

## Trabajo Fin de Máster

Estudio técnico y económico de la normativa actual  
sobre autoconsumo en España  
Technical and economic study of the current  
regulation on self-consumption in Spain

Autor

María Forcada Ortiz

Director

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura  
2021

# ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA NORMATIVA ACTUAL SOBRE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

## RESUMEN

La realización de este Trabajo Fin de Máster, centrado en instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo doméstico tanto individual y colectivo, ha estado motivada por varios motivos. Por un lado, las políticas europeas y nacionales contra el cambio climático, como la reciente publicación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, cuya previsión es conseguir un 42% de presencia de renovables en el uso final de la energía para 2030. Por otro lado, el crecimiento histórico del sector fotovoltaico en España en 2019, consiguiendo ser el mayor mercado FV de Europa y obteniendo la sexta posición a nivel mundial con 9913 MW de potencia fotovoltaica instalada acumulada. Además, en el pasado 2020, a pesar de la pandemia, se instalaron en España 596 MW de potencia FV en instalaciones para autoconsumo, de los que un 19% se instalaron en el sector doméstico; todo ello, impulsado por la entrada del Real Decreto 244/2019 que regula el autoconsumo en nuestro país. Y por último, la reciente entrada en vigor de las nuevas tarifas de la luz, donde se ha incrementado el coste por energía consumida, lo cual hace atractivo el uso de renovables como la fotovoltaica para la autoproducción de energía.

En este trabajo se ha realizado un estudio técnico y económico de diferentes instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a la red acogiéndose los usuarios a la modalidad de autoconsumo con excedentes. Se han estudiado tanto instalaciones para una vivienda unifamiliar como para un edificio, ubicados en cinco localidades españolas, representado las diferentes zonas climáticas del país, teniendo en cuenta el cumplimiento de la normativa actual sobre autoconsumo.

En primer lugar, se ha realizado el dimensionado de las distintas instalaciones fotovoltaicas para una vivienda unifamiliar y un edificio en el que varios usuarios se beneficiarán de dicha instalación, teniendo en cuenta la irradiación solar en las cinco localidades y el consumo de los usuarios. Para realizar dicho dimensionado y su posterior simulación se ha utilizado el software PVsyst. A través de dicha simulación se obtienen los resultados energéticos de la instalación, y; así, a partir de ellos poder realizar el estudio técnico y económico.

A partir de esos resultados energéticos se ha evaluado el ahorro en la nueva factura de la luz (tarifa 2.0TD) que conlleva la instalación FV, y se ha estudiado la rentabilidad de las diferentes instalaciones calculando la inversión, el LCOE y diferentes índices como VAN, TIR, ICB y período de recuperación. De esta manera se ha podido conocer la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos destinados al autoconsumo tanto para viviendas unifamiliares como para edificios en el territorio español.

## ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	3
3	AUTOCONSUMO.....	6
3.1	Autoconsumo en España.....	6
3.1.1	Modalidades de autoconsumo.....	6
3.1.2	Tipos de autoconsumo .....	7
3.2	Autoconsumo en otros países europeos.....	8
4	DIMENSIONADO INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON PVsyst.....	9
4.1	Consumo .....	9
4.1.1	Consumo vivienda unifamiliar.....	9
4.1.2	Consumo edificio.....	9
4.2	Energía solar disponible .....	10
4.2.1	Orientación de los paneles solares .....	11
4.2.2	Irradiación global horizontal .....	12
4.3	Definición casos de estudio.....	12
4.3.1	Casos de estudio para autoconsumo individual.....	14
4.3.2	Casos de estudio para autoconsumo colectivo.....	14
5	RESULTADOS ENERGÉTICOS.....	15
5.1	Resultados para los casos de autoconsumo individual.....	15
5.2	Resultados para los casos de autoconsumo colectivo .....	15
6	ESTUDIO ECONÓMICO .....	17
6.1	Facturas .....	17
6.1.1	Factura sin instalación fotovoltaica.....	18
6.1.2	Facturas casos autoconsumo INDIVIDUAL .....	19
6.1.2.1	Autoconsumo individual CON excedentes y CON compensación.....	19
6.1.2.2	Autoconsumo individual CON excedentes y SIN compensación.....	22
6.1.3	Facturas casos autoconsumo COLECTIVO .....	23
6.1.3.1	Autoconsumo colectivo CON excedentes y CON compensación.....	23
6.1.3.2	Autoconsumo colectivo CON excedentes y SIN compensación .....	24
6.2	Inversión.....	25
6.3	LCOE – Coste nivelado de la electricidad .....	26
6.4	Estudio viabilidad económica de los casos .....	27

7	CONCLUSIONES .....	31
8	BIBLIOGRAFÍA.....	33
	ANEXO 1. Estimación consumo vivienda unifamiliar.....	37
	ANEXO2. Definición sistemas fotovoltaicos a través de PVsyst.....	39
	ANEXO 3. Informes PVsyst.....	47
	ANEXO 4. Facturas.....	89
	ANEXO 5. Cálculo cables.....	100
	ANEXO 6. Inversiones.....	105
	ANEXO 7. Flujos de caja.....	111

## 1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este Trabajo de Fin de Máster es estudiar diferentes instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red en cinco localidades españolas que representan a las distintas zonas climáticas de España, evaluándolas a nivel técnico y económico tomando como base la normativa actual española sobre autoconsumo.

Actualmente en España al igual que en el resto del mundo, el autoconsumo de energía fotovoltaica está jugando un papel importante por diversas razones:

Políticas europeas y nacionales contra el cambio climático.

Desarrollo tecnológico.

Recientes cambios en la legislación española.

La Comisión Europea, recientemente, ha publicado “El Pacto Verde Europeo” [1] como hoja de ruta para dotar a la UE de una economía sostenible, centrándose en obtener en el 2050 un mundo donde la contaminación se haya reducido hasta niveles no perjudiciales para la salud humana y los ecosistemas naturales. Fomenta iniciativas como una contaminación cero procedente de la producción y el consumo, a través del autoconsumo.

A nivel nacional, cabe destacar la publicación de la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) [2]. Dicho plan prevé que en el 2030 la presencia de renovables en el uso final de la energía sea del 42%, mediante medidas como el autoconsumo que promuevan el papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización. El Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, pretende facilitar que el consumidor pueda obtener una energía más limpia y a menor coste; consiguiendo reducir la factura de la electricidad y la dependencia energética de las familias y los colectivos vulnerables.

La entrada en vigor de la nueva tarifa de luz [3], también impulsa el autoconsumo; ya que el término variable cobra mayor peso. Esto supone que el total de la factura dependa en mayor medida de la energía consumida; fomentando la eficiencia energética a partir del autoconsumo, permitiendo que el ahorro económico que provoca tenga un mayor impacto en el recibo del usuario.

El alcance de este Trabajo de Fin de Máster es, por tanto, orientar a un consumidor doméstico a instalar una instalación solar fotovoltaica para poder abastecerse energéticamente y no tener que depender siempre de la electricidad existente en la red de distribución eléctrica; ahorrando así el gasto de electricidad mensual, a partir de alguna de las modalidades de autoconsumo individual o colectivo reguladas por el RD 244/2019.

En primer lugar, para la realización de este trabajo se ha recopilado información sobre la situación actual de la energía solar fotovoltaica y sobre la normativa actual, en España y otros países europeos, de instalaciones con autoconsumo. A continuación, se ha llevado a cabo el dimensionado de las distintas instalaciones fotovoltaicas tanto para una vivienda unifamiliar, como para un edificio en el que varios usuarios se beneficiarán de dicha instalación. Para ello,

en primer lugar, se han estimado los consumos de la vivienda unifamiliar y de los distintos usuarios del edificio y se han escogido las cinco localizaciones, referentes a cada zona climática de España, en las que se evaluarán las distintas instalaciones.

Para realizar el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos y su posterior simulación se ha utilizado el software PVsyst. A través de dicha simulación se obtienen los resultados energéticos de la instalación y; así, a partir de ellos poder realizar el estudio técnico y económico en función de la modalidad de autoconsumo escogida de los diferentes tipos de instalación.

Dichos datos energéticos, además, se han exportado a Microsoft Excel para poder realizar el análisis económico, por un lado evaluando el ahorro mensual en la factura de la luz teniendo en cuenta la nueva tarifa 2.0TD; y por otro lado, para analizar la rentabilidad económica de cada instalación tras acogerse a las distintas modalidades de autoconsumo. Tras este análisis se puede determinar qué tipos de autoconsumo son más rentables y en qué zona climática española, debido a la diferente irradiación solar recibida.

## 2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar FV transforma de manera directa la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico. Al incidir la radiación del sol sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica (que conforman los paneles) se produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras que hace que los electrones salten de un lugar a otro, generando así corriente eléctrica. La energía solar fotovoltaica no emite gases de efecto invernadero, por lo que no contribuye al calentamiento global. De hecho, se muestra como una de las tecnologías renovables más eficientes en la lucha contra el cambio climático.

A nivel mundial la energía fotovoltaica sigue creciendo año tras año. En 2019 se instalaron 115 GW de nueva capacidad fotovoltaica, suponiendo un incremento del 12% frente a 2018. Respecto a lo acumulado, la potencia mundial de fotovoltaica alcanzó 627 GW como se observa en la Figura 1.

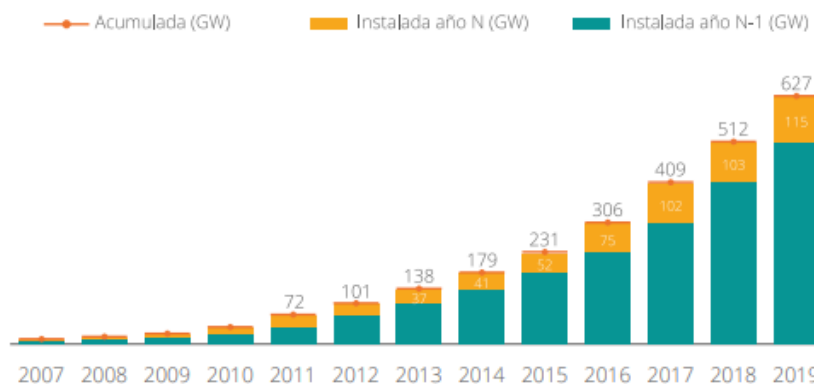


Figura 1. Evolución potencia fotovoltaica instalada anual y acumulada mundial. (Fuente: Informe 2020 UNEF [4])

En la Figura 2 se exponen los principales países con mayor crecimiento en el 2019 por continente a nivel mundial. Destaca que por primera vez en muchos años, se sitúa **España** en la cabeza del continente europeo, obteniendo la **sexta posición a nivel mundial**.

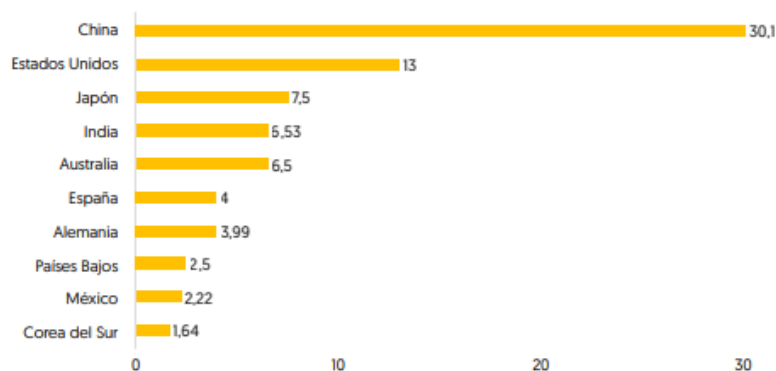


Figura 2. Top 10 potencia instalada (GW) en 2019 en el mundo. (Fuente: Anuario fotovoltaica 2020 de anpier[5])

En la Unión Europea, la fotovoltaica ha experimentado un importante crecimiento en 2019, consiguiendo una potencia instalada de 16,7 GW duplicando el dato del año anterior (8,2 GW). El principal impulsor de este crecimiento fue **España**, que consiguió ser el **mayor mercado fotovoltaico de Europa** en 2019 (4,7 GW) como se observa en la Figura 3.

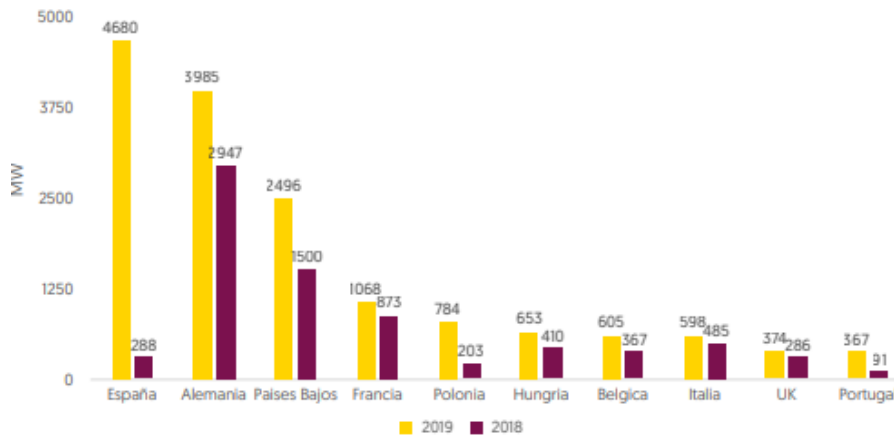


Figura 3. Comparativa de potencia instalada en energía solar en los 10 principales países europeos en 2018-2019. Fuente: Anuario fotovoltaica 2020 de anpier[5]

Por lo que el año 2019 supuso un hito histórico en el sector fotovoltaico en España estableciendo nuevos récords en todos los indicadores. En cuanto a la generación fotovoltaica se ha establecido un nuevo récord histórico con 9.223 GWh como vemos en la Figura 4 y se consiguió una potencia fotovoltaica acumulada de 9.913 MW (Figura 5), gracias al incremento de potencia instalada fotovoltaica en 2019 que fue de 1525% respecto al año 2018[5].

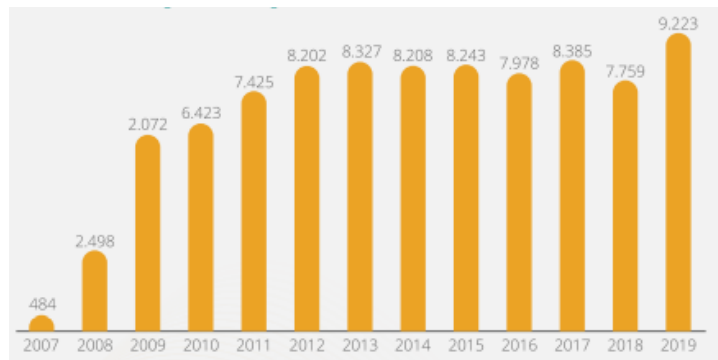


Figura 4. Energía solar fotovoltaica generada (GWh) en España. (Fuente: Informe 2020 UNEF[4])

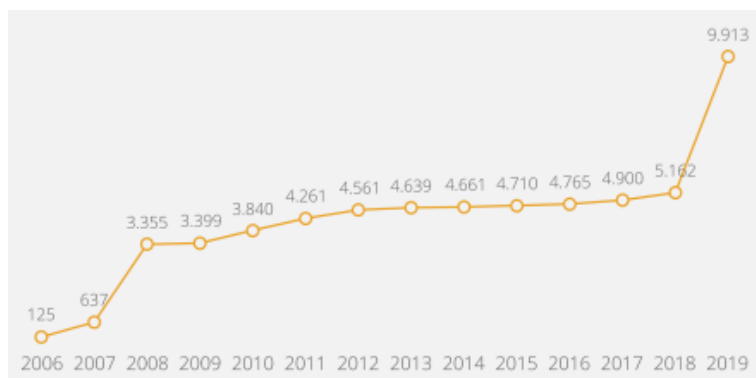


Figura 5. Evolución de la potencia fotovoltaica acumulada (MW) en España. (Fuente: Informe 2020 UNEF[4])

Según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2020 en España, a pesar de la pandemia, se instalaron 596 MW de nueva potencia fotovoltaica en instalaciones de autoconsumo demostrando la resiliencia del sector [6]. Esta cifra supone un incremento del 30% con respecto a 2019, cuando se colocaron 459 MW. De estos 596 MW, un 19% se ha



instalado en el sector doméstico que es donde el autoconsumo ha experimentado un crecimiento sin precedentes. En 2019 el autoconsumo doméstico supuso un 10%.

El desarrollo tecnológico y el efecto arrastre de la nueva capacidad instalada han permitido a la energía fotovoltaica mantener una **tendencia constante de reducción de costes** en los últimos años. Se estima que en los últimos diez años los costes se han reducido en un 89% (Figura 6).

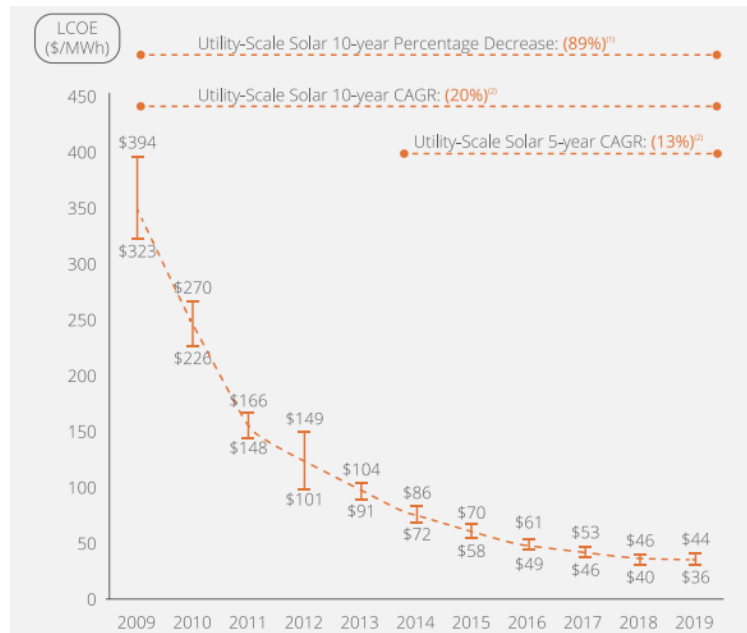


Figura 6. Evolución del cote (LCOE) medio mundial de la energía fotovoltaica. (Fuente: Informe 2020 UNEF[4])

En 2050, la energía solar FV constituiría la segunda fuente de generación eléctrica más importante generando un 25% de la electricidad total necesaria a escala global, con lo que se convertiría en una de las fuentes de generación más importantes para 2050. En la Figura 7 se muestra la evolución esperada de la energía solar fotovoltaica en el mundo según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)

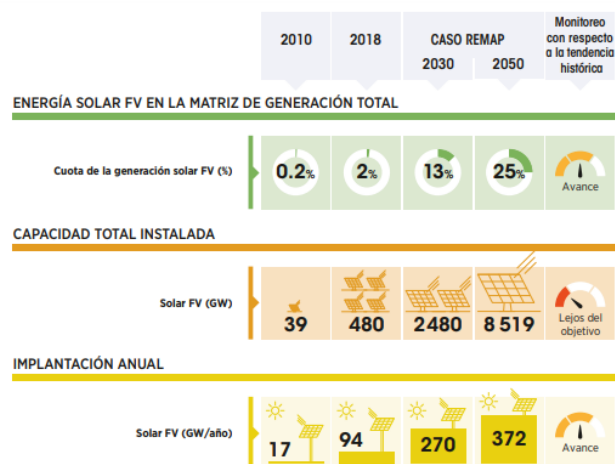


Figura 7. Seguimiento del progreso para acelerar la implantación de la solar FV con el fin de cumplir los objetivos climáticos para el 2050. (Fuente: IRENA[7])

## 3 AUTOCONSUMO

### 3.1 Autoconsumo en España

En el capítulo II del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [8] se define el autoconsumo como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”.

También, se afirma que tendrán consideración de instalaciones de producción aquellas instalaciones de generación que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, aun no estando inscritas en el registro de producción, cumplan con los siguientes requisitos:

- i. Tengan una potencia no superior a 100 kW.
- ii. Estén asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo.
- iii. Puedan inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Estas instalaciones serán las consideradas en este trabajo.

#### 3.1.1 Modalidades de autoconsumo

Las modalidades de autoconsumo, reguladas por el RD 244/2019, a las que deberán pertenecer las instalaciones de autoconsumo son [8]:

- 1) **Autoconsumo SIN excedentes:** Se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución.
- 2) **Autoconsumo CON excedentes:** Las instalaciones de producción podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. Esta modalidad se divide los dos siguientes grupos:

- a. **Autoconsumo CON excedentes ACOGIDA A COMPENSACIÓN:**

Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo, ésta puede inyectarse a la red y, en la factura emitida por la comercializadora se compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Para ello es necesario que se cumplan TODAS las condiciones siguientes:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- iii. El consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.

- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.
- v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

**b. Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN:**

Aquella instalación con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

### 3.1.2 Tipos de autoconsumo

Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en **individual o colectivo** en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación.

En el caso de autoconsumo colectivo, todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la empresa distribuidora un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto de la energía generada por la instalación.

Estos diferentes tipos y modalidades de autoconsumo se abordarán a lo largo del trabajo de manera más explícita.

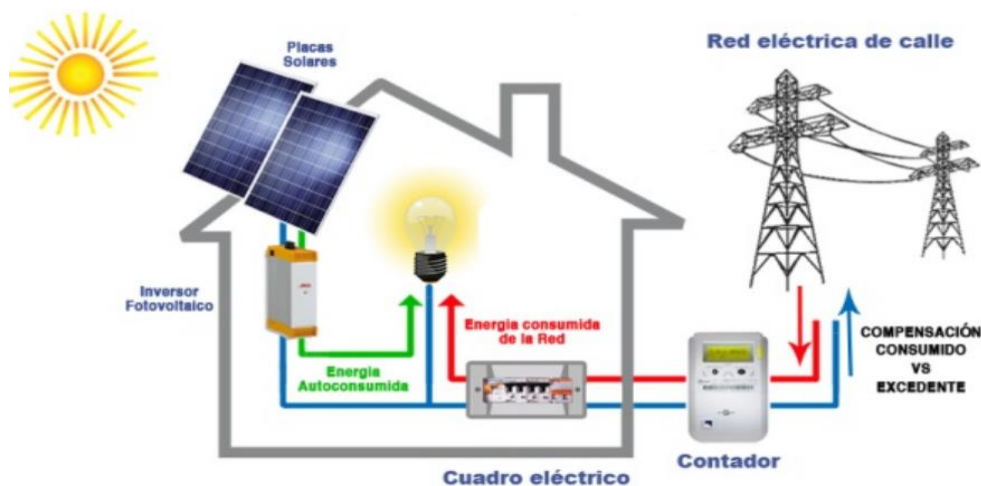


Figura 8. Esquema de una instalación de autoconsumo fotovoltaico con excedentes conectada a red. (Fuente:[9])

En la Figura 8 se puede observar el esquema de la instalación que se seguirá tanto para el estudio de los diferentes casos de autoconsumo individual como colectivo.

## 3.2 Autoconsumo en otros países europeos

### 1. Alemania:

Aprobación en el año 2000 de la Ley de Energías Renovables como herramienta principal legal del autoconsumo solar que garantiza [10]:

- Una retribución fija por la energía vertida a la red y reconoce el derecho de cobro durante 20 años para instalaciones de hasta 100 kW.
- Un sistema de subastas para los grandes productores.

### 2. Francia:

Se presentó en 2015 la Ley de Transición Energética para el Crecimiento Verde que introducía planes de mejora de la eficiencia energética de edificios o la simplificación de procedimientos, en un claro gesto de apoyo al autoconsumo.

Se establecen dos modalidades de autoconsumo, sin excedentes y con excedentes. La compra de excedentes vertidos a la red está garantizada por 20 años, a un precio superior al del mercado y sin que exista obligatoriedad de vender los excedentes a la red nacional [11].

### 3. Italia:

Desde la entrada en vigor del protocolo de Kyoto se han tomado diferentes medidas [10]:

- Compensación por excedentes de energía a través del llamado balance neto para instalaciones de más de 20 kW. El balance neto es un mecanismo que permite verter a la red la energía excedente y poder “recuperar” esta energía consumiéndola cuando necesite.
- Reducción del IVA para instalaciones fotovoltaicas, siendo del 10% en lugar del 20%.
- Las instalaciones de hasta 100 kW pueden elegir entre una prima mínima garantizada y el precio del mercado.

## 4 DIMENSIONADO INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON PVsyst

### 4.1 Consumo

El dimensionado de las instalaciones se va a realizar en función del consumo de los usuarios por lo que necesitamos conocerlo.

#### 4.1.1 Consumo vivienda unifamiliar

En el Anexo 1 se desarrolla la estimación del consumo de la vivienda unifamiliar, obteniendo un consumo de 8,3 kWh/día.

Este valor de consumo diario es cercano al consumo medio de un hogar español (9 kWh/día) según REE [12]; por lo que consideramos correcto este valor para realizar este estudio.

Este consumo diario vamos a considerarlo constante a lo largo del año; dicho dato lo introduciremos en el programa PVsyst en el apartado "Autoconsumo" para calcular la instalación fotovoltaica necesaria como se muestra en la Figura 9.

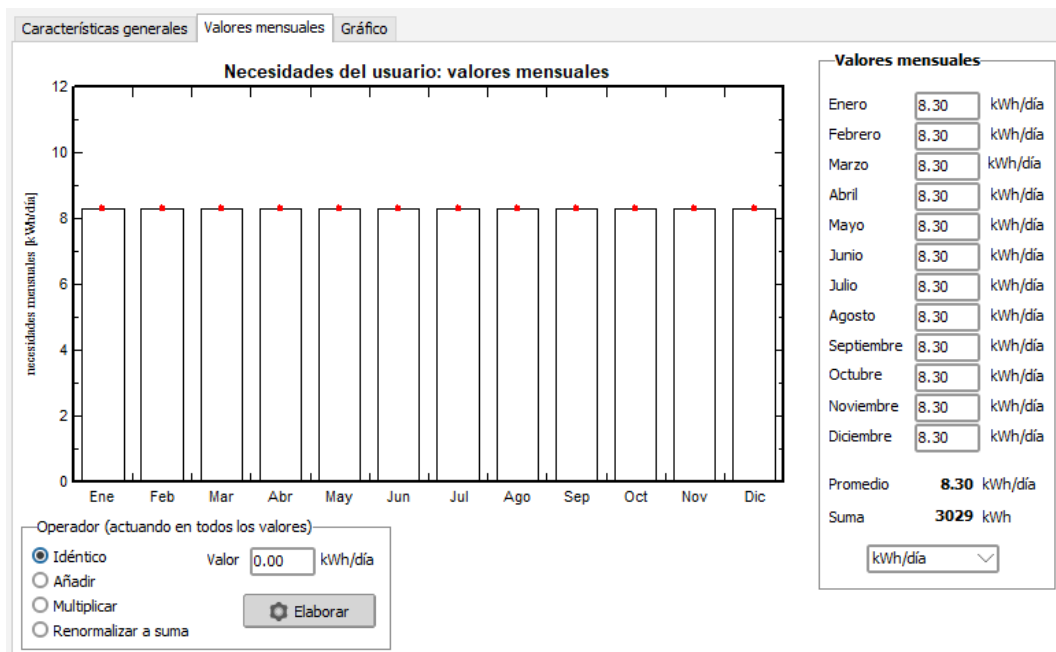


Figura 9. Consumo de la vivienda unifamiliar. (Fuente: PVsyst)

#### 4.1.2 Consumo edificio

Vamos a suponer un edificio formado por 10 viviendas y 2 bajos, de los cuales 3 viviendas de cuatro personas y uno de los bajos (peluquería) se van a acoger a alguna de las modalidades de autoconsumo colectivo.

A la hora de repartir la energía generada por dicha instalación fotovoltaica, se hará de manera equitativa; es decir, cada usuario se va a beneficiar de  $\frac{1}{4}$  de la energía generada.

Por otro lado, la inversión de la instalación FV también se costeará de manera equitativa entre los cuatro usuarios (los tres pisos y la peluquería).

Por ello, la instalación se va a diseñar de manera que cubra la misma cantidad de consumo eléctrico en las 4 estancias.

Se van a suponer los siguientes consumos medios diarios para las viviendas y la peluquería:

- Consumo medio diario vivienda de 4 personas = 8 kWh/día
- Consumo medio diario peluquería = 25 kWh/día

Por lo comentado anteriormente, se diseñará la instalación considerando que cubriera para las 4 estancias 8 kWh/día; por lo que se va a considerar un **consumo total diario de 32 kWh/día**.

En este caso en el que se evalúa el autoconsumo colectivo, no se va a introducir en PVsyst en el apartado "Autoconsumo" el consumo diario de las viviendas y la peluquería; ya que no nos permite el programa diferenciar el consumo que tiene cada usuario, ni diferenciar el autoconsumo que tendrá cada uno. Por ello, tras simular la instalación FV del edificio, únicamente el resultado que nos va a interesar es la energía generada.

Para conocer la cantidad de energía autoconsumida a partir de la energía generada por el sistema FV que le corresponde a cada usuario, me he basado en el informe sobre autoconsumo de REE [10].

En dicho informe se afirma que en los meses de invierno la mayor parte del consumo eléctrico de una vivienda se sitúa en las horas que no hay sol; por ello, estima que alrededor del 25% de la energía consumida en un día podría ser autoconsumida. Es decir, el 25% del consumo diario se produce cuando la instalación está generando. En cambio en los meses de verano, el consumo es más constante a lo largo del día; por lo que se estima que el 60% del consumo se produce durante las horas de sol y lo cubriría la instalación FV.

Dichos valores permiten determinar la energía eléctrica que puede llegar a autoconsumir cada vivienda del edificio; así, se va a estimar que de media a lo largo del año cada vivienda autoconsume un 40% de su consumo eléctrico diario.

En cuanto a la peluquería, dado que su consumo se centra prácticamente en las horas diurnas, se estima que va a autoconsumir de media a lo largo del año un 80% de la energía que consume.

ESTANCIA	% AUTOCONSUMO
Vivienda de 4 personas	40%
Peluquería	80%

Tabla 1. Resumen porcentajes de autoconsumo sobre el consumo total diario de cada estancia del edificio.  
(Fuente: Elaboración propia)

## 4.2 Energía solar disponible

Para poder realizar un dimensionado de una instalación solar fotovoltaica es necesario conocer cuál es la radiación solar incidente y, además el ángulo de inclinación óptimo que han de tener los receptores fotovoltaicos. Para ello, se han seleccionado cinco localidades correspondientes a cada zona climática de España para ver cómo varía la radiación solar y cuál es la producción solar en las cinco zonas climáticas que hay definidas en el territorio español.

Las zonas climáticas en España establecidas por el CTE (Código Técnico de la Edificación) son las siguientes:

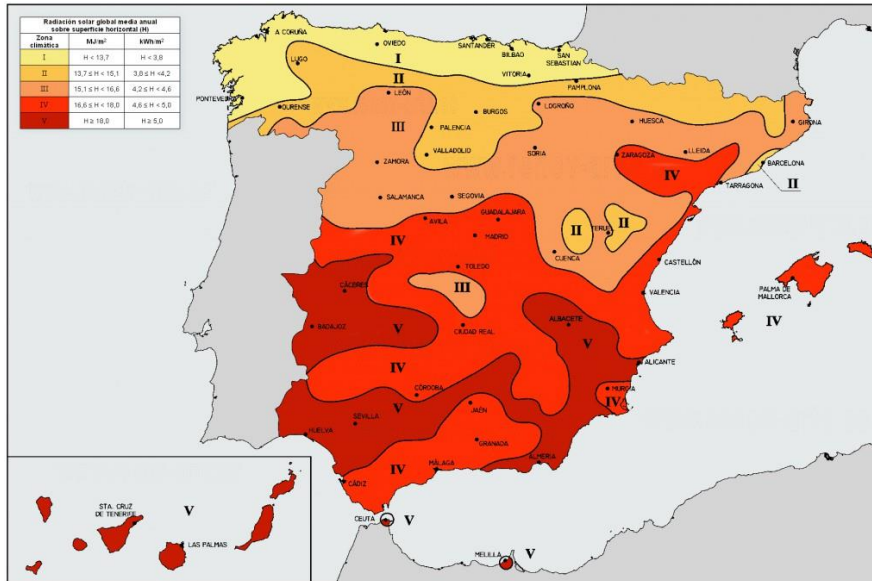


Figura 10. Mapa Zonas Climáticas según CTE.

Características de las localizaciones elegidas:

ZONA CLIMÁTICA	CIUDAD	LATITUD	LOGITUD
I	Bilbao	43,2627°	-2,9253°
II	Logroño	42,4667°	-2,45°
III	Huesca	42,1362°	-0,4087°
IV	Jaén	37,7692°	-3,7903
V	Sevilla	37,3828°	-5,9732°

Tabla 2. Características geográficas de las distintas localizaciones. (Fuente: Elaboración propia)

#### 4.2.1 Orientación de los paneles solares

Vamos a utilizar un plano fijo, es decir, paneles sin seguimiento solar. Para ello, vamos a definir el ángulo de inclinación  $\beta$  y el ángulo azimut  $\alpha$ .

- El ángulo azimut  $\alpha$  será de 0° para recibir la mayor radiación posible; ya que estamos situados en el hemisferio norte y, por lo tanto la superficie de los paneles estará orientada hacia el Sur.
- El ángulo de inclinación  $\beta$ : para calcular el  $\beta_{opt}$  vamos a utilizar la siguiente ecuación teniendo en cuenta la latitud de las diferentes localizaciones:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69\varphi \quad (Ec.2)$$

ZONA CLIMÁTICA	CIUDAD	$\beta_{opt}$
I	Bilbao	33,55°
II	Logroño	33°
III	Huesca	32,77°
IV	Jaén	29,76°
V	Sevilla	29,49°

Tabla 3. Ángulo de inclinación  $\beta_{opt}$  para las distintas localizaciones. (Fuente: Elaboración propia)

A partir de la Tabla 3, observamos que en latitudes más cercanas al Ecuador, el ángulo de inclinación óptimo disminuye.

Dichos datos de orientación de los paneles los introducimos en el programa PVsyst en el apartado “Orientación”.

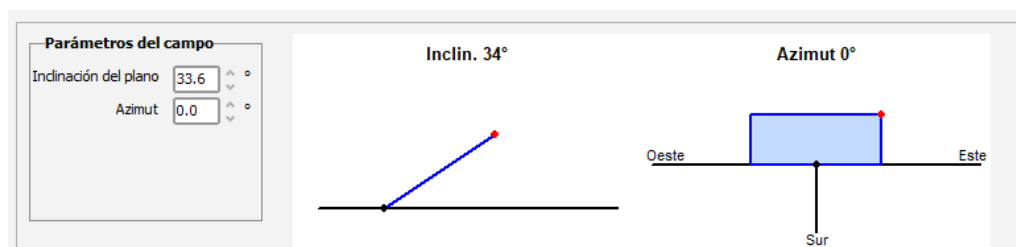


Figura 11. Orientación paneles en Bilbao. (Fuente: PVsyst)

De la misma manera que en el Figura 11 se realiza la introducción de datos de orientación en PVsyst para el resto de localidades tanto para el caso de vivienda unifamiliar como para el caso del edificio.

#### 4.2.2 Irradiación global horizontal

A través del programa PVsyst hemos obtenido los datos de irradiación global horizontal para cada una de las localizaciones; dicho dato es imprescindible para poder realizar el dimensionado de la instalación fotovoltaica.

En concreto, los datos se han obtenido a partir de la base de datos de la estación meteorológica PVGIS TMY proporcionados a través de PVsyst.

A continuación, se exponen los datos de irradiación global horizontal para las distintas localizaciones:

Meses	IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m <sup>2</sup> /día)				
	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
Enero	1,46	1,89	2,40	2,41	3,09
Febrero	2,77	2,65	3,09	2,88	3,82
Marzo	2,56	3,76	4,46	4,77	4,36
Abril	4,07	5,09	5,16	5,12	5,66
Mayo	5,49	5,69	6,52	7,11	6,17
Junio	5,40	6,02	7,71	7,99	7,95
Julio	5,47	7,09	7,86	8,37	8,32
Agosto	4,55	5,92	6,79	7,53	7,12
Septiembre	4,26	4,7	5,04	5,48	5,63
Octubre	2,39	3,57	3,48	3,94	4
Noviembre	1,52	1,67	2,30	3,15	2,51
Diciembre	1,18	1,57	2,03	2,60	2,71

Tabla 4. Irradiación global horizontal en cada una de las localidades del estudio. (Fuente: Elaboración propia)

Observando estos datos que se refieren a la radiación que se recibe sobre una superficie horizontal, se aprecia que a medida que las localidades se encuentran en latitudes más al Sur, esta radiación aumenta.

#### 4.3 Definición casos de estudio

Para definir a través de PVsyst el sistema fotovoltaico, introduciremos la potencia fotovoltaica necesaria y elegiremos los componentes necesarios para cada una de las instalaciones.



Para determinar la potencia necesaria, para que el autoconsumo sea el mayor posible en cada localización, utilizaremos el criterio de peor mes, es decir, mes en el que la relación entre la radiación recibida por los módulos fotovoltaicos y el consumo de la vivienda o edificio es más bajo.

Como el consumo lo hemos definido constante a lo largo del año, únicamente vamos a fijarnos en la irradiación global incidente para determinar el peor mes. A partir de la Tabla 5 obtenemos las irradiaciones del peor mes para las cinco localizaciones elegidas resumidas en la Tabla 6.

ZONA CLIMÁTICA	CIUDAD	PEOR MES	IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m <sup>2</sup> /día)
I	Bilbao	Diciembre	1,18
II	Logroño	Diciembre	1,57
III	Huesca	Diciembre	2,03
IV	Jaén	Enero	2,41
V	Sevilla	Noviembre	2,51

Tabla 5. Irradiación global horizontal diaria del peor mes en las distintas localizaciones (Fuente: Elaboración propia)

A continuación, para poder definir el número de módulos fotovoltaicos necesarios, se ha seleccionado el módulo que se utilizará. El módulo elegido, entre la gran variedad que ofrece PVsyst, es de la marca JA Solar modelo JAM60-S10-335-PR.

	JAM60-S10-335-PR
<b>Potencia máxima, Pmax (W)</b>	335
<b>Tensión MPP, Vmpp (V)</b>	34,36
<b>Intensidad MPP, Impp (A)</b>	9,85
<b>Tensión circuito abierto, Voc (V)</b>	41,12
<b>Intensidad circuito cerrado, Icc (A)</b>	10,38
<b>Eficiencia del módulo (%)</b>	19,9
<b>Temperatura de operación (°C)</b>	-40 a +85

Tabla 6. Características técnicas del módulo FV elegido en condiciones de prueba estándar: STC (Standard Test Condition): Irradiación 1,000W/m<sup>2</sup>, Temperatura de célula 25°C, Masa de aire AM 1.5. (Fuente: [33])

Para calcular el número de módulos FV se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ módulos FV} = \frac{\text{Consumo} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right)}{\text{Irradiación peor mes} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right) \times \eta \times \text{Potencia módulo FV (kWp)}} \quad (\text{Ec.3})$$

Debido a las posibles pérdidas en los módulos ocasionadas por la temperatura, la mayoría de los fabricantes informa sobre una reducción entre el 10 y 20 % en el rendimiento de los módulos ( $\eta$ ).

Una vez hemos obtenido el número de módulos FV, obtenemos la potencia pico del sistema fotovoltaico. A partir de esa potencia pico podemos determinar la potencia del inversor teniendo en cuenta la Ecuación 4, estimando que la potencia del inversor es aproximadamente el 80% de la potencia pico del sistema FV.

$$P_{\text{max, inv}} < P_{\text{max sistema FV}} \quad (\text{Ec.4})$$

#### 4.3.1 Casos de estudio para autoconsumo individual

En el apartado 1 del **Anexo 2** se puede comprobar la definición de los cinco sistemas fotovoltaicos diseñados para una vivienda unifamiliar a través del programa PVsyst.

En la siguiente tabla se resumen dichos sistemas FV.

ZONA CLIMÁTICA	CIUDAD	Nº MÓDULOS FV NECESARIOS	DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS FV	POTENCIA PICO DEL SISTEMA (kW <sub>p</sub> )	POTENCIA INVERSOR (kW)
I	Bilbao	24	2 cadenas x 12 serie	8,04	2 inversores x 4,0 kW/inv
II	Logroño	20	2 cadenas x 10 serie	6,7	2 inversores x 3,3 kW/inv
III	Huesca	14	2 cadenas x 7 serie	4,69	1 inversores x 4,6 kW/inv
IV	Jaén	12	2 cadenas x 6 serie	4,02	1 inversores x 4,0 kW/inv
V	Sevilla	12	2 cadenas x 6 serie	4,02	1 inversores x 4,0 kW/inv

Tabla 7. Resumen del sistema fotovoltaico para vivienda unifamiliar diseñado para cada localización utilizando PVsyst. (Fuente: Elaboración propia)

#### 4.3.2 Casos de estudio para autoconsumo colectivo

En el apartado 2 del **Anexo 2** se puede comprobar la definición de los cinco sistemas fotovoltaicos diseñados para el supuesto edificio a través del programa PVsyst.

En la siguiente tabla se resumen dichos sistemas FV.

ZONA CLIMÁTICA	CIUDAD	Nº MÓDULOS FV NECESARIOS	DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS FV	POTENCIA PICO DEL SISTEMA (kW <sub>p</sub> )	POTENCIA INVERSOR (kW)
I	Bilbao	90	9 cadenas x 10 serie	30,2	9 inversores x 3,3 kW/inv
II	Logroño	65	5 cadenas x 13 serie	21,8	5 inversores x 4,2 kW/inv
III	Huesca	52	4 cadenas x 13 serie	17,4	4 inversores x 4,2 kW/inv
IV	Jaén	42	6 cadenas x 7 serie	14,1	3 inversores x 4,6 kW/inv
V	Sevilla	42	6 cadenas x 7 serie	14,1	3 inversores x 4,6 kW/inv

Tabla 8. Resumen del sistema fotovoltaico para edificio diseñado para cada localización utilizando PVsyst. (Fuente: Elaboración propia)

## 5 RESULTADOS ENERGÉTICOS

### 5.1 Resultados para los casos de autoconsumo individual

Una vez definido el sistema fotovoltaico en cada localización, a través de PVsyst llevamos a cabo la simulación de dicho sistema para obtener, entre otros datos, la energía generada, la energía autoconsumida, los excedentes y el consumo de la red a lo largo de todo el año.

Para, posteriormente, realizar el estudio económico (a través del impacto del autoconsumo en las facturas mensuales), vamos a utilizar un valor medio mensual de los resultados energéticos obtenidos a través de la simulación.

Ciudad	Earray Energía generada (kWh)	E_Solar Autoconsumo (kWh)	E_Grid Excedentes (kWh)	EFrGrid Consumo de la red (kWh)
Bilbao	857,67	111,9	714,83	140,68
Logroño	874,92	113,29	731,58	139,29
Huesca	721,88	111,33	586,35	141,125
Jaén	627,125	109,7	496,56	142,76
Sevilla	630,125	111,63	497,58	140,825

Tabla 9. Resultados energéticos medios mensuales para la potencia instalada obtenidos a través de PVsyst. (Fuente: Elaboración propia)

En el **Anexo 3** se encuentran los informes elaborados por PVsyst donde se detallan los resultados obtenidos de la simulación.

En dichos informes podemos consultar una gran variedad de datos como la producción normalizada del sistema por kWp instalado, observando la evolución de la misma a lo largo del año; también, podemos visualizar el índice de rendimiento y el balance energético a lo largo del año.

Por otro lado, también se puede consultar el diagrama de pérdidas donde se muestra el porcentaje de pérdidas de potencia del sistema debido a diferentes factores como, por ejemplo, la temperatura. Y además, se muestran las toneladas de carbono ahorradas.

### 5.2 Resultados para los casos de autoconsumo colectivo

Una vez definido el sistema fotovoltaico en cada localización, a través de PVsyst llevamos a cabo la simulación de dicho sistema para obtener la energía generada.

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
Energía generada anual (kWh/año)	38590	34131	32135	26338	26465
Energía generada media mensual (kWh/año)	3215,83	2844,25	2677,92	2194,83	2205,42

Tabla 10. Resultados energía generada por la instalación FV en el edificio. (Fuente: Elaboración propia)

Para el reparto de la energía generada entre los diferentes usuarios se tendrá en cuenta un coeficiente de reparto de  $\frac{1}{4}$  para cada uno.

Por otro lado, se va a obtener la energía autoconsumida teniendo en cuenta los porcentajes de de autoconsumo sobre el consumo total diario de cada estancia del edificio determinados en la Tabla 1.

El resto del consumo de los pisos y la peluquería que no procede del autoconsumo llega a través de la red de distribución.

Por último, la energía generada, correspondiente a cada usuario, que no es autoconsumida, se contabilizará como excedente.

En la Tabla 12 se exponen los resultados energéticos medios mensuales de cada piso (los tres pisos obtienen los mismos resultados) y de la peluquería del edificio de acuerdo a lo comentado anteriormente.

Localidad	Usuario	Consumo (kWh/mes)	Energía generada tras el reparto (kWh/mes)	Autoconsumo (kWh/mes)	Consumo de la red (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)
<b>BILBAO</b>	Piso	240	803,96	96	144	707,96
	Peluquería	650	803,96	520	130	283,96
<b>LOGROÑO</b>	Piso	240	711,06	96	144	615,06
	Peluquería	650	711,06	520	130	191,06
<b>HUESCA</b>	Piso	240	669,48	96	144	573,48
	Peluquería	650	669,48	520	130	149,48
<b>JAÉN</b>	Piso	240	548,71	96	144	452,71
	Peluquería	650	548,71	520	130	28,71
<b>SEVILLA</b>	Piso	240	551,36	96	144	455,36
	Peluquería	650	551,36	520	130	31,36

Tabla 11. Resultados energéticos medios mensuales de los diferentes usuarios del edificio para la potencia FV instalada en cada localidad. (Fuente: Elaboración propia)

## 6 ESTUDIO ECONÓMICO

### 6.1 Facturas

A partir de los resultados energéticos obtenidos a través de la simulación de los sistemas fotovoltaicos con PVsyst, podemos determinar el ahorro en la factura mensual de la luz en función de la modalidad de autoconsumo que elija el cliente.

En primer lugar, debemos determinar la potencia contratada.

- Potencia contratada en la vivienda unifamiliar:

Para calcularla nos basaremos en la estimación de su consumo desarrollada en el Anexo 1. Sumaremos la potencia de todos los electrodomésticos y luminarias y, dado que nunca conectaremos todos los equipos eléctricos a la vez, aplicaremos un factor de simultaneidad de 0,7. Como resultado, necesitaremos una potencia contratada de **4,0 kW** como observamos en la ecuación 5.

$$5,517 * 0.7 = 3,8619 \text{ kW} \rightarrow \text{Potencia contratada} = 4,0 \text{ kW} \quad \text{Ec.5}$$

Según REE [13] la potencia media contratada por hogar en España es de 4 kW; por lo que damos por correcta la estimación de la potencia contratada de la vivienda.

- Potencia contratada en los pisos y peluquería del edificio:

Para los pisos de 4 personas se ha supuesto una potencia contratada de **4 kW**, ya que es la potencia media contratada en España en el sector residencial. Y para la peluquería se ha supuesto una potencia contratada de **6 kW** dado su mayor consumo instantáneo comparado con los pisos.

Además, suponemos que todos los usuarios, tanto de la vivienda unifamiliar como los pisos y la peluquería, tenían un contrato de suministro con una comercializadora de referencia (CoR) con tarifa 2.0A (es decir, sin discriminación horaria) a precio PVPC. Dicho contrato a partir del 1 de junio de 2021 se transforma en la tarifa 2.0TD [3] a precio PVPC; la cual se aplica a suministros conectados en redes de baja tensión no superior a 1kV con potencia contratada inferior o igual a 15kW en todos los periodos.

Esta tarifa va a constar de dos términos de potencia contratada y de tres términos de energía consumida. Esto significa que en el término fijo de potencia contratada vamos a diferenciar 2 periodos (permitiendo contratar 2 potencias diferentes a lo largo del día) y en el término variable de energía consumida diferenciamos 3 periodos de discriminación horaria:

#### **Término de potencia contratada:**

- Periodo 1 (Punta): 8:00h - 00:00h de lunes a viernes.
- Periodo 2 (Valle): 00:00h - 8:00h de lunes a viernes y los fines de semana y festivos nacionales a lo largo de todo el día.

### Término de energía consumida:

- Periodo 1 (Punta): 10:00h – 14:00h y 18:00h – 22:00h de lunes a viernes.
- Periodo 2 (Llano): 8:00h – 10:00h, 14:00h – 18:00h y 22:00h – 00:00h de lunes a viernes.
- Periodo 3 (Valle): 00:00h - 8:00h de lunes a viernes y los fines de semana y festivos nacionales a lo largo de todo el día.

A continuación, se exponen los nuevos precios de los términos de potencia contratada y energía activa de los peajes de transporte y distribución, de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad a aplicar:

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)	
	Periodo 1	Periodo 2
<b>2.0 TD</b>	23,469833	0,961130

Tabla 12. Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año) (Fuente: [14])

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
<b>2.0 TD</b>	0,027378	0,020624	0,000714

Tabla 13. Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh) (Fuente: [14])

Grupo tarifario	Término de potencia de los cargos (€/kW año)	
	Periodo 1	Periodo 2
<b>2.0 TD</b>	7,202827	0,463229

Tabla 14. Término de potencia de los cargos (€/kW año) (Fuente: [15])

Grupo tarifario	Término de energía de los cargos (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
<b>2.0 TD</b>	0,105740	0,021148	0,005287

Tabla 15. Término de energía de los cargos (€/kWh) (Fuente: [15])

Grupo tarifario	Término de energía de los pagos por capacidad (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
<b>[2.0 TD</b>	0,001211	0,000484	0,000242

Tabla 16. Término de energía de los pagos por capacidad (€/kWh) (Fuente: [16])

El PVPC es un sistema de fijación del precio de la energía eléctrica implantado por la Administración que se aplica en la factura de aquellos consumidores con una potencia contratada no superior a 10 kW; por lo que se ajusta a estos casos de estudio.

Como valor de PVPC se ha cogido el valor medio de lo que llevamos de año 2021, siendo 90,65 €/MWh; valor obtenido de la REE [22].

#### 6.1.1 Factura sin instalación fotovoltaica

Para poder calcular el ahorro mensual que conlleva la instalación fotovoltaica; inicialmente, es necesario calcular la factura sin dicha instalación para cada cliente.

El modelo seguido para la realización de las diferentes facturas ha sido el propuesto por la Dirección General de Política Energética y Minas [17].

Para calcular la factura de cada cliente sin instalación son necesarios los siguientes parámetros:

- Potencia contratada por cada cliente.
- Energía consumida al mes (Lectura del contador de suministro de cada cliente)

Dicha energía consumida se va a dividir en tres periodos de acuerdo a los tres periodos tarifarios que se aplican en la nueva tarifa 2.0 TD. En el Anexo V de la Resolución de 18 de marzo de 2021 de la CNMC por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, se muestran los porcentajes de conversión de la lectura del contador a los nuevos periodos horarios.

Peaje de acceso RD 1164/2001 2.0A/2.1A	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
	28,9%	26,4%	44,7%

Tabla 17. Porcentajes de conversión de la lectura del contador a los nuevos periodos horarios. (Fuente: [14])

Por lo que la energía que se va a consumir en cada periodo va a ser la siguiente:

$$\text{Energía consumida P1} = \text{Lectura contador} * 28,9\%$$

$$\text{Energía consumida P2} = \text{Lectura contador} * 26,4\%$$

$$\text{Energía consumida P3} = \text{Lectura contador} * 44,7\%$$

- Peajes de transporte y distribución para el término de potencia (Tabla 13) y para el término de energía (Tabla 14).
- Pagos por cargos para el término de potencia (Tabla 15) y para el término de energía (Tabla 16).
- Pagos por capacidad para el término de energía (Tabla 17).
- Coste de la energía consumida (PVPC) = 0,09065 €/kWh
- Margen comercialización [18] = 3,11304 €/kWh/año
- Alquiler contador [19] = 0.54+0.03 €/mes
- Impuesto electricidad [20] = 5,1127%
- IVA=21%

En el **Anexo 4 apartado 1** podemos consultar las facturas sin instalación FV para la vivienda unifamiliar, cada piso y la peluquería.

## 6.1.2 Facturas casos autoconsumo INDIVIDUAL

### 6.1.2.1 Autoconsumo individual CON excedentes y CON compensación

Para calcular la factura de la luz para una vivienda unifamiliar acogida a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes y con compensación, debemos tener en cuenta que cuando el consumo de la vivienda coincida con la generación de energía a través de la instalación fotovoltaica, se utilizará dicha energía generada. Cuando esto no sea posible, se consumirá energía de la red, la cual se compra. Y por último, cuando se genere más energía a través de la instalación fotovoltaica que la que se demande, esa energía excedentaria se verterá a la red. Al final del periodo de facturación, la distribuidora leerá el contador de suministro, que será bidireccional y por tanto registrará tanto la energía consumida de la red como la energía excedentaria vertida a la red. La distribuidora proporcionará a la

comercializadora de referencia toda la información para realizar la facturación y la compensación por los excedentes.

Datos energéticos necesarios para calcular la factura con autoconsumo individual con excedentes y con compensación:

- Energía consumida de la red.
- Energía excedentaria.

Para el precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada se ha escogido el precio medio para este 2021, obtenido a partir de REE [22].

En el **Anexo 4 apartado 2** se detalla el modelo de factura de la luz con autoconsumo CON excedentes y CON compensación. En dicho anexo en el apartado 2.1 se puede consultar el total a pagar en la factura tras acogerse a dicha modalidad de autoconsumo y el ahorro que se consigue en la factura de la luz en las viviendas unifamiliares en cada localidad. En la tabla siguiente se muestra un resumen de los resultados obtenidos en cuanto al ahorro en la factura gracias a la instalación FV acogiéndose a dicha modalidad de autoconsumo.

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
AHORRO (%)	-	-	86,6%	87,5%	88,2%

Tabla 18. Ahorro obtenidos en la factura de las distintas localizaciones con autoconsumo individual con excedentes y con compensación. (Fuente: Elaboración propia)

Observando los resultados obtenidos en estas facturas, vemos que en **Bilbao y Logroño NO nos podemos acoger a esta modalidad de autoconsumo**, ya que las facturas salen **negativas**; es decir, la cuantía a descontar es superior al valor económico de la energía consumida de la red; y, este hecho no está permitido según el Real Decreto 244/2019.

Que en dichas localidades la factura salga negativa es debido a la realización del dimensionado de la instalación fotovoltaica utilizando el criterio del peor mes. Al realizar el diseño siguiendo este criterio, teniendo en cuenta el mismo consumo medio de una vivienda unifamiliar para las distintas localizaciones; podemos comprobar en la Figura 12 que la energía generada en las 5 localizaciones en los meses de menor irradiación es prácticamente la misma. Pero, por el contrario, en los meses de mayor irradiación, la energía generada en las localizaciones de la zona norte es mayor, debido a que la instalación diseñada requería una cantidad de paneles demasiado elevada, obteniendo una potencia pico instalada muy por encima de la necesaria en los meses de verano.

Por lo tanto, como el dimensionado de la instalación se ha realizado siguiendo el criterio del peor mes y a la hora de realizar el estudio económico (a través del ahorro en las facturas) se han utilizado las energías generadas y excedentes medias mensuales, produce que en las localizaciones de las zonas climáticas I y II salgan ahorros negativos por la cantidad de excedentes generados.



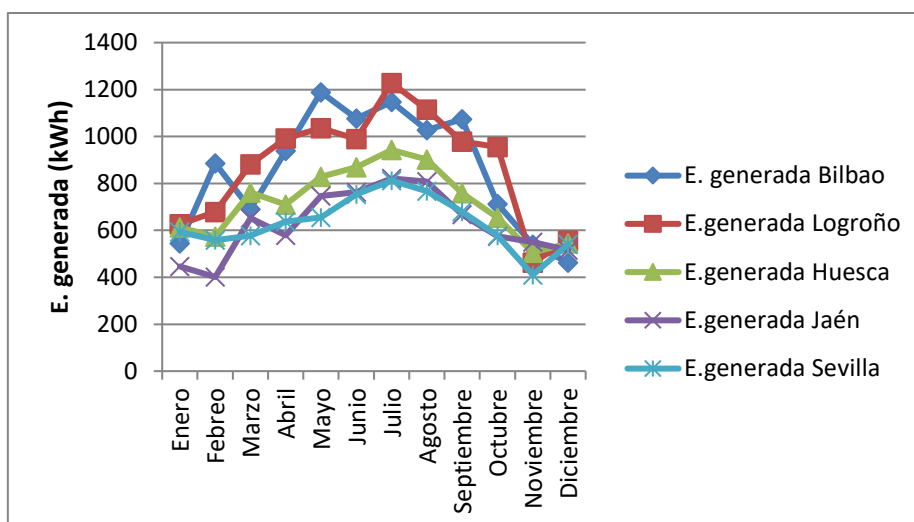


Figura 12. Gráfica de la energía generada a través de la instalación fotovoltaica en cada una de las localizaciones a lo largo del año. (Fuente: Elaboración propia)

Para realizar una mejor comparación a nivel económico entre las distintas zonas climáticas de España vamos a suponer en todas las localizaciones la misma potencia instalada, en concreto 4,02 kWp.

En la figura 6 del Anexo 2 podemos observar la nueva definición del sistema fotovoltaico de 4,02 kWp para Bilbao, Logroño y Huesca.

ZONA CLIMÁTICA	CIUDAD	Nº MÓDULOS FV NECESARIOS	DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS FV	POTENCIA PICO DEL SISTEMA (kWp)	POTENCIA INVERSOR (kW)
I	Bilbao	12	2 cadenas x 6 serie	4,02	1 inversores x 4,0 kW/inv
II	Logroño	12	2 cadenas x 6 serie	4,02	1 inversores x 4,0kW/inv
III	Huesca	12	2 cadenas x 6 serie	4,02	1 inversores x 4,0 kW/inv

Tabla 19. Resumen del nuevo sistema FV diseñado para Bilbao y Logroño utilizando PVsyst. (Fuente: Elaboración propia)

Una vez obtenido el diseño de este nuevo sistema FV, evaluamos el ahorro en la factura al acogerse a la modalidad de autoconsumo individual CON excedentes y CON compensación. En el Anexo 4 apartado 2.1 podemos consultar la nueva cuantía a pagar en la factura de la luz con esta nueva instalación FV de 4,02 kWp en todas las localidades acogiéndose a dicha modalidad de autoconsumo.

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
<b>AHORRO (%)</b>	64,4%	76%	88%	87,5%	88,2%

Tabla 20. Resumen del ahorro obtenido en la factura acogiéndose a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes y con compensación en las distintas localidades para potencia instalada de 4,02kWp. (Fuente: Elaboración propia)

En la Tabla 21 podemos observar que para una potencia instalada de 4,02 kWp y acogiéndose a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes y con compensación, los **ahorros** obtenidos en las facturas de la luz son **elevados**. Además, se observa que el ahorro es superior en las zonas de mayor irradiación como era de esperar; ya que la generación de energía es mayor y como consecuencia los excedentes también.

### 6.1.2.2 Autoconsumo individual CON excedentes y SIN compensación

Si el consumidor decide cambiar de modalidad y acogerse a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes pero NO acogida a compensación, venderá los excedentes al mercado.

A la hora de realizar el cálculo del ahorro debido a esta modalidad de autoconsumo, debemos de calcular; en primer lugar, una factura eléctrica con los mismos parámetros que en la factura sin instalación fotovoltaica expuesta en el apartado 6.1.1, pero con menor consumo de la red; ya que se reduce la compra de la energía. Por otro lado, se venderán los excedentes al mercado y se obtendrá por ellos el precio del mercado horario que corresponda.

Pero, además, el productor de esa energía excedentaria se debe hacer cargo de unos gastos debido a obligaciones fiscales/tributarias como:

- Coste representación en el mercado [21] = 0,0006€/kWh/mes
- IVPEE [23]=7%
- Peaje de generación = 0,5€/MWh, según el Real Decreto 1544/2011 [42]

En el **Anexo 4 apartado 3** se detalla el modelo de factura de la luz con autoconsumo CON excedentes y SIN compensación. En dicho anexo en el apartado 3.1 se puede consultar el total a pagar en la factura tras acogerse a dicha modalidad de autoconsumo y el ahorro que se consigue en la factura de la luz en las viviendas unifamiliares en cada localidad. En la Tabla 22 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en cuanto al ahorro en la factura gracias a la instalación FV acogiéndose a dicha modalidad de autoconsumo.

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
<b>AHORRO (%)</b>	-	-	85,8%	77,1%	77,8%

Tabla 21. Ahorro obtenidos en la factura de las distintas localizaciones con autoconsumo individual con excedentes y sin compensación. (Fuente: Elaboración propia)

Observando el resultado a pagar en las distintas localizaciones, vemos que en **Bilbao y Logroño** sale un valor **negativo**, por lo que para esa potencia pico instalada no se podría acoger a esta modalidad de autoconsumo.

Esto es debido a lo comentado en el apartado 6.1.2.1 sobre el uso del criterio del peor mes para la realización del dimensionado de la instalación fotovoltaica.

Por lo que de la misma manera que en el apartado anterior, se va a evaluar cómo afecta esta modalidad de autoconsumo para una potencia pico instalada de 4,02 kWp en todas las localidades.

En el **Anexo 4** apartado 3.1 se encuentran detalladas las facturas para dichas localidades con potencia instalada de 4,02 kWp. A continuación, se muestra un resumen de los ahorros obtenidos:

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
<b>AHORRO (%)</b>	57,9%	67,6%	76,4%	77,1%	77,8%

Tabla 22. Ahorro obtenido en la factura acogiéndose a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes y sin compensación en las distintas localidades para potencia instalada de 4,02 kWp. (Fuente: Elaboración propia)

A partir de la Tabla 23 observamos la misma tendencia en el ahorro que con la modalidad de autoconsumo anterior; es decir, para la misma potencia instalada a mayor irradiación solar en la zona, mayor ahorro en la factura de luz. También, se observa que con esta modalidad de autoconsumo individual con excedentes sin compensación el **ahorro es elevado**, pero siendo alrededor de un 10% inferior que el ahorro obtenido al acogerse a la modalidad de autoconsumo con compensación simplificada.

### 6.1.3 Facturas casos autoconsumo COLECTIVO

En este caso al tratarse de autoconsumo colectivo, los consumidores asociados a la instalación FV del edificio deberán acordar el mecanismo de reparto de la energía y suscribir un documento que lo refleje. Como se ha mencionado anteriormente, en este caso el coeficiente de reparto de la energía generada por la instalación FV será de  $\frac{1}{4}$  para cada consumidor asociado.

Además, cada consumidor deberá comunicar a la compañía distribuidora la modalidad de autoconsumo a la que pertenece, aportando el acuerdo de reparto firmado por todos los consumidores, para que la compañía comercializadora proceda a la adaptación de los contratos de suministro.

#### 6.1.3.1 Autoconsumo colectivo CON excedentes y CON compensación

Para calcular la factura de la luz para cada piso y la peluquería del edificio acogida a la modalidad de autoconsumo colectivo con excedentes y con compensación se realizará de la misma manera que para el autoconsumo individual, pero teniendo en cuenta que:

- La instalación de autoconsumo dispone de un contador de generación neta.
- Y cada consumidor asociado dispone de un único contador de suministro, el cual registrará la medida de toda la energía que llega a cada consumidor.

El contador de generación neta será leído por la distribuidora, la cual realizará las siguientes tareas:

- Asignar la energía generada por la instalación FV a cada consumidor en función del coeficiente de reparto acordado.
- Comparar la energía generada que le corresponde a cada usuario con la lectura de su contador individual de suministro. Así, si la lectura del contador es superior a la energía generada que le corresponde al usuario, este autoconsumirá toda la energía de la instalación FV y si necesita más, consumirá de la red. Por otro lado, cuando la lectura del contador es inferior a la energía procedente de la instalación FV, se generarán excedentes que se verterán a la red.

Posteriormente, la distribuidora proporcionará a la comercializadora toda esta información para que ésta realice la facturación y la compensación de los excedentes para cada consumidor.

En el **Anexo 4 apartado 2** se detalla el modelo de factura de la luz con autoconsumo CON excedentes y CON compensación. En dicho anexo en el apartado 2.2 se puede consultar el total a pagar en la factura por cada piso y la peluquería del edificio tras acogerse a dicha modalidad de autoconsumo y el ahorro que consigue en la factura de la luz cada usuario en

cada localidad. En la Tabla 24 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en cuanto al ahorro en la factura gracias a la instalación FV acogiéndose a dicha modalidad de autoconsumo colectivo.

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
<b>AHORRO CADA PISO (%)</b>	-	-	96%	82%	82%
<b>AHORRO PELUQUERÍA (%)</b>	81%	74%	76%	72%	72%

Tabla 23. Ahorro obtenidos en la factura de cada usuario en las distintas localizaciones con autoconsumo colectivo con excedentes y con compensación. (Fuente: Elaboración propia)

A partir de la Tabla 24 observamos que en el edificio de Bilbao y Logroño, los pisos no obtienen ahorro y eso es debido a que sus facturas han salido negativas, hecho que no está permitido. Por lo que en dichas localizaciones los consumidores del edificio no se podrían acoger a la modalidad de autoconsumo colectivo CON excedentes y CON compensación; ya que, a pesar de que en la peluquería la factura sale positiva, en los tres pisos no y, de acuerdo al RD 244/2019, en el autoconsumo colectivo todo los consumidores asociados deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo.

En el resto de localidades vemos que los ahorros que se consiguen en las facturas de los diferentes usuarios son elevados.

#### 6.1.3.2 Autoconsumo colectivo CON excedentes y SIN compensación

Si todos los consumidores asociados a la instalación FV deciden cambiar de modalidad y acogerse a la modalidad de autoconsumo colectivo con excedentes pero NO acogida a compensación, cada consumidor venderá sus excedentes al mercado.

A la hora de realizar el cálculo del ahorro en la factura de la luz debido a esta modalidad de autoconsumo se realizará de la misma manera que para el autoconsumo individual CON excedentes y SIN compensación, pero teniendo en cuenta el reparto de la energía generada a cada usuario como en la modalidad de autoconsumo colectivo anterior.

En el **Anexo 4 apartado 3** se detalla el modelo de factura de la luz con autoconsumo CON excedentes y SIN compensación. Se puede consultar, en dicho anexo en el apartado 3.2, el total a pagar en la factura por cada piso y la peluquería del edificio tras acogerse a dicha modalidad de autoconsumo y el ahorro que consigue en la factura de la luz cada usuario en cada localidad. En la Tabla 25 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en cuanto al ahorro en la factura gracias a la instalación FV acogiéndose a dicha modalidad de autoconsumo colectivo.

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
<b>AHORRO CADA PISO (%)</b>	-	87%	83%	72%	72%
<b>AHORRO PELUQUERÍA (%)</b>	78%	74%	73%	68%	68%

Tabla 24. Ahorro obtenidos en la factura de cada usuario en las distintas localizaciones con autoconsumo colectivo con excedentes y sin compensación. (Fuente: Elaboración propia)

A partir de la Tabla 25 observamos que en el edificio de Bilbao, los pisos no obtienen ahorro y eso es debido a que sus facturas han salido negativas, hecho que no está permitido. Por lo que en dicha localización los consumidores del edificio no se podrían acoger a la modalidad de autoconsumo colectivo CON excedentes y SIN compensación; ya que, a pesar de que en la peluquería la factura sale positiva, en los tres pisos no y, de acuerdo al RD 244/2019, en el

autoconsumo colectivo todo los consumidores asociados deben pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo.

Vemos que para esta modalidad de autoconsumo en Logroño los usuarios se van a poder beneficiar del autoconsumo, y para el resto de localidades el ahorro sigue siendo elevado, aunque ligeramente inferior que en el caso de autoconsumo con compensación.

## 6.2 Inversión

Para el cálculo de la inversión de las instalaciones FV en las diferentes localidades españolas tanto para la vivienda unifamiliar como para el edificio evaluadas en este estudio, estimaremos el coste de la inversión neta (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (OPEX); y así, poder realizar un estudio de rentabilidad de los diferentes casos estudiados.

Para el cálculo de la inversión neta CAPEX se ha considerado el coste del material y del personal:

- MATERIAL:
  - Cantidad y precio unitario de módulos FV.
  - Cantidad y precio unitario de inversores.
  - Cantidad de cable utilizado (metros), sección del cable y precio unitario del mismo (€/m). En el Anexo 5 podemos consultar el cálculo de la sección mínima de cable para los diferentes casos tanto para la vivienda unifamiliar como para el edificio.
  - Armario de protecciones DC+AC en función de la potencia instalada y su precio unitario.
  - Cantidad de soportes en función de la cantidad de módulos a sostener y su precio unitario.
- PERSONAL:
  - Días de trabajo y precio diario del oficial electricista y ayudante electricista.
  - Coste de equipos de seguridad.
  - Beneficio del contratista, estimado en un 6% del coste total de material y personal.

Por otro lado, se han considerado subvenciones otorgadas en las distintas comunidades autónomas sobre el precio de la inversión de la instalación FV a nivel residencial:

- Subvención Bilbao: para nueva instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica de hasta 10 kW de potencia nominal efectiva instalada se les ayuda con un 25% de la inversión y para instalaciones entre 10 y 100 kW también se les ayuda con un 25% sobre el total de la inversión [24].
- Subvención Logroño: actualmente no hay ninguna sobre el coste de la inversión para instalaciones FV de autoconsumo.
- Subvención Huesca: la ayuda máxima que se puede conseguir para particulares es de un 50% sobre el total de la inversión para instalaciones de autoconsumo eléctrico conectadas a la red de distribución o aisladas, de potencia eléctrica inferior a 100 kWp de paneles solares fotovoltaico [25], pero he supuesto que se conseguiría un 30% de la inversión.

- Subvención Jaén y Sevilla: la ayuda general que se va conseguir para instalaciones FV conectadas a red para autoconsumo en vivienda (<10 kW) o edificio (>10 kW) es de un 35% sobre la inversión [26].

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento, se han calculado a partir del dato proporcionado por un informe de IRENA (International Renewable Energy Agency) sobre los costes de generación de energía renovable. En dicho informe indica que los costes O&M para los países de la OECD (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), al cual pertenece España, son de 18,3€/kW/año [27].

En el **Anexo 6** se puede consultar el desarrollo de la inversión para cada caso. En la Tabla 26 se resumen las inversiones y OPEX obtenidos para la vivienda unifamiliar y en la Tabla 27 se resumen las referentes al edificio.

	Bilbao 8,04 kWp	Logroño 6,7 kWp	Huesca 4,69 kWp	Jaén 4,02kWp	Sevilla 4,02 kWp	Bilbao 4,02 kWp	Logroño 4,02 kWp	Huesca 4,02 kWp
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>	11.071,12 €	8.446,31 €	4.203,34 €	3.461,34 €	3.461,34 €	3.993,85 €	5.325,13 €	3.727,59 €
<b>OPEX ANUAL</b>	147,13 €	122,61 €	85,83 €	73,57 €	73,57 €	73,57 €	73,57 €	73,57 €

Tabla 25. Resumen de la inversión neta y OPEX anual de la vivienda unifamiliar en las distintas localidades para las diferentes potencias instaladas. (Fuente: Elaboración propia)

	Bilbao 30,2 kWp	Logroño 21,8 kWp	Huesca 17,4 kWp	Jaén 14,1 kWp	Sevilla 14,1 kWp
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>	23.124,71 €	20.456,73 €	11.789,24 €	9.399,27 €	9.399,27 €
<b>OPEX ANUAL</b>	552,66 €	398,94 €	318,42 €	258,03 €	258,03 €

Tabla 26. Resumen de la inversión neta y OPEX anual del edificio en las distintas localidades para las diferentes potencias instaladas. (Fuente: Elaboración propia)

### 6.3 LCOE – Coste nivelado de la electricidad

El LCOE (Levelized Cost of Electricity) es utilizado para poder comparar el precio de generar electricidad, en este caso mediante energía fotovoltaica, con el precio de comprar la energía eléctrica a la compañía eléctrica; es decir, el coste de generar electricidad incluyendo todos los costes a lo largo de la vida útil del proyecto (25 años) como la inversión inicial, costes de operación y mantenimiento etc.

Una instalación fotovoltaica de autoconsumo empezará a ser rentable en el momento en el que el coste de comprar energía eléctrica a la compañía eléctrica se equipare al LCOE, es decir, en el momento en el que se alcance la denominada “Paridad de Red”.

El LCOE se va a definir como el coste constante y teórico de la producción de electricidad fotovoltaica durante todo su ciclo de vida, expresado en € / kWh. Se va a calcular a partir de la inversión inicial y la suma de los gastos de operación y mantenimiento actualizados dividido por la suma actualizada de la energía producida por la instalación.

Para su cálculo tendremos en cuenta una tasa de descuento ( $d$ ) que se considera igual al rendimiento requerido para una inversión en un sistema FV para autoconsumo. Los componentes de la tasa de rendimiento son la prima de inflación y la prima de riesgo. Se va a suponer una tasa de inflación promedio durante la vida de la instalación igual a la tasa de inflación promedio de los últimos 5 años (2016-2021) [28] y la prima de riesgo se va a suponer

un 3% [29]; por lo que se va a considerar una tasa de descuento de un 4%. Por otro lado, también se va a considerar una degradación anual de los módulos FV de un 0,5% [30].

$$LCOE \left( \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Inversión}_{\text{inicial}} + \sum_{t=1}^{25} \frac{\text{Costes } O\&M_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{\text{Energía producida}_t}{(1+d)^t}} \quad (\text{Ec. 6})$$

A partir de la ecuación 6 se han obtenido los siguientes LCOE para cada sistema FV tanto en la vivienda unifamiliar (Tabla 28) como para el edificio (Tabla 29)

	Bilbao 8,04 kWp	Logroño 6,7 kWp	Huesca 4,69 kWp	Jaén 4,02 kWp	Sevilla 4,02 kWp	Bilbao 4,02 kWp	Logroño 4,02 kWp	Huesca 4,02 kWp
<b>LCOE (€/kWh)</b>	0,08741	0,06671	0,04326	0,04141	0,04122	0,06756	0,06945	0,04440

Tabla 27. LCOE obtenidos para las diferentes instalaciones FV de la vivienda unifamiliar. (Fuente: Elaboración propia)

En la Tabla 28 si nos fijamos en las instalaciones que tienen la misma potencia podemos observar que el LCOE es menor en aquellas ciudades donde la inversión inicial ha sido menor y su energía generada mayor gracias a la mayor irradiación solar.

	Bilbao 30,2 kWp	Logroño 21,8 kWp	Huesca 17,4 kWp	Jaén 14,1 kWp	Sevilla 14,1 kWp
<b>LCOE (€/kWh)</b>	0,05563	0,05286	0,03526	0,03447	0,03430

Tabla 28. LCOE obtenidos para las diferentes instalaciones FV del edificio. (Fuente: Elaboración propia)

Observando la Tabla 29, nos fijamos que en las ciudades donde la potencia instalada es mayor, el LCOE también debido a la mayor inversión inicial. Y aunque esa potencia mayor nos daría mayor generación de energía, no es lo suficientemente alta para compensar la inversión; ya que se trata de ciudades de menor irradiación solar.

## 6.4 Estudio viabilidad económica de los casos

Para poder llegar a saber si los diferentes casos de sistemas FV, partiendo de la inversión, van a ser rentables hace falta conocer algunos índices como el VAN, TIR, ICB o el período de recuperación. Los resultados de estos índices han sido obtenidos para una tasa de actualización del 4% (igual que en el apartado anterior) y el estudio de rentabilidad se ha llevado a cabo para 25 años (vida útil de las instalaciones FV).

- **VAN** (Valor actual neto): hace referencia a las ganancias que tiene un proyecto a partir del cálculo del valor actualizado de los flujos de caja futuros tras una inversión. Estos flujos de caja se calculan como la diferencia entre los valores de las entradas de efectivo y las salidas de efectivo generadas durante la vida útil del sistema FV. Los resultados de los flujos de caja para cada instalación se pueden consultar en el Anexo7.
  - Los valores de entrada de efectivo se van a calcular como **el coste ahorrado**, el cual se refiere al ahorro económico obtenido con el autoconsumo; es decir, el dinero ahorrado a partir de la energía que ha necesitado el usuario, pero que no ha consumido, **más los ingresos**, los cuales se han podido obtener a partir de la compensación simplificada de excedentes o por la venta al mercado eléctrico de la energía excedente. Para este cálculo se ha tenido en cuenta la misma degradación de los módulos FV que en el apartado anterior.

- Los valores de salida de efectivo hacen referencia a los **gastos de operación y mantenimiento**, los cuales se mantiene constantes a lo largo de la vida útil del sistema FV, **y la inversión** que se desembolsa en el año 0.

Si  $VAN > 0 \rightarrow$  proyecto rentable.

- **TIR** (Tasa interna de retorno): valor de la tasa de descuento que conduce a  $VAN = 0$ . Valores de TIR altos, superiores a la tasa de descuento utilizada, conlleva a la obtención de una mayor rentabilidad del dinero invertido.
- **ICB** (Índice coste-beneficio): se calcula a partir de dividir los beneficios entre los costes. Si  $ICB > 1 \rightarrow$  proyecto rentable.
- **Período de recuperación**: número de años necesarios para que la suma de los flujos de caja generados por el proyecto cubra el costo de inversión inicial.

A continuación, se van a exponer los resultados obtenidos para los diferentes casos de estudio tanto para la vivienda unifamiliar como el edificio.

### 1. Casos vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y CON compensación

	Bilbao 8,04 kWp	Logroño 6,7 kWp	Huesca 4,69 kWp	Bilbao 4,02 kWp	Logroño 4,02 kWp	Huesca 4,02 kWp	Jaén 4,02 kWp	Sevilla 4,02 kWp
<b>VAN</b>			5.649,34 €	2.188,42 €	2.158,33 €	4.855,33€	5.211,22 €	5.286,68 €
<b>TIR</b>			15,3%	9%	7,8%	14,9%	16,5%	16,6%
<b>ICB</b>	X	X	2,34	1,5	1,4	2,3	2,51	2,53
<b>Período de recuperación</b>			8 años	13 años	15 años	8 años	7 años	7 años

Tabla 29. Resultados VAN, TIR, ICB y periodo de recuperación de los casos de vivienda unifamiliar con autoconsumo CON excedentes y CON compensación. (Fuente: Elaboración propia)

### 2. Casos vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y SIN compensación

	Bilbao 8,04 kWp	Logroño 6,7 kWp	Huesca 4,69 kWp	Bilbao 4,02 kWp	Logroño 4,02 kWp	Huesca 4,02 kWp	Jaén 4,02kWp	Sevilla 4,02 kWp
<b>VAN</b>			4.316,20 €	1.481,02 €	1.249,81 €	3.745,31 €	4.082,24 €	4.155,36 €
<b>TIR</b>			12,8%	7,5%	6,3%	12,7%	14%	14,2%
<b>ICB</b>	X	X	2,03	1,37	1,23	2,0	2,18	2,20
<b>Período de recuperación</b>			9 años	15 años	18 años	9 años	9 años	8 años

Tabla 30. Resultados VAN, TIR, ICB y periodo de recuperación de los casos de vivienda unifamiliar con autoconsumo CON excedentes y SIN compensación. (Fuente: Elaboración propia)

En la Tabla 30 y 31 en los casos que no se han obtenido resultados es porque no se ha llevado a cabo el cálculo, ya que en Bilbao y Logroño con esa potencia pico instalada el usuario no se podía acoger a esta modalidad de autoconsumo porque la factura mensual salía negativa.

Observando los demás casos, vemos que todos los proyectos son rentables. Si nos centramos en los casos en los que la potencia instalada era la misma (Zona sombreada de las tablas), podemos ver que la rentabilidad es mayor en las ciudades de mayor irradiación solar.

Comparando las dos modalidades de autoconsumo individual, podemos concluir que es más rentable acogerse a la modalidad de autoconsumo CON compensación simplificada, ya que en



todos los casos el VAN, TIR e ICB obtenidos son superiores y el periodo de recuperación es inferior.

También, se ha llevado a cabo el estudio de rentabilidad económica de los diferentes casos de vivienda unifamiliar teniendo en cuenta una financiación. Dicha financiación se ha supuesto completa de la inversión y se ha obtenido mediante un préstamo personal de la entidad BBVA, la cual ofrece préstamos con finalidad eficiencia energética al 4,75% TIN (5,33% TAE) a devolver en 36 meses [31].

### 3. Casos vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y CON compensación y financiación

	Huesca 4,69 kWp	Bilbao 4,02 kWp	Logroño 4,02 kWp	Huesca 4,02 kWp	Jaén 4,02 kWp	Sevilla 4,02 kWp
<b>VAN</b>	5.671,51 €	2.209,92 €	2.186,46 €	4.875,38€	5.229,49 €	5.304,95€
<b>TIR</b>	21,2%	10,7%	9%	20,6%	23,7%	24%

Tabla 31. Resultados VAN, TIR, ICB y periodo de recuperación de los casos de vivienda unifamiliar con autoconsumo CON excedentes y CON compensación. (Fuente: Elaboración propia)

### 4. Casos vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y SIN compensación y financiación

	Huesca 4,69 kWp	Bilbao 4,02 kWp	Logroño 4,02 kWp	Huesca 4,02 kWp	Jaén 4,02kWp	Sevilla 4,02 kWp
<b>VAN</b>	4.388,37 €	1.502,52 €	1.277,95 €	3.765,36 €	4.100,51 €	4.173,64 €
<b>TIR</b>	16,7%	8,6%	6,9%	16,4%	18,8%	19,1%

Tabla 32. Resultados VAN, TIR, ICB y periodo de recuperación de los casos de vivienda unifamiliar con autoconsumo CON excedentes y SIN compensación y financiación. (Fuente: Elaboración propia)

A partir de las Tablas 32 y 33 podemos observar que, en el caso de querer financiarse mediante un préstamo, también sería rentable para todos los casos de vivienda unifamiliar acogándose ambas modalidades de autoconsumo.

### 5. Casos usuarios edificio – Autoconsumo CON excedentes y CON compensación

	Huesca piso 17,4 kWp	Huesca peluquería 17,4 kWp	Jaén Piso 14,1 kWp	Jaén peluquería 14,1 kWp	Sevilla Piso 14,1 kWp	Sevilla peluquería 14,1 kWp
<b>VAN</b>	6.200,61€	14.812,34 €	5.297,74 €	13.909,47 €	5.330,16 €	13.941,89 €
<b>TIR</b>	20,8%	41,5%	21,9%	47,8%	22%	47,9%
<b>ICB</b>	3,1	6,03	3,3	6,9	3,3	6,9
<b>Periodo de recuperación</b>	6 años	3 años	6 años	3 años	5 años	3 años

Tabla 33. Resultados VAN, TIR, ICB y periodo de recuperación para los diferentes usuarios de los casos del edificio con autoconsumo CON excedentes y CON compensación. (Fuente: Elaboración propia)

### 6. Casos usuarios edificio – Autoconsumo CON excedentes y SIN compensación

	Logroño Piso 21,8 kWp	Logroño Peluquería 21,8 kWp	Huesca piso 17,4 kWp	Huesca peluquería 17,4 kWp	Jaén Piso 14,1 kWp	Jaén peluquería 14,1 kWp	Sevilla Piso 14,1 kWp	Sevilla peluquería 14,1 kWp
<b>VAN</b>	3.227,33€	12.803,07	4.896,74 €	14.472,48 €	4.268,45 €	13.844,19 €	4.294,84 €	13.870,58 €
<b>TIR</b>	9,7%	23,7%	17,6%	40,7%	18,8%	47,6%	18,9%	47,6%
<b>ICB</b>	1,63	3,5	2,66	5,91	2,82	6,89	2,83	6,9

<b>Período de recuperación</b>	12 años	5 años	7 años	3 años	6 años	3 años	6 años	3 años
--------------------------------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Tabla 34. Resultados VAN, TIR, ICB y periodo de recuperación para los diferentes usuarios de los casos del edificio con autoconsumo CON excedentes y SIN compensación. (Fuente: Elaboración propia)

En las Tablas 34 y 35 se muestran los casos que se podían acoger a cada una de las modalidades de autoconsumo. Se ha diferenciado entre la rentabilidad que le supondría a cada piso (columnas azules) y a la peluquería (columnas verdes); ya que, aunque la inversión de cada usuario es la misma, su autoconsumo y excedentes son diferentes. Esta diferencia conlleva a una mayor rentabilidad en la peluquería dado su mayor porcentaje de autoconsumo, el cual supone un mayor coste ahorrado a lo largo de la vida útil del sistema FV. Pero como se puede observar para todos los usuarios del edificio es rentable beneficiarse de la instalación FV.

Del mismo modo que para la vivienda unifamiliar, comparando las dos modalidades de autoconsumo colectivo se observa que se consigue una mayor rentabilidad acogiéndose a la modalidad con compensación.

## 7 CONCLUSIONES

El objetivo de este Trabajo Fin de Máster era estudiar diferentes instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red para una vivienda unifamiliar y un edificio con la finalidad de poder acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes individual y colectivo respectivamente. Todos ellos, estudiados en cinco localidades españolas representando las cinco zonas climáticas del país para determinar la viabilidad técnica y económica de dichas instalaciones de autoconsumo por el territorio español basándome en el RD 244/2019.

En primer lugar, se realizó el dimensionado de las instalaciones tanto de la vivienda unifamiliar como del edificio utilizando el criterio del peor mes, obteniendo distintas potencias pico necesarias en las distintas localidades. Como resultado, la potencia obtenida en el norte de España, en concreto en Bilbao, era el doble que en el Sur tanto para la vivienda unifamiliar como para el edificio; pero esto hizo que en el Norte en los meses de verano la instalación estuviera sobredimensionada de acuerdo a las necesidades de los usuarios. Aún así, técnicamente las instalaciones eran viables en todos los casos, siempre que cumplieran con lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE a la hora de llevar a cabo la instalación, y cumplieran los requisitos mínimos para poder acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes individual (vivienda unifamiliar) como colectivo (edificio).

El análisis económico ha sido concluyente para determinar la viabilidad de las instalaciones tanto de la vivienda como del edificio en las distintas localidades, a través del análisis del ahorro en la factura mensual de la luz, el estudio de las inversiones, cálculo del LCOE y de los índices como el VAN, TIR, ICB y período de recuperación; comprobando que la mayor rentabilidad de dichas instalaciones se consigue en las ciudades del Sur de España.

En cuanto a la vivienda unifamiliar pudimos comprobar que en Bilbao y Logroño no era posible acogerse a las modalidades de autoconsumo con los sistemas FV previamente diseñados dado que las facturas mensuales salían negativas. Por lo que se realizó un estudio económico teniendo en cuenta la misma potencia instalada en todas las localidades y se pudo constatar que en Sevilla la rentabilidad era mayor dado que los índices como VAN, TIR, e ICB eran mayores y su periodo de recuperación era más corto. Pero en el resto de localidades se comprobó que colocar una instalación de 4 kWp acogiéndose a cualquier modalidad de autoconsumo con excedentes era muy atractivo dado su alta rentabilidad.

En el edificio la viabilidad económica se estudió para cada usuario beneficiario de la instalación FV. Del mismo modo que para el caso de la unifamiliar, en Bilbao y Logroño no fue posible acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo con excedentes. Para el resto de localidades, la instalación era rentable para los distintos usuarios, obteniendo mayor rentabilidad en la peluquería dado su alto porcentaje de autoconsumo comparado con los pisos.

Como conclusión cabe destacar la alta rentabilidad económica que conlleva acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo con excedentes en todo el territorio español, incrementada con la entrada en vigor de la nueva tarifa de la luz. En dicha tarifa disminuyen los costes del término de potencia y se incrementan los del término de energía consumida. Por lo que gracias a una instalación de autoconsumo, se puede amortiguar el incremento del término de energía consumida en la factura mensual de la luz. Además, en los periodos horarios en los que la energía consumida de la red es más cara, coincide con la mayor

producción solar FV. En la Figura 13 se muestra la energía generada por una instalación FV (curva roja) para vivienda unifamiliar en Sevilla en un día de enero, comparada con la energía consumida de la red a lo largo del día (curva verde); se comprueba que, efectivamente, en los períodos más caros, no se consume de la red, sino que se consume de la energía solar FV autoproducida. Esta situación se repite tanto para la vivienda unifamiliar como el edificio. Esto conlleva unos ahorros importantes en la factura mensual de la luz tanto para los usuarios de la vivienda unifamiliar como aquellos asociados a la instalación en el edificio. En la Tabla 35 y 36 observamos los ahorros en la factura con instalación FV y acogiéndose a la modalidad de autoconsumo con excedentes y con compensación.

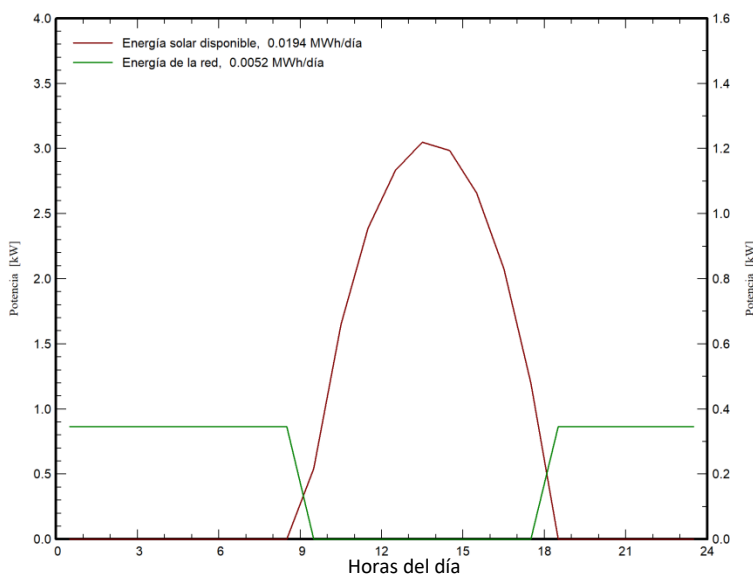


Figura 13. Energía generada por la instalación FV frente a la energía consumida de la red para el caso de vivienda unifamiliar en Sevilla un día de enero. (Fuente: PVsyst)

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
<b>AHORRO (%)</b>	64,4%	76%	88%	87,5%	88,2%

Tabla 35. Resumen del ahorro obtenido en la factura acogiéndose a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes y con compensación para potencia instalada de 4,02kWp. (Fuente: Elaboración propia)

	BILBAO	LOGROÑO	HUESCA	JAÉN	SEVILLA
<b>AHORRO CADA PISO (%)</b>	-	-	96%	82%	82%
<b>AHORRO PELUQUERÍA (%)</b>	81%	74%	76%	72%	72%

Tabla 36. Ahorro obtenidos en la factura de cada usuario en las distintas localizaciones con autoconsumo colectivo con excedentes y con compensación. (Fuente: Elaboración propia)

Otro hecho a destacar, es que cuanto mayor porcentaje de autoconsumo, mayor es la rentabilidad. Por ello, hubiera sido preferible realizar este estudio sabiendo el perfil de consumo diario de cada usuario; y así, adaptar la instalación a la curva de la demanda. Así que este estudio puede servir de base a futuros trabajos donde se traten casos concretos de viviendas o edificios, o tener en cuenta sistemas de almacenamiento en las instalaciones. Por último, decir que el autoconsumo es posible gracias a las nuevas normativas y, ojalá se introduzcan nuevas medidas como por ejemplo una reducción en el IVA para instalaciones domésticas incentivando aun más a la población para conseguir los objetivos del PNIEC.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

[1] Unión Europea. Pacto Verde Europeo. 12 de mayo de 2021. Disponible en: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip\\_21\\_2345](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_21_2345).

[2] BOE. Boletín Oficial del Estado. Resolución de 25 de marzo de 2021 por la que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Publicado en: «BOE»num.77, de 31 de marzo de 2021. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>.

[3]. BOE. Boletín Oficial del Estado. Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. «BOE»núm.21, de 24 de enero de 2020. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/15/3>.

[4] UNEF, Unión Española Fotovoltaica. Informe Anual 2020. Disponible en: <https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/>.

[5] Anpier, Asociación nacional de productores de energía fotovoltaica. Anuario Fotovoltaico 2020. Disponible en: <https://anpier.org/wp-content/uploads/2020/09/ANUARIO-ANPIER-2020.pdf>.

[6] UNEF, Unión Española Fotovoltaica. El autoconsumo muestra su resiliencia y avanza un 30%. 29 de enero de 2021. Disponible en: <https://unef.es/2021/01/el-autoconsumo-muestra-su-resiliencia-y-avanza-un-30/>.

[7] IRENA, International Renewable Energy Agency. El futuro de la energía solar fotovoltaica. noviembre de 2019. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA\\_Future\\_of\\_Solar\\_PV\\_summary\\_2019\\_ES.pdf?la=en&hash=DE82F7DC53286F720D8E534A2142C2B8D510FB0B](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_summary_2019_ES.pdf?la=en&hash=DE82F7DC53286F720D8E534A2142C2B8D510FB0B).

[8] BOE. Boletín Oficial del Estado. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Publicado en «BOE»num.83, de 6 de abril de 2019, páginas 35674 a 35719. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244/dof/spa/pdf>.

[9][https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.tutiendaenergetica.es%2Fblog%2F94\\_placas-solares-autoconsumo-ejemplo&psig=AOvVaw1OcGF6bUYBbLOXL9Bvbveq&ust=1623170483145000&source=images&cd=vfe&ved=OCAOQjhqxqFwoTCLjNxlj8hfECFQAAAAAdAAAAABAD](https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.tutiendaenergetica.es%2Fblog%2F94_placas-solares-autoconsumo-ejemplo&psig=AOvVaw1OcGF6bUYBbLOXL9Bvbveq&ust=1623170483145000&source=images&cd=vfe&ved=OCAOQjhqxqFwoTCLjNxlj8hfECFQAAAAAdAAAAABAD).

[10] REE, Red Eléctrica de España. Informe sobre autoconsumo en los hogares.2019. Disponible en:

[https://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/05\\_Autoconsumo\\_DIGITAL.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/05_Autoconsumo_DIGITAL.pdf).

[11] Cambio energético. La normativa de autoconsumo española frente a otros países europeos. Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/autoconsumo-solar-espana-vs-europa/>

[12] REE, Red Eléctrica de España. Cómo consumimos electricidad. Disponible en: [https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como\\_consumimos\\_electricidad/como-varia-mi-consumo.html](https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-varia-mi-consumo.html).

[13] REE, Red Eléctrica de España. Guía de consumo inteligente. Noviembre de 2010. Disponible en: [https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia\\_consumo\\_v2.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia_consumo_v2.pdf).

[14] BOE. Boletín Oficial del Estado. Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. Publicado en: «BOE»num. 70, de 23 de marzo de 2021, páginas 33575 a 33593.

[15] BOE. Boletín Oficial del Estado. Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. Publicado en: «BOE»num.96, de 22 de abril de 2021, páginas 45980 a 45986. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-6390](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-6390).

[16] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Proyecto de orden por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. Disponible en: <https://energia.gob.es/es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=394>

[17] BOE. Boletín Oficial del Estado. Resolución de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Política Energética y minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia. Publicado en: «BOE»num. 103, de 30 de abril de 2021, páginas 52066 a 52082. Disponible en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-7120](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-7120).

[18] BOE. Boletín Oficial del Estado. Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, por la que se fijan determinados valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica. Publicado en: «BOE»num.310, de 24 de diciembre de 2016, páginas90406 a 90411. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/o/2016/12/22/etu1948>.

[19] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Controlas tu energía. Disponible en: <http://www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/factura/paginas/conceptos-factura.aspx#impuesto> .

[20] Agencia tributaria. Impuesto especial sobre la electricidad. 2015. Disponible en: [https://www.agenciatributaria.es/static\\_files/AEAT/Aduanas/Contenidos\\_Privados/Impuestos\\_especiales/estudio\\_relativo\\_2015/6\\_ELECTR.pdf](https://www.agenciatributaria.es/static_files/AEAT/Aduanas/Contenidos_Privados/Impuestos_especiales/estudio_relativo_2015/6_ELECTR.pdf).

[21] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Informe de precios energéticos regulados. Enero de 2021. Disponible en: [https://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/tarifas\\_reguladas\\_enero\\_2021.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_enero_2021.pdf)

[22] REE, Red Eléctrica de España. Sistema de Operación del Operador del Sistema (ESIOS). Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es>

[23] Agencia tributaria. Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Disponible en:

[https://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/La\\_Agencia\\_Tributaria/Aduanas\\_e\\_Im\\_puestos\\_Especiales/\\_Presentacion/Impuestos\\_medioambientales/\\_IMPUESTOS/Impuesto\\_sob\\_re\\_el\\_valor\\_de\\_la\\_produccion\\_de\\_la\\_energia\\_electrica](https://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/La_Agencia_Tributaria/Aduanas_e_Im_puestos_Especiales/_Presentacion/Impuestos_medioambientales/_IMPUESTOS/Impuesto_sob_re_el_valor_de_la_produccion_de_la_energia_electrica)

[24] Gobierno Vasco. Ente Vasco de la Energía. Programa de ayudas a inversiones en instalaciones de energías renovables para autoconsumo eléctrico. Disponible en: <https://www.eve.eus/CMSPages/GetFile.aspx?guid=6e07cd51-529e-42a0-829d-0f60c5c25748>.

[25] Gobierno de Aragón. ORDEN ICD/566/2021, de 19 de mayo. Convocatoria de ayudas 2021 en materia de ahorro y diversificación energética, uso racional de la energía y aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables Cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). Disponible en: [https://www.aragon.es/documents/20127/5516932/Tabla\\_ayudas+2021+FEDER.pdf/77d02cc8-8577-a752-49b6-4240f480d647?t=1622543140452](https://www.aragon.es/documents/20127/5516932/Tabla_ayudas+2021+FEDER.pdf/77d02cc8-8577-a752-49b6-4240f480d647?t=1622543140452).

[26] Agencia Andaluza de la Energía. Subvención instalación fotovoltaica. Disponible en: [https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Incentivos/soporte\\_20CS.pdf](https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Incentivos/soporte_20CS.pdf).

[27] IRENA, International Renewable Energy Agency. Renewable power generation costs in 2019. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf).

[28] Inflación en España. Disponible en: <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>.

[29] P.Escobar, E. Martínez, J.C. Saenz-Díez, E. Jiménez, J. Blanco. "Profitability of self-consumption solar PV system in Spanish households: A perspective based on European regulations". Publicado en: ScienceDirect, noviembre de 2020.

[30] European PV technology platform steering committee PV LCOE working group. PV LCOE in Europe 2014-2030. Final Report, 23 de junio de 2015. Disponible en: <https://etip-pv.eu/publications/etip-pv-publications/download/pv-costs-in-europe-2014-2030>

[31] BBVA. Simulador de préstamos. Disponible en: <https://www.bbva.es/personas/productos/prestamos/simulador-prestamos-personales.html>.

[32] Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán, Jesús Manuel Riquelme Santos. "Profitability of household photovoltaic self-consumption in Spain." Publicado en: ScienceDirect, 10 de enero de 2021.

[33] JASOLAR. Ficha técnica módulo fotovoltaico. Disponible en: <https://www.jasolar.com.cn/uploadfile/2020/0605/20200605031427765.pdf>

[34] ABB. Ficha técnica inersores desde 1.2 a 5.0 kW. Disponible en: [https://library.e.abb.com/public/2ab0fb932ad345299878f02695100264/UNO-DM-TL-PLUS-Q\\_1.2-2.0-3.3-4.0-4.6-5.0\\_9AKK107046A8889\\_EN\\_Rev\\_A.pdf](https://library.e.abb.com/public/2ab0fb932ad345299878f02695100264/UNO-DM-TL-PLUS-Q_1.2-2.0-3.3-4.0-4.6-5.0_9AKK107046A8889_EN_Rev_A.pdf)

[35] Renogalia. Armario de protecciones. Disponible en:

<https://www.renogalia.com/protecciones/1868-armario-dcac-10-kw-2-mppt.html>

[36] Merkasol. Soportes. Disponible en:

[https://merkasol.com/epages/62387086.sf/es\\_ES/?ObjectPath=/Shops/62387086/Products/es-estructura069/SubProducts/estructura069-0010](https://merkasol.com/epages/62387086.sf/es_ES/?ObjectPath=/Shops/62387086/Products/es-estructura069/SubProducts/estructura069-0010)

[37] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Pliego de condiciones técnicas instalaciones conectadas a red. Disponible en: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

[38] Prysmian. Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo. Disponible en:

<https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>

[39] Prysmian. Guía Técnica Baja tensión. Disponible en: [www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018\\_Prysmian\\_GUÍA-TECNICA\\_Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf](http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_GUÍA-TECNICA_Baja-Tensión-ilovepdf-compressed.pdf)

[40] Prysmian. Catálogo productos baja tensión. Disponible en: [http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018\\_Prysmian\\_CATALOGO-PRODUCTOS\\_Baja-Tensi%C3%B3n-ilovepdf-compressed.pdf](http://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_CATALOGO-PRODUCTOS_Baja-Tensi%C3%B3n-ilovepdf-compressed.pdf)

[41] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo. Disponible en: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

[42] BOE. Boletín Oficial del Estado. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. Publicado en: «BOE»num. 276, de 16 de noviembre de 2011, páginas 118002 a 118009. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2011/10/31/1544>



## **ANEXO 1. Estimación consumo vivienda unifamiliar**

Se trata de una vivienda unifamiliar estándar formada por garaje, salón-comedor, cocina, 3 dormitorios y 2 baños.

Para estimar el consumo de la vivienda he considerado la iluminación en las distintas estancias, teniendo en cuenta la cantidad de puntos de luz y el tiempo de uso de los mismos; y además, los distintos electrodomésticos con los que está equipada la vivienda teniendo en cuenta la cantidad y el tiempo de uso habitual en unos y el consumo de un ciclo en otros.

	ELECTRODOMÉSTICOS Y LUMINARIAS	CANTIDAD	POTENCIA (W)	TIEMPO DE USO (Wh/día)	CONSUMO (Wh/día)	CONSUMO (kWh/día)
GARAJE	Barra LED	2	20	1	40	0,04
	Puerta automática	1	100	1	100	0,1
ESCALERAS	Bombilla LED	4	10	2	80	0,08
PASILLO	Bombilla LED	2	10	2	40	0,04
HALL	Bombilla LED	2	10	2	40	0,04
SALÓN-COMEDOR	Bombilla LED	4	10	4	160	0,16
	TV	1	69	4	276	0,276
COCINA	Barra LED	1	20	4	80	0,08
	Frigorífico	1	100	24	2400	2,4
	Lavavajillas	1	820	1	820	0,82
	Horno	1	840	1	840	0,84
	Lavadora	1	780	1	780	0,78
	Placa inducción	1	1100	2	2200	2,2
	Extractor de humos	1	119	2	238	0,238
	Microondas	1	800	0,25	200	0,2
DORMITORIO 1	Bombilla LED	3	10	3	90	0,09
	Ordenador	1	60	3	180	0,18
DORMITORIO 2	Bombilla LED	3	10	2	60	0,06
	Ordenador	1	60	2	120	0,12
DORMITORIO 3	Bombilla LED	3	10	1	30	0,03
	TV	1	69	2	138	0,138
BAÑO 1	Bombilla LED	1	10	1	10	0,01
BAÑO 2	Bombilla LED	2	10	2	40	0,04
	Electrodomésticos pequeños	3	100	0,5	150	0,15
<b>TOTAL</b>					<b>9112</b>	<b>9,112</b>

Tabla 1. Consumo diario de la vivienda unifamiliar estándar. (Fuente: Elaboración propia)

Como se puede observar en la Tabla 1, se ha obtenido un consumo diario de 9,112 kWh/día si todos los electrodomésticos y luminarias estarían funcionando a la vez. Por ello, dado que es poco probable que ocurra ese hecho, se ha aplicado un factor de simultaneidad de 0,7; pero también se ha aplicado un margen de seguridad del 30% dado que las horas de uso estimadas podrían variar. Con todo ello, el consumo final estimado para esta vivienda unifamiliar es:

$$\text{Consumo diario vivienda} = \left( 9,112 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \times 0,7 \right) \times 1,3 = 8,3 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \quad (\text{Ec.1})$$

## **ANEXO 2. Definición sistemas fotovoltaicos a través de PVSyst**

## 1. Sistemas FV vivienda unifamiliar

En las siguientes figuras (Figura 1, 2, 3, 4 y 5) se puede comprobar la definición de los cinco sistemas fotovoltaicos de la vivienda unifamiliar a través del programa PVSyst utilizando el método del peor mes para el dimensionado del sistema FV.

Para ello, se ha introducido la potencia pico fotovoltaica y se ha elegido el módulo FV e inversor que se van a utilizar.

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre: Conjunto FV  
Orientación: Plano inclinado fijo  
Inclinación: 34°  
Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento  
 Ingrese potencia planeada: 8.0 kWp  
 ... o área disponible(módulos): 40 m²  
 Redimens.

**Selección del módulo FV**  
Disponibles ahora: Filtro: Todos los módulos F  
Módulos necesarios aprox.: 24  
JA Solar: 335 Wp 29V Si-mono JAM60-S10-335-PR Desde 2020 Datasheets 2020  
 Usar optimizador  
Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) 29.6 V  
Voc (-10°C) 45.3 V

**Selección del inversor**  
Disponibles ahora: Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz  
ABB: 4.0 kW 90 - 580 V TL 50 Hz UNO-DM-4.0-TL-PLUS Desde 2017  
Núm. de inversores: 2  
Voltaje de funcionamiento: 90-580 V Poder global inversor: 8.0 kWca  
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 600 V **inversor con 2 MPPT**

**Diseño del conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie: 12 (entre 4 y 13)  
Núm. de cadenas: 2 (única posibilidad 2)  
Perdida sobrecarga: 0.0 %  
Proporción Pnom: 1.00  
Mostrar dimensionamiento  
Núm. de módulos: 24 Área: 40 m²

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C): 356 V  
Vmpp (20°C): 416 V  
Voc (-10°C): 543 V  
Irradia. plano: 1000 W/m²  
Imp (STC): 19.8 A  
Isc (STC): 20.8 A  
Isc (en STC): 20.8 A  
Potencia de funcionamiento máx. (en 1000 W/m² y 50°C): 7.3 kW  
Potencia nom. conjunto (STC): 8.0 kWp

Figura 1. Definición sistema FV en Bilbao con PVSyst (Fuente: PVSyst)

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre:   
 Oriente: **Plano inclinado fijo**      Inclinación: **33°**  
 Azimut: **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada   kWp  
 Redimens.      ... o área disponible(módulos)   m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**  
 Disponible ahora:       Filtro:   
 Módulos necesarios aprox. **20**  
            Si-mono            Desde 2020              
 Usar optimizador  
 Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**  
 Disponible ahora:       Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz       50 Hz  
 60 Hz  
            90 - 580 V      TL      50 Hz            Desde 2017        
 Núm. de inversores             Voltaje de funcionamiento: **90-580 V**      Poder global inversor **6.6 kWca**  
 Utilizar característica multi-MPPT      Voltaje máximo de entrada: **600 V**      **inversor con 2 MPPT**

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
 Mód. en serie        entre 4 y 13  
 Núm. de cadenas        única posibilidad 2  
 Pérdida sobrecarga **0.0 %**  
 Proporción Pnom **1.02**        
**Núm. de módulos** **20**      **Área** **34 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C) **296 V**  
 Vmpp (20°C) **347 V**  
 Voc (-10°C) **453 V**  
 Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**  
 Impp (STC) **19.8 A**  
 Isc (STC) **20.8 A**  
 Isc (en STC) **20.8 A**

Máx. en datos       STC  
 Potencia de funcionamiento máx. **6.1 kW**  
 (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)  
**Potencia nom. conjunto (STC) 6.7 kWp**

Figura 2. Definición sistema FV en Logroño con PVSyst (Fuente: PVSyst)

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre:   
 Oriente: **Plano inclinado fijo**      Inclinación: **33°**  
 Azimut: **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada   kWp  
 Redimens.      ... o área disponible(módulos)   m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**  
 Disponible ahora:       Filtro:   
 Módulos necesarios aprox. **14**  
            Si-mono            Desde 2020              
 Usar optimizador  
 Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**  
 Disponible ahora:       Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz       50 Hz  
 60 Hz  
            90 - 580 V      TL      50 Hz            Desde 2017        
 Núm. de entradas MPPT             Voltaje de funcionamiento: **90-580 V**      Potencia del inversor utilizada **4.6 kWca**  
 Utilizar característica multi-MPPT      Voltaje máximo de entrada: **600 V**      **inversor con 2 MPPT**

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
 Mód. en serie        entre 4 y 13  
 Núm. de cadenas        única posibilidad 2  
 Pérdida sobrecarga **0.0 %**  
 Proporción Pnom **1.02**        
**Núm. de módulos** **14**      **Área** **24 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C) **207 V**  
 Vmpp (20°C) **243 V**  
 Voc (-10°C) **317 V**  
 Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**  
 Impp (STC) **19.8 A**  
 Isc (STC) **20.8 A**  
 Isc (en STC) **20.8 A**

Máx. en datos       STC  
 Potencia de funcionamiento máx. **4.3 kW**  
 (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)  
**Potencia nom. conjunto (STC) 4.7 kWp**

Figura 3. Definición sistema FV en Huesca con PVSyst (Fuente: PVSyst)

**Subconjunto** ?

**Nombre y orientación del subconjunto**

Nombre:  Inclinación: 30°  
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada  4.0 kWp ?  
 ... o área disponible(módulos)  20 m<sup>2</sup>

Redimens.

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora:  Filtro:  Módulos necesarios aprox. **12**

JA Solar  335 Wp 29V Si-mono JAM60-S10-335-PR Desde 2020 Datasheets 2020

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora:  Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz  50 Hz  60 Hz

ABB  4.0 kW 90 - 580 V TL 50 Hz UNOxDM4.0-TL-PLUS Desde 2017

Núm. de entradas MPPT:   Voltaje de funcionamiento: **90-580 V** Potencia del inversor utilizada **4.0 kWca**  
 **Utilizar característica multi-MPPT** Voltaje máximo de entrada: **600 V** **inversor con 2 MPPT**

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie:   entre 4 y 13  
 Núm. de cadenas:   única posibilidad 2

Perdida sobrecarga: **0.0 %**  
 Proporción Pnom: **1.00**  ?

**Núm. de módulos** **12** **Área** **20 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C)	178 V
Vmpp (20°C)	208 V
Voc (-10°C)	272 V

Irradia. plano: **1000 W/m<sup>2</sup>**  Máx. en datos  STC  
 Imp (STC): 19.8 A Potencia de funcionamiento máx. **3.7 kW**  
 Isc (STC): 20.8 A (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

Isc (en STC): 20.8 A **Potencia nom. conjunto (STC) 4.0 kWp**

Figura 4. Definición sistema FV en Jaén con PVSyst (Fuente: PVSyst)

**Subconjunto** ?

**Nombre y orientación del subconjunto**

Nombre:  Inclinación: 30°  
 Oriente: **Plano inclinado fijo** Azimut: 0°

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada  4.0 kWp ?  
 ... o área disponible(módulos)  20 m<sup>2</sup>

Redimens.

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora:  Filtro:  Módulos necesarios aprox. **12**

JA Solar  335 Wp 29V Si-mono JAM60-S10-335-PR Desde 2020 Datasheets 2020

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora:  Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz  50 Hz  60 Hz

ABB  4.0 kW 90 - 580 V TL 50 Hz UNOxDM4.0-TL-PLUS Desde 2017

Núm. de entradas MPPT:   Voltaje de funcionamiento: **90-580 V** Potencia del inversor utilizada **4.0 kWca**  
 **Utilizar característica multi-MPPT** Voltaje máximo de entrada: **600 V** **inversor con 2 MPPT**

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie:   entre 4 y 13  
 Núm. de cadenas:   única posibilidad 2

Perdida sobrecarga: **0.0 %**  
 Proporción Pnom: **1.00**  ?

**Núm. de módulos** **12** **Área** **20 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C)	178 V
Vmpp (20°C)	208 V
Voc (-10°C)	272 V

Irradia. plano: **1000 W/m<sup>2</sup>**  Máx. en datos  STC  
 Imp (STC): 19.8 A Potencia de funcionamiento máx. **3.7 kW**  
 Isc (STC): 20.8 A (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

Isc (en STC): 20.8 A **Potencia nom. conjunto (STC) 4.0 kWp**

Figura 5. Definición sistema FV en Sevilla con PVSyst (Fuente: PVSyst)

A continuación, se muestra la definición del sistema FV de 4,02 kWp para Bilbao, Logroño y Huesca en la figura 6.

**Subconjunto** ?

---

**Nombre y orientación del subconjunto**

Nombre:       Inclinación: **33°**  
 Oriente: **Plano inclinado fijo**      Azimut: **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada:  **4.0** kWp ?  
 ... o área disponible(módulos):  **20** m<sup>2</sup>

Redimens.

---

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora:       Filtro:       Módulos necesarios aprox.: **12**

                 Desde 2020      Datasheets 2020     

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento: Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

---

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora:       Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz       50 Hz  
 60 Hz

           Desde 2017     

Núm. de entradas MPPT:        Voltaje de funcionamiento: **90-580 V**      Potencia del inversor utilizada: **4.0 kWca**  
 **Utilizar característica multi-MPPT**      Voltaje máximo de entrada: **600 V**      **inversor con 2 MPPT**

---

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie:   entre 4 y 13  
 Núm. de cadenas:   única posibilidad 2

Perdida sobrecarga: **0.0 %**  
 Proporción Pnom: **1.00**       ?

**Núm. de módulos: 12**      **Área: 20 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C): 178 V  
 Vmpp (20°C): 208 V  
 Voc (-10°C): 272 V

Irradia. plano: **1000 W/m<sup>2</sup>**       Máx. en datos       STC  
 Imp (STC): 19.8 A      Potencia de funcionamiento máx.: **3.7 kW**  
 Isc (STC): 20.8 A      (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

Isc (en STC): 20.8 A      **Potencia nom. conjunto (STC) 4.0 kWp**

Figura 6. Definición sistema FV de 4,02 kWp para Bilbao, Logroño y Huesca a través de PVSyst. (Fuente: PVSyst)

## 2. Sistemas FV edificio

En las siguientes figuras (Figura 7, 8, 9, 10 y 11) se puede comprobar la definición de los cinco sistemas fotovoltaicos del edificio a través del programa PVSyst utilizando el método del peor mes para el dimensionado del sistema FV.

Para ello, se ha introducido la potencia pico fotovoltaica y se ha elegido el módulo FV e inversor que se van a utilizar.

**Subconjunto**
?

**Nombre y orientación del subconjunto**

Nombre

Oriente **Plano inclinado fijo**

Inclinación **34°**  
Azimut **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento    Ingrese potencia planeada  **30.2** kWp ?

... o área disponible(módulos)  **151** m<sup>2</sup>

Redimens.

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora  Filtro

Módulos necesarios aprox. **90**

<input type="text" value="JA Solar"/>	335 Wp 29V	Si-mono	JAM60-S10-335-PR	Desde 2020	Datasheets 2020	<input type="button" value="Abrir"/>
---------------------------------------	------------	---------	------------------	------------	-----------------	--------------------------------------

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **29.6 V**  
Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora  Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz  50 Hz  
 60 Hz

<input type="text" value="ABB"/>	3.3 kW	90 - 580 V	TL	50 Hz	UNO-DM-3.3-TL-PLUS	Desde 2017	<input type="button" value="Abrir"/>
----------------------------------	--------	------------	----	-------	--------------------	------------	--------------------------------------

Núm. de inversores   Voltaje de funcionamiento: **90-580 V** Poder global inversor **29.7 kWca**

Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **600 V** **inversor con 2 MPPT**

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie   entre 4 y 13

Núm. de cadenas   única posibilidad 9

Perdida sobrecarga **0.0 %**

Proporción Pnom **1.02**

**Núm. de módulos 90**    **Área 151 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C) 296 V  
Vmpp (20°C) 347 V  
Voc (-10°C) 453 V

Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**

Imp (STC) 88.9 A  
Isc (STC) 93.4 A

Isc (en STC) 93.4 A

Máx. en datos     STC  
Potencia de funcionamiento máx. **27.5 kW**  
(en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

**Potencia nom. conjunto (STC) 30.2 kWp**

Figura 7. Definición sistema FV edificio en Bilbao con PVSyst (Fuente: PVSyst)



**Subconjunto** ?

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre:   
 Oriente: **Plano inclinado fijo**      Inclinación: **33°**  
 Azimut: **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada:  kWp ?  
 Redimens.      ... o área disponible(módulos):  m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**  
 Disponible ahora:       Filtro:       Módulos necesarios aprox.: **65**  
      335 Wp 29V      Si-mono      JAM60-S10-335-PR      Desde 2020      Datasheets 2020     

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**  
 Disponible ahora:       Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz       50 Hz  
 60 Hz  
      4.2 kW      350 - 820 V      TL      50 Hz      UNO-4.2-TL-OUTD      Desde 2015     

Núm. de inversores:       Voltaje de funcionamiento: **350-820 V**      Poder global inversor: **21.0 kWca**  
 Voltaje máximo de entrada: **850 V**

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**  
 Mód. en serie:        entre 12 y 18  
 Núm. de cadenas:        única posibilidad 5  
 Pérdida sobrecarga: **0.0 %**  
 Proporción Pnom: **1.04**       ?

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C): 385 V  
 Vmpp (20°C): 451 V  
 Voc (-10°C): 588 V

Irradia. plano: **1000 W/m<sup>2</sup>**  
 Imp (STC): 49.4 A  
 Isc (STC): 51.9 A  
 Isc (en STC): 51.9 A

Máx. en datos       STC  
 Potencia de funcionamiento máx.: **19.9 kW**  
 (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

**Núm. de módulos: 65      Área: 109 m<sup>2</sup>**      **Potencia nom. conjunto (STC) 21.8 kWp**

Figura 8. Definición sistema FV edificio en Logroño con PVSyst (Fuente: PVSyst)

**Subconjunto** ?

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre:   
 Oriente: **Plano inclinado fijo**      Inclinación: **32°**  
 Azimut: **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
 Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada:  kWp ?  
 Redimens.      ... o área disponible(módulos):  m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**  
 Disponible ahora:       Filtro:       Módulos necesarios aprox.: **52**  
      335 Wp 29V      Si-mono      JAM60-S10-335-PR      Desde 2020      Datasheets 2020     

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**  
 Disponible ahora:       Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz       50 Hz  
 60 Hz  
      4.2 kW      350 - 820 V      TL      50 Hz      UNO-4.2-TL-OUTD      Desde 2015     

Núm. de inversores:       Voltaje de funcionamiento: **350-820 V**      Poder global inversor: **16.8 kWca**  
 Voltaje máximo de entrada: **850 V**

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**  
 Mód. en serie:        entre 12 y 18  
 Núm. de cadenas:        única posibilidad 4  
 Pérdida sobrecarga: **0.0 %**  
 Proporción Pnom: **1.04**       ?

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C): 385 V  
 Vmpp (20°C): 451 V  
 Voc (-10°C): 588 V

Irradia. plano: **1000 W/m<sup>2</sup>**  
 Imp (STC): 39.5 A  
 Isc (STC): 41.5 A  
 Isc (en STC): 41.5 A

Máx. en datos       STC  
 Potencia de funcionamiento máx.: **15.9 kW**  
 (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

**Núm. de módulos: 52      Área: 87 m<sup>2</sup>**      **Potencia nom. conjunto (STC) 17.4 kWp**

Figura 9. Definición sistema FV edificio en Huesca con PVSyst (Fuente: PVSyst)

**Subconjunto** ?

**Nombre y orientación del subconjunto**

Nombre       Inclinación **30°**  
 Oriente **Plano inclinado fijo**      Azimut **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada  **14.1** kWp ?  
 ... o área disponible(módulos)  m<sup>2</sup>

Redimens.

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora  Filtro  Módulos necesarios aprox. **42**

Desde 2020      Datasheets 2020

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora  Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz  50 Hz  60 Hz

Desde 2017

Núm. de inversores   Voltaje de funcionamiento: **90-580 V** Poder global inversor **13.8 kWca**  
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **600 V** **inversor con 2 MPPT**

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie   entre 4 y 13  
 Núm. de cadenas   única posibilidad 6

Perdida sobrecarga **0.0 %**  
 Proporción Pnom **1.02**  ?

**Núm. de módulos** **42**      **Área** **71 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C) 207 V  
 Vmpp (20°C) 243 V  
 Voc (-10°C) 317 V

Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**       Máx. en datos       STC  
 Imp (STC) 59.3 A      Potencia de funcionamiento máx. **12.8 kW**  
 Isc (STC) 62.3 A      (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

Isc (en STC) 62.3 A      **Potencia nom. conjunto (STC) 14.1 kWp**

Figura 10. Definición sistema FV edificio en Jaén con PVSyst (Fuente: PVSyst)

**Subconjunto** ?

**Nombre y orientación del subconjunto**

Nombre       Inclinación **30°**  
 Oriente **Plano inclinado fijo**      Azimut **0°**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**

Sin dimensionamiento      Ingrese potencia planeada  **14.1** kWp ?  
 ... o área disponible(módulos)  m<sup>2</sup>

Redimens.

**Seleccione el módulo FV**

Disponibles ahora  Filtro  Módulos necesarios aprox. **42**

Desde 2020      Datasheets 2020

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **29.6 V**  
 Voc (-10°C) **45.3 V**

**Seleccione el inversor**

Disponibles ahora  Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz  50 Hz  60 Hz

Desde 2017

Núm. de inversores   Voltaje de funcionamiento: **90-580 V** Poder global inversor **13.8 kWca**  
 Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **600 V** **inversor con 2 MPPT**

**Diseñe el conjunto**

**Núm. de módulos y cadenas**

Mód. en serie   entre 4 y 13  
 Núm. de cadenas   única posibilidad 6

Perdida sobrecarga **0.0 %**  
 Proporción Pnom **1.02**  ?

**Núm. de módulos** **42**      **Área** **71 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**

Vmpp (60°C) 207 V  
 Vmpp (20°C) 243 V  
 Voc (-10°C) 317 V

Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**       Máx. en datos       STC  
 Imp (STC) 59.3 A      Potencia de funcionamiento máx. **12.8 kW**  
 Isc (STC) 62.3 A      (en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)

Isc (en STC) 62.3 A      **Potencia nom. conjunto (STC) 14.1 kWp**

Figura 11. Definición sistema FV edificio en Sevilla con PVSyst (Fuente: PVSyst)

### **ANEXO 3. Informes PVsyst**

# 1. VIVIENDA UNIFAMILIAR

## 1.1. Informe vivienda unifamiliar Bilbao (8,04 kWp)



PVsyst V7.2.2  
 VCO, Simulation date:  
 12/05/21 14:42  
 with v7.2.2

Project: Unifamiliar Bilbao mes peor

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Bilbao España	<b>Situation</b> Latitude 43.26 °N Longitude -2.93 °W Altitude 32 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Bilbao PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 34 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 24 units Pnom total 8.04 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 2 units Pnom total 8.00 kWac Pnom ratio 1.005	

### Results summary

Produced Energy	9.92 MWh/year	Specific production	1234 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.14 %
				Solar Fraction SF	44.30 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>												
<b>PV Field Orientation</b> Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 34 / 0 °	<b>Sheds configuration</b> No 3D scene defined	<b>Models used</b> Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate											
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values											
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b> Manufacturer Model (Original PVsyst database)	Generic JAM60-S10-335-PR	<b>Inverter</b> Manufacturer Model (Original PVsyst database)	Generic UNO-DM-4.0-TL-PLUS
Unit Nom. Power	335 Wp	Unit Nom. Power	4.00 kWac
Number of PV modules	24 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	8.04 kWp	Total power	8.0 kWac
Modules	2 Strings x 12 In series	Operating voltage	90-580 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	7.34 kWp	<b>Total inverter power</b>	
U mpp	371 V	Total power	8 kWac
I mpp	20 A	Nb. of inverters	2 units
<b>Total PV power</b>		Pnom ratio	1.00
Nominal (STC)	8 kWp		
Total	24 modules		
Module area	40.4 m²		

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b> Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	<b>DC wiring losses</b> Global array res. 311 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	<b>Module Quality Loss</b> Loss Fraction -0.8 %						
<b>Module mismatch losses</b> Loss Fraction 2.0 % at MPP	<b>Strings Mismatch loss</b> Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b> Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

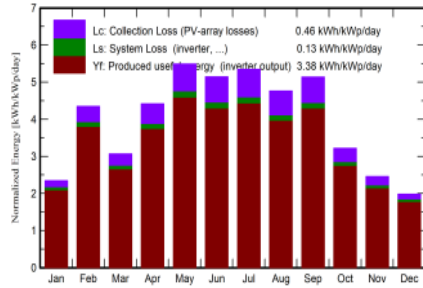
### Main results

#### System Production

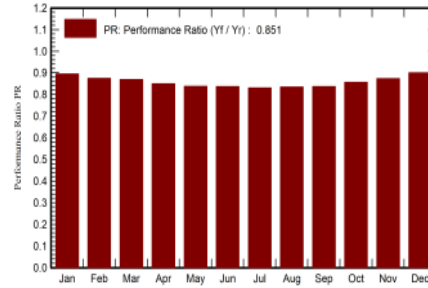
Produced Energy 9.92 MWh/year

Specific production 1234 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 85.14 %  
 Solar Fraction SF 44.30 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



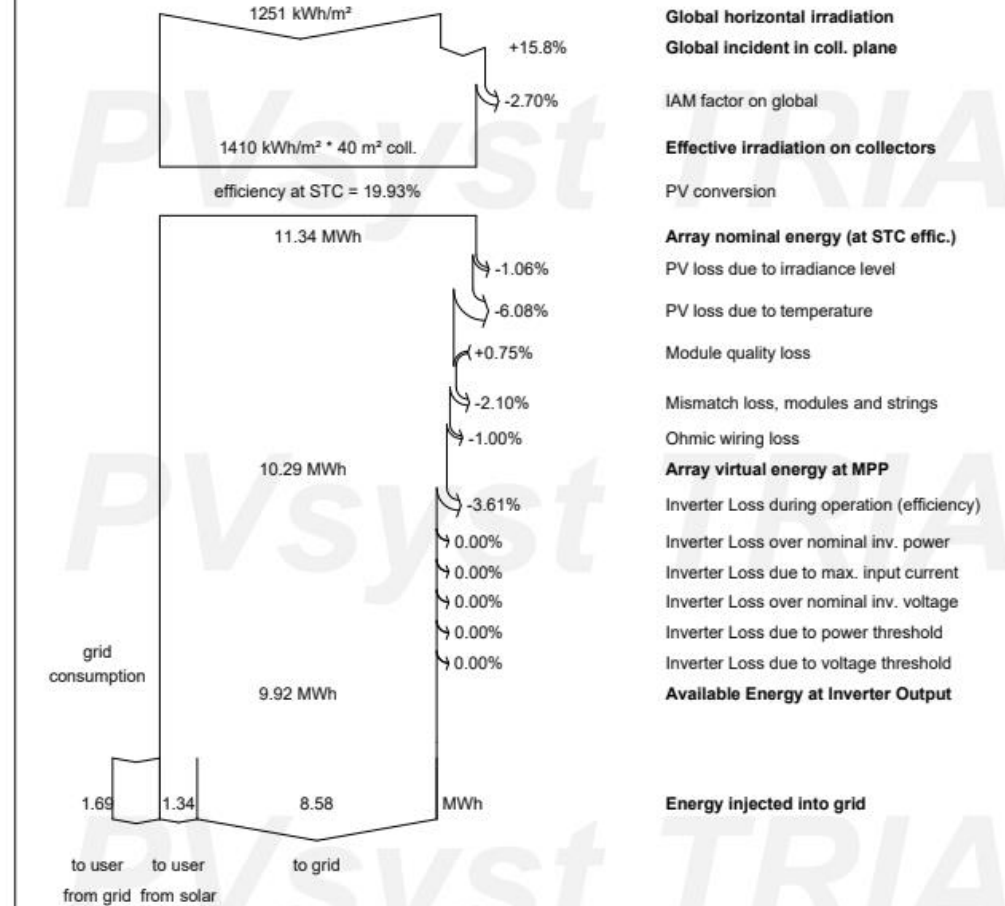
Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EfrGrid MWh
January	45.2	26.25	7.69	72.7	71.0	0.544	0.257	0.089	0.434	0.168
February	77.6	30.20	10.44	121.8	119.2	0.886	0.233	0.093	0.764	0.140
March	79.5	47.29	10.74	95.0	92.4	0.690	0.257	0.111	0.553	0.146
April	122.1	61.12	14.12	132.5	128.8	0.939	0.249	0.121	0.784	0.128
May	170.1	69.44	16.54	170.2	165.4	1.189	0.257	0.137	1.011	0.121
June	162.1	78.85	18.61	154.3	149.4	1.077	0.249	0.137	0.902	0.113
July	169.6	74.95	19.73	165.8	160.9	1.148	0.257	0.140	0.967	0.117
August	141.1	63.68	19.00	147.7	143.5	1.028	0.257	0.130	0.861	0.128
September	127.9	53.38	18.64	154.1	150.1	1.074	0.249	0.115	0.922	0.134
October	74.0	40.68	17.57	99.9	97.2	0.713	0.257	0.105	0.583	0.153
November	45.5	23.76	13.63	73.8	72.1	0.539	0.249	0.081	0.438	0.168
December	36.5	21.64	8.69	61.4	59.9	0.463	0.257	0.085	0.360	0.172
Year	1251.3	591.23	14.63	1449.2	1410.0	10.292	3.031	1.343	8.578	1.688

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EfrGrid	Energy from the grid

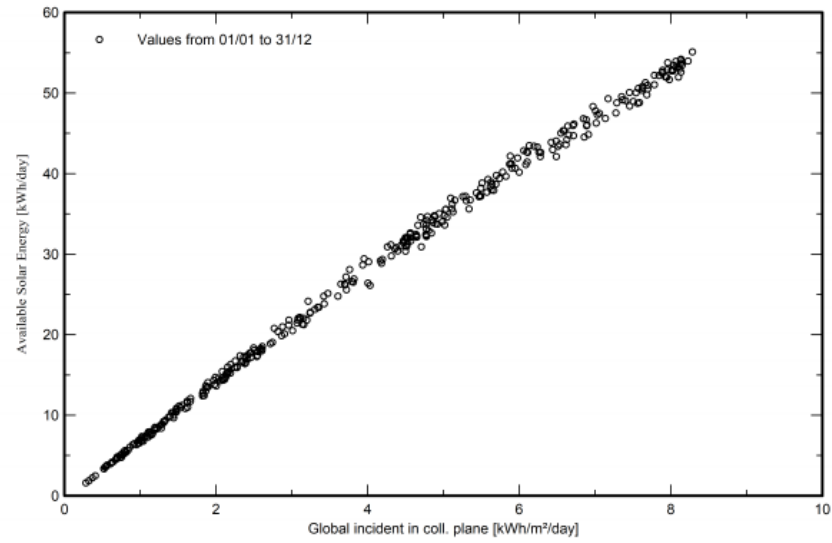
### Loss diagram



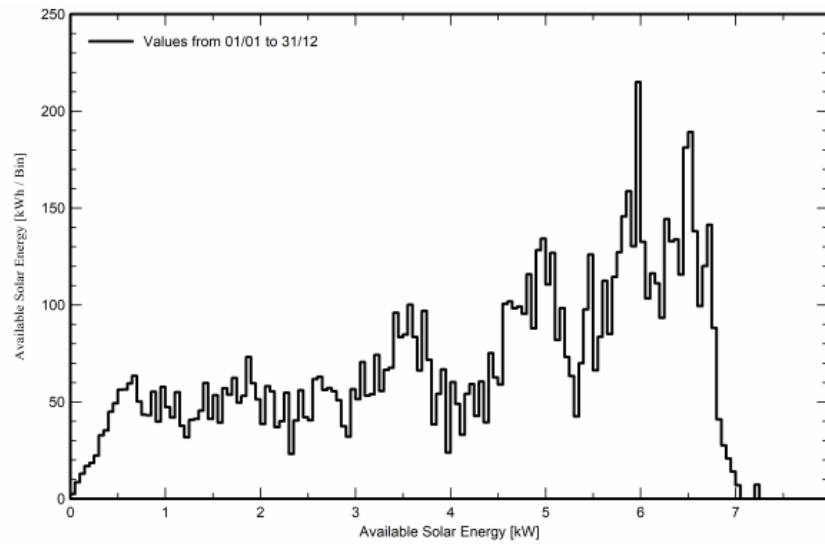
- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



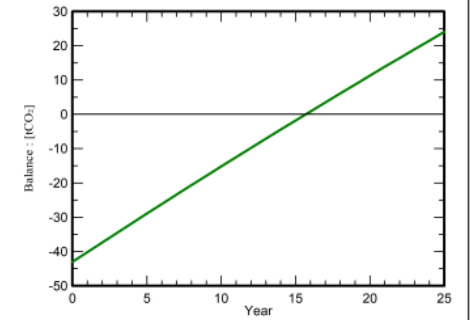
Distribución de potencia de salida del sistema



### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 24.0 tCO<sub>2</sub>  
**Generated emissions**  
 Total: 43.03 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:  
**Replaced Emissions**  
 Total: 71.2 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 9919.86 kWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Spain  
 Lifetime: 25 years  
 Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	24.0 kWp	41105
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	240 kg	1057
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	2.00 units	872

## 1.2. Informe vivienda unifamiliar Logroño (6,7 kWp)



Project: Unifamiliar Logroño mes peor

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:  
13/05/21 14:44  
with v7.2.2

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Logroño España	<b>Situation</b> Latitude 42.47 °N Longitude -2.45 °W Altitude 397 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Logroño PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 33 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b> <b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 20 units Pnom total 6.70 kWp	Nb. of units 2 units Pnom total 6.60 kWac Pnom ratio 1.015	

### Results summary

Produced Energy 10.14 MWh/year	Specific production 1513 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.98 %	Solar Fraction SF 44.85 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------	---------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>												
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>											
Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 33 / 0 °	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate											
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values											
Jan. 8.30	Feb. 8.30	Mar. 8.30	Apr. 8.30	May 8.30	June 8.30	July 8.30	Aug. 8.30	Sep. 8.30	Oct. 8.30	Nov. 8.30	Dec. 8.30	Year 8.30	kWh/day

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>
Manufacturer Generic Model JAM60-S10-335-PR (Original PVsyst database)	Manufacturer Generic Model UNO-DM-3.3-TL-PLUS (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 335 Wp Number of PV modules 20 units Nominal (STC) 6.70 kWp Modules 2 Strings x 10 In series	Unit Nom. Power 3.30 kWac Number of inverters 2 units Total power 6.6 kWac Operating voltage 90-580 V Pnom ratio (DC:AC) 1.02
<b>At operating cond. (50°C)</b>	<b>Total inverter power</b>
Pmpp 6.11 kWp U mpp 309 V I mpp 20 A	Total power 6.6 kWac Nb. of inverters 2 units Pnom ratio 1.02
<b>Total PV power</b>	
Nominal (STC) 7 kWp Total 20 modules Module area 33.6 m²	

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>						
Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	Global array res. 259 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	Loss Fraction -0.8 %						
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526							
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000





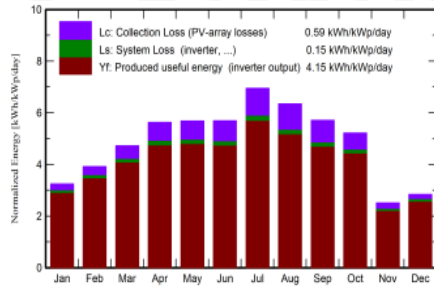
### Main results

#### System Production

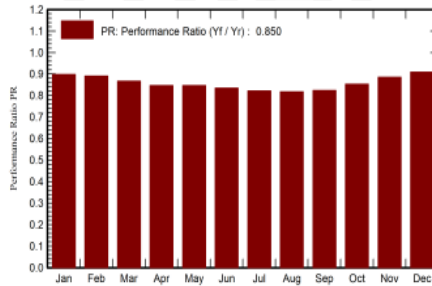
Produced Energy 10.14 MWh/year

Specific production 1513 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 84.98 %  
 Solar Fraction SF 44.85 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



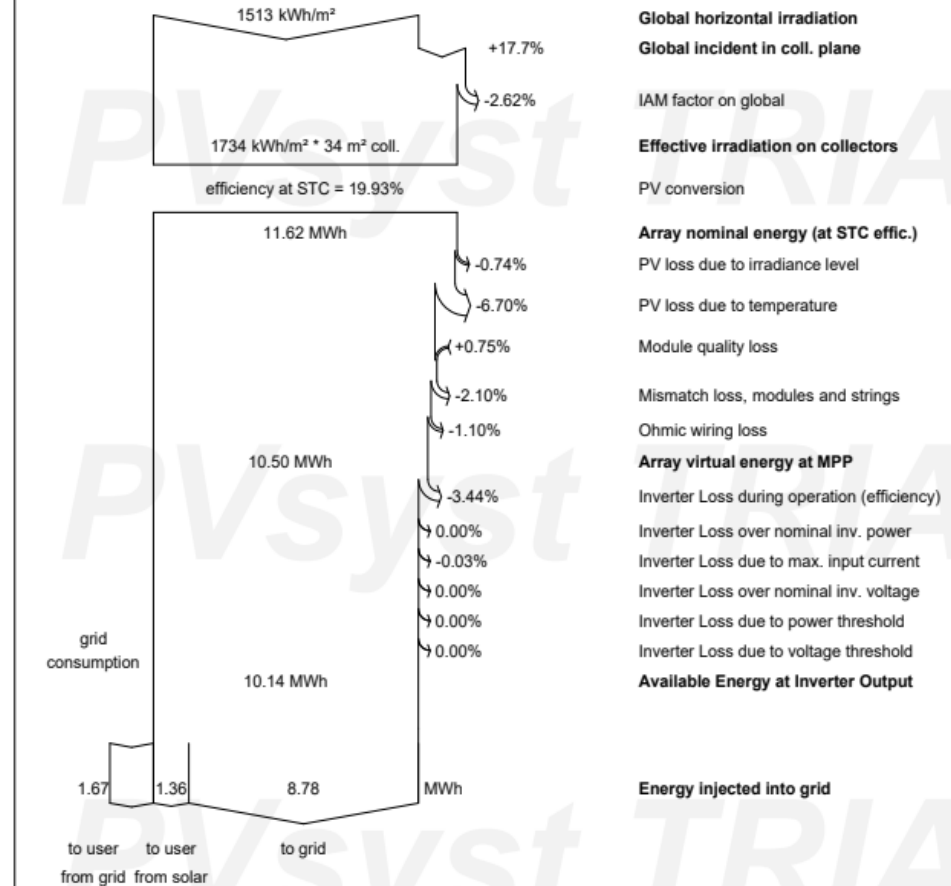
Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	58.6	27.54	6.32	100.5	98.2	0.626	0.257	0.093	0.512	0.164
February	74.1	29.34	3.44	109.7	107.3	0.678	0.233	0.089	0.566	0.144
March	116.5	50.73	9.47	146.4	142.6	0.881	0.257	0.114	0.736	0.143
April	152.6	61.50	13.91	168.8	164.5	0.992	0.249	0.121	0.836	0.128
May	176.5	77.39	15.15	176.1	170.9	1.036	0.257	0.135	0.865	0.123
June	180.7	70.38	16.50	170.7	165.0	0.989	0.249	0.137	0.817	0.112
July	219.7	73.15	20.39	215.4	209.2	1.228	0.257	0.140	1.046	0.118
August	183.6	62.00	22.17	196.6	191.6	1.115	0.257	0.129	0.948	0.128
September	140.9	50.51	20.42	171.3	167.2	0.979	0.249	0.115	0.831	0.134
October	110.7	39.55	15.67	161.7	158.1	0.955	0.257	0.110	0.814	0.147
November	50.1	29.52	11.16	75.2	73.4	0.463	0.249	0.085	0.361	0.164
December	48.6	23.94	6.24	88.1	86.0	0.556	0.257	0.091	0.446	0.167
Year	1512.7	595.53	13.46	1780.7	1734.0	10.499	3.031	1.359	8.779	1.672

#### Legends

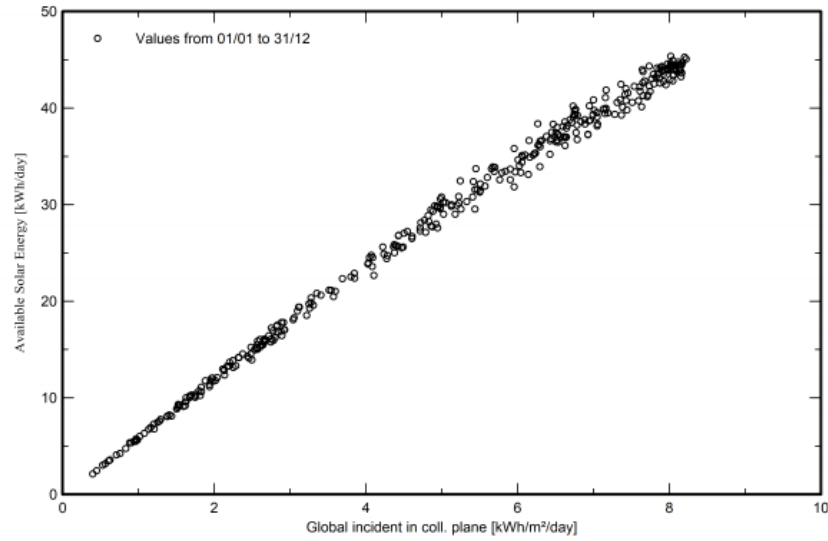
GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_User Energy supplied to the user  
 E\_Solar Energy from the sun  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 EFrGrid Energy from the grid

### Loss diagram

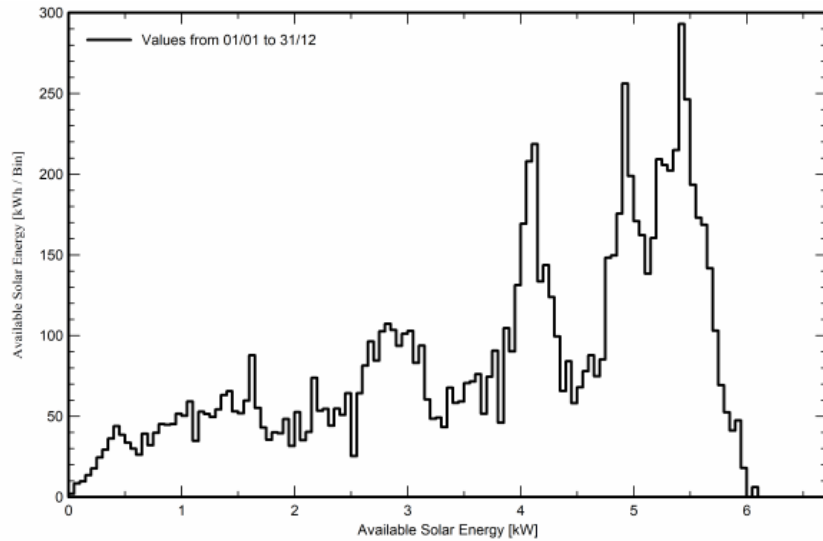


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



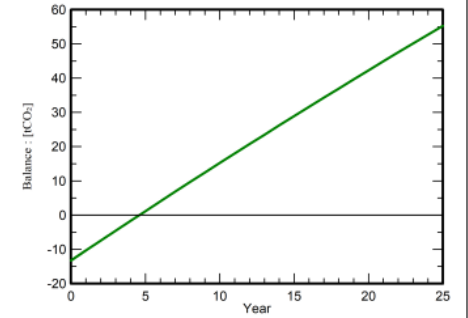
Distribución de potencia de salida del sistema



CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 55.3 tCO<sub>2</sub>  
**Generated emissions**  
 Total: 13.23 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:  
**Replaced Emissions**  
 Total: 72.7 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 10.14 MWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Spain  
 Lifetime: 25 years  
 Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	6.70 kWp	11475
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	200 kg	880
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	2.00 units	872

# 1.3. Informe vivienda unifamiliar en Huesca (4,69 kWp)



**PVsyst V7.2.2**  
 VC0, Simulation date:  
 26/05/21 14:08  
 with v7.2.2

Project: Unifamiliar Huesca mes peor

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Huesca Spain	<b>Situation</b> Latitude 42.14 °N Longitude -0.41 °W Altitude 474 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteco data</b> Huesca PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 33 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 14 units Pnom total 4690 Wp	<b>Inverters</b> Nb. of units 1 Unit Pnom total 4600 W Pnom ratio 1.020	

### Results summary

Produced Energy 8.37 MWh/year	Specific production 1785 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.93 %
		Solar Fraction SF 44.10 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Cost of the system	7
CO <sub>2</sub> Emission Balance	8

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>																													
<b>PV Field Orientation</b> Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 33 / 0 °	<b>Sheds configuration</b> No 3D scene defined	<b>Models used</b> Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate																												
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values																												
<table border="1"> <tr> <th>Jan.</th><th>Feb.</th><th>Mar.</th><th>Apr.</th><th>May</th><th>June</th><th>July</th><th>Aug.</th><th>Sep.</th><th>Oct.</th><th>Nov.</th><th>Dec.</th><th>Year</th><th></th> </tr> <tr> <td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>8.30</td><td>kWh/day</td> </tr> </table>			Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year		8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year																		
8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day																	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b> Manufacturer Generic Model JAM60-S10-335-PR (Original PVsyst database) Unit Nom. Power 335 Wp Number of PV modules 14 units Nominal (STC) 4690 Wp Modules 2 Strings x 7 In series <b>At operating cond. (50°C)</b> Pmpp 4280 Wp U mpp 217 V I mpp 20 A	<b>Inverter</b> Manufacturer Generic Model UNO-DM-4.6-TL-PLUS (Original PVsyst database) Unit Nom. Power 4.60 kWac Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 units Total power 4.6 kWac Operating voltage 90-580 V Pnom ratio (DC:AC) 1.02
<b>Total PV power</b> Nominal (STC) 5 kWp Total 14 modules Module area 23.6 m²	<b>Total inverter power</b> Total power 4.6 kWac Nb. of inverters 1 Unit Pnom ratio 1.02

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b> Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	<b>DC wiring losses</b> Global array res. 181 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	<b>Module Quality Loss</b> Loss Fraction -0.8 %																		
<b>Module mismatch losses</b> Loss Fraction 2.0 % at MPP	<b>Strings Mismatch loss</b> Loss Fraction 0.1 %																			
<b>IAM loss factor</b> Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526																				
<table border="1"> <tr> <th>0°</th><th>30°</th><th>50°</th><th>60°</th><th>70°</th><th>75°</th><th>80°</th><th>85°</th><th>90°</th> </tr> <tr> <td>1.000</td><td>0.998</td><td>0.981</td><td>0.948</td><td>0.862</td><td>0.776</td><td>0.636</td><td>0.403</td><td>0.000</td> </tr> </table>			0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°												
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000												

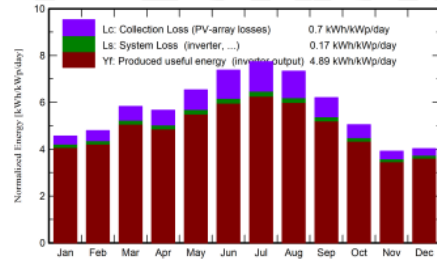
### Main results

#### System Production

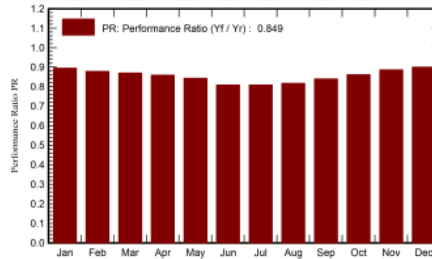
Produced Energy 8.37 MWh/year

Specific production 1785 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 84.93 %  
 Solar Fraction SF 44.10 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



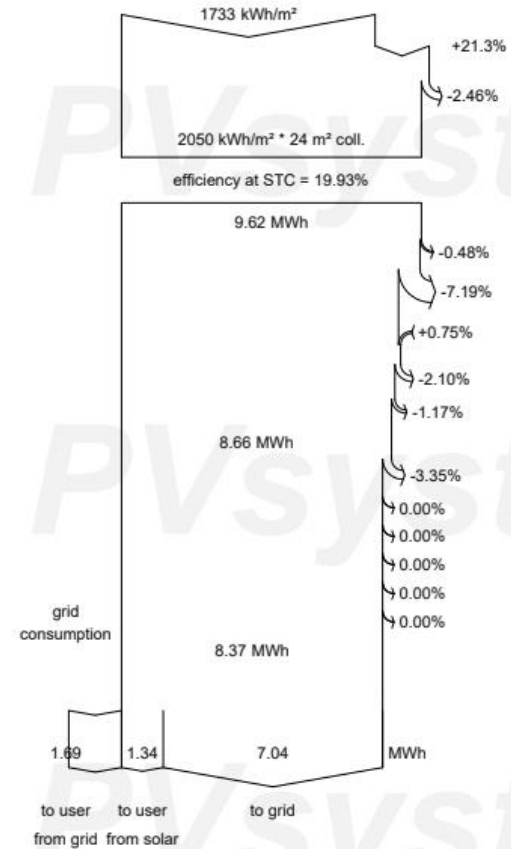
#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	74.5	21.83	5.81	141.4	138.5	0.613	0.257	0.095	0.498	0.162
February	86.4	29.81	8.43	134.4	131.7	0.573	0.232	0.089	0.465	0.143
March	138.3	49.63	9.16	180.5	176.1	0.762	0.257	0.116	0.621	0.141
April	154.8	62.09	11.65	169.9	165.1	0.709	0.249	0.117	0.568	0.132
May	202.1	75.70	15.86	202.5	196.9	0.829	0.257	0.132	0.668	0.125
June	231.4	66.68	23.63	221.4	214.9	0.869	0.249	0.132	0.707	0.117
July	243.8	60.62	23.19	239.9	233.3	0.943	0.257	0.136	0.774	0.121
August	210.4	54.94	21.79	227.5	221.8	0.902	0.257	0.125	0.747	0.132
September	151.3	53.18	17.87	186.0	181.5	0.758	0.249	0.113	0.620	0.136
October	108.0	38.56	14.75	156.5	153.3	0.654	0.257	0.103	0.529	0.154
November	68.9	26.10	9.73	117.5	115.1	0.505	0.249	0.087	0.401	0.162
December	62.9	20.83	6.78	124.6	122.0	0.544	0.257	0.088	0.438	0.169
Year	1732.8	559.97	14.08	2101.9	2050.2	8.662	3.029	1.336	7.036	1.693

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_User Energy supplied to the user  
 E\_Solar Energy from the sun  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 EFrGrid Energy from the grid

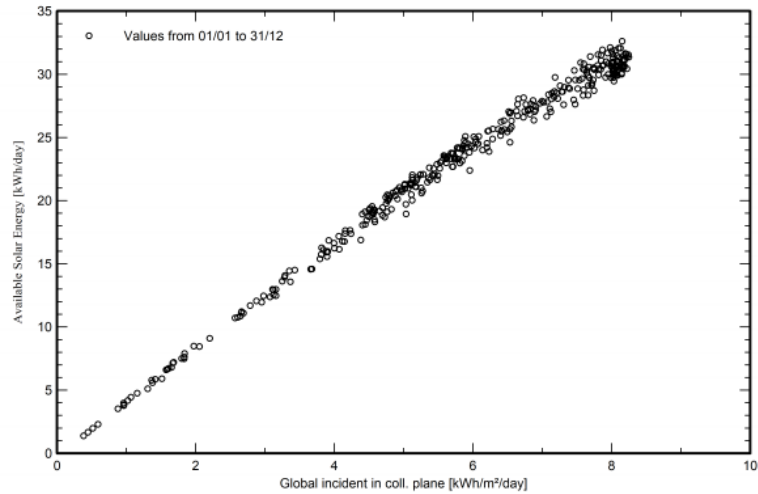
### Loss diagram



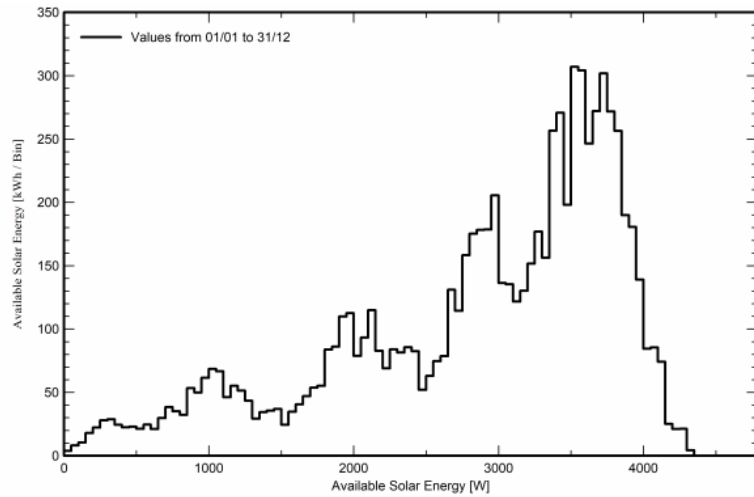
- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



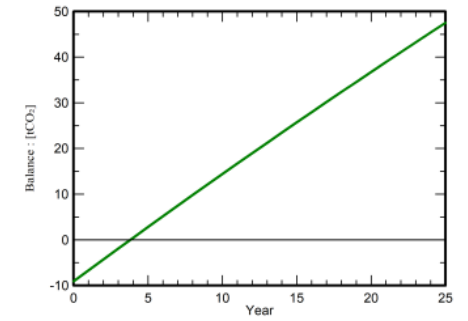
Distribución de potencia de salida del sistema



CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 47.5 tCO<sub>2</sub>  
**Generated emissions**  
 Total: 9.09 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:  
**Replaced Emissions**  
 Total: 60.1 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 8372.17 kWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Spain  
 Lifetime: 25 years  
 Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	4.69 kWp	8033
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	140 kg	616
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	1.00 units	436

## 1.4. Informe vivienda unifamiliar en Jaén (4,02 kWp)



PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:  
26/05/21 14:28  
with v7.2.2

Project: Unifamiliar Jaén mes peor

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Jaén España	<b>Situation</b> Latitude 37.77 °N Longitude -3.79 °W Altitude 572 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Jaén PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>		
Nb. of modules 12 units	<b>Inverters</b>	1 Unit
Pnom total 4020 Wp	Nb. of units	4000 W
	Pnom total	1.005
	Pnom ratio	

### Results summary

Produced Energy 7.28 MWh/year	Specific production 1810 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.68 %
		Solar Fraction SF 43.45 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
CO <sub>2</sub> Emission Balance	7

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>												
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>											
Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate											
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values											
Jan. 8.30	Feb. 8.30	Mar. 8.30	Apr. 8.30	May 8.30	June 8.30	July 8.30	Aug. 8.30	Sep. 8.30	Oct. 8.30	Nov. 8.30	Dec. 8.30	Year 8.30	kWh/day

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model JAM60-S10-335-PR (Original PVsyst database)	Model UNO-DM-4.0-TL-PLUS (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 335 Wp	Unit Nom. Power 4.00 kWac
Number of PV modules 12 units	Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 units
Nominal (STC) 4020 Wp	Total power 4.0 kWac
Modules 2 Strings x 6 In series	Operating voltage 90-580 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>	Pnom ratio (DC:AC) 1.00
Pmpp 3669 Wp	
U mpp 186 V	
I mpp 20 A	
<b>Total PV power</b>	<b>Total inverter power</b>
Nominal (STC) 4 kWp	Total power 4 kWac
Total 12 modules	Nb. of inverters 1 Unit
Module area 20.2 m <sup>2</sup>	Pnom ratio 1.00

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 155 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s								
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0° 1.000	30° 0.998	50° 0.981	60° 0.948	70° 0.862	75° 0.776	80° 0.636	85° 0.403	90° 0.000

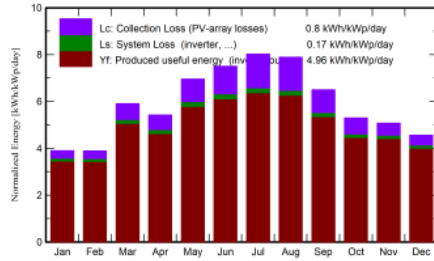
### Main results

#### System Production

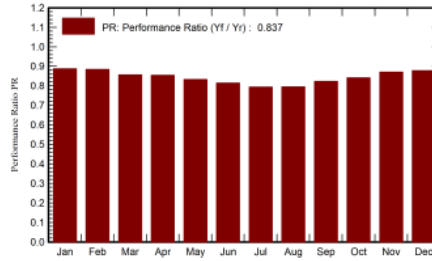
Produced Energy 7.28 MWh/year

Specific production 1810 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 83.68 %  
 Solar Fraction SF 43.45 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



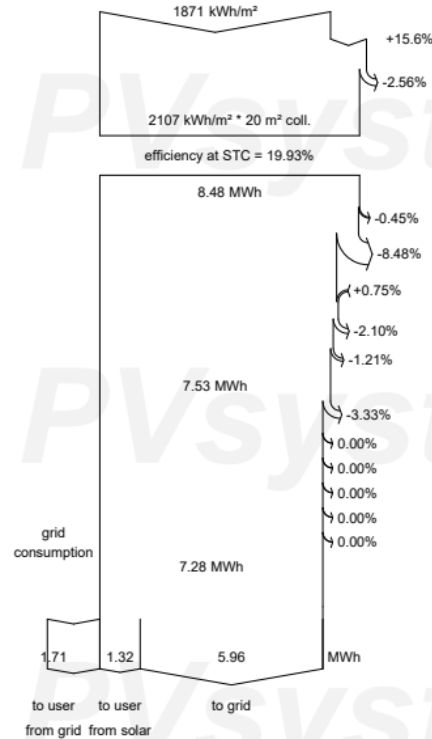
#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	74.6	27.24	8.09	120.8	118.2	0.446	0.257	0.087	0.344	0.170
February	80.5	38.68	9.16	109.0	106.2	0.401	0.233	0.089	0.299	0.144
March	147.9	52.29	11.71	183.1	178.6	0.652	0.257	0.112	0.518	0.145
April	153.7	67.41	12.77	162.7	158.2	0.579	0.249	0.115	0.443	0.134
May	220.4	72.12	17.46	215.8	209.5	0.747	0.257	0.128	0.594	0.129
June	239.6	64.82	22.46	225.2	218.5	0.763	0.249	0.128	0.609	0.121
July	259.6	54.43	27.19	248.8	241.8	0.821	0.257	0.131	0.663	0.126
August	233.5	50.56	26.49	244.6	238.1	0.808	0.257	0.126	0.656	0.132
September	164.3	50.14	21.54	194.9	190.4	0.667	0.249	0.112	0.533	0.137
October	122.1	39.78	16.99	164.3	160.5	0.575	0.257	0.104	0.452	0.153
November	94.5	27.61	11.56	152.2	149.2	0.550	0.249	0.091	0.442	0.158
December	80.5	25.68	10.83	141.4	138.3	0.516	0.257	0.094	0.405	0.164
Year	1871.1	570.76	16.41	2162.8	2107.5	7.525	3.031	1.317	5.959	1.714

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

### Loss diagram

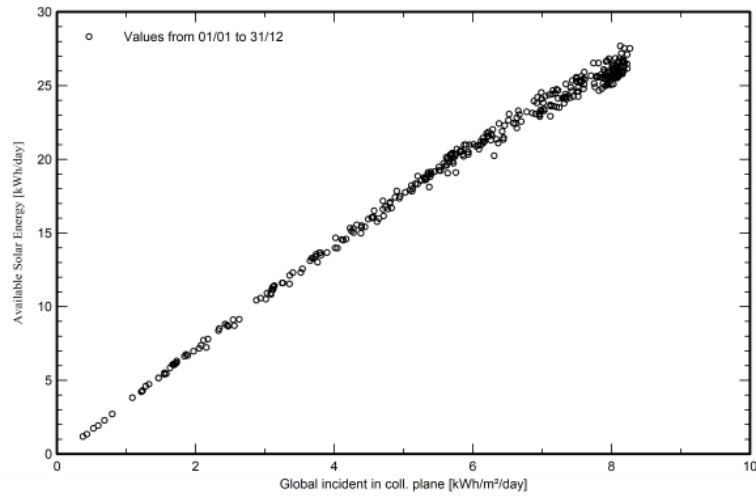


Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane  
 IAM factor on global  
 Effective irradiation on collectors  
 PV conversion  
 Array nominal energy (at STC effic.)  
 PV loss due to irradiance level  
 PV loss due to temperature  
 Module quality loss  
 Mismatch loss, modules and strings  
 Ohmic wiring loss  
 Array virtual energy at MPP  
 Inverter Loss during operation (efficiency)  
 Inverter Loss over nominal inv. power  
 Inverter Loss due to max. input current  
 Inverter Loss over nominal inv. voltage  
 Inverter Loss due to power threshold  
 Inverter Loss due to voltage threshold  
 Available Energy at Inverter Output

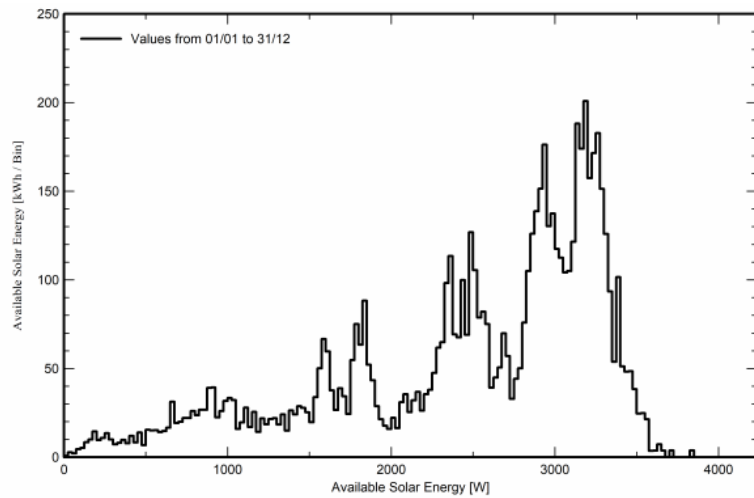
Energy injected into grid

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 40.5 tCO<sub>2</sub>

#### Generated emissions

Total: 8.72 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

#### Replaced Emissions

Total: 52.2 tCO<sub>2</sub>

System production: 7275.06 kWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

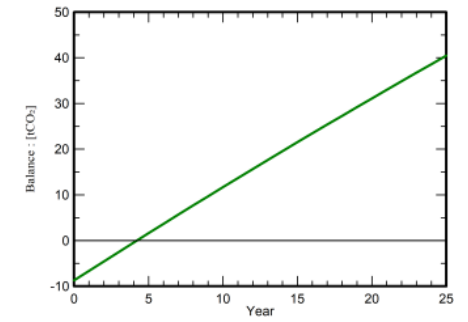
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	4.02 kWp	6885
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	120 kg	528
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	3.00 units	1308



# 1.5. Informe vivienda unifamiliar en Sevilla (4,02 kWp)



**PVsyst V7.2.2**

VC3, Simulation date:  
26/05/21 14:24  
with v7.2.2

Project: Unifamiliar Sevilla mes peor

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b> India	<b>Situation</b> Latitude °S Longitude °W Altitude m Time zone UTC	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b>		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 12 units Pnom total 4020 Wp	Nb. of units 1 Unit Pnom total 4000 W Pnom ratio 1.005	

### Results summary

Produced Energy 7.31 MWh/year	Specific production 1819 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 83.48 %	Solar Fraction SF 44.22 %
-------------------------------	---------------------------------------	------------------------	---------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Predef. graphs	7
CO <sub>2</sub> Emission Balance	8

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>												
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>				<b>Models used</b>								
Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	No 3D scene defined				Transposition Perez Diffuse Erbs Circumsolar separate								
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings				<b>User's needs</b> Monthly values								
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>	
Manufacturer Generic Model JAM60-S10-335-PR (Original PVsyst database)	Manufacturer Generic Model UNO-DM-4.0-TL-PLUS (Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power 335 Wp Number of PV modules 12 units Nominal (STC) 4020 Wp Modules 2 Strings x 6 In series	Unit Nom. Power 4.00 kWac Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 units Total power 4.0 kWac Operating voltage 90-580 V Pnom ratio (DC:AC) 1.00	
<b>At operating cond. (50°C)</b>		
Pmpp 3669 Wp U mpp 186 V I mpp 20 A		
<b>Total PV power</b>	<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC) 4 kWp Total 12 modules Module area 20.2 m <sup>2</sup>	Total power 4 kWac Nb. of inverters 1 Unit Pnom ratio 1.00	

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>						
Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	Global array res. 155 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	Loss Fraction -0.8 %						
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526							
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

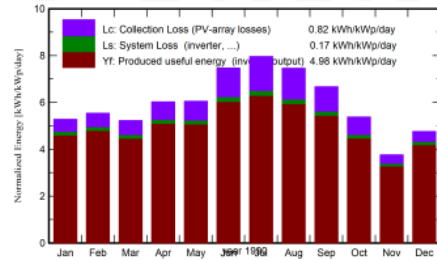
### Main results

#### System Production

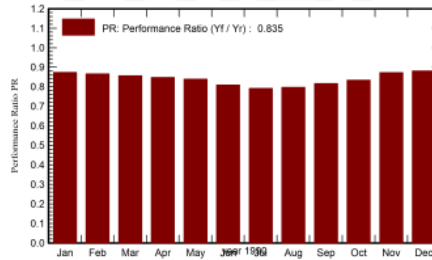
Produced Energy 7.31 MWh/year

Specific production 1819 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 83.48 %  
 Solar Fraction SF 44.22 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



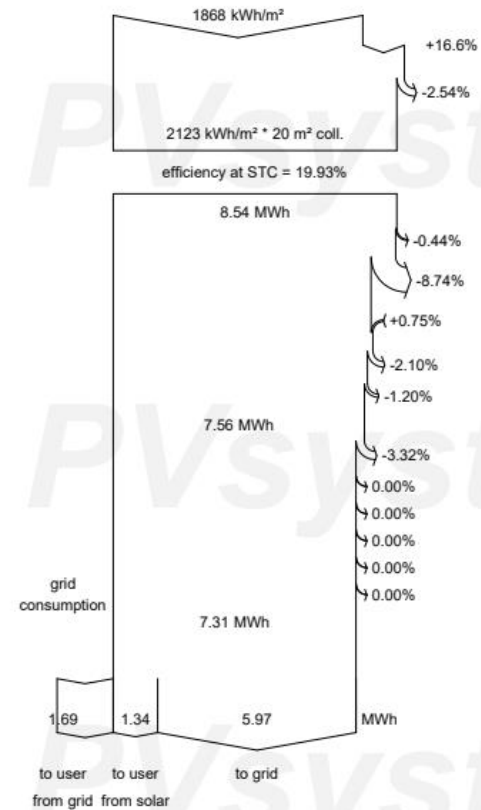
#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Jan. 90	95.7	22.51	9.50	163.7	160.2	0.594	0.257	0.099	0.476	0.159
Feb. 90	106.9	33.47	11.12	155.2	151.7	0.559	0.233	0.095	0.445	0.137
Mar. 90	135.1	56.70	13.46	161.9	157.9	0.577	0.257	0.111	0.447	0.146
Apr. 90	169.8	68.76	14.74	180.6	175.4	0.637	0.249	0.118	0.498	0.131
May 90	191.4	80.45	18.28	187.7	182.2	0.655	0.257	0.127	0.506	0.131
June 90	238.5	65.32	23.78	224.1	217.7	0.754	0.249	0.130	0.599	0.120
July 90	257.8	54.73	27.10	246.7	239.7	0.812	0.257	0.133	0.652	0.124
Aug. 90	220.8	52.47	26.11	231.2	225.0	0.767	0.257	0.125	0.616	0.132
Sep. 90	168.8	48.48	22.86	200.2	195.5	0.679	0.249	0.113	0.544	0.136
Oct. 90	124.1	43.87	20.17	166.7	162.9	0.578	0.257	0.107	0.452	0.150
Nov. 90	75.3	32.99	14.66	113.0	110.5	0.410	0.249	0.087	0.310	0.162
Dec. 90	84.1	25.37	10.38	147.7	144.4	0.540	0.257	0.096	0.427	0.162
Year	1868.3	585.14	17.72	2178.6	2123.2	7.561	3.031	1.340	5.971	1.691

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

### Loss diagram



Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

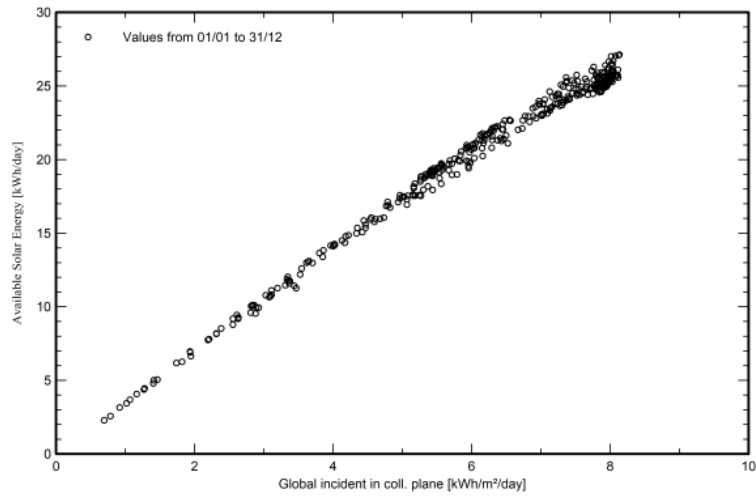
Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

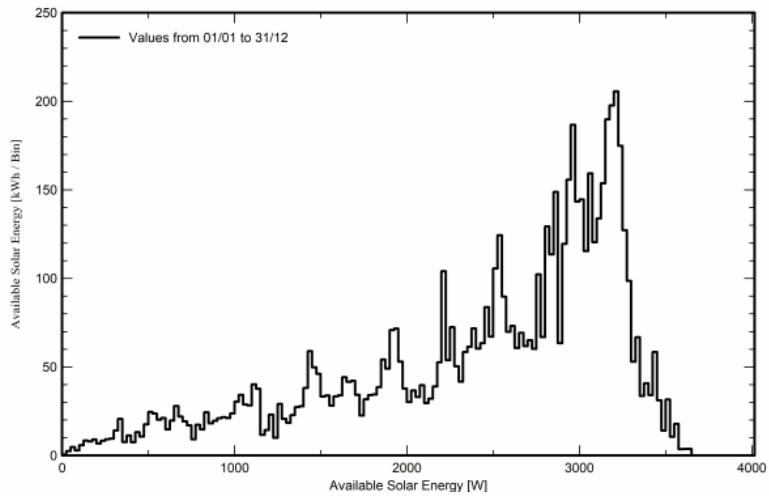
Energy injected into grid

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



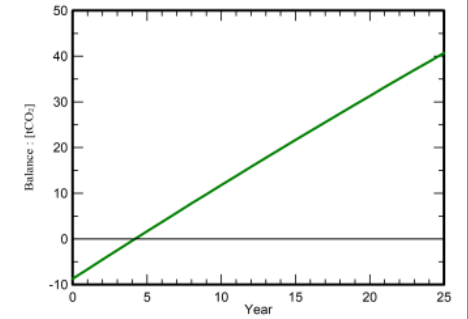
### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 40.7 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**  
 Total: 8.72 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**  
 Total: 52.5 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 7310.57 kWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Spain  
 Lifetime: 25 years  
 Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	4.02 kWp	6885
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	120 kg	528
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	3.00 units	1308

# 1.6. Informe vivienda unifamiliar en Bilbao con instalación de 4,02kWp



**PVsyst V7.2.2**  
 VCO, Simulation date:  
 26/05/21 14:22  
 with v7.2.2

Project: Potencia pico 5kWp\_ Bilbao

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Bilbao		Latitude	43.26 °N	Albedo	0.20
España		Longitude	-2.93 °W		
		Altitude	32 m		
		Time zone	UTC+1		
<b>Meteo data</b>					
Bilbao					
PVGIS api TMY					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Fixed plane		No Shadings		Monthly values	
Tilt/Azimuth		34 / 0 °			
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	12 units	<b>Inverters</b>	Nb. of units	1 Unit	
Pnom total	4020 Wp	Pnom total		4000 W	
		Pnom ratio		1.005	

### Results summary

Produced Energy	4960 kWh/year	Specific production	1234 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.15 %
				Solar Fraction SF	40.48 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Cost of the system	7
CO <sub>2</sub> Emission Balance	8

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>											
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>				<b>Models used</b>							
Orientation		No 3D scene defined				Transposition				Perez			
Fixed plane						Diffuse				Imported			
Tilt/Azimuth		34 / 0 °				Circumsolar				separate			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>				<b>User's needs</b>							
Free Horizon		No Shadings				Monthly values							
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM60-S10-335-PR	Model	UNO-DM-4.0-TL-PLUS
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	335 Wp	Unit Nom. Power	4.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 units
Nominal (STC)	4020 Wp	Total power	4.0 kWac
Modules	2 Strings x 6 In series	Operating voltage	90-580 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	3669 Wp		
U mpp	186 V		
I mpp	20 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4 kWp	Total power	4 kWac
Total	12 modules	Nb. of inverters	1 Unit
Module area	20.2 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.00

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>		<b>Module Quality Loss</b>				
Module temperature according to irradiance		Global array res.		Loss Fraction				
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	155 mΩ		-0.8 %				
Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	Loss Fraction		1.5 % at STC				
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>						
Loss Fraction		2.0 % at MPP		Loss Fraction				
				0.1 %				
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

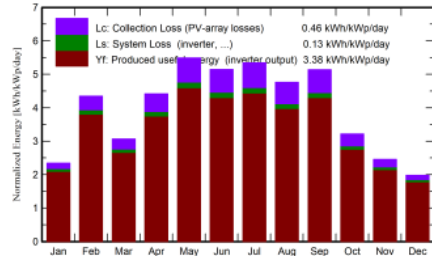
### Main results

#### System Production

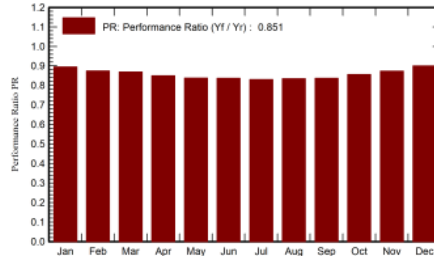
Produced Energy 4960 kWh/year

Specific production 1234 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 85.15 %  
 Solar Fraction SF 40.48 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



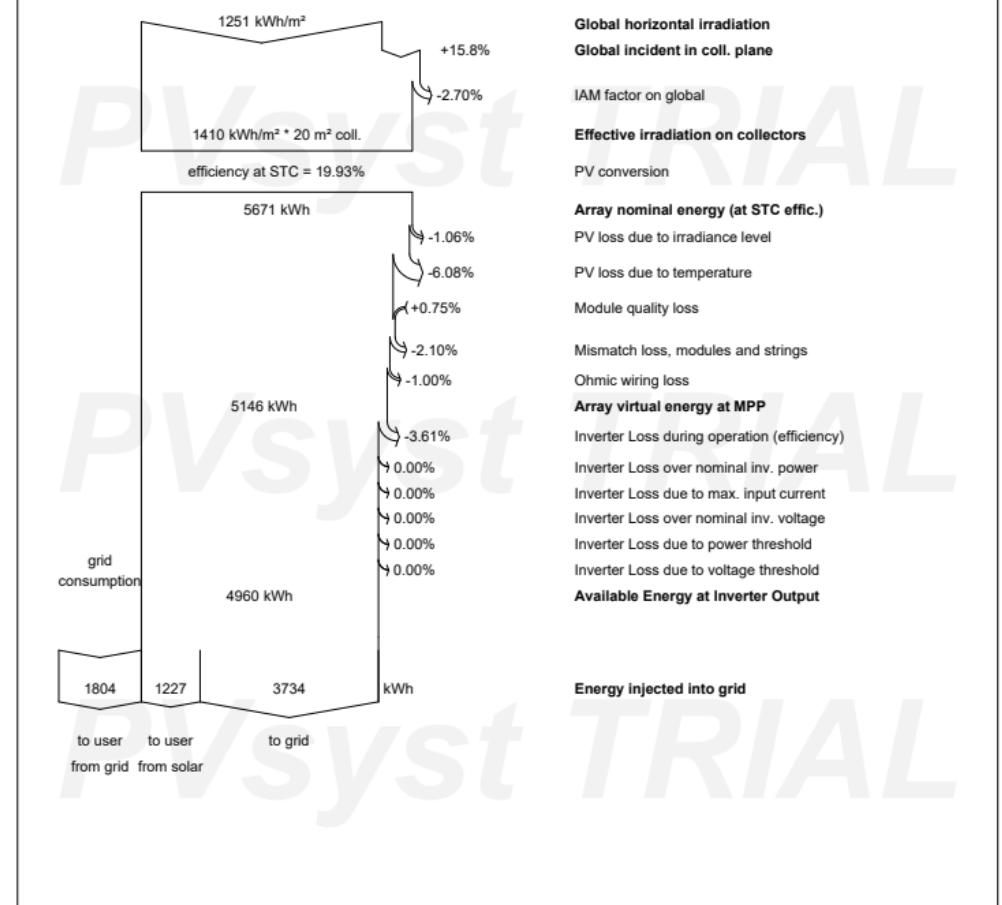
### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	45.2	26.25	7.69	72.7	71.0	272.0	257.4	80.8	180.9	176.6
February	77.6	30.20	10.44	121.8	119.2	443.2	232.5	87.6	340.8	144.9
March	79.5	47.29	10.74	95.0	92.4	345.0	257.4	99.8	232.2	157.6
April	122.1	61.12	14.12	132.5	128.8	469.5	249.1	110.5	342.0	138.6
May	170.1	69.44	16.54	170.2	165.4	594.6	257.4	125.2	448.4	132.2
June	162.1	78.85	18.61	154.3	149.4	538.7	249.1	124.6	394.6	124.5
July	169.6	74.95	19.73	165.8	160.9	573.9	257.4	129.0	424.4	128.4
August	141.1	63.68	19.00	147.7	143.5	513.8	257.4	116.7	378.8	140.7
September	127.9	53.38	18.64	154.1	150.1	537.2	249.1	110.2	408.6	138.9
October	74.0	40.68	17.57	99.9	97.2	356.7	257.4	95.5	248.2	161.9
November	45.5	23.76	13.63	73.8	72.1	269.5	249.1	70.7	188.7	178.5
December	36.5	21.64	8.69	61.4	59.9	231.6	257.4	76.3	146.1	181.1
Year	1251.3	591.23	14.63	1449.2	1410.0	5145.8	3031.0	1227.0	3733.6	1804.0

#### Legends

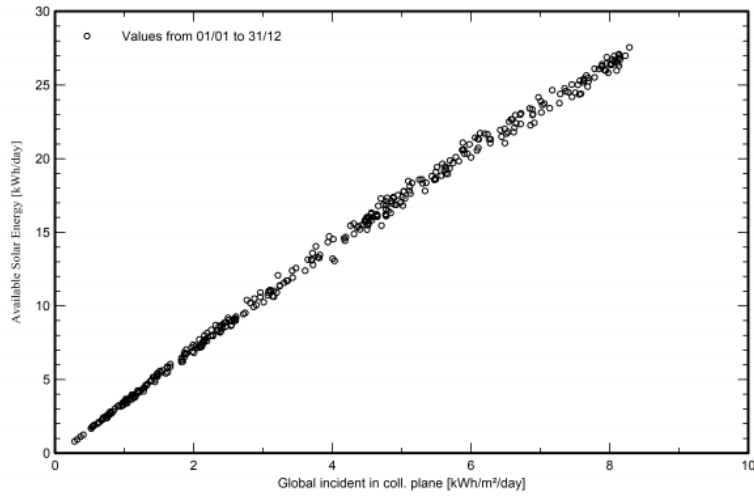
GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_User Energy supplied to the user  
 E\_Solar Energy from the sun  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 EFrGrid Energy from the grid

### Loss diagram

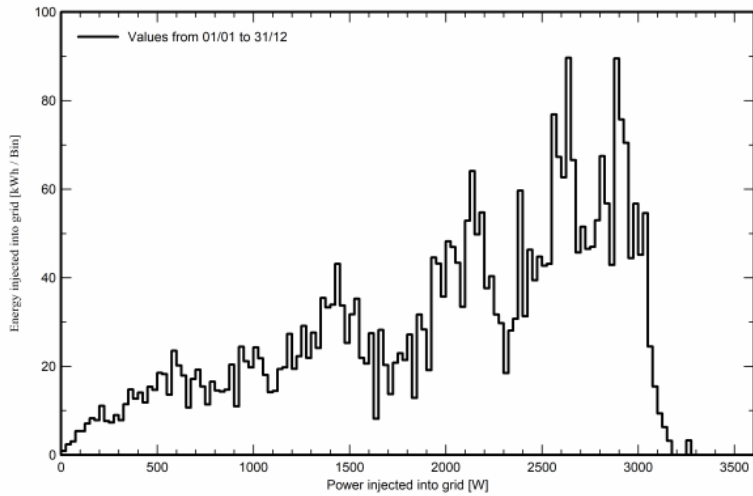


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



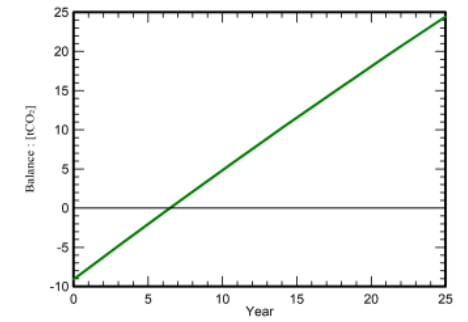
Distribución de potencia de salida del sistema



CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 24.4 tCO<sub>2</sub>  
**Generated emissions**  
 Total: 9.09 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:  
**Replaced Emissions**  
 Total: 35.6 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 4959.95 kWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Spain  
 Lifetime: 25 years  
 Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	4.69 kWp	8033
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	140 kg	616
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	1.00 units	436

# 1.7. Informe vivienda unifamiliar en Logroño con instalación de 4,02kWp



PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:  
26/05/21 14:39  
with v7.2.2

Project: Logroño\_5kWp\_viv\_unifamiliar

Variant: Nueva variante de simulación

Project summary			
<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>	
Logroño	Latitude	42.47 °N	Albedo
España	Longitude	-2.45 °W	0.20
	Altitude	397 m	
	Time zone	UTC+1	
<b>Meteo data</b>			
Logroño			
PVGIS api TMY			

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>		
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>
Fixed plane	No Shadings		Monthly values
Tilt/Azimuth	33 / 0 °		
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>	
Nb. of modules	12 units	Nb. of units	1 Unit
Pnom total	4020 Wp	Pnom total	4000 W
		Pnom ratio	1.005

Results summary					
Produced Energy	6.08 MWh/year	Specific production	1513 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.00 %
				Solar Fraction SF	42.55 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
CO <sub>2</sub> Emission Balance	7

General parameters													
<b>Grid-Connected System</b>							<b>No 3D scene defined, no shadings</b>						
<b>PV Field Orientation</b>							<b>Sheds configuration</b>			<b>Models used</b>			
Orientation							No 3D scene defined			Transposition			
Fixed plane										Perez			
Tilt/Azimuth							33 / 0 °			Diffuse			
										Imported			
										Circumsolar			
										separate			
<b>Horizon</b>							<b>Near Shadings</b>			<b>User's needs</b>			
Free Horizon							No Shadings			Monthly values			
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day

PV Array Characteristics			
<b>PV module</b>	Generic		<b>Inverter</b>
Manufacturer	JAM60-S10-335-PR		Manufacturer
Model	(Original PVsyst database)		Model
			UNO-DM-4.0-TL-PLUS
			(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	335 Wp	Unit Nom. Power	4.00 kWac
Number of PV modules	12 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 units
Nominal (STC)	4020 Wp	Total power	4.0 kWac
Modules	2 Strings x 6 in series	Operating voltage	90-580 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	3669 Wp		
U mpp	186 V	<b>Total inverter power</b>	
I mpp	20 A	Total power	4 kWac
		Nb. of inverters	1 Unit
<b>Total PV power</b>		Pnom ratio	1.00
Nominal (STC)	4 kWp		
Total	12 modules		
Module area	20.2 m²		

Array losses			
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>	
Module temperature according to irradiance	Global array res.	155 mΩ	Loss Fraction
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>		
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
<b>IAM loss factor</b>	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526		
	0°	30°	50°
	60°	70°	75°
	80°	85°	90°
	1.000	0.998	0.981
	0.948	0.862	0.776
	0.636	0.403	0.000

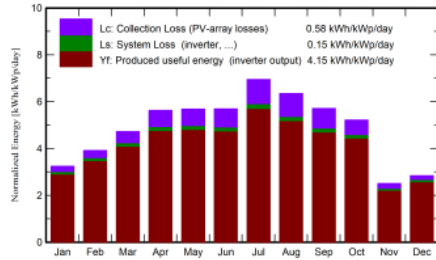
### Main results

#### System Production

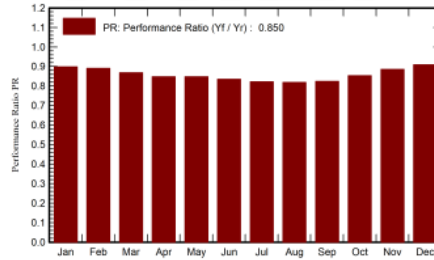
Produced Energy 6.08 MWh/year

Specific production 1513 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 85.00 %  
 Solar Fraction SF 42.55 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



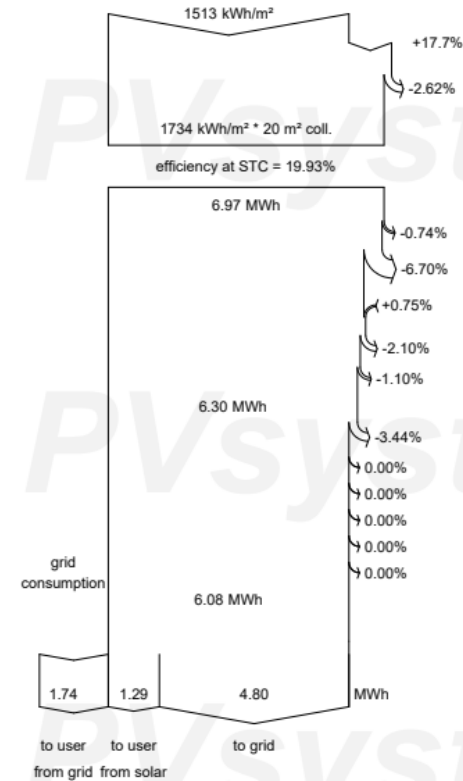
#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	58.6	27.54	6.32	100.5	98.2	0.376	0.257	0.089	0.274	0.168
February	74.1	29.34	3.44	109.7	107.3	0.407	0.233	0.084	0.309	0.149
March	116.5	50.73	9.47	146.4	142.6	0.529	0.257	0.109	0.401	0.148
April	152.6	61.50	13.91	168.8	164.5	0.596	0.249	0.115	0.460	0.134
May	176.5	77.39	15.15	176.1	170.9	0.622	0.257	0.126	0.474	0.131
June	180.7	70.38	16.50	170.7	165.0	0.594	0.249	0.127	0.445	0.122
July	219.7	73.15	20.39	215.4	209.2	0.737	0.257	0.132	0.580	0.125
August	183.6	62.00	22.17	196.6	191.6	0.669	0.257	0.123	0.524	0.135
September	140.9	50.51	20.42	171.3	167.2	0.588	0.249	0.112	0.456	0.137
October	110.7	39.55	15.67	161.7	158.1	0.573	0.257	0.107	0.448	0.151
November	50.1	29.52	11.16	75.2	73.4	0.278	0.249	0.079	0.189	0.170
December	48.6	23.94	6.24	88.1	86.0	0.334	0.257	0.086	0.235	0.171
Year	1512.7	595.53	13.46	1780.7	1734.0	6.301	3.031	1.290	4.795	1.741

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

### Loss diagram



Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

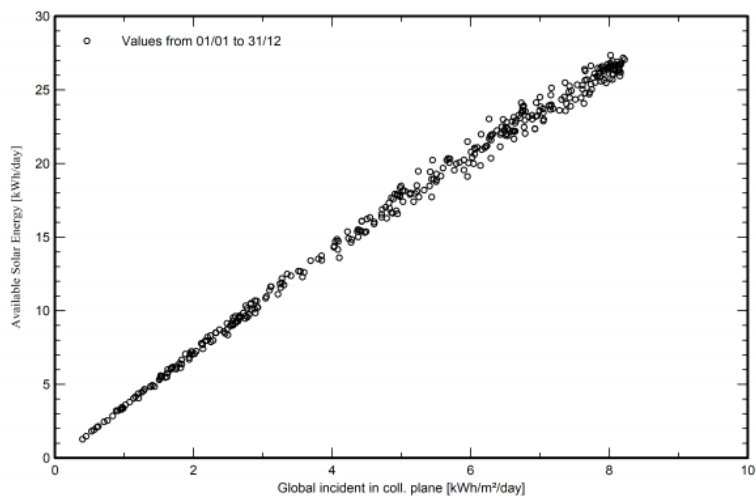
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

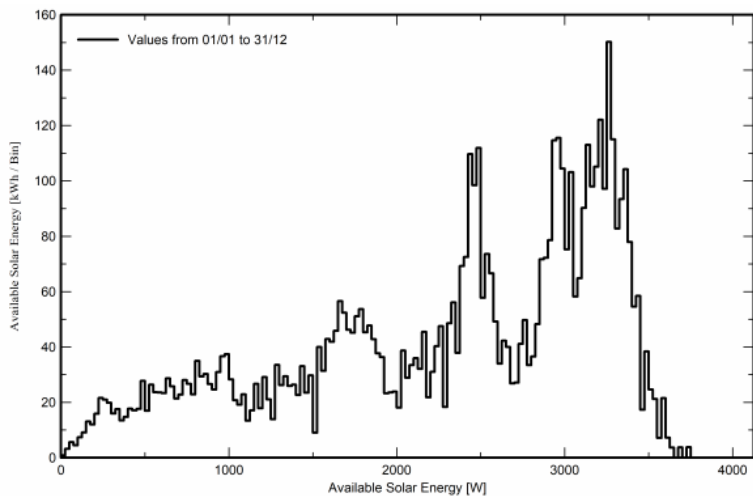


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 32.0 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 9.09 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 43.7 tCO<sub>2</sub>

System production: 6083.93 kWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

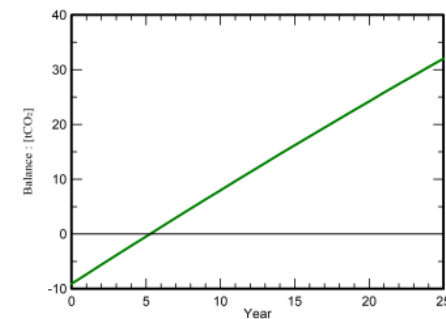
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	4.69 kWp	8033
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	140 kg	616
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	1.00 units	436

# 1.8. Informe vivienda unifamiliar en Huesca con instalación de 4,02kWp



PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:  
26/05/21 14:48  
with v7.2.2

Project: Huesca\_5kW\_unifamiliar

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Huesca España	<b>Situation</b> Latitude 42.14 °N Longitude -0.41 °W Altitude 474 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Huesca PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 33 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Monthly values
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>		
Nb. of modules	12 units	<b>Inverters</b> Nb. of units 1 Unit
Pnom total	4020 Wp	Pnom total 4000 W Pnom ratio 1.005

### Results summary

Produced Energy	7.18 MWh/year	Specific production	1785 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.94 %
				Solar Fraction SF	43.48 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
CO <sub>2</sub> Emission Balance	7

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>																													
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>																												
Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 33 / 0 °	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate																												
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>																												
Free Horizon	No Shadings	Monthly values																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Jan.</th> <th>Feb.</th> <th>Mar.</th> <th>Apr.</th> <th>May</th> <th>June</th> <th>July</th> <th>Aug.</th> <th>Sep.</th> <th>Oct.</th> <th>Nov.</th> <th>Dec.</th> <th>Year</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>8.30</td> <td>kWh/day</td> </tr> </tbody> </table>			Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year		8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year																		
8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	8.30	kWh/day																	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>
Manufacturer Generic Model JAM60-S10-335-PR (Original PVsyst database)	Manufacturer Generic Model UNO-DM-4.0-TL-PLUS (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 335 Wp Number of PV modules 12 units Nominal (STC) 4020 Wp Modules 2 Strings x 6 In series	Unit Nom. Power 4.00 kWac Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 units Total power 4.0 kWac Operating voltage 90-580 V Pnom ratio (DC:AC) 1.00
<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp 3669 Wp U mpp 186 V I mpp 20 A	
<b>Total PV power</b>	<b>Total inverter power</b>
Nominal (STC) 4 kWp Total 12 modules Module area 20.2 m²	Total power 4 kWac Nb. of inverters 1 Unit Pnom ratio 1.00

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>																		
Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s	Global array res. 155 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	Loss Fraction -0.8 %																		
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>																			
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %																			
<b>IAM loss factor</b>	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>0°</th> <th>30°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>75°</th> <th>80°</th> <th>85°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.000</td> <td>0.998</td> <td>0.981</td> <td>0.948</td> <td>0.862</td> <td>0.776</td> <td>0.636</td> <td>0.403</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table>		0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°												
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000												

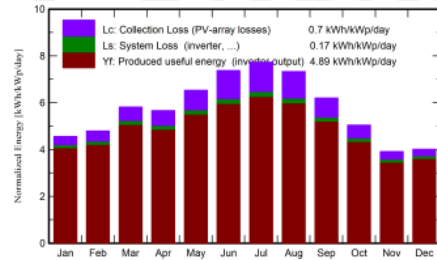
### Main results

#### System Production

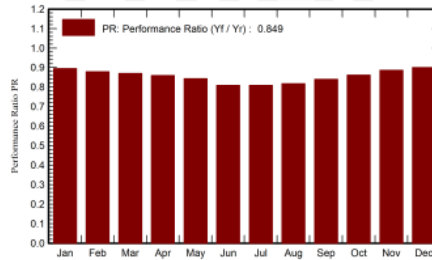
Produced Energy 7.18 MWh/year

Specific production 1785 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 84.94 %  
 Solar Fraction SF 43.48 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



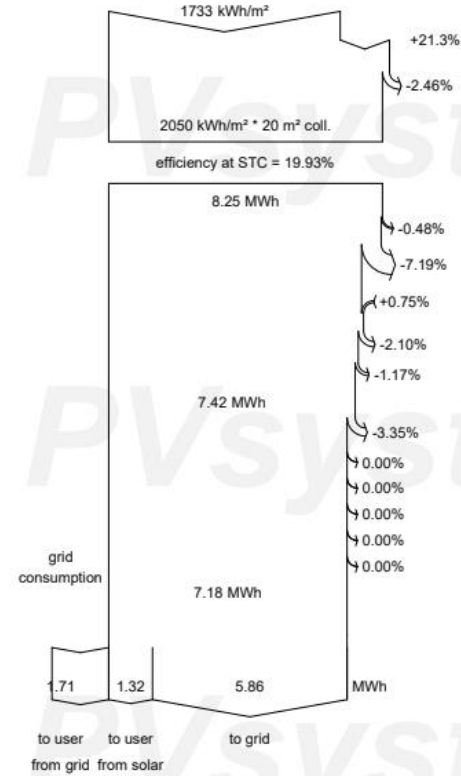
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	74.5	21.83	5.81	141.3	138.4	0.525	0.257	0.095	0.413	0.162
February	86.4	29.81	8.43	134.3	131.6	0.491	0.233	0.088	0.387	0.144
March	138.3	49.63	9.16	180.5	176.0	0.653	0.257	0.115	0.517	0.142
April	154.8	62.09	11.65	169.9	165.1	0.608	0.249	0.115	0.472	0.134
May	202.1	75.70	15.86	202.5	196.9	0.711	0.257	0.130	0.557	0.128
June	231.4	66.68	23.63	221.4	215.0	0.745	0.249	0.130	0.590	0.119
July	243.8	60.62	23.19	239.9	233.3	0.808	0.257	0.133	0.647	0.124
August	210.4	54.94	21.79	227.5	221.8	0.773	0.257	0.124	0.624	0.134
September	151.3	53.18	17.87	186.0	181.5	0.650	0.249	0.112	0.517	0.137
October	108.0	38.56	14.75	156.5	153.3	0.560	0.257	0.102	0.440	0.155
November	68.9	26.10	9.73	117.4	115.0	0.433	0.249	0.086	0.332	0.163
December	62.9	20.83	6.78	124.6	122.0	0.466	0.257	0.087	0.364	0.170
Year	1732.8	559.97	14.08	2101.8	2050.1	7.424	3.031	1.318	5.859	1.713

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

### Loss diagram



Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

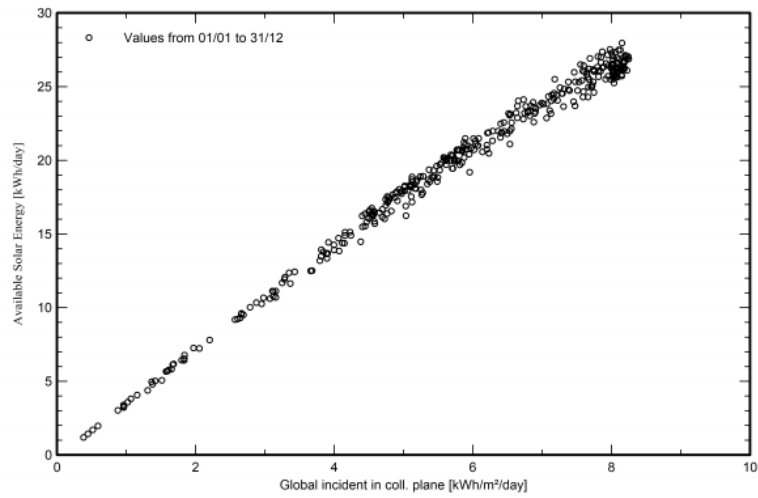
Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

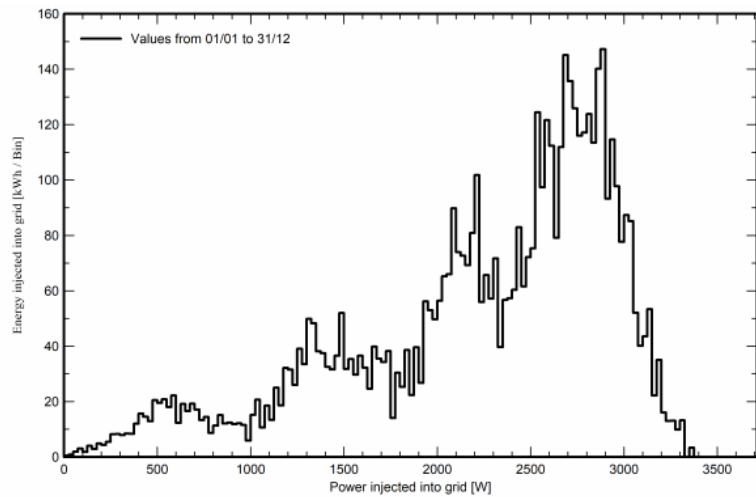
Energy injected into grid

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



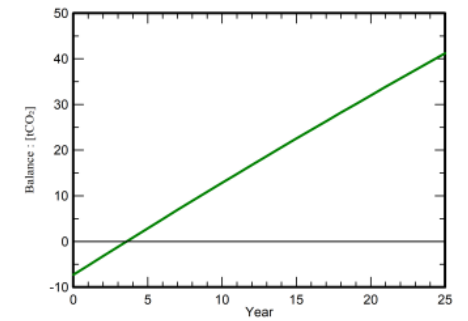
### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 41.2 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**  
Total: 7.30 tCO<sub>2</sub>  
Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**  
Total: 51.5 tCO<sub>2</sub>  
System production: 7175.86 kWh/yr  
Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
Source: IEA List  
Country: Spain  
Lifetime: 25 years  
Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	4.02 kWp	6885
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	120 kg	230
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /units	1.00 units	190

## 2. EDIFICIO

### 2.1. Informe edificio Bilbao (30,2 kWp)



PVsyst V7.2.3

VC0, Simulation date:  
31/05/21 19:07  
with v7.2.2

Project: Bilbao\_colectivo

Variant: Nueva variante de simulación

#### Project summary

<b>Geographical Site</b> Bilbao España	<b>Situation</b> Latitude 43.26 °N Longitude -2.93 °W Altitude 32 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Bilbao PVGIS api TMY		

#### System summary

<b>Grid-Connected System</b> No 3D scene defined, no shadings	<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 34 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 90 units Pnom total 30.2 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 9 units Pnom total 29.70 kWac Pnom ratio 1.015		

#### Results summary

Produced Energy	37.20 MWh/year	Specific production	1234 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.13 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

#### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Cost of the system	7
CO <sub>2</sub> Emission Balance	8

#### General parameters

<b>Grid-Connected System</b> No 3D scene defined, no shadings	<b>PV Field Orientation</b> Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 34 / 0 °	<b>Sheds configuration</b> No 3D scene defined	<b>Models used</b> Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)	

#### PV Array Characteristics

<b>PV module</b> Manufacturer Model (Original PVsyst database) Unit Nom. Power Number of PV modules Nominal (STC) Modules At operating cond. (50°C) Pmpp U mpp I mpp	Generic JAM60-S10-335-PR 335 Wp 90 units 30.2 kWp 9 Strings x 10 In series 27.52 kWp 309 V 89 A	<b>Inverter</b> Manufacturer Model (Original PVsyst database) Unit Nom. Power Number of inverters Total power Operating voltage Pnom ratio (DC:AC)	Generic UNO-DM-3.3-TL-PLUS 3.30 kWac 9 unit 29.7 kWac 90-580 V 1.02
<b>Total PV power</b> Nominal (STC) Total Module area	30 kWp 90 modules 151 m <sup>2</sup>	<b>Total inverter power</b> Total power Nb. of inverters Pnom ratio	30 kWac 9 units 1.02

#### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b> Module temperature according to irradiance Uc (const) Uv (wind)	20.0 W/m <sup>2</sup> K 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	<b>DC wiring losses</b> Global array res. Loss Fraction	58 mΩ 1.5 % at STC	<b>Module Quality Loss</b> Loss Fraction	-0.8 %				
<b>Module mismatch losses</b> Loss Fraction	2.0 % at MPP	<b>Strings Mismatch loss</b> Loss Fraction	0.1 %						
<b>IAM loss factor</b> Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

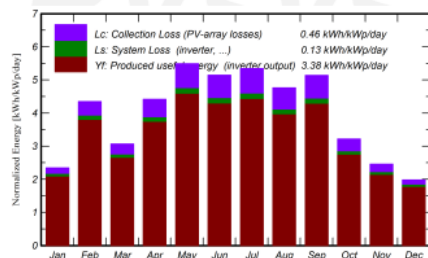
### Main results

#### System Production

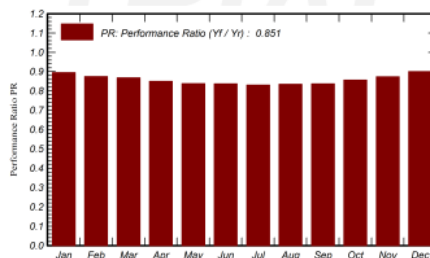
Produced Energy 37.20 MWh/year

Specific production 1234 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 85.13 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



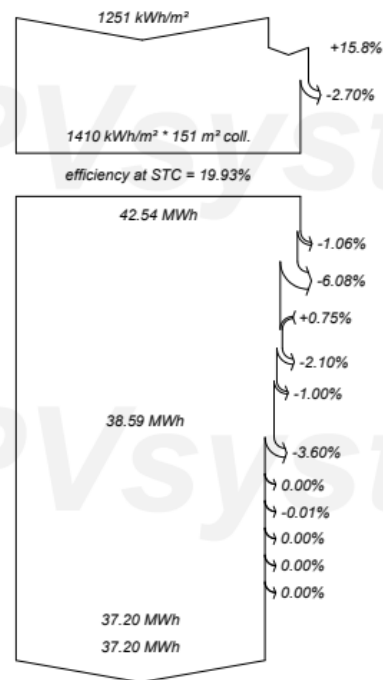
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	45.2	26.25	7.69	72.7	71.0	2.040	1.963	0.895
February	77.6	30.20	10.44	121.8	119.2	3.324	3.213	0.875
March	79.5	47.29	10.74	95.0	92.4	2.587	2.489	0.869
April	122.1	61.12	14.12	132.5	128.8	3.520	3.392	0.849
May	170.1	69.44	16.54	170.2	165.4	4.459	4.301	0.838
June	162.1	78.85	18.61	154.3	149.4	4.040	3.893	0.837
July	169.6	74.95	19.73	165.8	160.9	4.304	4.150	0.830
August	141.1	63.68	19.00	147.7	143.5	3.854	3.716	0.834
September	127.9	53.38	18.64	154.1	150.1	4.029	3.890	0.837
October	74.0	40.68	17.57	99.9	97.2	2.675	2.578	0.856
November	45.5	23.76	13.63	73.8	72.1	2.021	1.945	0.874
December	36.5	21.64	8.69	61.4	59.9	1.737	1.668	0.900
Year	1251.3	591.23	14.63	1449.2	1410.0	38.590	37.198	0.851

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

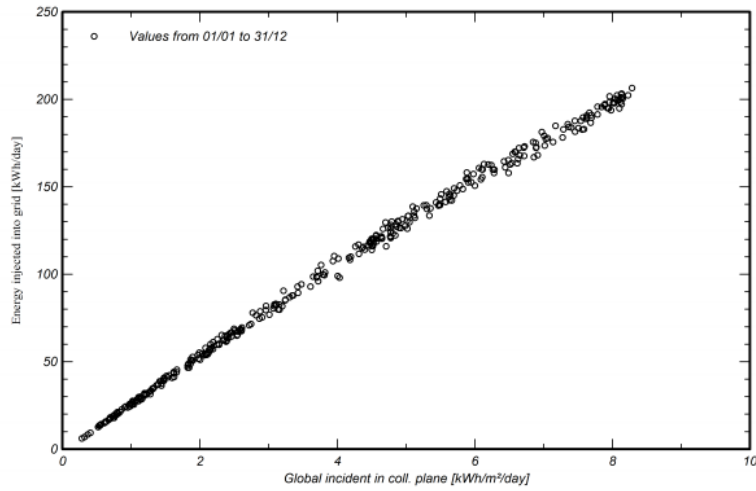
### Loss diagram



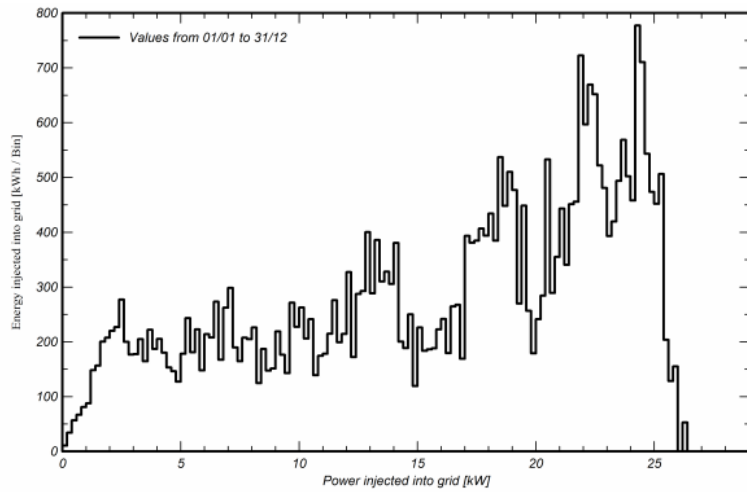
Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane  
 IAM factor on global  
 Effective irradiation on collectors  
 PV conversion  
 Array nominal energy (at STC effic.)  
 PV loss due to irradiance level  
 PV loss due to temperature  
 Module quality loss  
 Mismatch loss, modules and strings  
 Ohmic wiring loss  
 Array virtual energy at MPP  
 Inverter Loss during operation (efficiency)  
 Inverter Loss over nominal inv. power  
 Inverter Loss due to max. input current  
 Inverter Loss over nominal inv. voltage  
 Inverter Loss due to power threshold  
 Inverter Loss due to voltage threshold  
 Available Energy at Inverter Output  
 Energy injected into grid

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



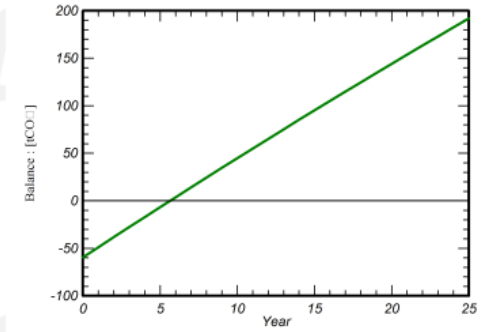
CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 192.0 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**  
 Total: 59.53 tCO<sub>2</sub>  
 Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**  
 Total: 266.9 tCO<sub>2</sub>  
 System production: 37.20 MWh/yr  
 Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
 Source: IEA List  
 Country: Spain  
 Lifetime: 25 years  
 Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	30.2 kWp	51639
Supports	4.40 kgCO <sub>2</sub> /kg	900 kg	3962
Inverters	436 kgCO <sub>2</sub> /units	9.00 units	3925

## 2.2. Informe edificio Logroño (21,8 kWp)



PVsyst V7.2.3

VC0. Simulation date:  
31/05/21 12:03  
with v7.2.2

Project: Logroño\_colectivo

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Logroño	Latitude 42.47 °N	Albedo 0.20
España	Longitude -2.45 °W	
	Altitude 397 m	
	Time zone UTC+1	
<b>Meteo data</b>		
Logroño		
PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 33 / 0 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 65 units	Nb. of units 5 units	
Pnom total 21.78 kWp	Pnom total 21.00 kWac	
	Pnom ratio 1.037	

### Results summary

Produced Energy 33.38 MWh/year	Specific production 1533 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.10 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
Cost of the system	7
CO <sub>2</sub> Emission Balance	8

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Imported
Tilt/Azimuth 33 / 0 °		Circumsolar separate
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>
Manufacturer Generic	Manufacturer Generic
Model JAM60-S10-335-PR	Model UNO-4.2-TL-OUTD
(Original PVsyst database)	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 335 Wp	Unit Nom. Power 4.20 kWac
Number of PV modules 65 units	Number of inverters 5 unit
Nominal (STC) 21.78 kWp	Total power 21.0 kWac
Modules 5 Strings x 13 In series	Operating voltage 350-820 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>	<b>Pnom ratio (DC:AC) 1.04</b>
Pmpp 19.87 kWp	
U mpp 402 V	
I mpp 49 A	
<b>Total PV power</b>	<b>Total inverter power</b>
Nominal (STC) 22 kWp	Total power 21 kWac
Total 65 modules	Nb. of inverters 5 units
Module area 109 m <sup>2</sup>	Pnom ratio 1.04

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 135 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s								
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



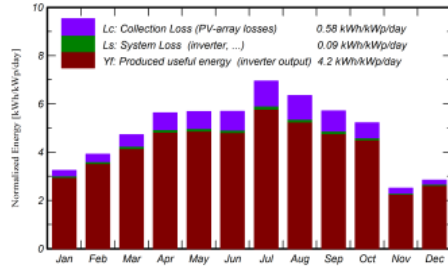
### Main results

#### System Production

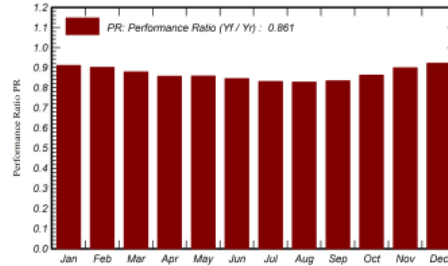
Produced Energy 33.38 MWh/year

Specific production 1533 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 86.10 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



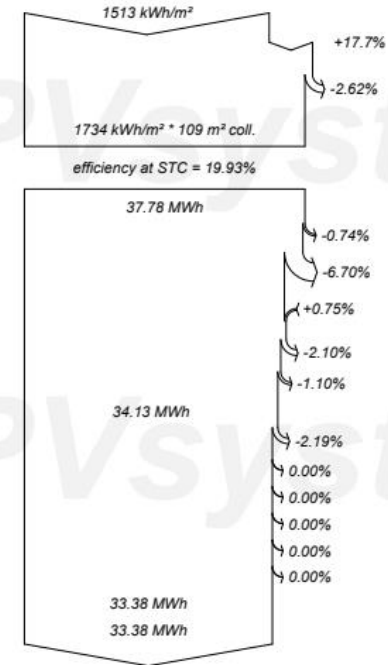
#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	58.6	27.54	6.32	100.5	98.2	2.036	1.993	0.911
February	74.1	29.34	3.44	109.7	107.3	2.203	2.154	0.902
March	116.5	50.73	9.47	146.4	142.6	2.866	2.802	0.879
April	152.6	61.50	13.91	168.8	164.5	3.227	3.154	0.858
May	176.5	77.39	15.15	176.1	170.9	3.367	3.292	0.858
June	180.7	70.38	16.50	170.7	165.0	3.216	3.142	0.845
July	219.7	73.15	20.39	215.4	209.2	3.992	3.903	0.832
August	183.6	62.00	22.17	196.6	191.6	3.625	3.547	0.828
September	140.9	50.51	20.42	171.3	167.2	3.183	3.114	0.835
October	110.7	39.55	15.67	161.7	158.1	3.105	3.040	0.863
November	50.1	29.52	11.16	75.2	73.4	1.506	1.473	0.899
December	48.6	23.94	6.24	88.1	86.0	1.807	1.769	0.922
Year	1512.7	595.53	13.46	1780.7	1734.0	34.131	33.384	0.861

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

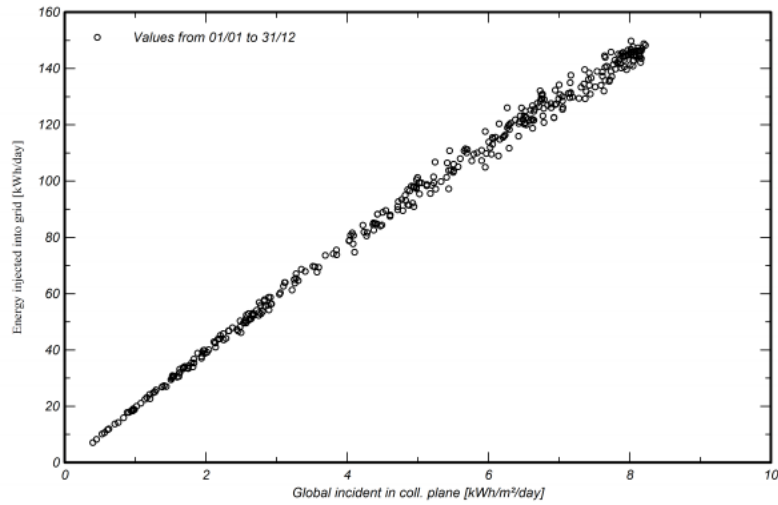
### Loss diagram



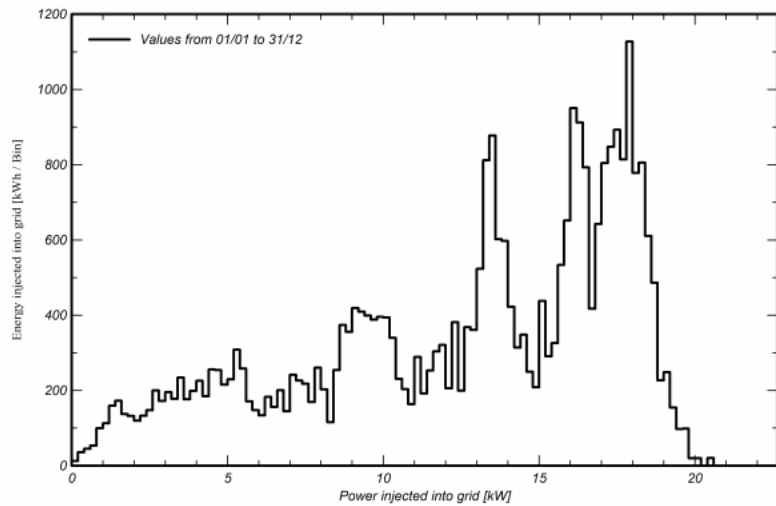
Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane  
 IAM factor on global  
 Effective irradiation on collectors  
 PV conversion  
 Array nominal energy (at STC effic.)  
 PV loss due to irradiance level  
 PV loss due to temperature  
 Module quality loss  
 Mismatch loss, modules and strings  
 Ohmic wiring loss  
 Array virtual energy at MPP  
 Inverter Loss during operation (efficiency)  
 Inverter Loss over nominal inv. power  
 Inverter Loss due to max. input current  
 Inverter Loss over nominal inv. voltage  
 Inverter Loss due to power threshold  
 Inverter Loss due to voltage threshold  
 Available Energy at Inverter Output  
 Energy Injected into grid

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



**CO<sub>2</sub> Emission Balance**

Total: 186.2 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

Total: 39.49 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

Total: 239.5 tCO<sub>2</sub>

System production: 33.38 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

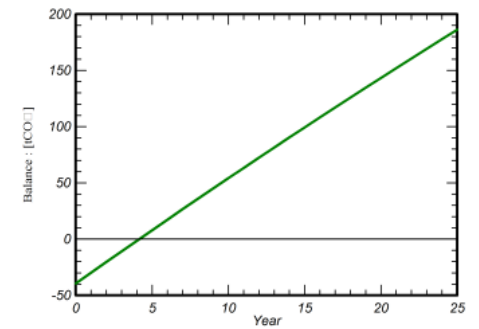
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 0.5 %

**Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time**



**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	21.8 kWp	37294
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	650 kg	1244
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /units	5.00 units	948

## 2.3. Informe edificio Huesca (21,8 kWp)



**PVsyst V7.2.3**  
 VC0. Simulation date:  
 31/05/21 12:19  
 with v7.2.2

*Project: Huesca\_colectivo*  
 Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Huesca España	<b>Situation</b> Latitude 42.14 °N Longitude -0.41 °W Altitude 474 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Huesca PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	No 3D scene defined, no shadings	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 32 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 52 units Pnom total 17.42 kWp	Nb. of units 4 units Pnom total 16.80 kWac Pnom ratio 1.037	

### Results summary

Produced Energy 31.44 MWh/year	Specific production 1805 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.95 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
CO <sub>2</sub> Emission Balance	7

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	No 3D scene defined, no shadings	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 32 / 0 °	No 3D scene defined	Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	Generic	<b>Inverter</b>	Generic
Manufacturer Model (Original PVsyst database)	JAM60-S10-335-PR	Manufacturer Model (Original PVsyst database)	UNO-4.2-TL-OUTD
Unit Nom. Power 335 Wp Number of PV modules 52 units Nominal (STC) 17.42 kWp Modules 4 Strings x 13 In series		Unit Nom. Power 4.20 kWac Number of inverters 4 unit Total power 16.8 kWac Operating voltage 350-820 V Pnom ratio (DC:AC) 1.04	
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp 15.90 kWp U mpp 402 V I mpp 40 A			
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC) 17 kWp Total 52 modules Module area 87.5 m <sup>2</sup>		Total power 17 kWac Nb. of inverters 4 units Pnom ratio 1.04	

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>							
Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	Global array res. 168 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	Loss Fraction -0.8 %							
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %								
<b>IAM loss factor</b>	Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

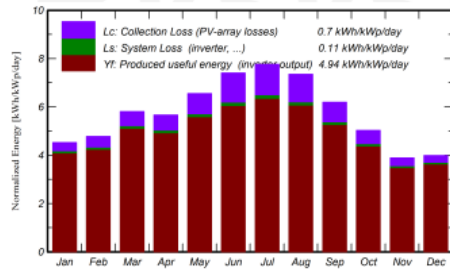
### Main results

#### System Production

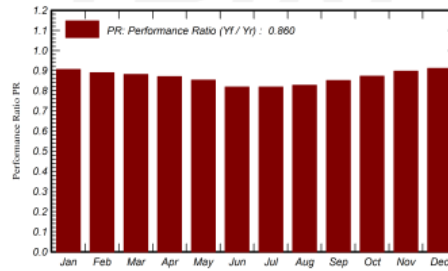
Produced Energy 31.44 MWh/year

Specific production 1805 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 85.95 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



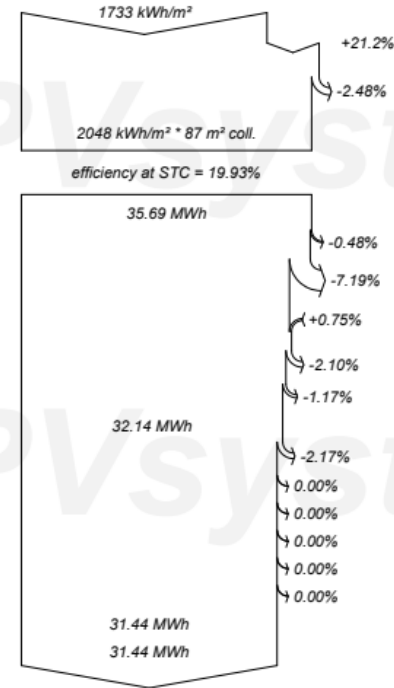
#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	74.5	21.83	5.81	140.3	137.3	2.260	2.213	0.906
February	86.4	29.81	8.43	133.7	130.9	2.118	2.072	0.890
March	138.3	49.63	9.16	180.1	175.6	2.824	2.764	0.881
April	154.8	62.09	11.65	170.0	165.3	2.637	2.578	0.870
May	202.1	75.70	15.86	203.0	197.4	3.087	3.019	0.854
June	231.4	66.68	23.63	222.2	215.8	3.240	3.168	0.818
July	243.8	60.62	23.19	240.7	234.1	3.513	3.434	0.819
August	210.4	54.94	21.79	227.8	222.1	3.355	3.282	0.827
September	151.3	53.18	17.87	185.8	181.3	2.814	2.753	0.851
October	108.0	38.56	14.75	155.8	152.6	2.419	2.368	0.872
November	68.9	26.10	9.73	116.7	114.3	1.865	1.825	0.898
December	62.9	20.83	6.78	123.6	120.9	2.004	1.962	0.912
Year	1732.8	559.97	14.08	2099.7	2047.6	32.135	31.439	0.860

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

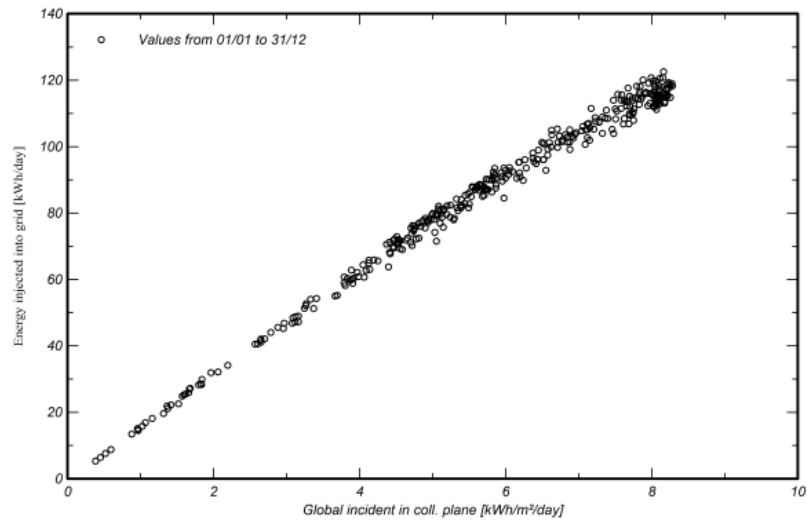
### Loss diagram



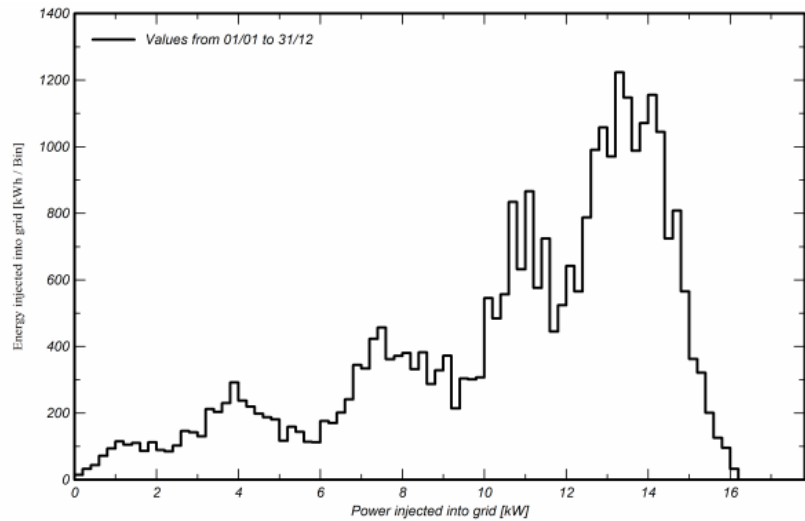
Global horizontal irradiation  
 Global incident in coll. plane  
 IAM factor on global  
 Effective irradiation on collectors  
 PV conversion  
 Array nominal energy (at STC effic.)  
 PV loss due to irradiance level  
 PV loss due to temperature  
 Module quality loss  
 Mismatch loss, modules and strings  
 Ohmic wiring loss  
 Array virtual energy at MPP  
 Inverter Loss during operation (efficiency)  
 Inverter Loss over nominal inv. power  
 Inverter Loss due to max. input current  
 Inverter Loss over nominal inv. voltage  
 Inverter Loss due to power threshold  
 Inverter Loss due to voltage threshold  
 Available Energy at Inverter Output  
 Energy injected into grid

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



### CO<sub>2</sub> Emission Balance

**Total:** 181.0 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

**Total:** 31.59 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

**Total:** 225.6 tCO<sub>2</sub>

System production: 31.44 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

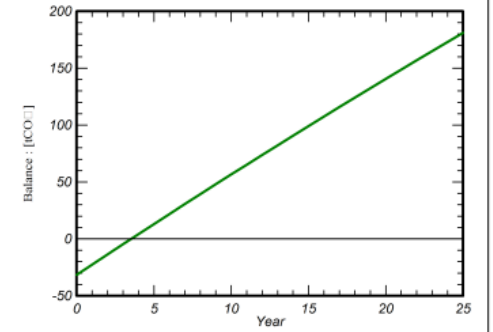
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	17.4 kWp	29836
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	520 kg	995
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /units	4.00 units	759

## 2.4. Informe edificio Jaén (14,1 kWp)



PVsyst V7.2.3

VC0. Simulation date:  
31/05/21 12:45  
with v7.2.2

Project: Jaén\_colectivo

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Jaén	Latitude 37.77 °N	Albedo 0.20
España	Longitude -3.79 °W	
	Altitude 572 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Jaén		
PVGIS api TMY		

### System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Unlimited load (grid)
Fixed plane	No Shadings	
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 42 units	Nb. of units 3 units	
Pnom total 14.07 kWp	Pnom total 13.80 kWac	
	Pnom ratio 1.020	

### Results summary

Produced Energy	25.46 MWh/year	Specific production	1810 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.67 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
CO <sub>2</sub> Emission Balance	7

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Imported
Tilt/Azimuth 30 / 0 °		Circumsolar separate
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

PV module	Generic	Inverter	Generic
Manufacturer	JAM60-S10-335-PR	Manufacturer	UNO-DM-4.6-TL-PLUS
Model		Model	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	335 Wp	Unit Nom. Power	4.60 kWac
Number of PV modules	42 units	Number of inverters	3 unit
Nominal (STC)	14.07 kWp	Total power	13.8 kWac
Modules	6 Strings x 7 In series	Operating voltage	90-580 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.02
Pmpp	12.84 kWp	<b>Total inverter power</b>	
U mpp	217 V	Total power	14 kWac
I mpp	59 A	Nb. of inverters	3 units
<b>Total PV power</b>		Pnom ratio	1.02
Nominal (STC)	14 kWp		
Total	42 modules		
Module area	70.7 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>	<b>Module Quality Loss</b>						
Module temperature according to irradiance	Global array res. 60 mΩ	Loss Fraction -0.8 %						
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC							
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s								
<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>							
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

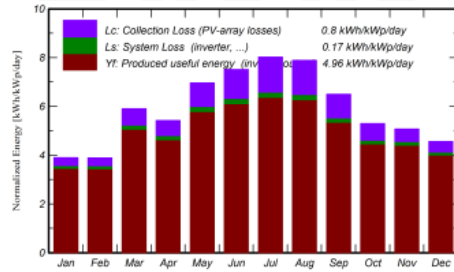
### Main results

#### System Production

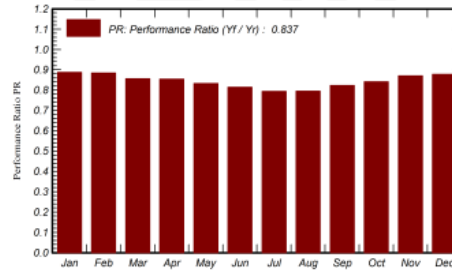
Produced Energy 25.46 MWh/year

Specific production 1810 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 83.67 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



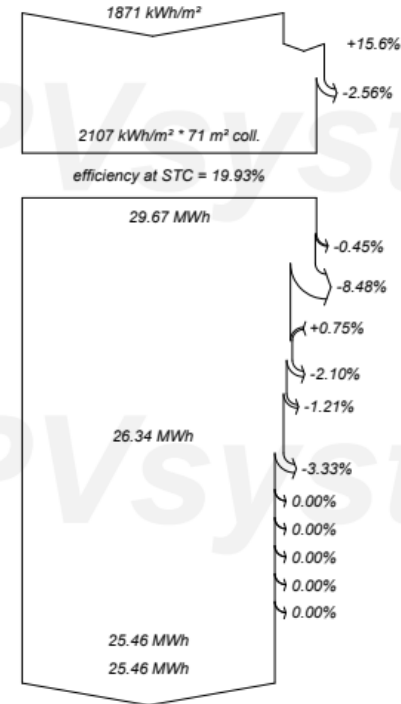
#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	74.6	27.24	8.09	120.8	118.1	1.561	1.509	0.888
February	80.5	38.68	9.16	108.9	106.2	1.404	1.356	0.885
March	147.9	52.29	11.71	183.1	178.6	2.283	2.207	0.857
April	153.7	67.41	12.77	162.7	158.2	2.026	1.956	0.854
May	220.4	72.12	17.46	215.8	209.5	2.614	2.527	0.832
June	239.6	64.82	22.46	225.3	218.6	2.671	2.581	0.814
July	259.6	54.43	27.19	248.9	241.8	2.874	2.779	0.794
August	233.5	50.56	26.49	244.6	238.1	2.829	2.736	0.795
September	164.3	50.14	21.54	194.9	190.3	2.334	2.257	0.823
October	122.1	39.78	16.99	164.3	160.5	2.013	1.945	0.842
November	94.5	27.61	11.56	152.1	149.1	1.925	1.863	0.870
December	80.5	25.68	10.83	141.3	138.3	1.804	1.746	0.878
Year	1871.1	570.76	16.41	2162.8	2107.4	26.338	25.461	0.837

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
T\_Amb Ambient Temperature  
GlobInc Global incident in coll. plane  
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
EArray Effective energy at the output of the array  
E\_Grid Energy injected into grid  
PR Performance Ratio

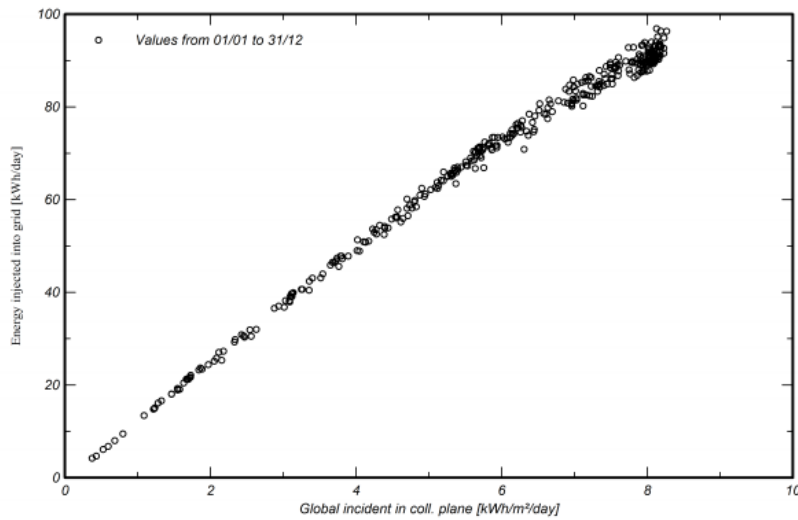
### Loss diagram



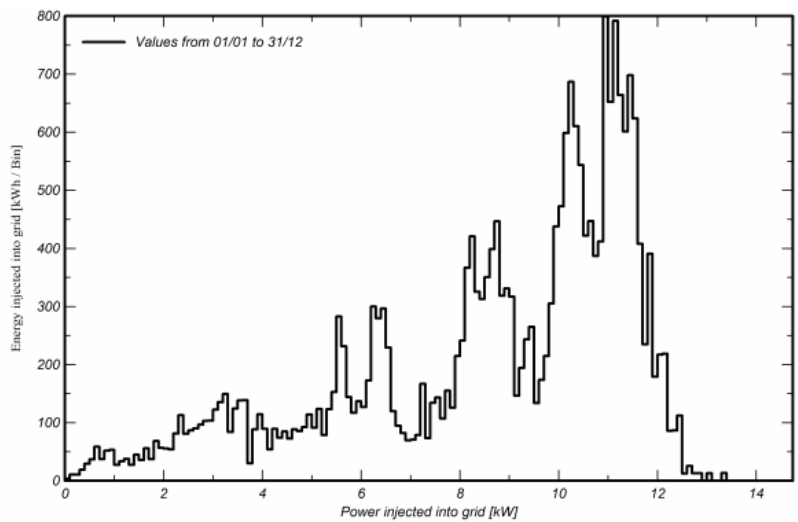
Global horizontal irradiation  
Global incident in coll. plane  
IAM factor on global  
Effective irradiation on collectors  
PV conversion  
Array nominal energy (at STC effic.)  
PV loss due to irradiance level  
PV loss due to temperature  
Module quality loss  
Mismatch loss, modules and strings  
Ohmic wiring loss  
Array virtual energy at MPP  
Inverter Loss during operation (efficiency)  
Inverter Loss over nominal inv. power  
Inverter Loss due to max. input current  
Inverter Loss over nominal inv. voltage  
Inverter Loss due to power threshold  
Inverter Loss due to voltage threshold  
Available Energy at Inverter Output  
Energy injected into grid

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



### CO<sub>2</sub> Emission Balance

**Total:** 146.7 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**

**Total:** 25.47 tCO<sub>2</sub>

**Source:** Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**

**Total:** 182.7 tCO<sub>2</sub>

**System production:** 25.46 MWh/yr

**Grid Lifecycle Emissions:** 287 gCO<sub>2</sub>/kWh

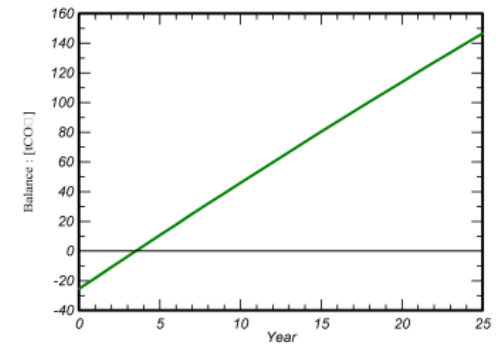
**Source:** IEA List

**Country:** Spain

**Lifetime:** 25 years

**Annual degradation:** 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	14.1 kWp	24098
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	420 kg	804
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /units	3.00 units	569



## 2.5. Informe edificio Sevilla (14,1 kWp)



PVsyst V7.2.3

VC0. Simulation date:  
31/05/21 12:41  
with v7.2.2

Project: Sevilla\_colectivo

Variant: Nueva variante de simulación

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Sevilla España	<b>Situation</b> Latitude 37.38 °N Longitude -5.97 °W Altitude 24 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Sevilla PVGIS api TMY		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 42 units Pnom total 14.07 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 3 units Pnom total 13.80 kWac Pnom ratio 1.020	

### Results summary

Produced Energy	25.59 MWh/year	Specific production	1818 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.47 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Special graphs	6
CO <sub>2</sub> Emission Balance	7

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b> Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	<b>Sheds configuration</b> No 3D scene defined	<b>Models used</b> Transposition Perez Diffuse Imported Circumsolar separate
<b>Horizon</b> Free Horizon	<b>Near Shadings</b> No Shadings	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b> Manufacturer Generic Model JAM60-S10-335-PR <i>(Original PVsyst database)</i> Unit Nom. Power 335 Wp Number of PV modules 42 units Nominal (STC) 14.07 kWp Modules 6 Strings x 7 In series <b>At operating cond. (50°C)</b> Pmpp 12.84 kWp U mpp 217 V I mpp 59 A	<b>Inverter</b> Manufacturer Generic Model UNO-DM-4.6-TL-PLUS <i>(Original PVsyst database)</i> Unit Nom. Power 4.60 kWac Number of inverters 3 unit Total power 13.8 kWac Operating voltage 90-580 V Pnom ratio (DC:AC) 1.02
<b>Total PV power</b> Nominal (STC) 14 kWp Total 42 modules Module area 70.7 m <sup>2</sup>	<b>Total inverter power</b> Total power 14 kWac Nb. of inverters 3 units Pnom ratio 1.02

### Array losses

<b>Thermal Loss factor</b> Module temperature according to irradiance Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	<b>DC wiring losses</b> Global array res. 60 mΩ Loss Fraction 1.5 % at STC	<b>Module Quality Loss</b> Loss Fraction -0.8 %						
<b>Module mismatch losses</b> Loss Fraction 2.0 % at MPP	<b>Strings Mismatch loss</b> Loss Fraction 0.1 %							
<b>IAM loss factor</b> Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Main results**

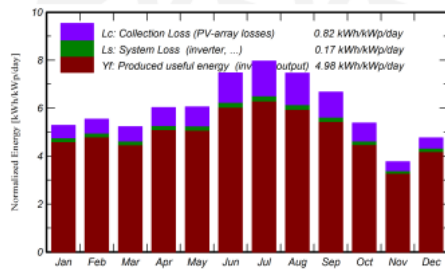
**System Production**  
Produced Energy

25.59 MWh/year

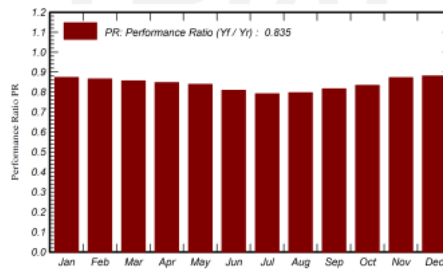
Specific production  
Performance Ratio PR

1818 kWh/kWp/year  
83.47 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



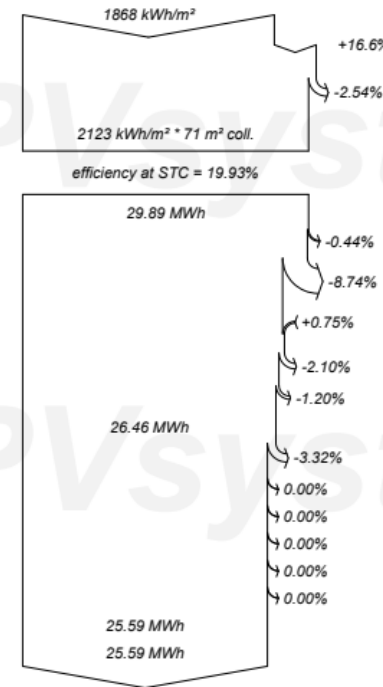
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	95.7	22.51	9.50	163.6	160.2	2.078	2.010	0.873
February	106.9	33.47	11.12	155.2	151.7	1.955	1.891	0.866
March	135.1	56.70	13.46	161.9	157.9	2.020	1.951	0.857
April	169.8	68.76	14.74	180.6	175.4	2.230	2.155	0.848
May	191.4	80.45	18.28	187.7	182.2	2.293	2.215	0.839
June	238.5	65.32	23.78	224.2	217.7	2.638	2.550	0.809
July	257.8	54.73	27.10	246.7	239.7	2.843	2.748	0.792
August	220.8	52.47	26.11	231.2	225.0	2.684	2.595	0.798
September	168.8	48.48	22.86	200.2	195.5	2.377	2.299	0.816
October	124.1	43.87	20.17	166.7	162.9	2.022	1.954	0.833
November	75.3	32.99	14.66	112.9	110.5	1.435	1.387	0.873
December	84.1	25.37	10.38	147.6	144.4	1.891	1.830	0.881
Year	1868.3	585.14	17.72	2178.6	2123.2	26.465	25.586	0.835

**Legends**

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

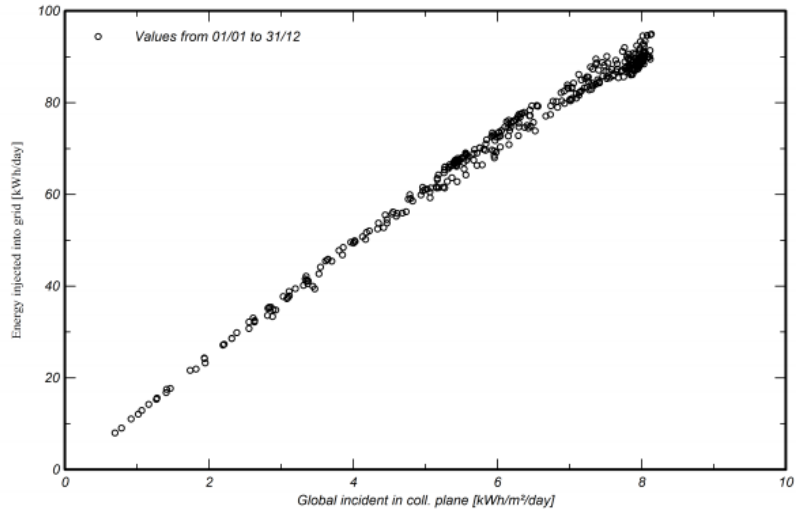
**Loss diagram**



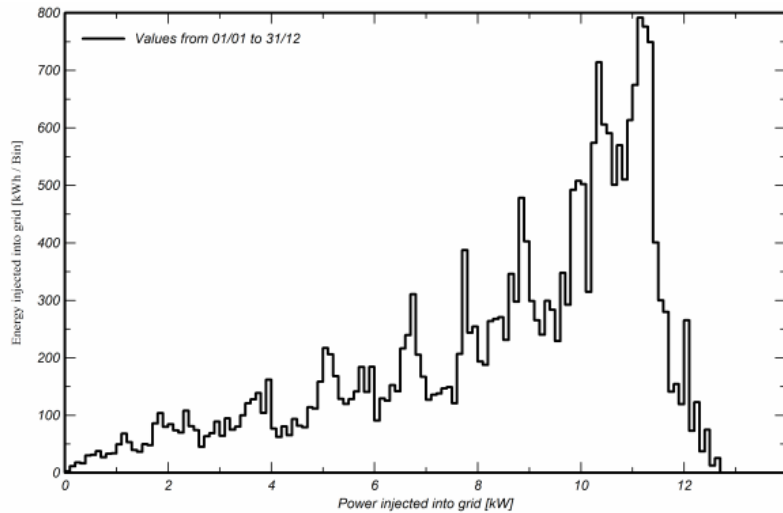
- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

### Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



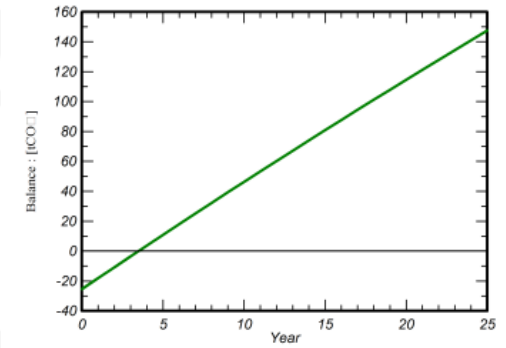
### CO<sub>2</sub> Emission Balance

**Total:** 147.5 tCO<sub>2</sub>

**Generated emissions**  
**Total:** 25.47 tCO<sub>2</sub>  
**Source:** Detailed calculation from table below:

**Replaced Emissions**  
**Total:** 183.6 tCO<sub>2</sub>  
**System production:** 25.59 MWh/yr  
**Grid Lifecycle Emissions:** 287 gCO<sub>2</sub>/kWh  
**Source:** IEA List  
**Country:** Spain  
**Lifetime:** 25 years  
**Annual degradation:** 0.5 %

Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	14.1 kWp	24098
Supports	1.91 kgCO <sub>2</sub> /kg	420 kg	804
Inverters	190 kgCO <sub>2</sub> /units	3.00 units	569

## **ANEXO 4. Facturas**

## 1. Facturas sin instalación FV

### 1.1. Factura sin instalación FV para la vivienda unifamiliar

- Potencia contratada = 4 kW
- Energía consumida al mes (Lectura contador) = 249 kWh

POTENCIA CONTRATADA (Término fijo)	kW	€/kw/año	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	4	23,469833	7,82 €
Cargos	4	7,202827	2,40 €
Margen comercialización	4	3,11304	1,04 €
<b>Total P1</b>			<b>11,26 €</b>
<b>P2 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	4	0,96113	0,32 €
Cargos	4	0,463229	0,15 €
<b>Total P2</b>			<b>0,47 €</b>
<b>TOTAL Término FIJO</b>			<b>11,74 €</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA(Término variable)</b>	<b>kWh</b>	<b>€/kWh</b>	<b>€/mes</b>
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	71,961	0,027378	1,97 €
Cargos	71,961	0,105740	7,61 €
Pagos por capacidad	71,961	0,001211	0,09 €
Coste de la energía	71,961	0,090650	6,52 €
<b>Total P1</b>			<b>16,19 €</b>
<b>P2 (llano)</b>			
Peajes de transporte y distribución	65,736	0,020624	1,36 €
Cargos	65,736	0,021148	1,39 €
Pagos por capacidad	65,736	0,000484	0,03 €
Coste de la energía	65,736	0,090650	5,96 €
<b>Total P2</b>			<b>8,74 €</b>
<b>P3 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	111,303	0,000714	0,08 €
Cargos	111,303	0,005287	0,59 €
Pagos por capacidad	111,303	0,000242	0,03 €
Coste de la energía	111,303	0,090650	10,09 €
<b>Total P3</b>			<b>10,78 €</b>
<b>TOTAL Término VARIABLE</b>			<b>35,71 €</b>
<b>Subtotal (Término fijo y variable)</b>			<b>47,45 €</b>
Impuesto sobre electricidad (5,1127%)		5%	2,43 €
Alquiler contador +IPC			0,57 €
<b>Subtotal</b>			<b>50,44 €</b>
IVA (21%)		21%	10,59 €
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>61,04 €</b>

## 1.2. Factura sin instalación FV para cada piso

Para los tres pisos que se tienen en cuenta para el autoconsumo colectivo se ha supuesto que tienen la misma potencia contratada y el mismo consumo mensual.

- Potencia contratada =4 kW
- Energía consumida al mes (Lectura contador) = 240 kWh

POTENCIA CONTRATADA (Término fijo)	kW	€/kw/año	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	4	23,469833	7,82 €
Cargos	4	7,202827	2,40 €
Margen comercialización	4	3,11304	1,04 €
<b>Total P1</b>			<b>11,26 €</b>
<b>P2 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	4	0,96113	0,32 €
Cargos	4	0,463229	0,15 €
<b>Total P2</b>			<b>0,47 €</b>
<b>TOTAL Término FIJO</b>			<b>11,74 €</b>

ENERGÍA CONSUMIDA(Término variable)	kWh	€/kWh	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	69,36	0,027378	1,90 €
Cargos	69,36	0,105740	7,33 €
Pagos por capacidad	69,36	0,001211	0,08 €
Coste de la energía	69,36	0,090650	6,29 €
<b>Total P1</b>			<b>15,60 €</b>
<b>P2 (llano)</b>			
Peajes de transporte y distribución	63,36	0,020624	1,31 €
Cargos	63,36	0,021148	1,34 €
Pagos por capacidad	63,36	0,000484	0,03 €
Coste de la energía	63,36	0,090650	5,74 €
<b>Total P2</b>			<b>8,42 €</b>
<b>P3 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	107,28	0,000714	0,08 €
Cargos	107,28	0,005287	0,57 €
Pagos por capacidad	107,28	0,000242	0,03 €
Coste de la energía	107,28	0,090650	9,72 €
<b>Total P3</b>			<b>10,39 €</b>
<b>TOTAL Término VARIABLE</b>			<b>34,42 €</b>

<b>Subtotal (Término fijo y variable)</b>			<b>46,16 €</b>
Impuesto sobre electricidad (5,1127%)		5%	2,36 €
Alquiler contador +IPC			0,57 €
<b>Subtotal</b>			<b>49,09 €</b>
IVA (21%)		21%	10,31 €
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>59,39 €</b>

### 1.3.Factura sin instalación FV para la peluquería

- Potencia contratada = 6 kW
- Energía consumida al mes (Lectura contador) = 650 kWh

POTENCIA CONTRATADA (Término fijo)	kW	€/kw/año	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	6	23,469833	11,73 €
Cargos	6	7,202827	3,60 €
Margen comercialización	6	3,11304	1,56 €
<b>Total P1</b>			<b>16,89 €</b>
<b>P2 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	6	0,96113	0,48 €
Cargos	6	0,463229	0,23 €
<b>Total P2</b>			<b>0,71 €</b>
<b>TOTAL Término FIJO</b>			<b>17,61 €</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA(Término variable)</b>			
	kWh	€/kWh	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	187,85	0,027378	5,14 €
Cargos	187,85	0,105740	19,86 €
Pagos por capacidad	187,85	0,001211	0,23 €
Coste de la energía	187,85	0,090650	17,03 €
<b>Total P1</b>			<b>42,26 €</b>
<b>P2 (llano)</b>			
Peajes de transporte y distribución	171,6	0,020624	3,54 €
Cargos	171,6	0,021148	3,63 €
Pagos por capacidad	171,6	0,000484	0,08 €
Coste de la energía	171,6	0,090650	15,56 €
<b>Total P2</b>			<b>22,81 €</b>
<b>P3 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	290,55	0,000714	0,21 €
Cargos	290,55	0,005287	1,54 €
Pagos por capacidad	290,55	0,000242	0,07 €
Coste de la energía	290,55	0,090650	26,34 €
<b>Total P3</b>			<b>28,15 €</b>
<b>TOTAL Término VARIABLE</b>			<b>93,22 €</b>
<b>Subtotal (Término fijo y variable)</b>			<b>110,83 €</b>
Impuesto sobre electricidad (5,1127%)		5%	5,67 €
Alquiler contador +IPC			0,57 €
<b>Subtotal</b>			<b>117,06 €</b>
IVA (21%)		21%	24,58 €
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>141,65 €</b>

## 2. Factura modalidad de autoconsumo CON excedentes y CON compensación

El modelo de factura para calcular las facturas mensuales para el caso de autoconsumo individual y colectivo CON excedentes y CON compensación es el siguiente:

POTENCIA CONTRATADA (Término fijo)	kW	€/kw/año	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Potencia contratada	23,469833	Potencia contratada * $\frac{23,469833}{12}$
Cargos	Potencia contratada	7,202827	Potencia contratada * $\frac{7,202827}{12}$
Margen comercialización	Potencia contratada	3,11304	Potencia contratada * $\frac{3,11304}{12}$
Total P1			SUMA
<b>P2 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Potencia contratada	0,96113	Potencia contratada * $\frac{0,96113}{12}$
Cargos	Potencia contratada	0,463229	Potencia contratada * $\frac{0,463229}{12}$
Total P2			SUMA
<b>TOTAL Término FIJO</b>			<b>Total P1 + Total P2</b>
<b>ENERGÍA CONSUMIDA (Término variable)</b>			
	kWh	€/kWh	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Energía consumida red * 28,9 %	0,027378	kWh * 0,027378
Cargos	Energía consumida red * 28,9 %	0,105740	kWh * 0,105740
Pagos por capacidad	Energía consumida red * 28,9 %	0,001211	kWh * 0,001211
Coste de la energía	Energía consumida red * 28,9 %	0,09065	kWh * 0,09065
Total P1			SUMA
<b>P2 (llano)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Energía consumida red * 26,4%	0,020624	kWh * 0,020624
Cargos	Energía consumida red * 26,4%	0,021148	kWh * 0,021148
Pagos por capacidad	Energía consumida red * 26,4%	0,000484	kWh * 0,000484
Coste de la energía	Energía consumida red * 26,4%	0,09065	kWh * 0,09065
Total P2			SUMA
<b>P3 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Energía consumida red * 44,7%	0,000714	kWh * 0,000714
Cargos	Energía consumida red * 44,7%	0,005287	kWh * 0,005287
Pagos por capacidad	Energía consumida red * 44,7%	0,000242	kWh * 0,000242
Coste de la energía	Energía consumida red * 44,7%	0,09065	kWh * 0,09065
Total P3			SUMA
Excedentes	Excedentes	0,05391	Excedentes * 0,05391
<b>TOTAL Término VARIABLE</b>			<b>Total P1 + Total P2 + Total P3 – Excedentes</b>
<b>Subtotal (Término fijo y variable)</b>			<b>TOTAL Término FIJO + TOTAL Término VARIABLE</b>
Impuesto sobre electricidad (5,1127%)		5%	Subtotal(Término fijo y variable) * 5,1127%
Alquiler contador +IPC			0,57€
<b>Subtotal</b>			<b>Subtotal (Término fijo y variable)</b> + Impuesto <sub>electricidad</sub> + Alquiler <sub>contador</sub>
IVA (21%)		21%	Subtotal * 21%
<b>TOTAL FACTURA</b>			<b>Subtotal * 1,21</b>
<b>AHORRO</b>			<b><math>\frac{\text{Factura sin instalación FV} - \text{Total factura}}{\text{Factura sin instalación FV}} * 100</math></b>

Tabla 2. Modelo factura modalidad de autoconsumo CON excedentes y CON compensación. (Fuente: Elaboración propia)



A continuación, se expone el total a pagar en la nueva factura con instalación FV y el ahorro que conlleva dicha instalación en las distintas localidades tanto para el caso de autoconsumo individual como colectivo CON excedentes y CON compensación.

## 2.1. Ahorro facturas con autoconsumo INDIVIDUAL CON excedentes y CON compensación.

Para este caso se tiene en cuenta una vivienda unifamiliar tipo, igual en todas las localidades. Por lo que para los diferentes casos de autoconsumo individual CON excedentes y CON compensación los siguientes datos a tener en cuenta en las facturas van a ser idénticos:

- Potencia contratada = 4kW
- Total de la factura sin instalación FV = 61,04€

En la siguiente tabla se expone el total a pagar en la factura con instalación FV y el ahorro que conlleva dicha instalación en la factura mensual de la luz, teniendo en cuenta el consumo de la red y los excedentes generados en cada localidad gracias a la instalación FV diseñada a partir del criterio del peor mes.

Localidad	Potencia FV instalada (kWp)	Energía consumida de la red (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)	Total factura con instalación FV (€)	Ahorro (%)
BILBAO	8,04	140,68	714,83	<b>-7,73 €</b>	-
LOGROÑO	6,7	139,29	731,58	<b>-9,14 €</b>	-
HUESCA	4,69	141,125	586,35	<b>8,17 €</b>	<b>86,6%</b>
JAÉN	4,02	142,76	496,56	<b>7,61 €</b>	<b>87,5%</b>
SEVILLA	4,02	140,825	497,58	<b>7,19 €</b>	<b>88,2%</b>

Tabla 3. Resumen ahorro en la factura de la luz para vivienda unifamiliar acogida a modalidad de autoconsumo CON excedentes y CON compensación en las diferentes localidades. (Fuente: Elaboración propia)

Teniendo en cuenta una instalación FV de 4,02 kWp en la vivienda unifamiliar de todas las localidades, el total a pagar en la factura con dicha instalación y el ahorro obtenido en dicha factura serán los expuestos en la siguiente tabla:

Localidad	Potencia FV instalada (kWp)	Energía consumida de la red (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)	Total factura con instalación FV (€)	Ahorro (%)
BILBAO	4,02	150,33	311,13	<b>21,71 €</b>	<b>64,4%</b>
LOGROÑO	4,02	145,05	399,59	<b>14,68 €</b>	<b>76%</b>
HUESCA	4,02	142,69	488,22	<b>6,63 €</b>	<b>88%</b>
JAÉN	4,02	142,76	496,56	<b>7,61 €</b>	<b>87,5%</b>
SEVILLA	4,02	140,825	497,58	<b>7,19 €</b>	<b>88,2%</b>

Tabla 4. Resumen ahorro en la factura de la luz para vivienda unifamiliar con 4,02 kWp de potencia FV instalada acogida a modalidad de autoconsumo CON excedentes y CON compensación en las diferentes localidades. (Fuente: Elaboración propia)

## 2.2. Ahorro facturas con autoconsumo COLECTIVO CON excedentes y CON compensación.

Para este caso se tiene en cuenta un edificio en el que tres pisos de 4 personas cada uno y una peluquería, alojada en un bajo del edificio, se acogen a la modalidad de autoconsumo colectivo

CON excedentes y CON compensación en todas las localidades donde se ha realizado el estudio.

Para los diferentes casos de autoconsumo colectivo CON excedentes y CON compensación los siguientes datos a tener en cuenta en las facturas van a ser idénticos:

- Datos para cada piso:
  - Potencia contratada = 4 kW
  - Energía consumida de la red = 144 kWh/mes
  - Total de la factura sin instalación FV = 59,39€
- Datos para la peluquería:
  - Potencia contratada = 6 kW
  - Energía consumida de la red = 130 kWh/mes
  - Total de la factura sin instalación FV = 141,65€

En la siguiente tabla se expone el total a pagar en la factura con instalación FV y el ahorro que conlleva dicha instalación en la factura mensual de la luz tanto para cada piso como para la peluquería, teniendo en cuenta el consumo de la red y los excedentes generados en cada localidad.

Localidad	Potencia FV instalada (kWp)	Estancia	Consumo de la red (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)	Total factura con instalación FV (€)	Ahorro (%)
BILBAO	30,2	Piso	144	707,96	-6,66 €	-
		Peluquería	130	283,96	27,32 €	81%
LOGROÑO	21,8	Piso	144	615,06	-0,29 €	-
		Peluquería	130	191,06	36,54 €	74%
HUESCA	17,4	Piso	144	573,48	2,56 €	96%
		Peluquería	130	149,48	33,69 €	76%
JAÉN	14,1	Piso	144	452,71	10,84 €	82%
		Peluquería	130	28,71	39,92 €	72%
SEVILLA	14,1	Piso	144	455,36	10,66 €	82%
		Peluquería	130	31,36	39,73 €	72%

Tabla 5. Resumen ahorro en la factura de la luz para los pisos y la peluquería del edificio acogidos a modalidad de autoconsumo CON excedentes y CON compensación en las diferentes localidades. (Fuente: Elaboración propia)

### 3. Factura modalidad de autoconsumo CON excedentes y SIN compensación

El modelo de factura para calcular las facturas mensuales para el caso de autoconsumo individual y colectivo CON excedentes y SIN compensación es el siguiente:

POTENCIA CONTRATADA (Término fijo)	kW	€/kw/año	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Potencia contratada	23,469833	Potencia contratada * $\frac{23,469833}{12}$
Cargos	Potencia contratada	7,202827	Potencia contratada * $\frac{7,202827}{12}$
Margen comercialización	Potencia contratada	3,11304	Potencia contratada * $\frac{3,11304}{12}$
Total P1			SUMA
<b>P2 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Potencia contratada	0,96113	Potencia contratada * $\frac{0,96113}{12}$
Cargos	Potencia contratada	0,463229	Potencia contratada * $\frac{0,463229}{12}$
Total P2			SUMA
<b>TOTAL Término FIJO</b>			<b>Total P1 + Total P2</b>
ENERGÍA CONSUMIDA (Término variable)	kWh	€/kWh	€/mes
<b>P1 (punta)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Energía consumida red * 28,9 %	0,027378	kWh * 0,027378
Cargos	Energía consumida red * 28,9 %	0,105740	kWh * 0,105740
Pagos por capacidad	Energía consumida red * 28,9 %	0,001211	kWh * 0,001211
Coste de la energía	Energía consumida red * 28,9 %	0,09065	kWh * 0,09065
Total P1			SUMA
<b>P2 (llano)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Energía consumida red * 26,4%	0,020624	kWh * 0,020624
Cargos	Energía consumida red * 26,4%	0,021148	kWh * 0,021148
Pagos por capacidad	Energía consumida red * 26,4%	0,000484	kWh * 0,000484
Coste de la energía	Energía consumida red * 26,4%	0,09065	kWh * 0,09065
Total P2			SUMA
<b>P3 (valle)</b>			
Peajes de transporte y distribución	Energía consumida red * 44,7%	0,000714	kWh * 0,000714
Cargos	Energía consumida red * 44,7%	0,005287	kWh * 0,005287
Pagos por capacidad	Energía consumida red * 44,7%	0,000242	kWh * 0,000242
Coste de la energía	Energía consumida red * 44,7%	0,09065	kWh * 0,09065
Total P3			SUMA
<b>TOTAL Término VARIABLE</b>			<b>Total P1 + Total P2 + Total P3</b>
<b>Subtotal (Término fijo y variable)</b>			<b>TOTAL Término FIJO + TOTAL Término VARIABLE</b>
Impuesto sobre electricidad (5,1127%)		5%	Subtotal(Término fijo y variable) * 5,1127%
Alquiler contador +IPC			0,57€
<b>Subtotal</b>			<b>Subtotal (Término fijo y variable) + Impuesto<sup>electricidad</sup> + Alquiler<sup>contador</sup></b>
IVA (21%)		21%	Subtotal * 21%
<b>TOTAL FACTURA [1]</b>			<b>Subtotal * 1,21</b>

<b>VENTA DE ENERGÍA</b>	<b>kWh</b>	<b>€/kwh</b>	<b>€/mes</b>
Energía vendida al mercado	<i>Excedentes</i>	0,05	<i>Excedentes * 0,05</i>
IVA (21%)		21%	<i>Energía vendida al mercado * 21%</i>
<b>TOTAL A COBRAR [2]</b>			<b>SUMA</b>
<b>REPRESENTACIÓN EN EL MERCADO</b>	<b>kWh</b>	<b>€/kWh</b>	<b>€/mes</b>
Coste representación	<i>Excedentes</i>	0,0006	<i>Excedentes * 0,0006</i>
IVA (21%)		21%	<i>Coste representación * 21%</i>
<b>TOTAL A PAGAR [3]</b>			<b>SUMA</b>
<b>OTROS</b>			
IVPEE (7%)	<i>Energía vendida al mercado</i>	7%	<i>Energía vendida al mercado * 7%</i>
Peaje Gen.(kwh)	<i>Excedentes</i>	0,0005	<i>Excedentes * 0,0005</i>
<b>TOTAL A PAGAR [4]</b>			<b>SUMA</b>
<b>INGRESO VENTA (Cobros - Pagos)</b>			<b>[2] – [3] – [4]</b>
<b>PAGO POR CONSUMO (TOTAL FACTURA CON instalación FV)</b>			<b>[1]</b>
<b>TOTAL PAGO (Pago por consumo- Ingreso venta)</b>			<b><i>Pago por consumo – Ingreso venta</i></b>
<b>AHORRO</b>			<b><math>\frac{\text{Factura sin instalación FV} - \text{Total pago}}{\text{Factura sin instalación FV}} * 100</math></b>

A continuación, se expone el total a pagar en la nueva factura con instalación FV y el ahorro que conlleva dicha instalación en las distintas localidades tanto para el caso de autoconsumo individual como colectivo CON excedentes y SIN compensación.

### 3.1. Ahorro facturas con autoconsumo INDIVIDUAL CON excedentes y SIN compensación.

Para este caso se tiene en cuenta una vivienda unifamiliar tipo, igual en todas las localidades. Por lo que para los diferentes casos de autoconsumo individual CON excedentes y SIN compensación los siguientes datos a tener en cuenta en las facturas van a ser idénticos:

- Potencia contratada = 4kW
- Total de la factura sin instalación FV = 61,04€

En la siguiente tabla se expone el total a pagar en la factura con instalación FV y el ahorro que conlleva dicha instalación en la factura mensual de la luz, teniendo en cuenta el consumo de la red y los excedentes generados en cada localidad gracias a la instalación FV diseñada a partir del criterio del peor mes.

Localidad	Potencia FV instalada (kWp)	Energía consumida de la red (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)	Total factura con instalación FV (€)	Ingreso por venta de energía (€)	Total pago (€)	Ahorro (%)
BILBAO	8,04	140,68	714,83	<b>40,82€</b>	<b>41,05 €</b>	<b>-0,23 €</b>	-
LOGROÑO	6,7	139,29	731,58	<b>40,91€</b>	<b>40,7 €</b>	<b>-0,21 €</b>	-
HUESCA	4,69	141,125	586,35	<b>41,36€</b>	<b>32,70 €</b>	<b>8,66 €</b>	<b>85,8%</b>
JAÉN	4,02	142,76	496,56	<b>41,66 €</b>	<b>27,70 €</b>	<b>13,96 €</b>	<b>77,1%</b>
SEVILLA	4,02	140,825	497,58	<b>41,3 €</b>	<b>27,75 €</b>	<b>13,55€</b>	<b>77,8%</b>

Tabla 6. Resumen ahorro en la factura de la luz para vivienda unifamiliar acogida a modalidad de autoconsumo CON excedentes y SIN compensación en las diferentes localidades. (Fuente: Elaboración propia)

Teniendo en cuenta una instalación FV de 4,02 kWp en la vivienda unifamiliar de todas las localidades, el total a pagar en la factura con dicha instalación y el ahorro obtenido en dicha factura serán los expuestos en la siguiente tabla:

Localidad	Potencia FV instalada (kWp)	Energía consumida de la red (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)	Total factura con instalación FV (€)	Ingreso por venta de energía (€)	Total pago (€)	Ahorro (%)
BILBAO	4,02	150,33	311,13	<b>43,04€</b>	<b>17,35 €</b>	<b>22,46 €</b>	<b>57,9%</b>
LOGROÑO	4,02	145,05	399,59	<b>42,08€</b>	<b>22,29 €</b>	<b>19,79 €</b>	<b>67,6%</b>
HUESCA	4,02	142,69	488,22	<b>41,64 €</b>	<b>27,23 €</b>	<b>14,42 €</b>	<b>76,4%</b>
JAÉN	4,02	142,76	496,56	<b>41,66 €</b>	<b>27,70 €</b>	<b>13,96 €</b>	<b>77,1%</b>
SEVILLA	4,02	140,825	497,58	<b>41,3 €</b>	<b>27,75 €</b>	<b>13,55€</b>	<b>77,8%</b>

Tabla 7. Resumen ahorro en la factura de la luz para vivienda unifamiliar con 4,02 kWp de potencia FV instalada acogida a modalidad de autoconsumo CON excedentes y SIN compensación en las diferentes localidades. (Fuente: Elaboración propia)

### 3.2. Ahorro facturas con autoconsumo COLECTIVO CON excedentes y SIN compensación.

Para este caso se tiene en cuenta un edificio en el que tres pisos de 4 personas cada uno y una peluquería, alojada en un bajo del edificio, se acogen a la modalidad de autoconsumo colectivo CON excedentes y SIN compensación en todas las localidades donde se ha realizado el estudio.

Para los diferentes casos de autoconsumo colectivo CON excedentes y SIN compensación los siguientes datos a tener en cuenta en las facturas van a ser idénticos:

- Datos para cada piso:
  - Potencia contratada = 4 kW
  - Energía consumida de la red = 144 kWh/mes
  - Total de la factura sin instalación FV = 59,39€
- Datos para la peluquería:
  - Potencia contratada = 6 kW
  - Energía consumida de la red = 130 kWh/mes
  - Total de la factura sin instalación FV = 141,65€

En la siguiente tabla se expone el total a pagar en la factura con instalación FV y el ahorro que conlleva dicha instalación en la factura mensual de la luz tanto para cada piso como para la peluquería, teniendo en cuenta el consumo de la red y los excedentes generados en cada localidad.

Localidad	Potencia FV instalada (kWp)	Estancia	Consumo de la red (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)	Total factura con instalación FV (€)	Ingreso por venta de energía (€)	Total pago (€)	Ahorro (%)
BILBAO	30,2	Piso	144	707,96	41,88 €	41,91€	-0,03 €	-
		Peluquería	130	283,96	46,79 €	15,84 €	30,96€	78%
LOGROÑO	21,8	Piso	144	615,06	41,88 €	34,30 €	7,58 €	87%
		Peluquería	130	191,06	46,79 €	10,66 €	36,14€	74%
HUESCA	17,4	Piso	144	573,48	41,88 €	31,99 €	9,90 €	83%
		Peluquería	130	149,48	46,79 €	8,34 €	38,46€	73%
JAÉN	14,1	Piso	144	452,71	41,88 €	25,25 €	16,63€	72%
		Peluquería	130	28,71	46,79 €	1,60 €	45,19€	68%
SEVILLA	14,1	Piso	144	455,36	41,88 €	25,40 €	16,49€	72%
		Peluquería	130	31,36	46,79 €	1,75 €	45,04€	68%

Tabla 8. Resumen ahorro en la factura de la luz para los pisos y la peluquería del edificio acogidos a modalidad de autoconsumo CON excedentes y SIN compensación en las diferentes localidades. (Fuente: Elaboración propia)

## **ANEXO 5. Cálculo de cables**

A continuación, se va a exponer el cálculo de las secciones de los cables necesarios para la instalación FV de autoconsumo individual formada por 2 cadenas de 6 paneles cada una (potencia instalada 4,02 kWp) y un inversor de 4 kW. Para el resto de instalaciones se calculará de la misma manera, pero teniendo en cuenta las cadenas y paneles por cadena que tiene cada instalación.

Datos del panel fotovoltaico utilizado:

Potencia nominal (W)	335 W
$U_{MPP}$ (V)	34,36 V
$I_{MPP}$ (A)	9,75 A
$I_{SCSTC}$ (A)	10,38 A
$V_{OC}$ (V)	41,12 V

El cableado que une los paneles y el inversor será mixto:

- Primer tramo a la intemperie con canal protectora aislante (cumple ITC-BT 26, pto. 7.1. e ITC-BT 30, pto. 2.1.2.) → sistema tipo B1
- Segundo tramo bajo tubo en montaje superficial en interior (ITC-BT 26, pto. 7.1.) → sistema tipo B1

### 1. Cálculo de sección por intensidad admisible (lado cc)

El cable elegido es TECSUN H1Z2Z2-K del fabricante Prysmian, el cual ha sido diseñado especialmente para instalaciones solares fotovoltaicas. Dicho cable tiene doble aislamiento cumpliendo con el pliego de condiciones técnicas del IDAE [37]

1. Tramo exterior:

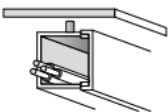
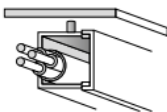
ELEMENTO	MÉTODOS DE INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN	TIPO
10 11		Conductores aislados en canal protectora suspendida.	B1
		Cable multiconductor en canal protectora suspendida.	B2

Figura 12. Elección del método de instalación para el tramo exterior a utilizar para obtener las intensidades admisibles. (Fuente: Tabla A.5223 de la norma UNE-HD 6064-5-52[39])

Coefficientes de corrección necesarios para calcular la Intensidad admisible para el tramo exterior:

- Por acción solar directa (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4): 0,9[38]
- Por temperatura de 50 °C en intemperie (Figura 2): 0,9



AISLAMIENTO	TEMPERATURA AMBIENTE (t <sub>a</sub> ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,4	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termoestable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

Figura 13. Factores de corrección de la intensidad admisible para temperatura ambiente diferente de 40 °C (instalaciones al aire). (Fuente: tabla B.52.14 de la norma UNE-HD 60364-5-52[39])

- Por agrupamiento de 3 circuitos por cada cadena (Figura 3): 0,7

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES										INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F	

Figura 14. Factor de corrección por agrupamiento de circuitos. (Fuente : Tabla C.52.3 de la norma UNE-HD 60364-5-52)

- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4[38]

$$I_{ext} = \frac{I_{SC\ STC} \times 1,4}{0,9 \times 0,9 \times 0,8} = 22,43\ A$$

2. Tramo interior:

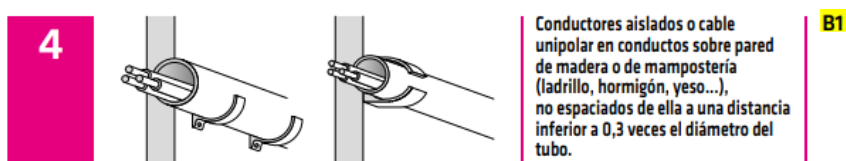


Figura 15. Elección del método de instalación para el tramo interior a utilizar para obtener las intensidades admisibles. (Fuente: Tabla A.5223 de la norma UNE-HD 6064-5-52[39])

Coefficientes de corrección necesarios para calcular la Intensidad admisible para el tramo interior:

- Por agrupamiento (Figura 3): 0,7
- Por instalación fotovoltaica generadora: 1,4

$$I_{int} = \frac{I_{SC\ STC} \times 1,4}{0,8} = 18,165\ A$$

Una vez obtenidas las intensidades para ambos tramos, a partir de la intensidad más restrictiva que es la del tramo exterior, elegimos la sección de cable admisible utilizando la tabla 1.

Entramos por la columna izquierda con el sistema de instalación tipo B1 y llegamos hasta XLPE2 (ya que el material aislante del cable elegido es reticular) y ser circuitos de 2 conductores activos por tratarse de corriente continua.

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
B1					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)			
B2					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)							
C									PVC3 (70 °C)			PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)			PVC2 (90 °C)		
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																		
E										PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)	
F												PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)
Cobre	mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	25	
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34	
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46	
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59	
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82	
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110	
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	
	35	72	77	86	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343	
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617		
300	259	285	295	343	360	398	396	432	414	461	468	516	524	547	549	630	674	713		

Tabla 9. Tabla para la selección mínima a partir de las intensidades admisibles. (Fuente: TABLA C.52.1 bis de la norma UNE-HD 6064-5-52[39])

La sección mínima a utilizar a través del criterio de intensidad admisible será 2,5 mm<sup>2</sup>; ya que para esta sección, la columna 10b indica un valor de intensidad máxima de 28 A (> 22,43 A).

## 2. Cálculo de sección por caída de tensión (lado cc)

Vamos a calcular la sección considerando una caída de tensión máxima en lado de corriente continua de 1,5% como indica en el apartado 5.5.2. del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA[37]

Para el cálculo de la sección por caída de tensión tendremos en cuenta los siguientes datos:

- $U_{MPP} = 34,36 \text{ V} \times 6 = 206,16 \text{ V}$  (Tensión de cada cadena de 4 paneles)
- $\Delta U = 1,5\% \times 206,16 \text{ V} = 3,0924 \text{ V}$
- Conductividad del cobre ( $\gamma_{90^\circ}$ ) es de 45,5 m/( $\Omega/\text{mm}^2$ )
- $I_{MPP} = 9,75 \text{ A}$  (La intensidad nominal es la que nos da la potencia nominal, por lo tanto, el valor para el punto de máxima potencia).
- $L = 15 \text{ m}$  (Longitud desde el inversor hasta el último panel de la cadena)

La ecuación utilizada para calcular la sección por caída de tensión es la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{2 \cdot 15 \cdot 9,75}{45,5 \cdot 3,0924} = 2,08 \text{ mm}^2$$

La sección mínima por caída de tensión será 2,5 mm<sup>2</sup>.

El cable a emplear será **1x2,5 mm<sup>2</sup> tipo TECSUN H12222-K** para la conexión entre los paneles y el inversor.

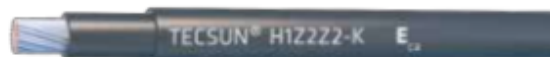


Figura 16. Cable a emplear para la conexión entre los paneles y el inversor. (Fuente: [40])

Los resultados obtenidos para las instalaciones de la vivienda unifamiliar los podemos observar en la Tabla 2 y para el edificio en la Tabla 3:

Criterio de intensidad admisible					
	Sevilla (4,02 kWp)	Jaén (4,02 kWp)	Huesca (4,69 kWp)	Bilbao (8,04 kWp)	Logroño (6,7 kWp)
<b>l<sub>ext</sub> (A)</b>	22,43	22,43	22,43	22,43	22,43
<b>l<sub>int</sub> (A)</b>	18,17	18,17	18,17	18,17	18,17
<b>Sección mínima (mm<sup>2</sup>)</b>	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Criterio de caída de tensión					
	Sevilla (4,02 kWp)	Jaén (4,02 kWp)	Huesca (4,69 kWp)	Bilbao (8,04 kWp)	Logroño (6,7 kWp)
<b>Sección(mm<sup>2</sup>)</b>	2,08	2,08	2,02	1,59	1,663
<b>Sección mínima (mm<sup>2</sup>)</b>	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
<b>Sección mínima elegida(mm<sup>2</sup>)</b>	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

Tabla 10. Tabla resumen de las secciones mínimas de cable a utilizar en las diferentes instalaciones FV de la vivienda unifamiliar. (Fuente: Elaboración propia)

Criterio de intensidad admisible					
	Bilbao 30,2 kWp	Logroño 21,8 kWp	Huesca 17,4 kWp	Jaén 14,1 kWp	Sevilla 14,1 kWp
<b>l<sub>ext</sub> (A)</b>	32,62	32,62	25,63	35,88	29,90
<b>l<sub>int</sub> (A)</b>	26,42	26,42	20,76	29,06	24,22
<b>Sección mínima (mm<sup>2</sup>)</b>	4	4	2,5	4	4
Criterio de caída de tensión					
	Bilbao 30,2 kWp	Logroño 21,8 kWp	Huesca 17,4 kWp	Jaén 14,1 kWp	Sevilla 14,1 kWp
<b>Sección(mm<sup>2</sup>)</b>	3,56	3,56	2,56	2,74	2,559
<b>Sección mínima (mm<sup>2</sup>)</b>	4	4	4	4	4
<b>Sección mínima elegida(mm<sup>2</sup>)</b>	4	4	4	4	4

Tabla 11. Tabla resumen de las secciones mínimas de cable a utilizar en las diferentes instalaciones FV del edificio. (Fuente: Elaboración propia)

## **ANEXO 6. Inversiones**

## 1. Inversiones VIVIENDA UNIFAMILIAR

### 1.1. Unifamiliar Bilbao 8,04 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
MATERIAL	Paneles FV	24	169,40 €	4.065,60 €
	Inversores	9	748,84 €	6.739,56 €
	Cableado	46	1,43 €	65,78 €
	Armario de protección DC-AC	1	555,00 €	555,00 €
	Soportes de 6 módulos	4	335,00 €	1.340,00 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>12.765,94 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL MATERIAL Y PERSONAL</b>				<b>13.925,94 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>835,56 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>14.761,50 €</b>
<b>Subvenciones (-25%)</b>				<b>3.690,37 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>11.071,12 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>147,13 €</b>

### 1.2. Unifamiliar Logroño 6,7 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	20	169,40 €	3.388,00 €
	Inversores	2	839,01 €	1.678,02 €
	Cableado	40	1,43 €	57,20 €
	Armario de protección DC-AC	1	555,00 €	555,00 €
	Soportes de 6 módulos	2	335,00 €	670,00 €
	Soportes de 4 módulos	2	230,00 €	460,00 €
	<b>TOTAL MATERIAL</b>			
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL MATERIAL Y PERSONAL</b>				<b>7.968,22 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>478,09 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>8.446,31 €</b>
<b>Subvenciones (No hay)</b>				<b>- €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>8.446,31 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>122,61 €</b>

### 1.3. Unifamiliar Huesca 4,69 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	14	169,40 €	2.371,60 €
	Inversores	1	893,66 €	893,66 €
	Cableado	34	1,43 €	48,62 €
	Armario de protección DC-AC	1	321,00 €	321,00 €
	Soportes de 3 módulos	2	205,00 €	410,00 €
	Soportes de 4 módulos	2	230,00 €	460,00 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>4.504,88 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>5.664,88 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>339,89 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>6.004,77 €</b>
<b>Subvenciones (30%)</b>				<b>1.801,43 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>4.203,34 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>85,83 €</b>

## 1.4. Unifamiliar Jaén 4,02 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	12	169,40 €	2.032,80 €
	Inversores	1	839,01 €	839,01 €
	Cableado	30	1,43 €	42,90 €
	Armario de protección DC-AC	1	279,00 €	279,00 €
	Soportes de 6 módulos	2	335,00 €	670,00 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>3.863,71 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>5.023,71 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>301,42 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>5.325,13 €</b>
<b>Subvenciones (-35%)</b>				<b>1.863,80 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>3.461,34 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>73,57 €</b>

## 1.5. Unifamiliar Sevilla 4,02 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	12	169,40 €	2.032,80 €
	Inversores	1	839,01 €	839,01 €
	Cableado	30	1,43 €	42,90 €
	Armario de protección DC-AC	1	279,00 €	279,00 €
	Soportes de 6 módulos	2	335,00 €	670,00 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>3.863,71 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>5.023,71 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>301,42 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>5.325,13 €</b>
<b>Subvenciones (-35%)</b>				<b>1.863,80 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>3.461,34 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>73,57 €</b>

## 1.6. Unifamiliar Bilbao 4,02 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	12	169,40 €	2.032,80 €
	Inversores	1	839,01 €	839,01 €
	Cableado	30	1,43 €	42,90 €
	Armario de protección DC-AC	1	279,00 €	279,00 €
	Soportes de 6 módulos	2	335,00 €	670,00 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>3.863,71 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>5.023,71 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>301,42 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>5.325,13 €</b>
<b>Subvenciones (-25%)</b>				<b>1.331,28 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>3.993,85 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>73,57 €</b>

## 1.7. Unifamiliar Logroño 4,02 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	12	169,40 €	2.032,80 €
	Inversores	1	839,01 €	839,01 €
	Cableado	30	1,43 €	42,90 €
	Armario de protección DC-AC	1	279,00 €	279,00 €
	Soportes de 6 módulos	2	335,00 €	670,00 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>3.863,71 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>5.023,71 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>301,42 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>5.325,13 €</b>
<b>Subvenciones (No hay)</b>				<b>-</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>5.325,13 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>73,57 €</b>

## 1.8. Unifamiliar Huesca 4,02 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	12	169,40 €	2.032,80 €
	Inversores	1	839,01 €	839,01 €
	Cableado	30	1,43 €	42,90 €
	Armario de protección DC-AC	1	279,00 €	279,00 €
	Soportes de 6 módulos	2	335,00 €	670,00 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>3.863,71 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	4	150,00 €	600,00 €
	Ayudante electricista	4	90,00 €	360,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.160,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>5.023,71 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>301,42 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>5.325,13 €</b>
<b>Subvenciones (30%)</b>				<b>1.597,54 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>3.727,59 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>73,57 €</b>

## 2. Inversiones EDIFICIO

### 2.1. Edificio Bilbao 30,2 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	90	169,40 €	15.246,00 €
	Inversores	9	839,01 €	7.551,09 €
	Cableado	290	1,43 €	414,70 €
	Armario de protección DC-AC	1	725,00 €	725,00 €
	Soportes de 10 módulos	9	390,10 €	3.510,90 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				27.447,69 €
PERSONAL	Oficial electricista	6	150,00 €	900,00 €
	Ayudante electricista	6	90,00 €	540,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				1.640,00 €
<b>TOTAL MATERIAL Y PERSONAL</b>				29.087,69 €
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				1.745,26 €
<b>Subtotal</b>				30.832,95 €
<b>Subvenciones (-25%)</b>				7.708,24 €
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>23.124,71 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>552,66 €</b>

### 2.2. Edificio Logroño 21,8 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	65	169,40 €	11.011,00 €
	Inversores	5	664,40 €	3.322,00 €
	Cableado	180	1,43 €	257,40 €
	Armario de protección DC-AC	1	600,00 €	600,00 €
	Soportes de 13 módulos	5	493,68 €	2.468,40 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				17.658,80 €
PERSONAL	Oficial electricista	6	150,00 €	900,00 €
	Ayudante electricista	6	90,00 €	540,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				1.640,00 €
<b>TOTAL MATERIAL Y PERSONAL</b>				19.298,80 €
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				1.157,93 €
<b>Subtotal</b>				20.456,73 €
<b>Subvenciones (No hay)</b>				- €
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>20.456,73 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>398,94 €</b>

### 2.3. Edificio Huesca 17,4 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	52	169,40 €	8.808,80 €
	Inversores	4	664,40 €	2.657,60 €
	Cableado	145	1,43 €	207,35 €
	Armario de protección DC-AC	1	600,00 €	600,00 €
	Soportes de 13 módulos	4	493,68 €	1.974,72 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				14.248,47 €
PERSONAL	Oficial electricista	6	150,00 €	900,00 €
	Ayudante electricista	6	90,00 €	540,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				1.640,00 €
<b>TOTAL material y personal</b>				15.888,47 €
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				953,31 €
<b>Subtotal</b>				16.841,78 €
<b>Subvenciones (30%)</b>				5.052,53 €
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>11.789,24 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>318,42 €</b>



## 2.4. Edificio Jaén 14,1 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	42	169,40 €	7.114,80 €
	Inversores	3	893,66 €	2.680,98 €
	Cableado	170	1,43 €	243,10 €
	Armario de protección DC-AC	1	600,00 €	600,00 €
	Soportes de 7 módulos	6	267,17 €	1.603,02 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>12.241,90 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	5	150,00 €	750,00 €
	Ayudante electricista	5	90,00 €	450,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.400,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>13.641,90 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>818,51 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>14.460,41 €</b>
<b>Subvenciones (-35%)</b>				<b>5.061,14 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>9.399,27 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>258,03 €</b>

## 2.5. Edificio Sevilla 14,1 kWp

		Cantidad	Precio unitario (€)	Total(€)
MATERIAL	Paneles FV	42	169,40 €	7.114,80 €
	Inversores	3	893,66 €	2.680,98 €
	Cableado	170	1,43 €	243,10 €
	Armario de protección DC-AC	1	600,00 €	600,00 €
	Soportes de 7 módulos	6	267,17 €	1.603,02 €
<b>TOTAL MATERIAL</b>				<b>12.241,90 €</b>
PERSONAL	Oficial electricista	5	150,00 €	750,00 €
	Ayudante electricista	5	90,00 €	450,00 €
	Equipos de seguridad	2	100,00 €	200,00 €
<b>TOTAL PERSONAL</b>				<b>1.400,00 €</b>
<b>TOTAL material y personal</b>				<b>13.641,90 €</b>
<b>Beneficio del contratista (6%)</b>				<b>818,51 €</b>
<b>Subtotal</b>				<b>14.460,41 €</b>
<b>Subvenciones (-35%)</b>				<b>5.061,14 €</b>
<b>Inversión neta (CAPEX)</b>				<b>9.399,27 €</b>
<b>OPEX ANUAL</b>				<b>258,03 €</b>

## **ANEXO 7. Flujos de caja**

## 1. Flujos de caja vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y CON compensación

Año:	Huesca (4,69 kWp)	Bilbao (4,02 kWp)	Logroño (4,02 kWp)	Huesca (4,02 kWp)	Jaén (4,02 kWp)	Sevilla (4,02 kWp)
0	- 4.203,34 €	- 3.993,85 €	- 5.325,13 €	- 3.727,59 €	- 3.461,34 €	- 3.461,34 €
1	681,60 €	425,43 €	512,86 €	594,06 €	601,05 €	606,33 €
2	677,83 €	422,93 €	509,93 €	590,73 €	597,68 €	602,93 €
3	674,07 €	420,45 €	507,01 €	587,40 €	594,32 €	599,55 €
4	670,33 €	417,98 €	504,11 €	584,10 €	590,98 €	596,18 €
5	666,61 €	415,52 €	501,22 €	580,81 €	587,66 €	592,83 €
6	662,91 €	413,08 €	498,35 €	577,54 €	584,35 €	589,50 €
7	659,23 €	410,64 €	495,49 €	574,28 €	581,06 €	586,18 €
8	655,56 €	408,22 €	492,64 €	571,04 €	577,79 €	582,89 €
9	651,92 €	405,81 €	489,81 €	567,82 €	574,53 €	579,60 €
10	648,29 €	403,42 €	486,99 €	564,61 €	571,29 €	576,34 €
11	644,68 €	401,03 €	484,19 €	561,42 €	568,07 €	573,09 €
12	641,09 €	398,66 €	481,40 €	558,25 €	564,86 €	569,86 €
13	637,52 €	396,30 €	478,63 €	555,09 €	561,67 €	566,64 €
14	633,96 €	393,95 €	475,87 €	551,95 €	558,49 €	563,44 €
15	630,42 €	391,61 €	473,12 €	548,82 €	555,33 €	560,25 €
16	626,90 €	389,28 €	470,39 €	545,71 €	552,19 €	557,08 €
17	623,40 €	386,97 €	467,67 €	542,61 €	549,06 €	553,93 €
18	619,92 €	384,67 €	464,96 €	539,53 €	545,95 €	550,79 €
19	616,45 €	382,38 €	462,27 €	536,46 €	542,85 €	547,67 €
20	613,00 €	380,10 €	459,59 €	533,41 €	539,77 €	544,56 €
21	609,57 €	377,83 €	456,92 €	530,38 €	536,70 €	541,47 €
22	606,15 €	375,57 €	454,27 €	527,36 €	533,65 €	538,40 €
23	602,75 €	373,32 €	451,63 €	524,35 €	530,61 €	535,34 €
24	599,37 €	371,09 €	449,00 €	521,37 €	527,59 €	532,29 €
25	596,01 €	368,87 €	446,39 €	518,39 €	524,58 €	529,26 €

## 2. Flujos de caja vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y SIN compensación

Año:	Huesca (4,69 kWp)	Bilbao (4,02 kWp)	Logroño (4,02 kWp)	Huesca (4,02 kWp)	Jaén (4,02 kWp)	Sevilla (4,02 kWp)
0	- 4.203,34 €	- 3.993,85 €	- 5.325,13 €	- 3.727,59 €	- 3.461,34 €	- 3.461,34 €
1	588,35 €	375,94 €	449,31 €	516,42 €	522,08 €	527,19 €
2	585,04 €	373,70 €	446,70 €	513,47 €	519,10 €	524,19 €
3	581,75 €	371,46 €	444,10 €	510,54 €	516,14 €	521,20 €
4	578,47 €	369,24 €	441,51 €	507,61 €	513,19 €	518,23 €
5	575,21 €	367,02 €	438,93 €	504,71 €	510,26 €	515,27 €
6	571,97 €	364,82 €	436,37 €	501,82 €	507,34 €	512,33 €
7	568,74 €	362,63 €	433,82 €	498,94 €	504,43 €	509,40 €
8	565,53 €	360,45 €	431,28 €	496,08 €	501,54 €	506,48 €
9	562,33 €	358,28 €	428,76 €	493,23 €	498,67 €	503,58 €
10	559,15 €	356,12 €	426,25 €	490,40 €	495,81 €	500,69 €
11	555,99 €	353,97 €	423,75 €	487,58 €	492,96 €	497,82 €
12	552,84 €	351,83 €	421,26 €	484,77 €	490,13 €	494,97 €
13	549,71 €	349,70 €	418,79 €	481,98 €	487,31 €	492,12 €
14	546,59 €	347,59 €	416,33 €	479,20 €	484,50 €	489,30 €
15	543,49 €	345,48 €	413,88 €	476,44 €	481,71 €	486,48 €
16	540,41 €	343,39 €	411,44 €	473,69 €	478,94 €	483,68 €
17	537,34 €	341,30 €	409,01 €	470,95 €	476,17 €	480,89 €
18	534,28 €	339,23 €	406,60 €	468,23 €	473,43 €	478,12 €
19	531,24 €	337,16 €	404,20 €	465,52 €	470,69 €	475,36 €
20	528,22 €	335,11 €	401,81 €	462,82 €	467,97 €	472,62 €
21	525,21 €	333,07 €	399,43 €	460,14 €	465,26 €	469,89 €
22	522,22 €	331,03 €	397,07 €	457,47 €	462,57 €	467,17 €
23	519,24 €	329,01 €	394,72 €	454,82 €	459,89 €	464,47 €
24	516,27 €	327,00 €	392,37 €	452,18 €	457,22 €	461,78 €
25	513,32 €	324,99 €	390,05 €	449,55 €	454,57 €	459,10 €

### 3. Flujos de caja vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y CON compensación y financiación

Año:	Huesca (4,69 kWp)	Bilbao (4,02 kWp)	Logroño (4,02 kWp)	Huesca (4,02 kWp)	Jaén (4,02 kWp)	Sevilla (4,02 kWp)
0	-	-	-	-	-	-
1	- 824,76 €	- 1.005,69 €	- 1.395,50 €	- 741,66 €	- 639,39 €	- 634,11 €
2	- 828,53 €	- 1.008,19 €	- 1.398,43 €	- 744,99 €	- 642,76 €	- 637,51 €
3	- 832,29 €	- 1.010,67 €	- 1.401,35 €	- 748,32 €	- 646,12 €	- 640,89 €
4	670,33 €	417,98 €	504,11 €	584,10 €	590,98 €	596,18 €
5	666,61 €	415,52 €	501,22 €	580,81 €	587,66 €	592,83 €
6	662,91 €	413,08 €	498,35 €	577,54 €	584,35 €	589,50 €
7	659,23 €	410,64 €	495,49 €	574,28 €	581,06 €	586,18 €
8	655,56 €	408,22 €	492,64 €	571,04 €	577,79 €	582,89 €
9	651,92 €	405,81 €	489,81 €	567,82 €	574,53 €	579,60 €
10	648,29 €	403,42 €	486,99 €	564,61 €	571,29 €	576,34 €
11	644,68 €	401,03 €	484,19 €	561,42 €	568,07 €	573,09 €
12	641,09 €	398,66 €	481,40 €	558,25 €	564,86 €	569,86 €
13	637,52 €	396,30 €	478,63 €	555,09 €	561,67 €	566,64 €
14	633,96 €	393,95 €	475,87 €	551,95 €	558,49 €	563,44 €
15	630,42 €	391,61 €	473,12 €	548,82 €	555,33 €	560,25 €
16	626,90 €	389,28 €	470,39 €	545,71 €	552,19 €	557,08 €
17	623,40 €	386,97 €	467,67 €	542,61 €	549,06 €	553,93 €
18	619,92 €	384,67 €	464,96 €	539,53 €	545,95 €	550,79 €
19	616,45 €	382,38 €	462,27 €	536,46 €	542,85 €	547,67 €
20	613,00 €	380,10 €	459,59 €	533,41 €	539,77 €	544,56 €
21	609,57 €	377,83 €	456,92 €	530,38 €	536,70 €	541,47 €
22	606,15 €	375,57 €	454,27 €	527,36 €	533,65 €	538,40 €
23	602,75 €	373,32 €	451,63 €	524,35 €	530,61 €	535,34 €
24	599,37 €	371,09 €	449,00 €	521,37 €	527,59 €	532,29 €
25	596,01 €	368,87 €	446,39 €	518,39 €	524,58 €	529,26 €

### 4. Flujos de caja vivienda unifamiliar – Autoconsumo CON excedentes y SIN compensación y financiación

Año:	Huesca (4,69 kWp)	Bilbao (4,02 kWp)	Logroño (4,02 kWp)	Huesca (4,02 kWp)	Jaén (4,02 kWp)	Sevilla (4,02 kWp)
0	-	-	-	-	-	-
1	- 918,01 €	- 1.055,18 €	- 1.459,05 €	- 819,30 €	- 718,36 €	- 713,25 €
2	- 921,32 €	- 1.057,42 €	- 1.461,66 €	- 822,25 €	- 721,34 €	- 716,25 €
3	- 924,61 €	- 1.059,66 €	- 1.464,26 €	- 825,18 €	- 724,30 €	- 719,24 €
4	578,47 €	369,24 €	441,51 €	507,61 €	513,19 €	518,23 €
5	575,21 €	367,02 €	438,93 €	504,71 €	510,26 €	515,27 €
6	571,97 €	364,82 €	436,37 €	501,82 €	507,34 €	512,33 €
7	568,74 €	362,63 €	433,82 €	498,94 €	504,43 €	509,40 €
8	565,53 €	360,45 €	431,28 €	496,08 €	501,54 €	506,48 €
9	562,33 €	358,28 €	428,76 €	493,23 €	498,67 €	503,58 €
10	559,15 €	356,12 €	426,25 €	490,40 €	495,81 €	500,69 €
11	555,99 €	353,97 €	423,75 €	487,58 €	492,96 €	497,82 €
12	552,84 €	351,83 €	421,26 €	484,77 €	490,13 €	494,97 €
13	549,71 €	349,70 €	418,79 €	481,98 €	487,31 €	492,12 €
14	546,59 €	347,59 €	416,33 €	479,20 €	484,50 €	489,30 €
15	543,49 €	345,48 €	413,88 €	476,44 €	481,71 €	486,48 €
16	540,41 €	343,39 €	411,44 €	473,69 €	478,94 €	483,68 €
17	537,34 €	341,30 €	409,01 €	470,95 €	476,17 €	480,89 €
18	534,28 €	339,23 €	406,60 €	468,23 €	473,43 €	478,12 €
19	531,24 €	337,16 €	404,20 €	465,52 €	470,69 €	475,36 €
20	528,22 €	335,11 €	401,81 €	462,82 €	467,97 €	472,62 €
21	525,21 €	333,07 €	399,43 €	460,14 €	465,26 €	469,89 €
22	522,22 €	331,03 €	397,07 €	457,47 €	462,57 €	467,17 €
23	519,24 €	329,01 €	394,72 €	454,82 €	459,89 €	464,47 €
24	516,27 €	327,00 €	392,37 €	452,18 €	457,22 €	461,78 €
25	513,32 €	324,99 €	390,05 €	449,55 €	454,57 €	459,10 €

## 5. Flujos de caja de cada usuario del edificio – Autoconsumo CON excedentes y CON compensación

Año:	Huesca piso 17,4 kWp	Huesca peluquería 17,4 kWp	Jaén Piso 14,1 kWp	Jaén peluquería 14,1 kWp	Sevilla Piso 14,1 kWp	Sevilla peluquería 14,1 kWp
0	- 2.947,31 €	- 2.947,31 €	- 2.349,82 €	- 2.349,82 €	- 2.349,82 €	- 2.349,82 €
1	635,68 €	1.238,06 €	532,34 €	1.134,72 €	534,61 €	1.136,99 €
2	632,14 €	1.231,50 €	529,31 €	1.128,68 €	531,57 €	1.130,94 €
3	628,61 €	1.224,98 €	526,30 €	1.122,67 €	528,54 €	1.124,91 €
4	625,10 €	1.218,49 €	523,30 €	1.116,69 €	525,53 €	1.118,92 €
5	621,61 €	1.212,02 €	520,32 €	1.110,74 €	522,54 €	1.112,96 €
6	618,13 €	1.205,60 €	517,35 €	1.104,81 €	519,56 €	1.107,03 €
7	614,67 €	1.199,20 €	514,39 €	1.098,92 €	516,59 €	1.101,12 €
8	611,23 €	1.192,84 €	511,45 €	1.093,06 €	513,64 €	1.095,25 €
9	607,81 €	1.186,51 €	508,53 €	1.087,23 €	510,71 €	1.089,40 €
10	604,40 €	1.180,20 €	505,62 €	1.081,42 €	507,78 €	1.083,59 €
11	601,01 €	1.173,94 €	502,72 €	1.075,65 €	504,88 €	1.077,80 €
12	597,64 €	1.167,70 €	499,84 €	1.069,90 €	501,99 €	1.072,05 €
13	594,28 €	1.161,49 €	496,97 €	1.064,18 €	499,11 €	1.066,32 €
14	590,94 €	1.155,32 €	494,12 €	1.058,50 €	496,24 €	1.060,62 €
15	587,62 €	1.149,17 €	491,28 €	1.052,83 €	493,39 €	1.054,95 €
16	584,31 €	1.143,06 €	488,46 €	1.047,20 €	490,56 €	1.049,31 €
17	581,02 €	1.136,98 €	485,65 €	1.041,60 €	487,74 €	1.043,69 €
18	577,75 €	1.130,92 €	482,85 €	1.036,02 €	484,93 €	1.038,11 €
19	574,49 €	1.124,90 €	480,07 €	1.030,48 €	482,14 €	1.032,55 €
20	571,25 €	1.118,91 €	477,30 €	1.024,96 €	479,36 €	1.027,02 €
21	568,03 €	1.112,95 €	474,55 €	1.019,46 €	476,60 €	1.021,51 €
22	564,82 €	1.107,01 €	471,81 €	1.014,00 €	473,85 €	1.016,04 €
23	561,63 €	1.101,11 €	469,08 €	1.008,56 €	471,11 €	1.010,59 €
24	558,45 €	1.095,24 €	466,37 €	1.003,15 €	468,39 €	1.005,17 €
25	555,29 €	1.089,39 €	463,67 €	997,77 €	465,68 €	999,78 €

## 6. Flujos de caja de cada usuario del edificio – Autoconsumo CON excedentes y SIN compensación

Año:	Logroño Piso 21,8 kWp	Logroño Peluquería 21,8 kWp	Huesca piso 17,4 kWp	Huesca peluquería 17,4 kWp	Jaén Piso 14,1 kWp	Jaén peluquería 14,1 kWp	Sevilla Piso 14,1 kWp	Sevilla peluquería 14,1 kWp
0	- 5.114,18 €	- 5.114,18 €	- 2.947,31 €	- 2.947,31 €	- 2.349,82 €	- 2.349,82 €	- 2.349,82 €	- 2.349,82 €
1	573,45 €	1.243,26 €	544,48 €	1.214,29 €	460,35 €	1.130,15 €	462,19 €	1.132,00 €
2	570,21 €	1.236,67 €	541,39 €	1.207,85 €	457,68 €	1.124,14 €	459,51 €	1.125,97 €
3	566,99 €	1.230,12 €	538,32 €	1.201,44 €	455,02 €	1.118,15 €	456,85 €	1.119,97 €
4	563,79 €	1.223,60 €	535,26 €	1.195,07 €	452,38 €	1.112,19 €	454,20 €	1.114,01 €
5	560,60 €	1.217,12 €	532,21 €	1.188,72 €	449,75 €	1.106,26 €	451,56 €	1.108,07 €
6	557,43 €	1.210,66 €	529,18 €	1.182,41 €	447,13 €	1.100,36 €	448,93 €	1.102,16 €
7	554,28 €	1.204,24 €	526,17 €	1.176,13 €	444,53 €	1.094,49 €	446,32 €	1.096,28 €
8	551,14 €	1.197,85 €	523,17 €	1.169,88 €	441,94 €	1.088,65 €	443,72 €	1.090,43 €
9	548,02 €	1.191,49 €	520,19 €	1.163,67 €	439,36 €	1.082,84 €	441,13 €	1.084,61 €
10	544,91 €	1.185,17 €	517,22 €	1.157,48 €	436,80 €	1.077,06 €	438,56 €	1.078,82 €
11	541,81 €	1.178,88 €	514,26 €	1.151,33 €	434,24 €	1.071,30 €	436,00 €	1.073,06 €
12	538,74 €	1.172,61 €	511,33 €	1.145,20 €	431,70 €	1.065,58 €	433,45 €	1.067,33 €
13	535,68 €	1.166,38 €	508,40 €	1.139,11 €	429,18 €	1.059,88 €	430,92 €	1.061,62 €
14	532,63 €	1.160,18 €	505,49 €	1.133,04 €	426,66 €	1.054,22 €	428,39 €	1.055,95 €
15	529,60 €	1.154,01 €	502,60 €	1.127,01 €	424,16 €	1.048,58 €	425,88 €	1.050,30 €
16	526,58 €	1.147,88 €	499,71 €	1.121,01 €	421,67 €	1.042,97 €	423,39 €	1.044,68 €
17	523,58 €	1.141,77 €	496,85 €	1.115,04 €	419,20 €	1.037,38 €	420,90 €	1.039,09 €
18	520,60 €	1.135,69 €	494,00 €	1.109,09 €	416,73 €	1.031,83 €	418,43 €	1.033,53 €
19	517,63 €	1.129,65 €	491,16 €	1.103,18 €	414,28 €	1.026,30 €	415,97 €	1.027,99 €
20	514,67 €	1.123,63 €	488,33 €	1.097,30 €	411,84 €	1.020,80 €	413,52 €	1.022,48 €
21	511,73 €	1.117,64 €	485,53 €	1.091,44 €	409,42 €	1.015,33 €	411,09 €	1.017,00 €
22	508,80 €	1.111,69 €	482,73 €	1.085,62 €	407,00 €	1.009,89 €	408,66 €	1.011,55 €
23	505,89 €	1.105,76 €	479,95 €	1.079,82 €	404,60 €	1.004,47 €	406,25 €	1.006,12 €
24	502,99 €	1.099,87 €	477,18 €	1.074,05 €	402,21 €	999,08 €	403,85 €	1.000,73 €
25	500,11 €	1.094,00 €	474,43 €	1.068,31 €	399,83 €	993,72 €	401,47 €	995,35 €

