

E.T.S. de Ingeniería Industrial,  
Informática y de Telecomunicación

Estudio de viabilidad y propuesta metodológica de  
análisis de recurso para comunidades energéticas:  
Caso práctico de Huarte.



Máster Universitario en  
Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

David González Sánchez

Julio Pascual Miqueleiz

Pamplona, 23/06/23

upna

Universidad Pública de Navarra  
Nafarroako Unibertsitate Publikoa



# Resumen

Las comunidades energéticas son una de las apuestas de la [Unión Europea \(UE\)](#) para la transición energética. Este concepto radica principalmente en implicar a la ciudadanía en la generación y el consumo de energía, por medio de entidades de participación democrática, abierta, voluntaria y cuyo fin principal sea el beneficio social y medioambiental de la comunidad y su entorno.

Con este propósito de reforzar el tejido social, reducir emisiones, aumentar la generación renovable, reducir la pobreza energética y empoderar a las personas socias en materia de energía, se está impulsando en el municipio de Huarte (Navarra) una comunidad energética con el apoyo del ayuntamiento. El presente documento es un estudio de viabilidad económica de diferentes proyectos y acciones que puede ser interesante llevar a cabo por parte de dicha comunidad energética.

En primer lugar, se ha estudiado la instalación de una central hidroeléctrica de 50 kW en la presa de Atondoa: resulta viable económicamente aunque el tiempo hasta su puesta en marcha es de unos 4 años.

En segundo lugar, una instalación fotovoltaica en el tejado del edificio de oficinas del colegio Virgen Blanca de hasta 100 kW. También resulta viable, y puede plan- tearse transcurrido el primer año de funcionamiento (ya contando con los perfiles de consumo y el grado de la energía autoconsumida y la excedentaria) la instalación de una batería para aumentar el índice de autoconsumo.

Tercero, una oficina ciudadana de energía, pensada para la promoción de medidas de ahorro energético, eficiencia, instalaciones de autoconsumo y formación de la ciudadanía en materia de energía. Se proponen dos formatos, una asesoría técnica y ciclos de charlas. Tiene el beneficio transversal de que es un proyecto muy visible que puede servir para dar a conocer la [Comunidad Energética \(CE\)](#) y permitir que las personas que no son socias se interesen por ella.

Finalmente, la propuesta de movilidad eléctrica no resulta atractiva económicamen- te, representando un riesgo elevado la compra de un vehículo sin información del grado de uso que tendrá, y el renting del vehículo presenta unos elevados costes fijos que no la hacen competitiva.

***Palabras Clave:*** *Comunidades Energéticas, Comunidades de Ener- gías Renovables, Comunidades Ciudadanas de Energía, estudio de via- bilidad, fotovoltaica, hidroeléctrica, minihidráulica, movilidad, almace- namiento, renovables, transición energética*



# Agradecimientos

Aprovecho este espacio para agradecer a todas las personas que han contribuido de alguna manera a este [Trabajo de Fin de Máster \(TFM\)](#), que no han sido pocas.

En primer lugar a **Julio Pascual**, mi tutor, que con sus sugerencias, correcciones y recomendaciones, ha matizado, concretado y mejorado la propuesta inicial que llevé a su despacho hasta darle la forma que finalmente tiene. Gracias, por aceptarla y ayudarme a sacarla adelante.

En segundo lugar, al personal del ayuntamiento de Huarte. A **Isa, Txemari e Íñigo**, que desde el primer momento me ofrecieron su apoyo y su conocimiento sobre el pueblo y sus instalaciones. Y cómo no, a las compañeras y compañeros de los grupos motores de **Ekimen**, la **CE** en ciernes de Huarte, por compartir durante todas esas sesiones vuestras ganas de crear, de construir, de mejorar, de consensuar y de entenderse. Esas ganas que sin duda os harán llegar muy lejos. Gracias, mucho ánimo y suerte en vuestra andadura conjunta, espero que mi aportación mediante este trabajo os haya sido de utilidad.

En tercer lugar, agradecer a la gente de Goiener por todos sus aportes y por ponerme en contacto con la **CE** de Huarte. A **Xabi**, por acompañarme en este proceso y estar siempre con un ojo puesto en mí para que no me faltara nada para desarrollar mi trabajo. A **Jokin**, por su paciencia al mostrarme los pormenores de los modos de conexión a red. A **María**, por enseñarme cómo se gestionaban los puntos de suministro municipales. Y a **Leire, Oihane, Ainhoa, Asier G, Asier A, Ion, Susana**...por tener siempre las puertas de la oficina de Iruña abiertas (y la cafetera dispuesta) para mis visitas imprevistas.

Casi terminando, a **Ramón Lacunza, Aritz Chocarro, Pablo García, Mar Rubio, Javier Zardoya y Oihan Mendo** por cederme vuestro tiempo, conocimiento y recursos: por hacer que la energía hidroeléctrica, la movilidad eléctrica compartida y las comunidades energéticas fuesen un poco más cercanas y conocidas. También a **Garoa y Oihan** y a **Axel**: ha sido un gusto compartir con vosotros las sesiones para impulsar la **CE** de Huarte y aprender a vuestro lado sobre facilitación de grupos.

Finalmente pero no menos importantes a **mi familia** y a **Cris**, por apoyarme en todo momento durante el proceso. A **Carmen y Ana** por acogerme en mis viajes a Iruña. Y al resto de **amigos y amigas** que habéis aguantado charlas sobre el (casi) monotema.

A todas y todos, gracias.

David



”Las mejores y más evolucionadas tecnologías son aquellas que no destruyen la base misma sobre la cual vivimos.”

Vandana Shiva





# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2. Huarte: Contexto y enfoque del estudio</b>	<b>4</b>
<b>3. Estudio de minihidráulica</b>	<b>8</b>
3.1. Estado administrativo de la concesión . . . . .	9
3.2. Estimación del recurso hídrico . . . . .	10
3.3. Potencia extraíble . . . . .	12
3.4. Selección de la turbina . . . . .	13
3.5. Costes de la instalación (Capital expenditures (CAPEX)) . . . . .	14
3.6. Costes de operación (Operational expenditures (OPEX)) . . . . .	15
3.7. Estudio económico: caso base . . . . .	16
3.8. Estudio económico: Análisis de sensibilidad . . . . .	20
3.8.1. Porcentaje de autoconsumo . . . . .	20
3.8.2. Precio de la energía . . . . .	22
3.8.3. Precio de compensación de excedentes . . . . .	24
3.8.4. Inversión inicial . . . . .	26
3.8.5. Costes de operación y mantenimiento . . . . .	29
3.9. Conclusión del estudio . . . . .	31
<b>4. Estudio fotovoltaico</b>	<b>32</b>
4.1. Estimación de recurso fotovoltaico . . . . .	35
4.2. CAPEX y OPEX . . . . .	37
4.3. Análisis económico: caso base . . . . .	37
4.4. Estudio económico: Análisis de sensibilidad . . . . .	41
4.4.1. Precio de la energía . . . . .	41
4.4.2. Vida útil de los paneles y el inversor . . . . .	42
4.4.3. Compensación de excedentes . . . . .	43
4.5. Conclusión del estudio . . . . .	44
<b>5. Oficina ciudadana de energía</b>	<b>45</b>
5.1. Charlas informativas . . . . .	45
5.2. Servicio de asesoría . . . . .	46
5.3. Estimación de costes . . . . .	47
5.4. Reflexiones sobre la oficina de energía . . . . .	47
<b>6. Estudio de movilidad</b>	<b>49</b>
6.1. Comparativa de costes . . . . .	50

6.2. Conclusiones . . . . .	52
<b>7. Conclusiones</b>	<b>53</b>
<b>A. Cálculo de pendientes y orientaciones de cubiertas</b>	<b>I</b>
<b>B. Instalaciones solar térmicas de ACS en vivienda</b>	<b>VII</b>

# Siglas

+SE Plan + Seguridad Energética. 1

ACS Agua Caliente Sanitaria. 1, 7, 47, VII, VIII

ATB Annual Technology Baseline. 16, 37

CAPEX Capital expenditures. 1, 9, 14, 15, 17–19, 26–28, 30, 37, 39, 41

CCE Comunidad Ciudadana de Energía. 2

CE Comunidad Energética. 0, 44–50, 53, 54

CER Comunidad de Energías Renovables. 2, 6–8, 32

CEs Comunidades Energéticas. 1, 2, 5, 45

CHEbro Confederación Hidrográfica del Ebro. 9, 11

CNMC Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 33

CTE Código técnico de la edificación. VII

DB-HE Documento Básico de ahorro de energía. VII

EEUU Estados Unidos. 14

GCoM Global Covenant of Mayors (*Pacto de las alcaldías*). 1, 2

i tasa de descuento nominal. 17, 18

i-DE Iberdrola Distribución Eléctrica. 9

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 20, 49

IEA International Energy Agency. 14, 16

IPC Índice de Precios al Consumidor. 15, 17–19, 38

IRENA International Renewable Energy Agency. 14, 16

IVA Impuesto sobre el Valor Añadido. 47

k tasa de descuento real. 17, 18

- LCOE** Levelized Cost of Energy. [3](#), [5](#), [18–20](#), [28](#), [30](#), [31](#), [38](#), [40](#), [44](#), [53](#)
- NREL** National Renewable Energy Laboratory. [16](#), [37](#)
- OCA** Organismo de Control Autorizado. [15](#)
- ODS** Objetivos de Desarrollo Sostenible. [1](#), [2](#)
- OF64** ORDEN FORAL 64/2022. [1](#)
- OPEX** Operational expenditures. [1](#), [9](#), [15–19](#), [29](#), [30](#), [37](#), [38](#), [53](#)
- ORNL** Oak Ridge National Laboratory. [14](#), [16](#)
- Payback** plazo de recuperación (*Payback*). [3](#), [16–19](#), [22](#), [24–26](#), [28](#), [30](#), [31](#), [42–44](#)
- PEN** Plan Energético de Navarra. [1](#)
- PERTE** Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica. [1](#)
- PNIEC** Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. [1](#)
- PPA** Acuerdo de compra de energía (*Power Purchase Agreement*). [8](#), [36](#)
- PVGIS** Photovoltaic Geographical Information System. [35](#)
- PVPC** Precio de Venta al Pequeño Consumidor. [17](#), [22](#), [50](#)
- RAIPEE** Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. [8](#), [36](#)
- RD-1183/2020** Real Decreto 1183/2020. [5](#), [10](#)
- RD-148/2021** Real Decreto 148/2021. [33](#)
- RD-244/2019** Real Decreto 244/2019. [8](#)
- SAIH** Sistema Automático de Información Hidrológica. [11](#)
- SitEbro** Sistema de Información Territorial de la Confederación Hidrográfica del Ebro. [11](#)
- TFM** Trabajo de Fin de Máster. [0](#), [2](#), [36](#), [VIII](#)
- TIR** Tasa Interna de Rentabilidad. [3](#), [16–19](#), [21](#), [23](#), [25](#), [27](#), [29](#), [38](#), [39](#), [41–43](#), [53](#)
- UE** Unión Europea. [0–2](#), [VIII](#)
- VAN** Valor Actual Neto. [3](#), [16–19](#), [21](#), [22](#), [25](#), [26](#), [29](#), [38](#), [39](#), [41](#), [42](#)

# Capítulo 1

## Introducción

En el actual contexto de crisis energética, climática y de materiales, se están tomando diversas medidas para descarbonizar el sistema eléctrico europeo, aumentar la eficiencia energética y reducir el consumo de energía, la pobreza energética y la dependencia de los combustibles fósiles. También en este marco de inestabilidad política, la elevada volatilidad de precios de los combustibles fósiles e incluso el riesgo a medio plazo de desabastecimiento están convirtiendo la transición energética en una cuestión estratégica (no sólo social y ambiental). El marcado encarecimiento de la energía, transversal a toda la economía, está causando un aumento de la inflación y una subida generalizada de precios que reducen la competitividad del país y agrava la situación de pobreza energética de muchas personas de los estados miembros.

La UE ya desde hace unos años viene tomando distintas medidas al respecto como promulgar normativas entre las que se encuentran la firma del Acuerdo de París[1], los [Objetivos de Desarrollo Sostenible \(ODS\)](#) de la Agenda 2030[2] y el European Green deal. También se han aprobado distintos instrumentos de financiación para impulsar la transición energética, los llamados fondos Next Generation. Precisamente en este paquete de medidas encaja el programa CE Implementa del Gobierno de España, que ofrece financiación a programas piloto de [Comunidades Energéticas \(CEs\)](#) singulares en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Financiado por la Unión Europea).

También a nivel estatal en España se han elaborado planes estratégicos con el mismo fin. El [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\)](#)[3], el [Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica \(PERTE\)](#)[4] y el plan [Plan + Seguridad Energética \(+SE\)](#)[5]. A nivel de comunidades, en cuanto a la comunidad Foral de Navarra, se ha promulgado el [Plan Energético de Navarra \(PEN\)](#) [6] y varias órdenes forales como la [ORDEN FORAL 64/2022 \(OF64\)](#)[7]. Finalmente, a nivel municipal cientos de localidades en España y también Europa (entre ellos Pamplona) han firmado el Pacto de las Alcaldías por la Energía y Clima "[Global Covenant of Mayors \(Pacto de las alcaldías\) \(GCoM\)](#)".

De todos estos planes, estrategias y normativas, pueden agruparse las medidas más representativas en los siguientes bloques:

1. **Reducir de dependencia energética** del extranjero[3][8]
2. **Reducir de emisiones de efecto invernadero** mediante renovables y electrificación de transporte y climatización[3][6][2][9]
3. **Aumentar de la eficiencia energética** en línea con el objetivo anterior[3][6][1][9]
4. **Asegurar el acceso a la energía** (ODS n°7)[2][8][10] y proteger a los consumidores más vulnerables[9]

Sin embargo, el enfoque normativo no es el único que se emplea, sino que se considera que las actuaciones a nivel local van a ser mucho más efectivas si las llevan a cabo los propios agentes locales. Con esta premisa, que en el GCoM se le llama *principio de subsidiariedad*[10], la UE promueve las figuras jurídicas de **Comunidad de Energías Renovables (CER)** ([11]) y **Comunidad Ciudadana de Energía (CCE)** ([12]). Los matices de éstas, sus diferencias entre sí, fortalezas, debilidades, obstáculos presentes y retos futuros se desarrollan en el complemento a este TFM[13]. Dichas diferencias quedan fuera del alcance de este documento, por lo que por simplicidad y concisión en lo sucesivo se denotarán a las CER y CCE con su expresión genérica:CEs. Por ahora, será suficiente con indicar sus características principales para dar una idea general al respecto. Las CER son entidades:

1. **Con personalidad jurídica**
2. **Basada en la participación abierta y voluntaria**
3. **Su principal objetivo es el beneficio medioambiental y social:** puede haber beneficio económico pero no debe primar sobre los otros objetivos.
4. **De las que pueden formar parte diversos agentes:** individuos, pequeñas empresas, ayuntamientos...

Con este tipo de comunidades ciudadanas (con especial énfasis en la palabra comunidades) se puede conseguir una mayor tasa de autoconsumo renovable, pero no sólo eso: como la ciudadanía se implicará activamente en la gestión de su propia energía, muy probablemente se producirá un empoderamiento de la ciudadanía al comprender mejor cómo funciona este sector. También cabe esperar un uso más racional de la energía y por ende, una reducción del consumo. Finalmente, al formarse una red ciudadana más cohesionada fruto de una actividad común, es lógico pensar que la CER contribuye a una mayor resiliencia y capacidad de mitigar posibles situaciones de pobreza energética.

En este documento el objetivo es llevar a cabo un estudio de las tecnologías y posibilidades que están al alcance de la CER que se está impulsando en Huarte (Navarra). Con este caso práctico se busca no sólo facilitar este proceso de indagación a esta comunidad, sino que todas las CER que están por venir: que grupos de personas que buscan ser más sostenibles y aprender algo sobre consumo, eficiencia y soberanía energética por el camino puedan también tener acceso a este documento, para tener una visión general del proceso de creación y de algunas posibilidades que pueden evaluar.

La estructura del análisis de las tecnologías consiste en:

- **Descripción de la tecnología:** Breve explicación de en qué consiste, qué aporta y qué inconvenientes presenta.
- **Caso de Huarte:** Estudiar la aplicabilidad de la tecnología en Huarte y sus ubicaciones potenciales.
- **Alcance del análisis:** y propuesta de análisis posteriores
- **Evaluación de recurso disponible:** El recurso renovable varía mucho según el tipo de recurso y el emplazamiento de la instalación, y esto condiciona enormemente la viabilidad del proyecto, por lo que debe cuantificarse lo mejor posible para determinar si merece la pena ejecutarlo o no.
- **Dimensionamiento de la instalación:** Si el tamaño de la instalación puede ser variable, se incluirá un caso de ejemplo.
- **Estudio económico:** Cálculo del [Valor Actual Neto \(VAN\)](#), [Tasa Interna de Rentabilidad \(TIR\)](#), [plazo de recuperación \(\*Payback\*\)](#) y [Levelized Cost of Energy \(LCOE\)](#) de un escenario que se considere razonable y que se denominará caso base. A partir de dicho caso se efectuarán los distintos análisis de sensibilidad.
- **Análisis de sensibilidad:** Se estudiará el efecto que distintas variables pueden tener en el resultado del estudio económico. Dada la elevada volatilidad de precios que se ha venido experimentando últimamente en el mercado de la energía y la imposibilidad de predecir con razonable certidumbre los precios de venta de la energía en los próximos años, resulta muy complejo estimar la viabilidad del proyecto a día de hoy.  
Por eso es muy interesante llevar a cabo un análisis de sensibilidad de distintos factores que pueden condicionar dicha viabilidad (el precio de venta de la energía, los tipos de interés, el valor de la compensación de excedentes vertidos a la red, el coste de la instalación, su tamaño, su vida útil...).
- **Conclusión:** Valoración general que sintetiza los resultados obtenidos.

## Capítulo 2

# Huarte: Contexto y enfoque del estudio

El municipio de Huarte se encuentra en la comarca de Pamplona y cuenta con una población de 7282 según el censo de 2021[14] y una renta media de 38 349 € al año por hogar[15]. Con 3,84 km<sup>2</sup> de superficie[16], su densidad de población es de 1896 habitantes/km<sup>2</sup>.

El río Arga bordea gran parte de su término municipal y cuenta con diversas instalaciones a destacar como un museo de arte moderno, una pista de hielo, un polideportivo, un frontón... A este municipio pertenecen también el polígono industrial de Areta y el centro comercial Itaroa. Como puede verse en la tabla 2.1, se trata de una población joven (5,7 años menos que la media nacional[17]).

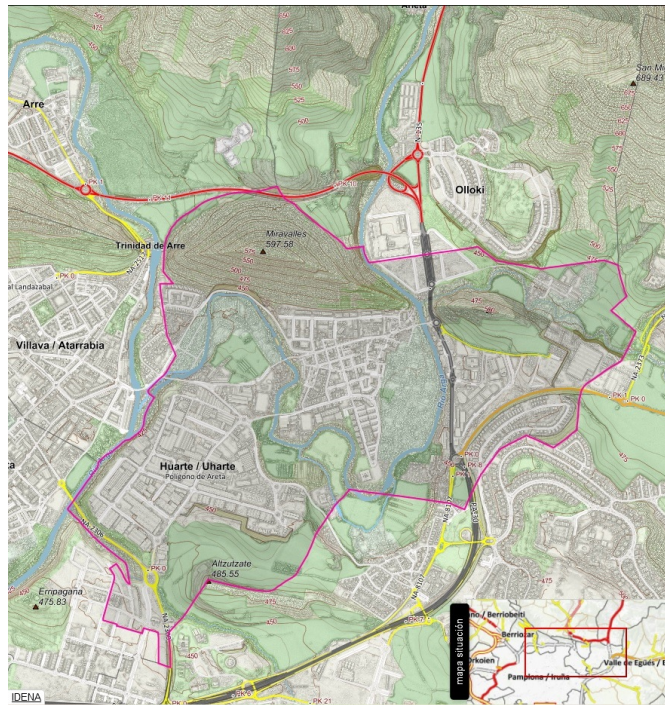


Figura 2.1: Mapa de Huarte

Tabla 2.1: Información sobre la población de Huarte.

Edad media de la población	Porcentaje de población menor de 18 años (%)	Porcentaje de población de 65 o más años (%)	Tamaño medio del hogar	Hogares unipersonales (%)
38,3 años	25,2	12,0	2,73 personas	25,9



Al sopesar las tecnologías que se pueden emplear, se evalúa las que tienen un mayor potencial según diversos factores: madurez tecnológica, impacto ambiental y social, viabilidad económica, abundancia de recurso, sencillez de mantenimiento, rapidez de puesta en marcha...

Es importante resaltar que el tamaño de las instalaciones de autoconsumo es muy variable y depende en gran medida del número de personas implicadas, la capacidad de financiación que tengan, etc. Las propuestas de generación eléctrica de este trabajo en ningún caso superarán los 100 kW de instalación por dos motivos:

1. Porque en ese caso ya no se puede acceder al mecanismo de compensación simplificada de excedentes[18].
2. Porque en instalaciones de menos de 100 kW en virtud del [Real Decreto 1183/2020 \(RD-1183/2020\)](#)[19] no se puede negar la conexión de la instalación mientras que en caso contrario sería necesario tener un nudo con capacidad de acceso disponible. Como muestra la figura 2.2 con dos círculos morados, no existen nudos con capacidad disponible en el término municipal de Huarte: el más cercano se encuentra en Olloki, tras el vecino monte Miravalles con 1,9 MW sin conectar[20].

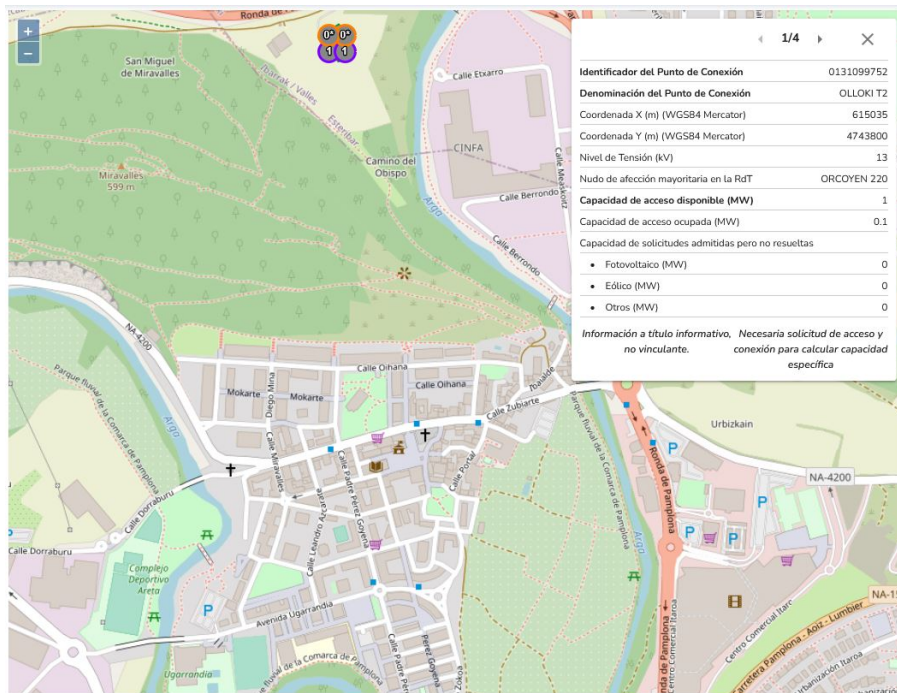


Figura 2.2: Mapa de Capacidad de acceso en Huarte

Se evaluará el potencial de cada una de las opciones propuestas (no son excluyentes entre sí) y se elaborará una propuesta metodológica de análisis para que sea extrapolable a otras CE. Para poder comparar entre distintas tecnologías se obtendrá el LCOE de cada una de ellas.

A continuación se detallan las tecnologías sopesadas y si se han incluido o no en este estudio:

▪ **Proyectos evaluados en este trabajo**

- **Solar fotovoltaica:** Por su buena rentabilidad, madurez tecnológica escaso mantenimiento y buen recurso, se analizará su potencial. Además, dado que en caso de las CER existe la posibilidad de que el ayuntamiento ceda cubiertas públicas por lo que este estudio se centrará en el potencial de las cubiertas públicas con potencial para instalar un autoconsumo compartido fotovoltaico.
- **Mini hidroeléctrica:** Huarte cuenta con tres presas en su término municipal (Atondoa, Zokoa y Dorraburu)[21]. En la de Atondoa ya existió hasta 1970 una minihidroeléctrica de 15 kW, y aún existen el canal de derivación y la compuerta que quizá podrían aprovecharse[22]. Por todo esto también se analizará su potencial.
- **Oficina ciudadana de energía:** Con un servicio de asesoría de duración determinada al servicio de la ciudadanía, se puede evaluar las opciones de cada persona o núcleo familiar sobre aspectos concretos de su vivienda y consumo (energía solar térmica, mejoras de aislamiento, sistemas de almacenamiento, aerotermia, etc). Es una medida que no requiere apenas coste (sólo la contratación de un técnico) y puede tener un impacto muy positivo. También se pueden organizar en esta línea jornadas informativas que puedan tener un interés más generalizado (revisar y comprender facturas de electricidad de gas, energía y emisiones asociadas a la alimentación y el uso de objetos cotidianos...) y en general impulsar la reducción del consumo y el uso racional de la energía.
- **Movilidad eléctrica compartida:** Una opción interesante a considerar como alternativa al vehículo privado para personas que sólo realizan desplazamientos de pequeña o media distancia en su día a día. Aumentando el factor de ocupación de los vehículos, con la reducción de emisiones del vehículo eléctrico, y combinándola con una instalación fotovoltaica, puede ser una opción muy interesante.

■ **Proyectos no evaluados en este trabajo**

- **Mejoras de aislamiento y aerotermia:** Ambas deben ser evaluadas con las peculiaridades de cada vivienda. Por eso, se considera que estos estudios y análisis pueden emanar de la oficina ciudadana de energía.
- **Solar térmica de baja temperatura:** Es una tecnología madura y económica que permite producir [Agua Caliente Sanitaria \(ACS\)](#) en hogares, piscinas, hoteles...No se considera un proyecto colectivo de esta tecnología en la [CER](#) al no haber ninguna aplicación concreta para ello. Sin embargo, sí puede ser de interés en el ámbito de las viviendas privadas y bloques de vecinos, por lo que estas instalaciones tienen cabida en el apartado de oficina técnica. Por eso, en el [anexo B](#) se incluye una descripción de la tecnología para dar una idea general de la misma.
- **Pequeña y gran eólica:** La gran eólica queda descartada en este municipio al carecer de zonas suficientemente apartadas donde instalar aerogeneradores (la distancia mínima a zonas pobladas son 500m[23]), y también por otros motivos entre los que pueden mencionarse la elevada inversión inicial, prolongados tiempos de instalación y puesta en marcha. Y la pequeña eólica queda fuera del alcance de este proyecto por la complejidad que presenta la estimación del recurso a pequeña escala en un entorno urbano (y por consiguiente la producción de energía y la viabilidad económica).
- **Biomasa:** En Huarte no abunda ni el monte arbolado (48 hectáreas) ni las tierras de labranza (21 hectáreas)[24]. Las tierras de labranza son pequeñas huertas, por lo que se considera que no generan demasiados restos orgánicos. En cuanto al monte de Huarte, el Oihana, no existiendo lotes de leña ni explotaciones activas de este recurso. Dada su reducida cuantía, el recurso de biomasa renovable no se considerará en este trabajo. Otras alternativas a la biomasa empleando recurso de otros territorios (calderas de pellets comprando biomasa o similar) quedan también fuera del alcance de este documento.
- **Calor de distrito:** Por la elevada inversión y el grado de planificación urbanística que requiere una instalación semejante, se considera fuera del alcance de una pequeña [CER](#) y queda fuera de este estudio.
- **Sistemas de acondicionamiento pasivo:** Estos sistemas que aprovechan la energía solar que entra en la vivienda (muro de Trombe, sistemas de captación retardada...)[25] y otros elementos de arquitectura bioclimática son muy costosos de implementar en edificios ya existentes. Otros elementos como voladizos, porticones o toldos para controlar la radiación incidente en la vivienda quizás sean más asequibles, esas actuaciones entrarían en las opciones que puede gestionar la oficina técnica, aunque dicho sea de paso, al encontrarse Huarte en un clima con veranos no demasiado calurosos, estos elementos pasivos para limitar la radiación incidente quizá no tengan un gran impacto.

Para las tecnologías seleccionadas se realizarán estudios de viabilidad sencillos para que puedan usarse usarse como herramienta de toma de decisión.

# Capítulo 3

## Estudio de minihidráulica

En este capítulo se evaluará el potencial hidroeléctrico de Huarte. Los aspectos administrativos y el tipo de instalación (autoconsumo compartido o unidad de generación de energía, por ejemplo) se tratarán en detalle en el complemento[13] y en este documento simplemente se mencionará sucintamente la parte que se considera necesaria para la comprensión del mismo.

Podría instalarse una minihidráulica en dos modalidades distintas: autoconsumo compartido o instalación de producción de energía eléctrica. En el primer caso el objetivo principal de la instalación es el autoconsumo, con un límite de distancia para su aprovechamiento de 500 m (a diferencia de la fotovoltaica, que se ha ampliado el límite a 2000 m, el resto de tecnologías mantiene la distancia límite original establecida en el [Real Decreto 244/2019 \(RD-244/2019\)](#)[18]). En el segundo caso, se procedería a la venta directa de energía, para ello debe inscribirse en el [Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica \(RAIPEE\)](#) la instalación. Como para vender energía es necesario estar registrado como comercializadora, o bien la [CER](#) lleva a cabo este proceso, o bien acuerda con una comercializadora ya existente la gestión de esta central. Así, la [CER](#) podría beneficiarse económicamente de la venta de energía o a través de un [Acuerdo de compra de energía \(Power Purchase Agreement\) \(PPA\)](#) o similar, adquirir su propia energía a través de la comercializadora.

De las tres presas, (Atondoa, Zokoa y Dorraburu) la de mayor salto es la presa de Atondoa (Figura 3.1), que tiene 6,7 metros de salto bruto[22] y ya tiene un canal de derivación construido. El salto de las otras dos presas es muy reducido (Figura 3.2). Dado que la de Atondoa tiene mayor salto bruto de agua y que es mucho más sencillo y rápido reactivar una concesión existente que solicitar una nueva, se centrará el estudio en este salto. Tras una inspección visual in situ de la presa, se recomienda volver a medir el salto bruto, porque no parece corresponderse con el que figura en bibliografía. También se aprecia que no dispone de escala de peces, y que la compuerta de acceso al canal de derivación lleva tiempo en desuso y requerirá de una puesta a punto o reemplazo.



Figura 3.1: Presa de Atondoa



Figura 3.2: Presa de Zokoa

Para aprovechar un salto de agua en el cauce de un río con una central hidroeléctrica de pequeño tamaño es necesario el permiso de conexión de la distribuidora (en este caso [Iberdrola Distribución Eléctrica \(i-DE\)](#)), la concesión de aprovechamiento de agua de la confederación hidrográfica correspondiente, en este caso [Confederación Hidrográfica del Ebro \(CHEbro\)](#) y la licencia de obra por parte del ayuntamiento para poder efectuar la obra civil. En caso de aprovechar o reactivar una concesión existente no deberán aplicarse las normativas vigentes con carácter retroactivo sobre la presa y el canal existentes: en caso de modificación o nueva concesión sí deberán cumplirse.

El estudio de viabilidad consta de las siguientes fases:

1. Estado administrativo de la concesión.
2. Estimación del recurso hídrico.
3. Estimación de la potencia extraíble.
4. Selección de la turbina.
5. Estimación de costes de la instalación ([CAPEX](#)).
6. Estimación de costes de operación ([OPEX](#)).
7. Estimación de ahorro económico y rentabilidad de la inversión.
8. Análisis de sensibilidad.
9. Conclusión del estudio de viabilidad.

### 3.1. Estado administrativo de la concesión

Una concesión de aprovechamiento de aguas son contratos que se firman con el Estado para utilizar un caudal o volumen determinado durante un periodo concreto (un máximo de 75 años según el artículo 59.4 de la Ley de Aguas)[26]. Existen contratos de riego, de uso industrial, o de generación eléctrica, como es el caso.

Tras conseguir la concesión, cuya tramitación suele tardar unos cuatro años en llevarse a cabo[27], debe conseguirse el visto bueno de la Dirección General de Industria

y del Departamento de Desarrollo Rural y Medio Ambiente a nivel Navarra y del Ministerio de industria a nivel estatal. Con el proyecto aprobado, se debe conseguir la licencia de obra y actividad por parte del ayuntamiento[28].

Estas son las condiciones que siempre han de cumplirse, aunque en ocasiones pueden darse otros casos como fincas o terrenos afectados por la instalación que tienen dueños ajenos al proyecto, o cuya calificación urbanística no permite la ejecución del proyecto[28].

En general se tarda tres años en conseguir las licencias y un año para obra y puesta en marcha[28]. En cuanto a conexión, el RD-1183/2020[19] de diciembre que regula los derechos de acceso y conexión a red indica que la distribuidora no puede negar el acceso a red a instalaciones de menos de 100 kW

En el caso de Huarte no se ha podido determinar quién es propietario de la presa, pero sí el de la concesión (que no se citará en este trabajo por respetar su privacidad). La concesión se hizo en 1972 y actualmente pesa sobre ella una solicitud de extinción (se ha solicitado la retirada de la concesión porque ya no se está utilizando). Es decir, que si se desea, podría solicitarse el desistimiento del recurso de extinción y aprovecharse la concesión reactivada hasta 2047. Un dato interesante que no ha se podido aclarar es si esa concesión va unívocamente ligada a una referencia catastral concreta (la de la antigua central) o si podría aprovecharse la misma presa instalando la central en la propiedad contigua, por ejemplo.

### 3.2. Estimación del recurso hídrico

Para conocer el recurso disponible en el punto donde se ubicará la central, se utilizarán los datos de caudal del aforo de medida más cercano (los aforos son estaciones que miden nivel y caudal del río). En caso de Huarte el aforo más cercano se encuentra aguas arriba del pueblo[29]. Su ubicación se puede ver en la figura 3.3.

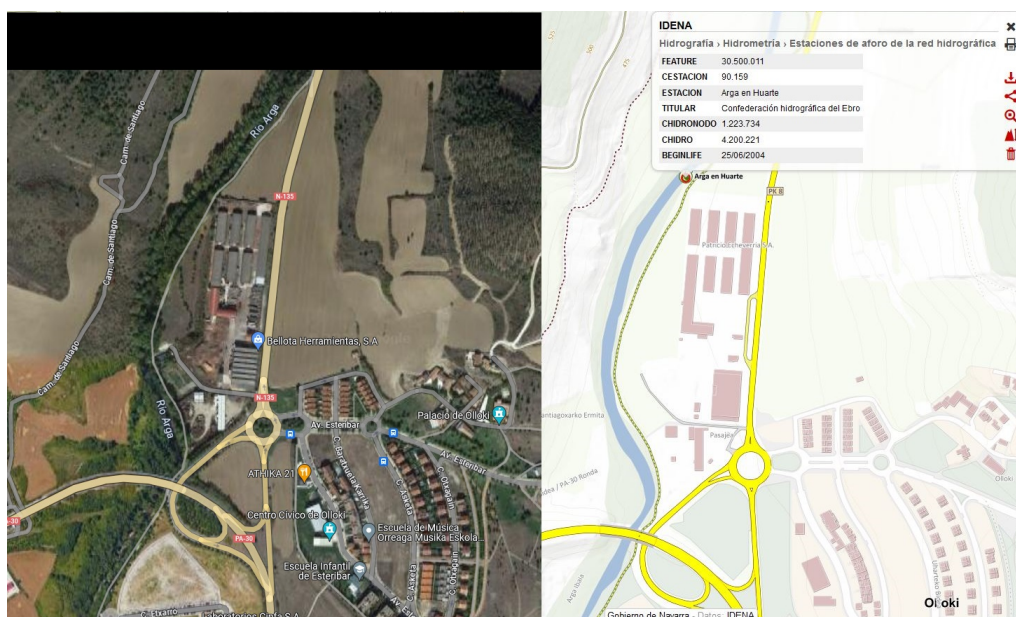


Figura 3.3: Estación de Aforo más próxima a Atendoa[16]

Es posible (de hecho, habitual) que entre el aforo de medida y la presa haya extracciones o incorporaciones de agua. Si hay incorporaciones, éstas deben sumarse al caudal medido, y si hay extracciones, restarse, para conocer el caudal en el punto de interés. Consultando el visor de la [CHEbro](#) se han obtenido y sumado las extracciones entre el aforo y la presa de Atondoia (la Figura 3.4 contiene el mapa y la lista de aprovechamientos, marcados en azul): son concesiones de aprovechamientos para riego. En cuanto a las incorporaciones, sólo está la del río Urbi, que no dispone de aforo de medida, por lo que no podrá contabilizarse con exactitud. Sólo se conoce el acumulado anual, de  $20 \text{ hm}^3$  (lo que promedia  $0,63 \text{ m}^3/\text{s}$ ). Comparado con el acumulado del Arga, el Urbi supone un 12 % de su caudal medio. Considerando que sus variaciones estacionales serán semejantes, porque la precipitación local será también similar, se estima la aportación del Urbi en un 12 % del caudal del Arga para cada valor diario.

Se descargan del [Sistema Automático de Información Hidrológica \(SAIH\)](#) los datos diarios de caudal de los últimos 10 años[30] y con los aprovechamientos de agua concedidos entre el aforo y la presa (para riegos y usos agrarios, industriales...)[31] consultados en el [Sistema de Información Territorial de la Confederación Hidrográfica del Ebro \(SitEbro\)](#) se corrigen (sumando aportaciones y restando extracciones) los valores medidos para obtener los caudales que llegan a la presa.

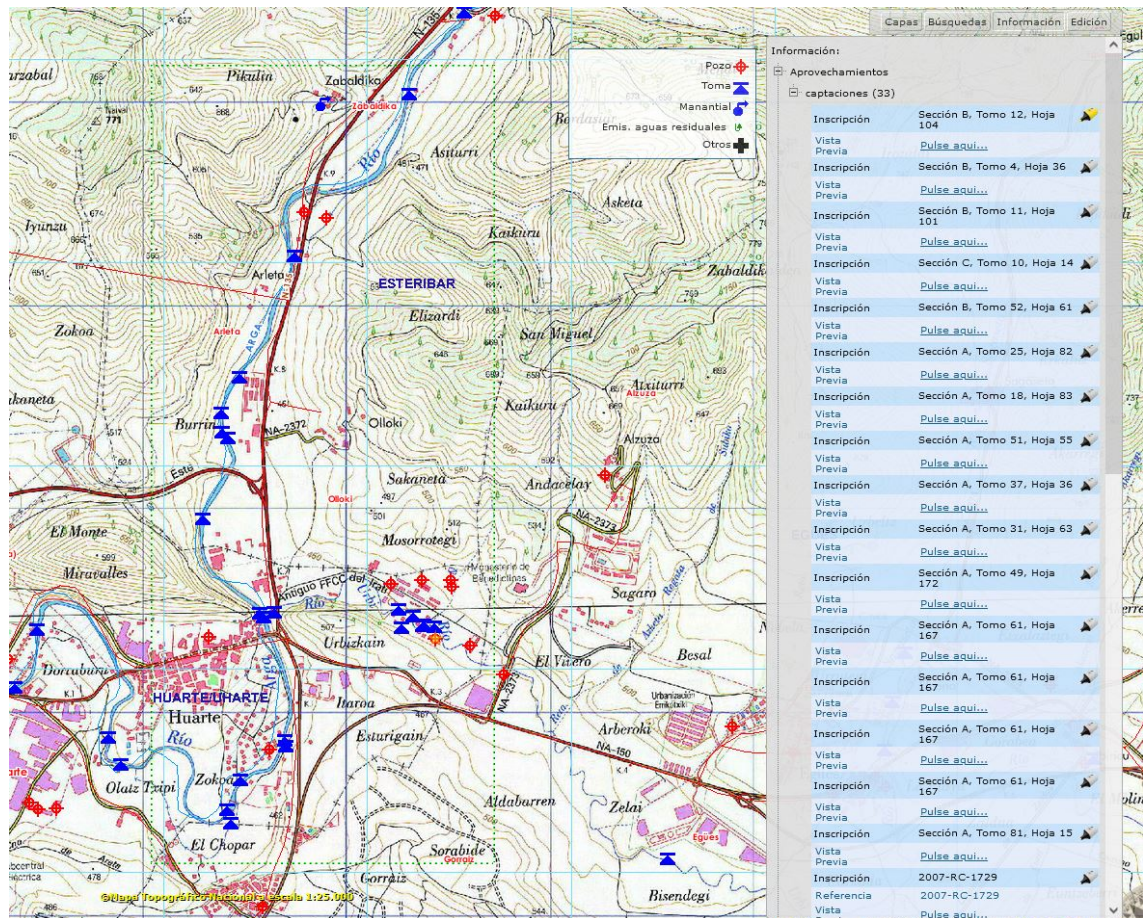


Figura 3.4: Mapa de aprovechamientos en el Arga a su paso por Huarte

### 3.3. Potencia extraíble

Con los datos corregidos de caudal de los últimos 10 años, dado que no se va a emplear la totalidad del caudal del río, debe hacerse una estimación razonable del caudal aprovechable: por ejemplo, el caudal ya concedido para la explotación en la concesión de 1942 era de  $1,2 \text{ m}^3/\text{s}$ [22]. El caudal mínimo que debe dejarse fluir por el río para mantener la vida se conoce como caudal ecológico y debe venir especificado en la concesión. Al no tener acceso a esta información, se ha establecido un valor mínimo de  $0,45 \text{ m}^3/\text{s}$ , que es el caudal aproximado del río en el verano. Consultando los datos de los últimos 10 años, se aprecia que en agosto el caudal suele ser de entre  $0,3$  y  $0,4 \text{ m}^3/\text{s}$ , el límite escogido es un poco más conservador.

Con estas limitaciones se calcula la potencia disponible, sabiendo que nunca se retirará más caudal del permitido ni se dejará en el río menos del caudal ecológico. Aplicando un rendimiento típico de turbina hidráulica para estimaciones iniciales (80 %)[32] se obtiene la producción anual media de los últimos 10 años a partir de los datos diarios de caudal del apartado anterior usando la siguiente ecuación:

$$P = g \cdot \rho \cdot Q \cdot h \cdot \eta \quad (3.1)$$

Donde  $P$  es la potencia (W),  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $9,8 \text{ m/s}^2$ )  $\rho$  es la densidad del agua ( $\text{kg/m}^3$ ),  $h$  es el salto de agua (m),  $Q$  es el caudal turbinado ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) y  $\eta$  es el rendimiento de la turbina (%). La tabla 3.1 contiene los parámetros y resultados del proceso anterior:

Tabla 3.1: Resumen del cálculo de potencia nominal de la turbina

Caudal concedido ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	1,20
Caudal ecológico ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	0,45
Aporte de caudal del Urbi referido al del Arga	12 %
Suma de extracciones entre aforo y presa (l/s)	0,71
Rendimiento turbina (%)	80 %
Salto neto de agua (m)	6,70
Potencia extraíble con el caudal concedido (kW)	63,03
Producción media anual (kWh)	337 607,00

Con esta información ya se puede elegir el tamaño de la turbina. La máxima extraíble sería de  $63,03 \text{ kW}$  para el caudal concedido, pero como normalmente las turbinas se fabrican con potencias nominales normalizadas, se buscará una turbina de  $50$  o  $60 \text{ kW}$ , que son valores próximos al máximo extraíble.



### 3.4. Selección de la turbina

Empleando un diagrama de selección de turbinas [32] con el punto de operación nominal 6,7 m (22 pies) y 1,2 m<sup>3</sup>/s (42 cfs), se obtiene que las Kaplan, y *crossflow* (de flujo cruzado) son adecuadas. Las dos primeras son más caras, por lo que se ha elegido una de flujo cruzado que son más baratas y también más sencillas de mantener[28].

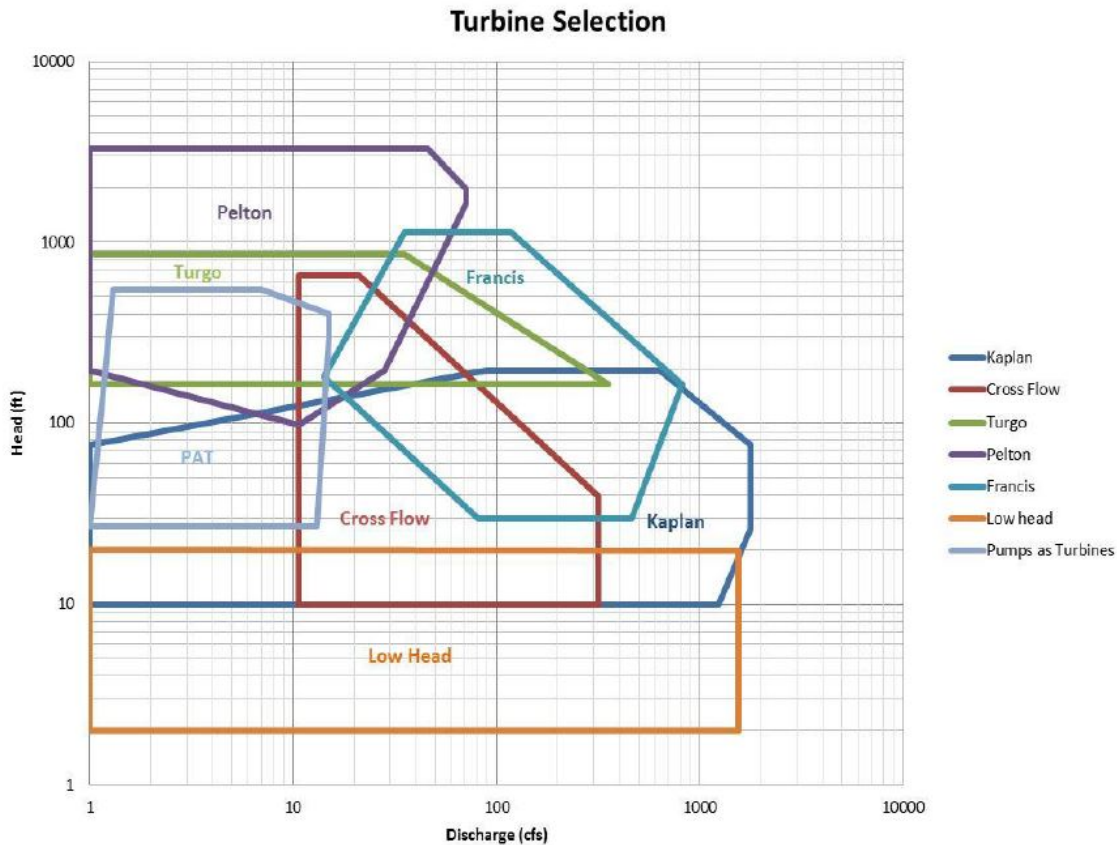


Figura 3.5: Esquema de selección de tipo de turbina[32]

Se aproxima la potencia disponible a valores normalizados, como ya se ha dicho, se considera una turbina de 50 o 60 kW. Debe considerarse que cuanto mayor sea la potencia instalada, menor será el *factor de capacidad* de la central. El factor de capacidad se define como el cociente entre la energía producida anualmente por la planta frente a la que produciría si funcionase todo el año a potencia nominal. Es un porcentaje que da una idea de cuánto se está aprovechando la instalación. Un factor de capacidad del 100 % implicaría que se está operando a máxima capacidad todas las horas del año. Esto nunca ocurre, siempre hay momentos de paradas y mantenimientos, y si cuando está en funcionamiento, siempre se trabaja al 100 %, probablemente se podría haber instalado una planta más grande, porque el recurso lo permite. Por contra, un factor de capacidad muy bajo denota que en la mayoría de las horas del año el recurso es insuficiente para trabajar a plena carga y por ende la instalación está poco aprovechada. En general los valores que se consideran buenos de factor de capacidad dependen mucho del tipo de tecnología y la escala de la planta. En este caso, con una minihidráulica fluyente de 50 kW se obtiene un factor de capacidad bastante bueno, del 77 % y con 60 kW, del 74,6 %.

### 3.5. Costes de la instalación (CAPEX)

Uno de los principales costes de la inversión es la adquisición de todos los equipos necesarios. Dichos equipos en caso de la central que se está diseñando son:

1. **Turbina:** Encargada de transformar la energía cinética y potencial del agua en energía eléctrica.
2. **Obra civil y hidráulica:** El canal de entrada, el edificio que alberga todos los equipos de la central, la escala de peces, etc. En este caso ya se encuentran construidas pero será necesario un trabajo de acondicionamiento.
3. **Rejilla de gruesos:** Esta rejilla evita que elementos voluminosos como troncos o ramas que pueda arrastrar el río puedan dañar la turbina.
4. **Rejilla de finos:** Igual que la anterior, esta se encarga de retener hojas y otros elementos de menor tamaño.
5. **Limpia rejas:** Es el elemento que retira la vegetación y hojarasca de las rejillas para evitar obstrucciones y la consiguiente pérdida de producción.
6. **Elementos de corte de seguridad:** Se coloca una válvula a la entrada de la turbina que debe cerrarse en caso de perder la red, lo suficientemente rápido para evitar que la sobrevelocidad asociada al hueco de tensión provoque daños en la turbina [28].
7. **Grupo oleoneumático y oleodinámico:** Es el sistema de accionamientos y actuadores que controlan el funcionamiento de la central (control de apertura de la válvula de entrada, por ejemplo).
8. **Cuadro de control y PLC:** En general las minihidráulicas se diseñan para tener muy poca supervisión y mantenimiento (de lo contrario difícilmente serían rentables).
9. **Cuadro de medida, protección y conexión a red en baja tensión:** Normalmente las normativas de la distribuidora son más estrictas que la normativa, si se cumple con ellas ya se cumple con la normativa. En caso de i+DE hay que cumplir la MT3.53.01 para la conexión a red[28].

Para obtener la cuantía de la inversión necesaria (CAPEX), se extraen de bibliografía datos de coste por cada unidad de potencia instalada. De este modo, los conceptos de obra civil e hidráulica, compra de la turbina y equipos electromecánicos, equipos de control e Ingeniería y dirección de obra quedan combinados en una sola cifra. Según un informe que publicó en 2008 el [Oak Ridge National Laboratory \(ORNL\)](#) de [Estados Unidos \(EEUU\)](#), el CAPEX medio de pequeñas centrales hidroeléctricas está en **3939 \$/kW** [33], mientras que el informe de 2010 del [International Renewable Energy Agency \(IRENA\)](#) lo cifra en unos **5400\$/kW**[34] y el documento de la [International Energy Agency \(IEA\)](#) lo hace en **2500 – 10 000 \$/kW**[35].

En este tipo de plantas el coste por cada kW instalado tiene a reducirse al aumentar el tamaño de la instalación, para este caso se elige como coste de referencia un coste intermedio entre todos los valores bibliográficos: 4500 €/kW. Dado que en este sector en los últimos años no ha habido ninguna disrupción tecnológica o variación en el mercado que provoque marcadas oscilaciones de precios (como sí ha ocurrido con

el sector fotovoltaico por ejemplo), se consideran válidos estos costes. Sin embargo, deben actualizarse a precios actuales, por lo que se les aplica un incremento igual al [Índice de Precios al Consumidor \(IPC\)](#) acumulado desde el año de publicación del informe (29 %)[36]. Tampoco se tendrá en cuenta el cambio de divisa para el cálculo, dado que en general oscila en torno a la unidad.

El valor del [CAPEX](#) empleado será de:

$$CAPEX = capex_{kW} \cdot (1 + \Delta_{IPC}) \cdot P_{inst} = 4500 \cdot 1,29 \cdot 50 = 290\,250 \text{ €} \quad (3.2)$$

Donde  $capex_{kW}$  es el coste de inversión por cada kW instalado (€/kW),  $\Delta_{IPC}$  es la variación acumulada del [IPC](#) entre el año del que se toman los precios y la actualidad y  $P_{inst}$  es la potencia instalada (kW).

### 3.6. Costes de operación ([OPEX](#))

El coste de mantenimiento de una minihidroeléctrica incluye los siguientes conceptos[28]:

1. Seguro industrial a todo riesgo: Cubre averías de máquina y pérdidas de producción 1500 €/año[28]
2. Revisión del [Organismo de Control Autorizado \(OCA\)](#): Cada 3 años 1000 €[28]
3. Revisión eléctrica y mecánica anual: 1000 €/año[28]
4. Guarda a tiempo parcial: engrase, quitar hojas, mirar aceites una vez por semana[28].
5. Coste de mantenimiento y reparaciones: Reemplazo de componentes desgastados o dañados.

El coste asociado al guarda es muy variable. En caso de un ayuntamiento o cualquier entidad que tenga alguna persona contratada, el coste de añadir esta tarea es residual dado que la tarea requiere poca cualificación y poco tiempo. La estimación de cada concepto del [OPEX](#) se recoge en la tabla 3.2[28][26]:

Tabla 3.2: Algunos costes de operación y mantenimiento[28][26]

Concepto	Coste estimado (€)
Seguro industrial	1500
Revisión del <a href="#">OCA</a>	333
Revisión eléctrica y mecánica	1000
Reparaciones y mantenimiento	1000
<b>TOTAL</b>	<b>3833</b>

Estos costes anuales comparados con bibliografía resultan muy reducidos, siendo de unos 16 000€/año en el caso de la central de Fagollaga[26], ORNL lo cifra en 171 \$/kW de media[33] (220 €/kW actualizando a € del 2023 siguiendo lo indicado en la sección 3.5, lo que resulta en unos costes de operación anuales de 11 000 €), un 2,5 % de la inversión inicial según el IRENA (resultando en un total de 9 360 € en 2023)[34] y finalmente, IEA lo cifra entre un 1,5 % y un 2,5 %[35]. Se utilizará para el caso base 12 000 €/año como valor de OPEX. Debe destacarse que no se incluye en estos costes el reemplazo de componentes principales de la central (como por ejemplo la turbina) porque en general estos reemplazos en plantas hidroeléctricas son muy infrecuentes[34].

### 3.7. Estudio económico: caso base

Para el estudio económico se calcularán el VAN, la TIR y el plazo de recuperación (*Payback*) (*Payback*) empleando unos parámetros económicos cuyo impacto en la rentabilidad se evaluará en el análisis de sensibilidad posterior. Las consideraciones de partida para este análisis son:

1. **Financiación de la inversión:** Se considera un préstamo a 5 años con un tipo de interés del 7%.
2. **Inflación:** Se utilizará la misma inflación que plantea el [National Renewable Energy Laboratory \(NREL\)](#) en su [Annual Technology Baseline \(ATB\)](#) de 2022 para centrales hidroeléctricas de tipo NSD1: un 2,5 % [37].
3. **Tasa de descuento:** Se empleará la misma tasa de descuento real que usa el [NREL](#) en su [ATB](#) de 2022 para centrales hidroeléctricas de tipo NSD1: un 1,5 % [37].
4. **Vida útil de la instalación:** Es lo que condiciona el periodo que abarca el ejercicio económico. Se considera una vida útil de 30 años para la central, aunque la vida de este tipo de centrales suele ser mayor (la central de El corchado (Cádiz), la más antigua de España, lleva funcionando desde 1906). De hecho, en el [ATB](#) del [NREL](#) la vida útil de la hidroeléctrica se cifra en 100 años.
5. **Degradación de la instalación:** Se considera una pérdida anual de rendimiento del 0,5 % para tener en cuenta el envejecimiento y deterioro de los equipos.
6. **Generación de energía:** Se presupone que siempre se produce toda la energía que el caudal permite producir, sin restricciones por parte de la red eléctrica.
7. **Subvenciones y ayudas:** Para el caso base no se consideran.
8. **Precio de la energía:** Los ingresos de la instalación dependerán del precio de la energía: en el caso de plantear venta de energía, se aplica el promedio de los precios de venta de energía obtenidos del mercado de futuros para los dos primeros años de operación (0,058 €/kWh promediando 2027 y 2028 [38]). Si la instalación, por contra, se da de alta como autoconsumo se considerará para el caso base una compensación de excedentes similar a la retribución actual (0,07 €/kWh) para la energía no autoconsumida.

Para contabilizar el ahorro que supondría para un socio la energía autoconsumida, se puede tomar el dato promediado del [Precio de Venta al Pequeño Consumidor \(PVPC\)](#). Este dato varía mucho en función del periodo de tiempo estudiado, siendo de 0,219 €/kWh si se toman los últimos 12 meses y de 0,149 €/kWh si sólo se considera lo que va de año 2023[39]. Esta variación se corresponde con la crisis de precios derivada de la guerra de Ucrania que se vivió en 2022. También puede calcularse usando precios de venta de energía en 2024 y 2025[38] y añadiendo los peajes y cargos actuales[40] para obtener el [PVPC](#) estimado a corto plazo (0,134 €/kWh)[39].

Los cargos incluyen ya sumados los mecanismos de ajuste del sistema, los cargos por capacidad, la financiación del operador del mercado y del operador del sistema y el coste de comercialización. Como puede verse en las estimaciones del [PVPC](#) que acaban de hacerse el precio de la energía es de los más volátiles y difíciles de predecir. Dada su elevada repercusión en la rentabilidad del proyecto se evaluará en detalle en el análisis de sensibilidad, tomándose para el caso base el precio de la energía de los dos primeros años de operación sumándole peajes y cargos actuales, quedando 0,104 €/kW.

9. **Nivel de autoconsumo:** En una instalación de autoconsumo colectivo la energía que se está produciendo a una determinada hora y que no está siendo consumido por las personas beneficiarias se denominan excedentes y, salvo que la instalación no lo tenga permitido, se vierten a la red de distribución. Se ha establecido para el caso base un grado de autoconsumo del 75 %.

Con estos datos, la producción anual de energía, el [OPEX](#) y el [CAPEX](#) se evalúa la rentabilidad del proyecto mediante el [VAN](#), la [TIR](#) y el [Payback](#):

- **VAN:** Representa la suma de todos los flujos de caja a lo largo de la vida útil que se estima que el proyecto tendrá, actualizado con una tasa de descuento a valores de dinero actual (la inflación, hace que el dinero que se ingresa dentro de X años no tenga el mismo valor que el dinero actual y hay que tenerlo en cuenta). Un [VAN](#) positivo indica que se gana dinero, y un [VAN](#) negativo, que se pierde. Esto no implica que todas las inversiones con [VAN](#) positivo sean atractivas, como se verá en el siguiente punto. El cálculo del [VAN](#) se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{n=1}^{n=yrs} \frac{(I_n + A_n - CAPEX_n - OPEX_n)}{(1 + i)^n} \quad (3.3)$$

Donde  $CAPEX_n$  y  $OPEX_n$  son respectivamente los gastos de inversión inicial (pago del préstamo) y los costes de operación en el año  $n$ ,  $i$  es la tasa de descuento aplicada,  $I_n$  son los ingresos del año  $n$  y  $A_n$  es el ahorro del año  $n$  (representando respectivamente la energía que se vende y la que se deja de comprar porque se autoconsume) y  $yrs$  es el número total de años para los que se calcula el [VAN](#). La tasa de descuento aplicada es la tasa *nominal*, es decir, se tiene en cuenta la inflación[41]. La [tasa de descuento nominal \(i\)](#) se calcula a partir de la [tasa de descuento real \(k\)](#) y la inflación ([IPC](#)) de este modo:

$$i = k + IPC + (k \cdot IPC) \quad (3.4)$$

La tasa de descuento es un indicador económico que define la preferencia de un individuo por disponer de un bien en la actualidad frente a hacerlo en un futuro. Por ejemplo, en caso de la **TIR** de un proyecto (que se explica a continuación), puede compararse frente a depositar el dinero en un banco. Si el banco proporciona unos intereses del 5% por ejemplo, la inversión será económicamente interesante cuando la **TIR** sea al menos superior a ese valor.

Además, como la inversión en un proyecto tiene más riesgo, se busca que la diferencia respecto a la tasa de descuento de referencia sea mayor, para que el beneficio obtenido haga que merezca la pena el riesgo. No obstante, debe resaltarse que todos estos análisis son puramente económicos y no tienen en cuenta otros beneficios estratégicos, sociales o ambientales que pueden hacer que merezca la pena el proyecto aunque la rentabilidad sea reducida, menor que la de referencia o incluso negativo. Conocer la rentabilidad estimada del proyecto es una herramienta de decisión, no un factor determinante para la ejecución o no del proyecto.

- **TIR:** Indica la rentabilidad anual que aporta la inversión. Se define como la tasa de descuento que hace que el **VAN** sea igual a cero. Se obtiene despejando la variable **i** de la ecuación del **VAN** igualada a cero (ecuación 3.3):

$$0 = \sum^{n=yrs} \frac{(I_n + A_n - CAPEX_n - OPEX_n)}{(1+i)^n} \quad (3.5)$$

Si la **TIR** obtenida es inferior a la **tasa de descuento nominal (i)**, indica que económicamente es más conveniente depositar ese dinero en un banco en vez de acometer el proyecto. Si es igual o ligeramente mayor, quiere decir que habrá beneficios económicos muy leves que (de nuevo hablando en términos puramente financieros) indican que el riesgo de acometer la inversión tiene muy poco retorno. Cuanto mayor sea la **TIR**, más rentable será la inversión.

- **Payback:** Es el año del proyecto en el cual se termina de recuperar la inversión inicial. En el momento en el que el flujo de caja acumulado del proyecto pasa a ser mayor que cero, se habrá recuperado la inversión.

También se calculará el **LCOE**, que indica el coste que tendrá la producción de cada unidad de energía, y es un parámetro muy empleado para comparar la competitividad y el coste de una tecnología respecto a otras, y también para comparar centrales de la misma tecnología entre sí. El **LCOE** se obtiene empleando la siguiente expresión, sumando los costes de inversión a los de operación y mantenimiento y la producción energética estimada:

$$LCOE = \frac{\sum^{n=yrs} \frac{(CAPEX_n + OPEX_n)}{(1+i)^n}}{\sum^{n=yrs} \frac{y_n}{(1+i)^n}} \quad (3.6)$$

Donde  $CAPEX_n$  es la parte de la inversión que se paga en el año  $n$   $OPEX_n$  son los costes de operación durante el año  $n$ . La variable  $i$  es la tasa de descuento empleada y  $y_n$  es el total de energía producida (*yield*) durante el año  $n$ .

Como la resolución de todos los trámites administrativos, las concesiones y la ejecución de la obra suelen llevar una media de 4 años[28][27], se considera que el proyecto se inicia en 2023 y la puesta en marcha es en 2027.

En la tabla 3.3 vienen resumidos los parámetros empleados en el estudio económico del caso base y la figura 3.6 muestra los flujos de caja acumulados:

Tabla 3.3: Parámetros del caso base del proyecto hidroeléctrico

Inversión necesaria ( $CAPEX$ )(€)	<b>290 250,00</b>
Años de financiación	5
Tipo de interés (compuesto) del préstamo (%)	7,00 %
Inversión total (€)	<b>327 746,92</b>
Inflación ( $IPC$ ) (%)	1,5 %
Tasa de descuento real (%)	2,5 %
Tasa de descuento nominal (%)	4,0 %
Potencia de la instalación (kW)	<b>50,00</b>
Producción anual inicial (kWh)	<b>337 603,00</b>
Pérdida de producción anual (degradación)	0,5 %
Costes anuales de operación ( $OPEX$ )(€)	<b>12 000,00</b>
Vida útil de la instalación	30
Porcentaje de autoconsumo (%)	<b>75,00 %</b>
IVA sobre la energía (%)	21,00 %
Subvención (%)	0 %
Compensación de excedentes (€/kWh)	0,07
Precio de venta de energía (€/kWh)	<b>0,058</b>
Precio de compra de energía (€/kWh)	<b>0,104</b>
$LCOE$ (€/kWh)	<b>0,089</b>
<b><math>VAN</math> con venta de excedentes (€)</b>	<b>19 387,84</b>
<b><math>VAN</math> con compensación simplificada (€)</b>	<b>34 149,90</b>
<b><math>TIR</math> con venta de excedentes (%)</b>	<b>4,46 %</b>
<b><math>TIR</math> con compensación simplificada (%)</b>	<b>4,80 %</b>
<b><math>Payback</math> con venta de excedentes (años)</b>	<b>30</b>
<b><math>Payback</math> con compensación simplificada (años)</b>	<b>28</b>

Con el escenario estudiado, la inversión resulta rentable. Con este nivel de autoconsumo y con la compensación de excedentes considerada, es ligeramente más rentable esta modalidad frente a la venta de excedentes: se ha obtenido un *plazo de recuperación* (*Payback*) de 30 y 28 años respectivamente (el proyecto se ha planteado a 34 años, 4 de construcción y puesta a punto y 30 de operación).

Se ha obtenido un **LCOE** de 0,089 €/kWh comparando con valores de **LCOE** de centrales minihidráulicas, resulta un poco elevado aunque razonable (un 15 % mayor que el límite superior de la horquilla que proporciona el **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)**, que es de 0,055 €/kWh y 0,077 €/kWh[42]). El factor de capacidad obtenido es de 77 %, encontrándose cerca del valor bibliográfico para este tipo de centrales (66 %)[37].

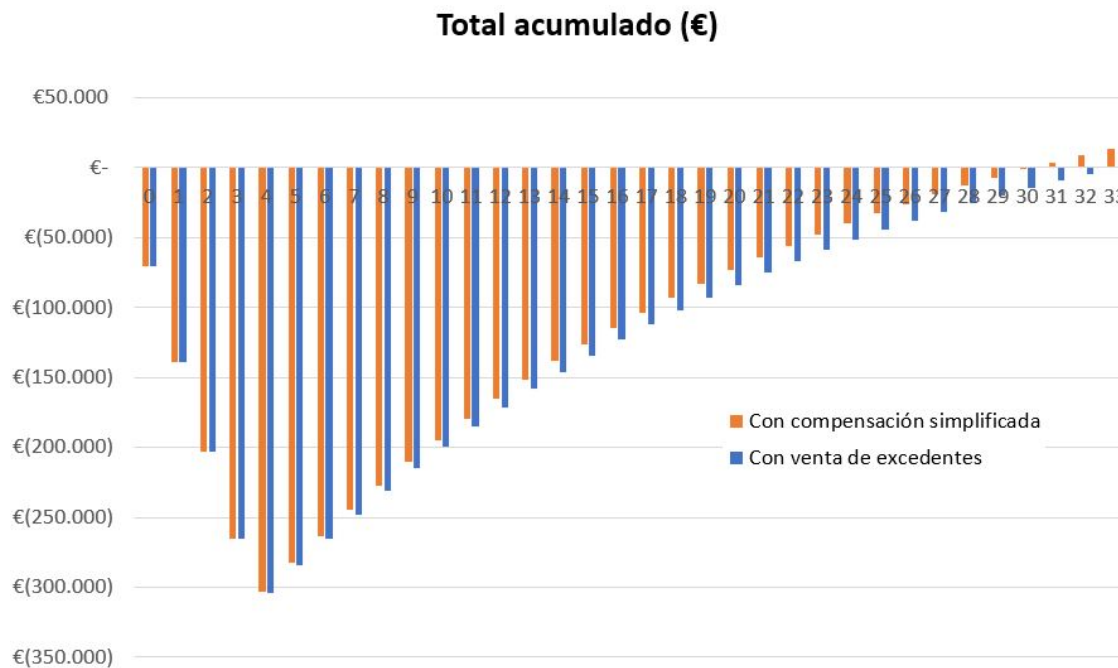


Figura 3.6: Total acumulado para cada año del proyecto

### 3.8. Estudio económico: Análisis de sensibilidad

En este apartado se estudiará cómo afectan distintos parámetros a la viabilidad del proyecto: el porcentaje de autoconsumo que se consiga, el precio de venta de la energía, el precio de compensación de excedentes, el coste de la inversión inicial y los costes de operación y mantenimiento.

#### 3.8.1. Porcentaje de autoconsumo

Al variar el porcentaje de autoconsumo se aprecia que tiene un fuerte impacto en la rentabilidad del caso base. Esto se debe a que los costes de los peajes y cargos de acceso de la energía hacen que salga mucho más rentable autoconsumir la energía que venderla o cobrar la compensación de excedentes.



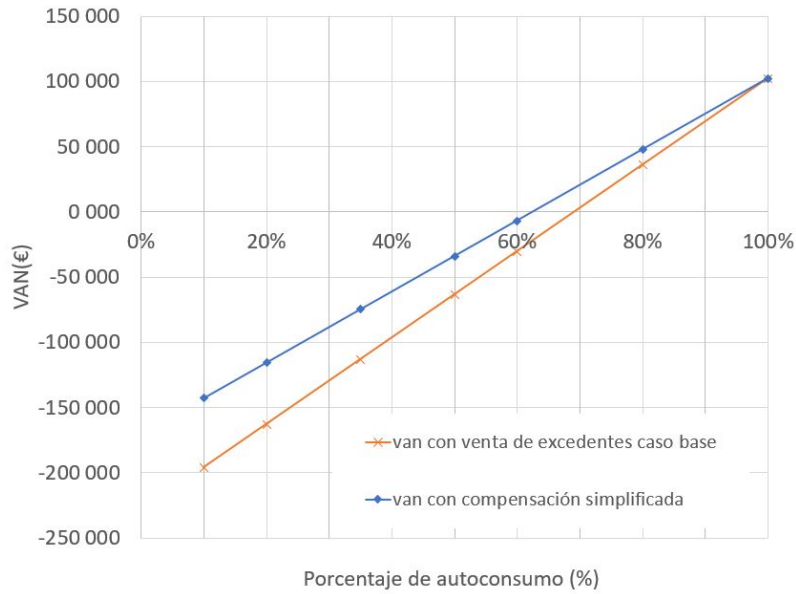


Figura 3.7: VAN en función del porcentaje de autoconsumo

Por eso en la figura 3.7 se ve la relación proporcional entre el grado de autoconsumo y la viabilidad, dejando de ser rentable a niveles de autoconsumo inferiores al 63 % y 70 % según el modo de retribución de excedentes. La 3.8 muestra que se puede llegar a conseguir en estas circunstancias una rentabilidad del 6,3 % si se lograra un autoconsumo del 100 %. Nótese que al tender al máximo autoconsumo las rentabilidades convergen, porque la diferencia de ambas modalidades se basa en la compensación de los excedentes, y éstos se reducen cuanto mayor es el grado de autoconsumo.

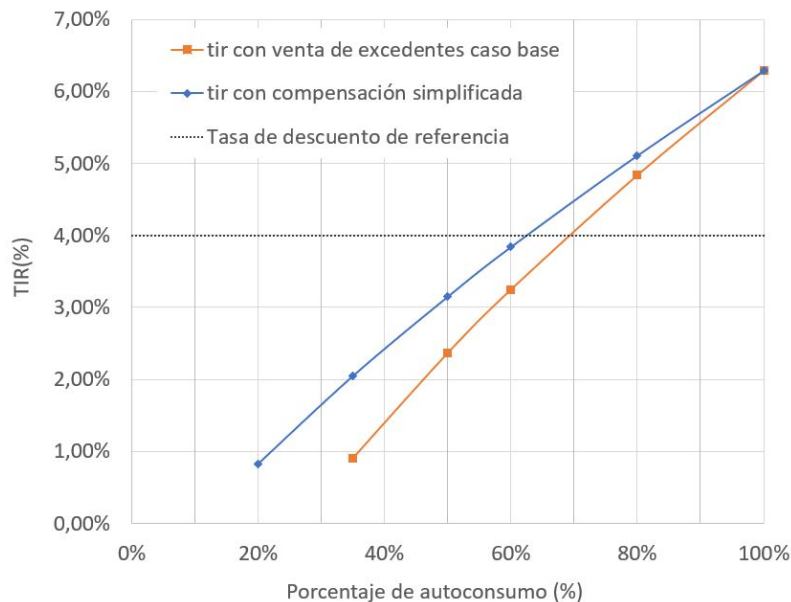


Figura 3.8: TIR en función del porcentaje de autoconsumo

El tiempo de recuperación de la inversión se reduce al aumentar el nivel de autoconsumo, pudiendo conseguirse hasta un retorno en 22 años.

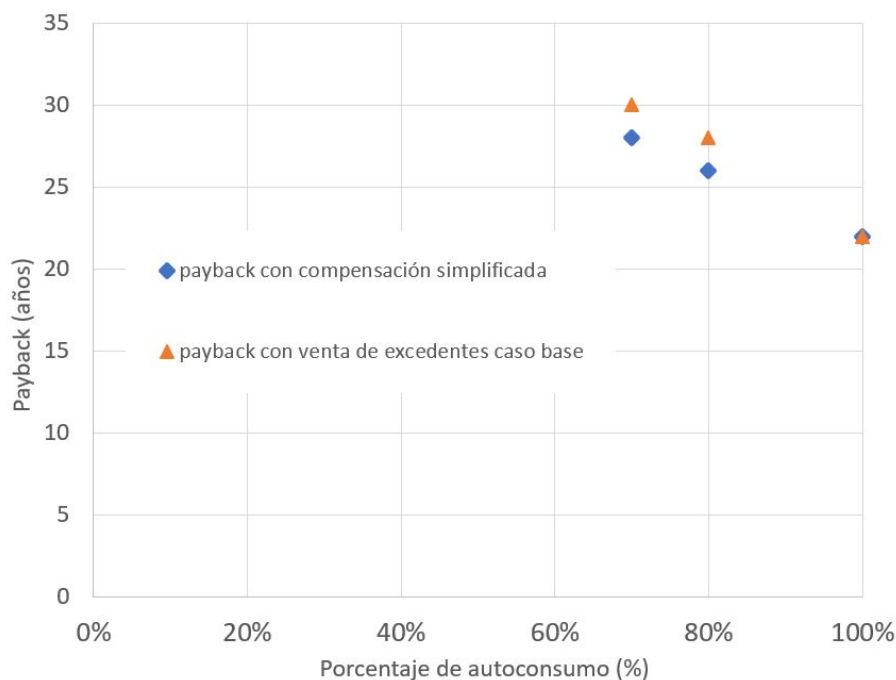


Figura 3.9: Payback en función del porcentaje de autoconsumo

### 3.8.2. Precio de la energía

El precio de la energía se ha variado en conjunto, tanto el de venta de energía como el PVPC, analizando escenarios de precios del 33 al y 300 % respecto al precio de venta de energía del caso base. Los peajes y cargos se han mantenido constantes. La compensación de excedentes se mantiene constante, por lo que en ese escenario sólo varía el flujo de caja asociado al ahorro por autoconsumo.

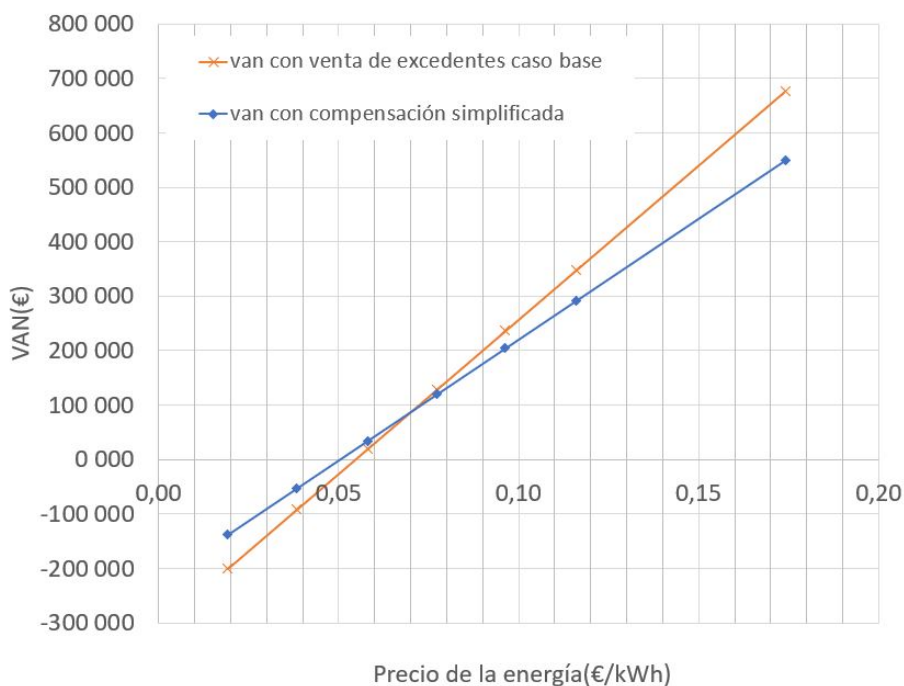


Figura 3.10: VAN en función del precio de la energía

Por debajo de los 0,055 €/kWh (el caso base dejaría de ser viable económicamente (figura 3.10), la energía sería tan barata en el mercado que no saldría rentable autoproducirla. En cuanto al modo de retribución de los excedentes, el límite de conveniencia entre una opción y otra es cuando el precio de la energía alcanza valores inferiores a los 0,07 €/kWh que se han fijado para la compensación.

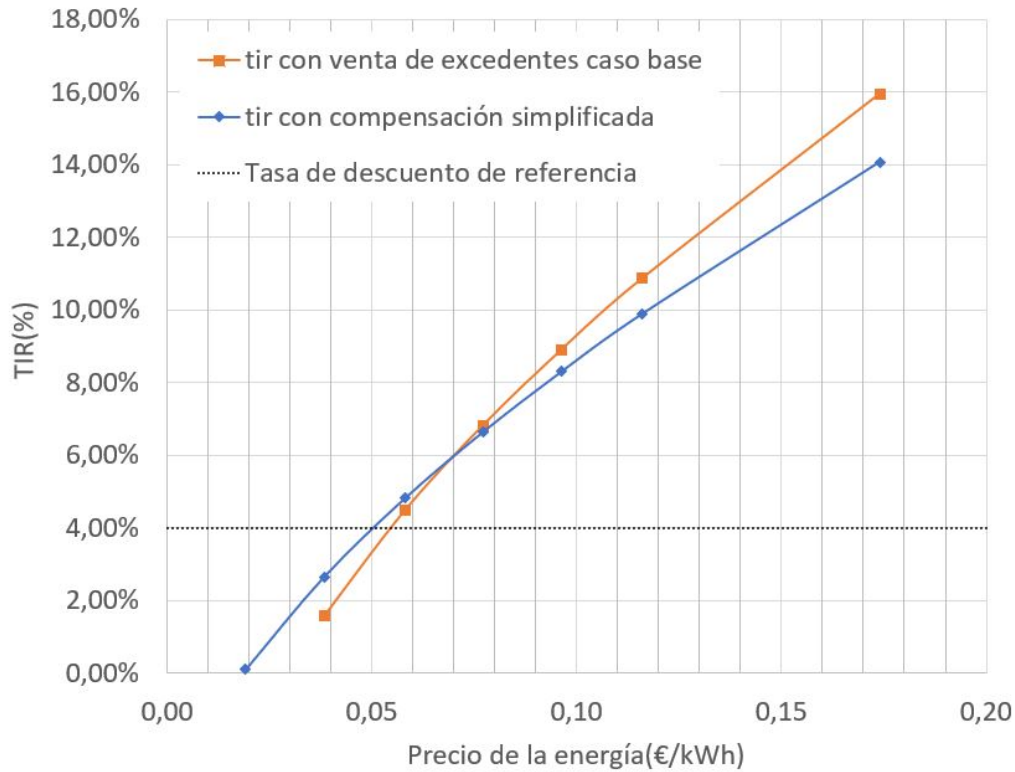


Figura 3.11: TIR en función del precio de la energía

Ante un escenario de volatilidad de precios como ha sido el 2022, esta instalación aportaría unos beneficios aún mayores, y también seguridad económica. En cuanto a la TIR, se llegan a alcanzar rentabilidades del 14 o el 16 %.

El tiempo de recuperación de la inversión mínimo se reduce considerablemente al aumentar los precios de la energía, llegando a alcanzar los 10 años en el mejor de los casos estudiados.

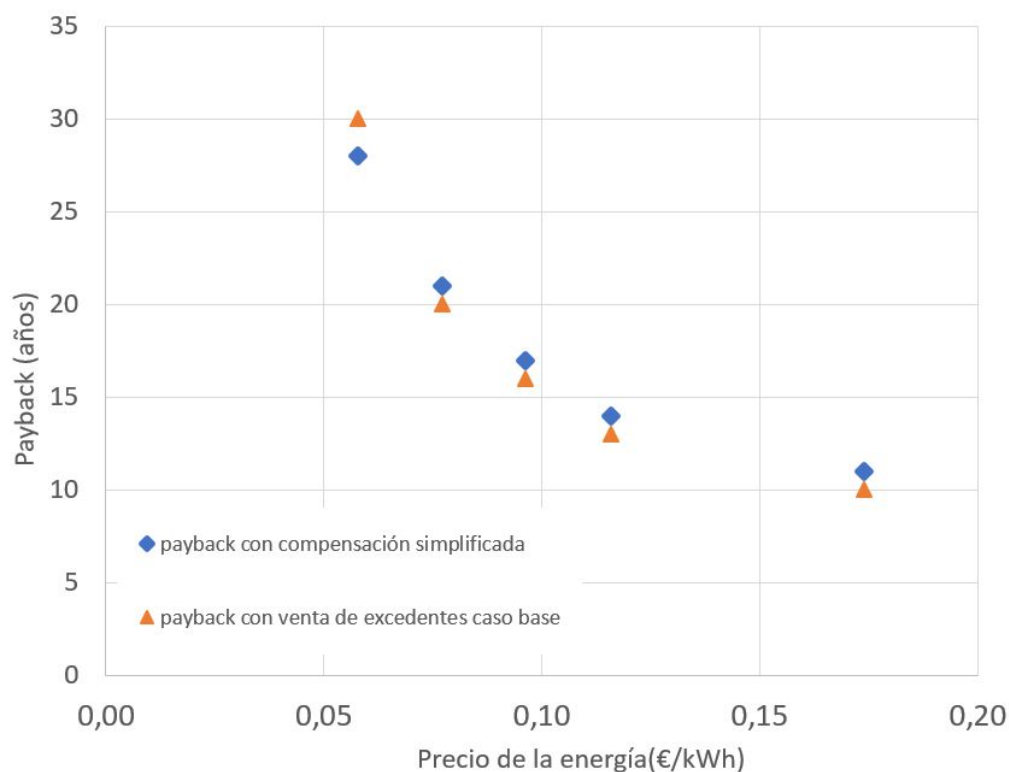


Figura 3.12: [Payback](#) en función del precio de la energía

### 3.8.3. Precio de compensación de excedentes

En este apartado se analiza el impacto de las posibles variaciones en la compensación de excedentes frente al caso base. Los datos de venta de excedentes se mantienen constantes pero se han mantenido por aportar una referencia respecto a la compensación de excedentes.

La figura 3.13 muestra cómo la compensación simplificada tiene el umbral de rentabilidad en el mismo punto que el precio de la energía. Al final, se trata del mismo caso, porque aunque el mecanismo de retribución varíe, se trata de un precio de venta lo que se está variando. Tanto en esta como en la figura 3.14 se ve que a partir de 0,058 €/kWh la compensación de excedentes pasa a ser más rentable que la compensación simplificada.

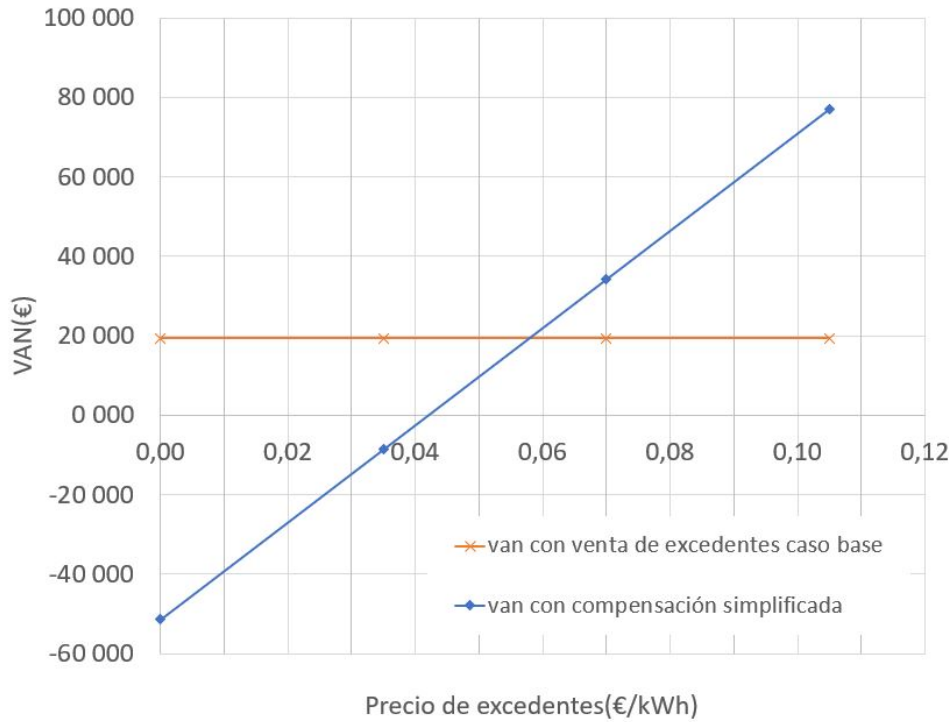


Figura 3.13: VAN en función del precio de la compensación de excedentes

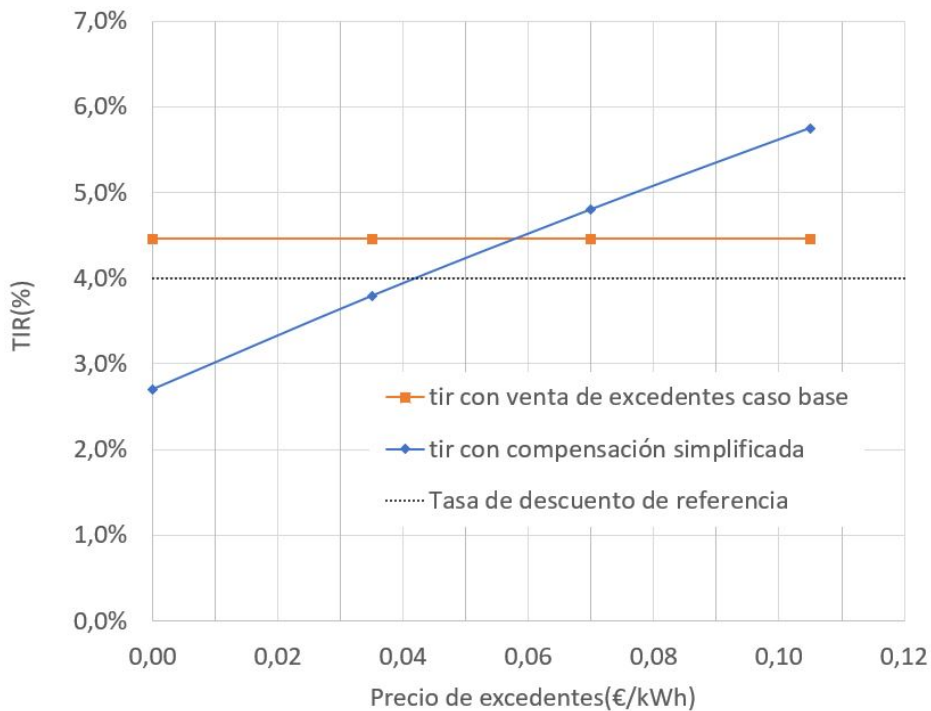


Figura 3.14: TIR en función del precio de la compensación de excedentes

En cuanto al **Payback**, en el mejor de los casos estudiado se igualaría el caso base de venta de excedentes, que resulta ser de 24 años. Si la compensación se redujera más de lo aceptable, siempre se podría recurrir al cambio de modalidad de retribución de la instalación, aunque esto tiene un coste administrativo que, si bien no es determinante, debe tenerse en cuenta.

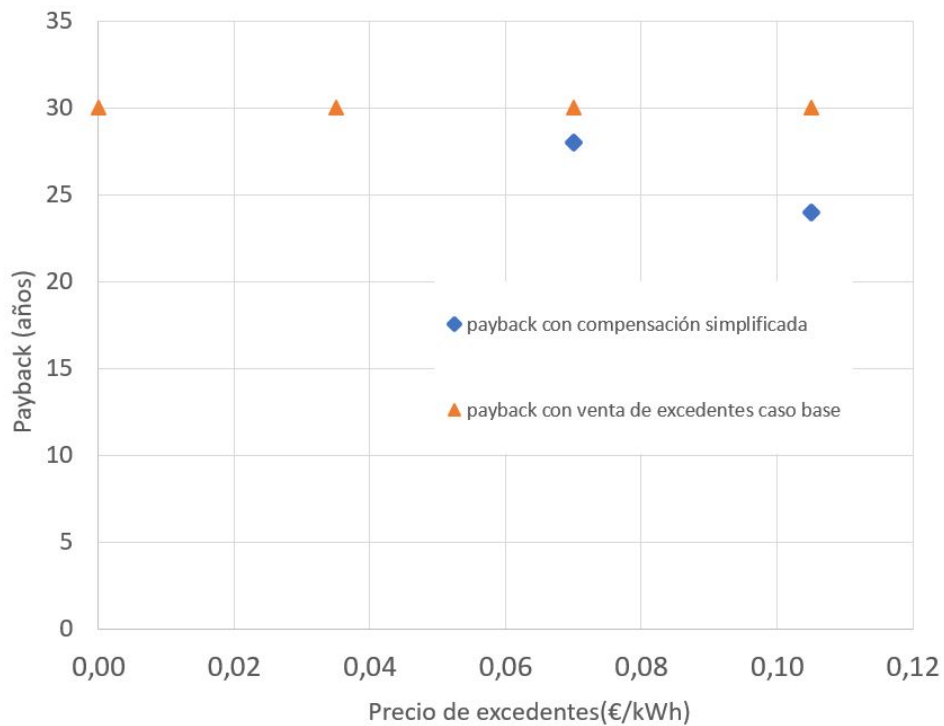


Figura 3.15: Payback en función del precio de la compensación de excedentes

### 3.8.4. Inversión inicial

La inversión inicial es uno de los parámetros que más variabilidad tiene, no sólo porque depende de la negociación de los precios y las particularidades de la obra civil, sino que también puede verse reducido por subvenciones.

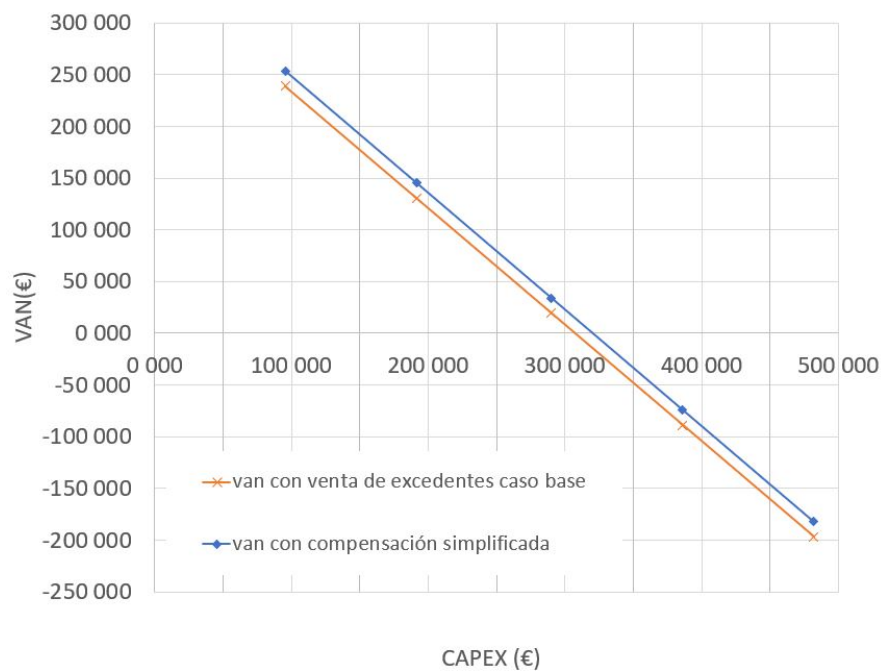


Figura 3.16: VAN en función del CAPEX

Dado que el único elemento que varía es el CAPEX, y lo hace igual en ambos casos, varían ambas series de datos con la misma tendencia. La distancia entre ambas rectas aumentará cuanto menor sea el índice de autoconsumo.

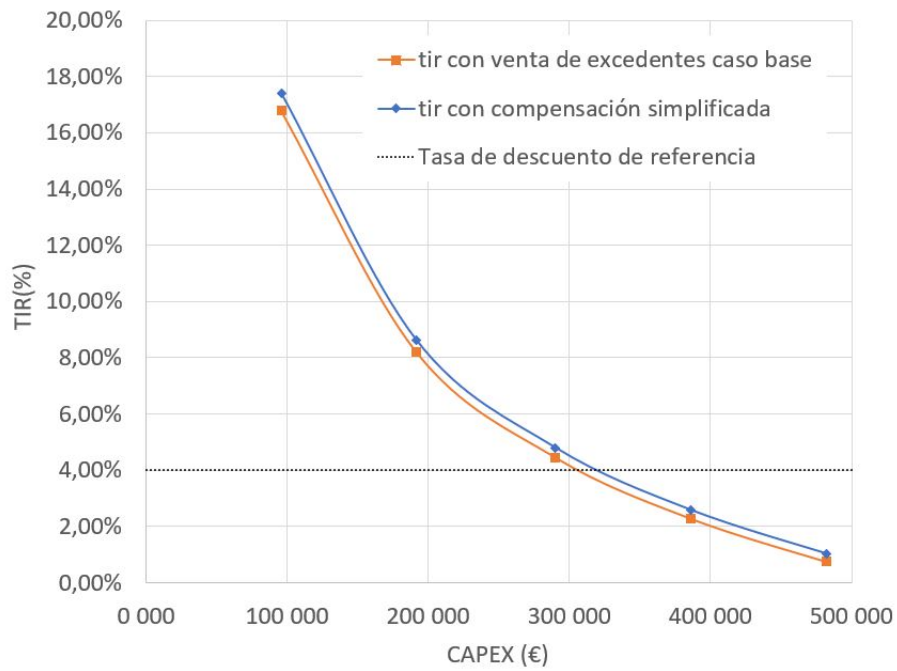


Figura 3.17: TIR en función del CAPEX

Este coste puede afectar bastante a la viabilidad del proyecto, el escenario estudiado se encuentra muy cerca del umbral de rentabilidad económica. Si los costes de CAPEX fueran inferiores a los estimados, el proyecto resultaría más atractivo.

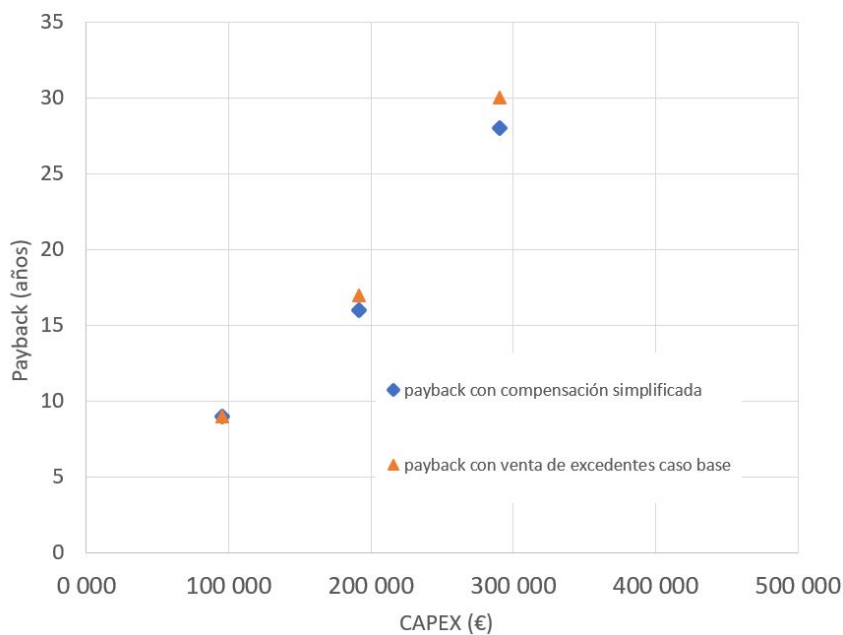


Figura 3.18: Payback en función del CAPEX

El LCOE también es bastante sensible al coste de la inversión inicial, aumentando en un 30,5% con incrementos del CAPEX del 51,5%.

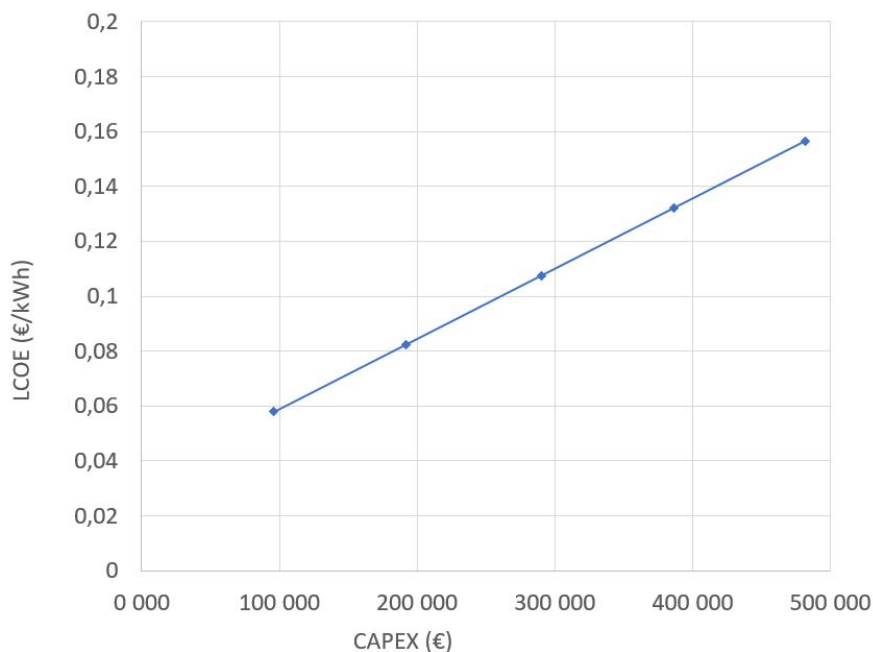


Figura 3.19: LCOE en función del CAPEX



### 3.8.5. Costes de operación y mantenimiento

De igual modo que en el apartado anterior, la tendencia en ambos casos en los que se varía el OPEX es idéntica porque los costes de operación son comunes en ambos escenarios.

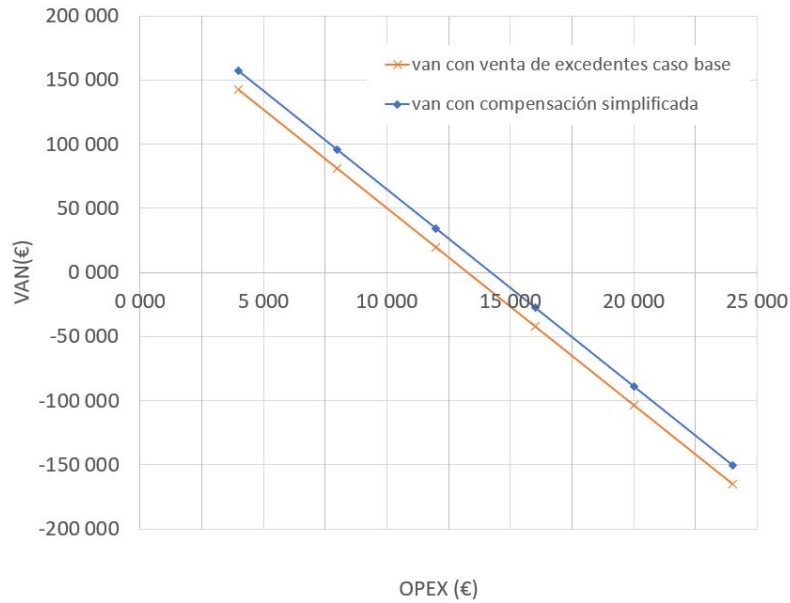


Figura 3.20: VAN en función del OPEX

En este caso de estudio, la variación de los costes de operación condiciona significativamente la rentabilidad del proyecto. Teniendo en cuenta además la potencial longevidad de este tipo de centrales, optimizar estos costes a la larga puede suponer una mejora en la rentabilidad del proyecto, y hacerlos bien puede implicar prorrogar la vida útil de una central muchos años tras su amortización

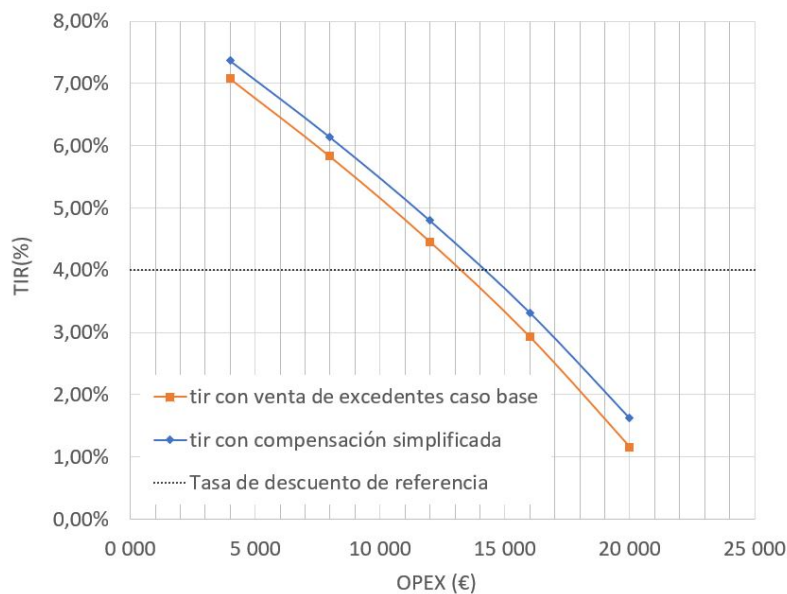


Figura 3.21: TIR en función del OPEX

El límite de rentabilidad para los costes de operación de esta central se encuentra en los 13 250€ anuales para la venta de excedentes y en 14 200€ para compensación simplificada.

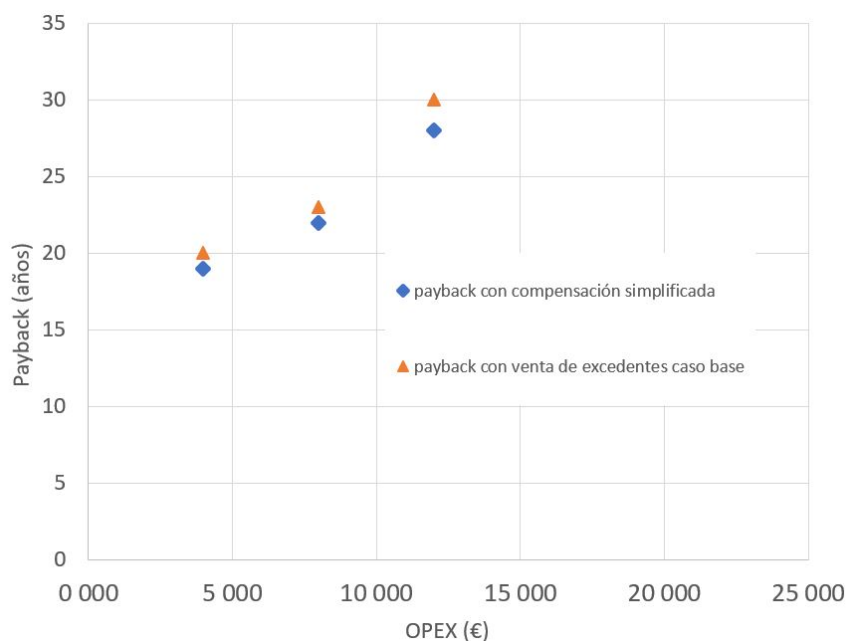


Figura 3.22: Payback en función del OPEX

En cuanto al LCOE, la variación no es tan pronunciada como en el caso del CAPEX. Sin embargo, dada la longevidad potencial de este tipo de centrales, optimizar estos costes a la larga puede suponer una mejora en la rentabilidad del proyecto.

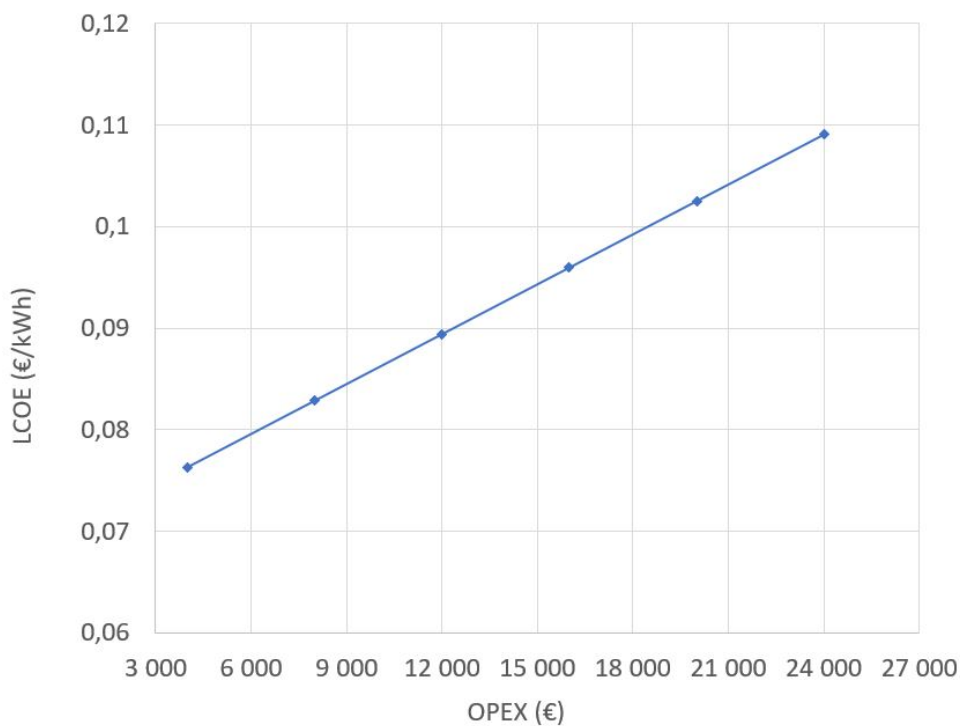


Figura 3.23: LCOE en función del OPEX

### 3.9. Conclusión del estudio

El resultado del estudio económico es favorable, aportando una rentabilidad modesta durante el tiempo considerado en el ejercicio económico. La inversión resulta interesante para niveles de autoconsumos elevados, y si bien el hecho de que el precio de la energía se reduzca, impacte negativamente en el beneficio económico de la central, en caso de otra crisis de precios de la energía aportaría importantes beneficios y una mayor estabilidad de precios.

También los costes de operación son un factor clave para el buen desempeño económico del proyecto, pero no debe olvidarse que con un buen mantenimiento, la central puede tener una vida útil mucho mayor que el horizonte temporal de 30 años empleado para el estudio económico, por lo que su [LCOE](#) y su rentabilidad serían aún mayores. Por ese mismo motivo, resulta especialmente interesante reducir todo lo posible los costes de operación, pero en ningún caso a costa de deteriorar la central. Automatización y optimización de procesos, sistemas de telegestión, pueden ser buenas herramientas de reducción de costes.

El caso base presenta un [Payback](#) a 30 años con venta de excedentes y a 28 con compensación simplificada, con un rendimiento económico del 4,46 % y 4,80 % respectivamente.

# Capítulo 4

## Estudio fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica es sin duda la protagonista del autoconsumo en la actualidad. En el caso de Huarte hay distintas cubiertas públicas que presentan potencial. En este documento se va a estudiar la cubierta del edificio de oficinas del colegio Virgen Blanca, porque el ayuntamiento está dispuesto a ceder dicha cubierta a la CER (las cesiones de uso están permitidas si son de interés público, conforme al artículo 6c de la Ley 33/2003[43]). Las ayudas aprobadas actualmente para este tipo de instalaciones terminarán el 31 de diciembre de este año, por lo que de acometerse un proyecto fotovoltaico, sería interesante iniciarlo antes de que termine el plazo de solicitud.

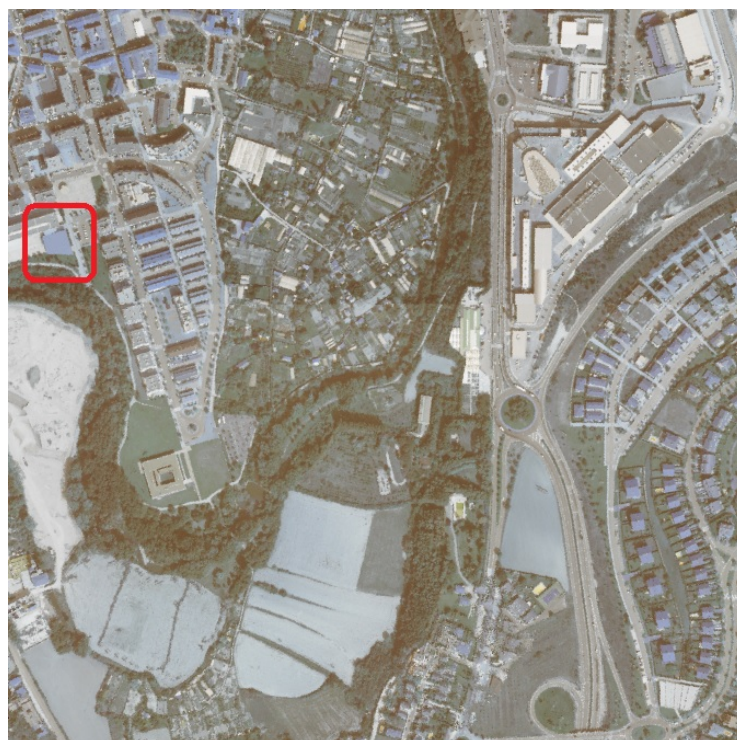


Figura 4.1: Imagen Lidar de la cubierta de interés (resaltada en rojo)[16]

Usando la metodología descrita en el anexo A se han identificado otras cubiertas que en principio tienen potencial para instalaciones fotovoltaicas, como la del centro de arte contemporáneo.

Actualmente ya se está produciendo en el mercado eléctrico una significativa reducción de precios durante las horas solares (figura 4.2), debido precisamente a la enorme penetración de energía solar en el mix a esas horas (figura 4.3). Eso hace que el precio de casación sea cero, o casi cero y por lo tanto, el ahorro económico que supone una instalación fotovoltaica podría reducirse en los días de mayor recurso solar del año.

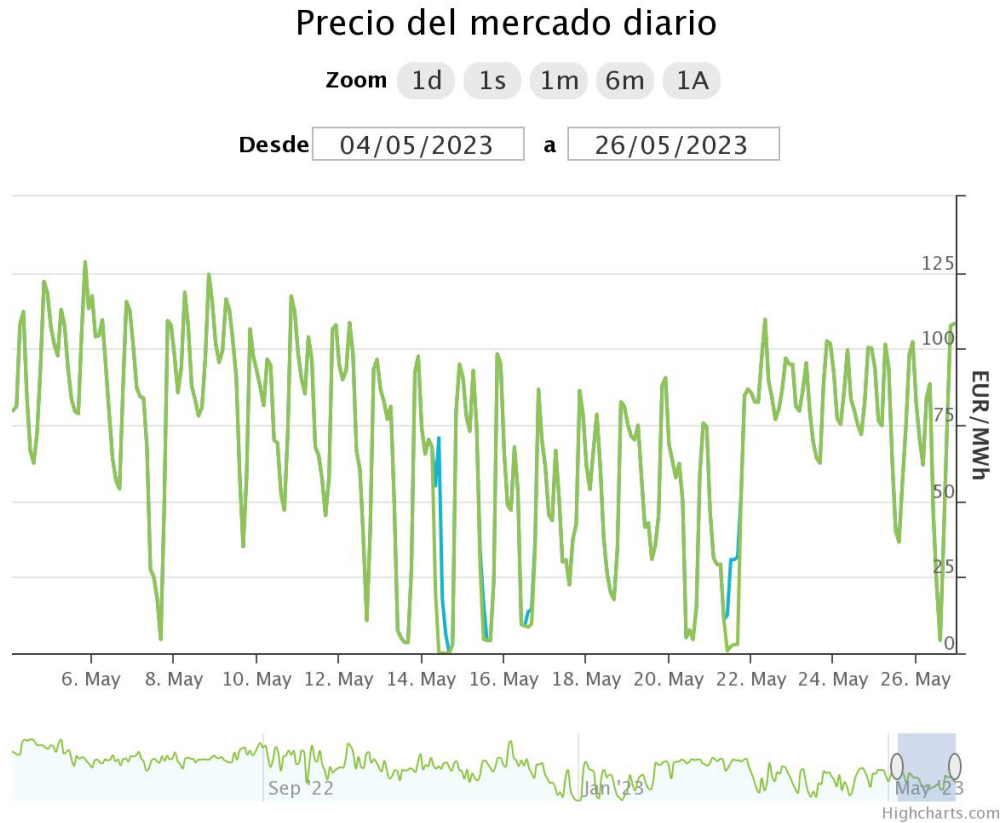


Figura 4.2: Precio del mercado diario con caídas de precio a las horas solares[44]

Si este exceso de generación en las horas centrales del día va en aumento, quizás llegue el momento en que la compensación de excedentes para la fotovoltaica también se reduzca o incluso se elimine, aunque normalmente los días de mayor generación solar tienen menos eólica e hidráulica y tienden a compensarse. En caso de que los precios cayeran durante las horas centrales del día, podrían añadirse a la instalación unas baterías para desplazar el consumo de la energía generada a las horas de precios de la energía más caros.

Actualmente, los precios de la energía se calculan en virtud del [Real Decreto 148/2021 \(RD-148/2021\)](#)[45] y los peajes y cargos de 2023 vienen indicados en la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la [Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia \(CNMC\)](#)[40]).



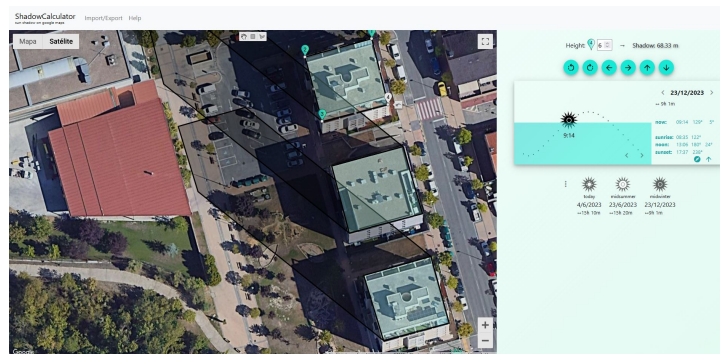
Figura 4.3: Mix peninsular del 25/05/23. En naranja, la aportación fotovoltaica.

Asumiendo esa incertidumbre, y la posibilidad de cambios en el mercado eléctrico y el sistema retributivo en un futuro cercano para adaptarse a los cambios que plantea la penetración de las renovables, una instalación de autoconsumo presenta ciertas ventajas como una mayor resiliencia ante aumentos en el precio de la energía, dado que la parte de generación que cubre se mantendría a precio constante durante la vida útil de la instalación.

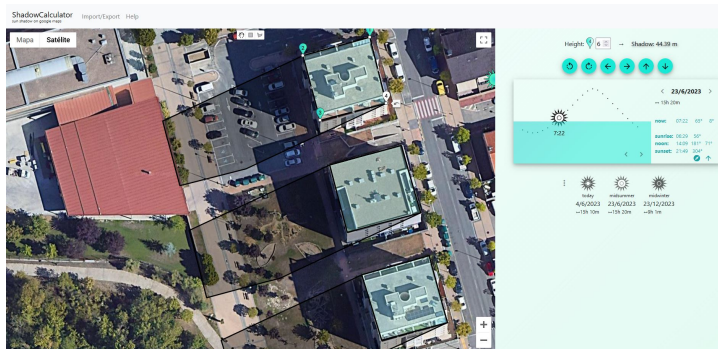
## 4.1. Estimación de recurso fotovoltaico

La cubierta del edificio de oficinas del colegio Virgen Blanca dispone de una superficie de  $1000\text{ m}^2$ . Para evitar impacto visual y dado que hay espacio de sobra, se recomienda una instalación coplanar al tejado. Lo que se ahorre en estructura se puede emplear en sobredimensionar la instalación un pequeño porcentaje para suplir las pérdidas por orientación. También es importante señalar que esta cubierta tiene una estructura de madera, y está cubierta con panel sandwich o perfil de chapa (no se ha podido discernir entre estas dos opciones). Si la cubierta tiene panel sandwich será suficiente para anclar los paneles, si es chapa, probablemente haya que fijar la estructura a la propia madera, añadiendo un pequeño extra de complejidad a la instalación.

Se desea calcular la radiación media mensual para estimar la producción de la instalación. Se usará [Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\)](#) y para ello se debe conocer la inclinación y orientación del tejado. Para obtener este dato con precisión se utiliza un script de Matlab que parte de la imagen Lidar de la zona. El proceso de cálculo se incluye en el anexo A. También, se verifica que no haya pérdidas significativas por sombras mediante la herramienta de software *Shadow Calculator*. En la propia cubierta sólo hay una pequeña chimenea cuyo sombreado no presentará mayores problemas. Conocidas las alturas de los edificios con la nube de puntos Lidar[16] procesada en Matlab (anexo A) y sabiendo que las sombras se producirán al amanecer (porque los edificios que pueden causar sombra aquí se encuentran al este de la cubierta objetivo), se estudian en los casos más extremos de verano e invierno:



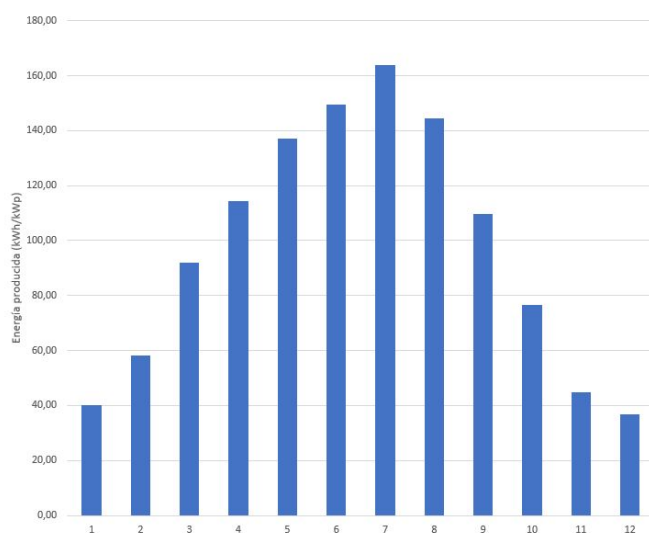
(a) Cubierta sin sombras en invierno a las 9:14 (amanecer a las 8:40)



(b) Cubierta sin sombras en verano a las 7:22 (amanecer a las 6:40)

Figura 4.4: Evaluación del impacto de las sombras sobre la cubierta estudiada

Sólo se producen sombras la primera media hora tras el amanecer, por lo que se desprecia su efecto. Para la cubierta objeto de estudio se obtiene una pendiente total de  $10^\circ$  y una orientación de  $70,37^\circ$  desde el sur hacia el oeste. Con esta información, calculando la radiación media mensual con PVGIS para una instalación de 1 kWp se obtiene la producción de una planta de tamaño unitario (tabla 4.1) que en un fichero Excel se podrá modificar con facilidad; así la planta será escalable y de este modo, los miembros de la comunidad podrán, aportando un par de datos de entrada, estimar cuánto puede costarles la instalación y el tiempo de retorno de la inversión en función del precio de la energía. Debe enfatizarse una vez más que los estudios económicos se basan en previsiones o estimaciones de precios de la energía, y que actualmente estos precios pueden variar abruptamente, cambiando también el resultado. Por contra, una instalación de autoconsumo es una herramienta que asegura un suministro eléctrico a un mismo precio durante toda su vida útil para esa energía, por lo que reduce el impacto de esas fluctuaciones de precios.



Producción (kWh)	
Ene	42,91
Feb	61,24
Mar	94,70
Abr	116,17
May	138,34
Jun	150,30
Jul	164,97
Ago	146,67
Sep	112,70
Oct	80,11
Nov	47,74
Dic	39,89
<b>Total</b>	<b>1195,74</b>

Figura 4.5: Energía mensual por kWp instalado    Tabla 4.1: Mensual (kWh/kWp))

Conocida la producción de la instalación y aplicando un coeficiente de degradación anual de  $0,33\%$ [46], se procede a realizar la evaluación económica. Los autoconsumos colectivos tienen distintas modalidades de conexión y retribución, que se desglosan y analizan en detalle en el complemento a este TFM[13]. Sin embargo, dado que la modalidad del autoconsumo condiciona bastante el modo de retribución (sin excedentes, con compensación de excedentes, con venta de energía...) y por lo tanto a su viabilidad, se darán unas breves pinceladas sobre este tema también en este trabajo. Igual que en el caso de la hidroeléctrica, se plantean dos modos de conexión: autoconsumo compartido acogido a compensación simplificada (conexión en red interna) o venta de excedentes. El acogido a compensación simplificada, igual que en el caso del estudio de minihidráulica, recibe por cada unidad de energía excedentaria vertida a red una compensación económica, normalmente a una fracción del precio de venta de la energía. La venta de excedentes requiere estar dado de alta como productor de energía eléctrica, la instalación debe incluirse en el RAIPEE y la energía excedentaria se vende en el mercado mayorista, o a través de un PPA. Puede encontrarse esta explicación en detalle en el complemento a este TFM[13].



## 4.2. CAPEX y OPEX

Los costes de la instalación, la compra de los equipos, proyecto y licencia de obra dependen del tamaño de la instalación, por lo que se utilizarán datos tabulados de **CAPEX** referidos a unidad de potencia pico instalada (cedidos por Goiener[47]), modelizándolos mediante una expresión matemática para poder integrarlo en la hoja de cálculo. Esta expresión es válida para un rango de potencias entre 2 kWp y 100 kWp.

$$C_{kWp} = 2315,6 \cdot P_{inst}^{-0,221} \quad (4.1)$$

Donde  $C_{kWp}$  es el coste por cada unidad de potencia pico instalada, se mide en €/kWp y  $P_{inst}$  es la potencia pico instalada, expresada en kWp.

En cuanto al coste del reemplazo del inversor en torno al año 12 de operación, se obtiene un coste aproximado por cada unidad de potencia pico instalado de 80 €/kWp[48].

Finalmente, para el **OPEX**, el coste anual de mantenimiento como en caso de una instalación fotovoltaica es mínimo, se incluye un coste anual de 15 €/kWh que es el coste que se indica en el **ATB** del **NREL**[37].

## 4.3. Análisis económico: caso base

Para el estudio económico se utilizan los mismos parámetros de inflación, pago de deuda y precios de la energía que en el caso de la hidroeléctrica:

1. **Financiación de la inversión:** Se considera un préstamo a 5 años con un tipo de interés del 7%.
2. **Inflación:** Se utilizará la misma inflación que plantea el **NREL** en su **ATB** de 2022 para instalaciones fotovoltaicas de tejado: un 2,5 % [37].
3. **Tasa de descuento:** Se empleará la misma tasa de descuento real que indica el **NREL** para instalaciones fotovoltaicas en tejado: un 1,5 % [37].
4. **Vida útil de la instalación:** Es lo que condiciona el periodo que abarca el ejercicio económico. Se considera una vida útil de 25 años para la instalación. Dado que la vida útil de un inversor ronda los 12-13 años, se incluye en el año 12 un reemplazo del mismo.
5. **Sistema de almacenamiento:** Estos sistemas son muy útiles para aumentar el grado de autoconsumo y también pueden aportar beneficios extra con actividades como arbitraje de energía (carga cuando hay excedente de energía y está a precio bajo y descarga para su consumo cuando la energía esté cara). En primera instancia no se considerará, pero se recomienda tras el primer año de uso de la instalación, con los perfiles de consumo, evaluar el potencial y la viabilidad de instalar un sistema de baterías.

6. **Degradación de la instalación:** Se considera una pérdida anual de rendimiento del 0,33 % que corresponde al modelo de panel usado como referencia[46].
7. **Generación de energía:** Se presupone que siempre se produce toda la energía que el caudal permite producir, sin restricciones por parte de la red eléctrica.
8. **Subvenciones y ayudas:** Para el caso base no se consideran.
9. **Precio de la energía:** Igual que en el capítulo 3, se toma para el caso base el precio de 0,149 €/kW.
10. **Nivel de autoconsumo:** Éste variará en función del tamaño de la instalación y hará variar la energía consumida y la cantidad percibida por compensación. Escogiendo unos beta de autoconsumo bien adaptados puede conseguirse un porcentaje muy alto de autoconsumo. En este estudio se asume que un mayor número de usuarios permitirá un mayor porcentaje de autoconsumo. Como esta progresión no es lineal, se ha aproximado con la siguiente expresión logarítmica de elaboración propia, estableciendo como criterios un autoconsumo mínimo del 15 % para una instalación de 1 kWp y un máximo del 80 % para la instalación de 100 kWp:

$$A = 0,1446 \cdot \ln(P_{instalada}) + 0,1408 \quad (4.2)$$

Donde  $A$  Es el nivel de autoconsumo (%) y  $P_{instalada}$  es la potencia pico de la instalación, expresada en kWp. En la tabla 4.2 vienen resumidos los parámetros empleados en el estudio económico del caso base:

Tabla 4.2: Parámetros del caso base del proyecto fotovoltaico

Años de financiación	5
Tipo de interés (compuesto) del préstamo (%)	7,00 %
Inflación (IPC) (%)	1,5 %
Tasa de descuento real (%)	2,5 %
Tasa de descuento nominal (%)	4,0 %
Producción anual inicial (kWh/kWp)	<b>1167,90</b>
Pérdida de producción anual (degradación)	0,33 %
Factor de capacidad	13 %
Costes anuales de operación (OPEX)(€/kWp)	<b>15,00</b>
Vida útil de la instalación	25
IVA sobre la energía (%)	21,00 %
Subvención (%)	0 %
Compensación de excedentes (€/kWh)	0,07
Precio de venta de energía (€/kWh)	<b>0,088</b>
Precio de compra de energía (€/kWh)	<b>0,149</b>

Se evalúa a continuación el VAN, TIR y LCOE del caso base en función del tamaño de la instalación. Las figuras 4.8 y 4.7 indican que a nivel económico es interesante llevar a cabo una instalación de 100 kWp.

En los casos de instalaciones muy pequeñas, el mayor coste de inversión y el reducido índice de autoconsumo que se ha aplicado se traduce en un CAPEX elevado en relación a los flujos de caja y la inversión no resulta rentable. Este es el caso estudiado para una instalación de menos de 5 kWh (vivienda unifamiliar). Para tamaños algo más grandes, en torno a 30 kWh (bloque de vecinos) ya se obtiene una buena rentabilidad con las condiciones estudiadas.

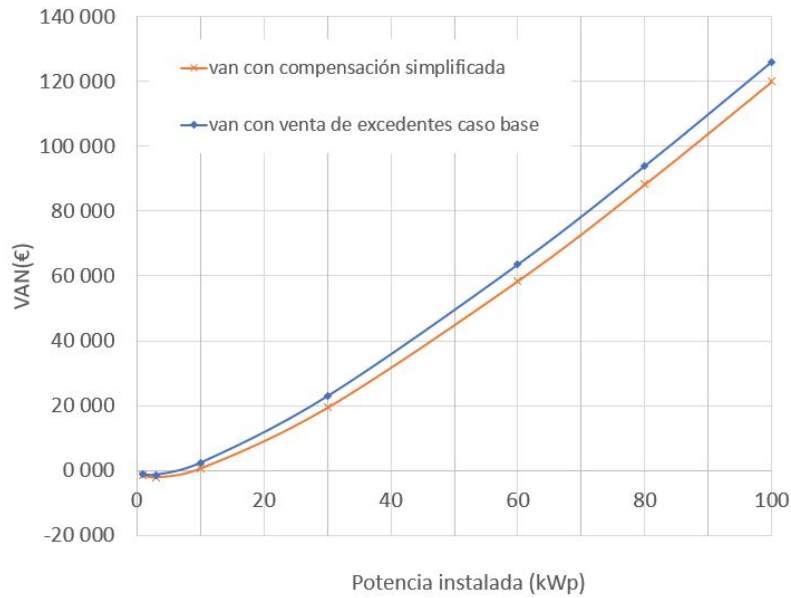


Figura 4.6: VAN del caso base según tamaño de la instalación

El VAN de la modalidad de venta de energía excedentaria es superior porque el precio de venta considerado es ligeramente superior al de compensación. También al aumentar el tamaño de la instalación, aumenta el volumen de energía producida y por ende, los flujos de caja aumentan y el VAN crece.

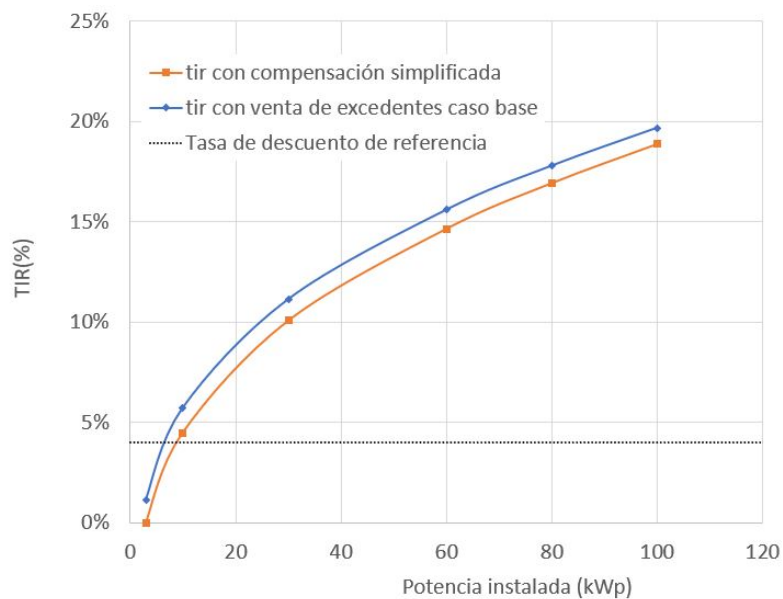


Figura 4.7: TIR del caso base según tamaño de la instalación

El retorno de la inversión se produce relativamente rápido, en 8 años y la rentabilidad aumenta al aumentar el tamaño de la instalación, por la reducción de costes de inversión y por la premisa de que una mayor instalación implicará a un mayor número de usuarios, y una menor variabilidad estocástica de los consumos, lo que se traducirá en un mayor índice de energía autoconsumida.

En cuanto al **LCOE** de la instalación, en los casos de instalaciones muy pequeñas, el aumento del coste de la inversión aplicado hace que el **LCOE** aumente mucho, mientras que al incrementar el tamaño de la instalación éste se reduce. En la figura 4.8 se marcan en gris los límites del rango de **LCOE** que proporciona el informe de la compañía de servicios financieros Lazard para instalaciones comerciales e industriales[49] (que por tamaño son las que más se pueden asemejar a la instalación objeto de estudio). Dichos límites son 0,049\$/kWh y 0,185\$/kWh y concuerdan con el rango de **LCOEs** obtenido.

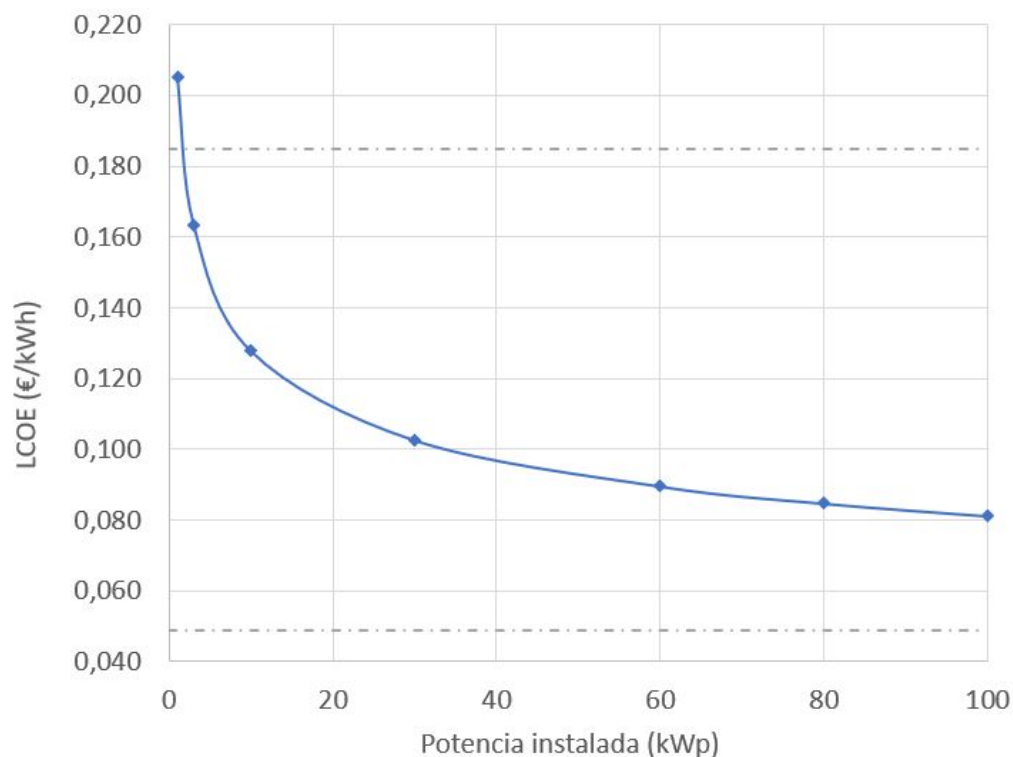


Figura 4.8: **LCOE** en función de la potencia instalada. En gris, los límites del rango típico de **LCOE** para estas instalaciones[49].

## 4.4. Estudio económico: Análisis de sensibilidad

En este apartado se estudia el efecto del precio de la energía, la compensación de excedentes y la vida útil de la instalación en la rentabilidad del proyecto. El análisis de sensibilidad se lleva a cabo variando estos parámetros uno a uno sobre el caso base.

### 4.4.1. Precio de la energía

De forma análoga al estudio de minihirráulica, se analizan escenarios de precios del 25 al 200 % respecto al caso base. La compensación de excedentes también se mantiene constante, por lo que en ese escenario sólo varía el flujo de caja asociado al ahorro por autoconsumo, que está presente en ambas series de datos. Como el grado de autoconsumo variará en función del tamaño de la instalación, se analiza el precio para dos tamaños: 50 kWp y 100 kWp. Resultarán por lo tanto, cuatro series de gráficos, correspondientes a compensación y venta para ambos tamaños de instalación.

Al variar el tamaño, varían también los flujos de caja, por lo que el VAN en este caso aporta menos información, se analizará el resultado estudiando la TIR principalmente.

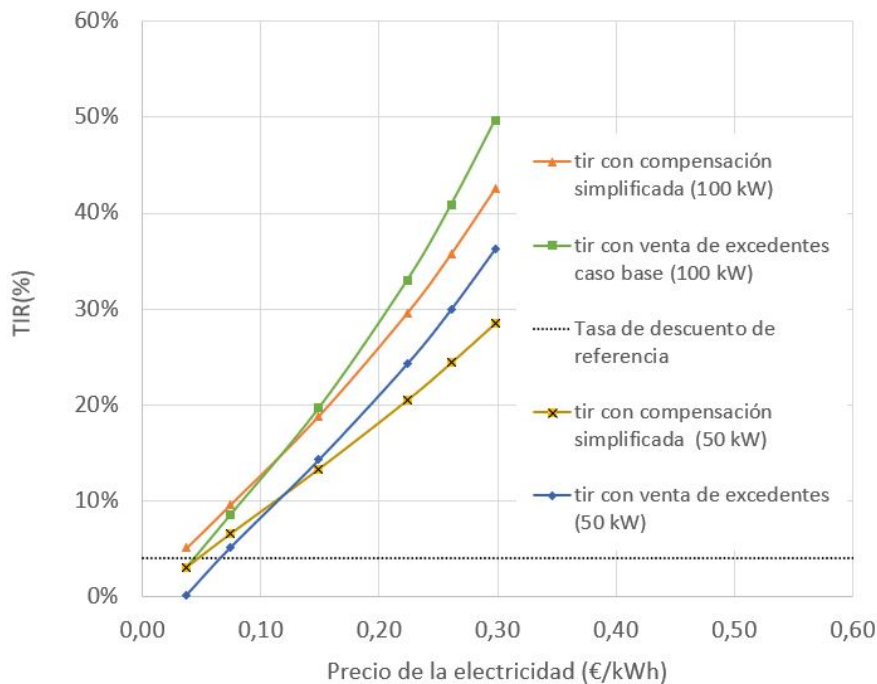


Figura 4.9: TIR del caso base según precio de la energía

La rentabilidad de la instalación de 100 kWp es mayor en todo caso debido a que su CAPEX es más reducido. El umbral de rentabilidad resistiría un escenario de precios igual a la mitad del precio de venta de la energía del caso base. En el caso de que se duplicara el precio de la energía, por debajo de esa cifra la en un escenario similar al de 2022 la rentabilidad se dispararía en todos los casos.

El aumento de precios conlleva una reducción del tiempo de recuperación de la inversión como indica la figura 4.10.

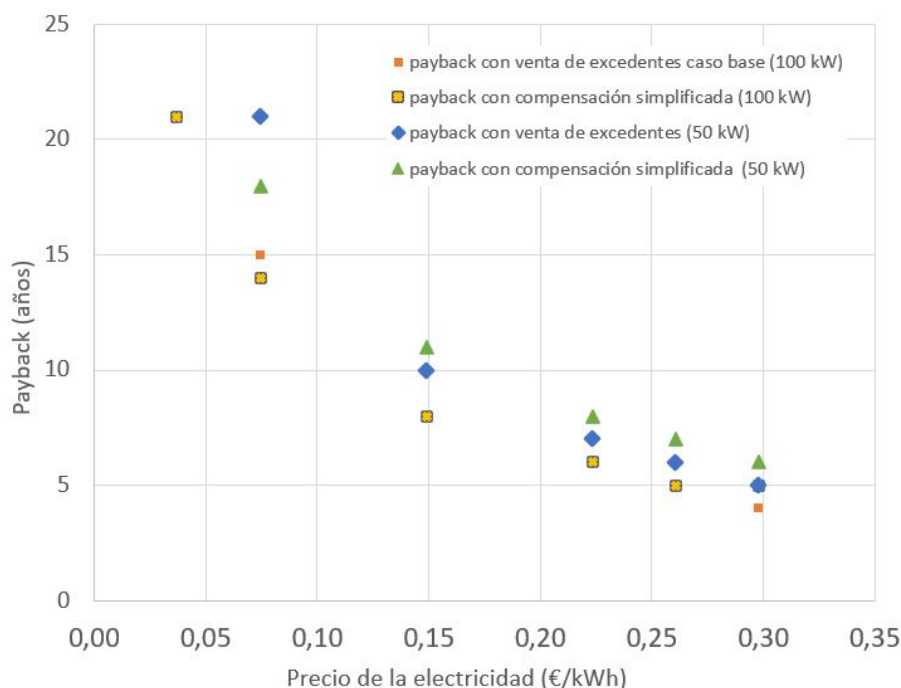


Figura 4.10: Payback del caso base según precio de la energía

#### 4.4.2. Vida útil de los paneles y el inversor

En este último análisis se estudia el resultado del proyecto considerando varios escenarios de durabilidad de inversor y de los paneles. Para los paneles, el modelo escogido está garantizado por 25 años y estima para los 30 años de funcionamiento una degradación acumulada del 12 %, por lo que se consideran vidas útiles de 25, 30 y 35 años. En el caso de los inversores, se considera que el número de inversores necesarios durante la vida útil de la instalación puede ser de 2 ó 3 para los 25 años de vida útil de la instalación (estimando vidas útiles entre los 9 y los 13) años, y 3-4 para los casos de 30 y 35 años. Se empleará una configuración con venta de excedentes y un tamaño de 100 kWp.

(Tamaño de instalación: 100 kWp)	VAN	TIR	Payback
2 Inversores 25 años (Caso base)	126 040,69 €	19,68 %	8 años
3 Inversores 25 años	121 981,86 €	19,43 %	8 años
3 Inversores 30 años	146 340,13 €	19,66 %	8 años
4 Inversores 30 años	143 419,56 €	19,62 %	8 años
3 Inversores 35 años	166 935,45 €	19,95 %	8 años
4 Inversores 35 años	163 077,01 €	19,71 %	8 años

### 4.4.3. Compensación de excedentes

En contraposición al caso anterior, en este apartado se evalúa el impacto de la compensación de excedentes en la rentabilidad final. Del mismo modo se evalúan tamaños de instalación de 50 kWp y 100 kWp. En este caso, como la compensación de excedentes sólo afecta a esta forma de retribución, las series de datos de venta de energía permanecen constantes: se incluyen como referencia.

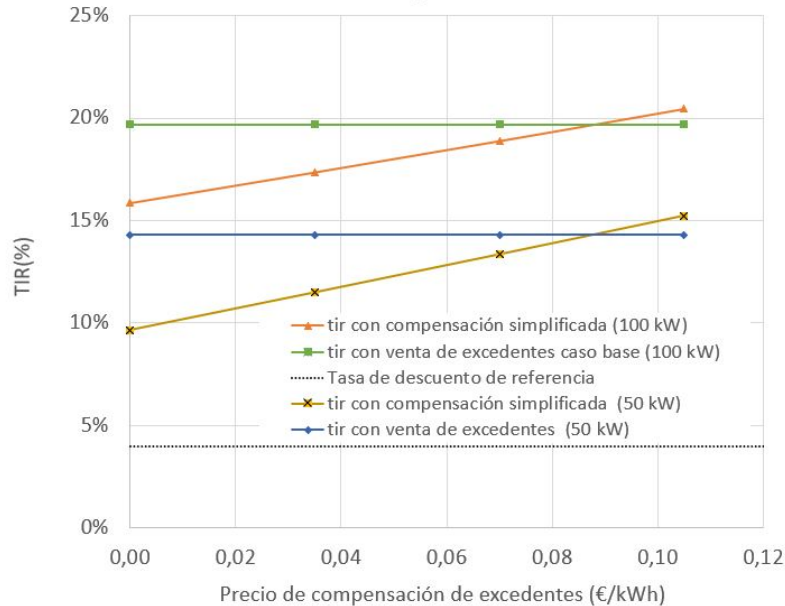


Figura 4.11: TIR del caso base según precio de compensación de excedentes

El único factor diferenciador aquí, comparando cada serie de datos con la de su mismo tamaño, es el precio de venta o de compensación dependiendo del respectivo caso. El resto de factores son comunes, por eso, cuando la compensación de excedentes supera el precio de venta de energía es cuando empieza a ser más rentable.

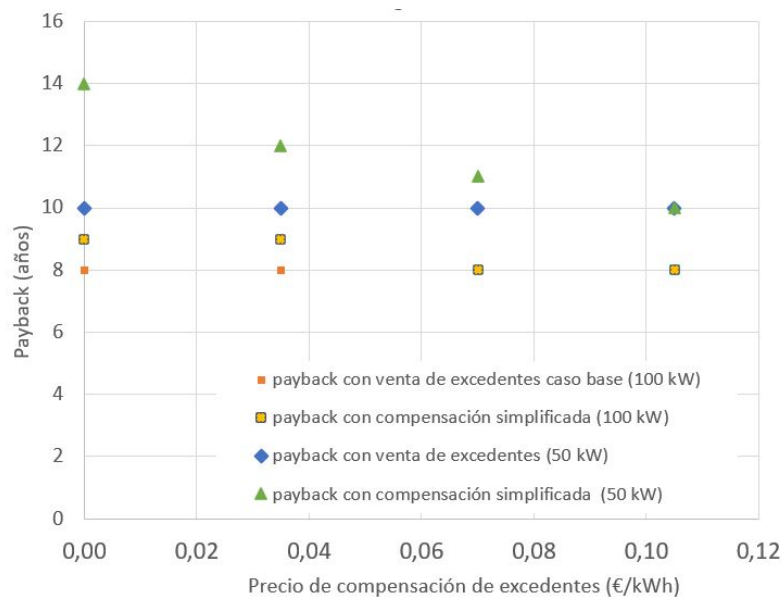


Figura 4.12: Payback del caso base según precio de compensación de excedentes

## 4.5. Conclusión del estudio

El resultado del estudio económico es favorable para instalaciones superiores a los 10 kWp, suponiendo un ahorro creciente según aumenta el tamaño de la instalación, por lo que el máximo se obtiene con 100 kWp. económico significativo, alcanzándose rentabilidades cercanas al 20 % y un **Payback** a 8 años en ambos escenarios. . Debido al coeficiente de simultaneidad aplicado que considera que cuantos más consumidores participen, mayor será el grado de autoconsumo, y que se han aplicado economías de escala al coste de la inversión, la opción más rentable es instalar los 100 kWp que permite la normativa.

El **LCOE** obtenido se encuentra dentro del rango encontrado en bibliografía, con un valor mínimo de 0,081 €/kWh.

Es muy importante considerar la tendencia a la caída de precios durante las horas solares que refleja la figura 4.2 y el posible impacto que puede tener sobre la rentabilidad del proyecto. Por eso se recomienda que transcurridos un año o dos tras la puesta en marcha de la instalación, o lo antes posible tras pagar los créditos para la instalación, se lleve a cabo un **estudio de almacenamiento con baterías**. Ya disponiendo de información sobre los perfiles de consumo y la generación, puede estudiarse:

1. La capacidad útil de batería a instalar para almacenar la energía excedentaria y lograr un autoconsumo cercano al 100 %. Además, como ya se ha mencionado, el aumento del índice de autoconsumo aumenta la rentabilidad de la instalación fotovoltaica.
2. Cálculo del número anual de ciclos completos equivalentes y estudio de vida útil de la batería, optimizando la capacidad real necesaria para la batería.
3. El estudio económico de la instalación de almacenamiento y el cálculo de su vida útil.
4. Análisis de rentabilidad para arbitraje de energía, dado que la **CE** puede efectuar actividades en el sector eléctrico de venta de energía, pueden plantearse este tipo de servicios.
5. Al plantearse un autoconsumo colectivo a través de red no puede emplearse para *peak shaving* o reducción de picos de potencia para reducir la potencia que se necesita contratar.



# Capítulo 5

## Oficina ciudadana de energía

Una oficina de información ciudadana es un espacio donde un técnicos contratados (o voluntarios formados) proporcionan asesoramiento a la ciudadanía sobre una determinada materia. En este caso concreto, en materia de energía. Puede tener distintos formatos y alcances para cumplir su propósito. Los principales son el servicio de asesoría y las charlas informativas, y se desarrollarán a continuación en este breve apartado que busca resaltar el potencial de esta opción. Porque como ya se ha mencionado, uno de los pilares que vertebra el concepto de las [CEs](#) es el de conseguir que la ciudadanía comprenda y pueda gestionar su consumo y/o generación de energía. Algunos propósitos de estas oficinas pueden ser:

1. Formación en materia de energía
2. Promoción de [Comunidades Energéticas \(CEs\)](#).
3. Fomento de las renovables y medidas de eficiencia y ahorro
4. Orientación y asesoramiento en materia de energía

Estas oficinas no tienen por qué operar a perpetuidad, pueden funcionar durante un tiempo determinado. Hay o ha habido oficinas energéticas en Hernani, Lekunberri y también en Pamplona. En el caso de Huarte, el ayuntamiento se ha mostrado dispuesto la ciudadanía se está mostrando muy interesada en esta opción, tanto por la parte de organizar seminarios y eventos sobre temáticas relacionadas con la energía como por la parte de recibir orientación personalizada sobre las posibilidades concretas de cada vivienda.

### 5.1. Charlas informativas

El grupo motor encargado de impulsar los proyectos de la [CE](#) de Huarte va a impulsar en otoño de 2023 un ciclo de charlas informativas para transmitir a sus conciudadanos y al resto de socios de la [CE](#) algunos conocimientos que consideran de interés y cuya divulgación tiene cabida, al menos en primera instancia, en formato charla. El hecho de que la [CE](#) se esté encargando de impulsar esta medida ya le aporta un valor de interés común como promotor de la formación en materia de energía para la ciudadanía.

Los temas propuestos por el grupo motor de la CE de Huarte son:

1. Energías renovables, autoconsumo y mercado eléctrico
2. Comprender la factura eléctrica y de gas
3. Aerotermia y otros métodos de calefacción no basados en fósiles
4. Mejoras de aislamiento y envolvente térmica

Entre los miembros del grupo motor ya tienen conocimientos como para organizar las charlas, y si se diera el caso de que no hubiera dentro de la CE nadie con ese conocimiento, se podría contratar a un ponente.

## 5.2. Servicio de asesoría

El servicio de asesoría y atención personalizada puede plantear algunas medidas que pueden convenir especialmente a consumidores vulnerables o en situación de **pobreza energética**:

1. **Interpretación de la factura eléctrica:** En este caso, pueden realizarse evaluaciones del perfil de consumo y comparar con otras tarifas para reducir el gasto económico. También puede asesorarse sobre si conviene pasarse a tarifa indexada (PVPC) o a mercado libre, si tienen contratada más potencia de la que utilizan y les iría bien ajustarla...y también si tienen derecho al bono social eléctrico o a algún tipo de ayuda.
2. **Interpretación de la factura del gas:** De forma similar a la eléctrica, puede estimarse el ahorro de pasarse al mercado regulado (TUR) o si tienen derecho al bono social térmico. En cuanto a la cantidad de gas contratada, es improbable que quepa ningún tipo de acción por ese lado, porque los consumidores domésticos de gas se encuentran tipificados en tres grandes grupos y sería raro que se encontrasen en el grupo equivocado. Estos grupos son pequeños ( 5000 kWh/año), medianos (> 5000 kWh/año 15 000 kWh) o grandes consumidores (> 15 000 kWh).
3. **Auditorías energéticas:** En línea con proyectos europeos como PowerPoor, se pueden hacer visitas a domicilios y hacer una evaluación sencilla de si hay pequeñas o medianas actuaciones que puedan repercutir en un ahorro energético o económico significativo. Electrodomésticos muy viejos que puedan cambiarse, luminarias de bajo consumo, ventanas con doble o triple acristalamiento y marcos de PVC o metálicas con rotura de puente térmico...

Otras posibilidades por parte del servicio de asesoría es hacer **estudios de viabilidad** o estimaciones de alternativas, distintas tecnologías que los miembros de la CE pueden emplear para reducir su consumo o autoproducir parte de su energía, son:

1. **Mejoras de aislamiento:** Si la vivienda tiene unas pérdidas térmicas elevadas fruto de un aislamiento insuficiente, puede convenir reducir esas pérdidas mediante revestimientos interiores o exteriores.
2. **Sistemas de aerotermia:** Estos sistemas resultan muy interesante en combinación con un sistema fotovoltaico o con baterías, debido a que aunque son más

eficientes que las calderas de gas, tienen un elevado consumo de electricidad que puede llegar a dar un susto con la factura, según la tarifa contratada.

3. **ACS o calefacción mediante energía solar térmica:** Todos los edificios de nueva construcción en cumplimiento con el CHE4 deben ir equipados con solar térmica. Los edificios ya existentes pueden considerar también esta forma de aprovechamiento energético para obtener parte del ACS o de la calefacción sin emplear combustible fósil.

### 5.3. Estimación de costes

El coste estimado, proporcionado por la CE de Hernani es de **40 € + IVA** por cada hora de persona contratada[47]. Si el ayuntamiento como socio o impulsor de la CE cede algún espacio municipal, no habrá coste de alquiler de espacio. La contratación de ponentes para las charlas se estima en **80-100 €/h[21]**.

Así, un servicio de asesoría de lunes a jueves a media jornada durante dos meses puede estimarse en unos 6 000 € y un ciclo de 4 charlas de dos horas cada una contratando un ponente para cada una, tendría un coste aproximado de 800 € contando con que el espacio o local son cedidos gratuitamente.

### 5.4. Reflexiones sobre la oficina de energía

Impulsar este servicio en el seno de la CE presenta algunas ventajas, como la reducción de los costes de contratación del técnico o técnica frente a contrataciones individuales, la posibilidad de efectuar compras colectivas si se van a hacer varias instalaciones de un mismo tipo, y que al ser un tema de interés general, se generarán muchas retroalimentaciones y sinergias entre los usuarios de la oficina de atención ciudadana. El simple hecho de ajustarse la potencia contratada, revisar si conviene estar en mercado libre o regulado de luz y gas, si se tiene derecho a bono social, etc, genera conversación en la comunidad, en el pueblo. Y eso genera interés, cuestionamiento, curiosidad, reflexión y acercamiento a la CE. En resumen, la oficina técnica puede ser también un buen punto de difusión y captación de la CE.

Quizás la implantación durante un tiempo muy prolongado de la oficina pueda conducir a que el gasto no se aproveche y haya muchos momentos en los que el técnico se encuentre ocioso, por lo que se puede llevar a cabo en forma de campañas, o periodos concretos en los que la oficina funcione. O también bajo demanda.

También está la opción de que la CE ofrezca ese servicio de oficina al ayuntamiento, y que en vez de proporcionar ese servicio a las personas socias, lo haga a todo el municipio, en un quid pro quo donde se crea un nuevo servicio municipal en pos de la transición energética.

Mencionar también que la oficina de información ciudadana es el proyecto que más rápidamente y con menos recursos puede llegar a ponerse en marcha, y si bien la cuantificación de los beneficios que aporta es muy compleja, el hecho de plantear revisiones de consumo a gran parte de la comunidad hace pensar que el retorno en forma de ahorro es bastante probable. Además de los beneficios sociales, de empoderamiento ciudadano, lucha contra la pobreza energética, etc.

Para terminar, destacar lo interesante de un servicio de asesoría interno, propio, frente a un servicio de una empresa instaladora o similar que puede llegar a priorizar efectuar una venta al interés del cliente. El servicio de asesoría de la oficina técnica al no tener intereses más allá de dar una información lo más útil y fiable posible para que el socio o socia de la CE se beneficie, no deja cabida a esas situaciones.

# Capítulo 6

## Estudio de movilidad

El consumo de energía primaria no es exclusivamente eléctrico: según el [IDAE](#), el 15 % del consumo total de energía primaria en España se debe al uso de turismos, al transporte privado[50].

Ese consumo puede tratar de reducirse de varias formas: aumentando el factor de ocupación de los vehículos (número de pasajeros), reduciendo el número de viajes empleando el vehículo privado (usando el transporte público como alternativa) o empleando vehículos más eficientes[51]. Y en este último punto entra el vehículo eléctrico, cuya eficiencia global ronda el 80 % frente al 25 % de eficiencia del vehículo con motor de combustión[51]. También pueden reducirse unas emisiones y consumos menos visibles: los de fabricación. Los vehículos privados tienen un factor de uso realmente bajo, pasan la mayor parte de su vida útil estacionados. Si se cambia de un modelo de acceso al vehículo desde el actual modelo de propiedad a un modelo de derecho de uso, los vehículos disponibles tendrían un factor de uso mucho mayor y se evitaría la fabricación de un gran número de vehículos (y con eso, el gasto energético, de materiales y las emisiones asociadas a dicha fabricación).

Por ello, la propuesta actual de movilidad eléctrica (o al menos su fin último) no sería complementar al vehículo privado, sino dar una alternativa eléctrica comunitaria para no requerir la compra de un vehículo propio. Y con esta mentalidad, la [CE](#) de Huarte se plantea este proyecto de movilidad eléctrica colectiva. Sin embargo, la compra de un vehículo eléctrico en una [CE](#) es una inversión muy elevada y puede suponer un riesgo porque su rentabilidad depende mucho de la intensidad de su uso y el número de personas participantes.

Además, debido a su intensidad de uso y a que normalmente no lo van a poder usar todas las personas usuarias a la vez (a diferencia de un autoconsumo colectivo que sí se puede repartir entre un número muy variable de personas en un momento concreto), tiene una gestión algo más compleja. Este equilibrio entre disponibilidad del vehículo y mejorar la intensidad de uso es uno de los puntos clave de este proyecto. Un vehículo que está mucho tiempo disponible no es rentable y un vehículo que siempre está ocupado, no ofrece un servicio adecuado que permita no disponer de un vehículo propio.

No obstante, para una [CE](#) como Huarte, que utilice el coche para vehículos de corta distancia a diario (las personas que trabajen en Pamplona o alrededores), de

media distancia los fines de semana y de larga distancia una o ninguna vez al año (que podría cubrirse con otros medios de transporte o incluso con alquiler), esta modalidad de transporte tiene mucho potencial. Por eso se recomienda una opción de renting con opción a compra, donde el desembolso inicial es pequeño y si el proyecto no funciona, puede devolverse con pocas pérdidas. Esta clase de iniciativa requeriría:

1. Puntos de recarga. Actualmente en Huarte existen 7.
2. Una aplicación para localizar el vehículo, salvo que se establezca un punto de devolución fijo. En el caso de Huarte, al ser un municipio pequeño quizás sea factible esta opción. Si no, existen aplicaciones ya montadas que pueden adquirirse con un coste anual.
3. Una aplicación para facturar, contabilizar tiempo de uso, etc.

## 6.1. Comparativa de costes

En este apartado se efectúa una estimación sencilla del coste total de este vehículo y se compara con el coste de un vehículo privado. Al fin y al cabo sería un poco capcioso realizar sólo este cálculo sin también estimar cuánto cuesta anualmente un vehículo de motor térmico privado frente al eléctrico privado y al eléctrico compartido. Sin embargo, el caso más probable, al menos inicialmente, es un uso complementario al vehículo particular, no sustitutivo. El concepto realmente interesante aquí es el uso del vehículo colectivo. Porque ahí es cuando el coste realmente puede reducirse.

El coste total del vehículo se calcula sumando el alquiler, aplicaciones, impuestos, revisiones y mantenimiento. Conocido este coste y la intensidad de uso esperada, se podrá establecer un sistema de tarifas con el que se financiará todo el sistema. Es el caso de KarKarCar, una cooperativa de vehículo eléctrico compartido que opera en Pamplona con un vehículo eléctrico alquilado a la cooperativa *Som Mobilitat*[52]. La estimación de costes fijos del vehículo eléctrico queda de la siguiente manera:

Tabla 6.1: Desglose de costes de uso del vehículo[52]

Concepto	Coste mensual (€)
Kit Apps	80-160
Mantenimiento de la web	80
Alquiler Vehículo	500
Mantenimiento	10
<b>Total</b>	<b>670-750</b>

El alquiler es un modelo con opción a compra, el monto acumulado de todos los pagos permite, al final del contrato de renting la posibilidad de su compra abonando el resto. Con esta distribución de costes y asignando un coste de la energía eléctrica igual al valor del PVPC empleado en los capítulos 3 y 4, puede obtenerse el coste del vehículo en alquiler en función de los kilómetros recorridos con él cada año. En este estudio concreto no se han considerado posibles subvenciones, pero esta posibilidad existe y puede hacer mucho más atractiva esta actividad para la CE. Si se representa

gráficamente este coste frente a los costes de otro tipo de tecnologías obtenidos del comparador de la Fundación Renovables[53], pueden estudiarse las casuísticas para las que cada tecnología es más barata.

Para calcular el coste anual de amortización de la compra de los vehículos de otras tecnologías se ha considerado una vida útil de 15 años y en el caso del renting del vehículo eléctrico, se han incluido dos variantes, el uso durante un tiempo sin compra final o el uso del vehículo durante toda su vida útil. El primer caso respondería a un uso durante un periodo inferior a 6 ó 7 años. Según el fabricante del vehículo estudiado, la vida útil de la batería es de unos 20 años, por lo que no se ha incluido el coste de su reemplazo en el análisis.

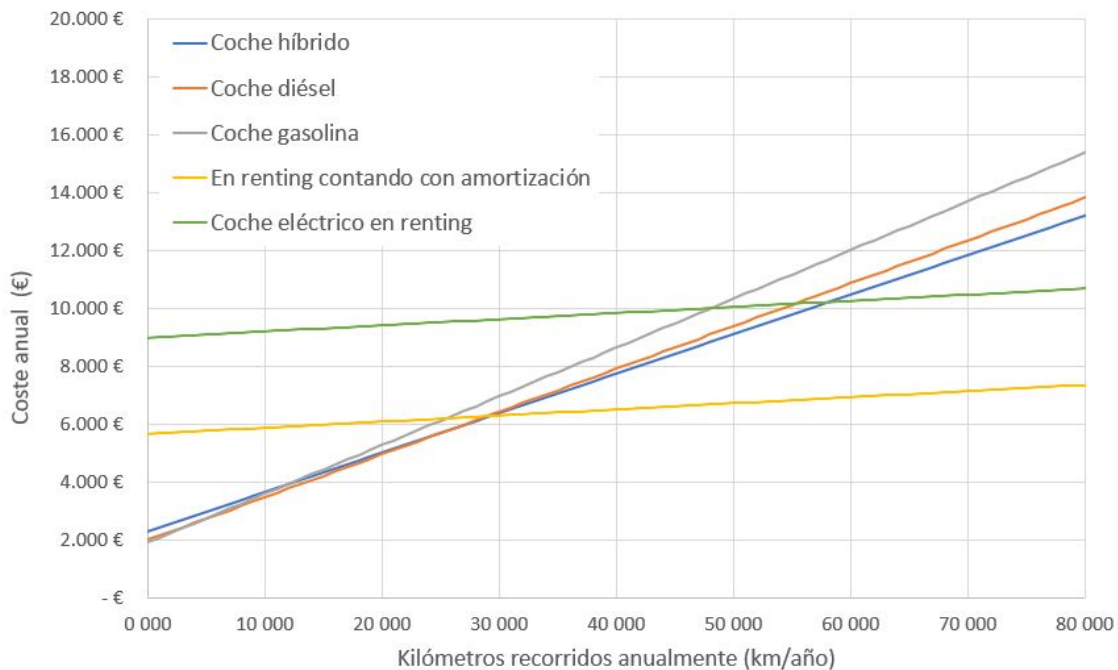


Figura 6.1: Comparativa de costes de vehículos incluyendo la compra de los mismos.

En la figura 6.1 se aprecia cómo para el precio de la electricidad considerado (0,149 €/kWh, igual que en el estudio de fotovoltaica del capítulo 4) a partir de los 30 000 km al año el coche eléctrico resulta más ventajoso (unos 82 km diarios). En caso de sólo utilizarlo durante un periodo de tiempo inferior al de amortización, el renting del vehículo eléctrico se encuentra en clara desventaja, porque sus costes fijos son mucho más elevados en relación a la compra de un vehículo privado y la distancia a recorrer para competir con las otras tecnologías está en 50 000 - 60 000 km anuales.

Este análisis incluye el coste de la compra del vehículo, lo cual no refleja la situación de quien ya dispone de un vehículo particular. Para ello, y en aras de establecer una comparativa más realista se incluye en la figura 6.2 el mismo análisis excluyendo el coste de compra de los vehículos.

En este caso, la figura 6.2 indica que el vehículo eléctrico en renting empieza a ser más competitivo a partir de los 40 000-60 000 km.

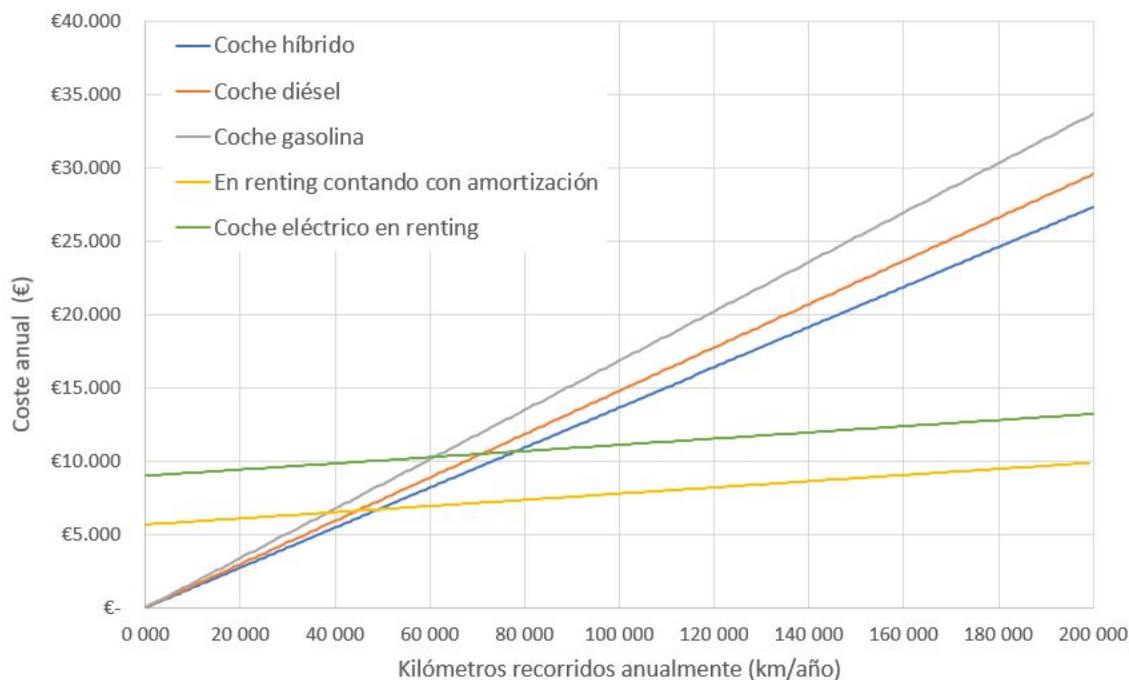


Figura 6.2: Comparativa de costes de vehículos excluyendo la compra de los mismos.

## 6.2. Conclusiones

En el aspecto económico, con el análisis efectuado se determina que para que esta opción sea competitiva con las otras tecnologías en propiedad, en el caso más optimista deben recorrerse unos 82 km diarios. No resulta demasiado plausible por el momento para comunidad energética de Huarte. Podrían considerarse las sinergias con la instalación fotovoltaica con o sin baterías para la recarga de este vehículo, reduciendo también el coste de recarga del mismo, aunque este escenario es poco plausible porque normalmente las horas solares serán las horas de uso del vehículo y por lo tanto, no estará conectado y en carga cuando la instalación solar produzca.

Sin embargo, ante un escenario de precios del combustible al alza o abaratamiento de la electricidad, esto podría cambiar. En este estudio concreto no se han incluido algunos sobrecostes de no disponer de vehículo propio como el coste de alquiler de otro vehículo o de billetes de tren o autobús para viajes de larga distancia, pero pueden darse. O también puede suplirse con el préstamo de un vehículo privado por parte de un amigo o familiar. Y tampoco se han considerado posibles sobrecostes del vehículo privado como alquiler de plaza de garaje, por ejemplo. Con esta breve disertación se pretende poner el foco en la gran diversidad de casuísticas y factores que pueden condicionar la rentabilidad de este proyecto, que por su heterogeneidad de uso y sus múltiples casos, resulta muy complejo de analizar de forma genérica, sin conocer los patrones de uso y los requerimientos y necesidades concretas de las personas usuarias interesadas: en caso de la movilidad, el factor económico no es el único que se suele considerar, entran en juego muchos otros.



# Capítulo 7

## Conclusiones

De las opciones técnicas estudiadas para la CE de Huarte, se han obtenido las siguientes conclusiones:

### 1. Minihidráulica

- La instalación de una central hidroeléctrica de 50 kW en la presa de Atondo es económicamente viable para el escenario de precios y costes estudiado, con un LCOE para el caso base de 0,089 €/kWh.
- Dicha instalación se amortizaría en un periodo de 13 años si se llevara a cabo la venta de los excedentes, y de 14 años si se acogiera a compensación simplificada, presentando una rentabilidad del 4,46 % y 4,80 % respectivamente.
- Las variables que más pueden condicionar la rentabilidad del proyecto son los precios de la energía y la inversión inicial. El análisis de sensibilidad llevado a cabo ha concluido que el escenario planteado se encuentra cerca del umbral de rentabilidad y pequeñas variaciones podrían hacer que la inversión no resultara rentable. Por otra parte, no debe olvidarse que el ejercicio económico se ha planteado a 34 años, con un tiempo de operación de la central de 30, cuando estas centrales pueden tener una vida útil mucho mayor, en cuyo caso la variable más determinante para su rentabilidad sería el OPEX junto con el precio de la energía.

### 2. Solar Fotovoltaica

- Para el escenario estudiado una instalación fotovoltaica en el colegio Virgen Blanca es viable económicamente a partir de una potencia instalada de 5 kWp. La mejor rentabilidad la presenta el tamaño máximo de instalación, 100 kWp, con una TIR del 19,68 %, un periodo de retorno de 8 años y un LCOE de 0,081 €/kWh. En cuanto al modo de conexión, con los parámetros empleados el escenario de venta de energía resulta ligeramente más atractivo económicamente hablando que la compensación. Aun así, se prevé que la mayor parte de los ingresos venga en forma de ahorro por la energía autoconsumida, que es lo que mejor retorno proporciona y por ende se tratará de minimizar la energía excedentaria, tratando de

que los ingresos que provengan de ella sean más residuales y no una parte principal del flujo de caja.

- Los parámetros que más impactan a la rentabilidad son el nivel de autoconsumo, el tamaño de la instalación y el precio de la energía.
- Transcurrido el primer año de funcionamiento se recomienda evaluar mediante los perfiles de generación y consumo si una instalación de almacenamiento con baterías sería deseable. El aumento del nivel de autoconsumo y la posibilidad de hacer arbitraje de energía son opciones que se recomienda estudiar en trabajos futuros por su marcado interés y potencial.

### 3. Oficina de información ciudadana

- Por su reducido coste en comparación con otros proyectos y su potencial repercusión en el ahorro y la eficiencia energética de los hogares asesorados, se considera una opción a tener en cuenta, si bien no se ha evaluado su impacto económico concreto como se ha hecho con las otras tecnologías al uso.
- Aparte de ser un punto de captación y difusión de la [CE](#), es también un espacio desde el que se pueden impulsar charlas, jornadas de formación, talleres de interpretación de la factura eléctrica y de gas, y demás eventos que sirvan para que la ciudadanía comprenda mejor su uso de la energía y se empodere al respecto.

### 4. Movilidad eléctrica

- La compra de un vehículo eléctrico compartido por parte de la [CE](#) en ciernes se desaconseja salvo que exista un grupo de personas lo suficientemente grande con un interés muy claro que permita dar seguridad a la hora de afrontar la inversión necesaria para la compra.
- El alquiler en renting es una opción con menos riesgo aunque su coste fijo resulta elevado en comparación con las otras tecnologías, y para que sea más competitivo que dichas tecnologías sería necesario recorrer diariamente 82 km en el mejor de los casos.
- Escenarios de precios de la electricidad inferiores o hibridación del vehículo eléctrico con la instalación fotovoltaica con o sin baterías pueden variar considerablemente el resultado del estudio.

# Bibliografía

- [1] N. Unidas, “Cumbre de parís.”
- [2] U. Europea, “Objetivos de desarrollo sostenible.”
- [3] M. para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Plan nacional integrado de energía y clima.”
- [4] G. de España, “Proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica.”
- [5] B. oficial del Estado, “Boe del 19 de octubre de 2022 (ref: Boe-a-2022-17040) real decreto-ley 18/2022.”
- [6] G. de Navarra, “Plan energético de navarra (2017).”
- [7] G. de Navarra, “Orden foral 64/2022, de 21 de octubre.”
- [8] G. de España, “Plan + seguridad energética.”
- [9] G. de España, “European green deal.”
- [10] U. Europea, “Pacto de las alcaldías de energía y clima.”
- [11] U. Europea, “Directiva (ue) 2018/2001 del parlamento europeo y del consejo, de 11 de diciembre de 2018.”
- [12] U. Europea, “Directiva (ue) 2019/944 del parlamento europeo y del consejo, de 5 de junio de 2019.”
- [13] G. S. David, “Revisión crítica del marco jurídico y normativo de las comunidades energéticas en españa: principales retos y barreras para su desarrollo.,” *Complemento al TFM*, 2023.
- [14] I. N. de Estadística, “Cifras de población según municipio (censo 2021).”
- [15] I. N. de Estadística, “Indicadores de renta media anual (censo 2020).”
- [16] G. de Navarra, “Idena (infraestructura de datos espaciales de navarra).”
- [17] I. N. de Estadística, “Edad media de la población (censo 2022).”
- [18] B. oficial del Estado, “Boe del 5 de abril de 2019 (ref: Boe-a-2019-5089) real decreto-ley 244/2019.”
- [19] B. oficial del Estado, “Boe del 29 de diciembre de 2020 (ref: Boe-a-2020-17278) real decreto-ley 1183/2020.”
- [20] I. distribución (i de), “Mapa de capacidad de acceso renovable.”

- [21] A. de Uharte, “Encuentros con los técnicos del ayuntamiento de uharte.”
- [22] S. Herreros, “Paisaje, patrimonio y cultura,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 172, p. 113055, 2023.
- [23] B. oficial del Estado, “Boe del 26 de noviembre de 2019 (ref: Boe-b-2022-39121) real decreto-ley 16/2019.”
- [24] I. N. de Estadística, “Censo agrario 1999.”
- [25] A. C. S. M. Castro Gil, *Energía Solar Térmica de Baja Temperatura*. PROGENSA, 2008.
- [26] A. I. S.L., *INFORME DE VIABILIDAD DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE FAGOLLAGA*. 2016.
- [27] CHEbro, “Consulta presencial en la oficina de chebro de pamplona.”
- [28] P. García, “Encuentros con pablo garcía de barbo renovables.”
- [29] CHEbro, “Saih: Ficha de aforo del arga en uharte.”
- [30] CHEbro, “Saih: Datos horarios de la estación a159 desde 2013 hasta 2023.”
- [31] CHEbro, “Geoportal sitebro. visor de mapas: Aprovechamientos de agua.”
- [32] A. H. Kurt Johnson, “Small hydropower handbook,” *Colorado Energy Office (1580 Logan Street, Suite 100, Denver, CO 80203-1973)*, 1973.
- [33] O. R. N. Laboratory, “Hydropower capital and o&m costs: An exploration of the ferc form 1 data.”
- [34] IRENA, “Renewable energy technologies: Cost analysis series: Hydropower.”
- [35] I. I. E. Agency, “Etsap - energy technology systems analysis programme.”
- [36] I. N. de Estadística, “Calculo de variaciones del Índice de precios de consumo.”
- [37] NREL, “Annual technology baseline (atb),” <https://atb.nrel.gov/>, 2022.
- [38] MEFF, “Precios de la energía del mercado de futuros.”
- [39] E. R. Eléctrica, “Término de facturación de energía activa del pvpc 2.0td.”
- [40] B. oficial del Estado, “Boe del 22 de diciembre de 2022 (ref: Boe-a-2022-21799) resolución de 15 de diciembre de 2022 de la [CNMC](#).”
- [41] Yirepa, “La inflación en el cálculo del van.”
- [42] IDAE, “Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables (2011).”
- [43] B. oficial del Estado, “Boe del 4 de noviembre de 2003 (ref: Boe-a-2003-20254).”
- [44] OMIE, “Operador del mercado ibérico de energía - precios de casación.”
- [45] B. oficial del Estado, “Boe del 9 de marzo de 2021 (ref: Boe-a-2021-4239) real decreto-ley 148/2021.”
- [46] Exiom, “Panel fotovoltaico exiom ex565-585tc(b)-144(hc)(182).”

- [47] G. Elkarte, “Encuentros con el personal de goiener.”
- [48] AutoSolar, “Inversores huawei.”
- [49] Lazard, “2023 levelized cost of energy+.”
- [50] IDAE, “Transporte.”
- [51] J. Samanes, J. Pascual, A. Berrueta, M. Araiz, L. Catalán, P. Aranguren, and D. Arricibita, *Energía Sostenible sin malos humos*. UPNA, 2019.
- [52] Karkarcar, “Encuentros con aritz chocarro de karkarcar.”
- [53] F. Renovables, “Comparador de costes de vehículos.”
- [54] B. oficial del Estado, “Boe del 24 de junio de 2020 (ref: Boe-a-2020-6621) real decreto-ley 23/2020.”
- [55] B. oficial del Estado, “Boe del 21 de mayo de 2021 (ref: Boe-a-2021-8447) real decreto-ley 7/2021.”
- [56] I. N. de Estadística, “Indicadores demográficos (censo 2020).”
- [57] C. C. N. de los Mercados y la Competencia, “La nueva factura de la luz - 5. componentes de la factura de electricidad.”
- [58] J. Prats, G. Ramo, C. Ruiz-Bautista, and A. Barreira, “Comunidades energéticas: Aportaciones jurídicas para su desarrollo en españa,” *The Computer Journal*, p. 101, 2021.
- [59] M. Haji Bashi, L. De Tommasi, A. Le Cam, and et.al, “A review and mapping exercise of energy community regulatory challenges in european member states based on a survey of collective energy actors,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 172, 2023.
- [60] M. para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Generación de energía a partir del agua. tipos de centrales hidráulicas y elementos que las conforman y minicentrales hidroeléctricas.”
- [61] Electway, “10-50kw cross flow turbine + generator selection table.”
- [62] S. Herreros, “All rights reserved.a comprehensive review on crossflow turbine for hydropower applications,” *Ocean Engineering* 240 (2021) 110015, 2021.
- [63] J. J. G. García, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Electricidad y Electrónica, Síntesis, 2019.
- [64] S. A. KALOGIROU, *McEVOY’S HANDBOOK OF PHOTOVOLTAICS Fundamentals and Applications*. Elsevier, 2018.
- [65] E. Commission, “Photovoltaic geographical information system.”
- [66] G. de España, “Código técnico de edificación (db-he).”
- [67] G. de España, “Reglamento instalaciones térmicas en los edificios (rite).”
- [68] I. en colaboración con ASIT, “Guía técnica de energía solar térmica.”

- [69] I. en colaboración con ASIT, “Guía práctica para rehabilitación de instalaciones solares térmicas.”
- [70] M. A. Portilla, *DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACION SOLAR DE ACS EN VALENCIA*. Universitat politècnica de València y Escuela técnica superior de ingeniería del Diseño, 2022.

# Apéndice A

## Cálculo de pendientes y orientaciones de cubiertas

Partiendo de la nube de puntos lidar que ofrece el Gobierno de Navarra[16] se pasa la nube de puntos correspondiente a Huarte a una matriz bidimensional de 1 metro cuadrado por píxel de resolución, donde el valor de cada punto representa la altura. Esta imagen resulta muy útil para el cálculo de sombras.

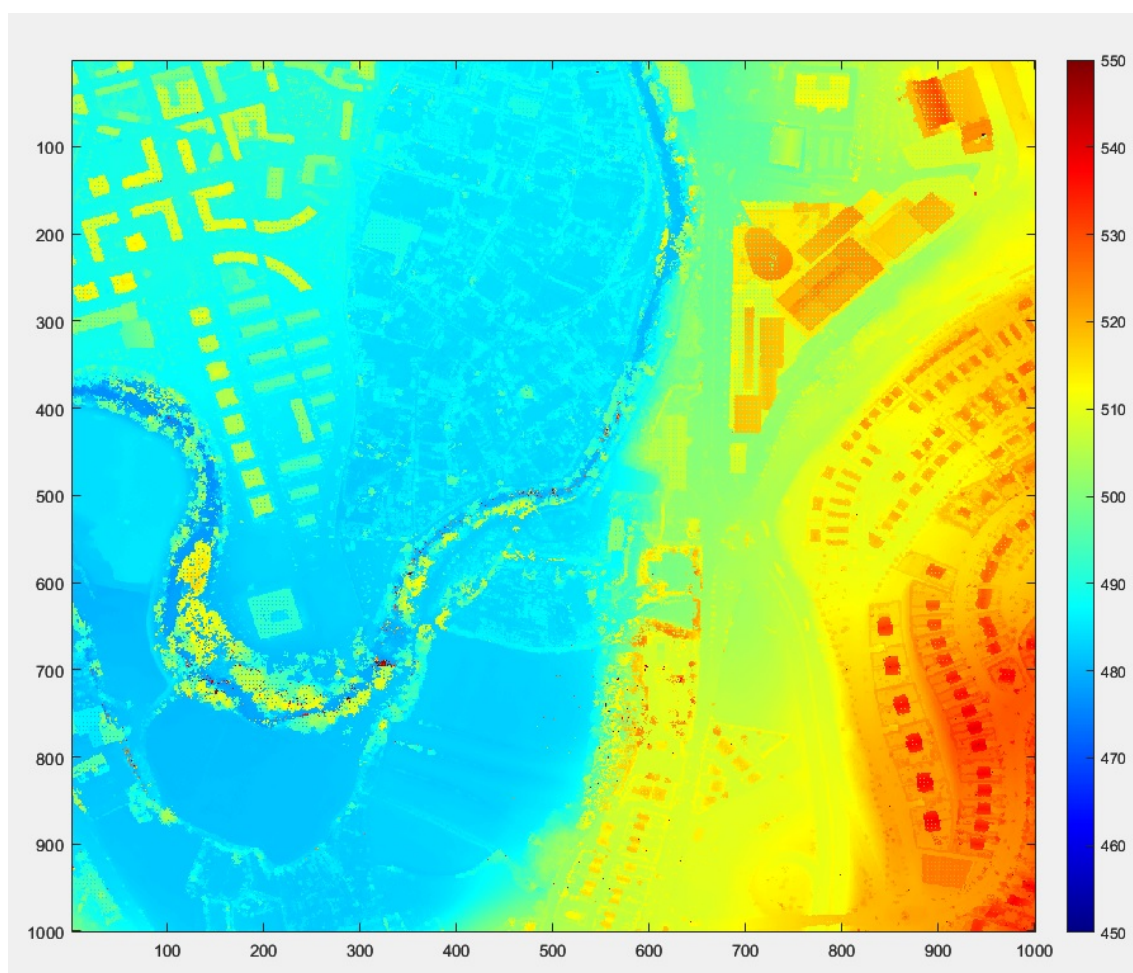


Figura A.1: Imagen Lidar de la zona de interés en Huarte

De todos los puntos del mapa, para el cálculo de pendientes se trabajará sólo con las cubiertas: los puntos correspondientes a suelo, vegetación y demás se eliminan. Para ello se utiliza el software *TcLasConverter* que ofrece el propio Gobierno de Navarra para obtener un archivo sólo con los puntos clasificados como edificio (los de tipo 6, como indica la figura A.2), utilizando la clasificación de los propios datos lidar correspondientes a edificios.

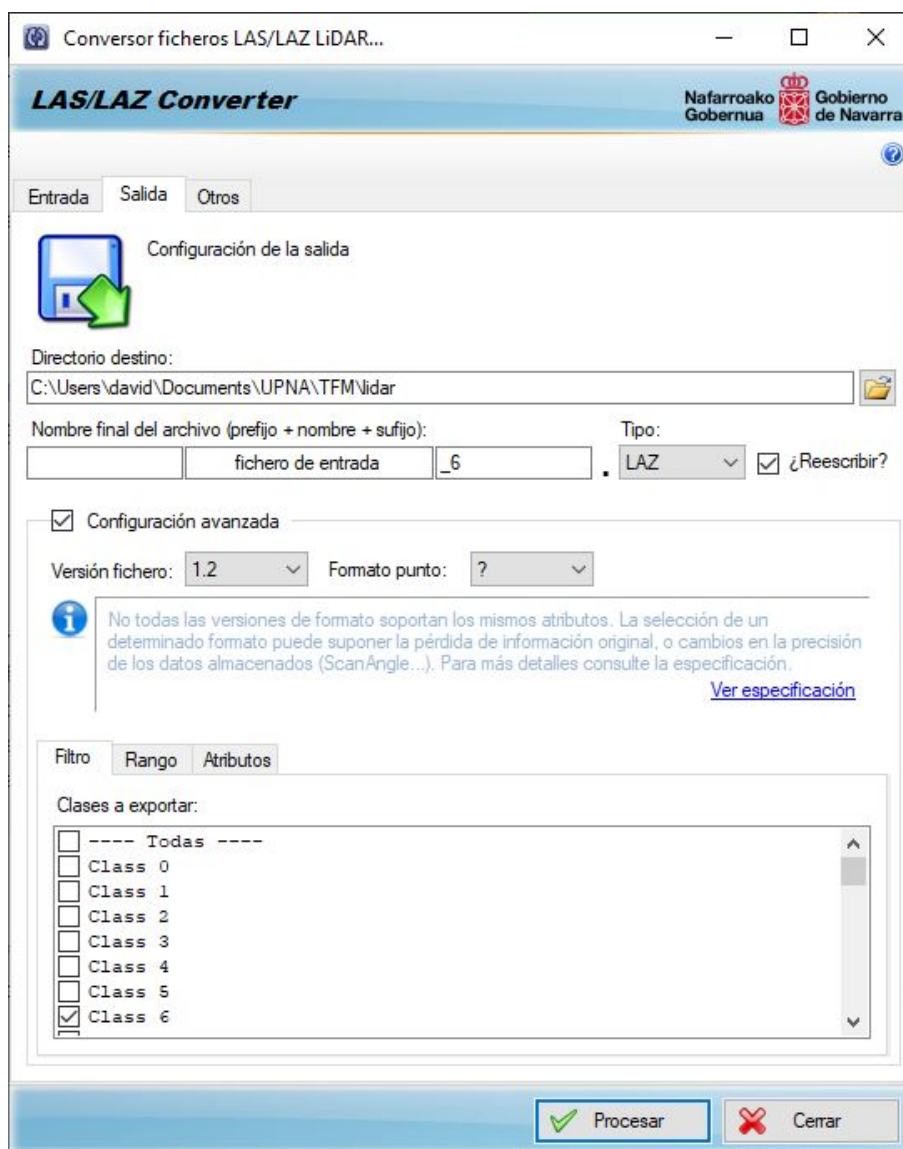


Figura A.2: Muestra del programa TcLasConverter



Al cargar esta otra nube de puntos en Matlab, queda como muestra la figura A.2.

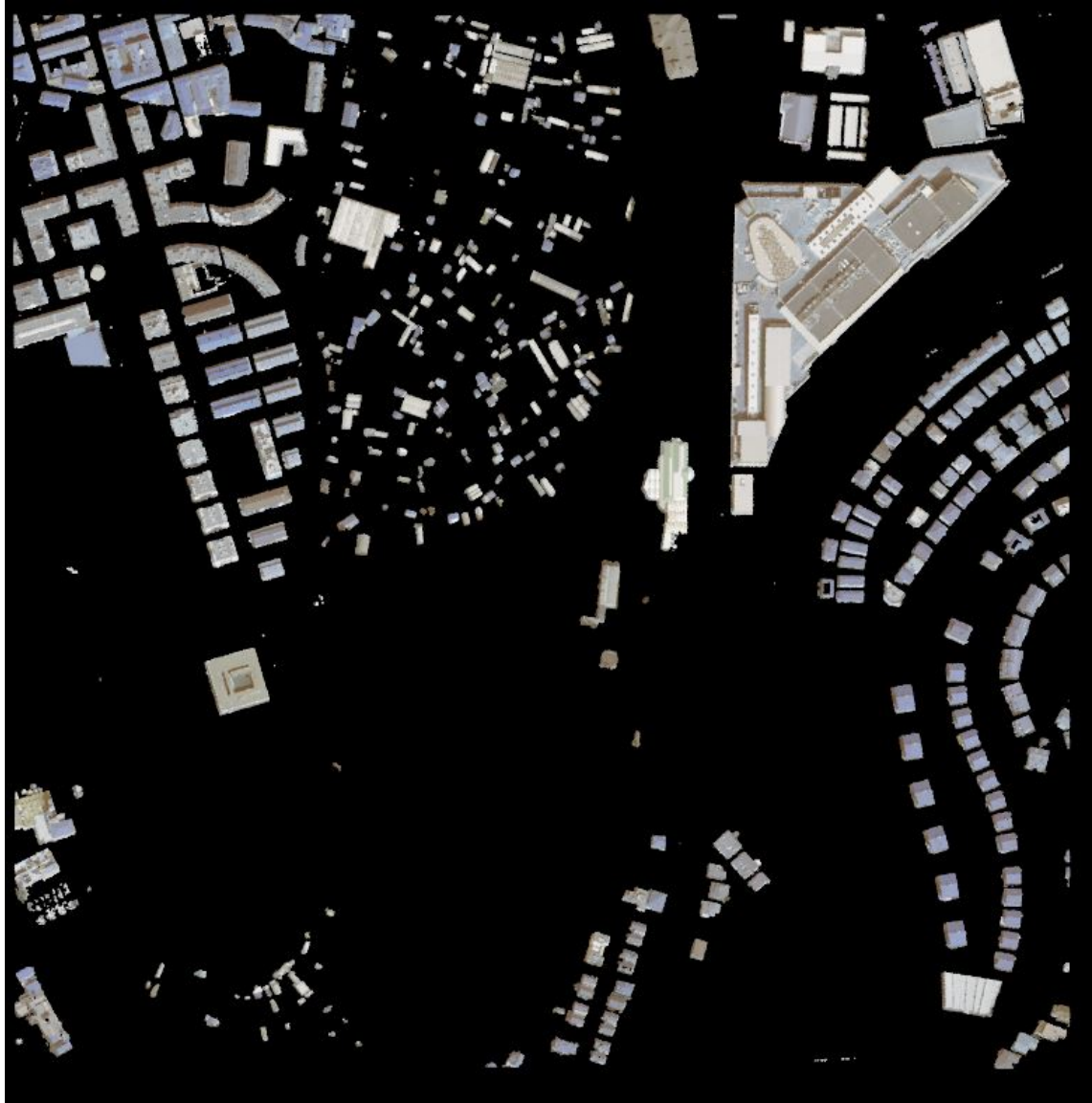


Figura A.3: Imagen Lidar sólo con los puntos clasificados como edificios

A partir de esta nube de puntos, se genera también una imagen, un mapa ráster de alturas de la zona de interés donde cada píxel equivale a un metro cuadrado de superficie. Puede apreciarse que en el mapa aparecen puntos en pequeños grupos que no se corresponden con edificios (figura A.3). Suele tratarse de puntos mal clasificados, casetas de aperos de huertas, o pequeñas estructuras poco apropiadas para una instalación de medio tamaño. El algoritmo desarrollado incluye un filtro para eliminar los grupos de puntos (*clusters*) demasiado pequeños, para disponer únicamente de las cubiertas de mayor tamaño. En este caso se ha establecido un umbral de 150 píxeles adyacentes para tenerlo en consideración. De este modo la imagen queda más limpia, pasando del mapa de la figura A.4 al de la figura A.5.

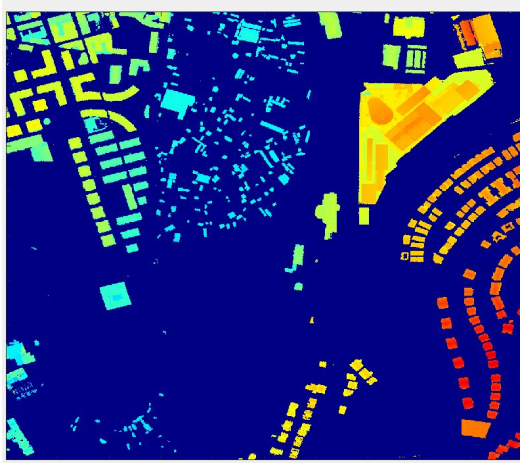


Figura A.4: Mapa de alturas de la zona

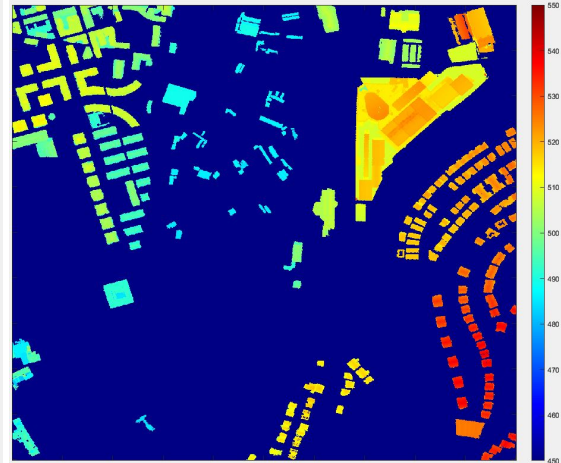


Figura A.5: Sin superficies pequeñas

Se ha elaborado un algoritmo para calcular la pendiente y orientación de todas las cubiertas disponibles, para poder conocer estos parámetros sin tener que calcularlos manualmente para cada cubierta. Para ello se evalúan para cada fila y columna del mapa los perfiles de altura, y para cada vertiente se efectuará un ajuste lineal con una pendiente y ordenada en el origen cero. Por ilustrarlo, se muestra el ejemplo en detalle de la cubierta del 4 en la figura A.7 y en rojo en la figura A.6 los perfiles norte-sur y este-oeste que se mostrarán más adelante.

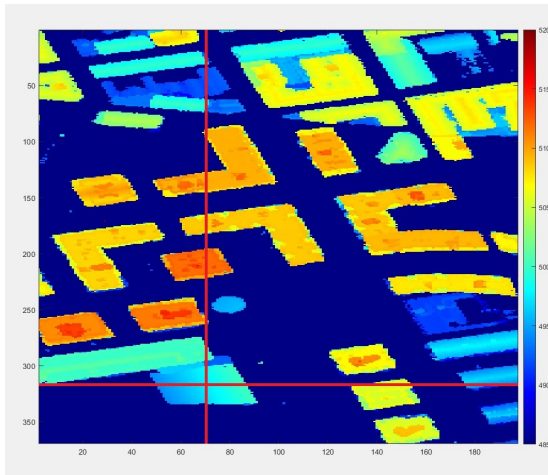


Figura A.6: Perfiles N/S y E/O

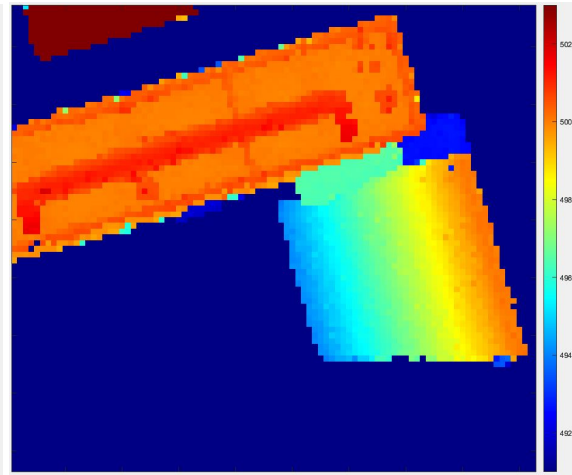


Figura A.7: Zoom sobre la cubierta

Sin embargo, este tipo de procesado tiene cierta complejidad. Por ejemplo, las chimeneas y los equipos de ventilación son, a ojos del perfil, puntos atípicos (*outliers*): desviaciones de la pendiente que alteran el ajuste. Para ello, se establece una pendiente máxima, por encima de la cual se considera que hay un cambio de pendiente. También se establece un mínimo de puntos para hacer el ajuste, porque un conjunto de dos o tres puntos normalmente se trata o bien de una esquina de un edificio (como el caso del punto 30 la figura A.9) o equipos de ventilación y climatización... Por eso según se recorre el perfil, los tramos quedan delimitados por el primer y último cambio de pendiente superior al umbral. Si éste es superior al número mínimo de puntos, se hace un ajuste polinómico de grado 1 (ajuste lineal). Para visualizarlo mejor, a continuación se muestra en el mapa los dos perfiles de muestra: del perfil este/oeste del que se obtiene una pendiente  $m_{EO}$  para cada grupo de puntos (figura

A.8).

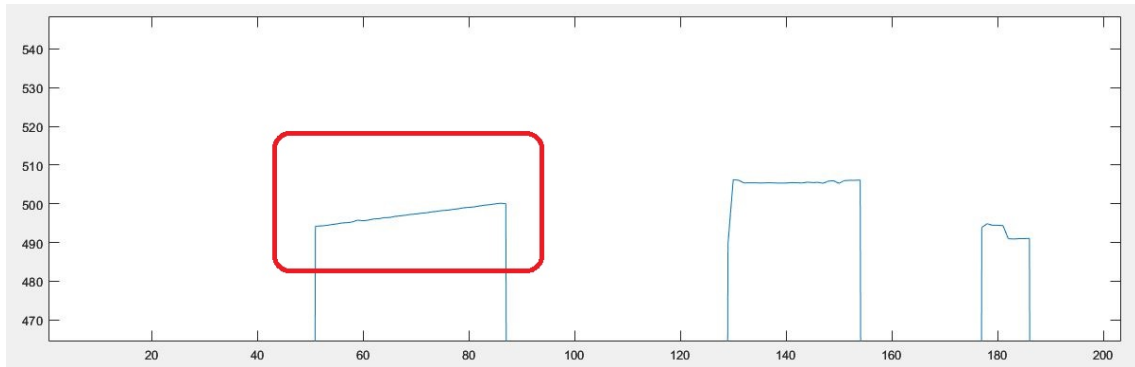


Figura A.8: Perfil este/oeste de la figura A.6. Resaltada en rojo la cubierta estudiada

Del perfil norte/sur se obtiene la otra pendiente  $m_{NS}$ , calculada del mismo modo:  $m_{EO}$  (figura A.9).

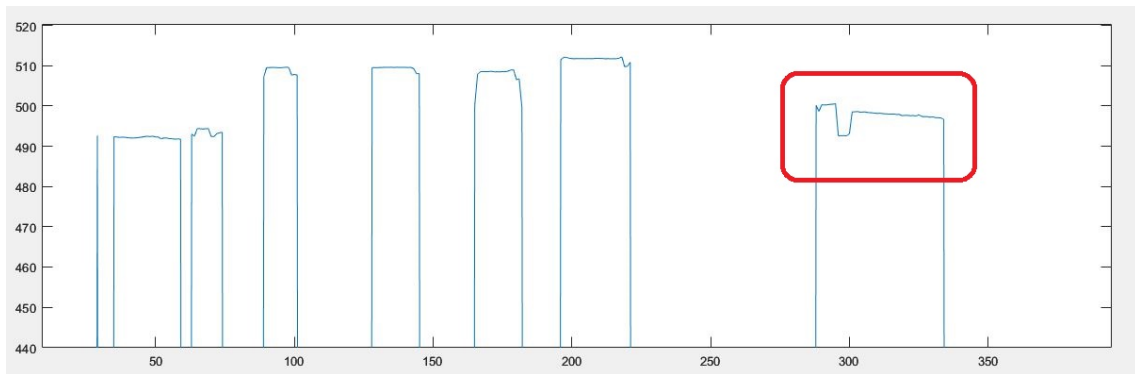


Figura A.9: Perfil norte/sur de la figura A.6. Resaltada en rojo la cubierta estudiada

Debe resaltarse que en algunos edificios el punto de corte no es muy adecuado para el cálculo, por su reducido tamaño o abundancia de instalaciones de tejado. Estos tramos intentan descartarse, y la pendiente se obtendrá con alguno de sus perfiles contiguos que corte más favorablemente. Además, cuanto mayor y más uniforme sea la superficie (más adecuadas para la instalación fotovoltaica), más precisa será la estimación. Por eso, las pendientes obtenidas sobre los datos lidar:

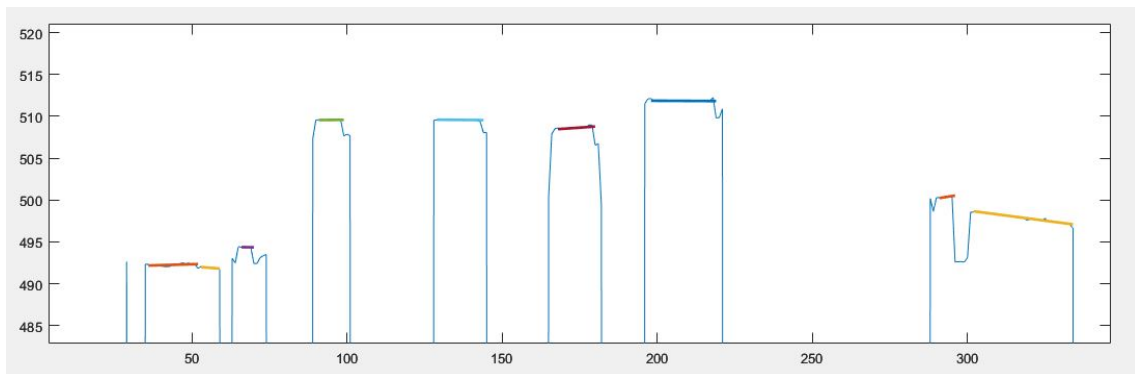


Figura A.10: Perfil norte/sur de la figura A.9 incluyendo las pendientes calculadas.

Con la información de los perfiles, se calcula la pendiente absoluta (m) en cada píxel como:

$$m = \arctg(\sqrt{m_{EO}^2 + m_{NS}^2}) \quad (\text{A.1})$$

y la orientación (a) mediante:

$$a = \text{atan}\left(\frac{m_{NS}}{m_{EO}}\right) \quad (\text{A.2})$$

siendo  $0^\circ$  la orientación sur y  $90^\circ$  la orientación oeste (por emplear la misma nomenclatura que PVGIS). Nótese que de este modo no puede distinguirse entre algunos ángulos cuya tangente es igual. Por eso se utiliza la información de las dos pendientes para terminar de definirlo.

Para terminar el proceso, se utiliza una máscara binaria que contiene verdadero donde hay edificio y falso donde no hay edificio. Aplicando esta máscara se establecen las pendientes de los píxeles que no pertenecen a edificios a 999 para evitar confusiones y se aplica un filtro de imagen para suavizar las pendientes, obteniendo un valor promediado con los valores contiguos.

Con este sistema, abriendo las dos figuras y señalando en un punto donde la cubierta esté despejada se puede conocer la orientación y la pendiente. Para la cubierta objeto de estudio se obtienen  $9,78^\circ$  de pendiente hacia el oeste y  $3,5^\circ$  hacia el sur. Esto, aplicando las ecuaciones ya descritas da una pendiente total de  $10^\circ$  y una orientación de  $70,37^\circ$  hacia el oeste.

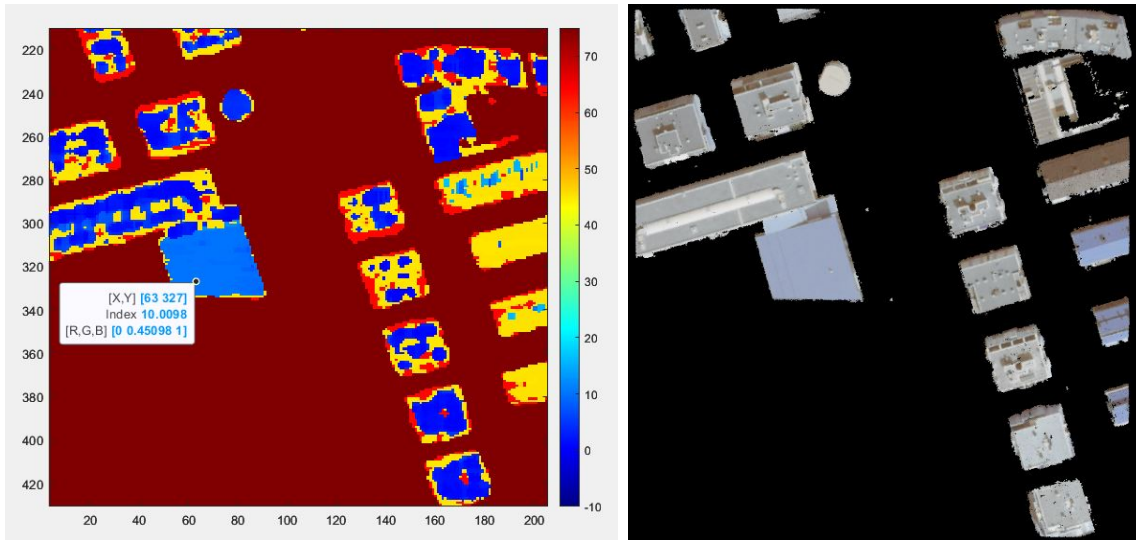


Figura A.11: Zoom sobre mapa de pendientes    Figura A.12: Imagen de los edificios

A pesar de existir zonas con mucho ruido o con poca información debido a un elevado número de instalaciones o elementos en la cubierta, combinando con la imagen a color, el usuario puede seleccionar los valores de la zona más propicia para obtener la pendiente real. En el caso de la cubierta de estudio, el resultado es bastante homogéneo, tal y como muestra la figura A.11.

# Apéndice B

## Instalaciones solar térmicas de ACS en vivienda

La energía solar térmica utiliza un captador para absorber radiación solar con el objetivo de calentar un fluido. En caso de la solar térmica de baja temperatura (menos de 100°C) suelen ser captadores planos o de cilindro parabólico y se emplean para calentar agua en hogares, hospitales, hoteles, piscinas... Puede destinarse tanto para consumo humano (ACS) como para calefacción. La demanda de ACS estimada para distintos tipos de usos se encuentra en el Anexo F del Documento Básico de ahorro de energía (DB-HE)[66] del Código técnico de la edificación (CTE). En caso de una vivienda privada se estiman 28 litros de ACS a 60°C por persona y día DB-HE (aplicando factores de corrección según número de convivientes y número de viviendas abastecidas por la instalación. En el Anexo G del DB-HE se indican tabuladas las temperaturas medias del agua de red para cada mes: con estos datos se podrá calcular el calor que se necesita aportar.

En la siguiente figura se muestra un esquema de una instalación. En este documento no se entrará en el diseño en detalle.

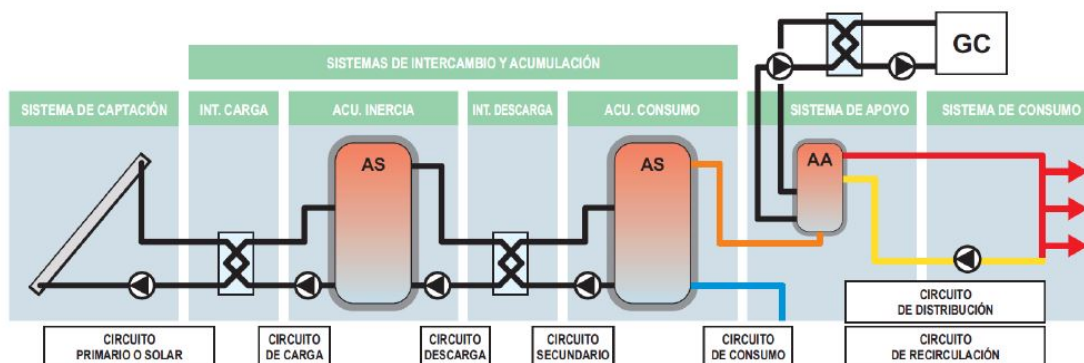


Figura B.1: Esquema de una instalación solar térmica. [68]

Es cierto que la energía solar térmica no es suficiente por si misma, para asegurar el suministro de ACS es necesario disponer de un sistema auxiliar cuyo recurso no sea intermitente, para poder calentar agua en caso de que no pueda hacerse mediante

la instalación solar. Sin embargo, puede conseguirse una reducción significativa del gasto energético con una instalación solar térmica.

Existen fondos Next Generation de la [UE](#) para este tipo de instalaciones, para más información sobre ayudas y aspectos normativos puede consultarse el complemento de este [TFM](#)[13].

En el caso del [ACS](#), a diferencia de la energía eléctrica debe producirse en el lugar de su consumo. Esta frase, de perogrullo, resalta una de las principales características de estas instalaciones y es que para cada vivienda a abastecer debe estudiarse su propia cubierta: si está preparada para resistir el peso de la instalación y las cargas de viento, si tiene una superficie aprovechable suficiente y lo más determinante, si hay otros edificios o árboles que produzcan sombras y reduzcan la producción de la posible instalación. Este estudio se hará a modo de ejemplo sobre una cubierta aleatoria del municipio de Huarte, para ilustrar el proceso.

Normalmente se utilizan sistemas con dos circuitos: el circuito primario, que es el fluido que recorre el captador solar y el secundario, que es el de la red de agua que es del que se consume. Ambos circuitos están en contacto a través de un intercambiador de calor. Los sistemas de circuito directo apenas se emplean y no se considerarán aquí[25]. Existen dos tipos de instalación que pueden emplearse en este caso:

1. **Termosifón:** Es la instalación más sencilla y económica porque carece de sistema de bombeo, las corrientes de convección provocadas por la diferencia de temperatura son suficientes para desplazar el agua por el circuito. Puede ser conveniente en instalaciones pequeñas de usuarios domésticos individuales (viviendas unifamiliares)[25].
2. **Circuito forzado:** Esta instalación lleva un sistema de bombeo para hacer circular el agua por el circuito primario. Tiene un pequeño consumo eléctrico asociado al bombeo y requiere también un sistema de control. Es la opción que se emplea para instalaciones domésticas medianas y grandes[68].

Estos sistemas llevan depósitos para almacenar el agua caliente producida. Algunos sistemas llevan dos depósitos y dos cambiadores: el de almacenamiento y el de inercia, que se encuentra entre el almacenamiento y el primario y su función es absorber las variaciones de temperatura del primario para que el de almacenamiento se encuentre a una temperatura uniforme y evitar arranques innecesarios del sistema auxiliar [68].

En cuanto a la evaluación de recurso, debe hacerse notar que el ángulo solar varía significativamente a lo largo del año (entre  $23,5^\circ$  y  $-23,5^\circ$ )[25]. La inclinación óptima para los captadores en las latitudes como la de España es igual a la latitud del punto de instalación. Una variación respecto al óptimo de entre  $5^\circ$  y  $10^\circ$  apenas presenta variación en la energía captada[25]. Si se desea aprovechar más la radiación en invierno debe aumentarse el ángulo de inclinación (hasta  $15^\circ$ ) respecto al óptimo, y para aprovechar más en verano, reducirse en la misma medida. En general, y especialmente si se va a emplear para calefacción, suele emplearse la configuración de invierno porque es cuando mayor es la demanda. En cuanto al efecto de las sombras, en caso de haberlas deberán ser tenidas en cuenta, hay métodos sencillos de cálculo para ello[68].

En bibliografía pueden encontrarse metodologías muy sencillas de dimensionamiento de una instalación[25]. Hay algunas un poco más en detalle en otras fuentes, por si se desean consultar[68].

En primer lugar se estiman las necesidades y qué porcentaje del consumo se quiere cubrir en el momento más desfavorable del año. Con ese dato se elige si emplear termosifón o convección forzada y se estudia la cubierta: inclinación, sombras (en detalle en [68]).

Después, en el diseño se fijan parámetros como superficie e inclinación de captadores, volumen de depósito y separación entre hileras de captadores. En cuanto al azimut, al estar en el hemisferio norte se busca orientación sur y si el ángulo de los captadores respecto al sur es inferior al 15 % (hacia el sureste o suroeste) no hay mucha diferencia en la energía térmica útil.

Finalmente se lleva a cabo una evaluación económica para estimar, con el combustible que se ahorra, en cuánto tiempo se recupera la inversión.