptación MPP		> 99,9 %	

BATERÍAS COMPATIBLES	MODELOS DISPONIBLES	ENERGÍA DE EMERGENCIA
BYD	Battery-Box H 6.4, 7.7, 9.0, 10.2, 11.5 Battery-Box Premium HVM 8.3, 11.0, 13.8, 16.6, 19.3, 22.1 ⁴⁾	Sí, trifásica
LG CHEM ³⁾	RESU 7H, 10H	No

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1

²⁾ No disponible con LG Chem RESU

³⁾ Fronius Checkbox 500V es obligatorio

⁴⁾ La compatibilidad de Symo Hybrid con el BYD Battery-Box Premium HVM se lleva a cabo a través de una actualización de software, que estará disponible en el segundo trimestre de 2020.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

- Baterías ByD

						
	HVM 8.3	HVM 11.0	HVM 13.8	HVM 16.6	HVM 19.3	HVM 22.1
Módulo	HVM (2.76 kWh, 51.2 V, 38 kg)					
Número de módulos	3	4	5	6	7	8
Energía Utilizable [1]	8.28 kWh	11.04 kWh	13.80 kWh	16.56 kWh	19.32 kWh	22.08 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	40 A	40 A	40 A	40 A	40 A	40 A
Corriente de salida pico [2]	75 A, 3 s	75 A, 3 s	75 A, 3 s			
Voltaje Nominal	153.6 V	204.8 V	256 V	307.2 V	358.4 V	409.6 V
Voltaje Operativo	120-172.8 V	160-230.4 V	200-288 V	240-345.6 V	280-403.2 V	320-460.8 V
Dimensiones (H/W/D)	995 x 585 x 298 mm	1228 x 585 x 298 mm	1461 x 585 x 298 mm	1694 x 585 x 298 mm	1927 x 585 x 298 mm	2160 x 585 x 298 mm
Peso	129 kg	167 kg	205 kg	243 kg	281 kg	319 kg

- Soporte

12V Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana, vertical

Soporte inclinado regulable para cubierta plana de hormigón o subestructura.

Anclaje a hormigón.

Regulable de 20° a 35°

Disposición de los módulos en vertical.

Kits para módulos de hasta 2200x1150 mm y de 30 a 45 mm de espesor.

Kits disponibles de 1 hasta 6 módulos, para filas más largas usar kit de unión S15

Para módulos de hasta 2400x1350 mm "Sistema PS"

Tornillería de anclaje NO incluida.

Componentes del Kit



Módulo máx.:
2200x1150 mm



Módulo máx.:
2400x1350 mm.



Cubierta
plana



Anclaje a
hormigón



Regulable
de 20° a 35°



Ficha
técnica del
producto

