



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DOMÉSTICA A PARTIR DE UN ANÁLISIS HORARIO DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Autor: Pedro Moreno-Cervera de la Cuesta

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Co-Director: Eva Arenas Pinilla

Madrid

Junio 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**Estudio de la rentabilidad de una instalación fotovoltaica doméstica a partir de un
análisis horario de producción y consumo**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 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.

Pedro Moreno-Cervera de la Cuesta

Fdo.: Pedro Moreno-Cervera de la Cuesta

Fecha: 10/07/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 10/07/2024

Fdo.: Eva Arenas Pinilla

Fecha: 10/07/2024



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DOMÉSTICA A PARTIR DE UN ANÁLISIS HORARIO DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Autor: Pedro Moreno-Cervera de la Cuesta

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Co-Director: Eva Arenas Pinilla

Madrid

Junio 2024

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mis tutores de este trabajo de fin de grado José Ignacio Linares Hurtado y Eva María Arenas Pinilla por acompañarme durante el desarrollo del trabajo tanto profesionalmente como personalmente habiéndole dedicado mucho trabajo y esfuerzo.

En segundo lugar, agradecer a José Luis Becerra por haber utilizado su tiempo en ayudar al perfeccionamiento de este trabajo de fin de grado.

En tercer lugar, agradecer a mis padres por haber hecho el esfuerzo de llevarme a esta gran universidad de la cual saco cosas muy útiles que acompañaran siempre.

Por último, a todas aquellas personas que me han ayudado de una forma a la consecución de este trabajo.

ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DOMÉSTICA A PARTIR DE UN ANÁLISIS HORARIO DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Autor: Moreno-Cervera de la Cuesta, Pedro.

Directores: Linares Hurtado, José Ignacio; Arenas Pinilla, Eva María.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo evalúa la rentabilidad de instalaciones fotovoltaicas domésticas en diferentes regiones de España, considerando distintas metodologías de balance energético. Los resultados muestran que el balance horario, exigido por la regulación, proporciona diferencias significativas y una evaluación más precisa de la rentabilidad de las instalaciones en comparación con el balance mensual, revelando divergencias sustanciales en las tarifas eléctricas y periodos de retorno según la localización geográfica.

Palabras clave: Energía Fotovoltaica, Rentabilidad, Autoconsumo, Balance Energético, España.

1. Introducción

El objetivo principal de este proyecto es analizar la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas domésticas utilizando tres ciudades españolas (Bilbao, Madrid y Sevilla) y evaluando el impacto de diferentes métodos de balance energético. Se pretende proporcionar una evaluación precisa que sirva como guía para futuras inversiones en autoconsumo fotovoltaico.

2. Definición del proyecto

Este estudio aborda la problemática del autoconsumo energético en instalaciones fotovoltaicas domésticas, centrandó su análisis en la comparación entre los balances energéticos horarios y mensuales. El enfoque se basa en simulaciones realizadas con PVSYST y análisis de datos mediante Excel, considerando factores como la demanda energética, la producción fotovoltaica y las tarifas eléctricas.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Se han utilizado herramientas de simulación como PVSYST y PVGIS para modelar la producción horaria de las instalaciones fotovoltaicas. Los análisis se realizaron para dos

tipos de viviendas: unifamiliar con una potencia pico instalada de 2,9 kW y bloque de viviendas con 1,66 kW, utilizando paneles Longui de 415 Wp e inversores Huawei.

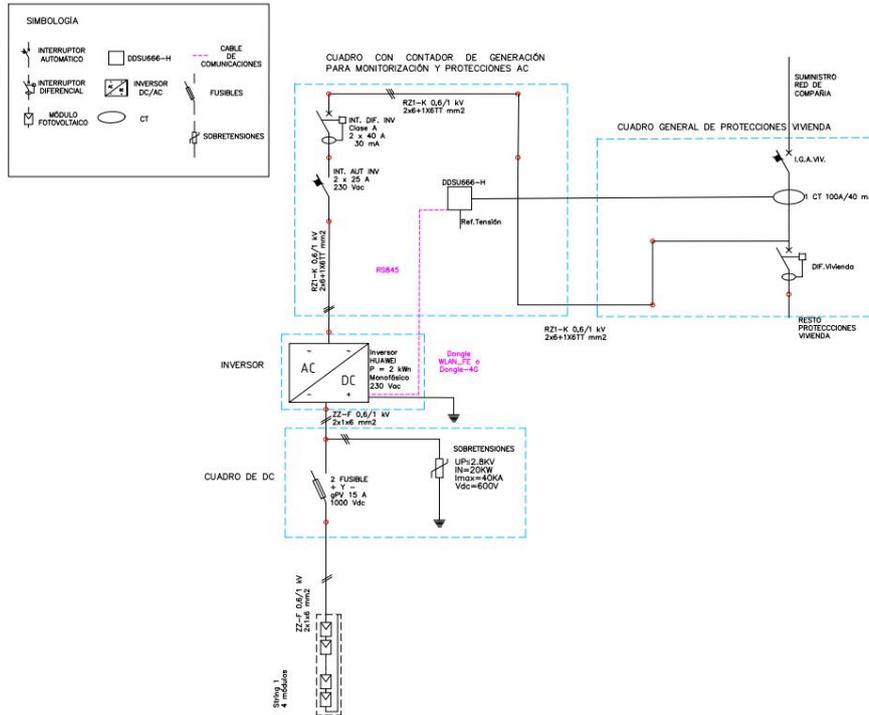


Ilustración 1.1 Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica doméstica

4. Resultados

El análisis revela que el balance horario conlleva costes de electricidad superiores comparado con el balance mensual, debido a la mayor precisión en la contabilización de excedentes y picos de demanda. En localidades con mayor radiación solar, como Madrid y Sevilla, se observan ahorros más significativos que en ciudades como Bilbao.

Ilustración 1.2 Coste de la electricidad en instalación doméstica en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético en vivienda unifamiliar

	Tipo de balance	Bilbao		Madrid		Sevilla		Sin fotovoltaica
		Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual	
Coste(€)	Enero	85,71	82,31	71,99	60,09	68,63	57,35	110,02
	Febrero	58,51	51,02	46,54	27,62	45,46	28,05	87,29
	Marzo	50,17	36,01	40,01	14,79	38,77	13,89	91,51
	Abril	39,53	24,83	29,80	1,61	31,07	5,05	83,38
	Mayo	31,18	11,37	22,91	-2,70	24,26	-2,00	78,45
	Junio	31,49	11,86	21,32	-4,12	23,22	-2,72	77,93
	Julio	38,35	19,23	26,96	-2,57	29,03	-0,93	88,00
	Agosto	42,12	23,88	28,83	-1,64	30,38	-0,42	88,22
	Septiembre	36,91	18,14	26,54	-1,54	27,59	-0,69	75,40
	Octubre	41,92	28,36	32,03	6,66	31,70	6,19	73,85
	Noviembre	66,31	60,29	53,54	36,10	50,58	32,80	88,88
	Diciembre	81,71	79,08	68,38	56,31	65,19	53,39	102,06
	TOTAL (€)	603,90	446,36	468,84	163,40	465,89	175,33	1045,00
	Ahorro por instalacion (€)	441,10	598,64	576,16	881,60	579,11	869,67	0,00

5. Conclusiones

El balance mensual sobreestima la rentabilidad respecto al horario, que es el reconocido por la regulación. Por tanto, es crítico realizar una simulación horaria de producción y consumo para valorar correctamente la viabilidad económica de una instalación de autoconsumo fotovoltaico doméstico. Los resultados muestran que con los criterios de dimensionado convencionales y los perfiles de demanda habituales, el autoconsumo necesita unas altas tarifas eléctricas para ser rentable, siendo más altas en las viviendas en bloque que en las unifamiliares. Para alcanzar períodos de retorno de 10 años se requiere una tarifa cercana a 20 c€/kWh en viviendas unifamiliares y cercana a 25 c€/kWh en viviendas en bloque, siempre que la ubicación no sea la cornisa cantábrica y que no se produzcan excedentes.

En cuanto a la ubicación, hay pocas diferencias entre diferentes latitudes, salvo en la cornisa cantábrica, donde la radiación se reduce significativamente, afectando a la rentabilidad.

6. Referencias

- [1] REE. (2021). Obtenido de <https://www.ree.es/es/clientes/distribuidor/gestion-medidas-electricas/consulta-perfiles-de-consumo>.
- [2] APPA. (2022). Informe anual del autoconsumo fotovoltaico.
- [3] Soria, A. (10 de mayo de 2021). Censolar. Obtenido de <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- [4] IRENA. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019.

STUDY OF THE PROFITABILITY OF A DOMESTIC PHOTOVOLTAIC INSTALLATION BASED ON HOURLY PRODUCTION AND CONSUMPTION ANALYSIS

Author: Pedro Moreno-Cervera de la Cuesta.

Supervisors: José Ignacio Linares Hurtado; Eva María Arenas Pinilla.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This work evaluates the profitability of domestic photovoltaic installations in different regions of Spain, considering different energy balance methodologies. The results show that the hourly balance provides a more accurate evaluation of the profitability of installations compared to the monthly balance, revealing significant differences in electricity tariffs and payback periods depending on the geographical location.

Keywords: Photovoltaic Energy, Profitability, Self-consumption, Energy Balance, Spain

1. Introduction

The main objective of this project is to analyze the profitability of domestic PV installations using three Spanish cities (Bilbao, Madrid and Seville) and evaluating the impact of different energy balance methods. The aim is to provide an accurate assessment that will serve as a guide for future investments in photovoltaic self-consumption.

2. Project Definition

This study addresses the issue of energy self-consumption in photovoltaic installations, focusing its analysis on the comparison between hourly and monthly energy balances. The approach is based on simulations carried out with PVSYST and data analysis using Excel, considering factors such as energy demand, photovoltaic production, and electricity tariffs.

3. Description of the Model/System/Tool

Simulation tools such as PVSYST and PVGIS were used to model the hourly production of photovoltaic installations. Analyses were conducted for two types of homes: single-

family homes with a peak installed power of 2.9 kW and apartment blocks with 1.66 kW, using Longui 415 Wp panels and Huawei inverters.

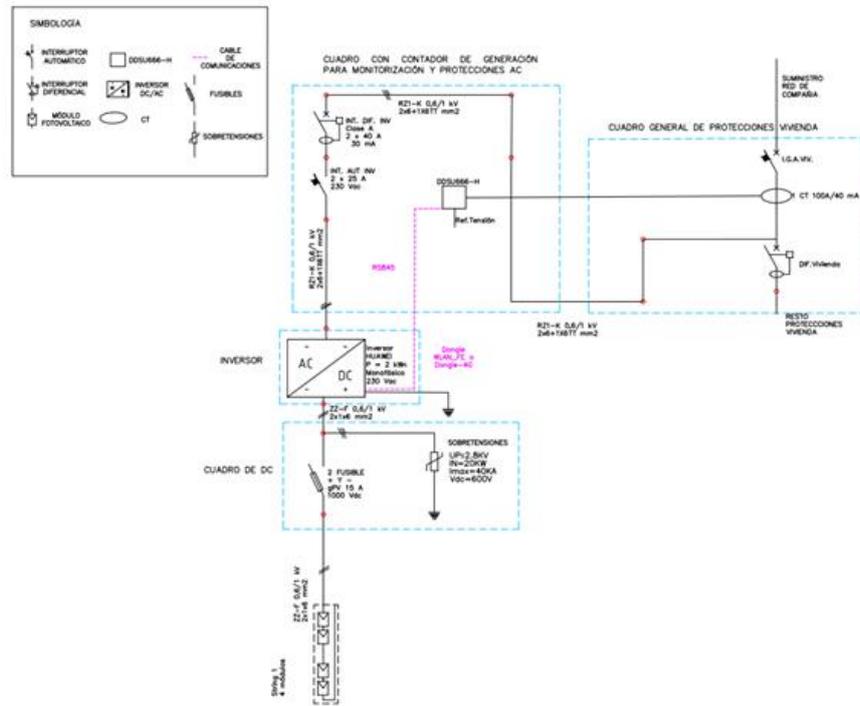


Illustration 1.3 Single-line diagram of a domestic photovoltaic system

4. Results

The analysis reveals that the hourly balance results in higher electricity costs than the monthly balance due to greater precision in accounting for surpluses and demand peaks.

Illustration 1.4 Cost of Electricity in Domestic Installation in Different Locations and Types of Energy Balance

		Bilbao		Madrid		Sevilla		Sin fotovoltaica
Tipo de balance		Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual	
Coste(€)	Enero	85,71	82,31	71,99	60,09	68,63	57,35	110,02
	Febrero	58,51	51,02	46,54	27,62	45,46	28,05	87,29
	Marzo	50,17	36,01	40,01	14,79	38,77	13,89	91,51
	Abril	39,53	24,83	29,80	1,61	31,07	5,05	83,38
	Mayo	31,18	11,37	22,91	-2,70	24,26	-2,00	78,45
	Junio	31,49	11,86	21,32	-4,12	23,22	-2,72	77,93
	Julio	38,35	19,23	26,96	-2,57	29,03	-0,93	88,00
	Agosto	42,12	23,88	28,83	-1,64	30,38	-0,42	88,22
	Septiembre	36,91	18,14	26,54	-1,54	27,59	-0,69	75,40
	Octubre	41,92	28,36	32,03	6,66	31,70	6,19	73,85
	Noviembre	66,31	60,29	53,54	36,10	50,58	32,80	88,88
	Diciembre	81,71	79,08	68,38	56,31	65,19	53,39	102,06
TOTAL (€)		603,90	446,36	468,84	163,40	465,89	175,33	1045,00
Ahorro por instalacion (€)		441,10	598,64	576,16	881,60	579,11	869,67	0,00

In locations with higher solar radiation, such as Madrid and Seville, more significant savings are observed compared to cities like Bilbao.

5. Conclusions

The monthly balance overestimates the profitability with respect to the hourly balance, which is the one recognized by the regulation. Therefore, it is critical to perform an hourly simulation of production and consumption to correctly assess the economic viability of a domestic PV self-consumption installation. The results show that with conventional sizing criteria and the usual demand profiles, self-consumption requires high electricity tariffs to be profitable, being higher in block dwellings than in single-family dwellings. To achieve 10-year payback periods, a tariff close to 20 c€/kWh is required for single-family homes and close to 25 c€/kWh for block dwellings, provided that the location is not on the Cantabrian coast and that no surpluses are produced.

In terms of location, there are few differences between different latitudes, except on the Cantabrian coast, where radiation is significantly reduced, affecting profitability.

6. References

- [1] REE. (2021). Retrieved from <https://www.ree.es/es/clientes/distribuidor/gestion-medidas-electricas/consulta-perfiles-de-consumo>.
- [2] APPA. (2022). Annual report on photovoltaic self-consumption.
- [3] Soria, A. (May 10, 2021). Censolar. Retrieved from <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- [4] IRENA. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019

Índice de la memoria

1. Introducción	5
1.1 Motivación y justificación del proyecto	7
1.2 Objetivos	8
1.2.1 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	9
2. Estado de la Cuestión	10
2.1 Situación en España.....	10
2.2 Tecnología.....	11
2.3 Regulación.....	14
2.4 Evolución de los costes	16
3. Metodología	19
3.1 Modelo de la planta fotovoltaica a analizar.....	19
3.2 Producción obtenida y demanda seleccionada	21
3.3 Localizaciones seleccionadas	22
3.4 Inversión inicial de la planta fotovoltaica	23
3.5 Análisis económico de las instalaciones.....	24
3.5.1 Viabilidad Económica	24
3.6 Análisis horario frente a análisis mensual	27
3.7 Tarifa Límite.....	29
3.8 Subvenciones.....	30
4. Resultados.....	31
4.1 Coste de las instalaciones fotovoltaicas a analizar	31
4.2 Análisis horario frente a análisis mensual	33
4.2.1 Instalación Unifamiliar	33
4.2.2 Instalación en Bloque de viviendas	37
4.2.3 Análisis Financiero	41
4.2.4 Análisis Del Perfil De Demanda	44
4.3 Tarifa eléctrica vs producción	47

4.4	Tarifa límite.....	52
4.5	Subvenciones.....	55
4.6	Comparación del peso de los paneles en una instalación domestica frente a una de gran escala.....	56
4.7	PVPC (El peso de la tarifa eléctrica).....	59
5.	<i>Conclusiones y Trabajos Futuros</i>	63
5.1	Objetivos Cubiertos y Metodología.....	63
5.2	Resultados Principales.....	63
5.2.1	<i>Producción y Demanda</i>	63
5.2.2	<i>Balance Horario vs Balance Mensual</i>	63
5.2.3	<i>Análisis Financiero</i>	64
5.2.4	<i>Impacto de la Localización</i>	64
5.2.5	<i>Subvenciones</i>	64
5.3	Aportaciones del Proyecto.....	65
5.4	Proyectos futuros.....	65
6.	<i>Bibliografía</i>	68

Índice de figuras

Figura 2.1 Evolución de la potencia instalada en España (APPA, 2023).....	11
Figura 2.3 Evolución del precio de los paneles fotovoltaicos durante últimos años (Bloomberg, 2015)	17
Figura 2.2 Evolución del precio del inversor a lo largo del tiempo ((NREL), 2018).....	17
Figura 3.1 Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica doméstica	21
Figura 3.2 Tarifa frente a ratio demanda/producción para distintos PR y su tarifa límite ..	29
Figura 4.1 <i>Desglose LCOE para instalación unifamiliar y bloque en Madrid</i>	44
Figura 4.2 Consumo y producción el 15 de febrero en Madrid.....	45
Figura 4.3 Consumo y producción el 15 de mayo en Madrid	45
Figura 4.4 Consumo y producción el 15 de agosto en Madrid.....	46
Figura 4.5 Consumo y producción el 15 de noviembre en Madrid	46
Figura 4.6 Variación de la tarifa respecto al ratio demanda/producción para distintos PR en Madrid, unifamiliar.....	48
Figura 4.7 Tarifa Eléctrica vs Ratio Demanda/Producción para Periodo de retorno 10 años	49
Figura 4.8 Tarifa Eléctrica vs Ratio Demanda/Producción para Periodo de retorno 7,5 años	49
Figura 4.9 Mapa de radiación solar Peninsular	50
Figura 4.10 Tarifa vs Demanda/producción para periodo de retorno de 10 años para distintos tipos de vivienda en Madrid y Bilbao.....	51
Figura 4.11 Tarifa Límite para instalación unifamiliar y bloque Madrid, en función de la demanda límite.	52
Figura 4.12 Tarifa Límite para instalación unifamiliar en distintas localizaciones.....	53
Figura 4.13 Tarifa Límite para instalación bloque en distintas localizaciones	54
Figura 4.14 Estándares d LCOE en el año 2024 por Lazard (Lazard, 2024)	56
Figura 4.15 Peso los componentes en el LCOE total en vivienda unifamiliar Madrid	57

Índice de tablas

Tabla 4.1 Inversión Inicial de las instalaciones	32
Tabla 4.2 Demanda instalación unifamiliar en kWh	34
Tabla 4.3 Producción fotovoltaica de instalación unifamiliar en distintas localizaciones ..	34
Tabla 4.4 Autoconsumo de la instalación unifamiliar en distintas instalaciones y distintos tipos de balance energético	35
Tabla 4.5 Excedentes de instalación unifamiliar en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético.....	36
Tabla 4.6 Coste de la electricidad en instalación unifamiliar en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético.	37
Tabla 4.7 Demanda de la instalación bloque	37
Tabla 4.8 Producción fotovoltaica de instalación bloque en distintas localizaciones	38
Tabla 4.9 Autoconsumo de la instalación bloque en distintas instalaciones y distintos tipos de balance energético.....	39
Tabla 4.10 Excedentes de instalación bloque en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético.	39
Tabla 4.11 Coste de la electricidad en instalación unifamiliar en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético.	40
Tabla 4.12 Viabilidad Económica Balance Horario Vs Mensual Instalación Unifamiliar .	41
Tabla 4.13 Viabilidad Económica Balance Horario vs Mensual Instalación Bloque	42
Tabla 4.15 Subvención necesaria para PR de 10 años en distintas instalaciones y localizaciones.....	55
Tabla 4.14 Subvención necesaria para PR de 5 años en distintas instalaciones y localizaciones.....	55
Tabla 4.16 Comparación PVPC vivienda unifamiliar	60
Tabla 4.17 Comparación PVPC vivienda bloque.....	60

1. INTRODUCCIÓN

Desde inicios del siglo XXI, las nuevas fuentes de energía eléctrica distintas de la tradicional red eléctrica, de la que todos dependemos, han ido introduciéndose cada vez más en nuestra sociedad. Dentro de estas, la producción distribuida de energía y las energías renovables se están consolidando como uno de los avances más importantes. Cada vez más, gran parte de la sociedad está adoptando estas tecnologías con el objetivo de encontrar una forma alternativa para alimentar sus hogares y no ser totalmente dependientes de las fluctuaciones en los precios del mercado eléctrico (REE, 2022). En la búsqueda del autoconsumo y de fuentes que estén comprometidas con el medio ambiente, las energías renovables presentan proyectos y resultados muy beneficiosos para el consumidor, aunque no están exentas de grandes retos debido a la dificultad en su implementación en la sociedad.

En España, una de las energías renovables cuyo desarrollo e implementación ha sido exponencial desde inicios del siglo XXI es la energía fotovoltaica. Este desarrollo ha sido impulsado por numerosos factores que hacen de España un lugar ideal para esta tecnología. En primer lugar, la abundancia de radiación solar y días soleados a lo largo del año en el territorio español posiciona a España como el país de Europa con mayor radiación solar (REE, 2022). Sin embargo, a pesar de esta ventaja, España ocupa el noveno lugar en Europa en cuanto a potencia fotovoltaica instalada, con un total de 16,7%, detrás de países como Luxemburgo, que tiene un 48,2% de potencia instalada a pesar de contar con menor radiación solar (REE, 2023). Esta discrepancia evidencia el gran potencial de desarrollo que aún tiene la energía fotovoltaica en el territorio peninsular.

Las políticas de fomento impuestas por la Unión Europea, con el objetivo de conseguir una red eléctrica totalmente descarbonizada y autosuficiente, también han impulsado este mercado de forma vertiginosa en sus primeros años de implementación. Estas políticas han promovido la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles, incentivando tanto la inversión en infraestructuras como la adopción de tecnologías renovables por parte de los consumidores y empresas.

Inicialmente, el desarrollo de la energía fotovoltaica en España se centraba en grandes plantas fotovoltaicas, creadas con el objetivo de cumplir con la transición energética impuesta por la Unión Europea, relegando el autoconsumo a un segundo plano. No obstante, los altos precios de la electricidad y el gas en los últimos años, unidos a la pandemia del COVID-19 sufrida en 2020 y a las subvenciones ofrecidas por las diversas administraciones para la instalación de sistemas de autoconsumo fotovoltaico, han provocado un crecimiento exponencial en este sector. Para dar contexto, en 2021, la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España aumentó casi un 30% respecto al año anterior (REE, 2022).

Cabe mencionar que todo lo anterior ha situado a la energía fotovoltaica como un sector esencial en la transición energética de España hacia fuentes más limpias y sostenibles, además de propiciar el surgimiento de una nueva industria que ha dado lugar a numerosas compañías pioneras en este sector. Empresas como Iberdrola y Acciona han sido clave en la proliferación de grandes plantas fotovoltaicas, mientras que muchas pequeñas y medianas empresas han surgido enfocándose en el mercado del autoconsumo.

El autoconsumo fotovoltaico, en particular, se presenta como una gran oportunidad para los consumidores españoles tanto desde el aspecto sostenible como económico. Las instalaciones fotovoltaicas permiten a los hogares y empresas generar su propia electricidad, reduciendo su dependencia de la red eléctrica y logrando importantes ahorros en sus facturas de electricidad a largo plazo. Además, la posibilidad de vender los excedentes de energía generados a la red, mediante sistemas de compensación simplificada, añade un incentivo económico adicional.

Sin embargo, a pesar de estos beneficios aparentes, surgen preguntas clave: ¿realmente cuánto supone ese ahorro?, ¿es una buena inversión?, ¿merece la pena? A lo largo de este trabajo se realizará un análisis profundo de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con el objetivo de responder a estas preguntas y proporcionar una comprensión clara de su viabilidad y rentabilidad.

El análisis considerará diferentes factores que influyen en la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, tales como la inversión inicial, los costes de mantenimiento, las subvenciones

disponibles, y las variaciones en la producción de energía según la ubicación geográfica entre otros.

1.1 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Todo lo anterior y el hecho de que la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles es uno de los grandes desafíos de nuestra era hacen que la energía fotovoltaica se perfila como una de las soluciones más prometedoras, especialmente en países con alta radiación solar como España. Sin embargo, a pesar de su potencial, la adopción de la energía fotovoltaica enfrenta varios retos, entre ellos la comprensión de su viabilidad económica y el impacto real en las finanzas de los consumidores.

Este proyecto nace de la necesidad de clarificar estos aspectos y de ofrecer una evaluación precisa sobre la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en el ámbito doméstico. La alta dependencia de los precios fluctuantes del mercado eléctrico y el creciente interés por alternativas sostenibles han generado un contexto propicio para investigar en profundidad el autoconsumo fotovoltaico. Además, el impulso de políticas favorables y las subvenciones gubernamentales han aumentado la relevancia de este estudio.

Realizar un análisis detallado que incluya los indicadores más importantes de la rentabilidad de una instalación fotovoltaica doméstica permitirá proporcionar a los consumidores y a los responsables de políticas una guía informada para la toma de decisiones. Este estudio no solo busca cuantificar los ahorros potenciales, sino también evaluar si el autoconsumo fotovoltaico es una inversión viable a largo plazo.

En definitiva, este proyecto se motiva por la urgente necesidad de avanzar hacia un modelo energético más sostenible y autosuficiente, y por el potencial de la energía fotovoltaica para contribuir significativamente a este objetivo. Evaluar de manera exhaustiva y precisa la rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo ayudará a impulsar su adopción y a maximizar sus beneficios económicos y ambientales.

1.2 OBJETIVOS

La principal área de interés de este Trabajo de fin de Grado nace de la anteriormente mencionada necesidad de estudiar la rentabilidad económica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo. En este caso, el estudio de la rentabilidad viene desde un estudio de la producción y consumo horario de una instalación con el objetivo de ver cómo cambia esta productividad si se varían cualquiera de los anteriores factores, es decir, ver cómo cambia la ganancia de la instalación, dependiendo del tamaño de la ubicación (un piso o una vivienda unifamiliar), y, por otro lado, del perfil de consumo que este emplazamiento presente.

Aparte del objetivo principal anteriormente comentado, también cabe destacar el objetivo de ver cómo cambia esa rentabilidad dependiendo de la tarifa de compra de la electricidad, comparando diferentes períodos de retorno de inversión y buscando esa tarifa límite, que hace referencia al valor en euros por kilovatio-hora al que se tiene que estar vendiendo la electricidad al consumidor para que, considerando que toda la producción se utilice, se obtenga un periodo de retorno de la inversión determinado para cada uno de los diferentes periodos.

Por otra parte, también otro evidente objetivo del trabajo es ver cómo cambia la rentabilidad de la instalación fotovoltaica dependiendo del emplazamiento geográfico en el que esta se encuentre y ser capaces de realmente cuantificar esa diferencia en términos reales.

En definitiva, el fin último del Trabajo Fin de Grado es comprobar la influencia que tiene en la rentabilidad el considerar el período de tiempo para establecer el balance neto de energía, ya que la regulación determina que ha de ser horario, pero no es extraño encontrar análisis de viabilidad que lo consideran mensual o incluso anual.

1.2.1 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), son un conjunto de 17 objetivos globales establecidos por las Naciones Unidas en 2015 como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Estos objetivos son una llamada universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y asegurar que todas las personas gocen de paz y prosperidad para el año 2030 (ONU, 2015).

Ya que uno de los objetivos principales de este proyecto es analizar todas las claves para poder estudiar la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica, se puede decir que en gran medida los objetivos del proyecto están en consonancia con los objetivos de desarrollo sostenible, principalmente con los siguientes: energía asequible y no contaminante, ciudades y comunidades sostenibles y acción por el clima.

En definitiva, el objetivo final del proyecto de entender que la rentabilidad de una instalación fotovoltaica en modalidad de autoconsumo es una herramienta más para que el consumidor se decida y apueste de forma segura por este tipo de energía renovable proliferando de esta forma su uso y por tanto apostando por la transición hacia una energía sostenible y no contaminante. Como su nombre indica, los objetivos de desarrollo sostenible tienen como objetivo un futuro descarbonizado y comprometido con la sostenibilidad, un aumento de la energía fotovoltaica afecta se alinea directamente con varios de los objetivos propuestos.

De esta manera, el objetivo final de este proyecto deja al consumidor todas las claves económicas que debe tener en cuenta y entender antes de llevar un proyecto de autoconsumo. Por lo tanto, principalmente incentiva a una energía asequible y no contaminante que esté comprometida con el desarrollo sostenible y el desarrollo de la comunidad, alineándose de esta forma principalmente con los objetivos 7 e 11 de esta declaración. El cumplimiento de estos dos objetivos de una forma u otra deriva en el objetivo 13 de esta declaración que es definitivamente la acción por el clima con el consiguiente efecto de la reducción de combustibles fósiles al apostar por energía renovable, concretamente en este caso por la energía fotovoltaica.

2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 SITUACIÓN EN ESPAÑA

Desde la proliferación de la energía fotovoltaica en España, el hecho de hacer de este tipo de energía una fuente rentable ha provocado un crecimiento vertiginoso en este sector durante los últimos años dentro de España. Los inicios de estas instalaciones vinieron dados por parte de grandes empresas de infraestructuras como Iberdrola S.A. y Acciona S.A., actores claves en el mercado español de la energía solar empezando con plantas fotovoltaicas conectadas a la red con el objetivo de abastecer la red eléctrica española y aumentar la presencia de las energías renovables en el territorio español. No obstante, aunque en los primeros años estas plantas eran la base de la energía fotovoltaica en España, durante los últimos años el sector del autoconsumo fotovoltaico ha crecido exponencialmente. En 2021 se registró un aumento de 101,84% en la instalación de nueva potencia fotovoltaica en modo de autoconsumo con respecto a 2020 (UNEF, 2022). Este crecimiento viene en parte dado principalmente por la mejora de la tecnología para estas instalaciones, unido a los cambios favorables en la legislación española y los altos precios de la electricidad sufridos durante los últimos años en España.

No obstante, es importante hablar de los últimos datos de autoconsumo obtenidos en España. Según éstos, la industria del autoconsumo fotovoltaico sigue creciendo en el territorio peninsular, aunque con una caída en el crecimiento del 32% respecto a 2022, pero un aumento del 42% respecto a 2021 (UNEF, 2024). Concretamente, la mayor caída la sufre el sector residencial con una reducción del 49% en instalación (APPA, 2023). Toda esta evolución se puede ver en la Figura 2.2.

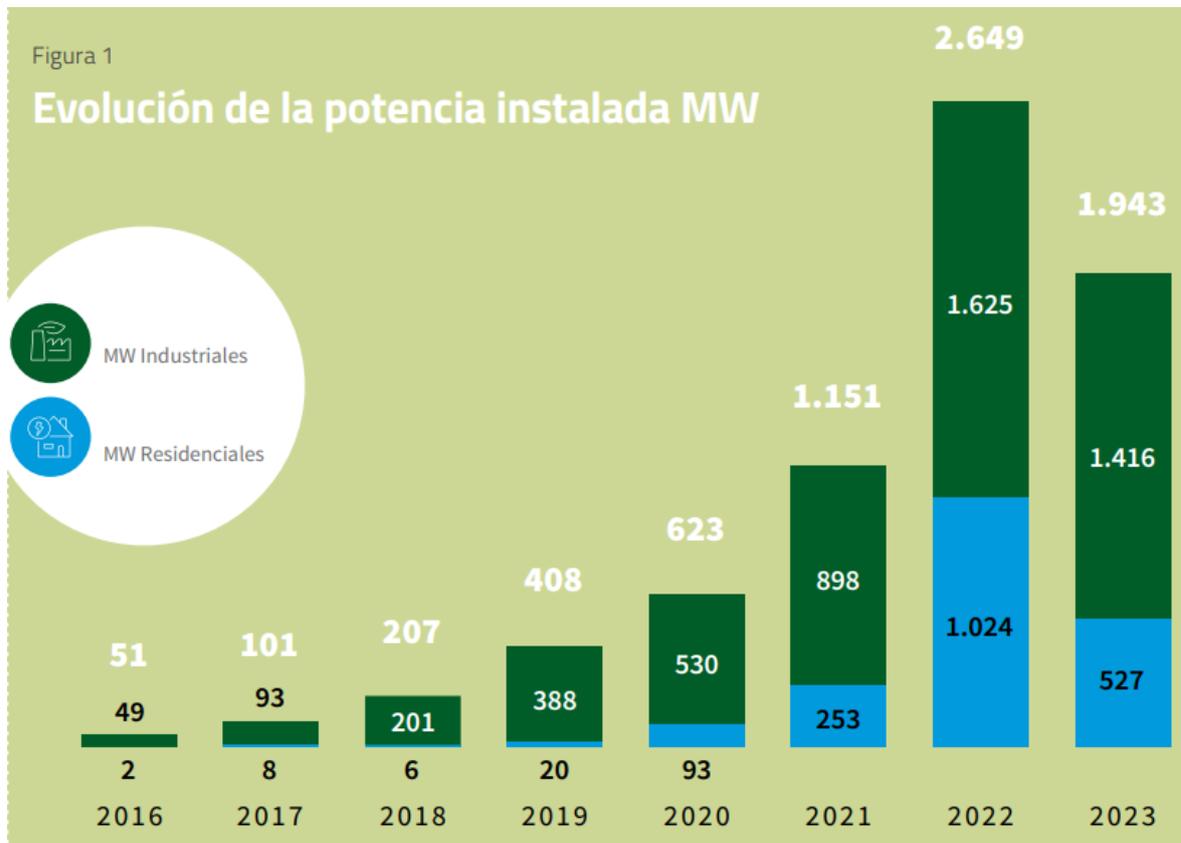


Figura 2.1 Evolución de la potencia instalada en España (APPA, 2023)

Estos datos indican que la situación del autoconsumo en España está motivada por la pérdida de la percepción de altos precios de la energía por parte de la ciudadanía, así como la reducción del poder adquisitivo de las familias debido al aumento de la inflación y al agotamiento de las ayudas contempladas dentro de los Fondos de Recuperación (Donoso, 2024). Se concluye de lo anterior la necesidad existente de adecuar el autoconsumo fotovoltaico al modelo urbano de España para poder mantener el alto crecimiento de este sector.

2.2 TECNOLOGÍA

En cuanto a la evolución tecnológica de las instalaciones fotovoltaicas, cabe destacar principalmente la mejora en los paneles fotovoltaicos a lo largo de los años. En sus inicios

los paneles eran de silicio y obtenían una eficiencia a lo sumo de un 12%. La creación de paneles solares con células de película delgada permitió superar esa barrera del 12%, dando cada vez mejores resultados con la introducción de la célula comercial de silicio con más de un 20% de eficiencia (Gupta, 2018). Este desarrollo no termina aquí, ya que innovaciones como las células solares en tándem o las células solares bifaciales, son algunas de los últimos desarrollos que cada vez impulsan la eficiencia de los paneles más alto buscando la meta del 50%. Por todo esto, está claro que esta evolución continuará avanzando y cada vez este mercado sea más atractivo y rentable.

Con respecto a los inversores, éstos son esenciales en instalaciones fotovoltaicas domésticas para convertir la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna utilizable en el hogar, así como para optimizar el punto de trabajo. Los inversores en las instalaciones fotovoltaicas domésticas están tecnológicamente avanzados, dando lugar a una mejora en la eficiencia y reduciendo el coste total de la instalación. Tecnológicamente, los inversores modernos incorporan características como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y la regulación de voltaje-potencia, optimizando la conversión de energía y mejorando la estabilidad del suministro eléctrico (Huang, 2013). Además, los inversores inteligentes permiten una gestión remota y análisis en tiempo real, lo que optimiza el rendimiento y facilita la detección y resolución de problemas (Huang, 2013).

Estas evoluciones tienen como objetivo aumentar la durabilidad y reducir el coste del inversor en una instalación. Cada día, los nuevos avances en diseño y materiales permiten la fabricación de inversores más compactos y económicos sin sacrificar eficiencia (Huang, 2013). No obstante, actualmente estas innovaciones no están totalmente conseguidas lo que provoca que los inversores supongan una parte importante del presupuesto de una instalación de pequeña potencia (doméstica) lo que modera las expectativas económicas creadas por los bajos precios de los paneles, que sí representan una importante reducción de costes en instalaciones de tamaño *utility*.

Las tendencias futuras de los inversores incluyen una mayor integración con redes inteligentes y sistemas de almacenamiento de energía, mejorando aún más el uso eficiente de la energía solar y optimizando los sistemas híbridos (Dai, Shen, & Zhang, 2024). En

conclusión, los inversores son componentes esenciales de una instalación fotovoltaica doméstica cuyo impacto económico se irá reduciendo debido a las mejoras que van a ir siendo introducidas en años futuros.

En cuanto a los sistemas de seguimiento, su evolución en las instalaciones fotovoltaicas ha sido fundamental para mejorar la eficiencia energética y la rentabilidad de estos sistemas. Los sistemas de seguimiento solar, tanto activos como pasivos, permiten que los paneles solares optimicen la captación de energía ajustando su orientación según la posición del sol. Los sistemas activos utilizan motores y trenes de engranajes para mover los paneles, mientras que los pasivos dependen de fluidos de bajo punto de ebullición que reaccionan al calor solar para realizar los ajustes necesarios. Además, los sistemas de seguimiento pueden ser de un solo eje, que siguen el movimiento del sol de este a oeste, o de doble eje, que también ajustan la inclinación del panel para maximizar la exposición solar durante todo el día (Dada & Popola, 2023).

No obstante, estos sistemas de seguimiento, especialmente los activos, conllevan un aumento significativo en el presupuesto de la instalación y el coste de mantenimiento. La necesidad de componentes móviles y motores aumenta la complejidad y gastos operativos de estos sistemas. A pesar de esto, cada día la evolución positiva de estos dispositivos permite que la mayor producción de energía pueda compensar estos gastos adicionales a lo largo del tiempo, siempre y cuando se optimice el diseño y se seleccione el sistema de seguimiento adecuado para las condiciones específicas del sitio de instalación.

En definitiva, la implementación de sistemas de seguimiento en instalaciones fotovoltaicas domésticas ofrece una gran ventaja al maximizar la captación de energía solar y, potencialmente, generar ingresos adicionales. Sin embargo, estos dispositivos aún representan una inversión considerable. Hasta que no se logre una reducción significativa en sus costes, su adopción generalizada continuará suponiendo un gasto inicial elevado que afecta notablemente la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas. Por lo tanto, aunque las mejoras tecnológicas en los sistemas de seguimiento prometen una mayor eficiencia y producción energética, es crucial equilibrar los beneficios con los gastos adicionales para asegurar la viabilidad económica de estas inversiones en el contexto doméstico.

2.3 REGULACIÓN

La evolución de la legislación española para la energía fotovoltaica en España (CNMC) se resume seguidamente:

- Tras los inicios de la fotovoltaica en España se introduce el Real Decreto 2818/1998 que fue uno de los primeros en reconocer la necesidad de regular y desarrollar la energía solar.
- Posteriormente se pasa a regular de formas específica la producción de energía eléctrica por energías renovables a través del denominado *Régimen Especial*. Por una parte, el Real Decreto 436/2004 establecía la metodología y la sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de energía eléctrica en régimen especial. Posteriormente, el Real Decreto 661/2007 marcó una evolución sobre al anterior y España experimentó un crecimiento significativo en la potencia fotovoltaica instalada, convirtiéndose en uno de los países líderes en esta tecnología.
- No obstante, con la entrada en vigor Real Decreto 1578/2008 se introdujo una burocracia más estricta para la instalación de nuevas plantas fotovoltaicas, lo que provocó una ralentización en el crecimiento del sector. Sumado a este periodo de ralentización se introdujo el Real Decreto 900/2015, que reguló las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las instalaciones de autoconsumo, incluyendo el conocido "impuesto al sol".

La principal intención detrás de este impuesto era asegurar que los usuarios de autoconsumo contribuyeran al mantenimiento de la red eléctrica, dado que estas instalaciones siguen dependiendo de la red para equilibrar la oferta y la demanda de energía. Específicamente, los consumidores que utilizan la red para intercambiar energía sin pasar por el mercado de casación estaban, en esencia, utilizando el respaldo del sistema sin contribuir adecuadamente a los costos del mismo (Planelles, 2015). Así, el decreto pretendía garantizar que todos los usuarios de la red, incluidos aquellos con sistemas de autoconsumo, pagaran su parte justa por el uso y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

- Todo este estancamiento del crecimiento terminó con la entrada en vigor del Real Decreto 15/2018, que derogó el “impuesto al sol” y estableció medidas para fomentar la energía solar fotovoltaica para autoconsumo. Este incluyó principalmente exenciones de permisos para instalaciones pequeñas o no conectadas a la red, compensación por energía vertida, y la posibilidad de conectar a varias personas a una misma instalación.
- En la actualidad, la legislación se centra en diferenciar entre instalaciones de potencia superior e inferior a 100 kW. Para instalaciones de menos de 100 kW, se aplica el RD 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Para instalaciones de más de 100 kW, son relevantes normativas como el RD 413/2014, el RDL 23/2020 y el RD 1183/2020, que establecen condiciones técnicas y económicas para este tipo de instalaciones. En cuanto a los sistemas de autoconsumo, se aplican el RDL 15/2018 y el RD 244/2019, que dividen las instalaciones en modalidades con y sin derecho a compensación (Soria, 2021).

Las diferentes modalidades de autoconsumo que fueron estipuladas son: con excedentes, sin excedentes, con compensación y sin compensación. A continuación, se explica brevemente en que consiste cada una de ellas.

- Autoconsumo sin excedentes:

En este tipo, la instalación posee un dispositivo anti vertido que no permite que el excedente de energía generada sea vertido a la red eléctrica. Toda la energía producida se consume en el propio lugar de generación. Esta modalidad no requiere un contrato de acceso a la red para los excedentes, simplificando el proceso administrativo.

- Autoconsumo con excedentes:

En esta modalidad, la instalación puede verter la energía excedente que no se consume en el lugar de generación a la red eléctrica. Estas instalaciones deben contar con dos tipos de contratos: uno para el autoconsumo y otro para la venta de excedentes. Los excedentes pueden ser vendidos a la comercializadora eléctrica o ser objeto de compensación.

- Autoconsumo con compensación:

Dentro de las instalaciones con excedentes, aquellas que están acogidas a la modalidad de compensación simplificada permiten que los excedentes vertidos a la red se compensen en la factura eléctrica del consumidor. La compensación se realiza económicamente, deduciendo del consumo facturado el valor de los excedentes vertidos, aunque con ciertas limitaciones; por ejemplo, el valor de los excedentes no puede superar el valor de la energía consumida de la red en el mismo período. En esta modalidad es en la que se enmarca el presente proyecto.

- Autoconsumo sin compensación:

Las instalaciones con excedentes, pero sin acogerse a la compensación simplificada venden directamente la energía excedente al mercado eléctrico. En esta modalidad, se requiere un contrato de venta de energía y se aplica una normativa más compleja en términos de gestión y facturación de los excedentes.

2.4 EVOLUCIÓN DE LOS COSTES

Uno de los aspectos fundamentales en una instalación fotovoltaica doméstica es el coste de los distintos equipos utilizados en la instalación. La evolución tecnológica y la presencia de cada vez más fabricantes permiten que el precio de estos elementos se vaya reduciendo a medida que pasa el tiempo, provocando de esta forma que las instalaciones sean cada vez más asequibles desde un punto de vista económico.

Diversos estudios han documentado la reducción significativa en los costes de los paneles fotovoltaicos en las últimas décadas. Según un informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, 2020), los costes de instalación de sistemas fotovoltaicos han disminuido en más de un 80% desde 2010. Esta reducción se debe a mejoras en la eficiencia de producción, economías de escala y avances tecnológicos en la fabricación de células solares.

La figura 2.2 y la 2.3 presentan la variación del precio de los paneles fotovoltaicos y de los inversores a lo largo del tiempo.

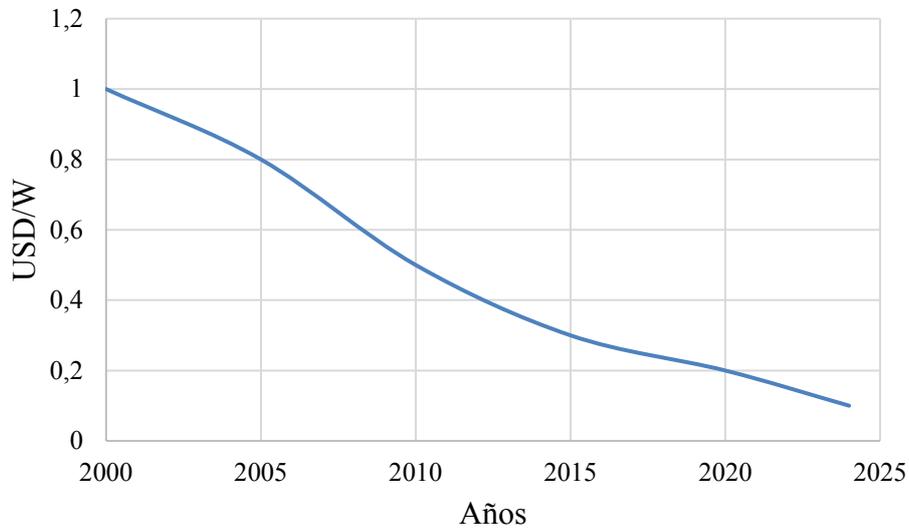


Figura 2.3 Evolución del precio del inversor a lo largo del tiempo ((NREL), 2018)

Precio de las celdas fotovoltaicas de Silicio Cristalino

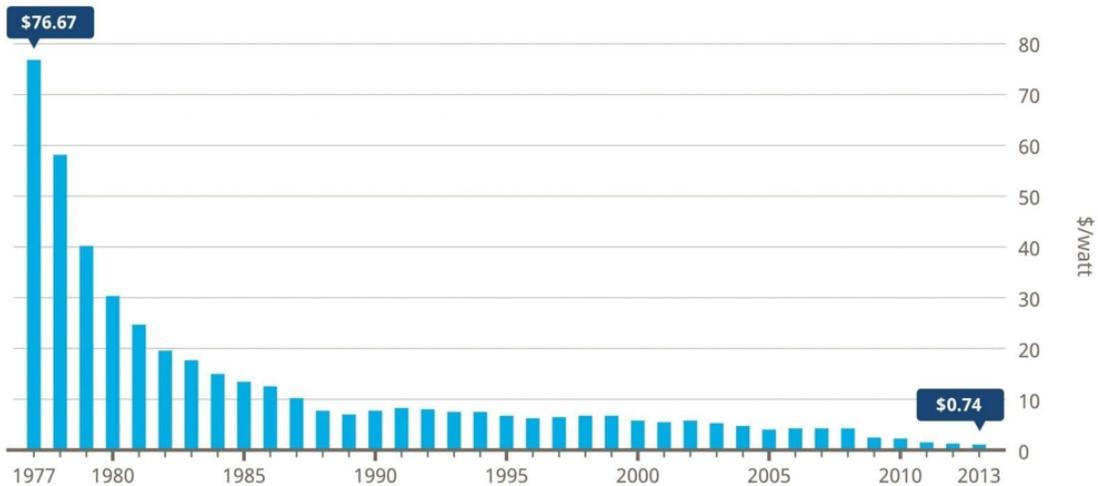


Figura 2.2 Evolución del precio de los paneles fotovoltaicos durante últimos años (Bloomberg, 2015)

Junto con estos gráficos y en cuanto a los estudios a largo de los años de la rentabilidad de las instalaciones se puede encontrar muchos trabajos que la analizan desde los diferentes factores que afectan a ésta, ya puedan ser el tamaño, tipo de paneles, equipo auxiliar, costos de instalación o incentivos fiscales presentes. De todos éstos se puede sacar el consenso por el que una instalación fotovoltaica de autoconsumo actualmente lleva consigo una inversión

inicial de entre 2000 a 15000 euros (435 €/kWp a 3262 €/kWp) para una instalación tipo de 4,6 kWp, la más común durante el año 2022 (APPA, 2022). Estas instalaciones pueden llegar a producir un ahorro del 20 al 40 por ciento en la factura de la electricidad.

3. METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo se han utilizado principalmente el simulador de instalaciones fotovoltaicas PVSYST, en menor medida PVGIS y, por otra parte, EXCEL con el objetivo de analizar estas simulaciones y obtener las diferentes conclusiones.

La metodología base seguida ha consistido en establecer los distintos parámetros de la instalación fotovoltaica a simular en PVSYST y obtener de éste la producción horaria de las localizaciones. Posteriormente, se han exportado estos datos a EXCEL, donde se han llevado a cabo diferentes análisis con el objetivo de obtener gráficos y tablas con que apoyar los diferentes resultados y conclusiones.

En definitiva, el objetivo último de este proyecto fin de grado es poder valorar la distorsión que tiene lugar en la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas domésticas al realizar balances netos mensuales o anuales en lugar de balances netos horarios, como exige el marco regulatorio.

A continuación, se presentan escenarios y parámetros presentes en todas las simulaciones y análisis.

3.1 MODELO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA A ANALIZAR

Para llevar a cabo el estudio de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas domésticas primero se ha establecido el tamaño de estas instalaciones que posteriormente serán simuladas en PVSYST para obtener la producción horaria y así llevar a cabo el análisis.

Se ha tomado una vivienda unifamiliar representativa, con una potencia fotovoltaica pico de 2,9 kW. Este valor, aunque inferior a la media de potencia instalada en 2022, es razonable y se debe a la proliferación de proyectos de instalaciones domésticas que presentan estas características que intentan maximizar la potencia del inversor sin llegar a presupuestos muy

elevados junto con el término medio de los usos habituales del sector¹. Por otra parte, se ha tomado también una vivienda bloque con una potencia pico de 1,66 kW.

Estos valores de potencia pico vienen determinados a través del número de paneles utilizados en cada una de las instalaciones. Se ha escogido, el panel Longui de 415Wp ya que es uno de los más vendidos actualmente en España. Concretamente, se ha escogido un panel de medias células, estándar en la industria, que tiene mejores rendimientos frente a posibles sombreados y cambios de temperatura. De esta forma la instalación unifamiliar monta 7 paneles Longui y la de bloque 4 paneles Longui.

En cuanto a la selección de los inversores para cada uno de los diferentes tipos de instalaciones, se ha utilizado una regla muy extendida en el mundo de la industria fotovoltaica, que consiste en que la potencia pico del inversor tiene que estar comprendida en un rango desde 80% hasta un 130% de la potencia pico de la instalación fotovoltaica. Con este criterio se asegura que la instalación cumpla todos los límites eléctricos fijados previamente por los fabricantes (tensión máxima en vacío, intensidad máxima en cortocircuito, ...). En este sentido, para la vivienda unifamiliar se elige uno de 3 kW y para bloque uno de 2 kW. Ambos inversores se toman de la marca Huawei, muy común en España en el sector doméstico. Se ha comprobado que al crear el modelo en PVSYST con los inversores elegidos se verifican todas las restricciones técnicas.

Para la localización e inclinación de los módulos fotovoltaicos en estas instalaciones, se ha establecido que los paneles no recibirían ningún tipo de sombra durante su funcionamiento con el objetivo de maximizar sus resultados y se ha optimizado su inclinación a través del software PVSYST para las distintas localizaciones, que la calcula dependiendo de la localización geográfica de estos. La inclinación óptima obtenida para los distintos emplazamientos a estudiar ha resultado muy cercana a 30° para todos ellos, por lo que se ha establecido este valor a la hora de realizar las simulaciones.

¹ Como parte de mis prácticas extracurriculares, realicé una estancia en el verano de 2023 en POWEN.

La Figura 3.1 muestra un esquema unifilar de una instalación fotovoltaica domestica tipo, como las que están siendo objeto de estudio en este trabajo.

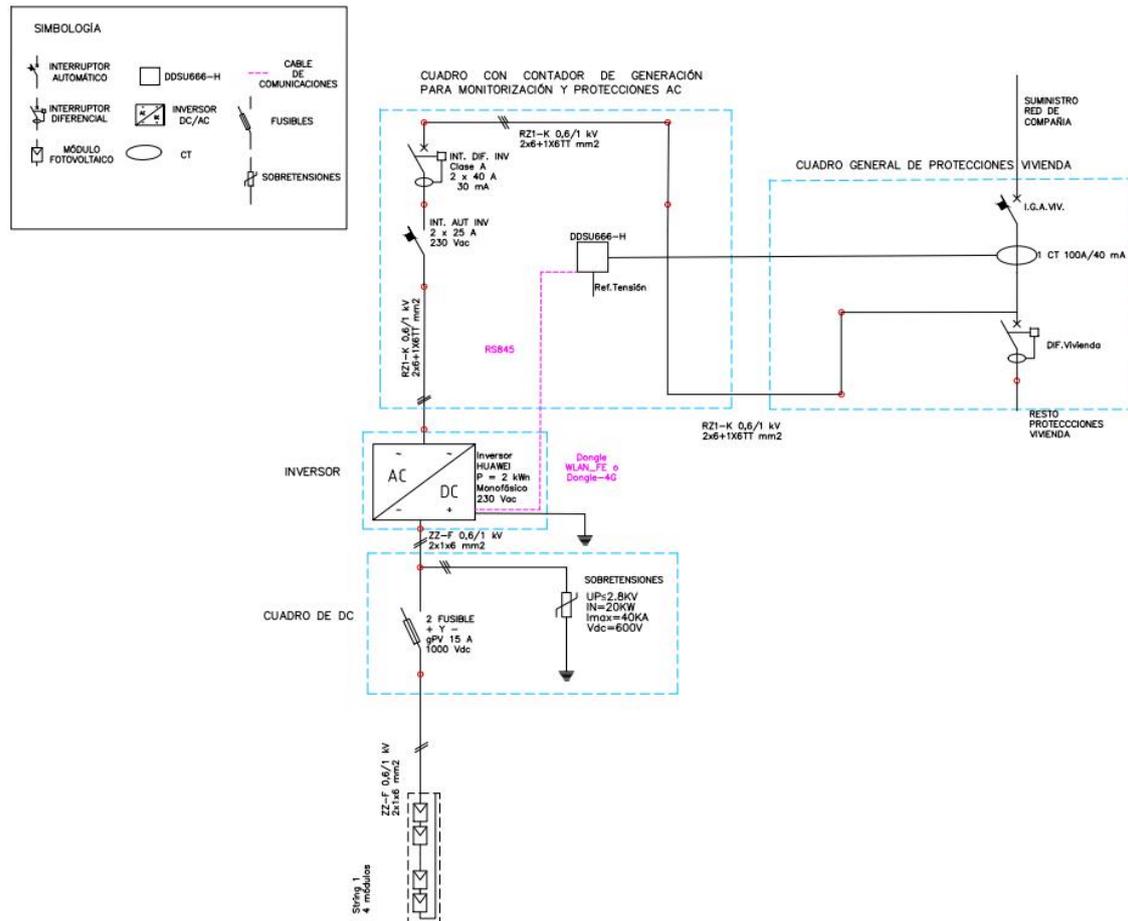


Figura 3.1 Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica domestica

3.2 PRODUCCIÓN OBTENIDA Y DEMANDA SELECCIONADA

Tras llevar a cabo la simulación, tanto para la instalación unifamiliar como para la de bloque, se obtiene la producción horaria de estas instalaciones para un periodo de un año. Los valores obtenidos se comprobaron con el software libre PVGIS, obteniéndose algunas discrepancias que fueron corregidas mediante un factor.

En cuanto a la demanda base seleccionada para ambos escenarios, se ha obtenido en función del tamaño de la vivienda sacando los datos de la encuesta de hogares del INE de 2020 (INE, 2020). En este sentido, el tamaño de la vivienda unifamiliar media es de 133 m² y de bloque de 83 m². Comprobando los diferentes consumos pertenecientes a este tamaño de viviendas, se han establecido las demandas base anuales de 5500 kWh y 3500 kWh, respectivamente.

La demanda horaria utilizada para las diferentes simulaciones realizadas ha sido obtenida a través de los datos estadísticos y el reparto horario según los diferentes perfiles obtenidos de Red Eléctrica, cuya página web permite consultar información estadística de diferentes años (REE, 2021). En este caso se ha utilizado el perfil P2.0 TD.

El perfil P2.0TD se asocia típicamente a consumidores residenciales y pequeños comercios que tienen tarifas de discriminación horaria, lo que significa que los costos de electricidad varían según la hora del día. Este perfil incentiva el consumo de energía durante las horas valle, cuando la demanda y los costos son menores, y desincentiva el consumo en horas punta. Los usuarios con este perfil suelen mostrar variaciones significativas en su consumo a lo largo del día, con picos en la mañana y en la tarde-noche. La facturación se basa en el consumo registrado en diferentes periodos tarifarios, utilizando medidores inteligentes que permiten registrar el consumo en intervalos cortos. Esto fomenta la eficiencia energética, al incentivar la gestión del consumo hacia horas de menor costo y reducir la carga en la red eléctrica durante los picos de demanda. Además, los usuarios pueden utilizar tecnologías de automatización para programar el uso de electrodomésticos y sistemas de climatización en las horas de menor costo, y el perfil es compatible con la generación distribuida y el almacenamiento de energía, permitiendo maximizar el uso de energías renovables. Posteriormente, en la sección 4.2, se mostrarán ejemplos de este perfil en cada una de las estaciones.

3.3 LOCALIZACIONES SELECCIONADAS

A la hora de llevar a cabo el estudio de los distintos parámetros que afectan a la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas se han querido estudiar las instalaciones unifamiliares y

bloque en tres localizaciones distintas dentro de la Península Ibérica para ver realmente la influencia de la situación geográfica en las diferentes claves económicas. Se han seleccionado tres emplazamientos (Bilbao, Madrid y Sevilla), representativos de tres latitudes.

3.4 INVERSIÓN INICIAL DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Para obtener la inversión, se ha utilizado una combinación del dato facilitado por PVSYST, modulada según los valores habituales del sector en España. En este sentido, la inversión propuesta inicialmente por PVSYST presenta unos valores superiores a los estándares del mercado por lo que se han llevado a cabo ciertos ajustes para adecuarlo mejor al precio medio de la industria.

Por tanto, se obtiene el presupuesto para la instalación fotovoltaica unifamiliar y se sigue una regla sencilla para obtener el presupuesto de la instalación en bloque, que consiste en escalar los diferentes componentes de la inversión, a excepción del inversor y componentes base, dependiendo del número de módulos fotovoltaicos presentes en la instalación.

3.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS INSTALACIONES

3.5.1 VIABILIDAD ECONÓMICA

Para llevar a cabo el análisis económico de un proyecto habrá que estudiar sus ingresos y costes a lo largo de su vida útil junto con la inversión inicial necesaria para ejecutarlo. Para estudiar estos aspectos se utilizarán métricas como el LCOE, de la que posteriormente se obtendrán parámetros de rentabilidad como el VAN, TIR o el periodo de retorno.

Para analizar la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica doméstica hay que establecer primero ciertas hipótesis:

- Los ingresos (tarifa eléctrica) crecerán un 5% anual durante los años del horizonte temporal ($r_v = 0,05$).
- Se establece un horizonte temporal (N) de 25 años, tiempo medio de vida útil de una instalación fotovoltaica.
- Se toma como gasto principal de la instalación el concepto de operación y mantenimiento, estipulado en 350 € anuales (C_{MO}), que irá creciendo un 2,5% anual (r_{MO}) durante los años del horizonte temporal.
- El coste promediado medio de capital ($wacc$) se establece en el 7,5%.
- La amortización se calcula según la ecuación 1, donde INV representa la inversión inicial y f_a el factor de acumulación, dado por la ecuación 2.

$$\text{Amortización} = f_a \cdot INV \quad (1)$$

$$f_a = \frac{wacc \cdot (1+wacc)^N}{(1+wacc)^{N-1}} \quad (2)$$

LCOE

El LCOE o coste normalizado de la energía eléctrica es un parámetro que se utiliza para evaluar y comparar diferentes métodos de generación de energía. El LCOE también puede

considerarse como el precio medio mínimo al que se debe vender la electricidad generada por el activo para compensar los costes totales de producción durante su vida útil. Se calcula según la ecuación 3, donde:

C_{MO} coste anual de operación y mantenimiento en el año 0.

$f_{\Sigma,mo}$ factor de acumulación para los costes de operación y mantenimiento dado por las ecuaciones 4 y 5.

Producción energía producida en un año tipo por la instalación fotovoltaica.

$$LCOE = \frac{\text{Amortización}}{\text{Producción}} + \frac{C_{MO} \cdot f_{\Sigma,mo} \cdot f_a}{\text{Producción}} \quad (3)$$

$$f_{\Sigma,om} = \frac{k_{mo} \cdot (1 - k_{MO}^N)}{1 - k_{mo}} \quad (4)$$

$$k_{mo} = \frac{1 + r_{mo}}{1 + wacc} \quad (5)$$

Una vez establecido el coste normalizado específico (LCOE) se pueden empezar a obtener los distintos parámetros para analizar la rentabilidad de la instalación. Estos parámetros mencionados anteriormente son el VAN, la TIR y el periodo de retorno.

VAN

El Valor Actual Neto (VAN) constituye un método de análisis financiero que permite determinar el valor presente de flujos de efectivo futuros derivados de una inversión, descontados a una tasa de interés específica, determinada por el inversor. Esta tasa representa el rendimiento mínimo aceptable que el inversor espera recibir, teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo y el riesgo asociado al proyecto.

El VAN se calcula según la ecuación 6, donde:

T_N tarifa normalizada [€/kWh] obtenida según la ecuación 7, siendo $T_{v,0}$ la tarifa de la electricidad en el año 0 [€/kWh].

$f_{\Sigma,v}$ factor de acumulación de ingresos definido por las ecuaciones 8 y 9.

$$VAN = (T_N - LCOE) \cdot \left(\frac{\text{Producción}}{f_a} \right) \quad (6)$$

$$T_N = T_{v,0} \cdot f_{\Sigma,v} \cdot f_a \quad (7)$$

$$f_{\Sigma,v} = \frac{k_v \cdot (1 - k_v^N)}{1 - k_v} \quad (8)$$

$$k_v = \frac{1 + r_v}{1 + wacc} \quad (9)$$

Si el VAN es positivo, significa que para ese inversor a ese interés y horizonte temporal establecido la inversión es rentable y por ende si es negativo no será rentable. En el caso de ser nulo, significa que la rentabilidad obtenida es la establecida por el *wacc*.

TIR

La TIR o la tasa interna de rentabilidad es un parámetro financiero que expresa la rentabilidad de una inversión. Para determinarla, se calcula el *wacc* que hace nulo el VAN en la vida del proyecto. Un proyecto es rentable si la TIR obtenida es superior al *wacc* establecido, recuperara lo esperado si la TIR es igual al *wacc* y no será viable económicamente si la TIR es inferior al *wacc*.

PERIODO DE RETORNO

Consiste en calcular el horizonte temporal para recuperar la inversión inicial teniendo en cuenta los ingresos y gastos que se tendrán a lo largo de los años del proyecto. Se determina haciendo variar la vida del proyecto de forma que el VAN se anule para el *wacc* dado. Un proyecto será rentable si el periodo de retorno obtenido es inferior o igual al horizonte temporal establecido.

3.6 ANÁLISIS HORARIO FRENTE A ANÁLISIS MENSUAL

Este apartado detalla el método utilizado para analizar la interacción entre el análisis horario y el análisis mensual en una instalación fotovoltaica, centrándose en los parámetros económicos y de demanda. El enfoque comienza con la definición de parámetros clave: una tarifa base de 0,19 €/kWh para el consumo, una tarifa de 0,06 €/kWh para los excedentes generados, y un nivel de demanda base que varía según el tipo de instalación, siendo 5500 kWh para instalaciones unifamiliares y 3500 kWh para bloques.

El análisis procede mediante la evaluación de la producción y la demanda en cada hora, permitiendo clasificar la energía generada en autoconsumo, cuando la demanda supera o iguala la producción, o en excedente, cuando la producción excede la demanda. Esto se muestra en las ecuaciones (10), donde:

- D* Demanda de la vivienda [kWh] en el intervalo de tiempo considerado.
- P* Producción de la instalación[kWh] en el intervalo de tiempo considerado.
- E* Excedentes de la instalación[kWh] en el intervalo de tiempo considerado.
- A* Autoconsumo de la instalación[kWh] en el intervalo de tiempo considerado.

$$A = \begin{cases} P & \text{si } D \geq P \\ D & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (10.a)$$

$$E = \begin{cases} 0 & \text{si } D \geq P \\ P - D & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (10.b)$$

Este enfoque permite un cálculo detallado del ahorro (autoconsumo) y los costes asociados a cada hora, basado en la diferencia entre el coste que habría sin la instalación fotovoltaica y el ahorro generado por la producción propia.

El ahorro por autoconsumo se calcula multiplicando la energía consumida de la producción (A) por la tarifa base, mientras que los ingresos por los excedentes se determinan multiplicando la energía excedente (E) por la tarifa de excedentes. Estos cálculos se muestran a continuación en las ecuaciones 11 y 12, donde:

T_E Tarifa de venta de excedentes [€/kWh].

$$\text{Ahorro por Autoconsumo} = T_{v,0} * A \quad (11)$$

$$\text{Ingresos por excedentes} = E * T_E \quad (12)$$

Estos cálculos proporcionan una visión detallada del desempeño económico de la instalación a nivel horario.

De esta forma se puede calcular para ambos tipos de balance (horario o mensual) el coste final que supone la energía de la vivienda en presencia de la instalación fotovoltaica y con ello llevar a cabo una comparación que será presentada en el apartado 4.2.

El balance horario anterior (llamado comúnmente “neteo”), es el que ha de aplicarse según la regulación española para determinar los pagos al autoconsumo con compensación de excedentes. Sin embargo, en ocasiones se realiza el mismo cálculo mediante un neteo mensual, lo cual se aparta de la regulación y sobrevalora los resultados económicos. El objetivo de este proyecto es determinar la cuantía de esa sobrevaloración.

3.7 TARIFA LÍMITE

Una misma rentabilidad, medida por ejemplo a partir del período de retorno, puede alcanzarse con diferentes tarifas eléctricas y niveles de autoconsumo. A modo de ejemplo, en la Figura 3.2 se muestran varias isolíneas de período de retorno que relacionan la tarifa eléctrica de cada caso con la ratio de demanda de la vivienda a producción fotovoltaica. Como se ve, para valores de esta ratio suficientemente elevados, la tarifa tiende a un valor asintótico, que se ha denominado *tarifa límite*. Un método simple de obtenerla es definir una demanda base tremendamente grande, de modo que no se produzcan excedentes, y calcular la tarifa para obtener un período de retorno determinado. En la Figura 3.2 se representa una línea roja que marca el mínimo valor de la ratio para considerar que se ha alcanzado la tarifa límite (dado que realmente es el límite de una asíntota horizontal). Para calcularla se obtiene la tarifa límite por el procedimiento simple descrito y se multiplica por 1,02.

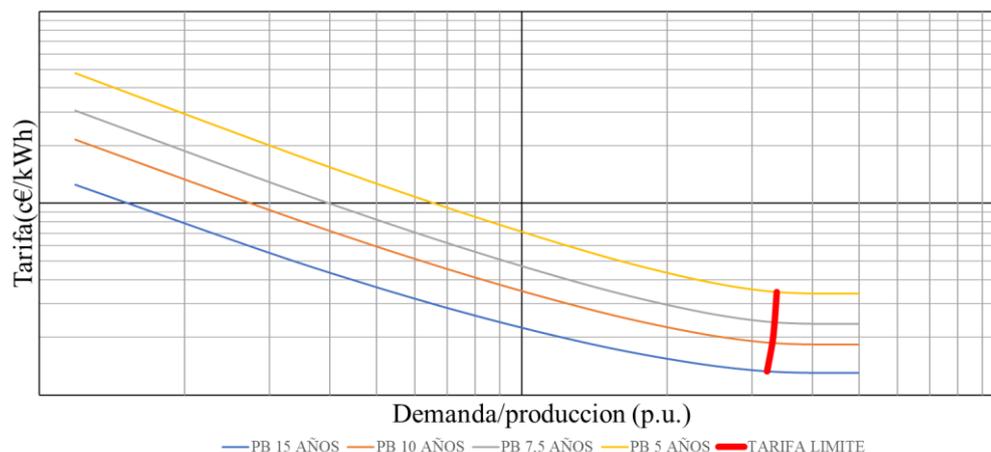


Figura 3.2 Tarifa frente a ratio demanda/producción para distintos PR y su tarifa límite

Cada isolínea de período de retorno de la Figura 3.2 muestra cómo se reduce la tarifa necesaria para lograr el período de retorno fijado a medida que aumenta la demanda, para una producción determinada. Para demandas superiores a la ratio demanda/producción

especificada por la línea roja la tarifa se estabiliza porque ya deja de haber excedentes y toda la autoproducción es compensada al precio del suministro.

3.8 SUBVENCIONES

En este estudio, se ha llevado un análisis de la subvención necesaria para que los periodos de retorno de las instalaciones fotovoltaicas se redujeran a 5 y 10 años. Para llevar a cabo el análisis se han mantenido las demandas base y el perfil, así como la tarifa de 0,19 €/kWh.

4. RESULTADOS

4.1 COSTE DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS A ANALIZAR

Después de definir minuciosamente los requisitos de las instalaciones fotovoltaicas domésticas y determinar cada uno de sus componentes, se describe en detalle la inversión inicial necesaria para implementarlas. La inversión implica no solo la adquisición de los sistemas de montaje, los inversores y los paneles solares, sino también la instalación y conexión a la instalación eléctrica existente. Para planificar adecuadamente el presupuesto y asegurar la viabilidad financiera del proyecto desde su inicio, es fundamental tener una estimación precisa de los diferentes costes implicados.

Posteriormente, se realizarán varios análisis financieros y de rentabilidad basados en la inversión inicial. Cualquier propietario que esté considerando la transición hacia la energía solar necesitará estos análisis para evaluar el periodo de retorno de la instalación. Estos estudios también ayudarán en la toma de decisiones sobre qué productos y configuraciones de sistema ofrecen el mejor balance entre costo y eficiencia.

En la tabla 4.1 se puede ver la inversión inicial establecida.

Tabla 4.1 Inversión Inicial de las instalaciones

INVERSIÓN (€)	UNIFAMILIAR	BLOQUE
MÓDULOS	1168,9	667,9
INVERSOR	633,2	361,8
OTROS COMPONENTES	1804,2	831,8
INSTALACIÓN	871,5	498,0
ESTUDIO/ANÁLISIS	480,0	473,5
SEGURO DE CONSTRUCCIÓN	240,0	137,1
PERMISOS	480,0	274,3
TRANSPORTE	200,0	114,3
CONEXIÓN A RED	100,0	57,1
IMPUESTOS	1255,3	717,3
TOTAL(€)	7233,2	4133,2
INVERSIÓN ESPECÍFICA (€/kW)	2489,9	2489,9

Por otro lado, es importante resaltar el coste anual de mantenimiento, establecido en 350 euros tanto para vivienda bloque como vivienda unifamiliar. El mantenimiento incluye la revisión, limpieza y arreglo de paneles, el monitoreo de los distintos sistemas, la asistencia en caso de avería etc.

4.2 ANÁLISIS HORARIO FRENTE A ANÁLISIS MENSUAL

Este capítulo presenta los resultados de la aplicación de las técnicas de análisis horario y mensual en una instalación fotovoltaica. Se utilizan parámetros económicos y de demanda previamente definidos. El estudio examina cómo cada enfoque afecta la comprensión del rendimiento económico y la eficiencia energética de las instalaciones y compara los beneficios y los inconvenientes de cada enfoque. El análisis toma en cuenta las tarifas de consumo y excedentes, así como los niveles de demanda específicos para varios tipos de instalaciones. Esto permite una evaluación precisa del ahorro potencial y los ingresos generados a través de ambos métodos. Los hallazgos brindan una perspectiva completa sobre la optimización del uso de energía y la viabilidad económica, destacando la importancia de elegir la metodología adecuada en función de los objetivos y regulaciones específicas.

A continuación, se presentan comparaciones entre llevar a cabo el balance horario y mensual en las localizaciones estudiadas cuya selección se detalla anteriormente en el apartado 3.3 de Metodología. En concreto se va a presentar la demanda, la producción, el autoconsumo y los excedentes para cada una de las localizaciones y por último una comparación del coste de la electricidad, junto con el coste que supondría no tener ninguna instalación fotovoltaica. Todo esto se presenta con diferentes tablas donde se realizarán estas comparaciones que servirán para obtener distintas conclusiones.

4.2.1 INSTALACIÓN UNIFAMILIAR

En primer lugar, se presenta en la tabla 4.2, la demanda de la instalación unifamiliar, la cual es igual para todas las localizaciones y proviene como ha sido explicado en el apartado 3.3 de Metodología del perfil P2.0 TD de Red Eléctrica.

Tabla 4.2 Demanda instalación unifamiliar en kWh

MES	Demanda [kWh]
Enero	579,08
Febrero	459,44
Marzo	481,61
Abril	438,85
Mayo	412,88
Junio	410,17
Julio	463,14
Agosto	464,32
Septiembre	396,84
Octubre	388,71
Noviembre	467,78
Diciembre	537,18
Total	5500,00

A continuación, se muestra en la tabla 4.3, la producción de las tres localizaciones estudiadas para vivienda unifamiliar.

Tabla 4.3 Producción fotovoltaica de instalación unifamiliar en distintas localizaciones

MES	Producción Fotovoltaica [kWh]		
	Bilbao	Madrid	Sevilla
Enero	145,89	262,81	277,26
Febrero	190,91	314,06	311,82
Marzo	292,07	403,75	408,48
Abril	308,19	430,38	412,27
Mayo	353,06	457,81	446,17
Junio	347,77	478,80	455,46
Julio	361,90	506,02	478,71
Agosto	338,66	491,67	471,24
Septiembre	301,38	422,43	408,36
Octubre	239,47	353,67	356,10
Noviembre	150,44	277,81	295,16
Diciembre	120,99	240,82	256,21
Total	3150,73	4640,01	4577,23

De la tabla de arriba se puede ver cómo la producción fotovoltaica es muy similar entre Madrid y Sevilla y es inferior en Bilbao provocado por la diferencia en la radiación solar media aspecto que se explicara más a delante en este apartado.

En la Tabla 4.4, se muestra la comparación del autoconsumo dependiendo del balance energético utilizado y la localización.

Tabla 4.4 Autoconsumo de la instalación unifamiliar en distintas instalaciones y distintos tipos de balance energético

Tipo de balance	Autoconsumo[kWh]					
	Bilbao		Madrid		Sevilla	
	Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual
Enero	119,71	145,89	171,26	262,81	190,46	277,26
Febrero	133,28	190,91	168,55	314,06	177,87	311,82
Marzo	183,18	292,07	209,76	403,75	217,15	408,48
Abril	195,10	308,19	213,53	430,38	212,09	412,27
Mayo	200,64	353,06	215,93	412,88	210,87	412,88
Junio	196,72	347,77	214,54	410,17	210,65	410,17
Julio	214,84	361,90	235,99	463,14	232,67	463,14
Agosto	198,30	338,66	229,92	464,32	227,43	464,32
Septiembre	156,98	301,38	180,87	396,84	179,28	396,84
Octubre	135,13	239,47	158,49	353,67	159,87	356,10
Noviembre	104,20	150,44	143,64	277,81	158,38	295,16
Diciembre	100,77	120,99	148,00	240,82	165,41	256,21
TOTAL	1938,87	3150,73	2290,48	4430,64	2342,14	4464,65

De esta tabla, se puede ver cómo el autoconsumo para el balance mensual es muy superior al obtenido con el balance horario, lo que genera errores al producirse una sobreestimación de los ingresos.

La Tabla 4.5 muestra los excedentes de las diferentes localizaciones dependiendo del método de balance energético utilizado.

Tabla 4.5 Excedentes de instalación unifamiliar en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético

Tipo de balance	Excedentes[kWh]					
	Bilbao		Madrid		Sevilla	
	Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual
Enero	26,17	0,00	91,55	0,00	86,80	0,00
Febrero	57,62	0,00	145,50	0,00	133,95	0,00
Marzo	108,89	0,00	193,99	0,00	191,33	0,00
Abril	113,09	0,00	216,85	0,00	200,17	0,00
Mayo	152,42	0,00	241,89	44,93	235,30	33,29
Junio	151,05	0,00	264,26	68,62	244,81	45,28
Julio	147,07	0,00	270,03	42,88	246,04	15,57
Agosto	140,36	0,00	261,74	27,35	243,82	6,93
Septiembre	144,39	0,00	241,56	25,59	229,08	11,52
Octubre	104,33	0,00	195,18	0,00	196,23	0,00
Noviembre	46,24	0,00	134,17	0,00	136,79	0,00
Diciembre	20,22	0,00	92,82	0,00	90,79	0,00
TOTAL	1211,86	0,00	2349,53	209,38	2235,09	112,59

El desajuste entre demanda y producción a nivel horario se refleja en unos excedentes significativos en el caso del balance horario, mientras que son muy bajos y limitados al verano en el caso de neteo mensual.

Como resultado de lo anterior se presenta en la tabla 4.6 la comparación entre ambos tipos de balance del coste final de la electricidad. Se añade una última columna que muestra el coste de la electricidad² en una vivienda unifamiliar sin instalación fotovoltaica. Se aprecia un ahorro similar entre Sevilla y Madrid, siendo un 31% superior al de Bilbao en el caso de neteo horario y un 46% en el caso mensual.

² Se entiende que sólo el término de energía, asociado a la tarifa base empleada en el caso de autoconsumo (19 c€/kWh).

Tabla 4.6 Coste de la electricidad en instalación unifamiliar en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético.

	Tipo de balance	Bilbao		Madrid		Sevilla		Sin fotovoltaica
		Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual	
Coste(€)	Enero	85,71	82,31	71,99	60,09	68,63	57,35	110,02
	Febrero	58,51	51,02	46,54	27,62	45,46	28,05	87,29
	Marzo	50,17	36,01	40,01	14,79	38,77	13,89	91,51
	Abril	39,53	24,83	29,80	1,61	31,07	5,05	83,38
	Mayo	31,18	11,37	22,91	-2,70	24,26	-2,00	78,45
	Junio	31,49	11,86	21,32	-4,12	23,22	-2,72	77,93
	Julio	38,35	19,23	26,96	-2,57	29,03	-0,93	88,00
	Agosto	42,12	23,88	28,83	-1,64	30,38	-0,42	88,22
	Septiembre	36,91	18,14	26,54	-1,54	27,59	-0,69	75,40
	Octubre	41,92	28,36	32,03	6,66	31,70	6,19	73,85
	Noviembre	66,31	60,29	53,54	36,10	50,58	32,80	88,88
	Diciembre	81,71	79,08	68,38	56,31	65,19	53,39	102,06
TOTAL (€)		603,90	446,36	468,84	163,40	465,89	175,33	1045,00
Ahorro por instalacion (€)		441,10	598,64	576,16	881,60	579,11	869,67	0,00

4.2.2 INSTALACIÓN EN BLOQUE DE VIVIENDAS

En primer lugar, como en la instalación unifamiliar, se muestra en la tabla 4.7 la demanda de las instalaciones de vivienda bloque.

Tabla 4.7 Demanda de la instalación bloque

MES	Demanda [kWh]
Enero	368,50
Febrero	292,37
Marzo	306,48
Abril	279,27
Mayo	262,74
Junio	261,02
Julio	294,73
Agosto	295,47
Septiembre	252,53
Octubre	247,36
Noviembre	297,68
Diciembre	341,84
Total	3500,00

En la tabla 4.8 se presenta la producción de la vivienda bloque en las distintas localizaciones.

Tabla 4.8 Producción fotovoltaica de instalación bloque en distintas localizaciones

MES	Producción Fotovoltaica [kWh]		
	Bilbao	Madrid	Sevilla
Enero	81,43	148,30	159,77
Febrero	107,22	177,63	179,93
Marzo	164,43	228,44	235,77
Abril	173,37	243,46	238,08
Mayo	198,60	258,72	257,63
Junio	195,61	270,77	263,05
Julio	203,61	286,34	276,68
Agosto	190,66	278,35	272,44
Septiembre	169,72	239,04	235,91
Octubre	134,52	199,95	205,51
Noviembre	84,07	156,85	170,21
Diciembre	67,28	135,85	147,56
Total	1770,52	2623,69	2642,55

Se puede observar que continúa la misma tendencia explicada en unifamiliar, siendo la producción de Madrid y Sevilla similar entre ellas y bastante superior a la de Bilbao.

Siguiendo el mismo esquema se compara el autoconsumo obtenido en las distintas localizaciones en la vivienda bloque para distintos tipos de balance energético, mostrando la Tabla 4.9 los resultados.

Tabla 4.9 Autoconsumo de la instalación bloque en distintas instalaciones y distintos tipos de balance energético

Tipo de balance	Autoconsumo[kWh]					
	Bilbao		Madrid		Sevilla	
	Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual
Enero	70,65	81,43	104,92	148,30	116,89	159,77
Febrero	80,03	107,22	104,08	177,63	110,64	179,93
Marzo	111,53	164,43	129,76	228,44	135,81	235,77
Abril	118,63	173,37	132,56	243,46	132,36	238,08
Mayo	122,29	198,60	133,95	258,72	131,79	257,63
Junio	120,07	195,61	133,98	261,02	131,82	261,02
Julio	130,57	203,61	147,09	286,34	145,62	276,68
Agosto	120,14	190,66	143,75	278,35	142,75	272,44
Septiembre	95,71	169,72	112,88	239,04	112,17	235,91
Octubre	82,45	134,52	98,64	199,95	99,87	205,51
Noviembre	62,28	84,07	88,86	156,85	98,80	170,21
Diciembre	58,32	67,28	91,22	135,85	102,15	147,56
TOTAL	1172,68	1770,52	1421,70	2613,94	1460,68	2640,51

Como se puede observar continúa la tendencia vista en vivienda unifamiliar y de este modo, más ilustrativo se muestra en la Tabla 4.10 los excedentes de las diferentes instalaciones.

Tabla 4.10 Excedentes de instalación bloque en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético.

Tipo de balance	Excedentes[kWh]					
	Bilbao		Madrid		Sevilla	
	Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual
Enero	10,78	0,00	43,37	0,00	42,88	0,00
Febrero	27,19	0,00	73,55	0,00	69,29	0,00
Marzo	52,89	0,00	98,68	0,00	99,96	0,00
Abril	54,74	0,00	110,90	0,00	105,71	0,00
Mayo	76,31	0,00	124,77	0,00	125,84	0,00
Junio	75,54	0,00	136,79	9,75	131,23	2,03
Julio	73,04	0,00	139,24	0,00	131,06	0,00
Agosto	70,52	0,00	134,61	0,00	129,69	0,00
Septiembre	74,01	0,00	126,15	0,00	123,74	0,00
Octubre	52,07	0,00	101,31	0,00	105,64	0,00
Noviembre	21,78	0,00	67,99	0,00	71,40	0,00
Diciembre	8,96	0,00	44,63	0,00	45,42	0,00
TOTAL	597,84	0,00	1201,99	9,75	1181,87	2,03

Debido a que la potencia instalada es considerablemente menor, los excedentes en balance mensual sólo se producen en junio.

La tabla 4.11 muestra la comparación resultante de este análisis para un bloque de viviendas.

Tabla 4.11 Coste de la electricidad en instalación unifamiliar en distintas localizaciones y distintos tipos de balance energético.

	Tipo de balance	Bilbao		Madrid		Sevilla		Sin fotovoltaica
		Horario	Mensual	Horario	Mensual	Horario	Mensual	
Coste(€)	Enero	55,95	54,54	47,48	41,84	45,23	39,66	70,02
	Febrero	38,71	35,18	31,36	21,80	30,37	21,36	55,55
	Marzo	33,87	26,99	27,66	14,83	26,43	13,43	58,23
	Abril	27,24	20,12	21,22	6,80	21,57	7,83	53,06
	Mayo	22,11	12,19	16,98	0,76	17,33	0,97	49,92
	Junio	22,25	12,43	15,93	-0,58	16,67	-0,12	49,59
	Julio	26,81	17,31	19,70	1,59	20,47	3,43	56,00
	Agosto	29,08	19,91	20,75	3,25	21,24	4,38	56,14
	Septiembre	25,36	15,74	18,96	2,56	19,24	3,16	47,98
	Octubre	28,21	21,44	22,18	9,01	21,68	7,95	47,00
	Noviembre	43,42	40,59	35,60	26,76	33,50	24,22	56,56
	Diciembre	53,33	52,17	44,94	39,14	42,82	36,91	64,95
	TOTAL (€)	406,32	328,60	322,76	166,50	316,56	162,92	665,00
	Ahorro por instalacion (€)	258,68	336,40	342,24	498,50	348,44	502,08	0,00

Nuevamente los ahorros respecto a la instalación sin autoconsumo son similares entre Madrid y Sevilla, y mayores ambos que en Bilbao. El balance mensual siempre produce ahorros sobrestimados.

Después de revisar las tablas presentadas, queda en evidencia que el neteo horario conlleva un coste de electricidad significativamente mayor en comparación con el neteo mensual, principalmente debido a la forma en que se manejan y acumulan los excedentes. Un análisis horario calcula y contabiliza excedentes en cada hora. Esto puede aumentar la variabilidad y la frecuencia en la aparición de costos adicionales debido a excedentes no planificados o picos de demanda inusuales. Sin embargo, al hacer un cálculo mensual, se agrupan y promedian estos excedentes a lo largo del mes, lo que generalmente conduce a costos más estables. Este agrupamiento mensual ayuda a absorber y amortiguar las fluctuaciones horarias que de otro modo podrían generar gastos significativos en un modelo de análisis más granular y frecuente como el horario.

En conclusión el ahorro por autoconsumo en el análisis mensual es superior al ahorro obtenido al realizar el neteo horario, que supone el estudio riguroso y verdadero.

Por otro lado, es importante resaltar que esa diferencia en el coste final es superior en aquellas localizaciones donde la radiación solar media sea mayor. En este sentido, se puede ver este comportamiento en la comparación de Sevilla y Madrid con la ciudad de Bilbao, debido a que estos dos primeros lugares tendrán lugar mayor cantidad de excedentes que serán desaprovechados.

Siguiendo con este estudio es relevante también ver cómo cambian los distintos parámetros que fijan la rentabilidad de la instalación, explicados en el apartado 3.5.1 de metodología, ya que reflejan de forma más clara la gran diferencia que conlleva realizar el balance horario frente al balance mensual. En este sentido, se analizarán ambos tipos de instalaciones.

4.2.3 ANÁLISIS FINANCIERO

La Tabla 4.12 muestra la comparación resultante de este análisis financiero para la instalación unifamiliar y la Tabla 4.13 para la de bloque.

Tabla 4.12 Viabilidad Económica Balance Horario Vs Mensual Instalación Unifamiliar

Localización		Parámetros Financieros			
		Periodo de Retorno(Años)	VAN(€)	TIR(%)	LCOE(€/MWh)
Bilbao	Balance Horario	>25	-3988,19	1,88	348
	Balance Mensual	>25	-1045,65	6	348
Madrid	Balance Horario	>25	-1465,45	5,68	236
	Balance Mensual	15,17	3731,08	11	236
Sevilla	Balance Horario	>25	-1410,35	5,75	240
	Balance Mensual	15,16	3743,31	12	240

Tabla 4.13 Viabilidad Económica Balance Horario vs Mensual Instalación Bloque

Localización		Parámetros Financieros			
		Periodo de Retorno(Años)	VAN(€)	TIR(%)	LCOE(€/MWh)
Bilbao	Balance Horario	>25	-4295,42	-5,88	462
	Balance Mensual	>25	-2483,8	1	462
Madrid	Balance Horario	>25	-2734,66	0,93	312
	Balance Mensual	24,00	160,24	8	312
Sevilla	Balance Horario	>25	-2618,87	1,28	310
	Balance Mensual	23,10	245,89	8	310

Esta comparación deja ver cómo el método de balance energético aplicado ya sea horario o mensual, es un factor importante en la atracción de inversiones hacia los sistemas de energía solar fotovoltaica. Las principales conclusiones que pueden ser obtenidas de esta comparación son:

- Impacto del Balance Horario frente al Balance Mensual:

El balance horario, que calcula la diferencia entre la energía consumida y generada cada hora, es fundamental para obtener una evaluación precisa de la eficiencia energética. Por otro lado, el balance mensual, que realiza esta comparación de forma mensual, sobreestima significativamente la rentabilidad de los proyectos. Este método mensual no refleja la realidad del consumo y la generación de energía, resultando en una evaluación menos precisa.

- Reducción del Periodo de Retorno:

El uso del balance mensual provoca una reducción considerable en el periodo de retorno de la inversión en promedio. Este adelanto en la recuperación de la inversión inicial crea una falsa impresión de rentabilidad, lo que puede llevar a que se inicien proyectos que, en realidad, no son sostenibles a largo plazo. Esto representa un grave riesgo, ya que induce a los particulares a realizar inversiones de la que esperan una cierta rentabilidad que no se acaba cumpliendo en el tiempo necesario provocando el retraso de aquellos beneficios derivados de esa inversión inicial con los que el usuario inicialmente contaba.

- Reflexiones sobre el coste nivelado de la energía (LCOE):

Es crucial destacar que el método de balance energético elegido no afecta al coste Nivelado de Energía (LCOE), que mide el costo promedio de generar energía durante la vida útil de una instalación. El LCOE permanece constante, ya que se basa únicamente en los costes de producción de energía y no en cómo se utilizan o compensan los excedentes. Sin embargo, confiar en el balance mensual para evaluar la rentabilidad puede llevar a interpretaciones erróneas y decisiones de inversión desacertadas.

No obstante, es importante resaltar el hecho de que el LCOE para una misma localización tendría que salir igual tanto para la instalación bloque como para la instalación unifamiliar. En este caso no es así, sino que sale superior en el caso de la vivienda bloque que en la vivienda unifamiliar. Este hecho se debe a que el LCOE está compuesto por dos partes: inversión y operación y mantenimiento. La parte de inversión tendría que ser igual debido a que el coste por kWp es el mismo como se puede ver en la inversión inicial tabla 4.1 en efecto, si se lleva a cabo el cálculo para, por ejemplo, Madrid unifamiliar y Madrid bloque, la parte del LCOE asociada a la inversión resulta 140 €/MWh para ambos tipos de instalación. Sin embargo, al ser la operación y el mantenimiento un coste fijo (350 €) afecta de forma más notable a la instalación bloque (que presenta una menor producción) provocando esa diferencia en el valor del LCOE para una misma localización. Todo esto se puede visualizar en la figura 4.1 donde se ha llevado a cabo una comparación en la localización de Madrid.

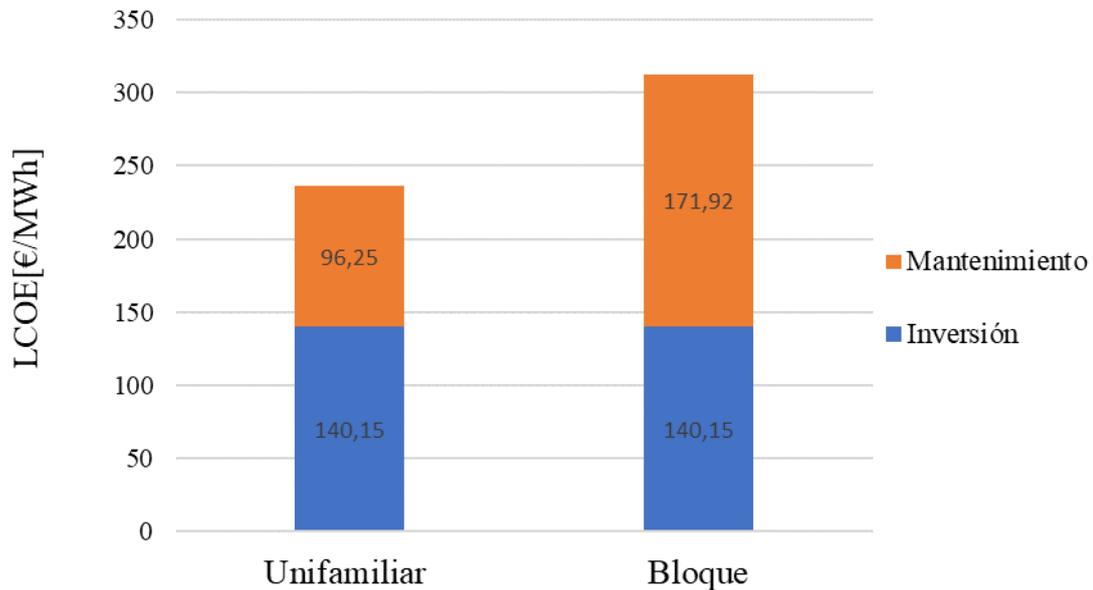


Figura 4.1 Desglose LCOE para instalación unifamiliar y bloque en Madrid

4.2.4 ANÁLISIS DEL PERFIL DE DEMANDA

Como se ha podido ir viendo en los resultados presentados anteriormente, el problema de la instalación fotovoltaica doméstica es la presencia de producción y la escasez de consumo a lo largo de las horas del día, es decir, la aparición de excedentes o, dicho de otra forma, la pérdida de producción aportada por los paneles ya que el vertido a la red obtiene un retorno muy bajo.

Este apartado tiene como objetivo ver más de cerca ese problema. Para ello se va a tomar el perfil de demanda escalado al consumo de la instalación unifamiliar y va a ser comparado con la producción de esa misma instalación en 24 horas. Para condensar la información se tomará el perfil de demanda y la producción horaria del día central de cada una de las estaciones, es decir, 15 de febrero, mayo, agosto y noviembre. Este análisis se va a realizar para las viviendas de Madrid que servirán de referencia para entender el mecanismo. El objetivo final es ver cómo la demanda y la producción no correlacionan bien, generando los excedentes que reducen la rentabilidad.

En la Figura 4.2, Figura 4.3, Figura 4.4 y Figura 4.5 se muestra esta comparación.

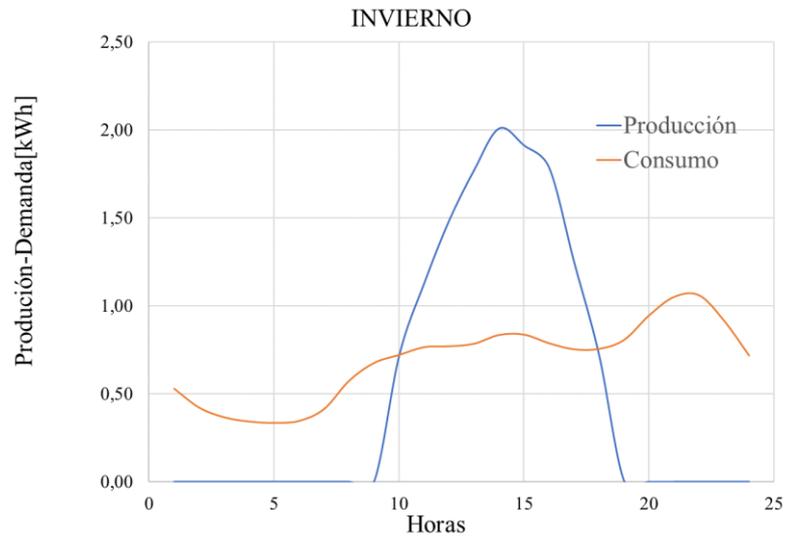


Figura 4.2 Consumo y producción el 15 de febrero en Madrid

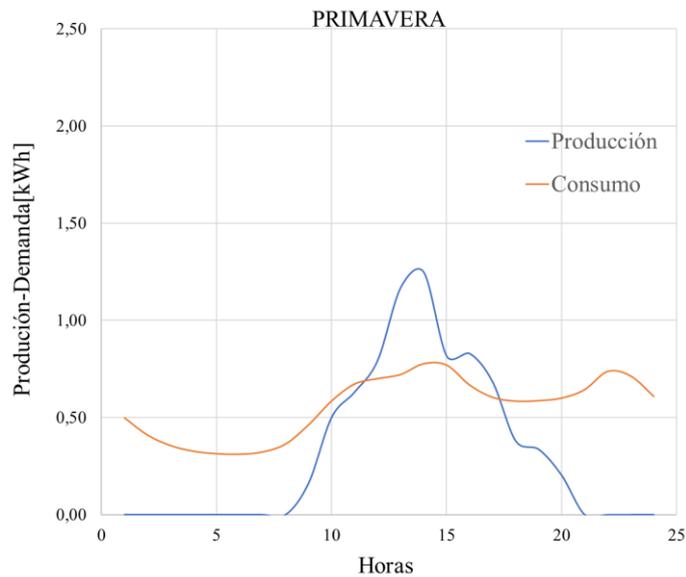


Figura 4.3 Consumo y producción el 15 de mayo en Madrid

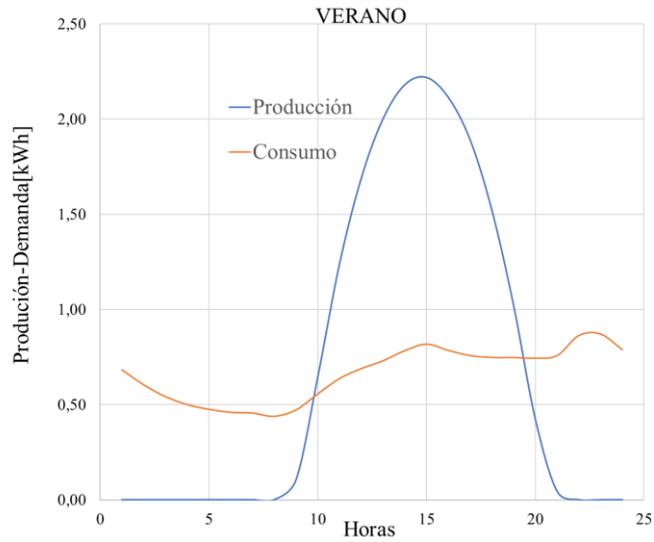


Figura 4.4 Consumo y producción el 15 de agosto en Madrid

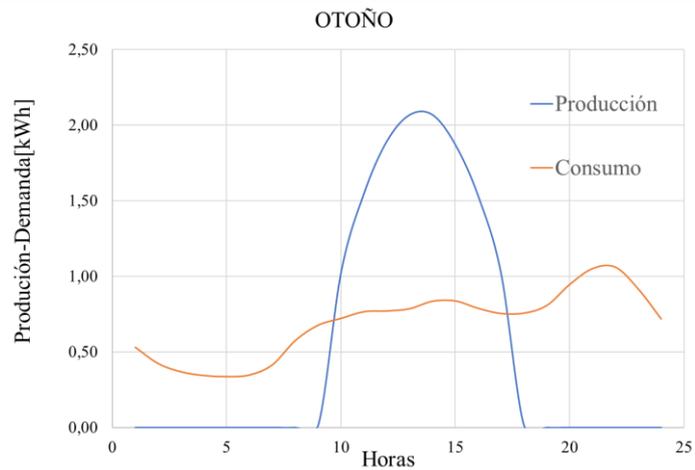


Figura 4.5 Consumo y producción el 15 de noviembre en Madrid

De todas las figuras se puede sacar las mismas conclusiones:

- Los picos de consumo tienden a ocurrir por la noche, cuando no se está produciendo energía fotovoltaica mientras que los picos de producción tienen lugar a mediodía por lo que se generan una gran cantidad de excedentes que no se invierten directamente en suplir el consumo de la vivienda.
- Por otro lado, se puede ver cómo en otoño e invierno se tiene de promedio un consumo mayor, probablemente debido a la calefacción, y un rango menor de producción debido a que los días son más cortos.
- La estación en la que mejor se ajusta la demanda a la producción es primavera.

En definitiva, los excedentes son un hecho que afecta directamente a la rentabilidad, y para solucionarlo se podría llevar a cabo un dimensionamiento ajustado de la instalación, de modo que en todo momento sea inferior a la demanda, o bien instalar dispositivos de almacenaje de energía. El problema de estos últimos es que casi duplican la inversión inicial en caso de que no fueran utilizados y actualmente el precio-capacidad de estos dispositivos no es rentable para llevar a cabo un aumento en la inversión.

4.3 *TARIFA ELÉCTRICA VS PRODUCCIÓN*

Esta sección analiza los cambios en las tarifas de electricidad en función de la demanda base y el periodo de retorno. La metodología descrita en el Epígrafe 3.7 que detalla el método utilizado para evaluar las variaciones tarifarias, sirve como base para este análisis. Se presentan visualmente las fluctuaciones de las tarifas eléctricas utilizando una variedad de gráficos. Esto facilita la comparación entre diferentes ubicaciones y su potencial rentabilidad. Este análisis se ha realizado tanto para la instalación unifamiliar como para instalación en bloque.

El estudio se lleva a cabo con datos del balance horario por ser éste el recogido en la regulación.

Este análisis se ha realizado para periodos de retorno de 15;10;7,5 y 5 años de los cuales se han escogido los periodos de 7,5 y 10 para llevar a cabo las comparaciones ya que son aquellos que dejan ver las diferencias de forma más representativa.

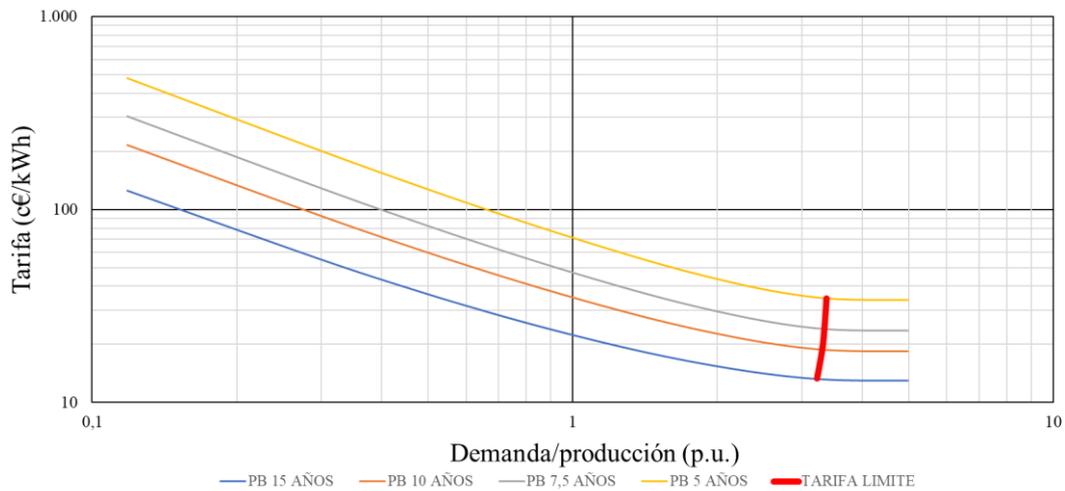


Figura 4.6 Variación de la tarifa respecto al ratio demanda/producción para distintos PR en Madrid, unifamiliar

Se muestra en la figura 4.6 un gráfico, en escala logarítmica, de la variación de la tarifa respecto a la demanda base para ver la diferencia de las tarifas respecto a los diferentes periodos de retorno. Esta tendencia es común para todos los gráficos resultantes de este análisis.

Se puede ver cómo para periodos de retorno cortos la tarifa eléctrica necesaria resulta ser mayor. Este resultado es intuitivo ya que para que los ingresos derivados de la instalación sean superiores la tarifa establecida tiene que ser mayor.

Por otra parte, se puede ver cómo para un cierto nivel de demanda, la curva tiende a ser asintótica horizontalmente, es decir, hay un punto a partir del que no importa cuánto aumente la demanda que la tarifa no varía, para cada uno de los diferentes periodos de retorno estudiados. A esta tarifa se le ha denominado *tarifa límite*. Indica que deja de haber excedentes y toda la autoproducción es compensada al precio del suministro.

Se muestra en la figura 4.7 y figura 4.8 una comparativa entre las distintas localizaciones estudiadas tanto para el periodo de retorno de 7,5 y 10 años respectivamente.

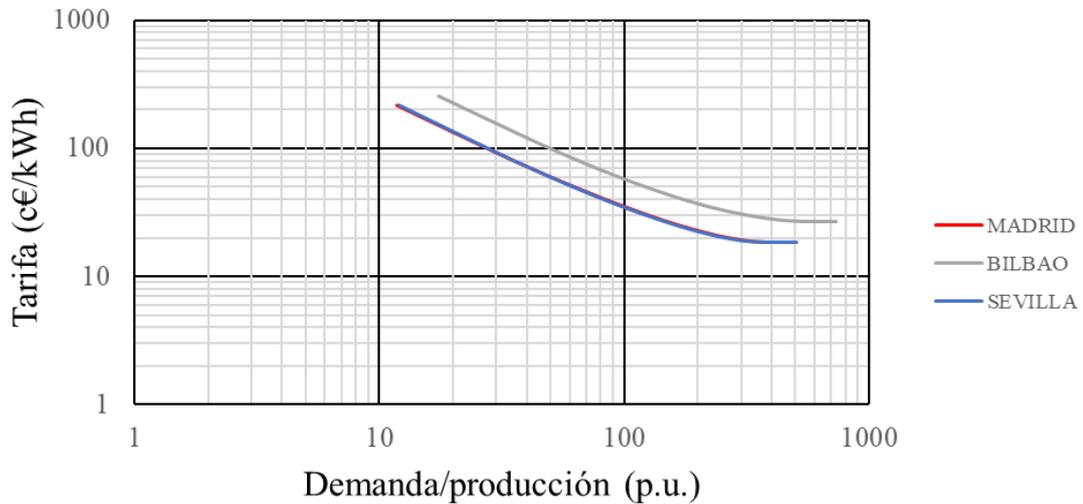


Figura 4.7 Tarifa Eléctrica vs Ratio Demanda/Producción para Periodo de retorno 10 años

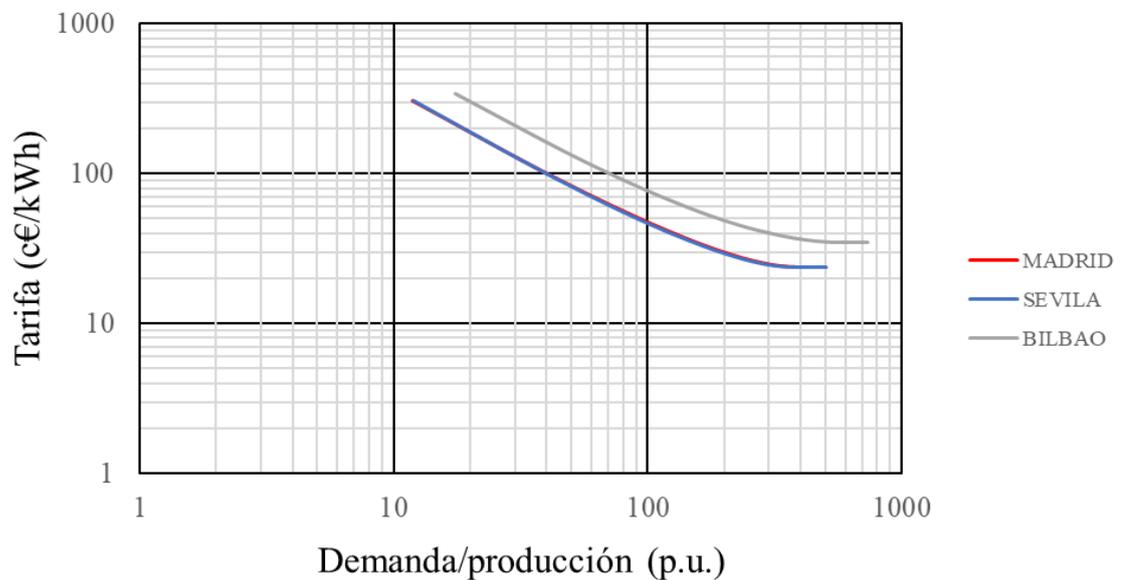


Figura 4.8 Tarifa Eléctrica vs Ratio Demanda/Producción para Periodo de retorno 7,5 años

De estos gráficos se puede ver como la tarifa necesaria para obtener un periodo de retorno determinado es claramente más alta en Bilbao que en Madrid y Sevilla, mientras que en estos dos lugares es muy similar. Una explicación para esto es que la radiación solar media en Bilbao es menor que la que existe en Madrid y Sevilla a lo largo del año, siendo en estos dos lugares muy similares y de ahí la superposición de sus curvas en la figura. Esto se puede ver en la Figura 4.9, donde se muestra el mapa peninsular que diferencia las distintas zonas de radiación en la península y dejan claro las afirmaciones anteriores.

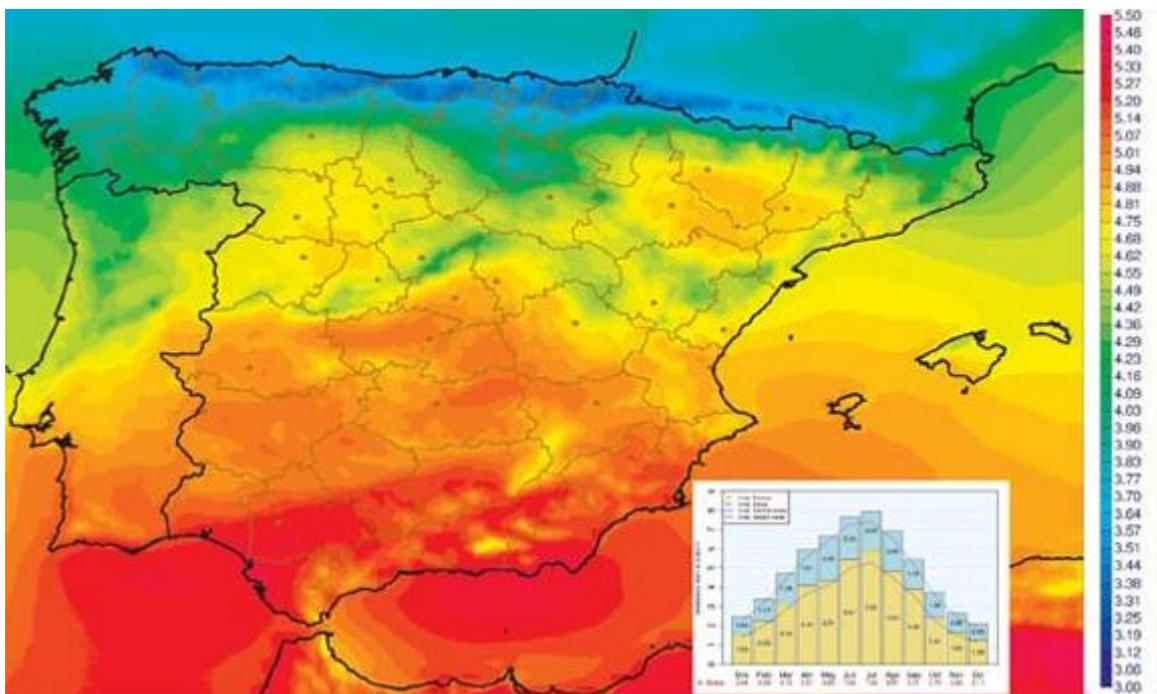


Figura 4.9 Mapa de radiación solar Peninsular

Todo lo anterior lleva a confirmar que la radiación solar media recibida es un factor importante a tener en cuenta a la hora de estudiar la rentabilidad de las instalaciones. En este mismo sentido, se puede concluir que la radiación solar en España es muy similar desde el límite inferior de la cornisa cantábrica hasta el sur y que decrece de forma considerable al norte de esta formación rocosa. Se ha de tener en cuenta que no se puede identificar exactamente radiación solar con producción fotovoltaica, dado que la temperatura afecta a las prestaciones de los paneles, obteniendo menor rendimiento cuanto mayor es la

temperatura. Este hecho es lo que hace que al sur de la cornisa cantábrica la producción sea más o menos uniforme, pese a que la radiación solar sea mayor.

Por otra parte, tiene de interés llevar a cabo una comparación entre la vivienda unifamiliar y la vivienda bloque, centrándose en las ciudades de Bilbao y Madrid para que realmente se pueda también apreciar esa diferencia de localización que se lleva exponiendo a lo largo de todo este capítulo. Para ello se compararán ambos tipos de vivienda en el caso de un periodo de retorno de 10 años ya que es uno de los más representativos. En la figura 4.10 se expone esta comparación.

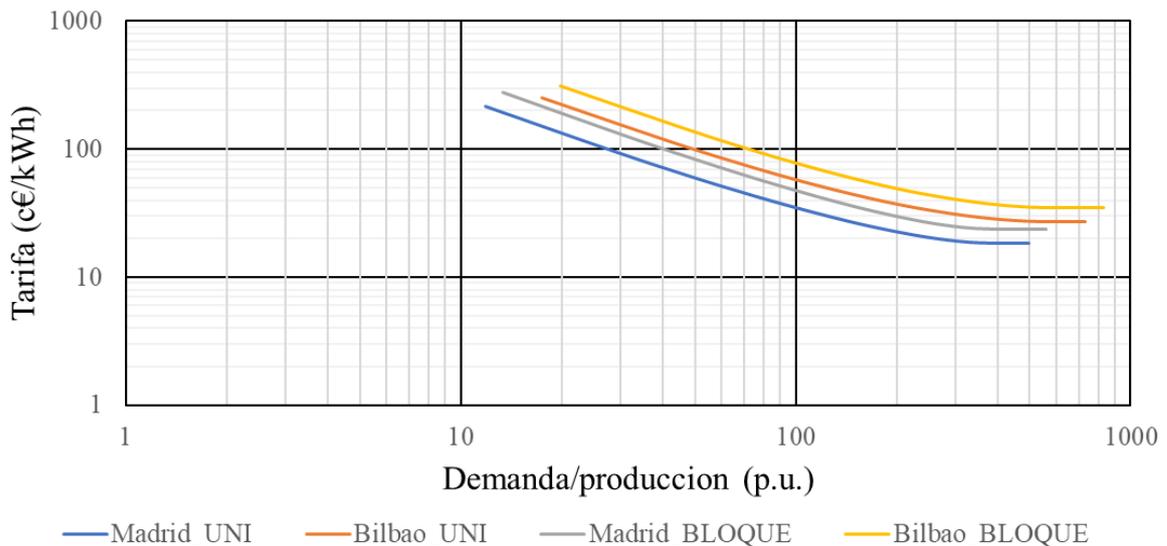


Figura 4.10 Tarifa vs Demanda/producción para periodo de retorno de 10 años para distintos tipos de vivienda en Madrid y Bilbao

De la figura 4.10 se pueden sacar principalmente dos conclusiones. La primera y más evidente es la gran importancia que presenta la localización, ya que se puede ver cómo para Madrid el valor de tarifa necesario es inferior a Bilbao en ambos tipos de vivienda. En segundo lugar, se puede ver cómo la tarifa necesaria es superior en ambas localizaciones para la vivienda bloque frente a la vivienda unifamiliar; esto deja entender que para viviendas

pequeñas es necesaria una tarifa eléctrica muy alta para que se puedan obtener periodos de retorno favorables.

4.4 TARIFA LÍMITE

En este capítulo, se mostrarán los resultados de lo que se ha introducido anteriormente como tarifa límite y cuyo procedimiento está explicado en la sección 3.7. Estos gráficos van a mostrar para cada periodo de retorno el valor mínimo de la ratio de demanda/producción, que será denominado *demanda límite*, para el cual la tarifa se estabiliza, dando lugar a lo que se ha llamado como *tarifa limite*.

La Figura 4.11 muestra un ejemplo de las distintas tarifas límite tanto para la instalación unifamiliar en Madrid como la instalación del tipo bloque, con el objetivo de comparar los distintos periodos de retorno entre ellos y comparar ambas instalaciones. En este sentido, el grafico muestra una línea con la variación de la tarifa dependiendo de la ratio de demanda/producción, en la que se han marcado con puntos los periodos de retorno estudiados.

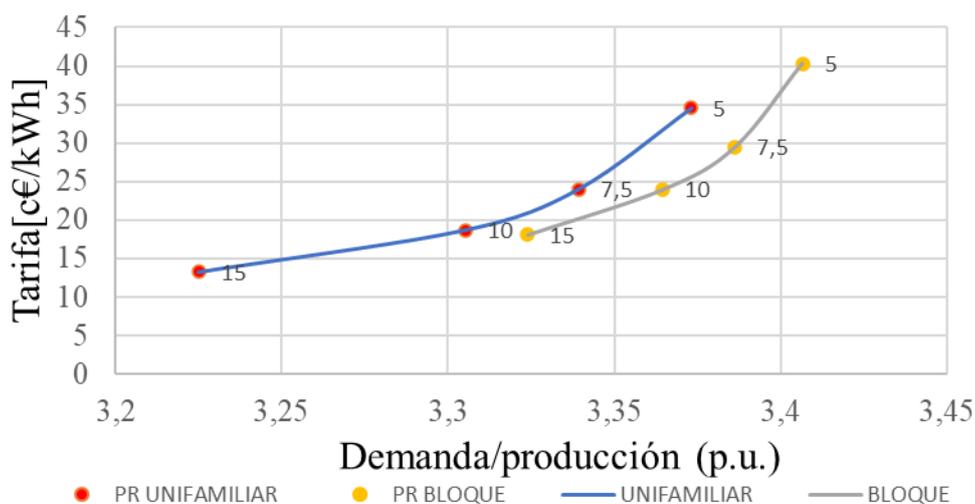


Figura 4.11 Tarifa Límite para instalación unifamiliar y bloque Madrid, en función de la demanda límite.

Como era de esperar, la tarifa y demanda límite necesarias para periodos de retorno más pequeños es superior, ya que para obtener una recuperación más corta de la inversión se requiere que toda la producción sea cubierta por una demanda existente y por tanto cuanto mayor la tarifa mayor el ahorro obtenido por autoconsumo.

En este mismo sentido se procede a comparar la tarifa límite en las distintas localizaciones estudiadas. Para ello se presenta en las figuras 4.12 y 4.13 un gráfico comparativo donde se representan líneas que indican cómo varían las tarifas límites respecto de los diferentes periodos de retorno y puntos que indican la ratio demanda-producción para distintos periodos de retorno, para las distintas localizaciones tanto en la instalación unifamiliar como en la instalación bloque.

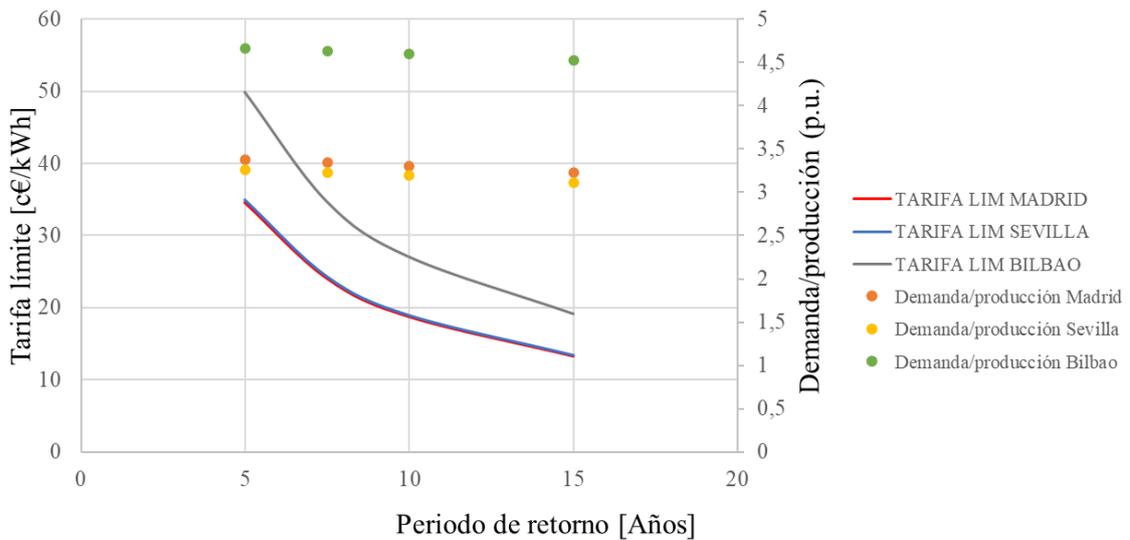


Figura 4.12 Tarifa Límite para instalación unifamiliar en distintas localizaciones

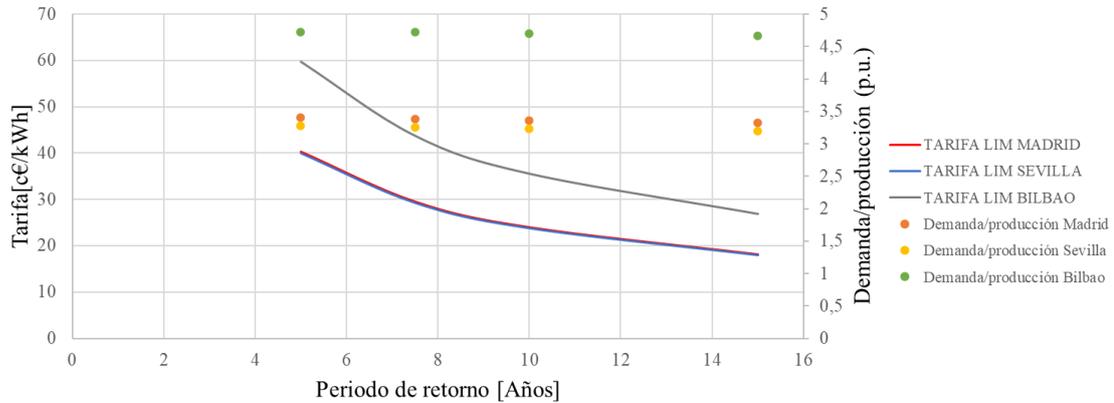


Figura 4.13 Tarifa Límite para instalación bloque en distintas localizaciones

De la Figura 4.12 y Figura 4.13 se puede ver claramente cómo continua la tendencia ya mencionada anteriormente: la tarifa y demanda necesarias en Bilbao es superior a la necesaria en Madrid y Sevilla para obtener el mismo periodo de retorno. Por otra parte, se repite el hecho por el cual las tarifas y demandas tienen que ser mayores en las instalaciones más pequeñas, bloque, que las instalaciones más grandes, unifamiliares.

En cuanto a la comparación de ambas instalaciones se puede ver cómo existe una tendencia general por la que las tarifas y demandas límite de la instalación bloque es consistentemente superior que la instalación unifamiliar para los distintos periodos de retorno. Esto ya quedó de manifiesto al analizar los LCOE, ya que, aunque el coste de inversión sea el mismo, el mantenimiento [€/año] es constante, pero pesa más en las instalaciones pequeñas por su menor producción [€/MWh].

4.5 SUBVENCIONES

En este capítulo se presentarán y comentarán los resultados del análisis explicado en la sección 3.8. En las tablas 4.14 y 4.15 se muestran las comparaciones entre la subvención necesaria para reducir el periodo de retorno a 5 y 10 años respectivamente para distintos tipos de instalaciones y localizaciones estudiadas, siempre que la ratio de demanda-producción sea superior a la demanda límite.

Tabla 4.15 Subvención necesaria para PR de 5 años en distintas instalaciones y localizaciones

SUBVENCIONES	SUBVENCION NECESARIA PARA PB 5 AÑOS	% DEL TOTAL
MADRID UNI FAMILIAR	6067,63	83,89
MADRID BLOQUE	4058,21	98,18
SEVILLA UNIFAMILIAR	6053,89	83,70
SEVILLA BLOQUE	4029,31	97,49
BILBAO UNIFAMILIAR	6697,29	92,59
BILBAO BLOQUE	> Inversión Inicial	> 100%

Tabla 4.14 Subvención necesaria para PR de 10 años en distintas instalaciones y localizaciones

SUBVENCIONES	SUBVENCION NECESARIA PARA PB 10 AÑOS	% DEL TOTAL
MADRID UNI FAMILIAR	4878,05	67,44
MADRID BLOQUE	3838,08	92,86
SEVILLA UNIFAMILIAR	4852,09	67,08
SEVILLA BLOQUE	3783,49	91,54
BILBAO UNIFAMILIAR	6067,47	83,88
BILBAO BLOQUE	> Inversión Inicial	> 100%

Analizando las comparaciones obtenidas se puede ver cómo ocurre lo esperado, siguiendo esa tendencia por la que las instalaciones localizadas en Bilbao tienen menor rentabilidad y, por otro lado, que las instalaciones bloque necesitan mejores condiciones, en este caso, más ayudas para ser igual de rentables que las unifamiliares. Además, se ve que el nivel de la subvención en las viviendas bloque se reduce muy poco frente a las viviendas unifamiliares al aumentar el período de retorno permitido.

4.6 COMPARACIÓN DEL PESO DE LOS PANELES EN UNA INSTALACIÓN DOMESTICA FRENTE A UNA DE GRAN ESCALA.

Este análisis tiene como objetivo ver dentro del presupuesto de una instalación fotovoltaica qué porcentaje de éste suponen los paneles fotovoltaicos y comparar el peso real de los generadores de energía en las instalaciones fotovoltaicas.

Para ello se ha cogido el LCOE obtenido en la instalación unifamiliar de Madrid y compararlo con los estándares Lazard (Lazard, 2024), que se muestran en la Figura 4.14.

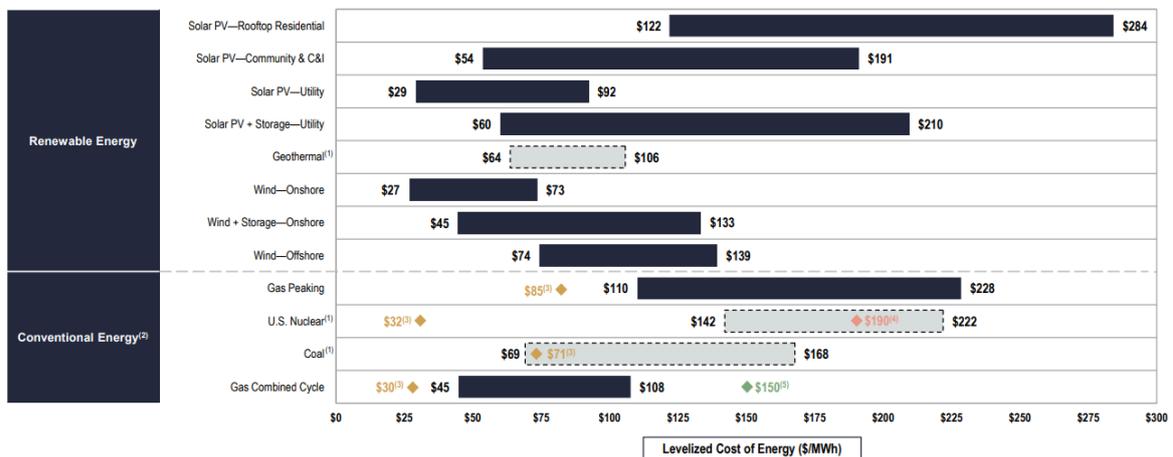


Figura 4.14 Estándares d LCOE en el año 2024 por Lazard (Lazard, 2024)

Se puede ver como el LCOE unifamiliares de Madrid y Sevilla, están dentro del umbral establecido por Lazard mientras que la vivienda bloque y la localización de Bilbao se posicionan como extremos, un indicador más que justifica su pequeña rentabilidad. Con esto también se puede ver el gran efecto del coste fijo en una instalación pequeña, en este caso del mantenimiento, para la rentabilidad de esta.

Para comparar los costes de un sistema de paneles solares doméstico con el LCOE proporcionado por Lazard, se recopilan los datos iniciales de inversión total, coste de los paneles, otros gastos, mantenimiento anual, vida útil del sistema y capacidad del sistema.

Seguidamente, se calcula la producción total de energía basada en la capacidad del sistema y la producción anual por kW instalado. Con estos datos se determinan los costes normalizados de la inversión total, inversión en paneles, otros componentes y mantenimiento. Tras descomponer la inversión total en costes de paneles y otros componentes, se suman estos al mantenimiento para obtener el coste total normalizado. Con todo lo anterior, se calcula el porcentaje que representan los paneles sobre el LCOE total y se compara. El resultado de este análisis se puede ver en la Figura 4.15.

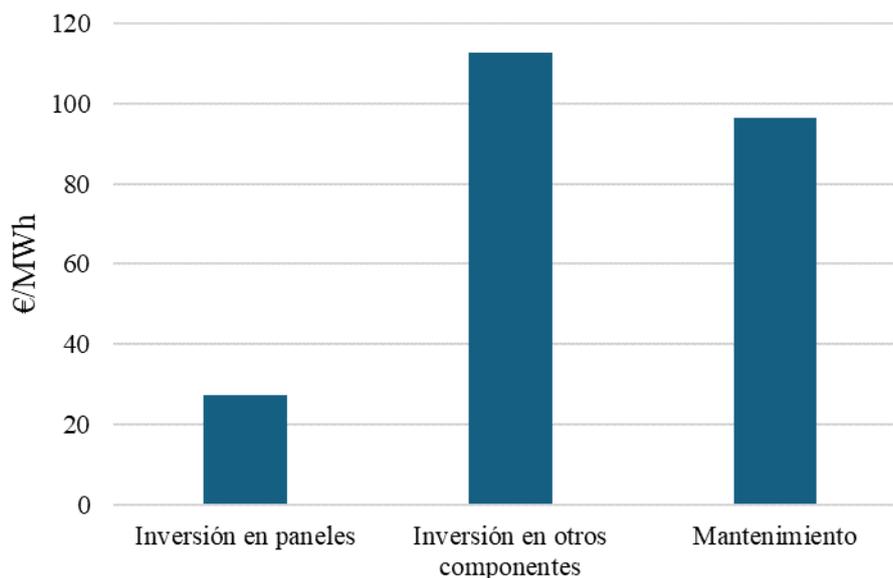


Figura 4.15 Peso los componentes en el LCOE total en vivienda unifamiliar Madrid

Como se puede ver la inversión en paneles supone un porcentaje mínimo del LCOE total y el LCOE obtenido entra dentro del estándar establecido por Lazard.

El coste medio de un panel fotovoltaico se sitúa en 500 €/kWp (IRENA, 2022), de esta forma si se calcula el porcentaje que suponen los paneles en el LCOE de una instalación de tamaño *utility*, se obtiene que los paneles suponen un 66,5% del LCOE total de la instalación.

Los resultados anteriores indican que el reflejo de la reducción del coste de los paneles en las instalaciones domésticas queda muy atenuado por el coste de los inversores y las labores

de mantenimiento, siendo éstas últimas una importante fuente de ingresos de la empresa de servicios energéticos que gestiona normalmente la planta. De este dato se puede entender por qué normalmente la rentabilidad de una instalación doméstica no tiene un periodo de retorno pequeño, ya que casi el 80% de los gastos de la instalación son elementos que no producen directamente energía y por lo tanto los ingresos provenientes son inferiores, al contrario que en las plantas fotovoltaicas donde sólo alrededor del 30% del presupuesto total está compuesto por el resto de los componentes de la instalación.

Otra métrica importante obtenida de este análisis es la comparación entre ambas instalaciones del gasto realizado en paneles frente al gasto realizado en inversores. En este sentido, en la instalación unifamiliar el inversor supone el 52% del coste de los paneles, mientras que en una planta fotovoltaica supone únicamente el 13%.

Este resultado deja ver cómo el coste proporcional de potencia pico frente inversor en las instalaciones domésticas es muy superior frente al que puede existir en una planta fotovoltaica donde se aplica economía de escala ya que un inversor de gran potencia puede sostener muchos paneles y proporcionalmente a la potencia producida es muy inferior. Este resultado es otra de las claves por las que las inversiones en instalaciones fotovoltaicas domésticas requieren mayor período de retorno y no reflejan directamente los bajos precios de los paneles solares, ya que existen muchos costes que realmente no generan directamente ingresos.

4.7 PVPC (EL PESO DE LA TARIFA ELÉCTRICA)

El objetivo que busca este análisis es poder ver la importancia de la tarifa en la rentabilidad de estas instalaciones fotovoltaicas domésticas.

Para analizar la variación de la tarifa eléctrica durante los últimos años y entender cómo variaría la rentabilidad de la instalación fotovoltaica dependiendo del precio de la electricidad durante el año, se ha llevado a cabo un análisis de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas tanto en vivienda unifamiliar como en bloque en las distintas localizaciones. Este análisis se ha realizado utilizando el precio voluntario para el pequeño consumidor durante diferentes años. Para llevar a cabo este análisis se han seguido los siguientes pasos:

Se ha utilizado el mismo análisis realizado para calcular el balance horario explicado en metodología, pero en vez de tener una tarifa fija, se ha impuesto la tarifa dada por el PVPC para cada una de las horas del año.

Se ha estipulado una demanda base muy alta, para analizar todos los años en igualdad de condiciones, de la misma forma que en la tarifa limite, estableciendo que toda la demanda es cubierta por la producción fotovoltaica y por la tanto no hay existencia de excedentes.

Una vez llevado a cabo estas simulaciones se han obtenido principalmente los periodos de retorno y LCOE con el objetivo de comparar las diferentes localizaciones y tipo de instalaciones.

Este proceso ha sido realizado para los años de 2019,2020, 2022 y 2023 dejando de lado el año 2021 ya que, en este, la manera de facturar a los consumidores cambió a mitad de año, no teniendo por ello sentido analizarlo.

Para llevar a cabo el análisis y ver las diferencias de forma más claras se ha comparado la instalación unifamiliar durante los diferentes años tanto en Madrid como en Bilbao.

En la figura 4.16 y figura 4.17 se presenta la comparación donde para cada año se da el LCOE, el periodo de retorno y la tarifa eléctrica media para la vivienda unifamiliar y vivienda bloque respectivamente.

Tabla 4.16 Comparación PVPC vivienda unifamiliar

Año	Madrid	Bilbao	Parámetros
2019	236	348	LCOE (Eur/MWh)
	>25	>25	PR (Años)
	0,121	0,121	Tarifa media (Eur/kWh)
2020	236	348	LCOE (Eur/MWh)
	>25	>25	PR (Años)
	0,103	0,103	Tarifa media (Eur/kWh)
2022	236	348	LCOE (Eur/MWh)
	6,492	12,048	PR (Años)
	0,319	0,319	Tarifa media (Eur/kWh)
2023	236	348	LCOE (Eur/MWh)
	17,138	>25	PR (Años)
	0,172	0,172	Tarifa media (Eur/kWh)

Tabla 4.17 Comparación PVPC vivienda bloque

Año	Madrid	Bilbao	Parámetros
2019	312	462	LCOE (Eur/MWh)
	>25	>25	PR (Años)
	0,121	0,121	Tarifa media (Eur/kWh)
2020	312	462	LCOE (Eur/MWh)
	>25	>25	PR (Años)
	0,103	0,103	Tarifa media (Eur/kWh)
2022	312	462	LCOE (Eur/MWh)
	8,420	18,160	PR (Años)
	0,319	0,319	Tarifa media (Eur/kWh)
2023	312	462	LCOE (Eur/MWh)
	>25	>25	PR (Años)
	0,172	0,172	Tarifa media (Eur/kWh)

Estas tablas dejan ver que sólo con tarifas muy altas la instalación es rentable. Esto es lo que ocurrió en el año 2022 cuando los precios de la electricidad promediaron un valor muy alto durante todo el año, lo que llevo a que la industria fotovoltaica doméstica sufriera un auge y muchos particulares se lanzaran a llevar a cabo este tipo de inversión. Se puede ver cómo esta tendencia se reduce en 2023, ya que el precio medio de la electricidad baja y por lo tanto los indicadores económicos presentan una rentabilidad más propia de una instalación base.

Por otro lado, cabe destacar cómo el LCOE no cambia de un año para otro ya que es un parámetro que como anteriormente se había explicado, no depende de los ingresos, sino que sólo refleja el coste de producción.

Otro punto para resaltar expuesto ya anteriormente es el hecho que en la vivienda bloque el LCOE es superior al de la vivienda unifamiliar, lo que indica que la rentabilidad de instalaciones más pequeñas es por norma general inferior a de la de instalaciones con mayor potencia. Esta misma tendencia se puede comprobar también con los periodos de retorno, constantemente superiores en la vivienda bloque frente a la vivienda unifamiliar. Esto es debido a como se ha comentado con anterioridad que el gasto de operación y del mantenimiento es un gasto fijo para ambas instalaciones, lo que provoca que para instalaciones con menor producción suponga una carga superior, causando que el LCOE de la vivienda bloque frente a la unifamiliar sea superior. En el caso que solo dependiera de la amortización el LCOE en una misma localización tendría que ser igual para ambos tipos de vivienda ya que la producción unitaria del panel es la misma.

También hay que destacar la continua diferencia de rentabilidad que existe entre Madrid y Bilbao debido a su latitud y, seguramente, la distinta nubosidad. En este sentido es importante destacar que, aunque el periodo de retorno en muchas situaciones sea mayor que el periodo de vida para ambas ciudades, si este es calculado, en Madrid el periodo de retorno sigue saliendo bastante inferior frente al de Bilbao. No obstante, es importante resaltar cómo esa diferencia es menor durante los años que la tarifa media es mayor y se acentúa aquellos donde de la tarifa es menor. Este suceso es debido a que como la producción en Bilbao es inferior a la de Madrid, aquellos años en los que la tarifa es superior, esos ingresos obtenidos

superan sustancialmente a los años con una tarifa normal, provocando que la tarifa se dispare. Un ejemplo de esto es la comparación entre 2020 y 2022.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 OBJETIVOS CUBIERTOS Y METODOLOGÍA

El proyecto ha tenido como objetivo principal analizar la rentabilidad de instalaciones fotovoltaicas domésticas comparando balances netos mensuales y horarios. Se ha utilizado el simulador PVSYST para obtener la producción horaria de diferentes localizaciones, analizados posteriormente en Excel para con ellos poder evaluar la viabilidad económica de las instalaciones.

5.2 RESULTADOS PRINCIPALES

5.2.1 PRODUCCIÓN Y DEMANDA

La producción fotovoltaica y la demanda de energía tienen picos desfasados, con la producción máxima al mediodía y el consumo máximo durante la noche. Esto genera excedentes que afectan negativamente la rentabilidad de las instalaciones, ya que es energía no aprovechada o remunerada de forma muy pobre.

La radiación solar tiene una gran importancia en la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, como se ha podido ver en la diferencia de Madrid y Sevilla respecto a Bilbao.

5.2.2 BALANCE HORARIO VS BALANCE MENSUAL

El balance horario, legal y riguroso, proporciona una evaluación más precisa de la eficiencia energética y la rentabilidad, mientras que el balance mensual tiende a sobreestimar la rentabilidad de los proyectos. El uso del balance mensual puede reducir aparentemente el período de retorno de la inversión creando una falsa impresión de rentabilidad.

5.2.3 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis llevado a cabo ha mostrado que el método de balance energético elegido es crucial para atraer inversiones hacia los sistemas de energía solar fotovoltaica. El balance mensual no refleja la realidad del consumo y la generación de energía, lo que puede llevar a decisiones de inversión erróneas, siendo el análisis horario el correcto y el obligado por la ley.

El LCOE (Coste Nivelado de Energía) no se ve afectado por el método de balance, ya que se basa en los costes de producción de energía. No obstante, varía entre distintos tipos de instalaciones en una misma localización dependiendo de los costes fijos asociados a producir esa energía.

La tarifa eléctrica influye de forma determinante en la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas domésticas, provocando que el periodo de retorno de la inversión varíe drásticamente según el momento en que se realice la inversión. Esto es comparable con el alto auge que tuvieron las instalaciones fotovoltaicas domésticas durante el año 2022 ya que los precios de la electricidad estaban muy altos y por tanto la inversión tenía un periodo de recuperación mucho más corto que en otros años.

5.2.4 IMPACTO DE LA LOCALIZACIÓN

La rentabilidad de las instalaciones varía significativamente según la localización geográfica. Instalaciones en Bilbao son menos rentables comparadas con Madrid y Sevilla, debido a la menor radiación solar media recibida en Bilbao.

Las instalaciones unifamiliares han resultado ser más rentables que las instalaciones en bloque, principalmente debido a los costes fijos de operación y mantenimiento que afectan más a instalaciones con menor producción, de ahí los LCOE mayores.

5.2.5 SUBVENCIONES

Las subvenciones necesarias para reducir el periodo de retorno de la inversión son mayores en Bilbao y para instalaciones en bloque. Esto refleja la menor rentabilidad de estas configuraciones.

Las subvenciones tendrán que ser progresivamente superiores para poder obtener periodos de retorno menores.

5.3 APORTACIONES DEL PROYECTO

- Evaluación Detallada de Rentabilidad: El proyecto proporciona una evaluación detallada y precisa de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, considerando diferentes metodologías de balance energético. Se ha demostrado que el balance mensual, empleado frecuentemente en evaluaciones preliminares de proyectos, sobrestima la rentabilidad, conduciendo a valores irreales.
- Metodología de Análisis: Se ha desarrollado una metodología que puede ser replicada para evaluar la viabilidad de instalaciones fotovoltaicas en diferentes localizaciones y bajo distintos escenarios de consumo y producción.
- Guía para Inversores: La información sobre la variabilidad de rentabilidad según la localización y el tipo de instalación proporciona una guía valiosa para potenciales inversores en energía solar fotovoltaica.

En resumen, el proyecto ha cubierto sus objetivos principales, ofreciendo una comprensión profunda de cómo diferentes factores afectan la rentabilidad de instalaciones fotovoltaicas domésticas y proporcionando una base sólida para futuras investigaciones y políticas en el área de energía renovable.

5.4 PROYECTOS FUTUROS

Algunos de los proyectos que podrían surgir de este trabajo de fin de grado podrían ser:

- Mejoras en la Precisión de los Modelos de Simulación

Una de las líneas futuras más convenientes es la mejora en los modelos de simulación de instalaciones fotovoltaicas. Se podrían integrar datos en tiempo real y técnicas avanzadas de modelado para aumentar la precisión de las predicciones de producción y consumo energético. Esto permitiría evaluar más adecuadamente la rentabilidad y el impacto

económico de las instalaciones fotovoltaicas bajo diferentes condiciones ambientales y patrones de uso energético.

- Desarrollo de Algoritmos de Optimización Energética

Otro proyecto futuro relevante sería el desarrollo de algoritmos de optimización que maximicen la eficiencia del autoconsumo fotovoltaico. Estos algoritmos podrían gestionar de forma más eficiente la generación y el consumo de energía, almacenando los excedentes de producción en baterías y liberando esa energía durante los picos de demanda. Además, podría estudiar como ajustar el consumo de electrodomésticos y otros dispositivos según la disponibilidad de energía solar, aumentando la eficiencia y reduciendo de esta forma los costos energéticos.

- Evaluación del Impacto de la Integración de Sistemas de Almacenamiento

El estudio de la integración de sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, en instalaciones fotovoltaicas es una continuación natural de este trabajo. Evaluar cómo estos sistemas pueden mejorar la rentabilidad de las instalaciones, reducir la dependencia de la red eléctrica y ofrecer una mayor resiliencia energética es fundamental. Proyectos futuros podrían centrarse en determinar las mejores estrategias para implementar almacenamiento en diferentes contextos residenciales y comerciales.

- Análisis de Escenarios con Políticas de Incentivos Variadas

Otro proyecto futuro interesante podría ser el análisis de diferentes escenarios de políticas de incentivos. Esto incluiría la evaluación de cómo diferentes tipos de subvenciones, créditos fiscales y tarifas de inyección de excedentes pueden influir en la adopción y la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas. Este tipo de análisis ayudaría a los responsables de políticas a diseñar incentivos más efectivos para fomentar la adopción de energía solar.

- Expansión del Estudio a Otros Tipos de Energía Renovable

Además de la energía solar fotovoltaica, futuros proyectos podrían expandirse para incluir otras formas de energía renovable, como la eólica o la geotérmica. Comparar la rentabilidad

y la viabilidad de diferentes fuentes de energía renovable en el contexto del autoconsumo permitiría una visión más completa y diversificada de las opciones disponibles para los consumidores y las empresas.

- Implementación de Proyectos Piloto

Finalmente, con los resultados de este trabajo, se podrían desarrollar proyectos piloto para implementar y validar las recomendaciones en condiciones reales. Estos proyectos recopilarían datos empíricos sobre el desempeño de las instalaciones fotovoltaicas con diferentes configuraciones de balance energético, sistemas de almacenamiento y políticas de incentivos, proporcionando información de gran valor para mejorar los modelos y las estrategias de implementación.

En definitiva, los proyectos futuros derivados de este trabajo pueden proporcionar mejoras significativas en la precisión, eficiencia y adopción de la energía solar fotovoltaica doméstica, contribuyendo a una transición más rápida y efectiva hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.

6. BIBLIOGRAFÍA

(NREL), N. R. (2018). *Photovoltaic Review*.

APPA. (2022). *Informe anual del autoconsumo fotovoltaico*.

APPA. (2023). *Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico*.

Bloomberg. (2015). *Evolution of photovoltaic landscape*.

CNMC. (s.f.). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*.

Dada, M., & Popola, P. (2023). Recent advances in solar photovoltaic materials and systems for energy storage applications: a review. *Beni-Suef University Journal of Basic and Applied Sciences* .

Dai, L., Shen, J., & Zhang, F. (2024). Development status and application analysis of new energy photovoltaic power generation energy market based on artificial intelligence. *International Journal of Low-Carbon Technologies*.

Donoso, J. (2024). Director de UNEF.

Gupta, D. (2018). An Evolution Review in Solar Photovoltaic Materials. *Journal of Communications Technology, Electronics and Computer Science*. Obtenido de <https://ojs.jctecs.com/index.php/com/article/view/277/111>.

Huang, K.-H. (2013). *Design and Implementation of Three-Phase Smart Inverter of the Photovoltaic Power Generation Systems*. MDPI. Obtenido de <https://www.mdpi.com/2076-3417/13/1/294>

INE. (2020). Obtenido de <https://www.gub.uy/instituto-nacional-estadistica/datos-y-estadisticas/encuestas/encuesta-continua-hogares#:~:text=La%20Encuesta%20Continua%20de%20Hogares%20brinda%20>

os%20indicadores,personas%20con%20periodicidad%20mensual%2C%20trimestr
al%2C%20semestral%

IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*.

IRENA. (2022). *Renewable Power Generation Costs*.

Lazard. (15 de Junio de 2024). Obtenido de <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>

ONU. (2015). *Objetivos De Desarrollo Sostenible*.

ONU. (2015). *Objetivos De Desarrollo Sostenible*.

Planelles, M. (Octubre de 2015). El Gobierno aprueba el ‘impuesto al sol’ para el autoconsumo eléctrico. *El Pais*.

REE. (2021). Obtenido de <https://www.ree.es/es/clientes/distribuidor/gestion-medidas-electricas/consulta-perfiles-de-consumo>

REE. (8 de abril de 2022). *Red Electrica Española*. Obtenido de Comparativa internacional (Sol) 2021 | Informes del sistema (sistemaelectrico-ree.es)

REE. (8 de Enero de 2023). *Red Electrica Española*. Obtenido de <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/comparativa-internacional-sol>

Soria, A. (10 de mayo de 2021). *Censolar*. Obtenido de <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>

UNEF. (31 de enero de 2022). Obtenido de <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/el-autoconsumo-fotovoltaico-instalado-en-espana-crecio-mas-del-100-en-2021>

UNEF. (Enero de 2024). Obtenido de <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/en-2023-se-instalaron-en-espana-1706-mw-de-autoconsumo-fotovoltaico>