



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA

Autor: Natalia Fernández Freige

Director: Andrés Fernández Ramos

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis Técnico Económico de una Instalación Fotovoltaica en una Vivienda
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/2023 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Natalia Fernández Freige

Fecha: ...23.../ ...07.../ ...2023...



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Andrés Fernández Ramos Fecha: ...23.../ ...07.../ ...2023...



Agradecimientos

Agradezco a mi tutor, Andrés Fernández Ramos, por su orientación, ayuda y paciencia. También agradezco a la empresa AmaraNZero por su generoso apoyo y los recursos proporcionados para la realización del trabajo.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA

Autor: Fernández Freige, Natalia

Director: Fernández Ramos, Andrés

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El trabajo consiste en un análisis para estudiar los aspectos técnicos, de viabilidad y económicos para realizar una instalación fotovoltaica en una vivienda en Madrid. En primer lugar, se fija el contexto energético de España y se explica en qué consiste una instalación de autoconsumo. En segundo lugar, se estudian los aspectos técnicos de la instalación y se elabora un modelo para estudiar la rentabilidad de la instalación.

Palabras clave: transición energética, autoconsumo, módulo fotovoltaico, inversor fotovoltaico, consumo eléctrico, irradiación, rentabilidad.

1. Introducción y situación energética de España

España se encuentra inmersa en una transición energética con el objetivo de cumplir los objetivos fijados en el Acuerdo de París en 2015 y a nivel nacional en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que fija unos objetivos claros para 2030. Estos tienen el objetivo de reducir la emisión de gases de efecto invernadero, conseguir una alta presencia de energías renovables en el consumo eléctrico, mejorar la eficiencia energética y mejorar la interconexión entre los estados miembros de la UE [1]. Ante estos objetivos la descarbonización del sistema energético con la instalación de energías renovables aparece como la medida principal. Además, se tiene en cuenta el gran potencial renovable de España en el sector eólico y solar por la localización geográfica y la presencia de recursos naturales. En este contexto, la eólica y especialmente la fotovoltaica se encuentran en auge y cada vez hay más potencia renovable instalada en España y el autoconsumo aparece como medida principal para lograr los objetivos de 2030 [2].

2. Autoconsumo y elementos de una instalación fotovoltaica

En este capítulo se definen las ventajas del autoconsumo y las diferentes modalidades de este que existen: sin excedentes, con excedentes acogido a compensación o no, de red interior o a través de red y colectivo o individual [1]. También se definen los factores importantes para entender los condicionamientos en la toma de decisiones de potenciales auto consumidores y se detallan percepciones de la sociedad sobre el autoconsumo, a partir de una encuesta del INE. Por último, se explican detalladamente los elementos de una instalación de autoconsumo: módulos fotovoltaicos, inversores fotovoltaicos, inversores de baterías, baterías y estructuras. De estos elementos se explican sus características técnicas y las distintas tecnologías que existen en el mercado. También se explica la implicación que cada elemento tiene en la instalación completa.

3. Análisis de la instalación: lugar, consumo y radiación.

- Análisis del lugar de la instalación: se muestra una vista satélite de la vivienda donde se realizará la instalación, así como un detalle del tejado en el que se colocarán los paneles. Se proporcionan datos de ubicación, altura, orientación y superficie del tejado.
- Análisis de la radiación: se obtienen los datos de la radiación horaria de la página *Photovoltaic Geographical Information System* de la Unión Europea [3], en la ubicación seleccionada de 2010 a 2020. Se obtiene la irradiación en unidades kW/kWp, es decir, la potencia que se genera a cada hora si se instala 1 kWp. Estos datos horarios se promedian en cada día de cada hora obteniendo un año tipo de radiación. Con esto se elaboran curvas de radiación por estaciones para entender esta importante magnitud que será clave a la hora de elaborar el modelo.
- Análisis del consumo: se descarga de la página de Iberdrola Clientes el consumo horario de un año de la vivienda, con lo que se pueden analizar datos a grandes rasgos como el consumo total anual o el consumo promedio mensual y diario. En este análisis se concluye que la vivienda presenta un consumo muy elevado. Se realiza un análisis del consumo por meses y por estaciones, para entender los patrones de consumo, como por ejemplo un mayor consumo en invierno o un pico de consumo a las 8 de la mañana durante todo el año.

Se elaboran también gráficos donde se muestra de manera conjunta el perfil de radiación y consumo para observar en qué medida una instalación de autoconsumo será capaz de cubrir el consumo. En este caso se observa que el pico de consumo y de radiación no

coinciden y que el consumo nocturno es una gran parte del consumo, que no podrá ser cubierto.



Vista satélite de la vivienda en la que se realiza la instalación

4. Elaboración de un modelo para el dimensionamiento y análisis de la rentabilidad

Para elaborar un modelo se crea un calendario horario de 20 años, periodo que comprende la vida útil de la instalación.

Las variables de entrada del modelo son la radiación, el consumo y el precio de la electricidad. Para la radiación y el consumo se adapta el año tipo que se obtuvo en el capítulo anterior. Para la radiación se asigna a cada hora de cada día del año, la radiación correspondiente a esa hora del año y se añade una degradación de los paneles del 0,5% cada año. Para el consumo se asigna el consumo correspondiente teniendo en cuenta el día de la semana y la semana del año correspondiente. Todo esto se hace usando Excel.

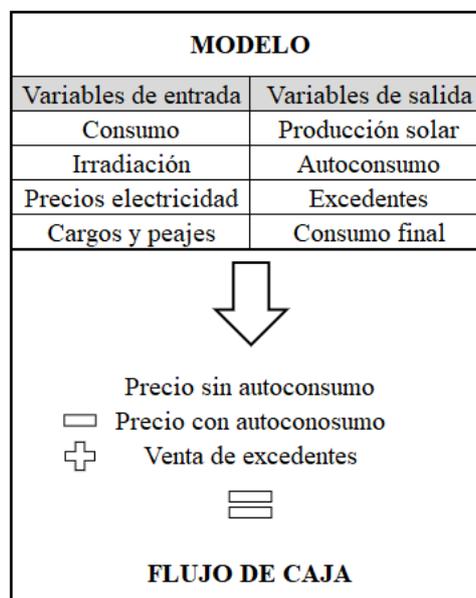
La última variable de entrada del modelo es el precio de la electricidad. Esta variable se prepara a partir del precio medio esperado de la electricidad para los próximos años [4] y la elaboración de un apuntamiento horario para conocer el precio horario durante los 20 años. En este apuntamiento se tienen en cuenta las “curvas de pato” de la electricidad, que harán que la electricidad sea más barata en las horas de sol durante los próximos años y otros factores clave para poder hacer una predicción aproximada.

A continuación, se explican las variables de salida del modelo: producción solar, autoconsumo, excedentes y consumo final. De esta manera se establece lo que costaría

el consumo con autoconsumo y sin autoconsumo, así como lo que se obtendría por la venta de excedentes en caso de haberlos y de tener una instalación acogida a compensación. Esto permite calcular el flujo de caja que supone el ahorro en la factura de la luz, que nos permitirá calcular la rentabilidad de la instalación.

Con el modelo hecho se realizan simulaciones utilizando un software proporcionado por la empresa Amara y variando la potencia instalada para obtener el precio de la instalación en €/kWp. Con los distintos precios para cada potencia se elabora una curva y una línea de tendencia que permite obtener el precio de la instalación como una variable más del modelo. De esta manera, al introducir en el modelo el número de kWp instalados, se calcula el CAPEX de la inversión y todas las demás variables. Con este modelo se recogen los flujos de caja anuales para cada potencia instalada y se estudia su rentabilidad, con el objetivo de determinar qué instalación es la más rentable. Con esto y junto con la limitación de espacio que se tiene en cuenta con el software, se determina cuánta potencia se debe o se puede instalar.

Se estudia la rentabilidad del caso real con distintas variaciones y condiciones con el fin de elaborar una conclusión sobre la viabilidad de realizar o no la instalación.



Variables del modelo para dimensionar y estudiar la rentabilidad de la instalación

5. Conclusiones

En las conclusiones del trabajo se realiza una valoración sobre si realizar o no la inversión en la instalación fotovoltaica. Tras los análisis de rentabilidad realizados se obtiene una inversión con un VAN y un TIR muy bajos. El CAPEX de la instalación entra dentro de lo esperado a la hora de realizar una instalación en una vivienda. El principal problema es el limitado espacio que existe para colocar los paneles solares que hace que solo se puedan instalar 2,73 kWp, cubriendo de esta manera solo el 17% del consumo. Esto genera un ahorro pequeño en la factura de la luz lo que hace que la inversión tarde en recuperarse mucho tiempo. Con esto se concluye que estudiar el consumo para optimizarlo y usarlo con más responsabilidad puede ser la solución antes que invertir en una instalación fotovoltaica. También se exploran alternativas y aspectos que mejorarían la rentabilidad.

También se hace una valoración del cumplimiento de los objetivos que se marcaron al inicio del proyecto, la cual es positiva.

6. Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» 2020.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica,» 2020.
- [3] European Comission, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [4] O. d. M. Ibérico, «OMIP,» [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/en>.

TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC INSTALLATION IN A HOUSE

Author: Fernánde Freige, Natalia.

Supervisor: Fernández Ramos, Andrés.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The work consists of an analysis to study the technical, feasibility and economic aspects of a photovoltaic installation in a house in Madrid. Firstly, the energy context of Spain is established, and it is explained what a self-consumption installation consists of. Secondly, the technical aspects of the installation are studied, and a model is elaborated to study the profitability of the installation.

Keywords: Energy transition, self-consumption, photovoltaic module, photovoltaic inverter, electricity consumption, irradiation, profitability.

1. Introduction and energetic context of Spain

Spain is immersed in an energy transition with the aim of meeting the objectives set in the Paris Agreement in 2015 and at the national level in the National Integrated Energy and Climate Plan, that establishes clear objectives for 2030. These aim to reduce greenhouse gas emissions, achieve a high presence of renewable energies in electricity consumption, improve energy efficiency and improve interconnection between EU member states [1]. In view of these objectives, the decarbonization of the energy system with the installation of renewable energies appears as the main measure. In addition, Spain's great renewable potential in the wind and solar sector is considered due to its geographical location and the presence of natural resources. In this context, wind and especially photovoltaic renewable energies are booming and there is more and more renewable power installed in Spain and self-consumption appears as the main measure to achieve the 2030 objectives [2].

2. Self-consumption and elements of a photovoltaic system

This chapter defines the advantages of self-consumption and the different types of self-consumption that exist: without surpluses, with surpluses with or without compensation,

from the internal network or through the network, and collective or individual [1]. It also defines the important factors to understand the conditioning in the decision making of potential self-consumers and details society's perceptions of self-consumption, based on a survey by the INE. Finally, the elements of a self-consumption installation are explained in detail: photovoltaic modules, photovoltaic inverters, battery inverters, batteries, and structures. The technical characteristics of these elements and the different technologies available on the market are explained. The implication that each element has on the complete installation is also explained.

3. Analysis of the installation: location, electrical consumption and solar radiation

- Analysis of the installation site: a satellite view of the house where the installation will take place is shown, as well as a detail of the roof where the panels will be placed. Data on location, height, orientation, and roof surface are provided.
- Radiation analysis: hourly radiation data is obtained from the Photovoltaic Geographical Information System of the European Union [3], in the selected location from 2010 to 2020. The irradiation is obtained in kW/kWp units, i.e., the power generated every hour if 1 kWp is installed. These hourly data are averaged for each day of each hour to obtain a typical year of irradiation. With this, radiation curves by seasons are elaborated to understand this important magnitude that will be key when elaborating the model.
- Consumption analysis: the hourly consumption of a year is downloaded from the Iberdrola Clients page. With this data such as the total annual consumption or the average monthly and daily consumption can be analyzed. In this analysis it is concluded that the house has a very high consumption. An analysis of consumption by month and by season is performed to understand consumption patterns, such as higher consumption in winter or peak consumption at 8 a.m. throughout the year.

Graphs are also prepared where the radiation and consumption profile are shown together to observe to what extent a self-consumption installation will be able to cover the consumption. In this case it is observed that the peak consumption and radiation do not

line up, and that the night consumption is a large part of the consumption, which will not be able to be covered.



Satellite view of the location for the installation

4. Development of a model for sizing and cost-effectiveness analysis

To develop a model, a 20-year time schedule is created, a period that comprehends the useful life of the installation.

The input variables of the model are radiation, consumption and electricity price. For radiation and consumption, the standard year obtained in the previous chapter is adapted. For radiation, the radiation corresponding to each hour of each day of the year is assigned to that hour of the year and a degradation of the panels of 0.5% is added each year. For consumption, the corresponding consumption is assigned considering the day of the week and the corresponding week of the year. All this is done using Excel.

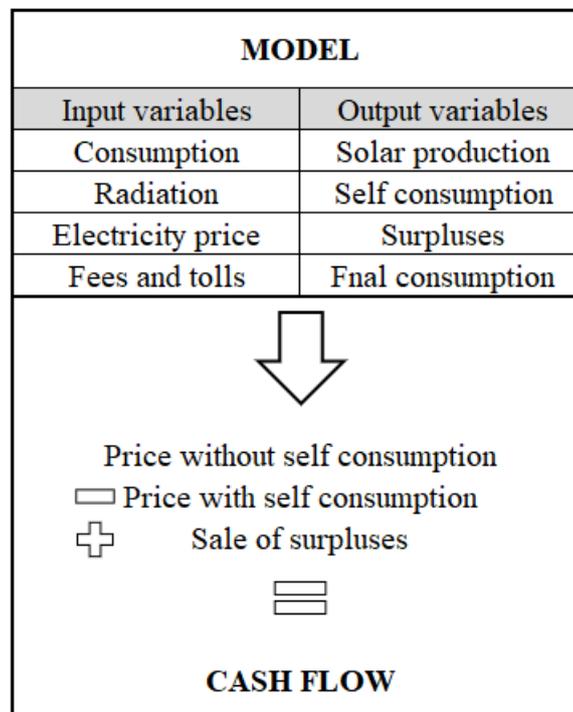
The last input variable of the model is the price of electricity. This variable is prepared from the expected average price of electricity for the next years [4] and the elaboration of an hourly pointing to know the hourly price during the 20 years. In this targeting, the electricity "duck curves" are considered, which will make electricity cheaper during sunny hours over the next few years and other key factors to make a rough prediction.

Next, the output variables of the model are explained: solar production, self-consumption, surpluses, and final consumption. In this way, the cost of consumption with self-consumption and without self-consumption is established, as well as what would be obtained

from the sale of surpluses if there are surpluses and if the installation is covered by compensation. This allows us to calculate the cash flow from the savings in the electricity bill, which will allow us to calculate the profitability of the installation.

With the model made, simulations are carried out using software provided by the company Amara and varying the installed power to obtain the price of the installation in €/kWp. With the different prices for each power, a curve and a trend line are elaborated to obtain the price of the installation as another variable of the model. Thus, when the number of kWp installed is introduced into the model, the CAPEX of the investment and all the other variables are calculated. With this model, the annual cash flows for each installed power are collected and their profitability is studied, to determine which installation is the most profitable. With this and together with the space limitation considered with the software, it is determined how much power should or can be installed.

The profitability of the real case is studied with different variations and conditions to draw a conclusion on the feasibility of the installation or not.



Model variables to dimension and study de cost-effectiveness of the installation.

5. Conclusions

In the conclusions of the project, an assessment is made on whether to make the investment in the photovoltaic installation. After the profitability analyses carried out,

an investment with a very low NPV and IRR is obtained. The CAPEX of the installation is within what is expected when making an installation in a house. The main problem is the limited space available to place the solar panels, which means that only 2.73 kWp can be installed, thus covering only 17% of the consumption. This generates a small saving in the electricity bill, which means that the investment takes a long time to recover. This leads to the conclusion that studying consumption to optimize it and use it more responsibly may be the solution rather than investing in a photovoltaic installation. Alternatives and aspects that would improve profitability are also explored.

An assessment is also made of the fulfillment of the objectives set at the beginning of the project, which is positive.

6. References

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» 2020.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica,» 2020.
- [3] European Comission, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [4] O. d. M. Ibérico, «OMIP,» [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/en>.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
Capítulo 2. Estado de la cuestión.....	8
Capítulo 3. Motivación del proyecto	10
Capítulo 4. Objetivos del proyecto.....	12
4.1 Objetivos	12
4.2 Metodología.....	12
4.3 Planificación del trabajo.....	14
Capítulo 5. Situación energética de España.....	16
Capítulo 6. Autoconsumo	20
6.1 Ventajas del autoconsumo.....	20
6.2 Modalidades del Autoconsumo [5]	21
6.2.1 Autoconsumo sin excedentes	21
6.2.2 Autoconsumo con excedentes	21
6.2.3 Autoconsumo según el modo de conexión de la generación	22
6.2.4 Según los consumos asociados a la producción.....	22
6.2.5 Comunidades energéticas.....	22
6.3 Fuentes de energía renovable	23
6.4 Potencial del autoconsumo	24
Capítulo 7. Elementos de autoconsumo.....	26
7.1 Módulos fotovoltaicos.....	27
7.2 Inversores fotovoltaicos	31
7.3 Inversores de acumulación o inversores de batería	33
7.4 Baterías de acumulación.....	35
7.5 estructuras de anclaje.....	37
7.5.1 Cubierta de teja.....	38
7.5.2 Cubierta metálica.....	40
7.5.3 Cubierta plana.....	42

Capítulo 8. Análisis de la instalación	44
8.1 Análisis del lugar de la instalación.....	47
8.2 Análisis de la radiación	50
8.3 Análisis del consumo.....	53
Capítulo 9. Elaboración del modelo.....	59
9.1 Variables de entrada del modelo	59
9.1.1 Radiación.....	59
9.1.2 Consumo.....	60
9.1.3 Precio de la electricidad	61
9.2 Variables de salida del modelo.....	68
9.3 Obtención del precio de la instalación.....	71
Capítulo 10. Estudio de la rentabilidad	79
10.1 Rentabilidad de la potencia instalada en las simulaciones	79
10.2 Dimensionamiento de la potencia que cabe en el tejado	82
10.3 Estudio de la rentabilidad de la potencia instalada.....	87
10.3.1 Instalación con paneles solares bifaciales	90
Capítulo 11. Conclusiones.....	94
11.1 Valoración de la inversión.....	94
11.2 Valoración del cumplimiento de los objetivos	97
Capítulo 12. Bibliografía.....	100
ANEXO I: ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS ODS	103
ANEXO II: Apuntamiento fotovoltaico	105
ANEXO III: Vista del modelo en Excel.....	106
ANEXO IV: Lista de materiales de la instalación.....	107

Índice de figuras

Ilustración 1: Mapa de probabilidad de éxito para generación eólica (arriba) y fotovoltaica (abajo).....	18
Ilustración 2: Expectativas (GW) de generación renovable eólica y fotovoltaica (31 de agosto de 2019) vs escenario objetivo del PNIEC correspondiente a 2026. Fuente: Red Eléctrica Española	19
Ilustración 3: Componentes de un sistema fotovoltaico de conexión a red. Fuente: AmaranZero.....	27
Ilustración 4: Rango de tensión de trabajo de un inversor fotovoltaico. Fuente: AmaraNZero	32
Ilustración 5: Modos de conexión del inversor de acumulación. Fuente: AmaraNZero.....	34
Ilustración 6: Tipos de cubiertas de teja Fuente: Sunfer	39
Ilustración 7: Tipos de anclaje a teja Fuente: AmaranZero	39
Ilustración 8: Clampfit de Schleter, para cubierta metálica coplanar con anclaje a chapa Fuente: Amara	41
Ilustración 9: Estructura de anclaje para instalación inclinada sobre cubierta inclinada Fuente: Amara	41
Ilustración 10: Ejemplo de estructura para cubierta plana Fuente: Sunfer.....	42
Ilustración 11: Mapa de irradiancia global media en España Fuente: Aemet	45
Ilustración 12: Imagen satélite de la vivienda donde se realizará la instalación Fuente: Google Earth.....	47
Ilustración 13: Imagen de la planta de la vivienda. El recuadro amarillo indica el lugar donde sonde se colocarán los paneles Fuente: Google Earth.....	48
Ilustración 14: Imagen detalle del tejado donde se realizará la instalación Fuente: Google Earth	48
Ilustración 15: Imagen de la cubierta donde se realizará la instalación Fuente: Elaboración propia.....	49

Ilustración 16: Parámetros utilizados para la obtención de los datos de la radiación solar Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Commission.....	50
Ilustración 17: Curvas de radiación horaria por estaciones Fuente: Datos PVGIS y elaboración propia	52
Ilustración 18: Consumo total mensual de la vivienda Fuente: Datos Iberdrola Área Clientes y elaboración propia	54
Ilustración 19: Consumo horario por estaciones Fuente: Datos Iberdrola Área Clientes y elaboración propia	55
Ilustración 20: Gráfica de radiación y consumo para una semana de julio Fuente: Datos PVGIS, Iberdrola Área Clientes y elaboración propia	56
Ilustración 21: Gráfica de radiación y consumo para una semana de enero Fuente: Datos PVGIS, Iberdrola Área Clientes y elaboración propia	57
Ilustración 22: Figura de la curva de pato de la electricidad Fuente: Periódico de energías renovables.....	63
Ilustración 23: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019.....	65
Ilustración 24: Apuntamiento fotovoltaico del precio de la electricidad de 2028 y 2040 para los meses de invierno Fuente: Elaboración propia	67
Ilustración 25:Apuntamiento fotovoltaico del precio de la electricidad de 2028 y 2040 para los meses de verano Fuente: Elaboración propia	68
Ilustración 26: Modos del software dimensionador de la empresa Amara.....	71
Ilustración 27: Especificaciones del panel escogido para hacer las simulaciones	72
Ilustración 28: Condiciones de entorno fijadas en el software para realizar la simulación.	73
Ilustración 29: Mapa de zonas de viento Fuente: AmaraNZero	74
Ilustración 30: Selección del número de paneles necesarios para obtener la potencia de la simulación.....	75
Ilustración 31: Lista de inversores compatibles proporcionada por el software dimensionador	76
Ilustración 32: Precio de los paneles y el inversor seleccionados para la simulación.....	77

Ilustración 33: Curva de potencia-precio con línea de tendencia que permite calcular el precio genérico de la instalación	78
Ilustración 34: Vista del software de Amara en el modo satélite para el dimensionamiento	83
Ilustración 35: Panel solar escogido para la instalación	84
Ilustración 36: Dimensiones del tejado en el que se realiza la instalación calculada por el software	85
Ilustración 37: Colocación de los paneles en el tejado mediante el software de Amara.....	86
Ilustración 38: Inversor SMA Sunny Tripower elegido para la instalación	86
Ilustración 39: Modo de conexión de los paneles	87

Índice de tablas

Tabla 1: Planificación del trabajo	15
Tabla 2: Precio medio de la electricidad a futuro utilizado en el modelo Fuente: OMIP ...	62
Tabla 3: Precio de la instalación obtenido con las simulaciones realizadas.....	77
Tabla 4: Tabla para el estudio de la rentabilidad en la que se recogen los flujos de caja y se calculan el VAN y el TIR.....	79
Tabla 5: Tabla resumen de la rentabilidad de las distintas potencias en el caso sin venta de excedentes.....	80
Tabla 6: Tabla resumen de la rentabilidad de las distintas potencias en el caso de venta de excedentes.....	81
Tabla 7: Flujos de caja de la potencia instalada en el caso sin excedentes	88
Tabla 8: Flujos de caja de la potencia instalada en el caso con excedentes	89
Tabla 9: Flujos de caja para la instalación de paneles solares bifaciales en el caso sin venta de excedentes.....	92
Tabla 10: Flujos de caja para la instalación de paneles solares bifaciales en el caso sin venta de excedentes.....	93
Tabla 11: Factores apuntamiento fotovoltaico para invierno	105
Tabla 12: Factores apuntamiento fotovoltaico para verano.....	105

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El tema principal del Trabajo de Fin de Grado es el autoconsumo fotovoltaico mediante la instalación de paneles solares en una vivienda.

Hay dos partes diferenciadas en el proyecto. Una primera define la situación energética actual de España, con el objetivo de dar contexto de las circunstancias en las que se plantea este proyecto y entender la importancia del autoconsumo. Para ello también se definen y explican las ventajas y modalidades del autoconsumo. Por último, en esta primera parte, se explican los elementos que forman parte de una instalación fotovoltaica, explicando las tecnologías disponibles y su implicación en la instalación.

En una segunda parte del proyecto se realiza un análisis técnico de la instalación, mediante un análisis de la ubicación de la instalación, el consumo eléctrico de la vivienda y la radiación que existe en esa ubicación. Se realizarán análisis del consumo y la radiación con el objetivo de entender estas importantes magnitudes a la hora de dimensionar una instalación. A continuación, se analizará el precio a futuro de la electricidad.

Con esto, se prepara el modelo que se utilizará mediante la inserción de las variables de entrada: el consumo, la radiación y el precio de la electricidad. Con esto se realizan simulaciones de distintas potencias instaladas para averiguar el precio de la instalación en €/kWp. Con el análisis de la rentabilidad de las diferentes potencias instaladas y la limitación del espacio en el tejado, se dimensiona la instalación y se estudia la rentabilidad con el modelo.

Con este análisis se concluye el trabajo con una valoración sobre si realizar o no la inversión y el estudio de posibles alternativas.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

El problema central que analiza este proyecto es la capacidad de una vivienda unifamiliar de suministrar a sus consumos con energía renovable para obtener un ahorro en la factura de la luz, un aumento de la eficiencia energética y contribuir a los objetivos de descarbonización abogando por el medio ambiente.

La solución tecnológica que responde a este problema es el autoconsumo a partir de una instalación fotovoltaica situada en el tejado de dicha vivienda. Esto consiste en generar energía a partir de la radiación solar captada por los módulos fotovoltaicos que pueda ser utilizada por nuestros consumos. En estos paneles solares y a través de un inversor se transforma la energía solar en energía eléctrica utilizable por nuestros consumos y capaz de interactuar con la red eléctrica.

Actualmente, el autoconsumo y la instalación de paneles solares en vivienda está creciendo y cada vez son más las personas que deciden adoptar esta medida para ser más sostenibles y obtener un ahorro en la factura de la luz. Esto conlleva un crecimiento del mercado de las energías renovables, con una oferta mucho más amplia que años atrás y unos precios más asequibles para convertirse en auto consumidor. Esto se ha dado gracias a los avances tecnológicos y la aparición de nuevas tecnologías, que mejoran la eficiencia de los paneles y ofrecen multitud de alternativas para poder elaborar instalaciones a medida según la ubicación de la instalación, el tejado en el que se realiza y las necesidades o condiciones del cliente.

Además, en España se han implementado regulaciones y marcos legales que promueven el autoconsumo y facilitan la instalación de paneles solares en una vivienda. Esto busca fomentar la transición energética con el objetivo de cumplir los objetivos sostenibles fijados por la Unión Europea para 2030.

Sin embargo, aún existen desafíos en cuanto a las instalaciones fotovoltaicas relativos a la vida útil de los paneles, la variabilidad de la radiación solar o la incertidumbre en los precios de la electricidad.

Por ello, en este trabajo realizará un estudio de la potencia que es necesario instalar para alimentar a los consumos de la vivienda en cuestión y se estudiarán diferentes tecnologías y soluciones del mercado, para responder al consumo de la vivienda teniendo en cuenta la radiación, el espacio disponible, las tecnologías que se utilizarán y su viabilidad económica. El objetivo es respaldar una toma de decisiones informada sobre la instalación de paneles solares en una vivienda.

Capítulo 3. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Uno de los grandes problemas a nivel global hoy en día es el cambio climático por causa de las emisiones de gases de efecto invernadero y la escasez de recursos para sostener en un futuro nuestro nivel actual de consumo de energía. Es por eso por lo que surge la necesidad de evolucionar hacia una economía descarbonizada y donde se reduzca la emisión de gases de efecto invernadero. La respuesta al problema medioambiental y la herramienta para evolucionar hacia un futuro sostenible se encuentra en el autoconsumo. La generación de nuestra propia energía a partir de fuentes renovables, como el sol o el viento tiene grandes ventajas y se sitúa como uno de los objetivos claves marcados por el gobierno español y la Unión Europea para conseguir las metas fijadas en el contexto de la transición energética.

Otra motivación para realizar el proyecto es la situación energética de España con una gran proporción de los gases de efecto invernadero producidos en el sistema energético y a la vez, un gran potencial renovable en nuestro territorio por cuestiones de ubicación y condiciones ambientales y por la presencia de recursos renovables.

Sin embargo, es importante destacar que no existe el suficiente conocimiento en la sociedad sobre la posibilidad de instalar un autoconsumo en tu propia vivienda y obtener un ahorro significativo en la factura de la luz. La responsabilidad ciudadana juega un papel clave en lograr los objetivos de descarbonización. Por ello, el conocimiento y la intención por parte de un propietario de una vivienda unifamiliar de realizar una instalación de autoconsumo merece un análisis detallado que le ayude a conocer sus opciones y la viabilidad de la instalación.

Con estas ideas y esta motivación por contribuir al medio ambiente, surge este proyecto de fin de grado que sitúa como objetivo principal instalar un autoconsumo en una vivienda para que el hogar se pueda beneficiar de un ahorro en la factura de la luz, una menor dependencia energética y un aumento de la eficiencia energética, al mismo tiempo que contribuye al medio ambiente. Mi motivación es poder proporcionar los datos y análisis necesarios para que se pueda tomar una decisión de manera informada en cuanto a las distintas posibilidades

que existen, los resultados que se pueden obtener, los problemas que puede haber, la inversión que requiere y la rentabilidad de esta. Este estudio es un primer paso para poder implementar de manera real los paneles solares en la vivienda y proporcionar al propietario de la vivienda los recursos necesarios para tomar una decisión en cuanto a convertirse en auto consumidor o no.

Capítulo 4. OBJETIVOS DEL PROYECTO

4.1 OBJETIVOS

1. Entender la situación energética de España y el potencial renovable del territorio, así como los objetivos fijados por la Unión Europea y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) del gobierno español para lograr la descarbonización y aumentar el uso de renovables.
2. Entender las ventajas del autoconsumo y las diferentes modalidades disponibles. Comprender el funcionamiento de la instalación fotovoltaica a partir del análisis detallado de sus componentes, entendiendo su implicación en la instalación.
3. Realizar un análisis técnico de la instalación, es decir, analizar el lugar de la instalación, la radiación y el consumo de la vivienda, para posteriormente poder dimensionar y caracterizar la instalación.
4. Preparar un modelo que permita estudiar la rentabilidad de la instalación, de manera que se pueda dimensionar y conocer aspectos relevantes sobre los resultados que se obtienen con la instalación y la inversión.
5. Proporcionar una conclusión sobre la viabilidad y requerimientos de la instalación para la consecución e implementación de esta en la realidad, así como alternativas al caso estudiado.

4.2 METODOLOGÍA

1. Descripción de la situación energética de España y la importancia del autoconsumo como herramienta para la consecución de los objetivos fijados por la Unión Europea en el marco de la transición energética. Esto se hará mediante la investigación y lectura de documentos oficiales.
2. Definición del autoconsumo, ventajas, modalidades, potencial y factores en la toma de decisiones por parte de potenciales auto consumidores. Esto se hará mediante la investigación y lectura de documentos oficiales y páginas webs.

3. Descripción de los elementos que forman la instalación fotovoltaica: módulos fotovoltaicos, inversores, inversores de acumulación, baterías y estructuras de anclaje. Descripción de los parámetros y requerimientos técnicos de estos elementos para entender su implicación en la instalación y las tecnologías existentes en el mercado para poder cumplir con la intención o necesidad del auto consumidor. Esto se hará con unos vídeos de formación proporcionados por la empresa Amara [5] y la investigación de páginas webs y lectura de documentos.
4. Análisis de la instalación con fotos satélite de la ubicación, fotos detalladas del tejado, medidas de la superficie, análisis de la irradiación y análisis del consumo. Para esto se utilizará la herramienta Google Earth que permite obtener una vista satélite de la vivienda y medir sobre ella. Se utilizarán también fotos tomadas desde la vivienda del lugar de la instalación para la descripción de este.
Para estudiar la radiación del lugar se utilizará la página web *Photovoltaic Geographical Information System* de la Unión Europea, que proporciona datos de radiación en un lugar y periodo de años determinado.
Para el análisis del consumo se accederá a los datos de la vivienda en el portal Iberdrola Clientes, que permite descargar el consumo horario de un año pasado.
5. Preparación de un modelo. Esto se hará utilizando Excel para tener radiación y consumo en un calendario de 2024 a 2043, que junto con el precio de la electricidad, serán las variables de entrada del modelo.
6. Se calculará el precio de distintas potencias instaladas con el objetivo de elaborar una curva que permita conocer el precio de la instalación para cualquier potencia instalada. Esto se hará utilizando Excel también.
7. Se analizará la rentabilidad de las distintas potencias instaladas mediante los flujos de caja obtenidos con el modelo para determinar qué potencia es la más rentable. Esto se hará en Excel. Con un software dimensionador proporcionado por la empresa Amara, se determinará cuánta potencia cabe en el tejado con el fin de determinar cuánta potencia se instalará.
8. Se estudiará la rentabilidad de la instalación elegida con el modelo.

9. Elaboración de una conclusión donde se expone la decisión final de llevar a cabo o no la instalación basada en la viabilidad y rentabilidad analizadas.

4.3 PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO

Objetivos	Octubre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Asignación proyecto								
Investigación inicial y toma de contacto								
Situación energética de España								
Autoconsumo								
Elementos instalación autoconsumo								
Análisis instalación (lugar, consumo y radiación)								
Análisis de precios								

Elaboración del modelo								
Dimensionamiento								
Estudio rentabilidad								
Conclusiones								
Formato de la memoria								

Tabla 1: Planificación del trabajo

Capítulo 5. SITUACIÓN ENERGÉTICA DE ESPAÑA

Actualmente España se encuentra inmersa en una transición energética donde el principal objetivo es evolucionar hacia una economía descarbonizada y basada en fuentes de energías renovables.

Esta transición energética se concreta a nivel internacional en el Acuerdo de París de 2015. El objetivo principal de este acuerdo es mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2 grados y realizar un esfuerzo por mantenerlo en 1,5 grados. También entre los objetivos se encuentran la reducción de las emisiones de los gases efecto invernadero (GEI) y el fortalecer la capacidad de los países para hacer frente al cambio climático.

Nacionalmente estos objetivos se concretan y tratan en documentos gubernamentales como el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [1], en la Planificación Eléctrica 2021-2026 de la Red Eléctrica Española [2] o en la Hoja de Ruta de Autoconsumo de diciembre de 2021 [5], entre otros.

En primer lugar, el PNIEC usa como preliminares, los objetivos de la Unión Europea para 2030. Estos son: reducir en un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, conseguir una presencia del 32% de las renovables sobre el consumo total de energía final bruta, mejorar un 32,5% la eficiencia energética y obtener un 15% de interconexión eléctrica entre los estados miembros de la UE.

Con estos objetivos, el PNIEC identifica los retos y oportunidades y establece medidas a lo largo de cinco dimensiones: la descarbonización, la eficiencia energética, la seguridad energética, el mercado interior de la energía y, por último, la investigación, innovación y competitividad. Estas medidas que se recogen en el amplio documento podrían resumirse en la inversión en renovables, la reducción del consumo y el aumento de la eficiencia energética. Con estas líneas de actuación, el PNIEC espera los siguientes resultados en 2030: un 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990, un 42% de renovables sobre el consumo total de energía frente a un 20% que había en 2020, un

39,5% de mejora en la eficiencia energética y un 74% de energías renovables en la generación eléctrica.

Cabe destacar que, en España, 3 de cada 4 toneladas de GEI se originan en el sistema energético [1]. En España predominan los combustibles fósiles, cuyo precio está sujeto a una gran volatilidad al verse afectado por factores geopolíticos, lo cual se traduce en una dependencia energética del 73% mientras que la de la UE es del 54% [1]. Es por ello por lo que la descarbonización del sistema energético con la instalación de tecnologías renovables aparece como una de las medidas principales. Este objetivo también está en consonancia con el objetivo de alcanzar 2050 con neutralidad de emisiones GEI y un sistema energético 100% renovable.

España tiene un gran potencial renovable, especialmente en el sector eólico y solar por cuestiones territoriales y la presencia de recursos naturales. Con esto, España podría alcanzar una autosuficiencia energética, pero hasta entonces han existido barreras regulatorias y económicas para el autoconsumo. Enmarcados en esta transformación energética se han establecido objetivos con medidas reales amparadas también por la legislación, como por ejemplo el Real Decreto 244/2019 [1], que regula el autoconsumo de energía eléctrica y permitirá al consumidor obtener energía más limpia a menor coste.

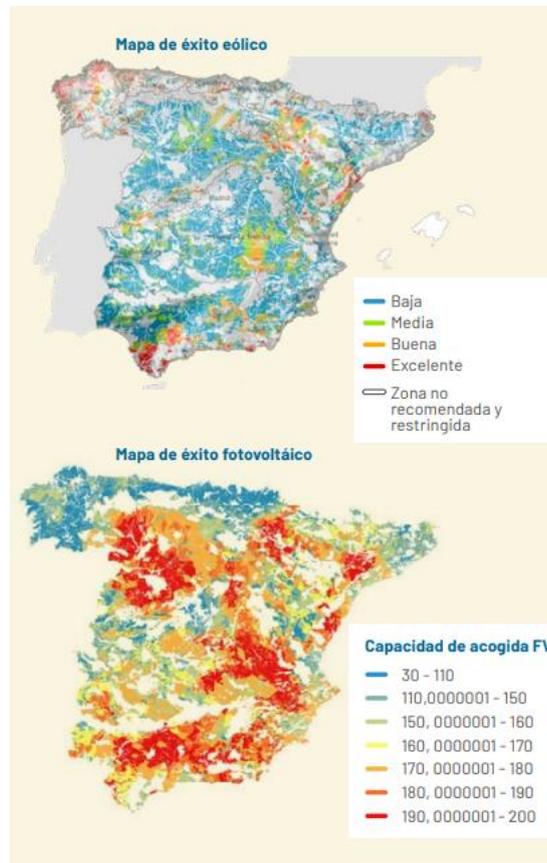


Ilustración 1: Mapa de probabilidad de éxito para generación eólica (arriba) y fotovoltaica (abajo)

Fuente: Red Eléctrica Española

En la Ilustración 1 se muestra gráficamente el potencial fotovoltaico y eólico de España en todo el territorio [2]. Cabe destacar que el potencial fotovoltaico es mucho mayor que el potencial eólico, razón por la cual esta energía renovable está creciendo en gran medida. Esto se puede observar también en la Ilustración 2, donde se ve que hay más potencia instalada FV y que su crecimiento será mayor en los próximos años [2].

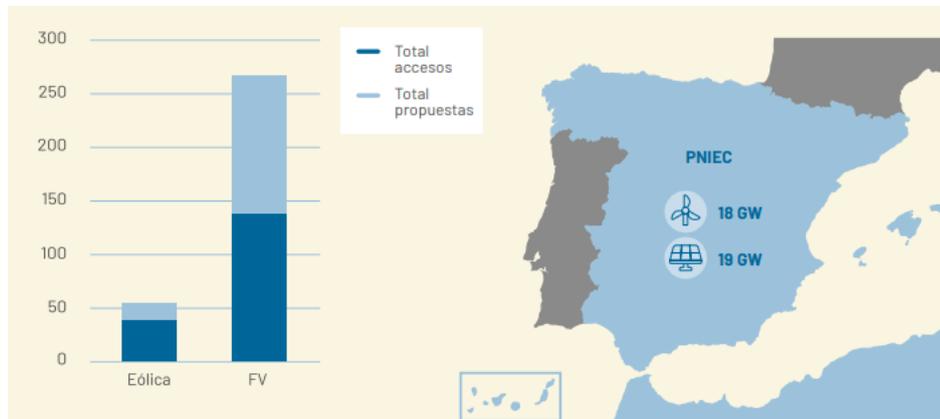


Ilustración 2: Expectativas (GW) de generación renovable eólica y fotovoltaica (31 de agosto de 2019) vs escenario objetivo del PNIEC correspondiente a 2026.

Fuente: Red Eléctrica Española

El 2022 ha cerrado el año con buenos datos para las energías renovables como lo detalla un artículo de la Red Eléctrica Española (REE) de diciembre de 2022. Respecto a la energía solar fotovoltaica, el 2022 presenta una producción un 33% más alta que en el ejercicio anterior y las placas de fotovoltaica (FV) se sitúan como la cuarta tecnología del mix de generación representando el 10% [6].

En este artículo, la REE señala que España puede llegar a ser el motor renovable de la UE ya que las renovables ya representan el 42,1% de la producción eléctrica del país que ha aumentado un 6,5% respecto a 2021. La tecnología que más ha aumentado en 2022 es la fotovoltaica que ha sumado 3,4 GW nuevos mientras que disminuyen las tecnologías contaminantes como el carbón que ha reducido su potencia en 300 MW.

Por lo tanto, parece claro indicar que el autoconsumo destaca como media principal para abordar los objetivos establecidos en el PNIEC. Puede además actuar como una medida de la mitigación de la pobreza energética, reduciendo la dependencia, ayudando a reducir la factura de la luz y como medida de competitividad ya que permite reducir y estabilizar los costes energéticos a largo plazo.

Capítulo 6. AUTOCONSUMO

Como se define en la ley 24/2013 del sector eléctrico en su artículo 9 el autoconsumo es: “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas” [5]. El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [7] matiza que esta electricidad producida es renovable.

6.1 VENTAJAS DEL AUTOCONSUMO

- La electricidad generada proviene de un recurso natural inagotable y es energía limpia ya que no emite gases de efecto invernadero ni otros contaminantes.
- El autoconsumo supone un ahorro directo en la factura de la luz ya que parte del consumo es cubierto con la generación eléctrica. Además, el excedente generado que no se consume se puede volcar a la red y obtener por ello compensaciones.
- Permite alcanzar una mayor eficiencia energética mediante la monitorización existente en las instalaciones ya que proporciona información sobre el consumo y la generación.
- Esta monitorización también reduce la dependencia del consumidor frente a la variabilidad de los precios del mercado eléctrico.
- Contribuye al avance hacia una economía descarbonizada y fomenta la actividad económica y la creación de empleo.
- Es beneficioso para el sistema eléctrico pues un menor consumo de la energía de la red conlleva una disminución en el precio de la electricidad. Aumenta la oferta por los excedentes que se vuelcan a la red y disminuye la demanda por la energía que se consume de la auto generación y no es extraída de la red. Esto también reduce las pérdidas en la red.

6.2 MODALIDADES DEL AUTOCONSUMO [5]

6.2.1 AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

Estas instalaciones de autoconsumo no ceden energía a la red por lo que van dotadas de un mecanismo anti vertido.

6.2.2 AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES

Estas instalaciones inyectan en la red la energía que producen que no es consumida en el momento. En este grupo se encuentran las instalaciones cuya producción está próxima y asociada al consumo.

Estos excedentes que se vuelcan en la red pueden estar o no acogidos a compensación.

6.2.2.1 *Autoconsumo con excedente acogido a compensación*

En esta instalación el productor y el consumidor se acogen a la compensación por excedentes. La energía que se genera y no se consume en el momento ni tampoco es almacenada (pueden existir baterías de almacenamiento en la instalación de autoconsumo) es vertida a la red y en esta modalidad, productor y consumidor se acogen a la compensación por excedentes. Esta energía vertida a la red se compensa en la factura de la luz y puede ser valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos o a otro precio acordado entre consumidor y comercializadora, donde se tienen en cuenta bonos sociales e impuesto y peajes. Para poder acogerse a la compensación por excedentes se tienen que cumplir las siguientes **condiciones**:

- Que la energía vertida a la red sea de origen renovable
- Que la potencia total producida no sea mayor que 100 kW
- Que el consumidor haya acordado un contrato de suministro para los consumos asociados a dicha producción que genera el excedente.
- Que consumidor y productor tengan un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo (artículo 14 Real Decreto 244/2019)

- Que la producción no esté sujeta a un régimen retributivo adicional o específico.

6.2.2.2 Autoconsumo con excedente no acogido a compensación:

Son los autoconsumos que o bien no cumplen alguna de las condiciones anteriores o cuyo consumidor o productor opten por no acogerse a la compensación. Estas instalaciones si ceden el excedente a la red, pero como lo haría cualquier productor de renovables y se recibe el importe de la venta en el mercado eléctrico.

6.2.3 AUTOCONSUMO SEGÚN EL MODO DE CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN

- **Autoconsumo en instalaciones próximas de red interior:** conexión a la red interior del consumidor o consumidores asociados o a una centralización de contadores [5].
- **Autoconsumo en instalaciones próximas a través de red:** para este tipo de conexión la generación y los consumos deben estar conectados a la red de baja tensión, a una distancia entre ellos inferior a 2 km y deben estar ubicados en el mismo catastro [8].

6.2.4 SEGÚN LOS CONSUMOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN

- **Individual:** la producción tiene un solo consumidor de asociado que recibe el 100% de la energía producida por una o varios generadores.
- **Colectivo:** la producción tiene asociados dos o más consumidores. En este caso es necesario que se acuerde entre los consumidores el reparto de la energía mediante la firma de un contrato y unos coeficientes de reparto. Por otra parte, cabe indicar que para que un autoconsumo colectivo con excedente pueda acogerse a compensación debe haber al menos un consumidor conectado a red interior (modo de conexión del autoconsumo).

6.2.5 COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Algo que va más allá de este autoconsumo compartido son las comunidades energéticas [5]. Estas no solo consumen la energía producida si no que promueven una serie de hábitos

sostenibles ya que distribuyen la energía en su área local y prestan servicios como la carga de vehículos eléctricos.

Estas comunidades son grupos de personas, organizaciones o entidades que se unen para producir y consumir su propia energía de origen renovable. El objetivo de estas comunidades es mejorar la eficiencia energética, reducir la dependencia de los combustibles fósiles, mejorar la seguridad energética y fomentar la responsabilidad ciudadana en la toma de decisiones respecto al suministro de energía. Estos objetivos no están alejados de los que el PNIEC destaca como principales objetivos y líneas de actuación, constituyendo estas comunidades uno de los instrumentos de la transición energética.

Los miembros de estas comunidades pueden ser vecinos, ciudadanos, empresas o autoridades locales. Todos ellos participan de manera activa y pueden influir en la producción, el consumo y el ahorro de energía. Estas comunidades generan beneficios ambientales, pero también beneficios económicos, sobre todo para la economía local ya que presenta oportunidades de inversión, puestos de trabajo, ingresos y ahorro para los consumidores.

6.3 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Todas estas modalidades descritas del autoconsumo pueden darse con diferentes fuentes de energía renovable. Actualmente las tecnologías que se encuentran al alza son la eólica y la fotovoltaica. Además, estas tecnologías aprovechan recursos naturales con mucha presencia en España.

- **La energía eólica** consiste en transformar energía cinética en energía eléctrica aprovechando que el viento mueve las palas de un aerogenerador, moviendo así un rotor que genera electricidad en corriente alterna. La energía eólica tiene a su favor que es aprovechable en todas las horas del día y en todos los periodos del año.
- **La energía solar** puede ser aprovechada en su aspecto fotovoltaico y en su aspecto térmico.

La más extendida es la energía **solar fotovoltaica** que produce electricidad a partir de la radiación del sol gracias al efecto fotoeléctrico. Este consiste en la emisión de electrones por parte de un material al incidir sobre él una radiación electromagnética. En este caso el material usado es el silicio que se encuentra en los paneles solares. La instalación fotovoltaica puede ser aislada, es decir una instalación autosuficiente que genera electricidad en un consumo que no precisa estar conectado a la red eléctrica. Sin embargo, la modalidad que es de nuestro interés es la instalación de autoconsumo fotovoltaico, que es una instalación conectada a la red eléctrica donde aplican las modalidades descritas con anterioridad.

Otras energías renovables son la **hidráulica, la geotérmica, la mareomotriz o la biomasa**. Estas están menos extendidas y quizás tengan capacidades más limitadas.

La tecnología solar fotovoltaica es la que mayor grado de desarrollo está alcanzando en España con el desarrollo de importantes promotores, ingenierías y fabricantes de componentes. Además, existen centros de investigación fotovoltaica que desarrollan el conocimiento de esta tecnología imprescindible para el desarrollo industrial de España en el contexto de la transición energética.

6.4 POTENCIAL DEL AUTOCONSUMO

En el estudio del potencial de autoconsumo aparecen ciertos factores que se deben analizar para entender los condicionamientos en la toma de decisiones por parte de potenciales autoconsumidores. La hoja de ruta del autoconsumo [5] señala los siguientes puntos:

- Datos del catastro para conocer las superficies potenciales para la instalación, su entorno y su posición, incluyendo la orientación de los tejados.
- La densidad de potencia que se puede generar por unidad de área.
- La curva de generación eficiente en relación con la potencia, el pico de generación y consumo y la vida útil.

- Los costes de la instalación de autoconsumo, es decir, los costes de inversión y los costes de operación y mantenimiento.
- Los precios de la electricidad en la factura de la luz del consumidor.
- La demanda de la electricidad dependiendo del tipo de consumidor incluyendo la demanda agregada y los perfiles horarios de consumo.
- Periodo de retorno máximo de la inversión.

Teniendo en cuenta estos factores, el INE realizó una encuesta a la población, tanto en el sector residencial como en el comercial e industrial, sobre el autoconsumo fotovoltaico. Uno de los datos que más llama la atención es que solo en torno al 20% de hogares y empresas están interesados en conocer la viabilidad de una instalación de autoconsumo [5]. La percepción es que el coste es muy elevado y hay dudas respecto a la fiabilidad y durabilidad. El objetivo de estos estudios y planes gubernamentales es aumentar el interés y conocimiento en la sociedad sobre estas instalaciones por el importante efecto que pueden tener en el medio ambiente y la importancia que supone, con la intención de cumplir los distintos objetivos fijados a nivel nacional e internacional.

Este Trabajo de Fin de Grado contribuye a estos objetivos, proporcionando a un propietario de una vivienda unifamiliar con intención de instalar potencia renovable en su tejado, un análisis detallado y técnico de la viabilidad y rentabilidad de dicha instalación.

Capítulo 7. ELEMENTOS DE AUTOCONSUMO

Los componentes de un sistema fotovoltaico son los siguientes [5]:

1. **Modulo fotovoltaico:** es el elemento que genera la energía. Las células fotovoltaicas captan la luz del sol y la convierten en electricidad. Estos se anclan en el suelo o en tejados.
2. **Inversor fotovoltaico o convertidor:** convierte la corriente continua, que es la que producen los paneles, en corriente alterna, que es la que se usa en la red eléctrica y en los consumos debido a que genera menos pérdidas.
3. **Inversores de acumulación o cargadores de batería:** que también transforman la energía de corriente continua que se almacena en las baterías en alterna utilizable por los consumos.
4. **Optimizadores:** para no tener perdidas en la extracción
5. **Medidores o gestores energéticos:** recopila datos de generación y consumo para poder adaptarse a los patrones y así ahorrar energía y aumentar la eficiencia.
6. **Consumos:** elementos que consumen la energía generada en el panel solar.
7. **Baterías:** para la acumulación de los excedentes de energía que se generan y no se consumen.
8. **La estructura que sujeta el panel solar al tejado.**
9. **Otros accesorios como, por ejemplo, cargadores de vehículos eléctricos.**

Se explicarán y analizarán detalladamente los siguientes elementos por ser los importantes en el dimensionamiento de la instalación: **paneles solares, inversores, inversores de batería, baterías y estructuras**. En la Ilustración 3 se muestra cómo se conectan todos los elementos de la instalación [5].

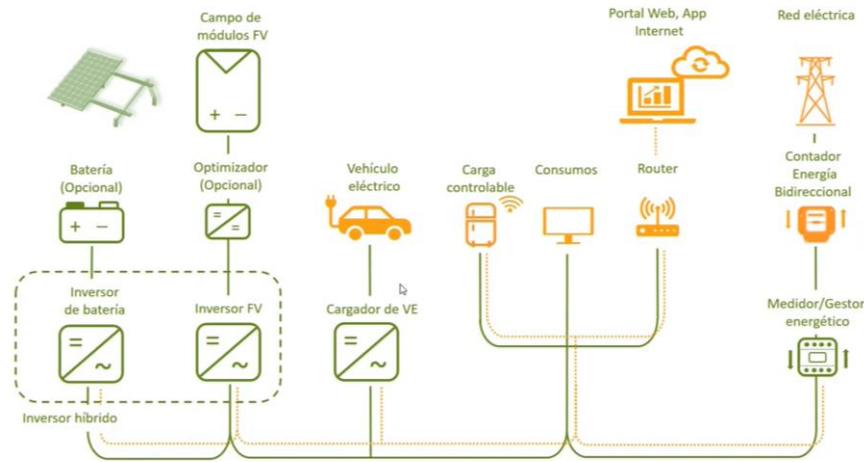


Ilustración 3: Componentes de un sistema fotovoltaico de conexión a red.

Fuente: AmaranZero

7.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Es el generador de la instalación de autoconsumo. Los módulos fotovoltaicos o paneles solares captan la energía solar y la transforman en electricidad gracias al efecto fotoeléctrico. Este efecto consiste en la emisión de electrones por parte de un material al incidir sobre él una radiación electromagnética.

Los elementos de un panel solar fotovoltaico son: el marco, la cubierta frontal, que suele ser un cristal, el encapsulante, normalmente silicio, que ofrece protección y hermeticidad a la cápsula, la célula fotovoltaica que se encuentra entre dos encapsulantes, la cubierta posterior y la caja de conexiones.

El componente principal de las células fotovoltaicas es el silicio que se dopa con otros químicos para facilitar el movimiento de los electrones y aumentar así el efecto fotoeléctrico.

Este silicio puede ser policristalino o monocristalino. El silicio policristalino es menos eficiente, pues al no ser uniforme el movimiento de los electrones debido al efecto fotoeléctrico encuentra más obstáculos, por lo que se produce menos electricidad. Por otra

parte, el silicio monocristalino es más eficiente y recientemente ha bajado de precio por lo que está empezando a aparecer en el mercado de manera más accesible. Actualmente es el que más se usa pues capta mejor la luz al permitir un mejor movimiento de los electrones debido a su uniformidad.

El silicio compone una célula fotovoltaica y estas conforman los módulos que normalmente son de 60 o 72 células. Estas células se conectan en serie de manera que la electricidad pasa por todas las células.

Los principales parámetros de los módulos fotovoltaicos son:

- El punto de máxima potencia (PMP) que define las condiciones óptimas del panel solar a 25°C.
- El parámetro de la tensión, que depende del número de células
- El parámetro de la corriente, que depende de la superficie de la célula
- La potencia: es la tensión multiplicada por la corriente. Como lo que se busca es maximizar la potencia hay que maximizar la corriente y la tensión por lo que lo ideal es instalar un gran número de células de gran superficie.

Al estar conectados en serie, la suma de las tensiones de cada panel será la tensión total y la corriente que pase por un panel será la del circuito. Esta tensión y corriente definen el punto de máxima potencia, que es un punto en constante variación ya que la tensión y la corriente se ven afectadas por la temperatura y la luz o radiación solar que se recibe. La radiación solar puede variar fácilmente con la presencia de sombras o manchas en una célula, que generan que la corriente por esa célula sea menor, es decir, que la corriente del circuito disminuya y con ella la potencia. Otro problema que generan las sombras es el sobrecalentamiento de los puntos con sombra debido a la corriente recibida de las otras células, produciendo una degradación irreversible. Es por este tipo de problemas que a veces se usa una conexión serie paralelo donde combinamos suma de tensiones y suma de corriente, creando filas independientes.

Las principales tecnologías usadas en los paneles solares son las siguientes:

- **PERC:** Passivated Emitter Rear Cell. Utiliza una capa reflectante en la parte trasera del panel que hace rebotar la luz no aprovechada contra la célula para tener más eficiencia.
- **Dual Cell:** consiste en una célula que, al estar partida, como dos filas de células en paralelo, tiene menos corriente y por lo tanto no pierde tanta potencia por pérdidas caloríficas. Al ser más pequeña la célula, también se reducen los posibles fallos mecánicos.
- **Multibusbar:** consiste en la presencia de numerosas barras metálicas en las células que facilitan el paso de la corriente, reduciendo las pérdidas por calor y aumentando la eficiencia.
- **Bifacial:** paneles que pueden producir por ambas caras debido al uso de suelos reflectantes.

Estas tecnologías nombradas consiguen diferentes eficiencias debido a la colocación o modelo de las células o paneles, pero también se pueden conseguir efectos diversos con el dopaje de las células.

El **dopaje** consiste en alterar los electrones libres del silicio en su última capa, creando un hueco en la estructura del silicio, que permite el movimiento de electrones y por ende la de la corriente eléctrica. El silicio tiene 4 electrones en su última capa. Si dopamos con un elemento que tenga menos de 4 electrones libres, es un dopaje positivo o **tipo P**, como por ejemplo con el boro o el galio, que tienen tres electrones. Al tener un electrón menos que los necesarios se crea una vacante. Si dopamos con fósforo, que tiene 5 electrones en su última capa, tenemos un dopaje negativo o **tipo N**. Al sobrar un electrón, este es libre de moverse por la estructura del silicio facilitando el paso de la corriente eléctrica.

El dopaje que mayores ventajas presenta es el de tipo N.

- No tiene LID (light induced degradation), que es una degradación por la combinación de boro (presente en el dopaje tipo P) con oxígeno que produce una oxidación de una parte de la célula.

- Tienen menos pérdidas y son más longevas porque son más sólidas a nivel combinación de electrones y resisten mejor las temperaturas elevadas.
- Son más eficientes porque tienen una mayor capacidad de absorción de luz y por ello generan más energía.

Las ventajas de las células tipo P son las siguientes:

- Presentan mayor eficiencia en ambientes con poca luz lo que las hace más efectivas en lugares con climas variables
- Son más resistentes a la degradación debida a la radiación que las células tipo N.
- Son más flexibles y portátiles, lo que las hace adecuadas para aplicaciones en dispositivos portátiles.
- Tienen mayor estabilidad térmica.

En resumen, la elección entre el tipo P y el tipo N dependerá de las necesidades específicas de la instalación. Si se requiere una mayor eficiencia en la conversión de radiación en electricidad, las células tipo N pueden ser una mejor opción. Por otro lado, si lo que se requiere es una mayor eficiencia en ambientes con poca luz o flexibilidad y portabilidad, las P serán mejor opción.

Con todas estas modalidades de células fotovoltaicas las principales tecnologías presentes en el mercado son las siguientes:

- **TOPCon:** utilizan una capa de óxido de silicio ultrafino para poder pasar electrones a través del cristal de silicio y recogerlos en los contactos traseros, lo que reduce las pérdidas de energía y aumenta la eficiencia. Tiene muchas ventajas, pero aún no son muy accesibles por su precio.
- **Hetero unión:** se fabrica con la unión entre dos materiales semiconductores con distintas propiedades. La interfaz entre los dos materiales crea una barrera energética, que al recibir los electrones excitados por la radiación genera una corriente eléctrica. Usa un encapsulante de láminas de silicio amorfo y capta muy bien la luz difusa proporcionando mayor eficiencia y robustez.

- **Back contact:** en este tipo de células los contactos eléctricos se encuentran en la parte trasera de la célula por lo que la parte frontal queda libre completamente para captar la luz solar. Esto supone una mayor eficiencia.
- **Overlapping:** las células se solapan para aumentar la eficiencia de la conversión de energía solar en electricidad. Suponen una gran eficiencia en espacios reducidos, aunque presentan problemas por sobrecalentamiento en algunos puntos.

7.2 INVERSORES FOTOVOLTAICOS

El inversor fotovoltaico es un dispositivo electrónico que convierte la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna apta para ser usada en los consumos e interactuar con la red.

El inversor se conecta entre el módulo FV y la red eléctrica y a él llega la tensión total de los módulos fotovoltaicos. Además de convertir la corriente continua en alterna, el inversor puede seguir el Punto de Máxima Potencia para aumentar el rendimiento y la eficiencia de los paneles. También puede incluir un sistema de monitorización de la instalación recopilando los datos de lo que se consume y lo que se genera en cada momento.

Los inversores FV pueden tener una o varias entradas:

- **Inversor FV de una sola entrada que solo puede buscar un PMP**, es decir solo tiene conectada una fila de módulos.
- **Inversor de varias entradas, pero solo un PMP.** Esta situación se da cuando el inversor tiene conectadas varias filas de módulos FV en paralelo, pero todas ellas tienen el mismo PMP, es decir, la misma orientación y temperatura.
- **Inversor de varias entradas y varios PMP** donde cada fila de módulos tiene un PMP diferente. Esto aporta flexibilidad a la instalación ya que permite tener una instalación con diferentes alturas, orientaciones o longitud de la serie de paneles y da la posibilidad de evitar las sombras.

El inversor tiene un rango de tensión de trabajo como se muestra en la Ilustración 4.

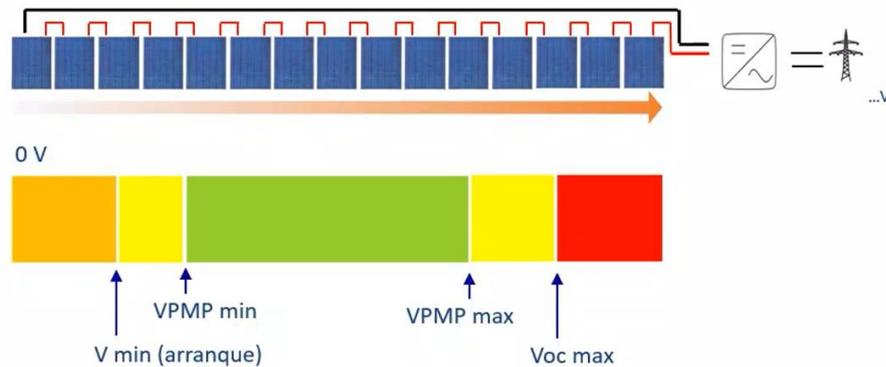


Ilustración 4: Rango de tensión de trabajo de un inversor fotovoltaico.

Fuente: AmaraNZero

Para que el inversor trabaje la tensión ha de ser mayor que la V_{\min} o tensión de arranque. Para que la forma de trabajo sea óptima, la tensión debe estar en un rango de tensiones específico que son los VPMP (Voltage at the Point of Maximum Power), es decir, la tensión a la que se encuentra el PMP y por lo tanto en el que la instalación produce la máxima potencia, de ahí que sea el rango de trabajo óptimo. Este VPMP puede variar según la temperatura o la intensidad de la luz solar por lo que el inversor rastrea y ajusta su voltaje para operar siempre en el rango óptimo, de ahí el VPMP mínimo y el VPMP máximo. Por otro lado, cuando la tensión sobrepasa la tensión de circuito abierto, se sobrepasa el límite y pueden ocurrir daños en el inversor.

Existen los siguientes tipos de inversores:

- **Inversor String o Multistring (inversor de cadena):** pueden tener una o varias filas de módulos y se utilizan en instalaciones pequeñas. Son simples y económicos pero su eficiencia disminuye a medida que aumenta el número de paneles solares conectados. Estos inversores limitan un poco la configuración ya que la monitorización es a nivel string y no por módulo FV.

- **Inversores centrales o de gran potencia:** se utilizan en sistemas más grandes y en plantas solares a gran escala. Solo pueden seguir un PMP y son capaces de manejar grandes cantidades de energía. Son más complejos y costosos que el inversor en cadena, pero su eficiencia es constante.
- **Micro inversores:** se instalan en cada panel solar en lugar de tener un solo inversor para toda la instalación. Este optimiza el rendimiento de dicho panel solar por lo que pueden proporcionar una mayor eficiencia y flexibilidad en caso de que haya sombras en la instalación o condiciones desiguales. Por otra parte, al tener más equipos aumenta la posibilidad de fallo.
- **Inversores híbridos:** combinan un inversor fotovoltaico con un inversor de batería. Pueden cargar una batería utilizando energía solar y suministrar esa energía cuando sea necesaria.

7.3 INVERSORES DE ACUMULACIÓN O INVERSORES DE BATERÍA

Están presentes en instalaciones con acumulación donde la energía que se genera y no se consume en el momento se almacena para ser usada en otro momento en vez de ser volcada a la red. En este tipo de instalaciones son necesarios los inversores de batería que se utilizan para convertir la energía de corriente continua almacenada en las baterías, en energía de corriente alterna que se pueda utilizar para alimentar consumos. Este inversor gestiona la carga y descarga de la batería por lo que siempre van dotados de un medidor energético ya que solo cargamos la batería si hay excedente y solo cogemos energía de la red eléctrica si no tengo energía acumulada en la batería.

Los tipos de inversores de acumulación según el modo de conexión de las baterías a nuestra instalación son los siguientes:

- **DC coupling:** siempre es un inversor híbrido que admite en una entrada los módulos FV y en otra entrada la batería, ya que ambos son de corriente continua. La energía continua del módulo va a la batería y solo la transformo cuando la quiero usar. Se reduce el número de conversiones de energía, por lo que se reducen las pérdidas ya

que en cada conversión que realicemos, hay pérdidas. Por ello, hay más eficiencia y menos posibilidad de fallo ya que un solo aparato hace todas las funciones. Además, hace que sea más económico al ser necesario un único inversor y que el montaje sea más sencillo. Sin embargo, reduce la flexibilidad de la instalación pues requiere que la potencia de los módulos y las baterías sea la misma.

- **AC coupling:** en este caso la batería se acopla a la red eléctrica que es de corriente alterna por lo que se necesita un inversor para poder transformar la energía a continua y poder almacenarla en la batería. Este inversor solo tiene entrada para la batería y no para los módulos FV por lo que solo se encarga de cargar y descargar la batería y será necesario otro inversor para los módulos FV. Esto hace que sea menos eficiente pues al haber más conversiones de energía hay más pérdidas y también más posibilidad de fallo. Sin embargo, controla el flujo de energía entre la red eléctrica, los paneles y la batería por lo que puede proporcionar un mayor control y flexibilidad en el control de la energía. Se suele utilizar cuando la instalación ya está montada con el inversor de los módulos FV y se quieren añadir baterías.

Estos dos tipos de conexión se muestra en la Ilustración 5.

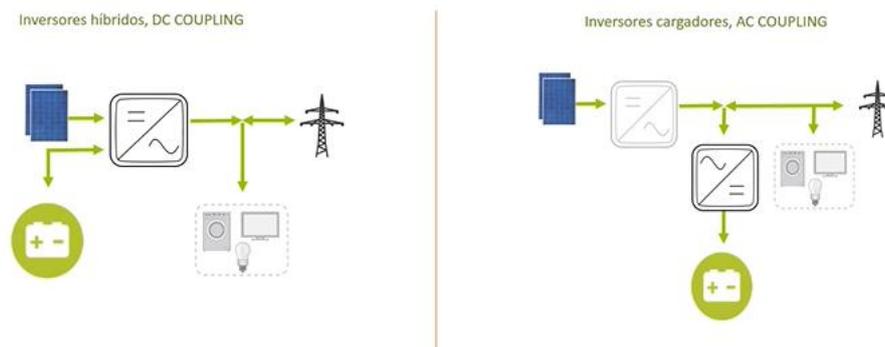


Ilustración 5: Modos de conexión del inversor de acumulación.

Fuente: AmaraNZero

Otras tecnologías presentes en inversores:

- **Backup integrado:** permite tener suministro energético, aunque falle la red eléctrica ya que en este tipo de inversores la energía puede ir hacia los consumos, hacia la red

o hacia unas cargas dedicadas. La caja Backup desconecta la red de los módulos o de los consumos, creando un circuito abierto y cierra el de las cargas dedicadas para poder suministrar a estas con la energía almacenada en las baterías.

- **Convertidor CC/CC:** se coloca entre paneles e inversor y analiza si la instalación está consumiendo o inyectando energía a la red. Sin pasar por el inversor, el convertidor coge la energía justa que sobra y la almacena para cargar la batería o para cuando se necesite. Para guardar esta energía se necesita convertir corriente de un nivel de voltaje a otro nivel de voltaje, de ahí el convertidor CC/CC. De esta manera, gestiona los excedentes y cuando ve que se está cogiendo energía desde la red devuelve esa energía almacenada al inversor.
- **Inversores cargadores de vehículo eléctrico:** son inversores de DC coupling que hacen todas las conversiones. La energía para cargar el vehículo puede entrar desde la red y desde los paneles. El de AC coupling dejará de fabricarse porque se va a pasar el cargador de coches a AC coupling pues proporciona más potencia, flexibilidad y versatilidad.

7.4 BATERÍAS DE ACUMULACIÓN

Es un componente electroquímico que forma parte de la instalación y que acumula la energía que se genera y no se utiliza en el momento para alimentar los consumos. Su gran ventaja es poder utilizar la energía generada cuando no haya luz solar, por ejemplo, por la noche. Como ha sido explicado en el apartado anterior, la batería puede ser DC coupling si se acopla en corriente continua o AC coupling si se acopla en corriente alterna a la red eléctrica. Precisa de un inversor de batería o un inversor híbrido, descritos también en los apartados anteriores.

Según la tensión que la batería pueda suministrar o recibir, existen dos tipos de baterías:

- **Baterías de alta tensión:** operan con una tensión mayor a 100 V y suelen utilizar inversores híbridos ya que estos están preparados para recibir la tensión de un string de varios módulos. Se utilizan en instalaciones de gran tamaño ya que pueden soportar más potencia.

- **Baterías de baja tensión:** Generalmente tienen una tensión de 50 V y se utilizan en instalaciones residenciales o sistemas pequeños. Suelen ser de AC coupling y tienen menos capacidad de almacenamiento y menos eficiencia que las de alta tensión, aunque su instalación es más sencilla y accesible.

Es importante seleccionar un sistema inversor-batería que sea compatible en rango de tensión.

También existen distintos tipos de baterías según el componente electroquímico que utilicen:

- **Baterías de plomo-ácido:** los dos componentes que la forman se intercambian electrones y pueden acumular energía y luego devolverla, es decir, es un proceso reversible. Son baterías baratas, pero son pesadas y requieren mantenimiento regular. Además, tienen una eficiencia del 50% de la capacidad real (para evitar el desgaste prematuro) mientras que en las baterías de litio esta eficiencia es del 90%. Suelen ser de 6, 12 o 24 V y se utilizan en instalaciones aisladas de la red.
Algunos ejemplos de baterías de plomo son: Monoblock (6 o 12 V), estacionarias (2 V con mucha corriente), las del ácido en formato gel y las AGM (también formato gel)
- **Baterías de litio:** esta tecnología es la más usada ya que suele presentar más ventajas pues presenta más capacidad en el mismo tamaño, es decir más densidad energética que una de plomo-ácido. A la vez tiene menos esperanza de vida y requiere más mantenimiento.

A su vez, existen **distintos tipos de baterías de litio**. Las más usadas son las siguientes:

- **LFP** (litio, hierro fosfato): Es más segura ya que no se puede llegar a incendiar, pero tiene menos densidad energética (energía por kg) luego suelen ser más grandes que las NMC.
- **NMC** (litio, níquel, manganeso, cobalto): Puede llegar a incendiarse con temperaturas elevadas por lo que es menos segura, pero proporciona más energía en menos espacio. Sin embargo, cabe destacar que es menos accesible ya que hay

polémicas en torno a la extracción del cobalto. Se utiliza en vehículos eléctricos donde es importante la densidad energética.

7.5 ESTRUCTURAS DE ANCLAJE

Las estructuras de anclaje son aquellas que sujetan los módulos fotovoltaicos y los anclan al tejado. Su dimensionamiento es muy importante pues un fallo en la estructura puede provocar un daño muy grande y comprometer la seguridad de la instalación y lo que la rodea. Para este dimensionamiento hay códigos técnicos oficiales donde se fijan los criterios y factores de seguridad que las estructuras han de cumplir.

Hay múltiples riesgos que pueden afectar a los paneles solares.

El primero, es el viento que puede levantar el panel solar y hacer que este se desanclé del tejado o incluso se descomponga y salgan despedidos sus componentes. La inclinación del panel solar juega un papel muy importante respecto al factor viento ya que, cuanto mayor es el ángulo más se verá afectado. También influye la altura del edificio sobre el que se coloca el panel o la proximidad a edificios de altura. Otro condicionante son los lastres que se colocan en la estructura o las pinzas que sujetan el módulo a la estructura, elementos que pueden estar mal dimensionados o colocados y que, por lo tanto, que no sujeten de forma correcta el panel.

El segundo factor importante es la nieve, pues si esta se acumula sobre el panel, supone un peso añadido sobre la estructura que puede no ser soportado causando el colapso del panel o de la estructura. Para estos dos factores ambientales como son el viento y la nieve, se determinan zonas en el mapa donde se representa el riesgo y se establecen los factores de seguridad que se deben cumplir para que la instalación aguante en dicha zona.

Otro factor importante es la temperatura, pues el calor produce dilatación y el frío hace que se encoja el material. Esto puede generar desplazamientos que pueden dañar la cubierta sobre la que se encuentra la instalación y provocar filtraciones de agua.

También hay que tener en cuenta la corrosión a la que está sometida la estructura pues puede oxidarla y hacer que el material pierda sus propiedades mecánicas.

Todo esto se tiene en cuenta pues la instalación ha de durar por lo menos 30 años en la mayoría de los casos. A estos factores ambientales o geográficos hay que añadir el factor subestructura, es decir, que el techo sobre el que se encuentra la instalación aguante el peso de esta, y el factor humano que puede afectar al mal diseño de la estructura o a una mala instalación. Además, al ser un mercado competitivo hay que jugar con el factor económico para poder posicionarse. Si la instalación cumple el punto de mayor viento y nieve servirá para ser colocada en cualquier lugar, pero será más cara. Si solo cumple para cierto nivel de estos factores, será más barata pero no podrá ser vendida en todos los sitios.

Respecto a los distintos tipos de anclaje se deben distinguir tres tipos de cubierta: cubierta de teja, cubierta de metal o cubierta plana.

7.5.1 CUBIERTA DE TEJA

Esta cubierta puede tener debajo:

- Losa de hormigón: debe tener un espesor mínimo de 15 cm ya que no hay vigas debajo. La ventaja es que se puede perforar en cualquier sitio.
- Vigas de madera, donde se debe tener en cuenta la separación entre vigas para poder anclar a estas.
- Vigas de acero.
- Viguetas de hormigón que no se pueden perforar por lo que la solución es una abrazadera. No está muy presente en el mercado.
- Tabique conejero o palomero, donde no hay instalación viable porque no hay forma segura de anclar a un elemento estructural que cumpla los requisitos de fuerza y estabilidad.

Estos tipos de estructuras se presentan en la Ilustración 6 [10].



Ilustración 6: Tipos de cubiertas de teja

Fuente: Sunfer

Puede haber los siguientes anclajes que se muestran en la Ilustración 7:

- Anclaje con taladro en teja: se utiliza una varilla roscada o espárrago, se perfora la teja en su parte superior y la losa de hormigón y se mete un taco químico, una silicona que se endurece rápidamente y ofrece la fuerza necesaria. Es el método más utilizado porque es el más simple al no tener que levantar la teja.
- Anclaje sin taladrar la teja: se utiliza un gancho salva teja, pero es necesario poder levantar la teja para su colocación. Cuanto más fuerte es el gancho menos se tienen que utilizar y así se puede instalar en vigas que estén muy separadas entre sí.

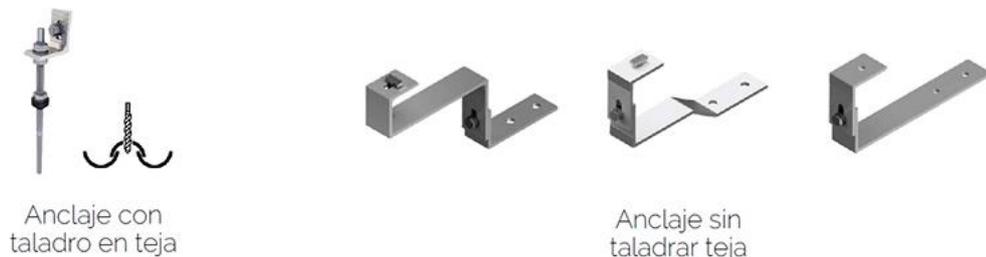


Ilustración 7: Tipos de anclaje a teja

Fuente: AmaraNZero

Sobre la cubierta de teja podemos tener los paneles coplanares con el tejado o podemos tener un campo inclinado sobre dicha cubierta, pero esto requiere más fuerza y también es más caro.

7.5.2 CUBIERTA METÁLICA

La instalación puede ser coplanar o inclinada si se quiere buscar el sur porque el tejado por sí solo no lo ofrece. En cuanto al anclaje puede ser anclaje a correas, es decir a las vigas, o anclaje a la propia chapa, que no ofrece la misma solidez.

- Sistema coplanar con anclaje a chapa: la mejor opción es el Clampfit de Schleiter (es el único fabricante que lo hace) que se muestra en la Ilustración 8. Es una pletina metálica con dos agujeros para anclarse a la greca del tejado y ofrece un apoyo para dos módulos horizontales en la parte de arriba. Es una solución económica ya que se pueden tener pocos metros lineales de estructura de anclaje.

También existe el Microrail, que es un perfil pequeño que se utiliza para cuando se quiere poner el panel en vertical o para cuando la separación entre grecas no permite la utilización de un Clampfit. También sujeta dos módulos.

Por último, existe el perfil largo o perfil continuo que es más caro pues necesita usar más aluminio.

En las chapas de junta alzada se utiliza un perfil continuo.

- Sistema coplanar con anclaje a correas: hay más solidez de anclaje y se utiliza la varilla roscada que se ancla a la viga, por lo que es necesario conocer la distancia entre vigas.
- Para instalación inclinada sobre cubierta inclinada, se busca el anclaje a la viga porque es lo que más fuerza ofrece. Si se tiene anclado a chapa se usa un perfil largo con muchos puntos de anclaje a la greca.

En las instalaciones inclinadas se dispone de una estructura triangular que siempre debe cerrarse, bien con la propia estructura de anclaje, o bien a partir del tejado para garantizar la resistencia de anclaje, tal como se muestra en la Ilustración 9.

Las estructuras inclinadas pueden ser fijas o regulables.

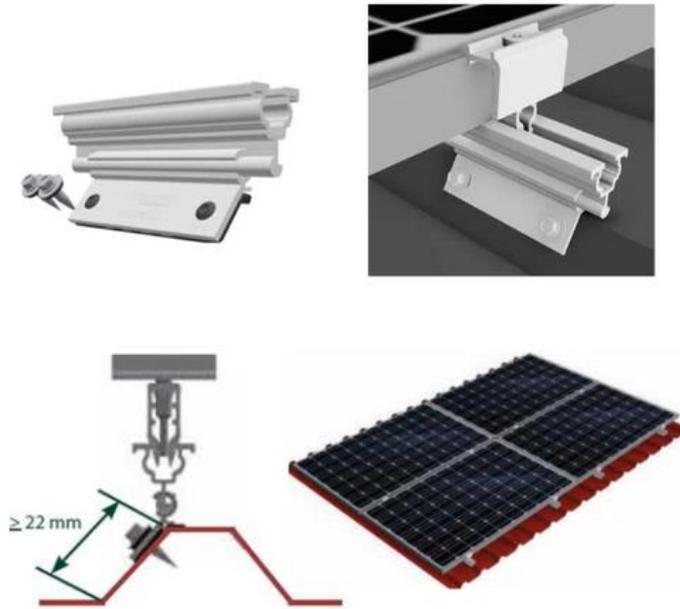


Ilustración 8: Clampfit de Schleter, para cubierta metálica coplanar con anclaje a chapa

Fuente: Amara



Fija

Ilustración 9: Estructura de anclaje para instalación inclinada sobre cubierta inclinada

Fuente: Amara

7.5.3 CUBIERTA PLANA

Las cubiertas planas pueden ser de muchos tipos: de hormigón, ajardinada, de grava o de pavimento flotante, entre otras.

Estas no son perforables y por lo tanto se utilizan lastres para sujetar la estructura. Estos pueden estar en bandejas debajo de los paneles, agrupadas en las esquinas o en los laterales de los módulos.

Los módulos pueden estar en vertical o en horizontal y puede haber una o dos filas de módulos. Por lo general, será horizontal porque hay menos altura y se da menos sombra a otras filas y además tiene más resistencia al viento. Por lo general en sistemas con lastre no se tienen dos filas de módulos porque el viento ejercería mucha fuerza. En cubierta plana, por lo tanto, se utiliza menos ángulo para que afecte menos el viento y que no haya que colocar tantos lastres para que sea más sencillo y económico, y que el tejado aguante el peso de la instalación. Un ejemplo de esta instalación se muestra en la Ilustración 10.



Ilustración 10: Ejemplo de estructura para cubierta plana

Fuente: Sunfer

Se puede tener una orientación Sur o una orientación Este- Oeste. En esta última se aprovechan más horas de luz por lo que se tiene más producción, pero no es óptima por lo

que puede ser más caro al necesitar más módulos. En esta solución además se necesitan menos lastres ya que unos paneles defienden del viento a los otros.

Capítulo 8. ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN

Para configurar la instalación hay que analizar una serie de factores para elegir las características y parámetros óptimos en función de las condiciones y necesidades. Se deben determinar aspectos como cuántos módulos se van a utilizar en la instalación, qué inversor se va a utilizar y cómo se debe realizar la conexión de los módulos (en serie o en paralelo).

Cada cliente tiene unas necesidades y unas condiciones en el lugar de la instalación por lo que todas estas decisiones de configuración y diseño se toman a partir del análisis de una serie de aspectos y factores:

- Perfil de consumo del cliente. El consumo tiene picos y valles y dependiendo de cuándo se den estos puntos y de cómo de elevado sea el consumo se instala una potencia determinada o se elige una orientación para los paneles. Por ejemplo, si la instalación está orientada al este se produce antes por la mañana y si está orientada al oeste se producirá durante más tiempo por la tarde. La orientación sur es una producción óptima.
- Lugar geográfico de la instalación ya que la radiación solar varía. Si hay menos radiación se necesitará instalar más paneles para cubrir la demanda.

En España, en el sur hay más irradiancia que en el norte por lo que será importante tener en cuenta dónde se encuentra la instalación [10]. El siguiente mapa de la Ilustración 11 muestra la irradiancia global media en España.

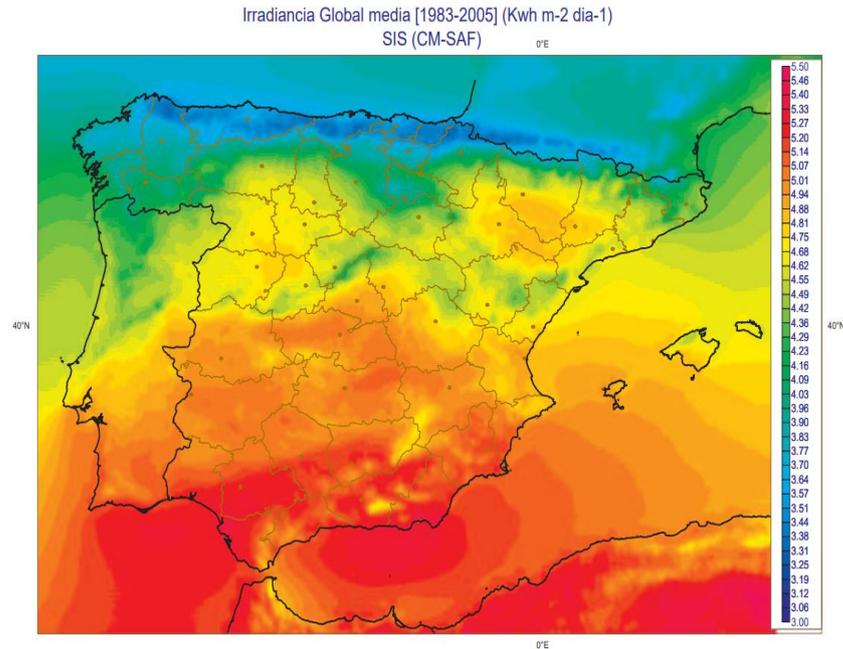


Ilustración 11: Mapa de irradiación global media en España

Fuente: Aemet

- El tipo de la tarifa energética, pues varía el importe de la factura de la luz, que es uno de los grandes factores que se analizan cuando se estudia la rentabilidad de la instalación.
- La prioridad del cliente pues puede tener un mayor interés por la rentabilidad o, por el contrario, puede estar más interesado en un consumo completamente renovable, aunque a veces haya excedentes y no sea la solución más rentable.

Las etapas que habrá que seguir son las siguientes:

1. Conocer las necesidades del cliente analizando sus perfiles de consumo. En qué franja horaria se consume más y cómo se traduce esto en nuestra factura de la luz, ya que hay diferentes precios de la electricidad según el horario.
2. Determinar la potencia FV que hay que instalar y por ende la cantidad de módulos que son necesarios, teniendo en cuenta limitaciones de espacio, ambientales y de rentabilidad. Por ejemplo, una orientación al sur y con 30 grados de inclinación es la

que más energía produce a lo largo del año. Además, influye el tipo de tejado y la localización debido a la radiación solar. Por ello hay que estudiar el lugar de la instalación y la radiación que hay en este lugar. Se debe estudiar el consumo y la radiación de manera complementaria ya que, por ejemplo, si hay muchos excedentes y estos no pueden ser exportables, se puede incurrir en una baja rentabilidad y en un aumento del periodo de retorno de la inversión, por lo que es importante tener claras las intenciones y necesidades del consumidor.

3. Elegir los componentes: los módulos y el inversor.

Hay que determinar la potencia necesaria del inversor de manera que sea compatible con los módulos. Se puede poner la misma potencia de módulos y de inversor, pero de esta manera el inversor nunca llegaría a la máxima capacidad por factores que afectan a la eficiencia. Se suele admitir un 10 o 20% más de potencia de módulos que de potencia nominal del inversor. Cuando los módulos estén al máximo de su capacidad, lo cual ocurre en pocas ocasiones, el inversor recorta desplazando el punto de tensión de trabajo ya que busca el punto de máxima potencia, pero no disipa la potencia que sobra en forma de calor. Obtiene la potencia adecuada en el punto máximo que el inversor puede alcanzar. En cuanto al inversor también hay que saber si lo óptimo es uno o dos MPPT o si por el contrario se opta por la opción de micro inversores.

También hay que elegir los módulos fotovoltaicos. Por ejemplo, si el espacio es limitado y se desea mucha potencia, hay que elegir uno que sea eficiente, aunque será más caro. También es importante conocer el rango de tensión del inversor que se utiliza y la corriente que puede ser admitida.

4. Analizar la rentabilidad del proyecto. A partir de la curva de consumo, la tarifa del cliente, la generación que se va a producir y el momento de dicha producción y los costes de instalación y mantenimiento, se hace un análisis de la rentabilidad y del retorno de la inversión.

8.1 ANÁLISIS DEL LUGAR DE LA INSTALACIÓN

La instalación se va a dimensionar para su colocación en el tejado de una vivienda unifamiliar en el barrio de Mirasierra en Madrid.

A continuación, se muestra una vista satélite de la vivienda en la Ilustración 12 y del espacio disponible para la instalación en la Ilustración 13 y en la Ilustración 14.

También se muestra una vista detallada de la cubierta donde se realizará la instalación en la Ilustración 15.

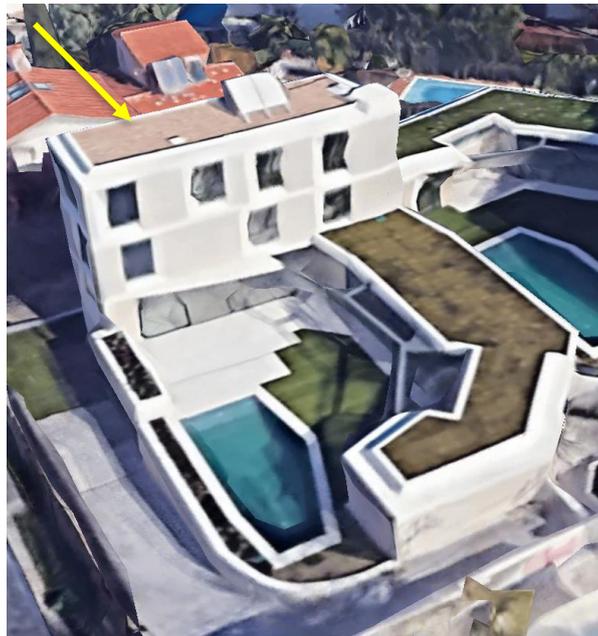


Ilustración 12: Imagen satélite de la vivienda donde se realizará la instalación

Fuente: Google Earth

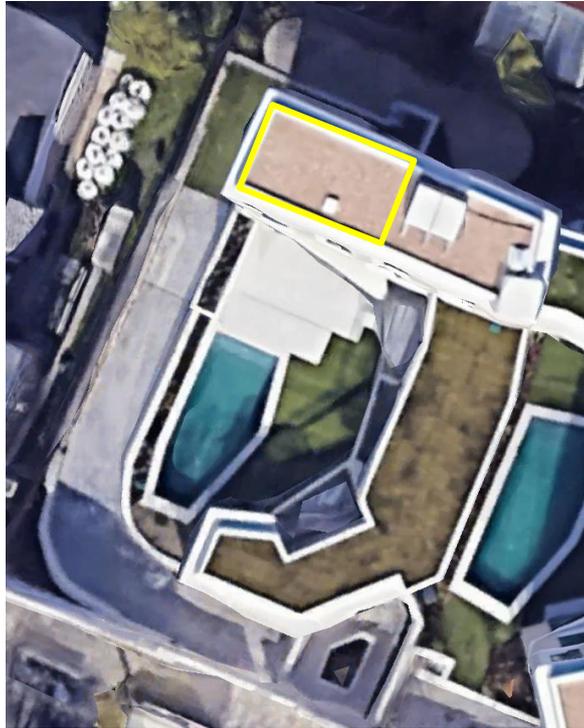


Ilustración 13: Imagen de la planta de la vivienda. El recuadro amarillo indica el lugar donde se colocarán los paneles

Fuente: Google Earth



Ilustración 14: Imagen detalle del tejado donde se realizará la instalación

Fuente: Google Earth



Ilustración 15: Imagen de la cubierta donde se realizará la instalación

Fuente: Elaboración propia

La cubierta donde se va a realizar la instalación es una cubierta plana, rectangular de grava. A continuación, se exponen algunos datos que serán significativos para el análisis y dimensionamiento de la instalación. Los datos han sido obtenidos usando la herramienta Google Maps y planos de la vivienda.

- Altura a la que está la cubierta: 730 metros sobre el nivel del mar.
- Coordenadas geográficas: 40° 29' 14'' N 3° 42' 24'' W.
- Orientación de la cubierta: sur. Cabe destacar que se podrían instalar paneles con orientación sur completamente o se podrían instalar con orientación este-oeste ya que la forma y orientación de la cubierta no supone ningún impedimento para realizar cualquier instalación.
- Superficie disponible para la instalación: aproximadamente 26,6 metros cuadrados (3,6 por 7,5 metros).

En la cubierta hay ya instalados unos paneles termo solares por lo que hay un espacio de la cubierta que ya está ocupado. Para las medidas de la superficie ya se ha tenido en cuenta

esto y solo se ha incluido, como parte disponible para la instalación fotovoltaica, la parte que se encuentra a la izquierda de estos paneles termo solares. A la derecha de estos paneles hay una claraboya por donde se puede acceder al tejado mediante el uso de una escalera desde el último piso de la vivienda.

Además, se puede observar que la cubierta tiene pocas sombras por lo que parece adecuada para una instalación fotovoltaica.

8.2 ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN

A continuación, se realiza un estudio detallado de la radiación solar que hay en la ubicación.

Los datos de la radiación se han obtenido de la plataforma *Photovoltaic Geographical Information System* de la Unión Europea [3]. Se han utilizado los datos horarios de radiación del año 2010 al año 2020. En la Ilustración 16 se muestran los parámetros que se fijan para obtener los datos de la radiación.

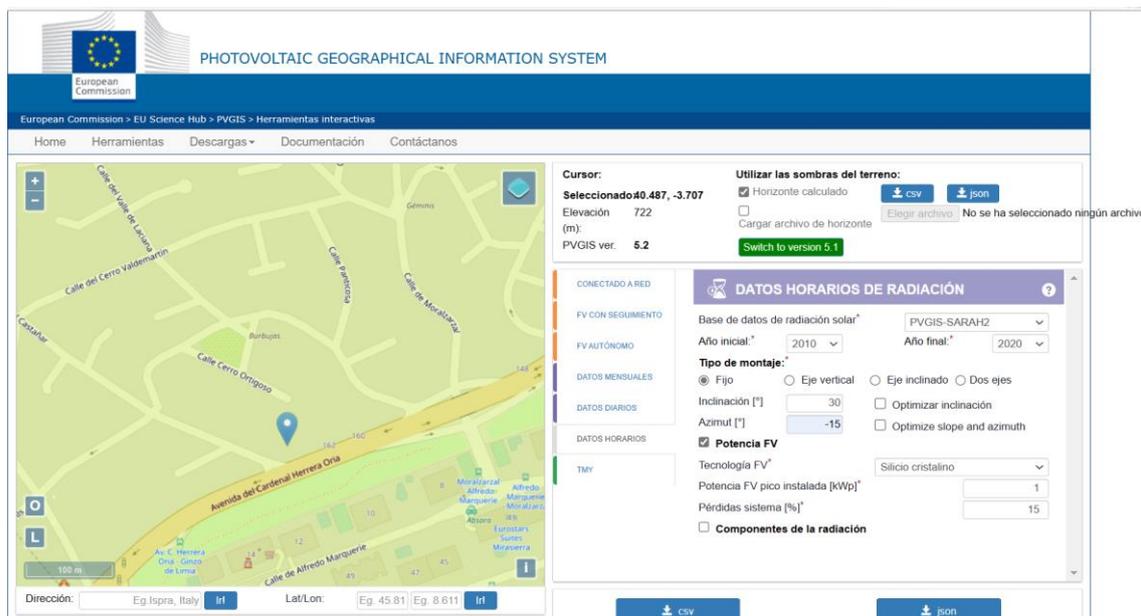


Ilustración 16: Parámetros utilizados para la obtención de los datos de la radiación solar

Fuente: Photovoltaic Geographical Information System, European Commission

Con el cursor se selecciona la ubicación de la vivienda. Se cogen los datos de 2010 a 2020. El tipo de montaje se establece fijo, con 30 grados de inclinación y -15 grados Azimut. Estos valores son los más comunes en cuanto a este tipo de instalaciones. Los 30 grados de inclinación es el ángulo que forman los módulos fotovoltaicos respecto a la cubierta, que en este caso es horizontal por lo que directamente es una medida de la inclinación de los paneles respecto al suelo. El ángulo de orientación o Azimut es el ángulo que presentan los módulos respecto a la dirección Sur, siendo 0 grados la dirección Sur y -90 grados la dirección Este. En este caso el ángulo usado es -15° por lo que la orientación que se ha elegido es prácticamente Sur con una ligera orientación al Este. Esto es porque la orientación Sur proporciona una producción óptima y la ligera orientación Este se hace para beneficiarse de las horas de la mañana donde la irradiancia es mayor.

Respecto a los parámetros de la potencia FV se establece una tecnología de silicio cristalino por ser la más extendida en el mercado. Se establece una potencia fotovoltaica pico instalada de 1 kWp. Esta es la potencia que el panel produciría en condiciones estándares de medida, es decir, 1000 W de irradiancia solar por metro cuadrado sobre el plano de captación y una temperatura del módulo de 25°C. Por último, se establecen las pérdidas estimadas del sistema en un 15%. Estas son las pérdidas que hacen que la potencia entregada a la red sea inferior a la potencia producida por los módulos. Factores que afectan a estas pérdidas son por ejemplo el cableado, las conversiones en los inversores o suciedad y sombras en los módulos.

Con todos estos parámetros se obtienen los datos y entre ellos el que se utilizará para el análisis de la instalación que es la potencia en vatios que da la instalación. Se obtiene un valor entre 0-1 kW/kWp.

El dato de potencia se obtiene para cada día a cada hora durante los 11 años analizados de 2010 a 2020.

Con esto se realizarán dos análisis. En primer lugar, se analiza la irradiación tipo en un año mediante el promedio de cada hora de cada día a lo largo de los 11 años. Se obtienen así 8760 datos (24 horas por 365 días en un año) donde cada dato de potencia son 11 datos de potencia promediados. Este valor promedio es el que se utiliza para comparar radiación con

consumo y el que se utilizará para analizar la rentabilidad durante la vida útil de la instalación.

En segundo lugar, se obtiene una curva de producción horaria para cada estación del año. Se elabora una tabla que contiene cada mes y cada hora de 00 a 23. El promedio se hace por lo tanto promediando en cada mes y hora todos los datos de ese mes y esa hora de los 11 años. Por ejemplo, el dato de marzo a las 16 se hace promediando todos los datos de potencia a las 16 horas del mes de marzo de todos los años disponibles. Esto se hace en Excel con la fórmula, *PROMEDIO.SICONJUNTO*, donde las condiciones son la hora y el mes, o con una tabla dinámica. A partir de la tabla con horas y meses se promedian 4 meses para cada estación. Para la curva horaria de invierno se promedian los meses de octubre, noviembre, diciembre y enero. Para la curva de primavera se promedian los meses de febrero, marzo, abril y mayo. Para la curva de verano se promedian los meses de junio, julio, agosto y septiembre.

En la Ilustración 17 se muestran las curvas de radiación que se obtienen.

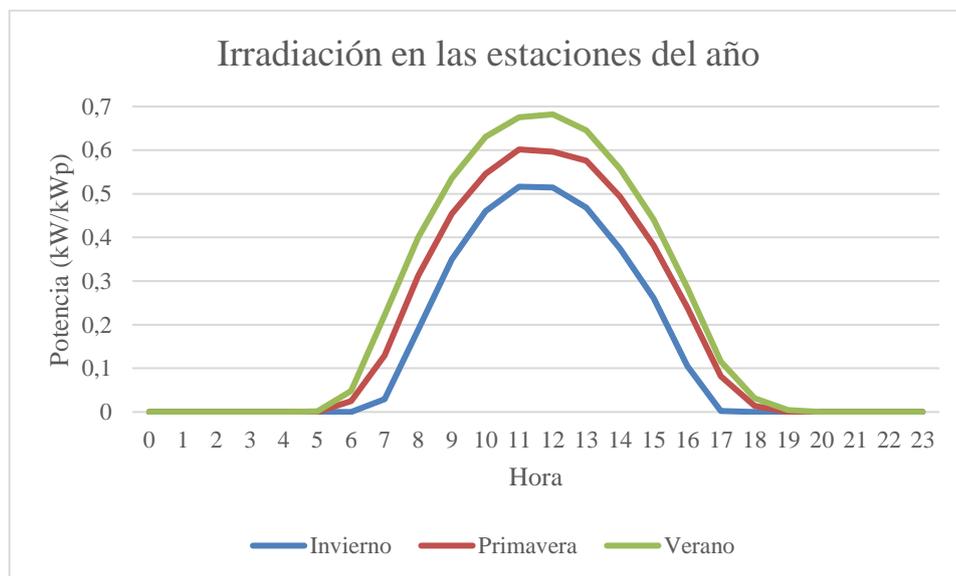


Ilustración 17: Curvas de radiación horaria por estaciones

Fuente: Datos PVGIS y elaboración propia

Con estas curvas se observa que la radiación es mayor en verano. En esta estación la potencia en las horas de más luz (las 11 y las 12 de la mañana) alcanza casi los 0,7 kW/kWp, mientras que los máximos en las otras estaciones son aproximadamente 0,6 y 0,5 kilovatios respectivamente para primavera e invierno. También cabe destacar que en invierno solo hay una potencia por encima de los 100 W desde las 8 de la mañana hasta las 16 horas. En primavera esto sucede de 7 a 16 horas, pero con unas potencias bastante mayores que las de invierno. En verano la potencia por encima de 100 se da entre las 7 y las 17 horas, pero también con potencias mayores.

Estos datos de radiación deben ser comparados con los de consumo, que se analizan a continuación.

8.3 ANÁLISIS DEL CONSUMO

Los datos de consumo se extraen del área de clientes de Iberdrola [9] de donde se descarga el consumo del 01/04/2022 al 31/03/2023, es decir, un año. Se dispone de la potencia consumida cada día del año a cada hora, obteniendo así 8760 valores.

La primera observación que suscitan los datos es que el consumo es muy elevado en esta vivienda. Se trata de un consumo anual de aproximadamente 26000 kWh, es decir unos 2200 kWh al mes, de media y aproximadamente 70 kWh al día. Este consumo tan elevado en la vivienda puede deberse a factores como la presencia de un ascensor, una depuradora de piscina, aerotermia por suelo radiante y que en la casa habitan 7 individuos.

A continuación, en la Ilustración 18 se muestra una gráfica donde se muestra el consumo total en kWh de cada mes del año.

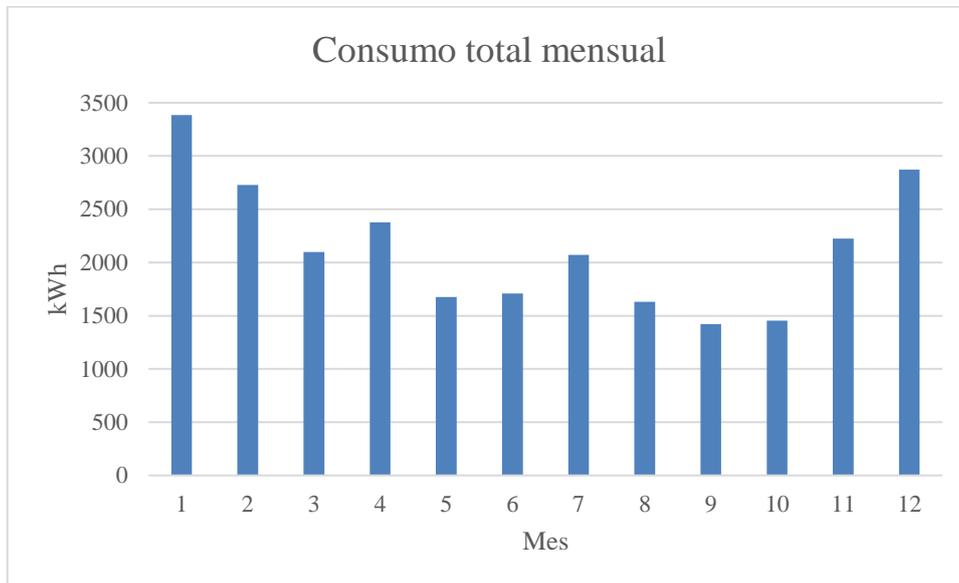


Ilustración 18: Consumo total mensual de la vivienda

Fuente: Datos Iberdrola Área Clientes y elaboración propia

En esta gráfica se observa que el consumo más elevado se da en enero, superando este mes los 3000 kWh mensuales. Se concluye que la estación con el consumo más elevado es el invierno.

En verano el consumo es menor siendo de 1500-2000 kWh. Sin embargo, el consumo más bajo se da en los meses de septiembre y octubre donde el consumo mensual está por debajo de los 1500 kWh.

Con estos datos de consumo se realiza un promedio por horas para cada mes del año y estos datos a su vez se promedian por estaciones, obteniendo las siguientes curvas de consumo que se muestran en la Ilustración 19.

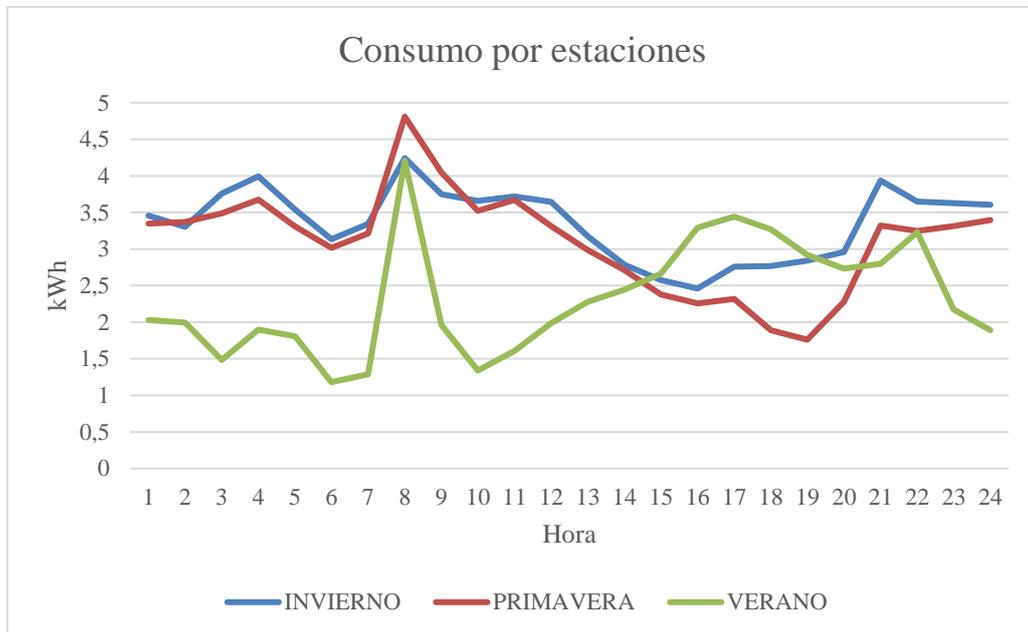


Ilustración 19: Consumo horario por estaciones

Fuente: Datos Iberdrola Área Clientes y elaboración propia

En estas curvas de consumo se observa que el pico de consumo coincide para todas las estaciones a las 8 de la mañana y que este pico es mucho más elevado que la media del consumo a lo largo del día, es decir puede considerarse una anomalía en el consumo.

En invierno el consumo es más uniforme a lo largo de las horas, siendo mayor por la mañana y por la noche que por la tarde. Este consumo elevado en las noches de invierno puede deberse a la energía que se consume para mantener la vivienda caliente en las noches frías. El consumo en invierno es siempre mayor que el de primavera excepto en el pico de las 8 de la mañana donde el de primavera es mayor.

En primavera el consumo es significativamente mayor por la mañana que por la tarde y alcanza valores por debajo de los 2 kWh entre las 6 y las 7 de la de la tarde. El consumo de primavera es mayor que el del verano por la mañana, pero por la tarde el de verano supera al de primavera. Esto puede deberse a la energía que se consume para refrescar la casa frente al calor de las tardes de verano. Esto junto con el consumo elevado de las noches de invierno,

puede dar a entender que la casa gasta mucha electricidad en la climatización, siendo quizá algo poco eficiente en el sistema de la casa.

Por último, el consumo de verano es el más bajo excepto entre las 15 y las 19 horas de la tarde. El pico de consumo del verano a las 8 de la mañana es muy elevado comparado con el consumo durante el resto del día.

Que el pico sea a las 8 de la mañana no parece muy favorable ya que no coincidirá con el pico de radiación que se da entre las 11 y las 12 de la mañana. Por otra parte, el consumo de esta vivienda es elevado siempre, por lo que parece ser una buena opción introducir un autoconsumo para conseguir cubrir una parte de la demanda.

A continuación, se elaboran unas gráficas donde se muestran conjuntamente la radiación y el consumo durante una semana de julio Ilustración 20 y durante una semana de enero, en la Ilustración 21.

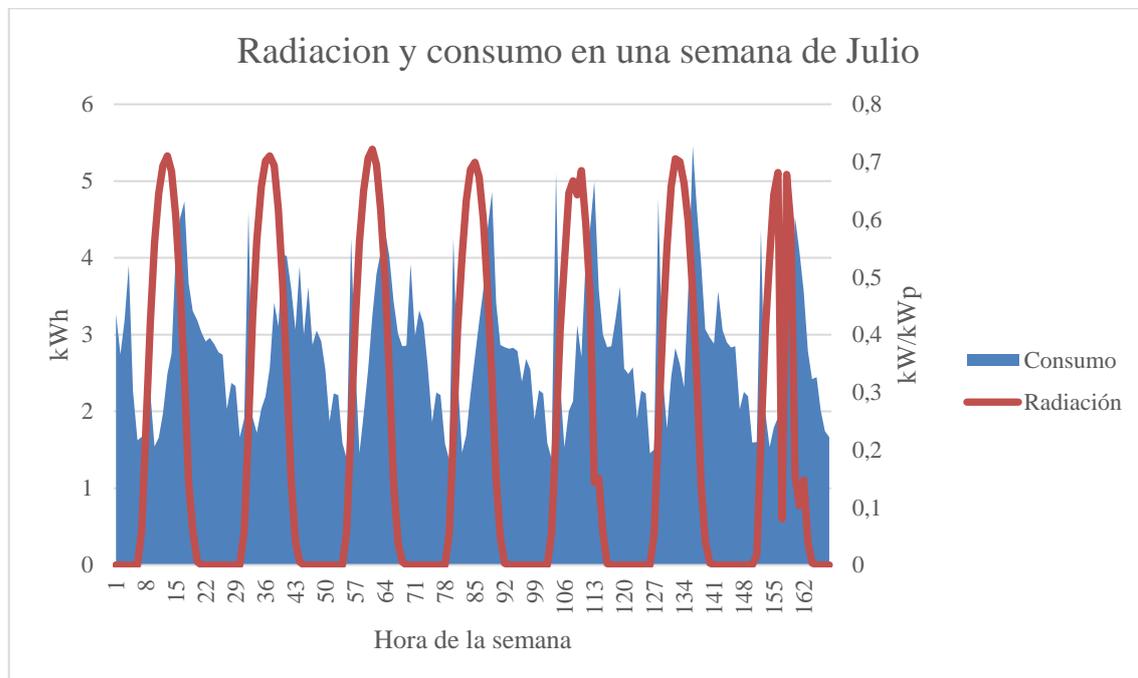


Ilustración 20: Gráfica de radiación y consumo para una semana de julio

Fuente: Datos PVGIS, Iberdrola Área Clientes y elaboración propia

En esta gráfica se puede observar el consumo en azul y la radiación en rojo. Se observa que el pico de consumo no suele coincidir con el pico de radiación pues como se ha observado anteriormente, en verano el pico de consumo se da a las 8 de la mañana y el pico de radiación se da a las 11 o 12 de la mañana. Además, se observa que, por las noches, es decir, cuando la curva naranja se haya en cero, hay un consumo bastante considerable que no va a poder ser cubierto. A pesar de estas observaciones parece razonable pensar que cierta parte del consumo sí que se va a poder cubrir y en especial en estos días de verano en los que la radiación es mayor y durante más horas del día.

A continuación, se realiza el mismo análisis en la Ilustración 21, pero para una semana de enero.

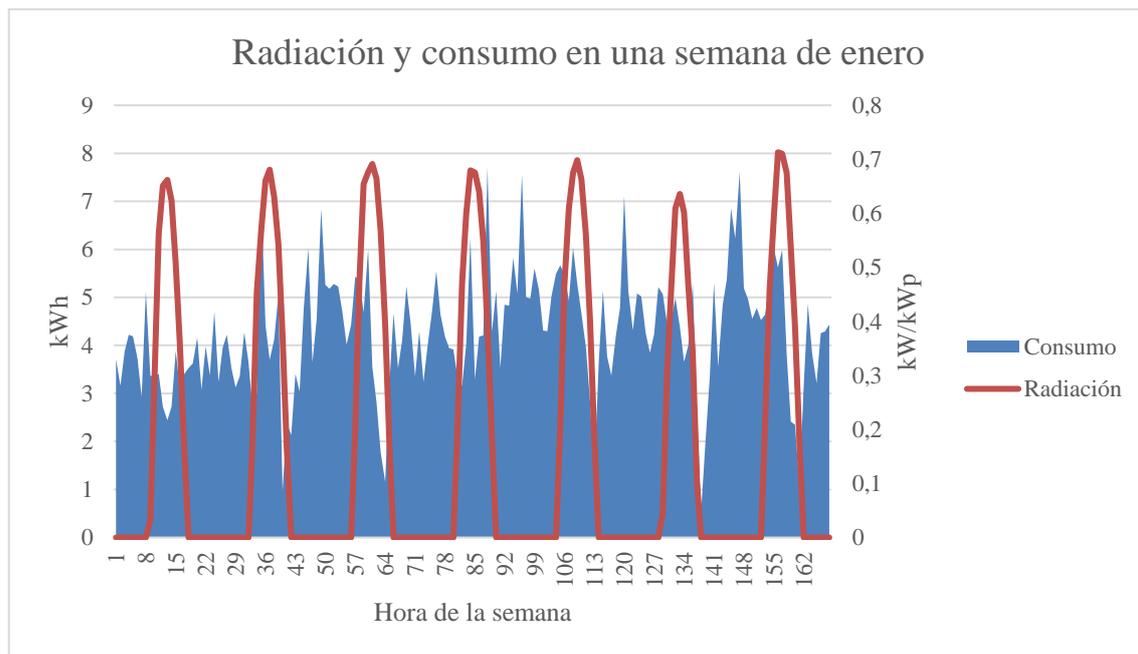


Ilustración 21: Gráfica de radiación y consumo para una semana de enero

Fuente: Datos PVGIS, Iberdrola Área Clientes y elaboración propia

En el mes de enero, en comparación con el mes de julio, se observa que el consumo es más elevado, superando en ocasiones los 6 o 7 kWh en una hora y además la radiación es más baja. En julio se superan todos los días a la hora pico de radiación los 0,7 kW/kWp, mientras que en enero este valor no se suele alcanzar. De igual manera que en julio, el consumo

nocturno, que es elevado, no podrá cubrirse por razones obvias, pero en este mes sí que parece más alineado el pico de radiación con el pico de consumo. Esto es porque el consumo en invierno es más uniforme que en verano, siendo más elevado por las mañanas respecto a las tardes, aprovechando así la radiación más elevada de las mañanas.

Con la radiación y el consumo se tienen dos variables de las que se utilizarán en el modelo con el que se dimensionará la instalación y se estudiará su rentabilidad.

Capítulo 9. ELABORACIÓN DEL MODELO

El modelo que se va a elaborar para estudiar la rentabilidad de la instalación tiene tres variables de entrada: radiación, consumo y precio de la electricidad.

Para estudiar la rentabilidad se crea un calendario horario de 20 años del 1 de enero de 2024 a al 31 de diciembre de 2043, para estudiar la rentabilidad y flujos de caja en estos 20 años que se considera el periodo de vida útil de la instalación. Este calendario horario tiene por lo tanto 175320 datos pues son 24 horas, por 365 días, por 20 años, más 24 horas por 5 días por los años bisiestos. Este calendario se crea en Excel como una tabla con 175320 filas donde cada fecha tiene el formato día/mes/año hora.

A continuación, se detalla cómo se preparan y obtienen las variables de entrada del modelo: radiación, consumo y precio de la electricidad.

9.1 VARIABLES DE ENTRADA DEL MODELO

9.1.1 RADIACIÓN

La primera variable es la radiación. Se dispone de un año de radiación modelo a partir del promedio realizado con los datos de 2010 a 2020 de la *plataforma Photovoltaic Geographical Information System* [3] de la Unión Europea, es decir, se tienen 8784 datos (24 horas por 366 datos para que haya dato de radiación en los días bisiestos).

Con este año promedio se asigna el dato de radiación a cada hora del año a lo largo de los 20 años del calendario, teniendo en cuenta un factor de degradación de los paneles de un 0,5% cada año. Por ejemplo, la radiación del 23 de marzo de 2029 a las 16:00 es la radiación del 23 de marzo de 2028 a las 16:00 multiplicada por 0,995. Partiendo del dato del año promedio obtenido anteriormente asignado a 2024, el resto de los años se van añadiendo, multiplicando lo del año anterior por 0,995.

Esto se hace en Excel creando una tabla de 8784 filas y una columna por año, es decir, 20 columnas. En el 2024 se copia el año modelo obtenido anteriormente y a partir de ahí cada celda de la tabla es la adyacente de la izquierda multiplicada por 0,995. Para ponerlo en una sola columna y tener los 175320 datos en cada una de las filas, se utiliza la función *BUSCARH*, haciendo uso de un “id de hora” que numera las horas del año de la 1 a la 8760 o 8784, según sea un año bisiesto o no.

De esta manera se obtiene la primera variable de entrada del modelo: la radiación solar horaria en unidades de kW/kWp.

9.1.2 CONSUMO

La segunda variable de entrada del modelo es el consumo. Se dispone del consumo horario en kWh de un año, es decir 8760 datos. Para asignar el dato correspondiente a cada hora del calendario de los 20 años ha de tenerse en cuenta, el número de semana del año en la que nos encontramos, el día de la semana que es y la hora. Por ejemplo, se debe asignar al miércoles de la semana número 25 del año a las 15 horas, el dato correspondiente a ese número de semana, día y hora en nuestro año de consumo tipo. Esto se debe a que es importante para el consumo, el día de la semana que es, ya que el consumo puede llegar a ser muy diferente entre semana y los fines de semana.

Para esto, además de la columna de la fecha en el calendario de los 20 años, se crea una columna para el número de semana, el día de la semana y la hora. En Excel existe una fórmula que numera las semanas de un año: *ISO.NUM.DE.SEMANA*. Esta devuelve el número de la semana según la norma ISO 8601, que establece que una semana se inicia un lunes y termina un domingo y además indica que la primera semana del año es aquella que contenga el primer jueves del año. De esta manera, numera las semanas de la 1 a la 52. Se crea una columna para el día de la semana que también es asignado por Excel con un número del 1 al 7 siendo el 1 el domingo y el 7 el sábado. Se crea otra columna con la hora de la 1 a la 24.

Con estas tres columnas se hace un condicional con un *SUMAR.SI* en cada hora del calendario de los 20 años. En la función *SUMAR.SI* se establecen los criterios para que el dato de cada fila sea el correspondiente en el consumo del año tipo a ese número de semana, ese día de la semana y esa hora. De todas formas, se precisa un condicional pues en la última semana del año pueden no estar todos los días de la semana. En el condicional se establece que si esto sucede se coja el dato de la semana siguiente o de la anterior, aquel que sea distinto de cero.

Con esto queda preparada la segunda variable de entrada del modelo, el consumo horario durante los 20 años.

9.1.3 PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

La tercera variable es el precio de la electricidad. Para preparar esta variable se dispone del dato del precio medio de la electricidad en los próximos años, obtenido de la página web del operador del mercado eléctrico de España y Portugal (OMIP) [4]. Este dato se conoce de 2024 a 2033 y para el modelo se establecerá que a partir del 2033 este se mantiene constante, ya que no se dispone de la información necesaria para estimar el precio medio más allá del 2033 hasta el 2043. En la Tabla 2 se muestra el precio medio que se utiliza en el modelo.

Precio Medio esperado (€/MWh)	
2024	102,5
2025	91
2026	62,94
2027	59,58
2028	53,11
2029	47,38
2030	45,93
2031	44,71
2032	43,47
2033	43,45
2034	43,45
2035	43,45
2036	43,45
2037	43,45
2038	43,45
2039	43,45
2040	43,45

Tabla 2: Precio medio de la electricidad a futuro utilizado en el modelo

Fuente: OMIP

Como para el modelo es necesario tener el dato horario del precio de la electricidad, se realiza un apuntamiento, es decir, se establece qué porcentaje del precio medio se tiene a cada hora del día. Esto está condicionado por muchos factores como la demanda de consumo existente a cada hora y la meteorología, que influye en la producción por parte de las renovables. Para poder tener en cuenta esta meteorología se hace un apuntamiento para los meses de invierno y otro para los meses de verano, siendo estos últimos mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

Realizar un modelo de predicción de precios puede ser muy complejo por la cantidad de factores implicados y podría constituir un extenso estudio ajeno al que se realiza en este trabajo. Para nuestra aplicación, se realizará una estimación sencilla basada en ciertos factores.

La demanda de consumo y la producción de energía por parte de las renovables a determinadas horas del día son factores que afectan a estos valores del apuntamiento. Si la eólica y la fotovoltaica cubren la mayor parte del consumo, la demanda baja y por lo tanto

también lo hace el precio de la electricidad. Estos factores provocan que el precio se desplome a las horas de producción fotovoltaica, de 11 de la mañana a 17 de la tarde, generando las curvas llamadas “curvas de pato” e introduciendo la necesidad del apuntamiento fotovoltaico, una diferencia en el precio de la electricidad según sea horario de producción fotovoltaica o no. En la Ilustración 22 se muestra un ejemplo de curva de pato que muestra la demanda no cubierta por la FV, forma que marcará y creará una forma similar en una curva de precios [11]. Esto se tendrá en cuenta a la hora de realizar el apuntamiento.

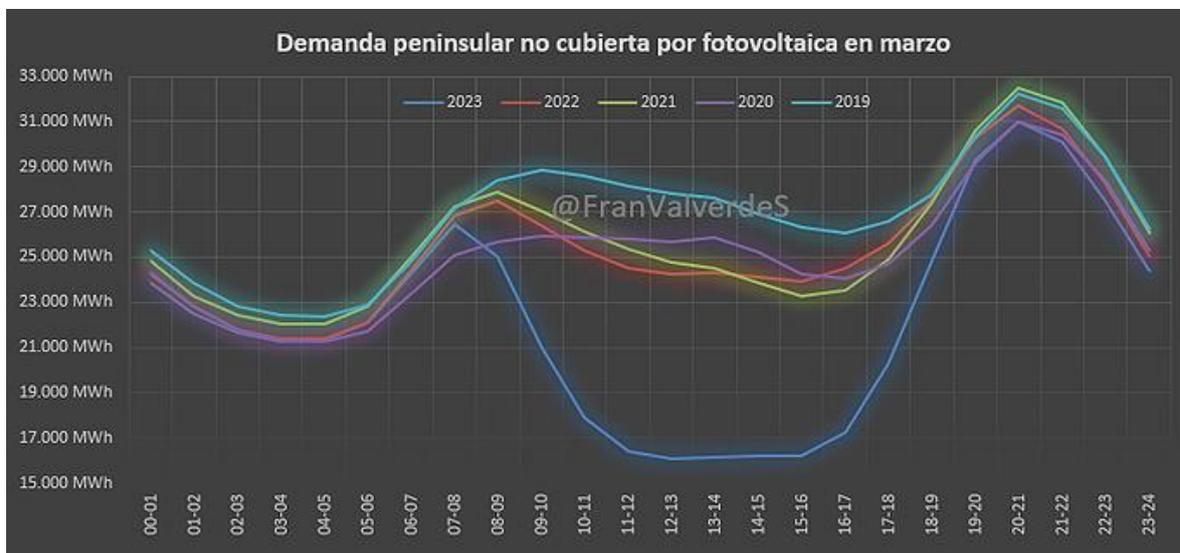


Ilustración 22: Figura de la curva de pato de la electricidad

Fuente: Periódico de energías renovables

En esta curva se ve como, no solo los precios se desploman en las horas de producción solar, si no también como a lo largo de los años, este efecto se irá acentuando en las horas centrales y los precios subirán en las horas nocturnas. Se realiza así una media ponderada del precio de la electricidad, teniendo en cuenta lo que se produce a cada hora ya que la producción es mayor en las horas centrales del día que por las mañanas o por las tardes.

Se establecen factores de apuntamiento de manera que al hacer la media de todas las horas esta sea 1. De esta forma, el precio de la electricidad a una hora determinada será el factor de apuntamiento por el precio medio de la electricidad de ese año. Se crea una tabla de factores de apuntamiento de 24 filas con 17 columnas, correspondiendo a los años del 2024

al 2040. Para el modelo, se establecerá que los tres últimos años, hasta 2043, tendrán el mismo apuntamiento que 2040.

En primer, lugar se establecen los factores de apuntamiento para invierno de 2024. Estos factores son más elevados durante la noche ya que no hay producción fotovoltaica. Entre las 23 y la 1 de la madrugada se encuentran los factores más elevados en torno a 1,5 y en la madrugada de 2 a 5 de la mañana baja un poco debido a los vientos invernales de madrugada que favorecen a la eólica. Vuelve a subir un poco entre las 6 y las 9 de la mañana ya que en estas horas existe un pico en la demanda de electricidad y aún no hay producción fotovoltaica. A medida que avanza la mañana, el precio va bajando debido a la producción de la fotovoltaica. A las 13 se alcanza un valor de 0,85, valor que con el paso de los años va bajando por la penetración y aumento de la fotovoltaica en el mercado energético. Sin embargo, este factor en horas centrales del día volverá a subir a partir de 2029 por el cierre de las centrales nucleares de España previsto entre 2025 y 2035 en el escenario objetivo del PNIEC [1]. También se terminará con la generación eléctrica de las centrales de carbón, pues debido a la respuesta internacional ante el cambio climático, la tonelada de CO₂ será muy cara y también es preciso eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero que generan estas centrales para cumplir con los objetivos de descarbonización. Todo esto se enmarca en la tendencia futura de la electrificación de la demanda, es decir, el uso de la electricidad en vez del uso de tecnologías con emisiones de CO₂, convirtiéndose la electricidad, y especialmente la producida a partir de energías renovables, la medida clave para lograr los objetivos sostenibles [12].

Estos escenarios de generación se observan en la Ilustración 23 [1].

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Ilustración 23: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

La presencia de las centrales nucleares hace que las centrales de gas, que son más caras, produzcan menos por lo que se abarata el precio de la electricidad. Con el cierre de las nucleares, la generación eléctrica será cada vez más dependiente de las energías renovables y el precio medio en el futuro será más bajo que ahora, pero el apuntamiento no será tan bajo en las horas de producción fotovoltaica. Al cerrar las centrales nucleares, que constituye una energía libre de emisiones de CO₂, estas emisiones aumentarían ya que las renovables, pese a encontrarse en crecimiento, no podrían aún reemplazar toda la generación que se encontraba en la nuclear y habrá que utilizar otros medios de generación como el gas.

Otro factor que hará que los precios en las horas de luz no alcancen valores tan bajos es el aumento de tecnologías de almacenamiento de renovables como son las baterías y las centrales de bombeo. Estas permiten almacenar la energía que se produce y no se consume en el momento, con el objetivo de utilizarla cuando se precisa, lo cual evita los grandes excedentes producidos por las renovables y los precios tan bajos en las horas de generación FV pues no habría un excedente de generación. Esta energía sobrante se guardaría para su uso posterior en las horas de la tarde, en las que sube la demanda y decrece la producción solar, suavizando así las curvas de oferta y equilibrando la oferta y la demanda en la red eléctrica.

En resumen, por la penetración de la fotovoltaica los precios bajan en las horas centrales del día. Sin embargo, por el cierre de nucleares previsto a partir de 2025 y la electrificación de la demanda que promueve el uso de la electricidad en lugar de los combustibles fósiles, estos precios de horas centrales volverán a experimentar cierta subida hasta 2040. El aumento de tecnologías de almacenamiento también ayudará a suavizar las curvas de pato con el paso de los años.

Es por estos factores por lo que aun teniendo 0,85 a las 13 horas en 2024 y bajando este número hasta 0,75 en 2028, se recupera hasta llegar a 0,9 en 2040. Con este dato central y clave se establece una regresión lineal que será utilizada igual para el resto de las horas en cada año. Con esta regresión lineal se establece que de 2024 a 2028 las horas centrales del día (de 6 de la mañana a 17 de la tarde) el factor de apuntamiento va bajando y en el resto de las horas de los extremos del día, va subiendo por la falta de tecnologías de almacenamiento. A partir de 2029 y hasta 2040 esto se invierte y lo que sube son las horas centrales del día, por el cierre de las nucleares y se suaviza la curva por el uso del almacenamiento. En la Ilustración 24 se muestra el apuntamiento horario obtenido para 2028 y 2040 para los meses de invierno.

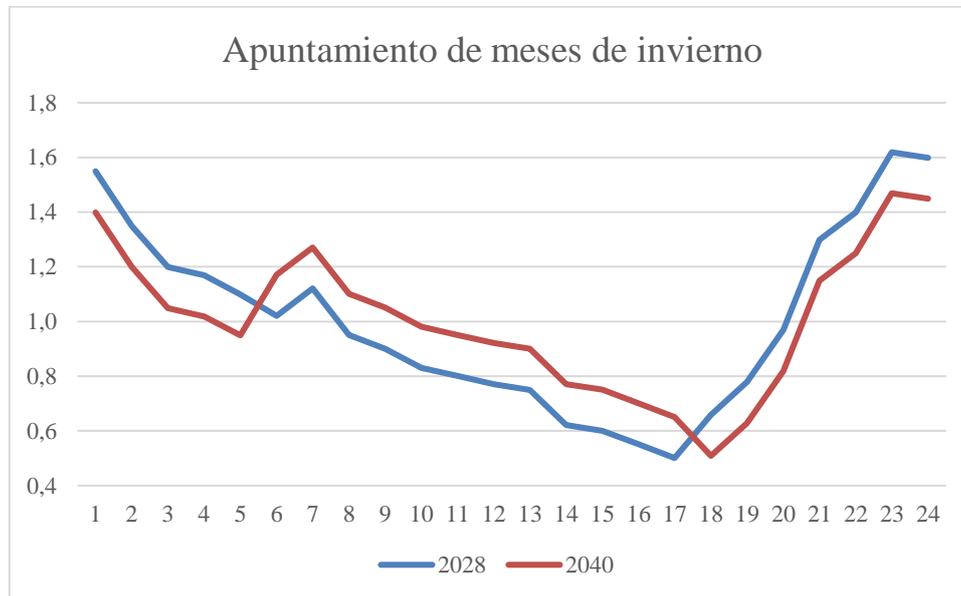


Ilustración 24: Apuntamiento fotovoltaico del precio de la electricidad de 2028 y 2040 para los meses de invierno

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar como la curva de pato se suaviza y el precio en las horas centrales no es tan bajo en 2040 como en 2028 y tampoco es tan alto el precio nocturno, es decir se hace algo más uniforme aunque se sigue observando una gran caída del precio en las horas de producción fotovoltaica.

El apuntamiento es similar para los meses de verano y aplican los mismos factores con algunas diferencias meteorológicas.

En los meses de verano, el apuntamiento es aún más bajo en las horas centrales del día, por una mayor radiación y generación que en los meses de invierno. También los precios nocturnos son más elevados ya que en verano hay menos viento que en invierno y por lo tanto la eólica no produce tanto. Por lo demás, se siguen las mismas tendencias que en los meses de invierno. En la Ilustración 25 se muestra el apuntamiento obtenido para 2028 y 2040 para los meses de verano.

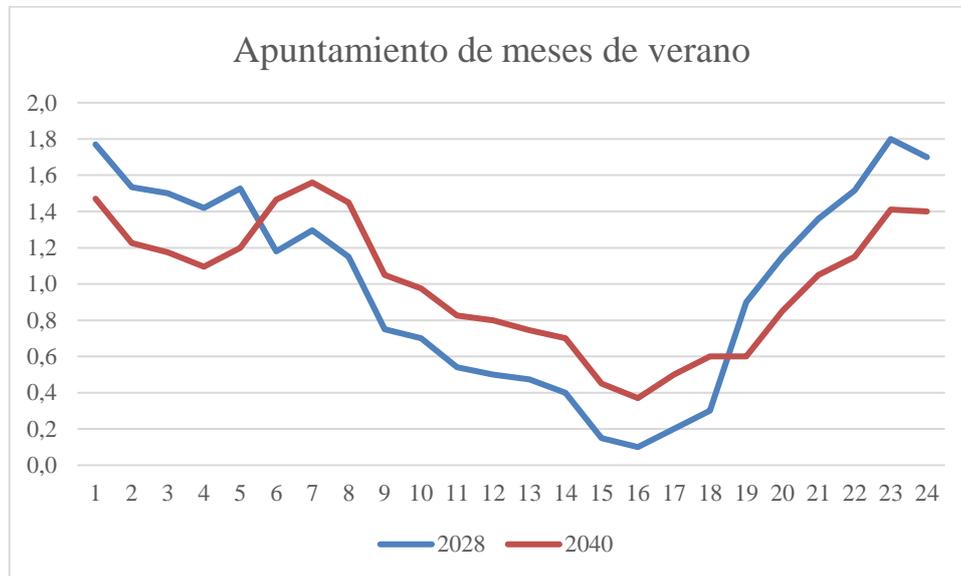


Ilustración 25: Apuntamiento fotovoltaico del precio de la electricidad de 2028 y 2040 para los meses de verano Fuente: Elaboración propia

Se observa de nuevo como la curva se suaviza a partir de 2028, pero se alcanzan valores muy bajos del precio en las horas centrales por una gran producción solar en verano debido a una radiación muy alta.

En el ANEXO II: Apuntamiento fotovoltaico, se muestran las tablas con los factores de apuntamiento para todos los años en invierno y en verano.

9.2 VARIABLES DE SALIDA DEL MODELO

Con las tres variables de entrada del modelo: radiación, consumo y precio de la electricidad, más los cargos y peajes, se establecen las variables de salida del modelo: producción solar, autoconsumo, excedentes y consumo final. Con estas variables se establece lo que cuesta en la factura de luz el consumo con y sin autoconsumo y la compensación que se obtendría por la venta de excedentes en caso de haberlos y venderlos.

La primera variable de salida es la producción solar. Esta es la radiación multiplicada por la potencia instalada. Al multiplicar la radiación que está en unidades de kW/kWp por la

potencia instalada en unidades kWp, se obtiene la producción solar que proporciona nuestra instalación en kW.

La segunda variable de salida es el autoconsumo. Este se define con un condicional atendiendo a dos supuestos: si la producción solar es mayor que el consumo, el autoconsumo es igual al consumo ya que nuestra instalación es capaz de cubrir la totalidad de este e incluso se pueden producir excedentes. En el otro caso, si la producción solar es menor que el consumo, el autoconsumo es únicamente la producción solar, es decir, se auto consume todo lo que se produce, pero sigue habiendo una parte del consumo que no es autoconsumo ya que la instalación no es capaz de cubrirlo por completo.

Por lo tanto, se tiene una tercera variable que son los excedentes, que se definen también con un condicional para atender a los dos posibles supuestos. Si la producción solar es mayor que el consumo, los excedentes se definen como la producción solar menos el consumo. Es decir, es aquello que se produce, pero no se consume en el momento, ya que cada una de estas variables están definidas para cada hora del calendario de 20 años. Por otro lado, si la producción solar no es mayor que el consumo, no hay excedentes ya que ni siquiera se llega a cubrir el consumo y todo lo que se produce se auto consume.

Con estas variables se define la variable consumo final que es el consumo menos el autoconsumo. Esta variable expresa la cantidad de kWh que van a la factura de la luz teniendo una instalación de autoconsumo. Esta variable por la noche será el consumo real horario ya que a estas horas no hay radiación y por lo tanto no se produce energía que pueda ser auto consumida. Durante el día será más baja que el consumo real ya que se resta la parte que se auto consume e incluso puede llegar a ser cero si la producción solar es mayor que el consumo, es decir, si la instalación es capaz de cubrir todo el consumo.

Para analizar los flujos de caja que genera la instalación de autoconsumo, se calcula el precio en la factura para el supuesto con autoconsumo y sin él. Para el caso de sin autoconsumo en la factura de la luz, aparecería el consumo en kWh sin restar el autoconsumo, multiplicado por el precio de la electricidad más el peaje. La fórmula es $\text{consumo} * (\text{precio} + \text{peaje})$.

En el caso de tener autoconsumo en vez de usar los kWh del consumo se utilizan los de la variable definida anteriormente como consumo final, que es el consumo menos el autoconsumo en caso de haber producción solar. La fórmula en cuestión es $\text{ConsumoFinal} * (\text{precio} + \text{peaje})$ siendo el $\text{ConsumoFinal} = \text{Consumo} - \text{Autoconsumo}$.

Se define una tercera variable para la venta de excedentes atendiendo también a dos supuestos: si la instalación está acogida a compensación o no. Si la instalación no está acogida a compensación no hay venta de excedentes, aunque los haya, y por lo tanto estos no serán compensados en la factura de la luz. En el caso de haber venta de excedentes la compensación que se obtiene es: el excedente en kWh multiplicado por el precio de la electricidad y por un factor que expresa por cuánto se venden estos excedentes. Estos se venden a un precio menor que el precio de compra de la electricidad, en este caso se tendrá en cuenta que se venden a un precio del 85% del precio de la electricidad.

Con todo esto, el flujo de caja producido por la instalación de autoconsumo es el coste que habría sin autoconsumo menos el precio con autoconsumo, más la venta de excedentes. Con el modelo en el calendario de los 20 años descrito anteriormente, hay un flujo de caja diferente para cada hora, de cada día, de cada año, por lo que se suman todos los flujos de caja de un año para ver cuál es el ahorro en la factura de la luz anual. Además de este flujo de caja positivo de cada año, se tiene en cuenta un gasto anual de operación y mantenimiento de la instalación que se define aproximadamente como diez veces la potencia instalada, ya que esto define el tamaño de la instalación y por lo tanto afectará al coste de operación y mantenimiento.

Junto con los flujos de caja positivos por el ahorro en la factura de la luz y los flujos de caja negativos por los costes de operación y mantenimiento, se tiene el flujo de caja negativo de la inversión inicial de la instalación. Este precio se tiene multiplicando la potencia instalada en kWp por el precio de la instalación en €/kWp. Para obtener el precio en €/kWp se utiliza el software dimensionador de la empresa Amara que permite dimensionar una instalación y proporciona los precios de los paneles, los inversores y demás elementos de la instalación.

9.3 OBTENCIÓN DEL PRECIO DE LA INSTALACIÓN

Se hacen ocho simulaciones instalando diferentes potencias: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 y 16 kWp. En cada uno de estos casos se especifica la potencia de cada panel, el número de paneles que se instalan, la potencia total de la instalación, el precio de los paneles, el precio del inversor y el precio de la mano de obra para la instalación con el fin de obtener el CAPEX.

El proceso para realizar estas simulaciones con el software se detalla a continuación.

En primer lugar, el software permite introducir una dirección para hacer el proyecto sobre la vista satélite del tejado o tener en cuenta las condiciones geográficas del lugar en el que se realizará la instalación.

En la Ilustración 26 se muestran los diferentes modos que tiene el programa.

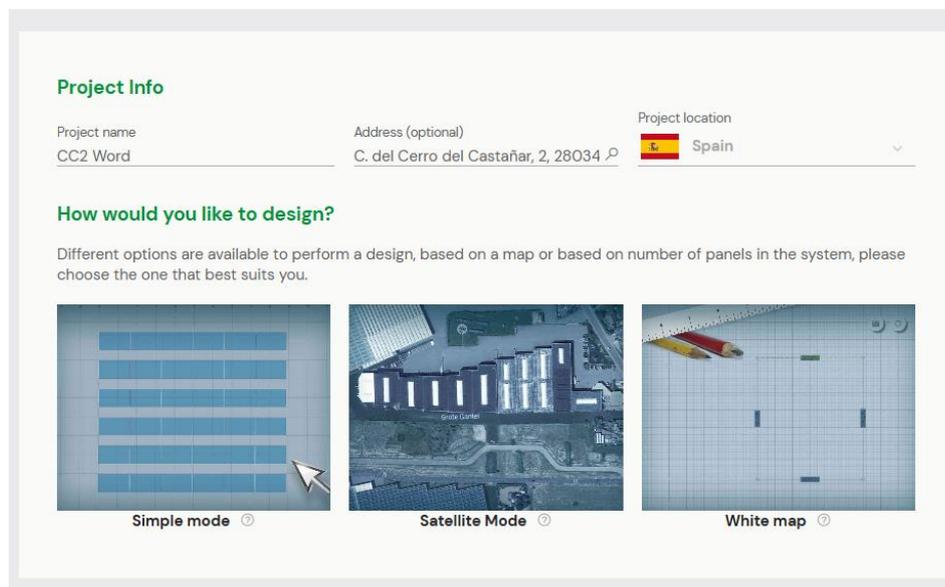


Ilustración 26: Modos del software dimensionador de la empresa Amara

En este caso se introduce la dirección de la vivienda en la que se realiza la instalación, descrita anteriormente.

Para realizar las simulaciones se utilizará el modo *Simple mode* que no tiene en cuenta las limitaciones de espacio del tejado y por lo tanto permitirá instalar la potencia que necesitemos en cada caso.

En el proceso que se detallará a continuación se realiza la simulación para 8 kW.

En el primer paso se eligen los paneles que se utilizarán. El software tiene un catálogo de paneles de diferentes marcas y potencias. Para realizar las simulaciones que se utilizarán para calcular el precio de la instalación en €/kWp, se escogerán paneles de distintas potencias de la marca LONGI por ser una marca que ofrece paneles solares con una buena relación calidad precio en el mercado, es decir, ofrece un buen equilibrio entre eficiencia y coste. Además, es una de las marcas con más prestigio y mejor imagen del mercado [13].

En este caso se elige un panel de 505 W y con 16 de ellos obtendremos una potencia de 8,08 kWp. A continuación, en la Ilustración 27 se indica de qué panel se trata, incluyendo sus dimensiones.

LONGI LR5-66HPH 505 (HiMO5 New) G2 - EVO2 - 1500V Frame Colour Black	LONGI	505W	2,093m	1,134m	0,035m
--	-------	------	--------	--------	--------

Ilustración 27: Especificaciones del panel escogido para hacer las simulaciones

El siguiente paso es definir las condiciones del entorno en el que se realiza la instalación y que se muestran en la Ilustración 28.

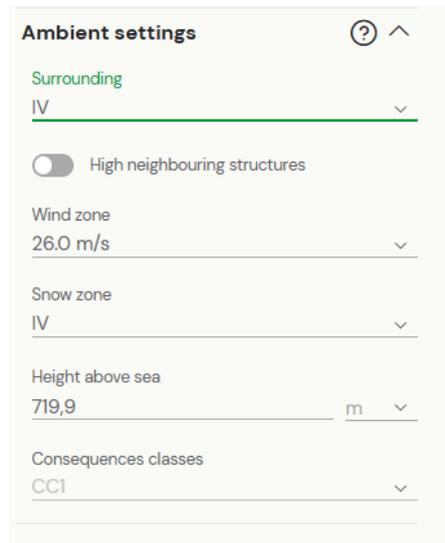


Ilustración 28: Condiciones de entorno fijadas en el software para realizar la simulación

El campo *surrounding* se refiere a la categoría del terreno, que está definida con un número del I al V. A continuación, se detallan los criterios para establecer la categoría, proporcionados por Amara:

I: Mar, zona costera expuesta al mar abierto

II: Lagos o zonas con vegetación baja y sin obstáculos.

III: zonas con vegetación baja como hierba y obstáculos aislados (árboles, edificios) con separación de al menos 20 veces la altura del obstáculo.

IV: zonas con vegetación o construcción regular o con obstáculos aislados con separación de al menos 20 veces la altura del obstáculo, por ejemplo, pueblos, zonas suburbanas, zonas forestales.

V: Áreas con al menos el 15% de la superficie cubierta por edificaciones con una altura media de 15m.

Considerando estos criterios se establece una categoría IV para la vivienda en cuestión, por encontrarse en una zona suburbana y no tener muchos obstáculos ni sombras alrededor.

Al marcar la categoría del terreno y junto con la ubicación que hemos proporcionado al inicio, el software determina la zona de viento, nieve y altura sobre el nivel del mar a la que se encuentra la instalación.

En este caso el software establece zona de viento de 26 m/s, lo cual atiende exclusivamente a criterios geográficos, como se puede ver en la Ilustración 29. La zona de nieve se establece como IV lo cual atiende a la situación geográfica y a la altitud, que es calculada por el software como 719,9 m.

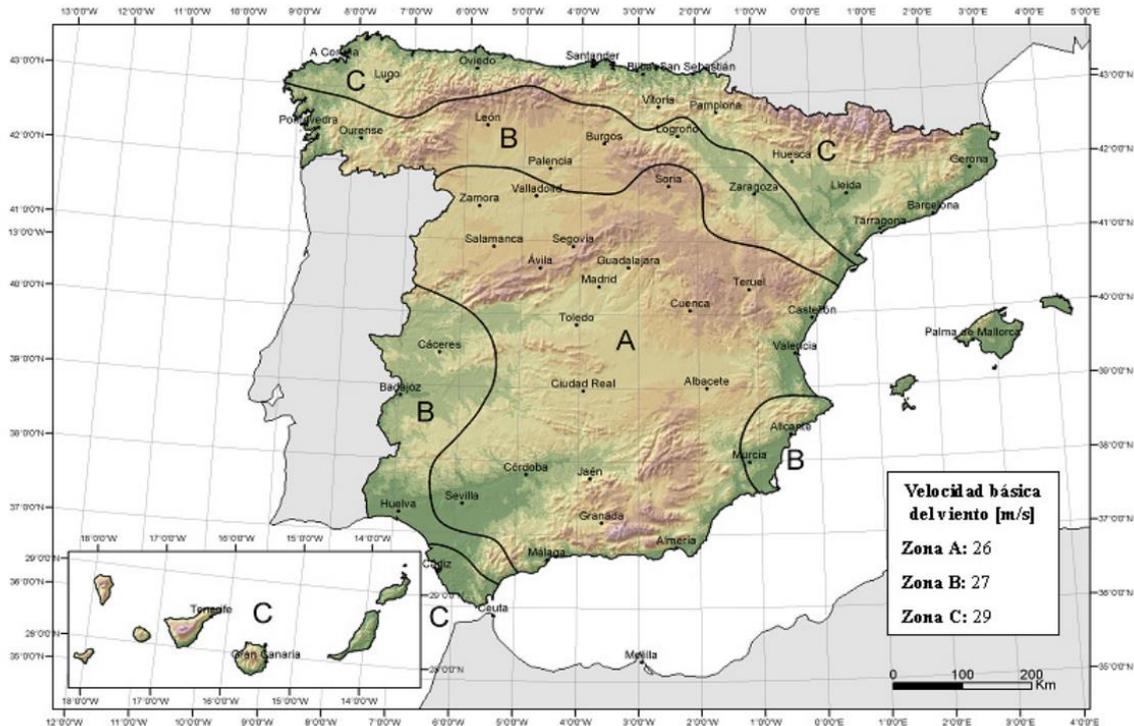


Ilustración 29: Mapa de zonas de viento

Fuente: AmaranZero

En el siguiente paso se determina que el tejado es plano, de cemento y con grava. También, se establecen el número de filas y columnas de paneles que tendrá nuestra instalación. En este caso se eligen 4 filas y 4 columnas, es decir, 16 paneles, para obtener una potencia de 8,08. La configuración del número de paneles necesarios se muestra en la Ilustración 30. En

el resto de las simulaciones, el número de filas y columnas se ajusta teniendo en cuenta la potencia de cada panel elegido y la potencia total que se quiere instalar.



Ilustración 30: Selección del número de paneles necesarios para obtener la potencia de la simulación

En el siguiente paso, el software permite cambiar el modo de colocación de los paneles (horizontal y vertical), así como definir la orientación o los grados Azimut. En este caso se mantendrán las configuraciones por defecto del programa: inclinación 10° y colocación horizontal de los paneles en dirección sur por ser esta una orientación para una producción óptima.

El siguiente paso es seleccionar el inversor que se utilizará para la instalación. En primer lugar, se establece que la conexión es trifásica, lo cual viene determinado por la instalación eléctrica del lugar en el que se realiza la instalación. Como mínimo y máximo del DC/AC ratio se establecen 85 y 120 %. Lo recomendado es establecer un ratio de 120% entre la potencia de los paneles (DC) y la del inversor (AC), pues al convertir de continua a alterna siempre hay algo de pérdidas.

El software selecciona aquellos que son compatibles con la instalación teniendo en cuenta este cociente de potencias y el voltaje de los paneles, entre las 4 marcas que tiene en catálogo: Huawei, Solis, SMA y Fronius.

A continuación, en la Ilustración 31 se muestran los inversores que son compatibles.

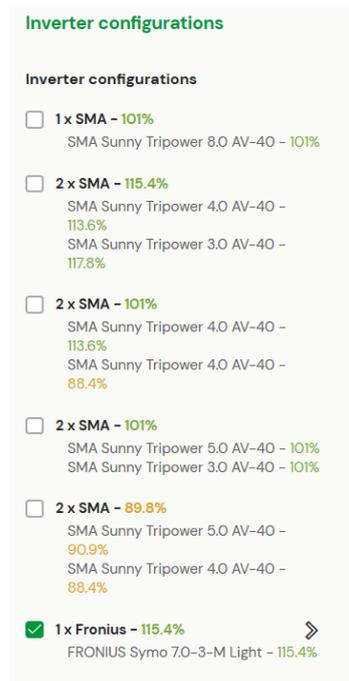


Ilustración 31: Lista de inversores compatibles proporcionada por el software dimensionador

En este caso se elige el FRONIUS Symo 7.0-3-M Light por ser el que ofrece un ratio más alto de potencia. Además, es preferible tener un inversor a tener dos pues será más barato, se reduce el precio de la mano de obra y se reduce la posibilidad de fallo de la instalación.

Al terminar este paso ya se muestra la lista de materiales necesarios para la instalación así como el precio de los elementos y de la inversión.

A continuación, en la Ilustración 32 se muestra el precio de los paneles y el inversor seleccionados.

	LONGI LR5-66HPH 505 (HiMO5 New) G2 - EVO2 - 1500V ● stock	129,63 €	16	0	16	0,00	10,00	2.304,53 €
	FRONIUS Symo 70-3-M Light ● No stock	1.454,35 €	1	0	1	0,00	10,00	1.615,94 €

Ilustración 32: Precio de los paneles y el inversor seleccionados para la simulación

Con el precio de la instalación que se muestra en el software, incluyendo un 10% de margen y un cálculo aproximado del precio de la mano de obra, se obtiene el valor del CAPEX y se rellena la Tabla 3 para la simulación de cada potencia instalada.

POTENCIA CASO	Potencia/panel	No de paneles	Potencia	Precio paneles	Precio inversor	Mano de obra	Precio sin MDO	TOTAL	€/Wp
2	0,505	4	2,02	576,13	1005,62	790,875	2053,81	2844,685	1,408
4	0,505	8	4,04	1152,27	1282,92	1217,595	3219,82	4437,415	1,098
6	0,545	11	5,995	1754,87	1457,3	1606,085	4315,18	5921,265	0,988
8	0,505	16	8,08	2304,53	1615,94	1960,235	5329,44	7289,675	0,902
10	0,5	20	10	2932,44	2763,17	2847,805	7433,36	10281,165	1,028
12	0,5	24	12	3518,93	2221,68	2870,305	7562	10432,305	0,869
14	0,5	28	14	4105,42	2221,68	3163,55	8407,68	11571,23	0,827
16	0,5	32	16	4691,91	2221,68	3456,795	9253,36	12710,155	0,794

Tabla 3: Precio de la instalación obtenido con las simulaciones realizadas

Con todo esto se obtiene un valor de inversión para la instalación y el precio en €/Wp para cada potencia instalada. Se comprueba que, generalmente, cuanto más potencia se instala más barato será el precio €/Wp. Por ejemplo, en 10 kW el precio es más caro que en 8 kW y es por la necesidad de usar dos inversores ya que uno no es suficiente y usar uno de más potencia como en las instalaciones de 12 en adelante sería sobredimensionar. Pero más allá de que el precio €/kWp sea más barato a mayor potencia, no tiene por qué ser lo más rentable pues la inversión cada vez es más alta y el ahorro que se obtiene con el autoconsumo puede no compensar este flujo de caja negativo grande al principio. Además, entrará en juego la limitación por el espacio disponible en el lugar de la instalación.

Con el precio del €/kWp de cada instalación se elabora una curva de la potencia con el precio que se muestra en la Ilustración 33 y se inserta una línea de tendencia, en este caso de cuarto grado para obtener un valor con más precisión.

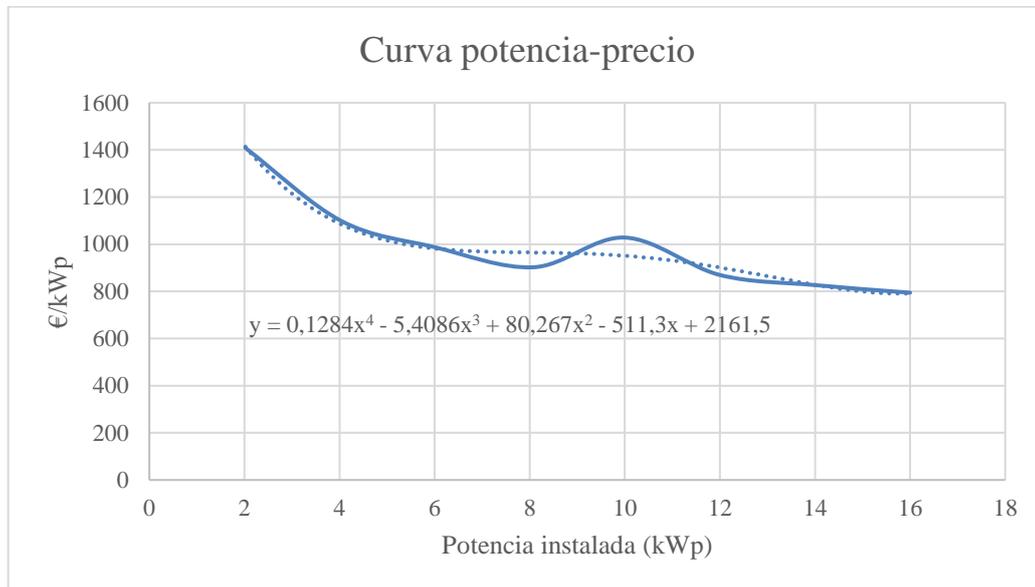


Ilustración 33: Curva de potencia-precio con línea de tendencia que permite calcular el precio genérico de la instalación

Con esta línea de tendencia se obtiene el precio de la instalación en €/kWp al sustituir la x por la potencia instalada. De esta manera, el modelo funciona solo introduciendo la potencia instalada para calcular la rentabilidad en cada caso. Al tener el precio de la instalación en €/kWp, se obtiene el valor de la inversión multiplicándolo por la potencia instalada.

Este valor se utiliza para obtener el flujo de caja negativo de la inversión inicial que requiere la instalación. Con este valor, los costes de operación y mantenimiento y los flujos de caja positivos del ahorro con el autoconsumo, ya se tienen todos los flujos de caja necesarios para calcular la rentabilidad de la instalación mediante el TIR y el VAN.

De esta manera el modelo está listo para ser utilizado. Este funciona de manera que el único input que tiene que introducir el usuario es la potencia instalada en kWp y si hay o no venta de excedentes, de manera que así se pueden ir introduciendo variedades para el estudio de la rentabilidad. Con la potencia instalada se calculan todas las demás variables explicadas, así como el precio de la inversión, los gastos de operación y mantenimiento y los flujos de caja. En el ANEXO III: Vista del modelo en Excel, se muestra una captura de pantalla del modelo en Excel.

Capítulo 10. ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD

10.1 RENTABILIDAD DE LA POTENCIA INSTALADA EN LAS SIMULACIONES

Para estudiar la rentabilidad de la instalación se rellena una tabla como la que se muestra en la Tabla 4 para cada potencia instalada en las simulaciones en dos casos: el de una instalación sin venta de excedentes y con venta de excedentes. A continuación, como ejemplo, se muestra la tabla de la instalación de 4 kW con venta de excedentes.

Potencia	4,04					
Año	O&M	FCF	Total	Cash inflow	TIR	6%
2023		-4377,33933	-4377,33933	-4377,33933	VAN	447,77 €
2024	-40,4	676,723559	636,323559	-3741,01577	PB	12
2025	-40,4	589,675118	549,275118	-3191,74065		
2026	-40,4	449,420078	409,020078	-2782,72057		
2027	-40,4	416,048527	375,648527	-2407,07205		
2028	-40,4	391,020877	350,620877	-2056,45117		
2029	-40,4	376,298754	335,898754	-1720,55242		
2030	-40,4	373,930962	333,530962	-1387,02145		
2031	-40,4	373,379906	332,979906	-1054,04155		
2032	-40,4	372,889768	332,489768	-721,551781		
2033	-40,4	374,089548	333,689548	-387,862233		
2034	-40,4	377,21967	336,81967	-51,0425634		
2035	-40,4	382,821614	342,421614	291,37905		
2036	-40,4	386,201648	345,801648	637,180698		
2037	-40,4	387,256798	346,856798	984,037496		
2038	-40,4	390,682293	350,282293	1334,31979		
2039	-40,4	392,934148	352,534148	1686,85394		
2040	-40,4	396,921684	356,521684	2043,37562		
2041	-40,4	395,606115	355,206115	2398,58174		
2042	-40,4	394,014502	353,614502	2752,19624		
2043	-40,4	391,400278	351,000278	3103,19652		

Tabla 4: Tabla para el estudio de la rentabilidad en la que se recogen los flujos de caja y se calculan el VAN y el TIR

En el año 2023 aparece el flujo de caja negativo correspondiente a la inversión inicial calculada mediante el precio de la instalación calculado anteriormente en €/kW_p, multiplicado por la potencia instalada.

Como flujos de caja de los 20 años de la vida útil de la instalación aparece en negativo el coste de operación y mantenimiento y en positivo el ahorro en la factura de la luz que genera el autoconsumo cada año. Sumando estos dos flujos se calcula la columna del total, que serán los valores que se usarán en el cálculo del TIR y el VAN. Si se obtiene un VAN negativo se clasificará esa potencia como no rentable.

Con la columna de *cash inflow* se calcula el periodo de retorno de la inversión o *Payback Period (PB)*.

A continuación, se muestran las tablas resumen para todas las potencias instaladas. En ellas se presenta la potencia instalada, el valor de la inversión (CAPEX), el TIR, el VAN y el *Payback Period*.

La siguiente Tabla 5 es la tabla resumen del cálculo de la rentabilidad para las diferentes potencias, en el caso de la instalación sin venta de excedentes.

Potencia	Inversión	TIR	VAN	PB
2,02	-2.855,78	4%	-300,78 €	No rentable
4,04	-4.377,34	5%	157,24 €	12
5,995	-5.884,50	5%	-131,88 €	No rentable
8,08	-7.794,84	3%	-1.287,24 €	No rentable
10	-9.506,00	1%	-2.625,74 €	No rentable
12	-10.809,48	0%	-3.735,22 €	No rentable
14	-11.578,67	0%	-4.437,75 €	No rentable
16	-12.643,98	-1%	-5.513,84 €	No rentable

Tabla 5: Tabla resumen de la rentabilidad de las distintas potencias en el caso sin venta de excedentes

La siguiente es el resumen del cálculo de la rentabilidad para el caso de la instalación con venta de excedentes.

Potencia	Inversión	TIR	VAN	PB
2,02	-2855,78	4%	-274,75 €	No rentable
4,04	-4377,34	6,30%	447,77 €	12
5,995	-5884,5	6,49%	689,23 €	11
8,08	-7794,84	5,52%	314,65 €	12
10	-9506,00	5%	-174,20 €	No rentable
12	-10809,48	5%	-314,98 €	No rentable
14	-11578,67	5%	10,71 €	13
16	-12643,98	5%	1,47 €	13

Tabla 6: Tabla resumen de la rentabilidad de las distintas potencias en el caso de venta de excedentes

Con estas tablas es posible determinar la potencia que se debe instalar.

En el caso de la venta sin excedentes el único caso que sale rentable (VAN positivo) es el de instalar 4 kW pero, aun así, el VAN y el TIR que se obtienen son muy bajos por lo que se puede decir que no es casi rentable.

En el caso de la venta de excedentes salen rentables algunos casos más. En este caso salen rentables los casos de instalar 4, 6, 8, 14 y 16 kW. El hecho de que instalar 10 y 12 kWp no salga rentable pero con 14 y 16 kWp si salga rentable, se debe a la necesidad de usar un inversor extra a partir de los 10 kWp, como se explicó con la Tabla 3. Esto genera un pico en la curva de CAPEX como se puede observar en la Ilustración 33. Realmente esto sale no rentable porque este inversor extra, aunque es necesario para cumplir el ratio de potencia nominal de los módulos y el inversor, está prácticamente inutilizado pues las placas no alcanzan en la mayoría de ocasiones una potencia tan alta como para necesitar este inversor. Teniendo esto en cuenta, se podría evitar este pico en la curva de CAPEX que está infrutilizado, intentando buscar dos inversores más pequeños de manera que uno no quede inutilizado la mayoría del tiempo, o simplemente no instalando un segundo inversor y contando con el hecho de que cuando se supere cierta potencia no se podrá auto consumir todo lo que ofrece la placa. Con una potencia instalada de 14 o 16 kWp este inversor extra se utiliza con normalidad e incluso puede ponerse uno grande en vez de dos pequeños, lo que también es favorable para el CAPEX. Además, con una potencia instalada tan elevada, se generan excedentes de potencia que aumentan el ahorro y por lo tanto mejoran la rentabilidad.

En el estudio de la rentabilidad de la Tabla 6, de nuevo se obtienen números de VAN y TIR bajos. El caso más favorable es el de instalar 6 kW que supone una inversión de 5884,5 €, un VAN de 689,23 €, un TIR del 6% y un *payback period* de 11 años. Aun así, es una inversión elevada y muchos años hasta recuperarla.

Aun así, si se decidiese realizar la instalación teniendo en cuenta estos aspectos económicos habría que tener en cuenta la limitación del espacio del tejado. En esta vivienda, no caben 6 kW por lo que la potencia factible que saldrá más rentable será la máxima que se pueda instalar en el tejado, ya que de 2 a 6 kW cuanto más potencia, se obtiene un VAN y TIR más altos.

Para calcular la potencia máxima que cabe en el tejado, se hace uso del software de Amara.

10.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA POTENCIA QUE CABE EN EL TEJADO

Tras estudiar la rentabilidad de la instalación para las diferentes potencias instaladas, se concluye que el caso más rentable es el de instalar 6 kWp con venta de excedentes.

Sin embargo, entra en juego la limitación del espacio del tejado. Se observa que entre 2 y 6 kWp, es más rentable cuántos más kW se instalan por lo que con el software se buscará dimensionar para el máximo de potencia que cabe en el tejado del lugar de la instalación.

Para realizar este dimensionamiento, se elige el *Satellite Mode* para realizar el proyecto sobre el espacio real y que puedan tenerse en cuenta las dimensiones del tejado y las limitaciones que estas suponen para la instalación.

En la Ilustración 34 se muestra la primera pantalla al comenzar el proyecto.

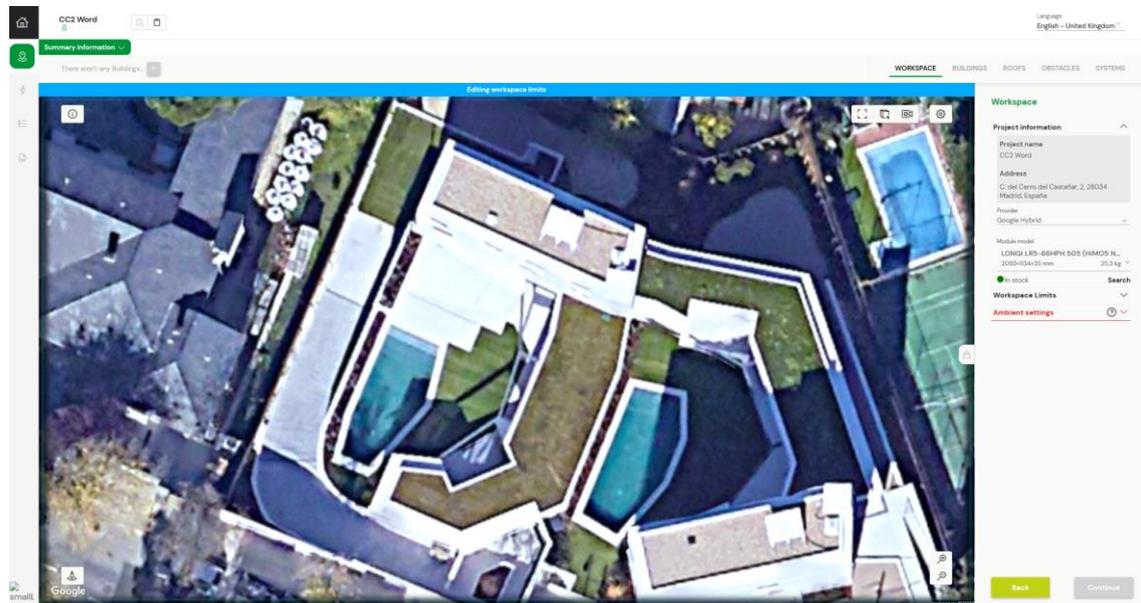


Ilustración 34: Vista del software de Amara en el modo satélite para el dimensionamiento

Como se ha mencionado anteriormente, para instalaciones residenciales se suelen utilizar paneles solares de hasta 500 W por peso y tamaño de estos. En este caso, los de 500 W no se pueden utilizar para esta instalación ya que el software da un error relativo al peso de los lastres que se utilizarían en las estructuras que sujetarían estos paneles. Al ser un espacio reducido y no haber mucho margen con el borde del tejado y por el peso de los paneles, se requerirían lastres más elevados de lo que es permitido en un tejado plano de una vivienda residencial.

Tras probar con diferentes paneles, y diferentes cantidades de paneles, se llega a la conclusión de que la máxima potencia que se puede instalar teniendo en cuenta las restricciones del espacio y el peso anteriormente mencionadas, son 6 paneles de 455 W, lo que resulta en una instalación de 2,73 kWp. El panel que se instala se indica a continuación junto con sus dimensiones en la Ilustración 35 [14]. El peso de cada panel es de 23,3 kg.

Name	Manufacturer	Power	Length	Width	Height
LONGI LR4-72HPH 455 (HIMO4 New) - EVO2 - 1500V	LONGI	455W	2,094m	1,038m	0,035m



Ilustración 35: Panel solar escogido para la instalación

El siguiente paso es establecer las condiciones del entorno en el que se va a realizar la instalación, lo cual es igual que en el caso anterior de las simulaciones.

El siguiente paso es determinar los límites del tejado en el que se realiza la instalación. Con el cursor en la pantalla se determinan las esquinas y el software marca el área disponible y calcula las dimensiones disponibles, como se muestra en la Ilustración 36.

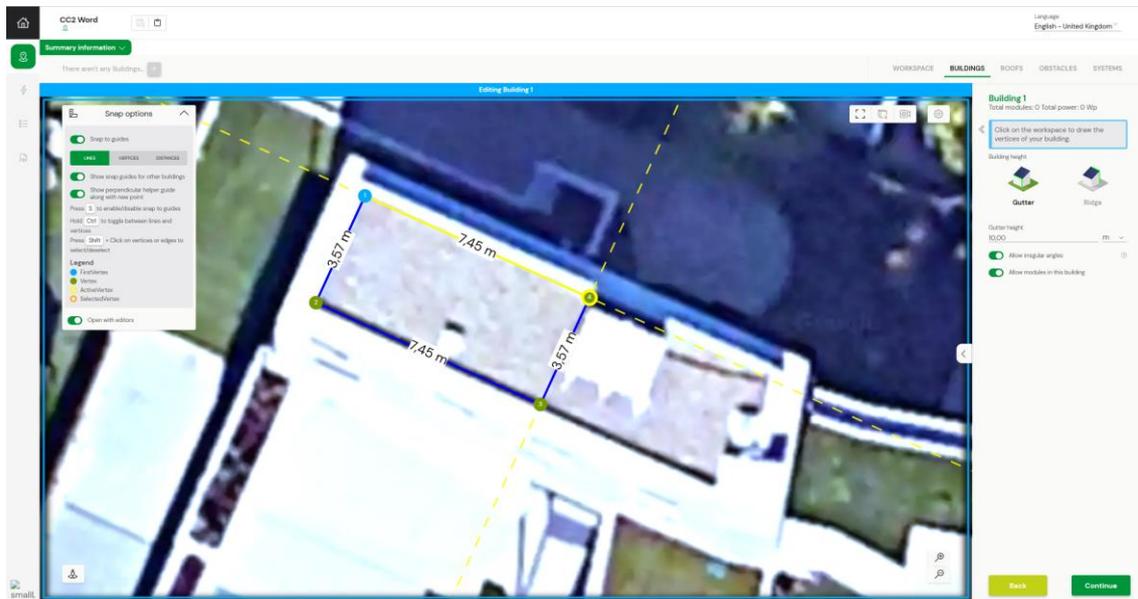


Ilustración 36: Dimensiones del tejado en el que se realiza la instalación calculada por el software

El software proporciona las dimensiones del tejado que son 3,57 metros de ancho y 7,45 de largo lo que genera un área de 26,6 metros cuadrados. En altura del edificio se selecciona *Gutter* que significa cornisa. En el siguiente paso se determina que el tejado es plano, de cemento y tiene grava.

El software da la posibilidad de añadir obstáculos como sombras o árboles, pero en este caso no será necesario pues no hay obstáculos ni sombras notables.

En el siguiente paso, aparecen los paneles colocados sobre el tejado y se muestran en la Ilustración 37. El software, al ser un dimensionador, coloca el máximo número de paneles que caben en el área determinada. En este caso el software calcula que caben 6 paneles de la potencia elegida y por lo tanto resulta en una instalación de 2,73 kW.

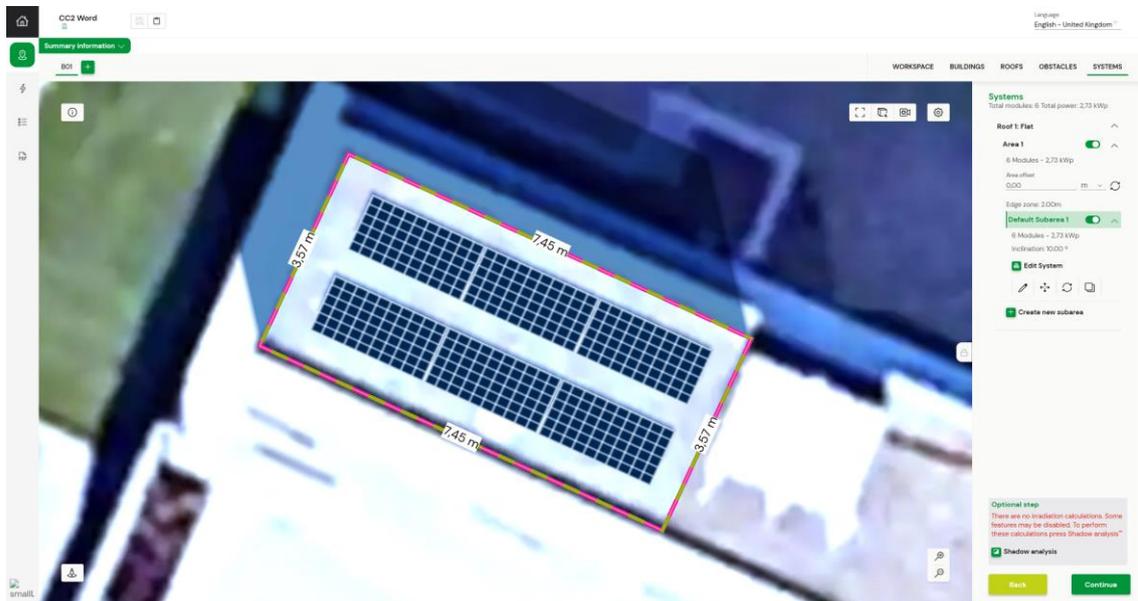


Ilustración 37: Colocación de los paneles en el tejado mediante el software de Amara

El software permite cambiar el modo de colocación de los paneles (horizontal y vertical), así como definir la orientación o los grados Azimut. En este caso se mantendrán las configuraciones por defecto del programa: inclinación 10° y colocación horizontal de los paneles en dirección sur.

El siguiente paso es seleccionar el inversor que se utilizará para la instalación.

En este caso aparece una opción de SMA y cuatro opciones de Fronius. Se selecciona el inversor SMA Sunny Tripower 3.0 AV-40 [15] que se muestra en la Ilustración 38.



Ilustración 38: Inversor SMA Sunny Tripower elegido para la instalación

Después de seleccionar el inversor se establece el modo de conexión de los paneles que se muestra en la Ilustración 39.

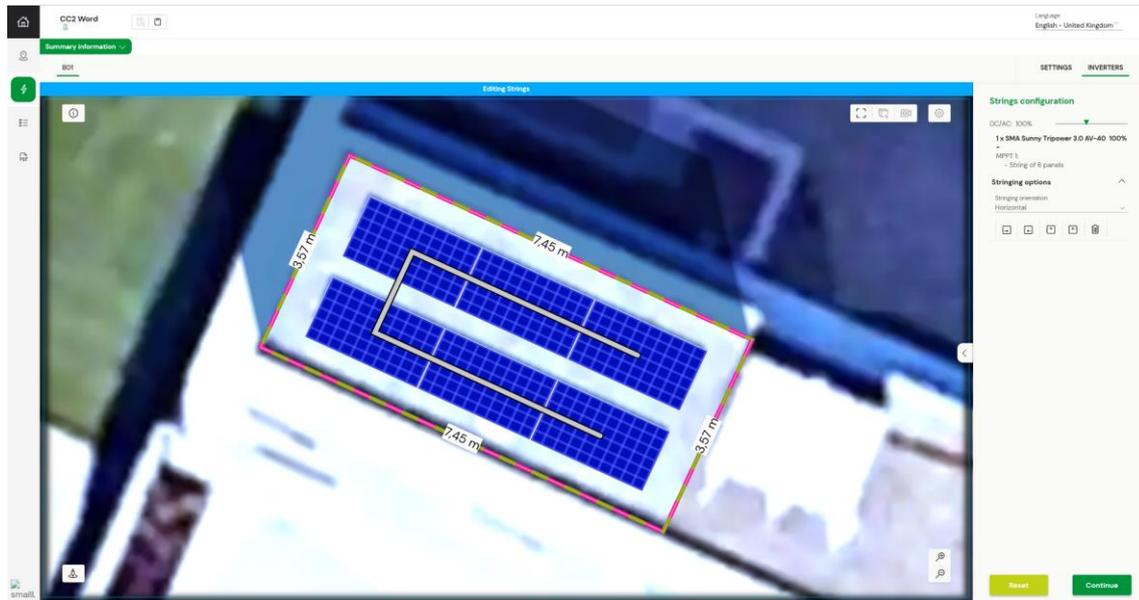


Ilustración 39: Modo de conexión de los paneles

Al terminar este paso el software proporciona la oferta con la oferta residencial, un análisis estructural o la lista de materiales necesarios para la instalación. Esta última es incluida en el ANEXO IV: Lista de materiales de la instalación.

10.3 ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE LA POTENCIA INSTALADA

Una vez sabemos que la potencia máxima que se podría instalar son 2,73 kW_p se estudia la rentabilidad de este caso introduciendo este valor de potencia en el modelo.

A continuación, se muestra la Tabla 7 con los flujos de caja y cálculos de la rentabilidad para el caso de 2,73 kW sin excedentes.

Potencia	2,73					
Año	O&M	FCF	Total	Cash Inflow	TIR	4,60%
2023		-3442,41906	-3442,41906	-3442,41906	VAN	-106,40 €
2024	-27,3	457,85747	430,55747	-3011,86159	PB	No rentable
2025	-27,3	401,455531	374,155531	-2637,70606		
2026	-27,3	310,154445	282,854445	-2354,85162		
2027	-27,3	287,98353	260,68353	-2094,16809		
2028	-27,3	271,560256	244,260256	-1849,90783		
2029	-27,3	261,894142	234,594142	-1615,31369		
2030	-27,3	260,57718	233,27718	-1382,03651		
2031	-27,3	259,829902	232,529902	-1149,50661		
2032	-27,3	259,439917	232,139917	-917,366689		
2033	-27,3	259,736839	232,436839	-684,929851		
2034	-27,3	261,672	234,372	-450,557851		
2035	-27,3	265,347265	238,047265	-212,510586		
2036	-27,3	267,803766	240,503766	27,9931797		
2037	-27,3	268,317893	241,017893	269,011072		
2038	-27,3	270,005016	242,705016	511,716088		
2039	-27,3	271,402127	244,102127	755,818216		
2040	-27,3	274,034321	246,734321	1002,55254		
2041	-27,3	273,380791	246,080791	1248,63333		
2042	-27,3	272,101305	244,801305	1493,43463		
2043	-27,3	270,436858	243,136858	1736,57149		

Tabla 7: Flujos de caja de la potencia instalada en el caso sin excedentes

Se observa que al hacer el cálculo del VAN y el TIR sale como no rentable al obtener un VAN negativo y un TIR inferior al 5% que es la tasa que se utiliza para calcular el VAN.

A continuación, se muestra la Tabla 8 de los flujos de caja para el caso con venta de excedentes.

Potencia	2,73					
Año	O&M	FCF	Total	Cash inflow	TIR	4,92%
2023		-3442,41906	-3442,41906	-3442,41906	VAN	-22,65 €
2024	-27,3	473,136271	445,836271	-2996,58279	PB	No rentable
2025	-27,3	413,64151	386,34151	-2610,24128		
2026	-27,3	317,602969	290,302969	-2319,93831		
2027	-27,3	294,347872	267,047872	-2052,89044		
2028	-27,3	277,105693	249,805693	-1803,08475		
2029	-27,3	266,992257	239,692257	-1563,39249		
2030	-27,3	265,634281	238,334281	-1325,05821		
2031	-27,3	264,847685	237,547685	-1087,51052		
2032	-27,3	264,317948	237,017948	-850,492576		
2033	-27,3	264,741629	237,441629	-613,050947		
2034	-27,3	266,869594	239,569594	-373,481353		
2035	-27,3	270,546997	243,246997	-130,234356		
2036	-27,3	273,066398	245,766398	115,532042		
2037	-27,3	273,52067	246,22067	361,752712		
2038	-27,3	275,414287	248,114287	609,866999		
2039	-27,3	276,799761	249,499761	859,36676		
2040	-27,3	279,585776	252,285776	1111,65254		
2041	-27,3	278,779628	251,479628	1363,13216		
2042	-27,3	277,415789	250,115789	1613,24795		
2043	-27,3	275,536245	248,236245	1861,4842		

Tabla 8: Flujos de caja de la potencia instalada en el caso con excedentes

En este caso el VAN también sale negativo por lo que tampoco se considera una inversión rentable.

Esto se debe a que la inversión inicial que hay que hacer de 3442 € tarda mucho en recuperarse porque el autoconsumo no genera un gran ahorro en la factura de la luz en este caso en concreto, debido a diversos factores.

En primer lugar, el consumo de esta vivienda es muy elevado. Por ejemplo, en el año comprendido entre el 1 de abril de 2022 y el 31 de marzo de 2023 el consumo total anual fue de 25.642 kWh. Esto es muy alto comparado con la media de consumo anual de España de viviendas. Una casa española consume de media 3.000 kWh al año y una casa grande puede llegar a 12.000 kWh [17]. Por lo tanto, el consumo de esta vivienda está muy por encima de

la media por lo que es casi imposible cubrir con autoconsumo este elevado consumo, incluso en las horas de sol.

Con una instalación de 2,73 kWp se generan de media 11,82 kW al día, promedio hecho con los datos de producción solar del primer año de la instalación. Es más, este promedio bajará a medida que con el paso de los años se degraden los paneles solares. El consumo promedio diario de la vivienda es de unos 70 kWh por lo que la instalación de autoconsumo cubre solo el 17% del consumo. Es por esto por lo que no se produce un gran ahorro en la factura de la luz y además casi nunca se generarán excedentes por lo que su venta tampoco genera un gran beneficio añadido. El flujo de caja total positivo en los 20 años de vida útil de la instalación es en promedio de 292 € al año, es decir un número bajo en comparación con la inversión inicial necesaria de 3.442 €.

Todo esto se une a que según se predice y se ha tenido en cuenta en el modelo, el precio de la electricidad bajará en los próximos años y más en las horas de luz por el uso de la fotovoltaica que hace bajar la demanda de la luz en estas horas. Esto es un impedimento más para que el ahorro con autoconsumo sea significativo ya que al ser barata la electricidad, casi no hay diferencia entre tener autoconsumo o no tenerlo.

Por lo tanto, para este caso, una vivienda con un consumo muy elevado y un espacio limitado para poner los paneles solares la inversión no es rentable.

Existen algunas alternativas que podrían mejorar la rentabilidad de la instalación.

10.3.1 INSTALACIÓN CON PANELES SOLARES BIFACIALES

Una alternativa factible y atractiva es el uso de paneles solares bifaciales, paneles que pueden producir por ambas caras por el uso de suelos reflectantes. Con estos paneles se aumenta la producción solar y por lo tanto es posible aumentar el ahorro en la factura de la luz. Esto es en comparación con el uso de paneles solares estándar que son los que se han utilizado en el caso base en el que se estudiaba la rentabilidad de la instalación.

Según diversas fuentes, los paneles solares bifaciales pueden producir hasta un 30 % al captar la radiación y producir en ambas caras del panel. En el diseño de instalaciones fotovoltaicas con paneles bifaciales se define el concepto de albedo como el ratio de la radiación reflejada con respecto a la radiación incidente [17]. Este cociente depende del tipo de suelo que haya o las condiciones de este, pero en España los promedios anuales son aproximadamente de un 20%. Una instalación de paneles solares bifaciales también requiere cierta separación entre filas de paneles y una mayor altura de la estructura que sujeta el panel, aunque este último factor influye en el peso de los lastres de la estructura.

Según la empresa DS New Energy, el albedo de una superficie de grava blanca, como la del tejado del lugar de la instalación es de un 27% [18]. En la mayoría de los casos se habla de un aumento de la producción solar entre un 5 y un 30% [19].

Por lo tanto, los paneles solares bifaciales captan más luz y por lo tanto producen más, pero también influyen en el CAPEX, aumentándolo, ya que este tipo de paneles son más caros. El precio de los paneles de la marca LONGI que se han utilizado para las simulaciones del caso base es de 150 € aproximadamente. Con el catálogo de Amara comparando paneles solares de la marca LONGI de la misma potencia [14], se llega a la conclusión de que los paneles solares bifaciales son aproximadamente un 6% más caros que los paneles estándar.

Por lo tanto, para estudiar la rentabilidad de realizar la instalación con los paneles solares bifaciales se tendrá en cuenta que la producción solar es un 15% más y que el precio de la inversión es un 6% mayor.

Estos paneles también se pueden encontrar en el catálogo de Amara y podrían usarse en el dimensionador.

Se utiliza el modelo para insertar los cambios sobre la irradiación y el precio de la inversión y se recogen los flujos de caja para el caso de los paneles bifaciales para estudiar su rentabilidad.

A continuación, se muestran la Tabla 9 para el caso sin venta de excedentes y la Tabla 10 para el caso con venta de excedentes, para la instalación de los paneles bifaciales.

Potencia	2,73 Bifacial					
Año	O&M	FCF	Total	Cash Inflow	TIR	5,52%
2023		-3648,96421	-3648,96421	-3648,96421	VAN	148,70 €
2024	-27,3	514,582633	487,282633	-3161,68157	PB	12 años
2025	-27,3	451,307392	424,007392	-2737,67418		
2026	-27,3	348,569847	321,269847	-2416,40433		
2027	-27,3	324,218588	296,918588	-2119,48575		
2028	-27,3	305,676188	278,376188	-1841,10956		
2029	-27,3	294,731045	267,431045	-1573,67851		
2030	-27,3	293,097342	265,797342	-1307,88117		
2031	-27,3	292,432555	265,132555	-1042,74862		
2032	-27,3	291,915765	264,615765	-778,132851		
2033	-27,3	292,622748	265,322748	-512,810103		
2034	-27,3	294,787468	267,487468	-245,322636		
2035	-27,3	298,911827	271,611827	26,2891914		
2036	-27,3	301,564332	274,264332	300,553523		
2037	-27,3	302,131684	274,831684	575,385207		
2038	-27,3	304,429719	277,129719	852,514926		
2039	-27,3	306,082644	278,782644	1131,29757		
2040	-27,3	308,919731	281,619731	1412,9173		
2041	-27,3	308,125712	280,825712	1693,74301		
2042	-27,3	306,833602	279,533602	1973,27662		
2043	-27,3	304,896893	277,596893	2250,87351		

Tabla 9: Flujos de caja para la instalación de paneles solares bifaciales en el caso sin venta de excedentes

Potencia	2,73					
Año	O&M	FCF	Total	Cash inflow	TIR	5,99%
2023		-3648,96421	-3648,96421	-3648,96421	VAN	282,70 €
2024	-27,3	538,862657	511,562657	-3137,40155	PB	12 años
2025	-27,3	470,689032	443,389032	-2694,01252		
2026	-27,3	360,556855	333,256855	-2360,75566		
2027	-27,3	334,303515	307,003515	-2053,75215		
2028	-27,3	314,504607	287,204607	-1766,54754		
2029	-27,3	302,867479	275,567479	-1490,98006		
2030	-27,3	301,206881	273,906881	-1217,07318		
2031	-27,3	300,450987	273,150987	-943,922194		
2032	-27,3	299,821322	272,521322	-671,400872		
2033	-27,3	300,626463	273,326463	-398,074409		
2034	-27,3	303,059042	275,759042	-122,315367		
2035	-27,3	307,254668	279,954668	157,639301		
2036	-27,3	310,056921	282,756921	440,396221		
2037	-27,3	310,602582	283,302582	723,698803		
2038	-27,3	313,071819	285,771819	1009,47062		
2039	-27,3	314,755168	287,455168	1296,92579		
2040	-27,3	317,830966	290,530966	1587,45676		
2041	-27,3	316,873185	289,573185	1877,02994		
2042	-27,3	315,403551	288,103551	2165,13349		
2043	-27,3	313,239468	285,939468	2451,07296		

Tabla 10: Flujos de caja para la instalación de paneles solares bifaciales en el caso sin venta de excedentes

En este caso, los dos casos, tanto con venta de excedentes como sin ella, salen rentables, es decir, la inversión presenta un VAN positivo.

De nuevo, los valores obtenidos son bajos y el periodo de retorno de la inversión grande, pero al menos ahora sería una instalación viable y podría llegar a considerarse.

A pesar de ser una inversión con una rentabilidad baja, sí que presenta ventajas ambientales y puede ser la motivación para realizar la instalación desde un primer momento.

Capítulo 11. CONCLUSIONES

11.1 VALORACIÓN DE LA INVERSIÓN

Con el análisis de la rentabilidad realizado para varias potencias y tipos de paneles, es el momento de realizar una valoración sobre si invertir o no en la instalación fotovoltaica.

El último caso de paneles bifaciales con venta de excedentes es el que resulta más rentable, por lo que realizaré una valoración sobre si realizar o no esta inversión y por lo tanto instalar o no los paneles solares en esta vivienda.

El caso de los paneles bifaciales en una instalación de 2,73 kW supone una inversión inicial de 3649 €, es decir, 1261 €/kWp. Este precio entra dentro de lo esperado a la hora de realizar una instalación en una vivienda en España. El punto negativo de la inversión en este caso es el limitado espacio que hay en la vivienda comparado con lo que se necesitaría para poder hacer frente al consumo elevado que tiene. Se trata de una vivienda grande, con unos 500 m², donde el espacio para colocar los paneles es muy reducido con apenas 27 m² donde solo caben seis paneles solares. En viviendas de más de 300 m² y con más de 5 usuarios, como es el caso de esta, se recomienda poner de 10 a 14 paneles. Si además, se tiene en cuenta el elevado consumo de esta casa, el número de paneles debería ser aún más elevado. Si se quiere cubrir al menos el 50% del consumo, se deberían instalar 16 paneles solares (de 500W) aproximadamente, es decir, una instalación de 8 kWp. Teniendo en cuenta que, tras la simulación hecha con el software, se llega a la conclusión de que solo caben 6 paneles solares de 455 W, es decir una instalación de 2,73 kWp, esta instalación parece no ser muy adecuada con las condiciones que se tienen ya que solo es posible cubrir el 17% del consumo, una fracción baja.

Existen maneras de poner más paneles solares en el tejado en cuestión. Por ejemplo, se pueden usar unas estructuras de la empresa Van der Valk que permiten calcular manualmente los pesos que hay que poner en ellas y así ajustar para que quepan más paneles. En este caso

el dimensionador siempre sobredimensiona estos lastres pues tiene en cuenta la regulación y metodología estándar de colocación de paneles solares.

Otra opción es usar estructuras en dos alturas que permiten poner dos paneles solares por estructura, pero esto también requeriría más peso en las estructuras para evitar el efecto vela, que al ser una estructura más alta se daría en mayor medida. Todas estas alternativas y supuestos son posibilidades del mercado que pueden ser consultadas con un profesional.

Aun así, cabe destacar que la instalación tiene una eficiencia promedio del 35%, valor que es muy elevado y favorable por lo que se concluye que el lugar en el que se plantea realizar la instalación es un lugar con muchas horas de sol y un valor alto de irradiación. Si hubiesen cabido más paneles solares, sería una instalación con un alto rendimiento.

En cuanto al aspecto económico de la inversión, el VAN y el TIR obtenidos son valores muy bajos, aunque salga rentabilidad positiva, es una inversión poco atractiva y rentable para el inversor. En una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar el TIR suele estar entre un 5 y un 10%. En este caso, se obtiene un valor de 6% lo cual no es del todo negativo, pero no arroja mucha seguridad en cuanto a realizar la inversión. El ahorro que se obtiene en la factura de la luz es de 332 € al año de media, un valor poco significativo en comparación con la inversión que hace que el periodo de retorno de la inversión sea largo y se extienda hasta los 12 años.

Esto también demuestra que la creencia popular de los últimos años de que instalar paneles solares equivale a luz gratis no es verdad. Realmente el precio de la inversión es elevado y tarda años en recuperarse. No se suele tener en cuenta que el precio de la electricidad va a bajar en los próximos años debido a una disminución de la demanda de esta en las horas de luz. Esto hace que la instalación sea menos rentable, pues el ahorro se minimiza ya que la luz ya será barata de por sí.

Por todos estos aspectos, en materia económica, se considera que la inversión no es muy atractiva y no realizaría la instalación pues cubre poco consumo y realmente no genera una gran diferencia en la factura de la luz. Igual sería más viable económicamente promover un

ahorro en el consumo, haciendo un uso más eficiente y responsable de la electricidad. Medioambientalmente, la meta es reducir el consumo que se hace, bien con el uso de energías renovables o bien con el uso responsable y eficiente.

Si se estudia detenidamente el consumo de esta casa, se pueden observar patrones que de ser analizados y modificados podrían llevar a un ahorro en el consumo. Por ejemplo, en esta vivienda se observa un pico de consumo todos los días, independientemente del día de la semana o el mes, a las 8 de la mañana. Este pico en meses de verano llega a ser hasta el 160% del valor medio de consumo diario, un valor que supone una anomalía en el consumo diario y que sin duda contribuye a aumentar significativamente el consumo diario de la vivienda. Con el conocimiento de la vivienda, hay posibilidades de que esto sea una bomba de circulación de agua, que podría usarse durante menos tiempo o podría ser desactivada durante los meses de verano o los fines de semana. Otra medida que podría llevarse a cabo para reducir el consumo de la vivienda sería analizar la eficiencia del suelo radiante como método de climatización de la vivienda. Al ser una casa grande, con muchas ventanas, es difícil mantenerla caliente durante las noches de invierno y fría durante los días de verano, lo que hace que por ejemplo, el consumo nocturno en invierno sea muy elevado. Se podría hacer un análisis de cómo hacer más eficiente esta funcionalidad de la casa y probablemente adoptar medidas que requieran menos consumo o medidas alternativas de climatización, que hagan que el suelo radiante no consuma tanto.

En resumen, en esta vivienda puede conllevar más ahorro hacer un uso responsable y eficiente de la luz que la instalación de unos paneles fotovoltaicos que cubren solo una pequeña parte del consumo. También hay que tener en cuenta que en el análisis de la rentabilidad no se han tenido en cuenta las subvenciones o incentivos fiscales que hay en España por la instalación de paneles solares en una vivienda. Estos son una bonificación del IBI del 30% durante 3 años, la deducción del 40% de la inversión en el IRPF o una subvención por los fondos europeos *Next Generation*. Estos aspectos económicos hacen que la inversión sea más atractiva y de ser tenidos en cuenta, haría que mejorara la rentabilidad de esta. A estos incentivos también se suma el beneficio medioambiental que supone no solo la reducción del consumo, si no el uso de energías renovables y limpias.

Con esta valoración de la inversión, el trabajo llega a su fin y es momento de analizar si se han cumplido los objetivos que se marcaron al comienzo de este.

11.2 VALORACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS

Los objetivos que se marcaron son los que aparecen en el Anexo B y su consecución se detalla a continuación.

El primero es entender la situación energética de España y el potencial renovable del territorio, así como los objetivos de la Unión Europea de uso de renovables y descarbonización. En el Capítulo 5. de este trabajo se abordan estos temas y creo que la consecución de este objetivo es positiva pues se entiende el marco en el que se realizará el proyecto de la instalación. España se encuentra inmersa en una transición energética donde la descarbonización y aumento de renovables aparecen como las dos principales medidas. En el Acuerdo de París de 2015 y en el PNIEC se centran los objetivos a nivel internacional y nacional para controlar el aumento de temperatura, reducir la emisión de gases de efecto invernadero, alcanzar la eficiencia energética o aumentar la producción mediante renovables. Todo esto se enmarca en el potencial renovable de España, donde la fotovoltaica está en auge por las condiciones del territorio, aspecto que se comprueba posteriormente con el análisis de la irradiación de la instalación, que dota a esta de una alta eficiencia.

El segundo objetivo del trabajo es entender las ventajas y modalidades del autoconsumo, así como el funcionamiento de una instalación FV mediante el análisis de sus componentes. Esto se desarrolla en el Capítulo 6. del trabajo, donde se definen las modalidades disponibles y las ventajas del autoconsumo, de manera que se llega a entender la importancia desde el punto de vista medioambiental de plantear la instalación de placas solares. También las modalidades se usan posteriormente en el capítulo para atender a la rentabilidad de la inversión en el caso de venta de excedentes o sin ella. Se comprende también mediante la explicación de los distintos elementos de la instalación su implicación en esta y por lo tanto su funcionamiento. En el Capítulo 7. Se detallan los tipos, funcionamiento e implicación en la instalación de los paneles, el inversor, las baterías y las estructuras, partes clave de la

instalación y que posteriormente serán clave a la hora de seleccionar la instalación a realizar o los requerimientos de estos elementos.

El tercer objetivo es realizar un análisis técnico de la instalación, estudiando radiación y consumo del lugar de la instalación y se ha realizado en el Capítulo 8. Este objetivo fue largo y complicado por el gran trabajo con Excel que requería, así como el manejo de muchos datos y la extracción de conclusiones. En primer lugar, se describió el lugar de la instalación. En segundo lugar, se elaboró un año tipo de consumo y radiación para estudiar los patrones de estas magnitudes, claves a la hora de dimensionar una instalación. Se han elaborado gráficos que permiten entender estas medidas y se ha realizado un análisis técnico que permite conocer en profundidad las implicaciones que estas magnitudes tienen en la instalación.

Con el año tipo de consumo y radiación se elabora el modelo en el Capítulo 9. Este se elaboró en Excel mediante un calendario de 20 años, la vida útil de la instalación, con estas magnitudes a lo largo de los años. También se estudió en estos años la evolución del precio de la electricidad, preparando así todas las variables de entrada del modelo.

El cuarto objetivo, es el análisis de la rentabilidad económica mediante el modelo, que se realizó en el Capítulo 10. En este modelo se introducen las variables de entrada de radiación, consumo y precio para calcular los flujos de caja generados por el ahorro en la factura de la luz. También se calcula el coste de la instalación en €/kWp mediante varias simulaciones y el uso de una curva y línea de tendencia. Con esto se obtiene el precio de la inversión y junto con los flujos de caja y el gasto de O&M se calculan el VAN y el TIR de la inversión. Se tiene en cuenta también la limitación del espacio a la hora de colocar los paneles en el tejado y con ello se valora la inversión de la instalación que aparece como la más favorable, tras la consideración de ciertas variaciones y condiciones.

Con esto se llega al quinto objetivo de proporcionar una conclusión sobre la viabilidad y requerimientos de la instalación en el Capítulo 11. Con todos los datos recogidos a través del modelo y el análisis de las diferentes variables y parámetros de la rentabilidad, se puede

elaborar una conclusión sobre el trabajo y posibles soluciones o alternativas a los escenarios estudiados.

Con todo esto se concluye que se han cumplido los objetivos marcados en el Anexo B y que el Trabajo Final de Grado ha sido realizado satisfactoriamente. Además, también se cumple la alineación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, que se desarrollan de manera más extensa en el Anexo B.

En cuanto al cronograma de trabajo del anexo B, ha habido un mes más de trabajo que lo esperado, pero entra dentro de fecha presentación, por lo que la valoración de este aspecto también es positiva.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» 2020.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica,» 2020.
- [3] European Commission, «Photovoltaic Geographical Information System,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [4] O. d. M. Ibérico, «OMIP,» [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/en>.
- [5] AmaraNZero, «Elementos de Autoconsumo».
- [6] Ministerio de la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Hoja de Ruta de Autoconsumo,» 2021.
- [7] Red Eléctrica Española, «La eólica y la fotovoltaica batieron récord de generación eléctrica en España en 2022,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/12/la-eolica-y-fotovoltaica-batieron-record-de-generacion-electrica-en-espana-en-2022>.
- [8] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, «IDAE,» [En línea]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/que-es-el-autoconsumo#:~:text=Buscar-,%C2%BFQu%C3%A9%20es%20el%20autoconsumo%3F,otros%20sistemas%20de%20generaci%C3%B3n%20renovable..>

- [9] I-DE Iberdrola, «I-DE Iberdrola,» [En línea]. Available: <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/autoconsumo-electrico/modalidades-con-y-sin-excedentes>.
- [10] Sunfer, «Selector Sunfer,» [En línea]. Available: <https://sunferenergy.com/wp-content/uploads/Selector-Sunfer-12.pdf>.
- [11] Agencia Estatal de Meteorología, «Atlas de Radiación Solar en España,» [En línea]. Available: https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar.
- [12] L. Merino, «Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias,» 25 Abril 2023. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/entrevistas/a-como-no-metamos-almacenamiento-en-2030-20230425>.
- [13] Endesa, «Endesa, la electrificación de la economía,» 13 Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/que-es-electrificacion-clave-descarbonizacion>.
- [14] Solarix, «Análisis de producto: paneles solares LONGI,» [En línea]. Available: <https://www.solarix.es/blog/analisis-de-producto-paneles-solares-longi/>.
- [15] AmaraNZero, «Catálogo de módulos fotovoltaicos,» [En línea]. Available: <https://amaranzero.es/catalogo/solar/modulos/110-0032-longi-lr4-72hph-455-himo4-new-evo2-1500v>.
- [16] Amara, «Catálogo de inversores fotovoltaicos,» [En línea]. Available: <https://amaranzero.es/catalogo/solar/inversores/200-0063-sma-sunny-tripower-30-av-40>.

- [17] Naturgy, «¿Cuánta electricidad consume una casa?,» 28 octubre 2022. [En línea]. Available: https://www.naturgy.es/hogar/blog/cuanta_electricidad_consume_una_casa.
- [18] Iberdrola, «Paneles Bifaciales: ¿Qué los hace diferentes?,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>.
- [19] DS New Energy, «Los paneles solares bifaciales aumentan el potencial de salida de potencia,» [En línea]. Available: <https://www.dsisolar.com/info/bifacial-solar-panels-give-increased-power-out-36667489.html>.
- [20] Inarquia, «Paneles Solares Bifaciales: Qué son, Ventajas y Precios,» [En línea]. Available: <https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/>.
- [21] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.

ANEXO I: ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS ODS

Los objetivos de desarrollo sostenible son objetivos fijados por las Naciones Unidas que tienen como motivación erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar prosperidad, con metas concretas que deben alcanzarse para 2030 [21].

Este trabajo contribuye en cierta medida a estos objetivos por promover con el autoconsumo la eficiencia energética, la sostenibilidad, la descarbonización y aspectos colaterales como la creación de empleo o el crecimiento de la economía.

A continuación, se detalla la alineación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

- **Objetivo 7:** garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Este objetivo aboga por un progreso en el acceso a la energía, la eficiencia energética y la energía renovable. Esto se debe a que la energía es el factor que más afecta al cambio climático por las emisiones de gases de efecto invernadero que produce. Este proyecto contribuye a este objetivo con el análisis e instalación de la energía fotovoltaica, una energía limpia que además aumenta la eficiencia energética y reduce la dependencia de fuentes de energía no sostenibles y que producen gases de efecto invernadero.
- **Objetivo 8:** promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos. El autoconsumo proporciona independencia y autosuficiencia energética ya que permite reducir y estabilizar los costes energéticos a largo plazo. Además, el mercado de las energías renovables es un mercado en crecimiento que puede impulsar el crecimiento económico con la creación de empleo y el desarrollo de la industria.
- **Objetivo 9:** promueve la industrialización inclusiva y sostenible, junto con la innovación y la infraestructura de manera que se descubran soluciones para los

desafíos económicos y medioambientales. Una instalación de autoconsumo es una infraestructura sostenible y utiliza la innovación para la generación de electricidad de manera limpia y cada vez más eficiente. Fomenta así el desarrollo de la industria eficiente y que supone una solución para el reto medioambiental.

- Objetivo 11: lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles. La mayoría de la población vive en núcleos urbanos y estos núcleos constituyen el 70% de las emisiones de carbono mundiales y más del 60% de la utilización de recursos. El autoconsumo contribuye a lograr este objetivo pues el uso de energías renovables reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y utiliza recursos naturales creando ciudades sostenibles.
- Objetivo 12: garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles. Este objetivo tiene como meta la reducción de los recursos de manera destructiva sobre el planeta y reducir la degradación medioambiental. El consumo y la producción sostenible consisten en aumentar la eficiencia y promover hábitos sostenibles. El autoconsumo está en línea con este objetivo pues produce y consume energía limpia abogando por la sostenibilidad.
- Objetivo 13: adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático. Esto requiere la reducción de los gases de efecto invernadero para frenar el aumento de la temperatura global. Como se describe en este proyecto, el autoconsumo aparece como una de las medidas principales para lograr los objetivos de París de 2015 donde se fija un objetivo de mantener dentro de un límite el aumento de la temperatura global. Con las energías renovables se reducen las emisiones de los gases de efecto invernadero y por lo tanto se contribuye al cuidado del medioambiente.
- Objetivo 17: revitalizar la alianza mundial para el desarrollo sostenible. Como se define en el proyecto, España está comprometida con el desarrollo de la energía renovable pues ha fijado sus propios objetivos en el PNIEC para cumplir con el acuerdo de París y contribuir a las metas de la Unión Europea. También España ofrece subvenciones y ayudas para los auto consumidores por lo que se puede decir que está contribuyendo a la alianza mundial para el desarrollo sostenible.

ANEXO II: APUNTAMIENTO FOTOVOLTAICO

Invierno	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	1,45	1,483	1,516	1,549	1,549	1,537	1,524	1,512	1,499	1,487	1,474	1,462	1,449	1,437	1,424	1,412	1,399
2	1,25	1,283	1,316	1,349	1,349	1,337	1,324	1,312	1,299	1,287	1,274	1,262	1,249	1,237	1,224	1,212	1,199
3	1,1	1,133	1,166	1,199	1,199	1,187	1,174	1,162	1,149	1,137	1,124	1,112	1,099	1,087	1,074	1,062	1,049
4	1,07	1,103	1,136	1,169	1,169	1,157	1,144	1,132	1,119	1,107	1,094	1,082	1,069	1,057	1,044	1,032	1,019
5	1	1,033	1,066	1,099	1,099	1,087	1,074	1,062	1,049	1,037	1,024	1,012	0,999	0,987	0,974	0,962	0,949
6	1,12	1,087	1,054	1,021	1,021	1,034	1,046	1,059	1,071	1,084	1,096	1,109	1,121	1,134	1,146	1,159	1,171
7	1,22	1,187	1,154	1,121	1,121	1,134	1,146	1,159	1,171	1,184	1,196	1,209	1,221	1,234	1,246	1,259	1,271
8	1,05	1,017	0,984	0,951	0,951	0,964	0,976	0,989	1,001	1,014	1,026	1,039	1,051	1,064	1,076	1,089	1,101
9	1	0,967	0,934	0,901	0,901	0,914	0,926	0,939	0,951	0,964	0,976	0,989	1,001	1,014	1,026	1,039	1,051
10	0,93	0,897	0,864	0,831	0,831	0,844	0,856	0,869	0,881	0,894	0,906	0,919	0,931	0,944	0,956	0,968	0,981
11	0,9	0,867	0,834	0,801	0,801	0,814	0,826	0,839	0,851	0,864	0,876	0,889	0,901	0,914	0,926	0,938	0,951
12	0,87	0,837	0,804	0,771	0,771	0,784	0,796	0,809	0,821	0,834	0,846	0,859	0,871	0,884	0,896	0,908	0,921
13	0,85	0,817	0,784	0,750	0,750	0,763	0,775	0,788	0,800	0,813	0,825	0,838	0,850	0,863	0,875	0,888	0,900
14	0,72	0,687	0,654	0,621	0,621	0,634	0,646	0,659	0,671	0,684	0,696	0,709	0,721	0,733	0,746	0,758	0,771
15	0,7	0,667	0,634	0,601	0,601	0,614	0,626	0,639	0,651	0,664	0,676	0,689	0,701	0,713	0,726	0,738	0,751
16	0,65	0,617	0,584	0,551	0,551	0,564	0,576	0,589	0,601	0,614	0,626	0,639	0,651	0,664	0,676	0,688	0,701
17	0,6	0,567	0,534	0,501	0,501	0,514	0,526	0,539	0,551	0,564	0,576	0,589	0,601	0,613	0,626	0,638	0,651
18	0,56	0,593	0,626	0,659	0,659	0,647	0,634	0,622	0,609	0,597	0,584	0,572	0,559	0,547	0,534	0,522	0,509
19	0,68	0,713	0,746	0,779	0,779	0,767	0,754	0,742	0,729	0,717	0,704	0,692	0,679	0,667	0,654	0,642	0,629
20	0,87	0,903	0,936	0,969	0,969	0,957	0,944	0,932	0,919	0,907	0,894	0,882	0,869	0,857	0,844	0,832	0,819
21	1,2	1,233	1,266	1,299	1,299	1,287	1,274	1,262	1,249	1,237	1,224	1,212	1,199	1,187	1,174	1,162	1,149
22	1,3	1,333	1,366	1,399	1,399	1,387	1,374	1,362	1,349	1,337	1,324	1,312	1,299	1,287	1,274	1,262	1,249
23	1,52	1,553	1,586	1,619	1,619	1,607	1,594	1,582	1,569	1,557	1,544	1,532	1,519	1,507	1,494	1,482	1,469
24	1,5	1,533	1,566	1,599	1,599	1,587	1,574	1,562	1,549	1,537	1,524	1,512	1,499	1,487	1,474	1,462	1,449
PROMEDIO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabla 11: Factores apuntamiento fotovoltaico para invierno

Verano	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	1,570	1,637	1,703	1,770	1,770	1,745	1,720	1,695	1,670	1,645	1,620	1,595	1,570	1,545	1,520	1,495	1,470
2	1,320	1,400	1,467	1,533	1,533	1,508	1,483	1,458	1,433	1,400	1,375	1,350	1,325	1,300	1,275	1,250	1,225
3	1,290	1,357	1,423	1,500	1,500	1,475	1,450	1,425	1,400	1,375	1,350	1,325	1,290	1,250	1,225	1,200	1,175
4	1,220	1,287	1,353	1,420	1,420	1,395	1,370	1,345	1,320	1,295	1,270	1,245	1,220	1,195	1,160	1,120	1,095
5	1,300	1,367	1,460	1,527	1,527	1,502	1,477	1,452	1,427	1,390	1,365	1,330	1,300	1,275	1,250	1,225	1,200
6	1,380	1,313	1,247	1,180	1,180	1,205	1,230	1,255	1,280	1,305	1,330	1,355	1,380	1,405	1,430	1,440	1,465
7	1,470	1,403	1,360	1,296	1,296	1,321	1,346	1,371	1,396	1,421	1,446	1,460	1,485	1,500	1,525	1,550	1,560
8	1,350	1,283	1,217	1,150	1,150	1,175	1,200	1,225	1,250	1,275	1,300	1,325	1,350	1,375	1,400	1,425	1,450
9	0,950	0,883	0,817	0,750	0,750	0,775	0,800	0,825	0,850	0,875	0,900	0,925	0,950	0,975	1,000	1,025	1,050
10	0,880	0,813	0,760	0,700	0,700	0,725	0,750	0,775	0,800	0,825	0,850	0,875	0,890	0,900	0,925	0,950	0,975
11	0,740	0,673	0,607	0,540	0,540	0,565	0,590	0,615	0,640	0,665	0,690	0,700	0,725	0,750	0,775	0,800	0,825
12	0,700	0,633	0,567	0,500	0,500	0,525	0,550	0,575	0,600	0,625	0,650	0,675	0,700	0,725	0,750	0,775	0,800
13	0,650	0,583	0,540	0,473	0,473	0,498	0,523	0,548	0,573	0,585	0,610	0,635	0,660	0,680	0,695	0,720	0,745
14	0,600	0,533	0,467	0,400	0,400	0,425	0,450	0,475	0,500	0,525	0,550	0,575	0,600	0,625	0,650	0,675	0,700
15	0,350	0,283	0,217	0,150	0,150	0,175	0,200	0,225	0,250	0,275	0,300	0,325	0,350	0,375	0,400	0,425	0,450
16	0,300	0,233	0,167	0,100	0,100	0,125	0,150	0,175	0,200	0,220	0,245	0,270	0,290	0,315	0,330	0,355	0,370
17	0,380	0,313	0,260	0,200	0,200	0,225	0,250	0,275	0,300	0,325	0,350	0,375	0,400	0,425	0,450	0,475	0,500
18	0,500	0,433	0,367	0,300	0,300	0,325	0,350	0,375	0,400	0,425	0,450	0,475	0,500	0,525	0,550	0,575	0,600
19	0,700	0,767	0,833	0,900	0,900	0,875	0,850	0,825	0,800	0,775	0,750	0,725	0,700	0,675	0,650	0,625	0,600
20	0,900	0,967	1,033	1,100	1,100	1,125	1,100	1,075	1,050	1,025	1,000	0,975	0,950	0,925	0,900	0,875	0,850
21	1,120	1,187	1,253	1,360	1,360	1,335	1,310	1,285	1,260	1,235	1,210	1,185	1,150	1,125	1,100	1,075	1,050
22	1,300	1,367	1,450	1,517	1,517	1,492	1,467	1,442	1,417	1,392	1,367	1,342	1,300	1,275	1,200	1,175	1,150
23	1,530	1,597	1,700	1,800	1,800	1,775	1,750	1,725	1,700	1,600	1,575	1,550	1,525	1,500	1,475	1,450	1,410
24	1,500	1,567	1,633	1,700	1,700	1,675	1,650	1,625	1,600	1,575	1,550	1,525	1,500	1,475	1,450	1,425	1,400
PROMEDIO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Tabla 12: Factores apuntamiento fotovoltaico para verano

ANEXO IV: LISTA DE MATERIALES DE LA INSTALACIÓN

Model	Description	Calculated Qty.	Extra Qty.	Total Qty.	Package Qty.	Unit price	Total price
774221	 VAN DER VALK Perno cabez.mart M8x20mm+aran+trca.bl	0.00	0.00	0	1	0,00 €	0,00 €
774221	 VAN DER VALK Perno cabez.mart M8x20mm+aran+trca.bl	0.00	0.00	0	1	0,00 €	0,00 €
729622	 VAN DER VALK Sop. baldosa 250x75x90mm ValkPro+	16.00	0.00	16	1	3,90 €	69,33 €
741801500	 VAN DER VALK Soporte cub. galv. L=1500x1,5mm	8.00	0.00	8	1	10,77 €	95,73 €
774221	 VAN DER VALK Perno cabez.mart M8x20mm+aran+trca.bl	4.00	0.00	4	1	0,00 €	0,00 €
724650	 VAN DER VALK Pie trasero Al ValkPro+ L10° intern.	4.00	0.00	4	1	5,87 €	26,09 €
724651	 VAN DER VALK Pie trasero Al ValkPro+ L10° lateral	4.00	0.00	4	1	6,34 €	28,18 €
724660	 VAN DER VALK Pie del. Al ValkPro+ P/L10° intern.	4.00	0.00	4	1	3,78 €	16,80 €
724661	 VAN DER VALK Pie del. Al ValkPro+ P/L10° lateral	4.00	0.00	4	1	4,59 €	20,40 €
729627	 VAN DER VALK Bloque goma elev.techo grava ValkPro+	16.00	0.00	16	1	5,50 €	97,78 €

Model	Description	Calculated Qty.	Extra Qty.	Total Qty.	Package Qty.	Unit price	Total price
742515	 VAN DER VALK Placa post. galv. ValkPro+L10° 2160mm	6.00	0.00	6	1	12,08 €	80,53 €
742555	 VAN DER VALK Sop. Lastre-g ValkPro+L10-L15° 2179mm	12.00	0.00	12	1	11,11 €	148,13 €
742540	 VAN DER VALK Placa lat. galv. ValkPro+L10° (univ.)	4.00	0.00	4	1	10,67 €	47,42 €
773320	 VAN DER VALK Perno autorr. inox M6x20mm - T30	20.00	0.00	20	1	0,15 €	3,33 €