



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Análisis de sensibilidad económico de un sistema fotovoltaico comunitario en Ciutat Vella - Barcelona

Autor: Karen Mercedes Quintana Torres

Tutor: Mariana Catalina Jiménez Martínez

Curs acadèmic: 2022 - 2023

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



Barcelona
Knowledge
Campus



Health Universitat
de Barcelona
Campus

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios, por haberme dado la oportunidad de recorrer este camino, por haberme puesto a personas bendecidas en el mismo y por haberme dado las fuerzas para terminar este proyecto.

Agradezco infinitamente a mi tutora, Mariana Jiménez, por su apoyo desde el primer momento, su gran disposición y entrega, por sus observaciones para que este trabajo saliera excelente y por su simpatía en todo el proceso.

Agradezco a la Oficina de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de la Universitat de Barcelona, por facilitarme la información técnica requerida para este proyecto.

Agradezco a la Fundación Carolina y la Fundación Repsol por la oportunidad del apoyo de estudio del Máster.

Agradezco a mis padres, Martha y Lorenzo, porque soy fruto de su esfuerzo y educación, y que a pesar de la distancia sé que están ahí para apoyarme.

Agradezco a toda mi familia y amigos que desde lejos me mandaron sus ánimos para continuar. En especial a mi amiga Medaly, por las interminables videollamadas motivadoras.

Agradezco a los amigos y personas que conocí en España que me apoyaron mucho en este proceso. En especial a MariPaz, por su paciencia y amor todos estos meses. Y también a Andrea, por su carisma y bonita amistad.

Así mismo, a la Universitat de Barcelona, por la formación, y a todos los profesores del Máster que dan lo mejor de sí por formarnos como los profesionales para la Transición Energética.

Abstract

In the ineludible current context of climate change, countries like Spain are living intense heat waves. On the other side, geopolitical situations like the Ukraine war have worsened the energy crisis in Europe, increasing electricity prices and accelerating plans to reduce energy dependence. At the same time, these situations have led the emergence of a social problem like energy poverty, which the literature defines as the inability to attain a socially and materially necessitated level of domestic energy services.

In this context, energy communities come like a main tool for the energy transition and reduction of energy poverty, which is a way to empower citizens, making them to take an active part in the change. Energy communities are entities where people are benefited from renewable energy projects. There are several ways to implement them depending on the country and new ways are coming as the regulation advances.

The main objective of this work is to evaluate the economic profitability of a photovoltaic energy community simulated in Ciutat Vella – Barcelona under different sharing arrangements. This was made with a sensitivity analysis of partition coefficients of energy and investment. For this energy community, the members considered were public and private users, also incorporating the inclusion of families in energy poverty. This was realized applying the Collective Self-Consumption (CSC) scheme under the Simplified Compensation mechanism defined in the Spanish regulation.

To this end, hourly consumption profiles of public, private, and residential users were collected and analyzed. In second place, photovoltaic potential generation was evaluated in the studied place. Then, potential savings for different members of the energy community were calculated according to the scheme of Simplified Compensation applicable to Collective Self-Consumption. Finally, the project economic analysis was performed over eight different scenarios, varying the energy and investment distribution, as well as the number of actors in the energy community. For the evaluation, NTP, IRR and payback time were considered as economic indicators, and saving in electric bills of energy poverty-affected families as a social benefit indicator.

From the energy demand analysis, it was observed that the highest consumption occurs in summer, which coincide with peak photovoltaic generation, and it is favorable for the valorization of the generated energy as it promotes direct self-consumption. On the other hand, it was observed that a 100 kWp photovoltaic installation would be undersized to an energy community including an actor with great demand like the University of Barcelona's Faculty of Geography. In addition, it was determined that, for a 100 kWp installation, a partition coefficient of 1% for each family, would translate into a reasonable social benefit. Furthermore, it was confirmed that the project will have higher profitability when surplus energy is minimized, and more energy is assigned to the users with higher energy tariff. Still, the importance to maintain the social benefit in this type of arrangements must not be disregarded, as in energy communities, profit generation is not the final goal.

This work concludes that the establishment of this type of community energy projects including public, private, and residential actors from vulnerable contexts are viable. This is said because it is an economically profitable alternative for investors, having the possibility to obtain an NTP of 452.3 k€, IRR of 37.8% and a payback of 2.9 years, while providing benefits to energy poverty families.

Resumen

En el contexto actual ineludible del cambio climático, en zonas como España se viven olas de calor intensas. Más aún, situaciones geopolíticas como la guerra de Ucrania, han acrecentado la crisis energética en Europa, generando una elevación de precios de electricidad y a la vez acelerando los planes hacia la reducción de dependencia energética de los mismos. Estas situaciones han conllevado al surgimiento de un problema social como lo es la pobreza energética, el cual implica que muchas familias no tengan la posibilidad de acceso al suministro básico de energía por el aumento de precios.

En este contexto, las comunidades energéticas surgen como una principal herramienta para la transición y reducción de la pobreza energética, en la cual a la vez se permite que los ciudadanos formen parte activa del cambio. Las comunidades energéticas son entidades en las que las personas son beneficiadas de proyectos de energías renovables en las mismas, hay muchas formas de implementarlas dependiendo del país y nuevas formas se están desarrollando conforme la regulación avanza.

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la rentabilidad económica de una comunidad energética fotovoltaica simulada en Ciutat Vella – Barcelona. Esto realizando un análisis de sensibilidad de los coeficientes de reparto de energía e inversión. Para la misma se consideraron usuarios públicos, privados y la inclusión de familias en situación de pobreza energética. Lo anterior se realizó aplicando el esquema de autoconsumo colectivo bajo el mecanismo de compensación simplificada definido en la regulación española.

Para esto, se recopiló y analizó la información de los perfiles de consumo horario de los usuarios público, privado y residenciales. En segundo lugar, se evaluó el potencial de generación fotovoltaica en el lugar de estudio. Posteriormente, se calcularon los ahorros potenciales para los distintos miembros de la comunidad de acuerdo con el esquema de compensación simplificada, aplicable a los sistemas de autoconsumo colectivo. Y finalmente, se realizó el análisis económico del proyecto en 8 diferentes escenarios, variando los coeficientes de reparto de energía, inversión y el número de actores dentro de la comunidad energética. Para la evaluación se consideraron como indicadores económicos el VAN, TIR y *payback*, mientras que, como indicador de beneficio social, se consideró el ahorro en las facturas eléctricas de las familias en situación de pobreza energética.

Del análisis de demanda energética se observó que el mayor consumo de estos se da en los meses de verano, lo cual es coincidente con la generación fotovoltaica y por tanto favorable para el aprovechamiento de la energía generada ya que promueve el autoconsumo directo. Por otro lado, se observó que la instalación fotovoltaica de 100 kWp sería muy pequeña para una comunidad que incluyera un actor de gran demanda como la Facultad de Geografía de la Universidad de Barcelona. Asimismo, se determinó que para una instalación de 100kWp, un coeficiente de reparto de 1% para cada una de las familias, sería razonable como beneficio social. Por otro lado, se confirmó que el proyecto tendrá mayor rentabilidad cuando se minimicen los excedentes y se asigne más energía a los usuarios con mayor tarifa energética. Aun así, la importancia de mantener el beneficio social en este tipo de organizaciones no debe ser ignorados, ya que, en las comunidades energéticas, la generación de ganancias no es el objetivo final.

Finalmente, se concluye y recomienda el establecimiento de este tipo de proyectos de comunidad energética que incluya a actores públicos, privados y residenciales, dado que es una alternativa rentable económicamente para los inversionistas, pudiendo tener un VAN de 452.3 k€, TIR de 37.8% y tiempo de recuperación de inversión de 2.9 años, además de poder beneficiar a familias en situación de pobreza energética.

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1	ALCANCE	3
1.2	OBJETIVOS	3
2.	ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO	4
2.1	Pobreza energética	4
2.2	Comunidad energética.....	6
2.3	Marco legal español.....	8
3.	METODOLOGÍA DE TRABAJO	11
3.1	Consumo.....	11
3.2	Generación	12
3.3	Evaluación.....	13
4.	RESULTADOS	17
4.1	Análisis de consumo eléctrico de los usuarios	17
4.2	Generación de energía fotovoltaica.....	21
4.3	Análisis demanda energética versus generación.....	21
4.4	Ahorros generados	25
4.5	Análisis de rentabilidad	27
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29
6.	REFERENCIAS	32

Índice de Figuras

Figura 1. Ubicación del proyecto – Ciutat Vella. Fuente: Google Maps	3
Figura 2. Índice de composición de pobreza energética por distritos de Barcelona. Fuente: ECV 20165	
Figura 3. Diagrama división Autoconsumo colectivo. Fuente: Elaboración propia	10
Figura 4. Actores de la comunidad energética	14
Figura 5. Energía repartida en escenarios y Coeficientes de reparto por usuario	14
Figura 6. %Financiamiento cubierto en el proyecto	14
Figura 7. Curva del coste de inversión de sistemas fotovoltaicos en función de la potencia instalada. Fuente: Aiguasol [21].....	15
Figura 8. Consumo eléctrico anual Facultad de Geografía UB. Fuente: Elaboración propia	17
Figura 9. Consumo eléctrico anual Facultad de Geografía UB – 2019 (MWh). Fuente: Elaboración propia.....	18
Figura 10. Consumo promedio horario Facultad de Geografía UB - día invierno/verano.	18
Figura 11. Consumo promedio diario - semana Facultad de Geografía UB.....	18
Figura 12. Consumo mensual - Tienda autoservicio.....	19
Figura 13. Consumo promedio diario - semana –	19
Figura 14. Consumo promedio horario – días invierno /verano - Tienda autoservicio	19
Figura 16. Consumo promedio diario - semana – Familias (kWh).....	20
Figura 15. Consumo eléctrico mensual - Familias (kWh).....	20
Figura 18. Consumo promedio horario – días invierno /verano – Familia 1 mujer 2 hijos	20
Figura 17. Consumo promedio horario – días invierno /verano – Familia 1 mujer 1 hijo	20
Figura 19. Producción eléctrica mensual - Año 1	21
Figura 20. Producción media horaria – Año 1 (kWh).....	21
Figura 21. Demanda energética anual Comunidad energética vs Generación en los diferentes escenarios.....	22
Figura 22. Autoconsumo, consumo red y excedentes.....	22
Figura 24. Compensación mensual ESC 6.....	23
Figura 26. Compensación mensual ESC 8.....	23
Figura 23. Compensación mensual ESC 1	23
Figura 25. Compensación mensual ESC 7	23
Figura 27. Compensación horaria ESC 1 - INVIERNO	24
Figura 28. Compensación horaria ESC 1 - VERANO	24
Figura 31. Compensación horaria ESC 7 - INVIERNO	24
Figura 29. Compensación horaria ESC 6 - INVIERNO	24
Figura 30. Compensación horaria ESC 6 - VERANO	24
Figura 32. Compensación horaria ESC 7 - VERANO	24
Figura 34. Compensación horaria ESC 8 - VERANO	24
Figura 33. Compensación horaria ESC 8 - INVIERNO	24
Figura 35. Ahorros económicos de los usuarios en Año 1.....	25
Figura 36. Pago y ahorro factura eléctrica UB - Año 1.....	25
Figura 37. Pago y ahorro factura eléctrica TIENDA - Año 1	26
Figura 38. Pago factura anual - Familia 1W1CH.....	26
Figura 39. Pago factura anual - Familia 1W2CH.....	26
Figura 40. Indicadores económicos del proyecto: VAN y TIR	27

Figura 41. % Financiamiento cubierto Vs. Tiempo de retorno de la inversión (PB) proyecto y usuarios inversionistas	27
Figura 42. Energía generada repartida vs. VAN proyecto en los diferentes escenarios de estudio	28
Figura 43. Beneficio económico desglosado por usuarios (VAN)	28
Figura 44. Mapa de pérdidas anuales promedio de suelo. Fuente: SolarAnywhere	35
Figura 45. Diagrama de flujo de cálculo de facturación autoconsumo colectivo. Fuente: Mariana Jiménez	38
Figura 46. Periodos término energía Tarifa 2.0TD - Fuente: SomEnergia [28]	39
Figura 47. Periodos de facturación de potencia y energía para zona peninsular. Fuente: SomEnergia [30].....	40
Figura 48. Precio electricidad PVPC. Fuente: Elaboración propia con datos de Esios - REE [24].....	41
Figura 49. Evolución del consumo de electricidad de la Universitat de Barcelona. Fuente: OSSMA – UB [22].....	42

Índice de Tablas

Tabla 1. Beneficios de las comunidades energéticas. Fuente: REPSOL [11]	6
Tabla 2. Principales diferencias entre una CER y una CCE. Fuente: PWC [12]	7
Tabla 3. Comunidades energéticas con acciones relacionadas a pobreza energética. Fuente: Amigos de la Tierra [3]	8
Tabla 4. Conformación de la comunidad energética simulada.....	11
Tabla 5. Datos geográficos del proyecto	12
Tabla 6. Características de módulo solar FV. Fuente: JA Solar [19].....	12
Tabla 7. Características de inversor. Fuente: GROWATT [20].....	13
Tabla 8. Escenarios de estudio.....	13
Tabla 9. Metodología de cálculo de conceptos en autoconsumo colectivo. Fuente: Elaboración propia	16
Tabla 10. Cálculo de Beneficio económico. Fuente: Elaboración propia	17
Tabla 11. Tarifación eléctrica de los usuarios. Fuente: Elaboración propia	17
Tabla 12. Resumen de beneficios y desventajas de Escenarios.....	30
Tabla 13. Límites máximos anuales y mensuales establecidos para el Bono Social Eléctrico. Fuente: REE.....	35
Tabla 14. Pérdidas del sistema solar consideradas – año 1. Fuente: Elaboración propia	36
Tabla 15. Dimensionamiento de la planta fotovoltaica	36
Tabla 16. Aspectos técnicos de la planta	36
Tabla 17. Parámetros de producción de energía de la planta – año 0.....	37
Tabla 18. Pérdidas totales del sistema – año 1. Fuente: elaboración propia	37
Tabla 19. Precios de compra de energía para usuarios 2.0 TD y 3.0 TD. Fuente: SomEnergia [28].....	39
Tabla 14. Festivos 2023 - Barcelona. Fuente: GenCat.....	40
Tabla 21. Precios PVPC Compra y venta EE en €/MWh (jul 2022 - jun 2023). Fuente: Esios [24]	41

1. INTRODUCCIÓN

El Área Metropolitana de Barcelona es una región urbana densa y desigual. Ocupa una posición estratégica al sur de Europa en medio del corredor mediterráneo que comunica España y el resto del continente. Así mismo, es el epicentro económico, político y social del territorio catalán, donde se genera la mitad del PIB de Cataluña. Con un área de 636 km², 32 municipalidades (incluida Barcelona) y más de 3.2 millones de habitantes, es la octava región metropolitana de Europa con algunos distritos con mayor densidad poblacional. Como área urbana a orillas del Mediterráneo, el clima de Barcelona se caracteriza por tener inviernos relativamente suaves y veranos muy cálidos, lo cual lo hace vulnerable al cambio climático, ya que las olas de calor estivales son cada vez más frecuentes e intensas. En los últimos años, la temperatura más alta registrada durante el día fue de 37.4°C (agosto de 2010). [1]

Entre junio y agosto del 2022, se produjeron 5,316 muertes atribuidas al calor extremo en España, 5 veces más que años anteriores. Esta mortalidad no está referida solo al golpe de calor, sino también a enfermedades cardiovasculares y respiratorias relacionadas [2]. Esto es solo un indicativo de los grandes efectos que sufriremos debido al cambio climático. Para evitar estos daños, se hace necesario el uso de equipos de confort térmico como aire acondicionado o calefactores en invierno, los cuales incrementan el uso de energía, y derivan en mayores costes que deben ser cubiertos por las familias.

Más aún, en Europa y España, los precios de la energía han subido de manera continua desde inicios de 2021, debido a la escasez de recursos fósiles, a cuestiones geopolíticas como la guerra de Ucrania, a la subida del precio de las emisiones de CO₂, al funcionamiento del mercado marginalista de fijación de precios o al poder de decisión del oligopolio energético. [3]

Además, esta situación continuará empeorando debido a los mayores cambios de clima que se esperan. El proyecto *Empowermed*, que tiene Barcelona como sitio piloto estudio, y el cual está probando e implementando asambleas de asesoramiento colectivo (CAA) como herramienta colaborativa de empoderamiento, encontró en su campaña de monitoreo de confort térmico en las viviendas, que el 93% de los participantes no podían mantener una temperatura adecuada en invierno y el 57% de los mismos, no la podía mantener adecuada en verano. [4] En ambos casos, esta falta de confort es considerada un indicador de pobreza energética.

En los años 2016-2017, el 24.7% de la población metropolitana de Barcelona estuvo en riesgo de pobreza o exclusión social y el 5.3% padecía privaciones materiales severas. Así mismo, se ha identificado que las mujeres tienen mayor vulnerabilidad y probabilidad de sufrir de pobreza energética, debido a salarios y pensiones más bajas, trabajos más precarios y más bajos niveles de salud. Solo en la municipalidad de Barcelona 170,000 personas (alrededor del 10% de la población total de la ciudad) fueron incapaces de mantener temperaturas adecuadas en invierno. [1]. En este sentido, la Encuesta de Salud Pública de Barcelona de 2016 reveló que el distrito con mayor intensidad de pobreza energética fue Ciutat Vella. [5]

El contexto post pandemia se ha caracterizado por una creciente desigualdad social, en la que la pobreza energética amenaza con dispararse, la cual hace evidente que para erradicarla es necesario pensar en soluciones más allá de ayudas económicas asistencialistas o descuentos en las facturas energéticas y promover un cambio radical de modelo. En este contexto, la energía comunitaria, y en concreto, las comunidades energéticas, se plantean como una herramienta central para promover dichos cambios. [3]

Las comunidades energéticas van más allá de un proyecto colectivo de personas que busca sustituir una tecnología sucia por una limpia. Se trata de procesos de transformación social a través de los cuales se promueve una descentralización, en la que la ciudadanía puede tomar parte activa en la satisfacción de sus derechos energéticos, así como de la transición energética. Por ello, es necesario que las comunidades energéticas contribuyan a la erradicación de la pobreza energética. [3]

Este trabajo pretende demostrar que las comunidades energéticas son una alternativa rentable económicamente a través del autoconsumo colectivo – esquema donde más de un usuario comparten la energía generada por una central distribuida – ya que permiten reducir los costes energéticos de los actores involucrados, recuperando la inversión en un tiempo razonable, además de generar un impacto positivo en familias en situación de vulnerabilidad. Además, estos proyectos podrían contemplar la formación y empoderamiento de las mujeres en situación de vulnerabilidad para que las mismas puedan salir de la situación de pobreza y de esta manera contribuir a los objetivos de desarrollo sostenible (ODS): ODS 1 Fin de la pobreza y ODS 5 igualdad de género.

En España se han regulado las figuras de Comunidades energéticas y existen además diversos mecanismos para formarlas. Uno de estos mecanismos es a través del autoconsumo colectivo regulado por el “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.” (RD 244/2019), el cual permite agregar diversos usuarios que se beneficien de un mismo sistema a través de coeficientes de reparto de energía.

Considerando lo anterior, el presente trabajo busca añadir información sobre el rol de las comunidades energéticas ante la mitigación de la pobreza energética en la ciudad de Barcelona. Para esto, se analiza la viabilidad económica de una comunidad energética fotovoltaica simulada en el distrito de Ciutat Vella, aplicando el esquema de autoconsumo colectivo ante diferentes escenarios de reparto de energía que consideran la inclusión de familias en situación de pobreza energética. Específicamente, se consideran como miembros de la comunidad a la Facultad de Geografía de la Universidad de Barcelona, tiendas de autoservicio y familias en situación de pobreza energética conformadas por mujeres solteras con 1 y 2 hijos. En este estudio de caso se plantea que la inversión del proyecto sea cubierta por los actores públicos (institución educativa) y privados (pequeños comercios). Dichos actores recibirán la mayor parte de la energía generada para reducir sus costes eléctricos, mientras que el resto será repartido a familias vecinas en situación de pobreza energética.

Para simular la comunidad, se recopiló información del consumo energético real de los actores públicos y privados (escala horaria), mientras que para los actores residenciales se definieron perfiles tipo utilizando el software de uso abierto *Load Profile Generator* [6]. Por otro lado, se diseñó el sistema fotovoltaico, simulando el perfil horario de generación de energía en el lugar utilizando la herramienta PVGIS [7]. Posteriormente, se calcularon los beneficios económicos del proyecto con indicadores de rentabilidad como Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y *payback* (PB), así como el beneficio para cada uno de los actores. Finalmente, se evaluaron distintos escenarios de reparto de energía y se compararon los beneficios percibidos en cada uno, identificando el impacto de dichos escenarios en los indicadores económicos del proyecto.

1.1 ALCANCE

Este estudio contempla la evaluación técnico- económica de una comunidad energética simulada en el distrito de Ciutat Vella – Barcelona, tomando como actores energéticos a la Facultad de Geografía de la Universitat de Barcelona (UB), comercio y viviendas familiares en situación de pobreza energética, mediante la evaluación del mecanismo de compensación simplificada según la modalidad de autoconsumo colectivo establecida en el RD 244/2019 con coeficientes de reparto fijos anuales.

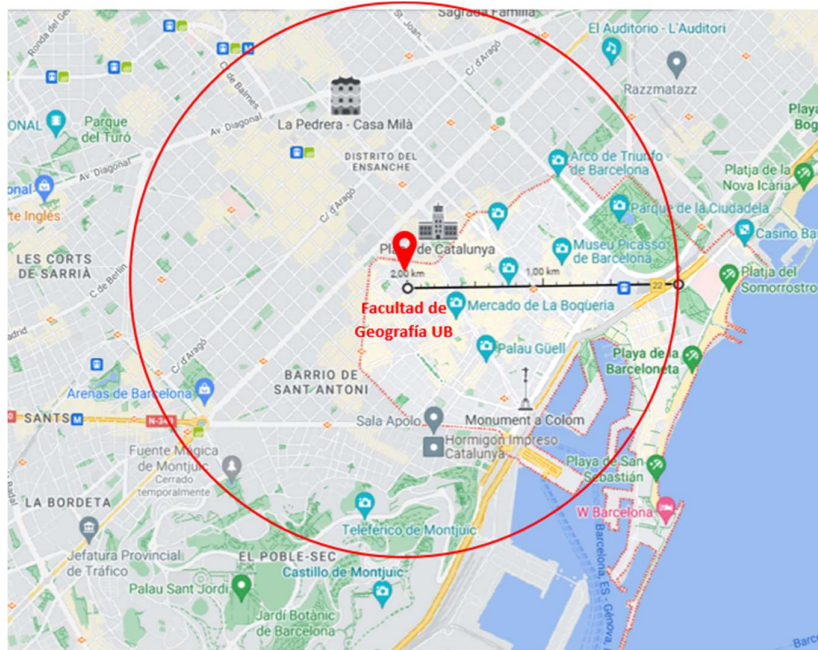


Figura 1. Ubicación del proyecto – Ciutat Vella. Fuente: Google Maps

Nota: En un círculo se muestra la zona de influencia del esquema de autoconsumo colectivo según la regulación actual.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la viabilidad económica de una comunidad energética fotovoltaica en Ciutat Vella ante diferentes escenarios de reparto de energía e inversión, considerando la inclusión de familias en situación de pobreza energética y la aplicación del esquema de autoconsumo colectivo bajo el mecanismo de compensación simplificada definido en el RD 244/2019.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Caracterizar el consumo de energía eléctrica de los distintos perfiles de usuarios: público, privado y residenciales que componen la comunidad energética del caso de estudio.
2. Evaluar el potencial de generación fotovoltaica, definir el sistema y simular la producción horaria de energía en el lugar de estudio.
3. Calcular los potenciales ahorros obtenidos por los distintos miembros de la comunidad de acuerdo con el esquema de compensación simplificada, aplicable a los sistemas de autoconsumo colectivo desarrollados bajo la regulación indicada en el RD 244/2019.
4. Evaluar la viabilidad económica de la implementación de una comunidad energética en Ciutat Vella ante distintos escenarios de reparto de energía beneficiando a familias en situación de pobreza energética.

2. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

2.1 Pobreza energética

La crisis climática combinada con la crisis energética cada vez más apremiante deja a millones de personas en todo el mundo sin acceso a la energía y, por tanto, sin acceso a recursos básicos y necesarios para poder desarrollar vidas dignas, aumentando con ello la desigualdad social y la precarización. [3] En este contexto, es necesario saber qué se entiende por pobreza energética.

2.1.1. Definición de pobreza energética

De acuerdo con el Estado español [8] “La pobreza energética es la situación en la que se encuentra un hogar en el que no pueden ser satisfechas las necesidades básicas de suministros de energía, como consecuencia de un nivel de ingresos insuficiente y que, en su caso, puede verse agravada por disponer de una vivienda ineficiente en energía.” Con el objetivo de parametrizar las situaciones de pobreza energética, en estadísticas españolas se utilizan los 4 indicadores oficiales del Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV).

1. Gasto desproporcionado (2M): porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional.
2. Pobreza energética escondida (HEP): porcentaje de los hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la mediana nacional.
3. Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada: porcentaje de la población que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada.
4. Retraso en el pago de las facturas: porcentaje de población que tiene retrasos en el pago de facturas de los suministros de la vivienda.

2.1.2. Modelo de gobernanza en pobreza energética

En España, el Real Decreto ley (RDL) 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética, así como la Estrategia Nacional de Pobreza Energética (de abril de 2019), señalan un cambio en la tendencia de las políticas de pobreza energética a nivel estatal. [1]. Así, la Estrategia Nacional aparece como principal marco normativo para la lucha contra la pobreza energética dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021 – 2030). Además, el PNIEC propone el impulso del autoconsumo en sectores vulnerables de población para gestionar situaciones de pobreza energética no solo con ayudas económicas, sino también **mediante sistemas en los que auto consumidores públicos o privados puedan compartir el excedente de su generación con hogares vulnerables.**

En Cataluña, la ley 24/2015, establece que las administraciones públicas deben garantizar el derecho de acceso a los suministros básicos de agua potable, gas y electricidad de los hogares en riesgo de exclusión social. En este contexto, Barcelona destaca como una ciudad pionera en la defensa de los derechos energéticos, y destacan algunas acciones realizadas como: la apertura de 10 Puntos de Asesoramiento Energético (PAE), la puesta en marcha de protocolos coordinados de detección de hogares vulnerables y la aprobación de ayudas para la rehabilitación de viviendas para personas en situación de vulnerabilidad. [5]

A escala metropolitana, se debe tener en cuenta también el Plan clima y energía 2030, con el que el gobierno del AMB se compromete a reducir las emisiones de CO₂ un 40% en 2030, a alcanzar un 30% de energías renovables y mejorar un 30% la eficiencia energética. Las principales inversiones, que ya se están llevando a cabo, consisten en implantar placas fotovoltaicas en los equipamientos del territorio y medidas para favorecer la adaptación de la población metropolitana a los aumentos de temperatura

que ya se están experimentando. Las actuaciones en materia de pobreza energética que se realicen dentro de medio plazo deberían coordinarse con este plan. [1]

Una medida paliativa de ayuda a las familias vulnerables para el acceso a la electricidad es el Bono Social Eléctrico, el cual es un descuento sobre la factura otorgado a familias vulnerables. Que, si bien esta medida busca dar acceso a la energía a las familias vulnerables, por otro lado, presenta ciertas desventajas como el ser medidas temporales que dan incertidumbre, presentan límites de consumo y que requieren de procesos burocráticos que dificultan su acceso, como el que las familias deben contar con el Informe de Riesgo de Exclusión Social y tener un contrato en mercado regulado. Ante la evolución de los precios de la electricidad en el mercado mayorista, vinculados directamente con el Precio de Venta al Pequeño Consumidor (PVPC), actualmente existe una ampliación de los descuentos. Los mismos que eran del 25% para “consumidores vulnerables” y el 40% para “consumidores vulnerables severos”, pasaron al 60 y 70% en octubre de 2021 y al 80 y 80% en octubre de 2022. [3]

2.1.3. Pobreza energética en Barcelona

Barcelona y el área metropolitana son un espacio urbano social especialmente complejo. Lejos de ser una ciudad uniforme en su estructura física y humana, presenta pronunciados gradientes de desigualdad acentuados por la densidad que es uno de sus rasgos de identidad. Estas divisiones se producen por: niveles educativos y de ingresos, género, lugar de origen, lengua preferida para la comunicación, tipología, precio y calidad de las viviendas, etc.

En el municipio de Barcelona viven 1.6 millones de personas; la mitad de los 3.2 millones de habitantes que constituyen la población del conjunto del AMB. De acuerdo con el estudio *Indicadores municipales de pobreza energética en la ciudad de Barcelona* [5], en 2016, 170,000 personas (alrededor del 10% del total) eran incapaces de mantener su vivienda a una temperatura adecuada durante los meses fríos o tenían retraso en el pago de los recibos de suministros básicos (luz, gas y agua, entre otros). El Índice de composición de pobreza energética por distritos de Barcelona, mostrado en la Figura 2 y reportado a partir de datos de la Encuesta de Salud Pública de 2016 muestra que el distrito con mayor incidencia de pobreza energética fue Ciutat Vella. [5]

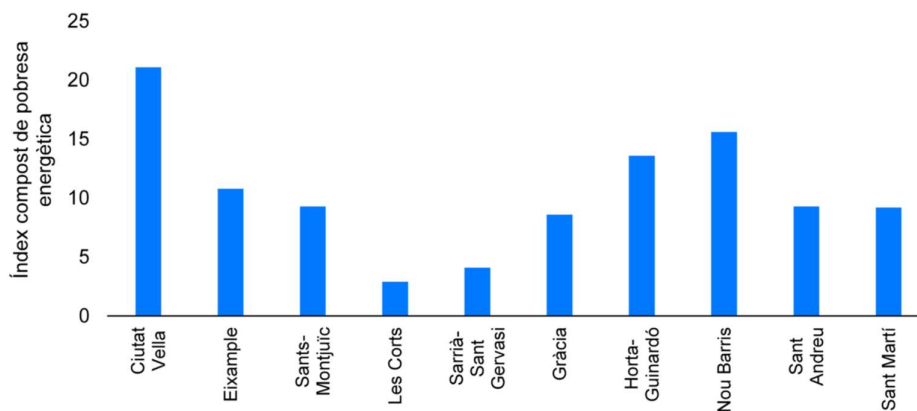


Figura 2. Índice de composición de pobreza energética por distritos de Barcelona. Fuente: ECV 2016

Por otro lado, el diagnóstico de la Estrategia contra la feminización de la pobreza y la precariedad en Barcelona (2016-2024) y con datos del Índice de Pobreza en Mujeres y Precariedad demuestra la persistencia y profundidad de las desigualdades de género en la ciudad de Barcelona. Entre estas, se destaca que el 55% de la población en riesgo de pobreza y privación material son mujeres; así como

que, el porcentaje de mujeres que no reciben ningún ingreso (21%) es significativamente superior al de los varones (16%). [1]

Así mismo, de acuerdo con el análisis de estudio realizado en el marco del proyecto Empowermed el consumo promedio anual de las familias estudiadas en situación de pobreza energética dentro del piloto de Barcelona fue de 2,451 kWh/año [4], lo cual es 30% menor del consumo medio de electricidad reportado para los hogares españoles, igual a 3,487 kWh/año según datos del Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [9].

2.2 Comunidad energética

La energía comunitaria [10], la cual puede referirse a cualquier proyecto o iniciativa en que las personas tengan un poder de decisión significativo en la gestión de las energías renovables, posibilita, además, tomar otras decisiones orientadas a satisfacer unos derechos energéticos basados en sus circunstancias ecológicas, sociales, económicas y culturales, propiciando la salud y calidad de vida de las personas y el planeta. Por tanto, se espera que las comunidades tengan un rol trascendental que permita un cambio real del modelo energético. Así, deben asumir medidas que:

1. **Favorezcan la inclusividad y participación** de personas afectadas por precariedad energética, que vayan más allá de medidas asistencialistas.
2. **Garanticen el acceso a la energía**, entendiéndolo éste como un derecho
3. **Tengan en cuenta la rehabilitación** y eficiencia energética de las viviendas
4. **Empoderen a la ciudadanía** para ser activa en la propuesta de soluciones. [3]

En la Tabla 1, se listan algunos beneficios ambientales, económicos y sociales de las comunidades energéticas.

Tabla 1. Beneficios de las comunidades energéticas. Fuente: REPSOL [11]

BENEFICIOS DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS		
Ambientales	Económicos	Sociales
Aumento del uso de energías renovables.	Ahorro para el consumidor final.	Creación de empleo local.
Disminución de la energía de red consumida	Oportunidades de inversión para los ciudadanos y negocios locales.	Creación de tejido comunitario
Acceso a recursos locales de energía sostenible y servicios de movilidad.	Posibilidad de crear ingresos que se generan y permanecen en la comunidad local.	Democratización del sistema energético.

Específicamente para el caso de España, el PNIEC contempla dos conceptos sobre lo que se entiende como comunidad energética y que están alineados a las directivas europeas:

1. Comunidad Ciudadana de Energía, CCE (Directiva UE 2019 / 944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, Art. 16)
2. Comunidad de Energía Renovable, CER (Directiva UE 2018 / 2001, fomento uso de energía procedente de fuentes renovables, Art. 22)

Las principales diferencias de ambas definiciones se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. Principales diferencias entre una CER y una CCE. Fuente: Renewable Energy Magazine [12]

	Comunidad de Energía Renovable (CER)	Comunidad Ciudadana de la Energía (CCE)
Regulación europea aplicable	Artículos 2 y 22 de la Directiva UE 2018/2001 sobre el fomento de uso de energías renovables	Artículos 2 y 16 de la Directiva UE 2019/944 sobre el mercado interior de electricidad
Socios miembros	Socios o miembros que sean personas físicas, PYMES o autoridades locales, incluidos municipios	Abierta a todas las categorías de entidades
Tipo de participación	Abierta y voluntaria	Abierta y voluntaria
Control efectivo	Se ejerce por parte de los miembros que se encuentren en las proximidades de la instalación. La CER tiene autonomía frente a miembros individuales y otros actores del mercado tradicional que participen como miembros o accionistas	Lo ejercen los socios o miembros. Las competencias de decisión están reservadas a aquellos que no participen en una actividad económica a gran escala y para los cuales el sector de la energía no sea su ámbito de actividad económica principal.
Autonomía	Sí	N/A
Vector energético	Fuentes de EERR	Electricidad
Fuentes de energía renovable	Sí	No necesariamente
Limitación geográfica	Proximidad geográfica entre la generación y el consumo, los miembros deben estar en las proximidades de los proyectos de energía renovable	No hay necesidad de proximidad geográfica entre generación y consumo, no hay limitación transfronteriza.

Más aún, en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, se define a las Comunidades de Energías Renovables como “entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras.” [13].

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) reporta que actualmente en España hay 68 comunidades energéticas registradas. Así mismo, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) diseñado por el Gobierno para la ejecución de los fondos *Next Generation EU*, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha financiado 329 proyectos de comunidades energéticas a través del programa CE-IMPLEMENTA, el cual se enmarca en la componente 7 “Despliegue e integración de energías renovables” del PRTR. Esta financiación fue de 100 millones de euros repartidos en 4 convocatorias realizadas entre enero 2022 y febrero 2023.

Por otro lado, se resalta que en la segunda convocatoria del CE IMPLEMENTA se identificó que el 3% de las iniciativas seleccionadas buscan abordar la pobreza energética a través de la inclusión de consumidores vulnerables entre sus socios y más de la mitad (55%) presenta planes de igualdad de género como parte de su gobernanza, con el fin de lograr una representación equilibrada entre hombres y mujeres [14]. Más aún, en el informe *Sin dejar a nadie atrás*, elaborado por Amigos de la Tierra, se identificaron diversos proyectos de comunidades energéticas en España que han expresado su intención y/o han promovido medidas en relación con la pobreza energética (Tabla 3) [3].

Tabla 3. Comunidades energéticas con acciones relacionadas a pobreza energética. Fuente: Amigos de la Tierra [3]

COMUNIDAD ENERGÉTICA	LOCALIZACIÓN
Comunitat Energética de la Bordeta	Barcelona
Arroyo Alumbra	Arroyomolinos
Comunitat Energética Vilanoveta	Lleida
Taradell Sostenible	Taradell
Garesbide	Puente de la Reina/Gares
Cañada Solar	Madrid
Luz de la Casa Nueva	Sagunt
Sun4All	Barcelona
Energía Solar per Tothon	Comarca Osona

En este sentido, las comunidades energéticas además de permitir la participación de la ciudadanía en el sistema energético y mejorar la gestión de la energía mediante su gobernanza basada en la participación abierta y voluntaria de sus miembros, también apoyan la lucha contra el cambio climático y la pobreza energética y promueven mejoras sociales en la comunidad [14]. Así mismo, desde el *Proyecto Community Energy for Energy Solidarity (CEES)* se ha analizado cómo la regulación sobre comunidades energéticas en el marco de la Unión Europea se ha desarrollado de forma paralela al reconocimiento del fenómeno de la pobreza energética y la necesidad de acción de los estados miembro, encontrando que aún hay trabajo por hacer para abordar el desarrollo de las comunidades energéticas incorporando los objetivos de erradicación de la pobreza energética [3].

2.3 Marco legal español

2.3.1 Autoconsumo colectivo

Las comunidades energéticas se construyen sobre el concepto del autoconsumo energético local. En España, el autoconsumo colectivo es una de las formas en las que se puede organizar una comunidad energética. Con el Real Decreto-ley 244/2019 [15] se modificó el concepto de autoconsumo para incluir la modalidad colectiva, definiéndolo como el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas. El mismo establece un límite máximo de distancia de 500 metros.

Sin embargo, de acuerdo con el artículo 18 del Real Decreto-ley 20/2022 [16], de 27 de diciembre, con el fin de promover mucho más la producción de energías renovables en el contexto de la guerra de Rusia, se permite que los consumidores asociados se encuentren hasta una distancia de 2,000 metros de la instalación de producción. Esto sería válido siempre y cuando la instalación se realice hasta antes del 31 de diciembre del 2023.

Así, se dice que “un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”. En el caso de un

autoconsumo colectivo, todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a la misma instalación de producción deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y comunicar de forma individual a la empresa distribuidora o a través de la empresa comercializadora un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto de energía.

Según el Artículo 4 del RD 244/2019, existen dos modalidades generales de autoconsumo:

- **Autoconsumo sin excedentes:** que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a las redes de distribución y transporte.
- **Autoconsumo con excedentes:** se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.

Así mismo, la modalidad de suministro de autoconsumo con excedentes se divide en:

- a) **Modalidad con excedentes acogida a compensación:** Se da cuando el consumidor y el productor opten voluntariamente por acogerse a este tipo de mecanismo.

Entre las principales condiciones para acogerse a esta modalidad tenemos que:

1. La fuente de energía primaria sea renovable.
2. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100kW.

- b) **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:** Aquellos que no cumplan las condiciones estipuladas para el mecanismo con compensación o voluntariamente no deseen acogerse al mismo.

Adicionalmente, cabe recalcar que, para el caso de la modalidad de autoconsumo con excedentes acogidas a compensación, será necesario asignar parte (%) de la energía generada a cada usuario a través de coeficientes de reparto (β_i), los cuales se usan para calcular la energía generada, auto consumida y consumida de la red de cada usuario, y aplicar el mecanismo de compensación simplificada correspondiente. Este coeficiente podrá determinarse en función de la potencia a facturar, de la aportación económica de cada uno de los consumidores o de cualquier otro criterio siempre que exista un acuerdo firmado por todos los participantes y la suma de estos coeficientes β_i sea la unidad. Así, en el Anexo I del RD 244/2019 se regula el cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo. [15]

2.3.2 Mecanismo de compensación simplificada

El artículo 14 del RD 244/2019 especifica que este consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:

- i. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una **comercializadora libre:**
 - a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.
 - b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.
- ii. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) con una **comercializadora de referencia:**
 - a. La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del PVPC en cada hora, TCUh.

b. La energía horaria excedentaria, será valorada al Precio Medio Horario (Pmh); obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos (CDSVh).

Por otro lado, se establece que para los consumidores que sean suministrados por un comercializador de referencia la facturación se realizaría:

- i. Según lo dispuesto en el RD 216/2014, de 28 de marzo.
- ii. Se descuenta lo correspondiente a la energía horaria excedentaria
- iii. Para los consumidores se encuentren en situación de vulnerabilidad acogidos al bono social, se aplicaría lo previsto en el artículo 6.3 del RD 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable.

Las modalidades disponibles dentro del autoconsumo colectivo se resumen en la siguiente figura:

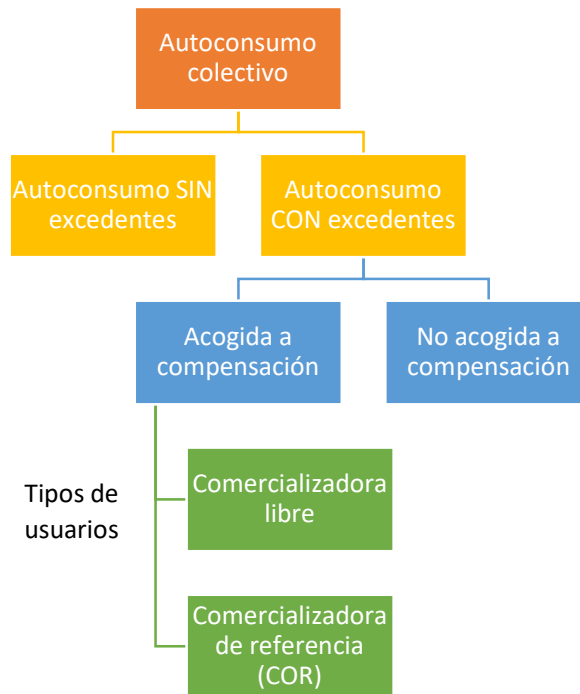


Figura 3. Diagrama división Autoconsumo colectivo. Fuente: Elaboración propia

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para la configuración de la comunidad energética simulada se consideró a actores de tipo público, privado y residencial. En específico, se consideraron los siguientes cuatro perfiles tipo: edificio perteneciente a una institución educativa (público), tienda de autoservicio (privado), y familias en situación de pobreza energética y acceso al bono social tipos 1W1CH y 1W2CH (residenciales). Más detalles sobre cada perfil se presentan en la Tabla 4.

Se plantea que el esquema de organización de la comunidad energética sea el siguiente: la Facultad de Geografía ceda parte de su techo para la instalación fotovoltaica, así como que aporte parte del financiamiento; las tiendas de autoservicio aporten financiamiento y las familias serían beneficiarias sin aporte económico.

Tabla 4. Conformación de la comunidad energética simulada.

TIPO DE USUARIO	ID	USUARIO
Público	UB	Facultad de Geografía, Historia y Filosofía de la Universidad de Barcelona
Privado	TA	Tiendas de autoservicio
Residencial	1W1CH	Familia monoparental conformada por una mujer y un hijo
	1W2CH	Familia monoparental conformada por una mujer y dos hijos

Se considera que la Facultad tendría intención de participar en la transición energética y social como principal agente de cambio en la sociedad, participando en la educación y desarrollo de esta. Las tiendas de autoservicio tendrían el interés de participar por mejorar su responsabilidad social, apoyando a familias en situación de vulnerabilidad, así como de tener la marca de ser sostenibles al consumir energía más limpia, además de beneficiarse económicamente generando ahorros en sus facturas eléctricas. Las familias se beneficiarían con ahorros en sus facturas eléctricas además de formación y capacitación que les generaría mayores oportunidades de desarrollo.

3.1 Consumo

3.1.1 Recopilación de la información

Para simular la comunidad energética en Ciutat Vella, se recopiló la información de los perfiles de consumo horario de los actores energéticos de la siguiente forma:

- 1. Facultad de Geografía UB - Edificio público:** Se evaluaron los datos reales de consumo de los últimos 3 años facilitados por la Oficina de Seguridad, Salud y Medio Ambiente (OSSMA) de la Universidad de Barcelona. Tras evaluar los datos, se consideró el año con menor influencia de agentes externos como curva representativa de un consumo real típico anual.
- 2. Tienda de autoservicio – Sector privado:** Se consideraron los datos reales de una tienda de autoservicio de comercio al por menor en establecimientos no especializados - CNAE 471 [17]. Los datos fueron proporcionados de forma anonimizada por el Instituto de Recerca en Energia de Catalunya (IREC).
- 3. Viviendas familiares - Residencial:** Se simularon los perfiles de consumo horario en el *software* de uso libre *Load Profile Generator* [6], considerando los límites máximos de consumo energético mensual y anual para familias en situación de pobreza energética y con acceso al bono social establecidos en el Real Decreto 897/2017 y la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre (tabla en Anexo I) [18], así como las variables de temperatura e irradiación solar en un año meteorológico típico de Barcelona obtenidas de la herramienta PVGIS.

3.1.2 Análisis de datos de demanda

Para conocer el comportamiento de demanda energía eléctrica de cada usuario se analizó el consumo mensual, el consumo promedio diario por cada día de la semana y el consumo promedio horario para días típicos en invierno (enero) y verano (julio).

3.2 Generación

Se analizó el recurso energético solar fotovoltaico considerando la Facultad de Geografía de la UB, con coordenadas indicadas en la Tabla 5, como punto de referencia para la instalación del sistema fotovoltaico para la cual se analiza el potencial de generación eléctrica. Los datos de irradiancia global y generación eléctrica horaria se calcularon usando la herramienta de uso libre PVGIS [7], con la base de datos PVGIS – SARA2 y datos de radiación solar para el año 2020. Se usó el modo “hourly data”, considerando los valores óptimos para ángulo de inclinación y azimut para un tipo de montaje fijo.

Tabla 5. Datos geográficos del proyecto

Datos geográficos	
Provincia	Barcelona
Latitud	41.384
Longitud	2.167

Así mismo, para el cálculo de la potencia generada por el sistema, se consideró un módulo solar con tecnología de silicio cristalino para la generación de 1kW pico y sin pérdidas del sistema, pues se consideró tener el vector de referencia de generación eléctrica ideal, a partir del cual se calcula la generación para cada año y hora considerando las pérdidas correspondientes. Así la potencia horaria unitaria se calculó de la siguiente forma:

$$P_{h,n} = P_{h,ideal-1kWp} \times P_{pico} \times (1 - \%p\u00e9rdidas_n)$$

Donde:

$P_{h,n}$: Potencia horaria año n

$P_{h,ideal-1kWp}$: Potencia horaria sistema ideal unitaria (1kWp)

P_{pico} : Potencia pico del sistema

$\%p\u00e9rdidas_n$: %p\u00e9rdidas año n

Un sistema fotovoltaico siempre presenta pérdidas de rendimiento de generación eléctrica debido a diversos factores. Las mismas se describen en el Anexo II.

Para el diseño del sistema se consideraron un módulo JA SOLAR [19] e inversor GROWATT [20] con características detalladas en las tablas 6 y 7, respectivamente.

Tabla 6. Características de módulo solar FV. Fuente: JA Solar [19]

Características Módulo solar		
Marca	JA SOLAR	
Modelo	JAM66S30 - 500/MR	
Potencia	W	500
$\eta_{m\u00e1x}$	%	21.10%
Área	m ²	2.37
Costo	€	171.0

Tabla 7. Características de inversor. Fuente: GROWATT [20]

Características Inversor		
Marca	GROWATT	
Modelo	MIN 5000TL - XH	
P nom out	kW	5
$\eta_{\text{máx}}$	%	98.40%
EU efficiency	%	97.50%
Costo	€	970

3.3 Evaluación

3.3.1 Escenarios

Se considera como caso base de estudio (Escenario 1), el contemplado en el Anexo I del RD 244/2019 [15], es decir, la asignación del coeficiente de reparto considerando las potencias máximas de consumo de los usuarios como se indica en la siguiente fórmula:

$$\beta_i = \frac{P_{C_i}}{\sum P_{C_i}}$$

Donde:

P_{C_i} : Potencia máxima contratada al consumidor asociado i .

$\sum P_{C_i}$: Suma de las potencias máximas contratadas por todos los consumidores que participan del autoconsumo colectivo.

En la Tabla 8 se detallan los diferentes escenarios de estudio variando el número de actores de la comunidad energética, los coeficientes de reparto asignado a cada miembro y los porcentajes de coste cubierto por los usuarios que financiarían la instalación fotovoltaica con recursos propios.

Tabla 8. Escenarios de estudio

ESCENARIO	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5	ESC6	ESC7	ESC8
Coeficientes de reparto (β_i)								
UB	88.8%	80.0%	70.0%	20.0%	20.0%	20.0%	0.0%	0.0%
TIENDAS*	9.48%	10.00%	10.00%	50.0%	30.00%	70.00%	95.00%	96.00%
TA	0.95%	1.00%	1.00%	5.00%	1.50%	7.00%	19.00%	24.00%
RES**	1.73%	10.00%	20.00%	30.00%	50.00%	10.00%	5.00%	4.00%
1W1CH	0.25%	1.00%	2.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
1W2CH	0.10%	1.00%	2.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
N° de actores								
N° TA	10	10	10	10	10	10	5	4
N° 1W1CH	5	5	5	15	25	5	3	2
N° 1W2CH	5	5	5	15	25	5	2	2
% de costes cubierto								
UB	90%	85%	80%	30%	60%	20%	0%	0%
TIENDAS*	10%	15%	20%	70%	40%	80%	100%	100%

*TIENDAS: Conjunto total de tiendas de autoservicio (TA)

**RES: total de energía brindada a los usuarios residenciales (familias tipo 1W1CH y 1W2CH)

Se planteó los escenarios 1, 2 y 3 con el objetivo de definir el porcentaje de energía que sería adecuado asignar a los usuarios residenciales. Por otro lado, los escenarios 4 y 5, se plantearon con el objetivo de evaluar cómo se vería afectada la rentabilidad del proyecto, mientras se brinde mayor energía gratuita

a familias en situación de pobreza energética. Para esto se aumentó el número de familias beneficiarias como se muestra en la Figura 4. Así mismo, cabe indicar que, en la mayoría de los escenarios (a excepción de los Escenarios 4 y 5) se buscó tener el mismo número de familias y tiendas de autoservicio, puesto que se plantearía establecer una comunidad energética en la que cada tienda de autoservicio “apadrine” a una familia, como aporte de responsabilidad social de las mismas

Los escenarios 6, 7 y 8 se plantean con el objetivo de buscar un mayor beneficio para los usuarios inversionistas del sector privado, asignándoles un mayor porcentaje de la energía generada (Figura 5). Los escenarios 7 y 8, evalúan una comunidad energética sin la Facultad de Geografía, en la que el consumo de los usuarios sea más cercano a la generación. Así mismo, se resalta que el porcentaje de financiamiento se distribuyó como se muestra en la Figura 6, de acuerdo con la distribución de energía.

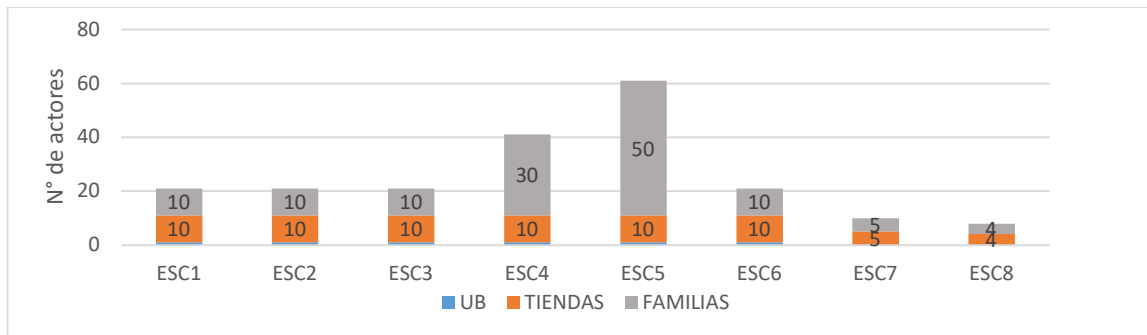


Figura 4. Actores de la comunidad energética

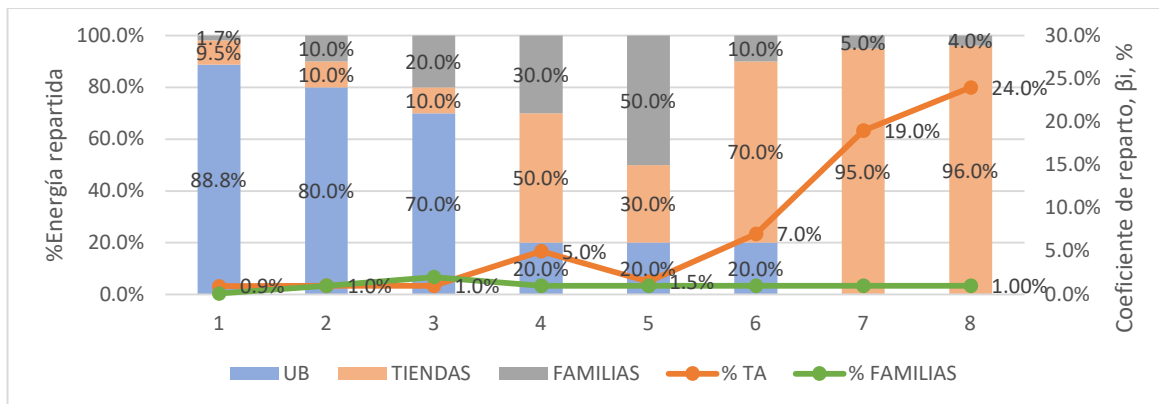


Figura 5. Energía repartida en escenarios y Coeficientes de reparto por usuario

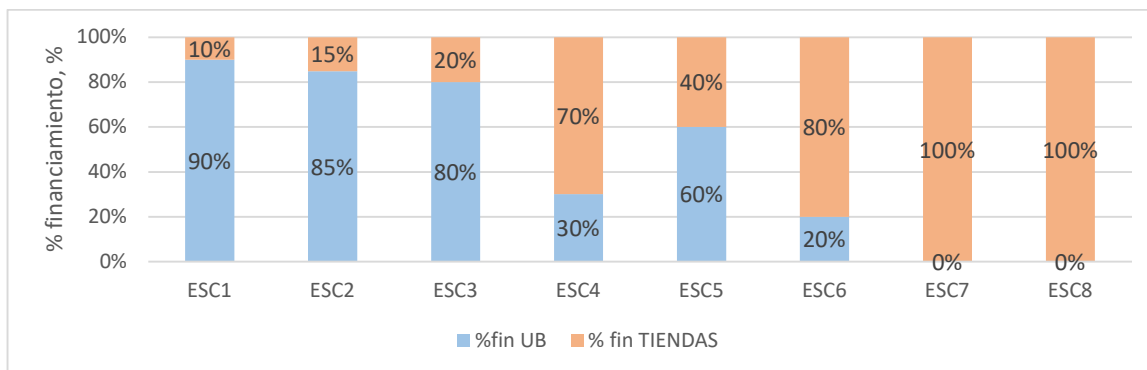


Figura 6. %Financiamiento cubierto en el proyecto

3.3.2 Análisis económico del proyecto

Como resultado del análisis energético – económico se calcularon los indicadores VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de retorno) y PB (Payback – retorno de la inversión). El análisis económico se realizó para el plazo de 25 años, considerando el coste de la inversión (CAPEX), ingresos derivados del ahorro en la factura eléctrica, costes de mantenimiento (OPEX) y un porcentaje de incremento del precio de la electricidad del 2% [21]

De acuerdo con un estudio sobre condiciones de financiación de energías renovables en Europa en 2019, para instalaciones fotovoltaicas en España el WACC (*Weighted Average Cost of Capital* - Coste promedio ponderado del capital) se situó entre 3 y 9% [22], por lo que se consideró razonable usar una tasa de descuento de 5%.

Para la estimación del CAPEX (*Capital Expenditure*) del sistema fotovoltaico se usó la curva presentada en la Figura 7, la cual permite estimar el coste de una instalación en función de su potencia y usa referencia de instalaciones reales proyectadas por Aiguasol y presentada en el *Informe de Comunidades Energéticas Renovables* elaborado por Amigos de la Tierra [21]. En adición, debido a que los inversores tienen un tiempo de vida de entre 12 y 15 años, al CAPEX se le añadió el coste de estos.

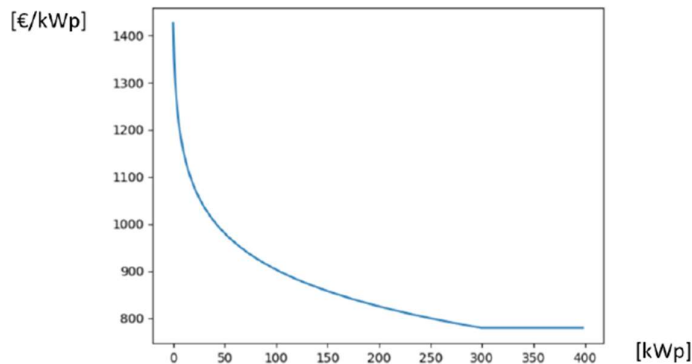


Figura 7. Curva del coste de inversión de sistemas fotovoltaicos en función de la potencia instalada. Fuente: Aiguasol [21]

Considerando la Figura 7, para el caso de la instalación fotovoltaica de 100 kWp, el CAPEX sería de:

$$CAPEX = 100 \text{ kWp} \times 900 \text{ €/kWp} = 90 \text{ k€}$$

El cual en adición al coste de los inversores en el año 12 sería de la siguiente forma:

$$\text{Coste de inversores} = \text{Coste individual} \times N^{\circ} \text{ inversores}$$

$$\text{Coste de inversores} = 970 \text{ €/inversor} \times 20 \text{ inversores} = 19.4 \text{ k€}$$

$$\text{Coste total de inversión} = CAPEX + \text{Coste adicional de inversores}$$

$$\text{Coste total de inversión} = 90 \text{ k€} + 19.4 \text{ k€} = 109.4 \text{ k€}$$

Por otro lado, el OPEX (*Operational Expenditures*) se considera directamente proporcional a la potencia, establecido como 10 €/kWp. [21]

Para la evaluación de este proyecto se considera que el proyecto será rentable cuando el VAN sea mayor al valor del coste total de inversión (109.4 k€) y el TIR, mayor a la tasa de descuento (5.0%).

3.3.2.1 Ingresos

Se calcularon los ingresos derivados del ahorro en la factura eléctrica de acuerdo con lo indicado en las Tabla 9 y 10, las cuales se basan en lo indicado en el Anexo I del RD 244/2019. [15] Para mayor claridad de cálculo, puede consultarse el diagrama de flujo de cálculo presentado en el Anexo III.

Tabla 9. Metodología de cálculo de conceptos en autoconsumo colectivo. Fuente: Elaboración propia

TÉRMINO	CONCEPTO	CÁLCULO
i	Usuario dentro de un esquema de autoconsumo colectivo	
β_i	Coeficiente de reparto de la energía generada correspondiente al consumidor i	Establecido como acuerdo entre las partes
H	Horas totales en el período de facturación, generalmente mensual	
$PC_{h,i}$	Precio de compra para la hora h y el usuario i	De acuerdo con lo pactado entre las partes, es decir, usuario y comercializadora (Artículo 14)
$PV_{h,i}$	Precio de venta para la hora h y el usuario i	
ENG_h	Energía horaria total producida por generador o los generadores	Medido en el punto de salida de la instalación.
$ENG_{h,i}$	Energía horaria neta generada individualizada	$ENG_{h,i} = \beta_i ENG_h$
$EC_{h,i}$	Energía horaria consumida individualizada	Obtenida directamente de la medición de consumo en el punto frontera del usuario i.
$EA_{h,i}$	Energía horaria autoconsumida individualizada	Si $EC_{h,i} > ENG_{h,i} \rightarrow EA_{h,i} = ENG_{h,i}$ Si $EC_{h,i} < ENG_{h,i} \rightarrow EA_{h,i} = EC_{h,i}$
$ECR_{h,i}$	Energía horaria consumida de la red individualizada	Si $EC_{h,i} > ENG_{h,i} \rightarrow ECR_{h,i} = EC_{h,i} - ENG_{h,i}$ Si $EC_{h,i} < ENG_{h,i} \rightarrow ECR_{h,i} = 0$
$EE_{h,i}$	Energía horaria excedentaria individualizada	Si $EC_{h,i} > ENG_{h,i} \rightarrow EE_{h,i} = 0$ Si $EC_{h,i} < ENG_{h,i} \rightarrow EE_{h,i} = EC_{h,i} - ENG_{h,i}$
Coste	Saldo a pagar por el usuario correspondiente a la energía horaria consumida de la red	$\sum_0^H ECR_{h,i} \times PC_{h,i}$
Valor	Saldo a favor generado por el usuario mediante la valoración la energía horaria excedentaria	$\sum_0^H EE_{h,i} \times PV_{h,i}$
Pagar	Precio que pagará el usuario por concepto de consumo de energía activa al final del período de facturación. No podrá haber saldo a favor.	si (Coste-Valor \geq 0, Coste - Valor, 0)

Tabla 10. Cálculo de Beneficio económico. Fuente: Elaboración propia

TÉRMINO	CONCEPTO	CÁLCULO
Coste actual (sin PV)	Lo que paga actualmente el usuario sin generador	$\sum_0^H EC_{h,i} \times PC_{h,i}$
Beneficio económico	Ahorro económico debido a la instalación de autoconsumo colectivo	Coste sin PV - Pago con PV

En la Tabla 11 se muestra la tarifa correspondiente a cada usuario de la comunidad energética simulada de acuerdo con el nuevo esquema de tarifas [23].

Tabla 11. Tarifación eléctrica de los usuarios. Fuente: Elaboración propia

ID	Potencia máxima (kW)	Demanda (MWh/año)	Tarifa
UB	1049.0	2056.8	6.1 TD
TA	11.2	36.8	2.0 TD
1W1CH	2.9	1.83	2.0 TD
1W2CH	1.2	2.31	2.0 TD

La forma de cálculo y selección de las tarifas correspondientes para cada periodo y usuario se especifican en el Anexo IV.

4. RESULTADOS

4.1 Análisis de consumo eléctrico de los usuarios

4.1.1 Consumo eléctrico Facultad de Geografía e Historia de la UB

En la Figura 8 se observa que los años 2020 y 2021 no representan el consumo eléctrico normal de funcionamiento del edificio debido a la menor presencialidad debido a la pandemia del COVID-19, así como el año 2022 podría verse afectado por el retorno parcial a actividades. Por otro lado, como detalla la UB y se visualiza en la gráfica del Anexo V, entre 2010 y 2019 el consumo global disminuyó un 25.4% debido a actuaciones de ahorro como el cierre de edificios en vacaciones, la concienciación de la comunidad universitaria y el mayor control de sistemas de climatización [24]. Por lo anterior, para el estudio se consideró como referencia el consumo eléctrico del año 2019.

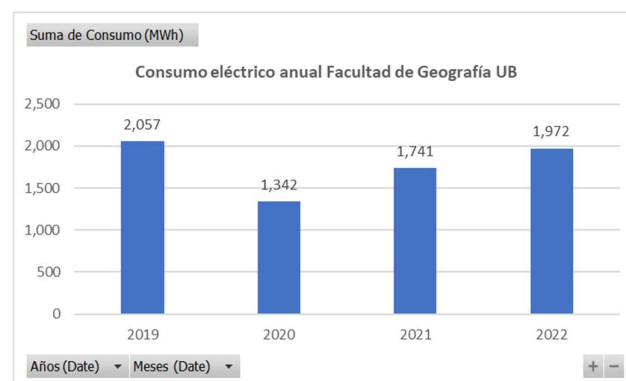


Figura 8. Consumo eléctrico anual Facultad de Geografía UB. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 9 se representa la variación de consumo mensual del año 2019, en esta podemos observar que como indica la universidad, gracias al cierre de las instalaciones en el periodo de vacaciones del mes de agosto, hay una gran reducción de demanda energética. Por otro lado, se observa que el mes con mayor consumo eléctrico es el mes de julio, mes pico de verano. Esto se explica por un incremento en el uso de sistemas de ventilación. El segundo mes con mayor consumo es el mes de enero (mes pico de invierno), el cual se debería al incremento de uso de equipos de calefacción.

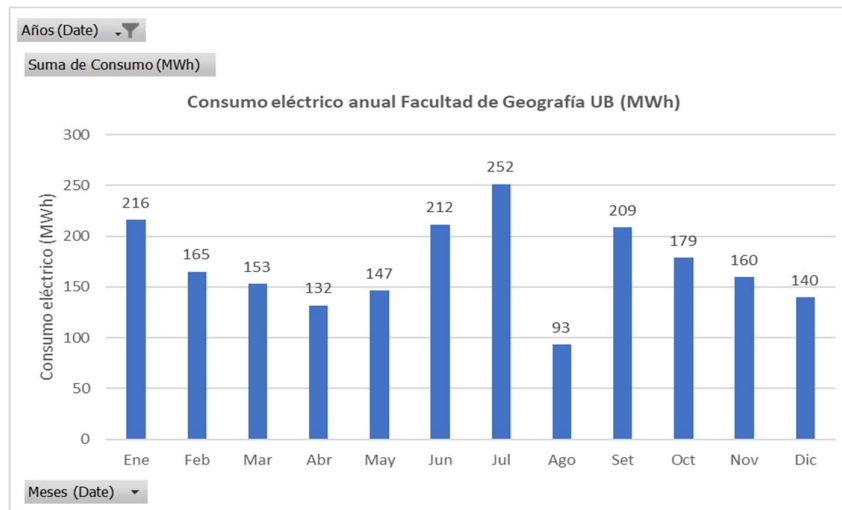


Figura 9. Consumo eléctrico anual Facultad de Geografía UB – 2019 (MWh). Fuente: Elaboración propia

En la Figura 10 se observa el consumo energético horario en los días típicos de invierno (enero) y verano (julio). En ambos casos, se observa que el mayor consumo horario se realiza en las horas de actividad entre las 8 y 21 horas. Sin embargo, aún durante la noche, hay un consumo promedio de 100kWh, el cual sería por equipos eléctricos que deban permanecer encendidos. Así mismo, se observa que el consumo durante las horas de mayor actividad (9 a 20 horas) es mayor durante el verano que en invierno, puesto que la demanda de enfriamiento es mayor a la de calefacción eléctrica.

Finalmente, en la Figura 11 se observa que el consumo eléctrico de la Facultad es menor los días sábado y domingo, debido al menor funcionamiento. Esto es compatible con el funcionamiento esperado en una institución educativa.

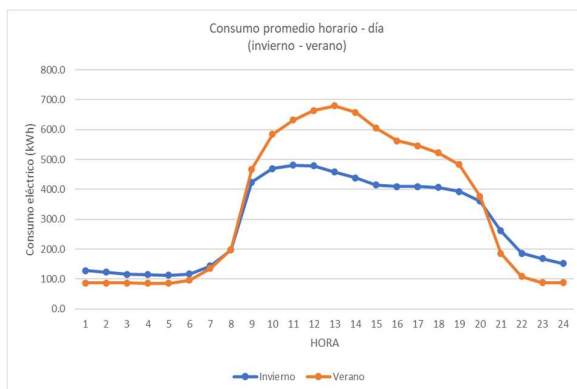


Figura 10. Consumo promedio horario Facultad de Geografía UB - día invierno/verano.

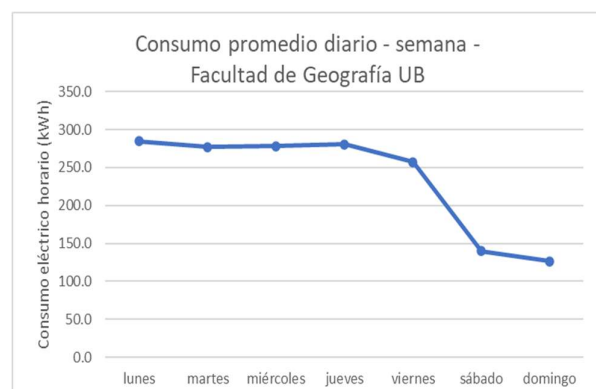


Figura 11. Consumo promedio diario - semana Facultad de Geografía UB

4.1.2 Consumo eléctrico Tiendas autoservicio

En la Figura 12 se observa que los meses con mayor consumo eléctrico de la tienda de autoservicio fueron los meses de agosto y julio, los cuales probablemente se deban al mayor uso de sistemas de ventilación y/o refrigeración. En la Figura 13, se observa que durante el día hay 2 periodos de mayor afluencia de clientes, uno entre las 12 y 15 horas, y otro entre las 20 y 22 horas. Así como también se podría identificar que el horario de funcionamiento sería entre las 10 y 23 horas. Por otro lado, también se observa que, en el verano, aún durante horas de la noche el consumo eléctrico es mayor, lo cual se debería al mayor uso de los equipos de refrigeración, por ejemplo, para conservación de alimentos. Por último, en la Figura 14 se observa que los días sábado y domingo tienen menor consumo eléctrico, esto se debería a un menor horario de atención los sábados y cierre total los domingos.

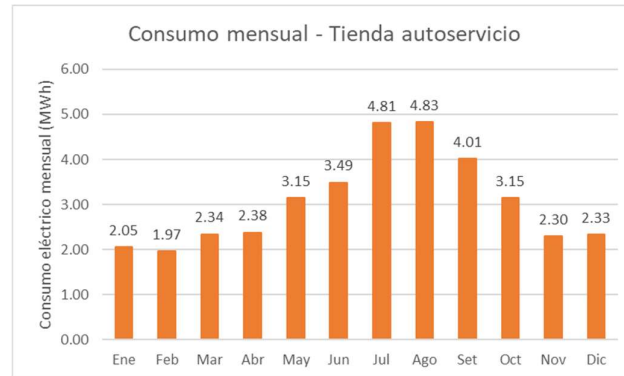


Figura 12. Consumo mensual - Tienda autoservicio

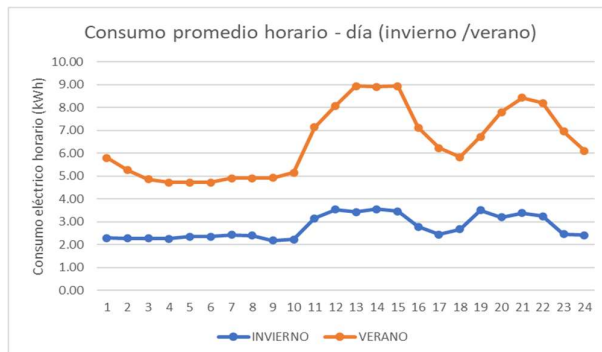


Figura 13. Consumo promedio horario – días invierno /verano - Tienda autoservicio

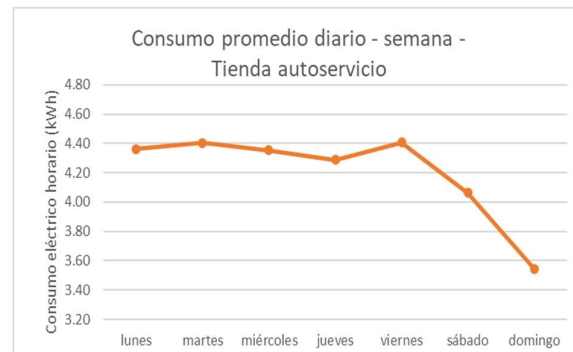


Figura 14. Consumo promedio diario - semana - Tiendas autoservicio

4.1.3 Consumo eléctrico usuarios residenciales

En la Figura 15 se observa el consumo eléctrico mensual de las familias simuladas, en la cual se muestra un mayor consumo en los meses de julio y agosto para la familia conformada por una mujer y 2 hijos (1W2CH - celeste), la cual podría ser por uso de equipos ventiladores eléctricos. Por otro lado, para la familia conformada una mujer y un hijo (1W1CH - verde), se muestra un mayor consumo en los meses de diciembre y enero. Sin embargo, de forma general, estas variaciones de consumo mes a mes no son tan representativas. En la gráfica se indican los límites máximos de consumo establecidos para el Bono Social Eléctrico por tipo de familias relevantes a nuestro caso de estudio, es decir, límites de consumo para familias formadas por 2 (Lim 2P) y 3 personas (Lim 3P), respectivamente. Las familias que sobrepasen estos límites deberán realizar acciones para disminuir su consumo o podrían perder el

apoyo económico. Por otro lado, en la Figura 16 se observa que las familias tienen un mayor consumo los fines de semana (sábado y domingo) debido a que pasan más tiempo en la vivienda.

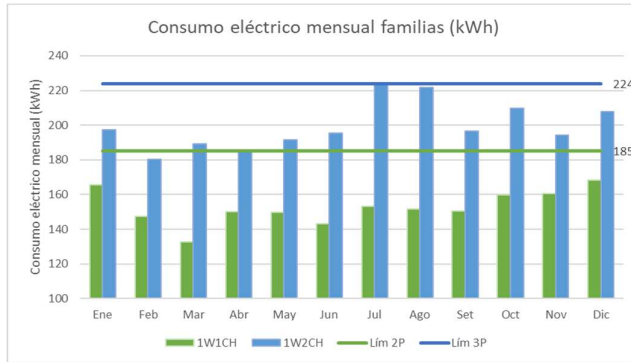


Figura 16. Consumo eléctrico mensual - Familias (kWh)



Figura 15. Consumo promedio diario - semana – Familias (kWh)

En las Figuras 17 y 18 se observa el consumo promedio horario durante días de invierno y verano de las familias. Para la familia tipo 1W1CH no se observa variación significativa de consumo en días de invierno y verano. Para la familia tipo 1W2CH se observa un mayor consumo en días de verano entre las 8 y 15 horas, lo cual podría deberse al uso de equipos de ventilación. Cabe resaltar que estos son casos simulados a partir de perfiles de usuarios creados en el *LoadProfileGenerator* en los cuáles, de forma general, el consumo de cada familia variará de acuerdo con los dispositivos electrónicos con que cuenten, así como sus hábitos de consumo. Para este caso se consideró perfiles de mujeres en desempleo, al ser un tipo de familia con riesgo de pobreza energética.



Figura 17. Consumo promedio horario – días invierno /verano – Familia 1 mujer 1 hijo



Figura 18. Consumo promedio horario – días invierno /verano – Familia 1 mujer 2 hijos

4.2 Generación de energía fotovoltaica

En la Figura 19 se muestra la producción eléctrica mensual en el primer año en la que se generaría 172.3 MWh.

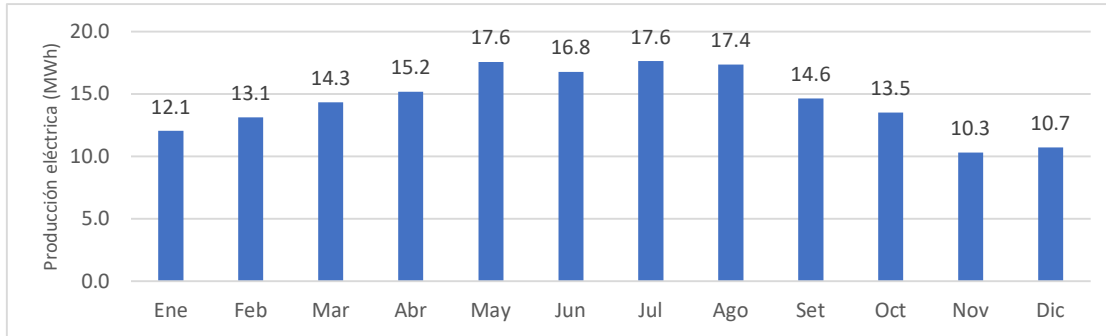


Figura 19. Producción eléctrica mensual - Año 1

En la Figura 20 se muestra la producción media horaria de la planta durante un día típico de verano e invierno, la cual difiere por las horas de sol en las mismas. Se observa que en verano la producción de electricidad sería entre las 6 y 20 horas y en invierno, entre las 8 y 17 horas.

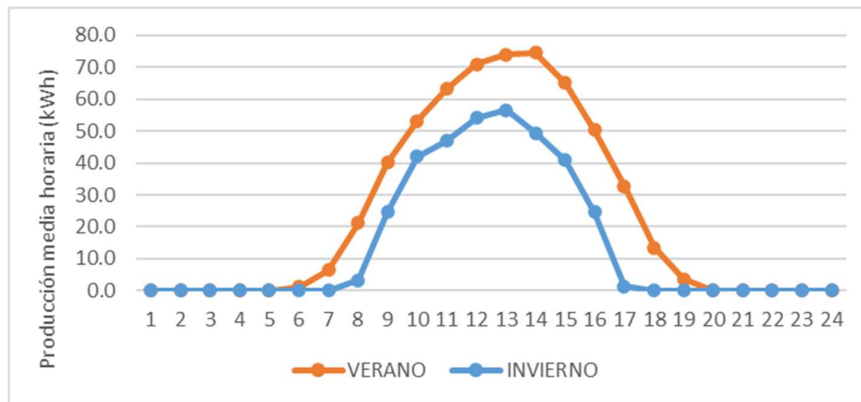


Figura 20. Producción media horaria – Año 1 (kWh)

4.3 Análisis demanda energética versus generación

En la Figura 21 se representa la demanda energética anual de la comunidad energética en los distintos escenarios. En la misma se observa que en los Escenarios 1 al 6, la demanda energética es bastante superior a la generación eléctrica de la instalación fotovoltaica de 172.3 MWh/año, debido a la inclusión de la Facultad de Geografía como actor de la comunidad, quien es consumidor de gran tamaño (usuario 6.1TD) de 2057 MWh/año.

Los Escenarios 7 y 8 tienen una demanda energética más cercanas a la generación. El Escenario 8, es el único escenario en el que la demanda energética (147 MWh/año) es menor a la generación.

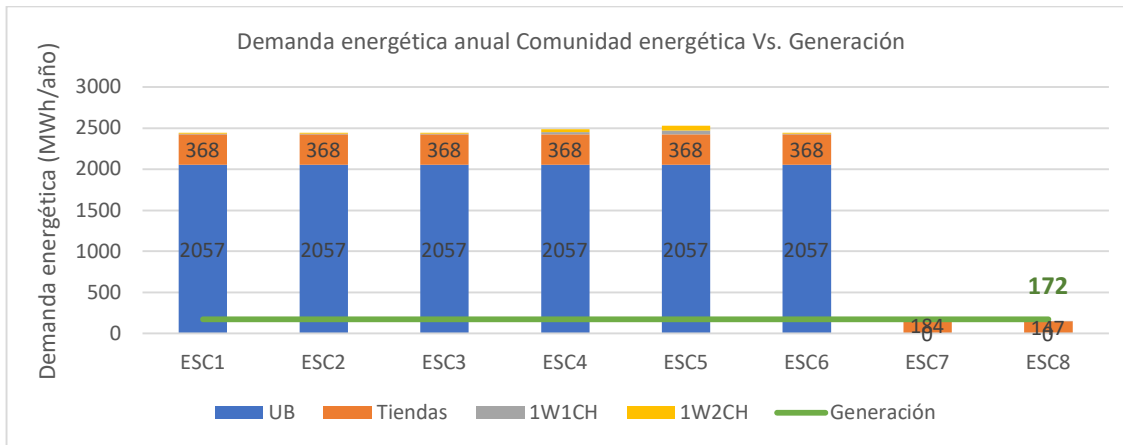


Figura 21. Demanda energética anual Comunidad energética vs Generación en los diferentes escenarios

En la Figura 22 se observa el autoconsumo, consumo de red y excedentes de energía en los diferentes escenarios. Se observa que solo en el **Escenario 1, escenario base**, el autoconsumo es igual a la generación (172 MWh/año). En el resto de los escenarios el autoconsumo es menor, y por otro lado los excedentes generados también son mayores.

Así mismo, se observa que entre los escenarios 1 al 6, el autoconsumo representa un porcentaje bajo del consumo total de la comunidad (entre 5 y 7.0%). En los Escenarios 7 y 8, en los que no se considera la UB el autoconsumo representaría una cantidad significativa del consumo total de la comunidad (41.7% a 43.1%).

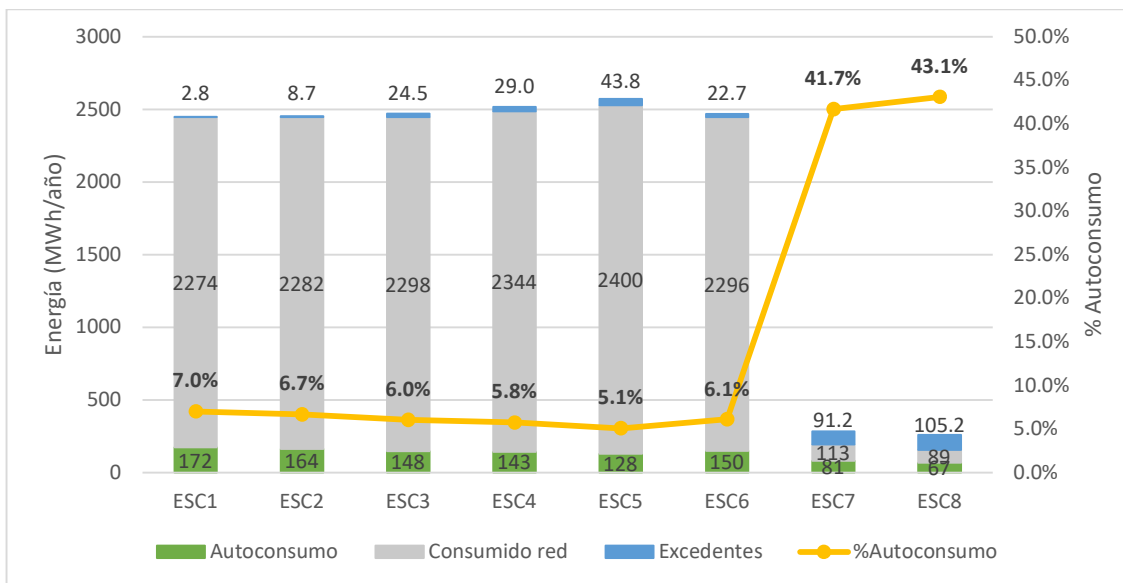


Figura 22. Autoconsumo, consumo red y excedentes

En las Figuras 23 a 26 se representa la compensación mensual para los Escenarios 1, 6, 7 y 8. Se decidió representar los Escenarios 1 y 6 por tener la misma conformación inicial de comunidad energética con la inclusión de la Facultad de Geografía, 10 tiendas de autoservicio y 10 familias, con coeficientes de reparto variables y ser buenas alternativas de distribución (alta rentabilidad). Por otro lado, se representaron los escenarios 7 y 8 en los que la demanda es más cercana a la generación y la distribución de consumo como autoconsumo, consumo de red y excedentes es más apreciable.

En las Figuras 23 y 24, se observa que para los Escenarios 1 y 6, el autoconsumo durante todo el año es poco significativa y el mayor consumo sería la red.

En las Figuras 25 y 26, se puede apreciar que tanto la demanda como la generación aumentan en los meses de verano (julio y agosto). En el Escenario 7 (Fig. 25) hay mayor consumo de red que en el Escenario 8 (Fig. 26) puesto que se consideran más usuarios.

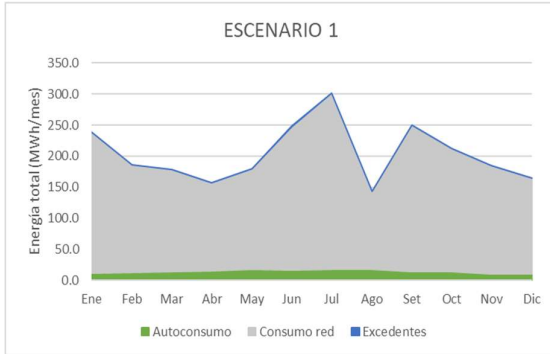


Figura 23. Compensación mensual ESC 1

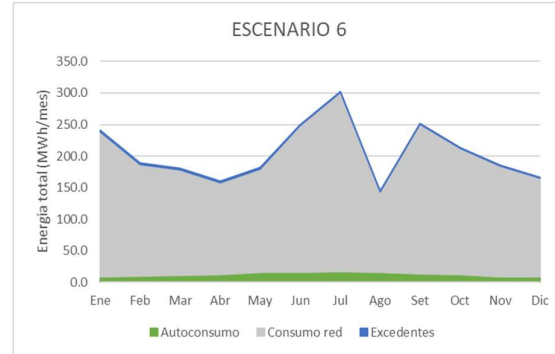


Figura 24. Compensación mensual ESC 6

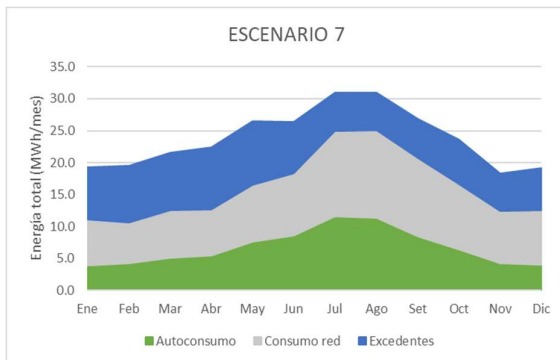


Figura 25. Compensación mensual ESC 7

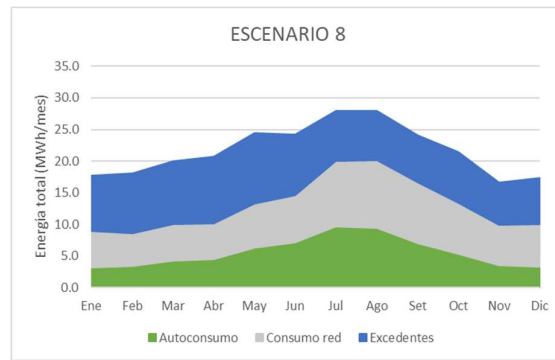


Figura 26. Compensación mensual ESC 8

En las Figuras 27 a 34, se representan la compensación horaria en los Escenarios 1, 6, 7 y 8. En las mismas se puede observar la distribución del consumo entre el consumo de red y el autoconsumo, así como la generación de excedentes que son compensados. En las mismas se puede observar de igual forma que el consumo energético es menor en los días de invierno, que en los días de verano.

De las Figuras 27 a 30, se observa que el ESC 6 tiene mayor generación de excedentes que el ESC 1, lo cual no es favorable debido a que la compensación por excedentes tiene menor valor que el autoconsumo.

De las Figuras 31 a 34, se observa que para ESC 7 y ESC 8, tanto en invierno como en verano, el mayor consumo de red se da en horas de noche en las que no hay generación de energía fotovoltaica. Siendo mayor el consumo de red en verano. Así mismo, se observa que para el ESC 7 el autoconsumo es mayor en verano (Figura 32), siendo también mayor que en el ESC 8.

Por otro lado, se observa claramente que en ESC 7 y ESC 8, habría más energía excedentaria vertida a la red que en ESC 1 y ESC 6. Esto debido a que en ESC 7 y ESC 8 hay menos actores, los cuales no llegan a consumir la energía generada durante las diferentes horas del día, a diferencia de ESC 1 y ESC 6 en la que la UB consume toda la energía que se le brinda.

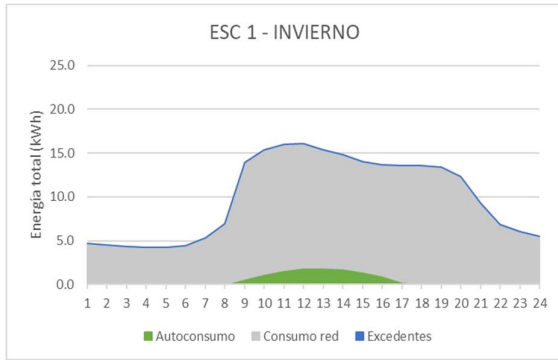


Figura 28. Compensación horaria ESC 1 - INVIERNO

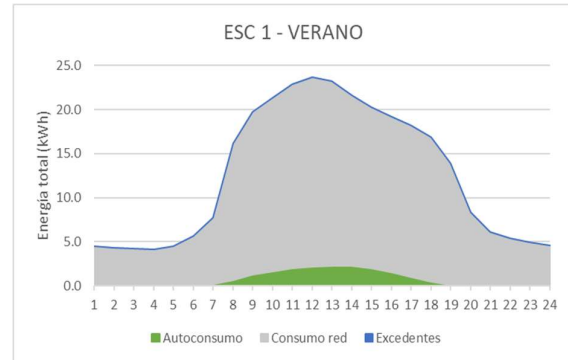


Figura 27. Compensación horaria ESC 1 - VERANO

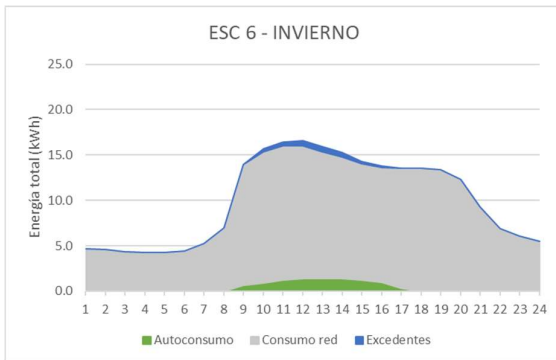


Figura 29. Compensación horaria ESC 6 - INVIERNO

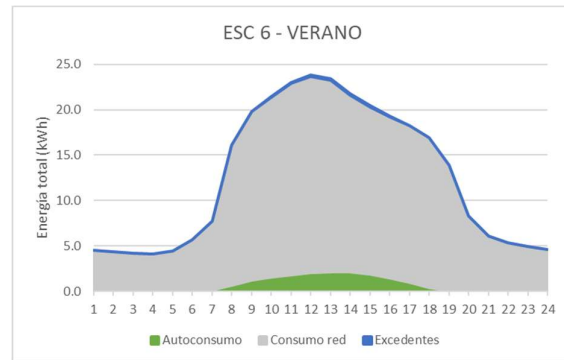


Figura 30. Compensación horaria ESC 6 - VERANO

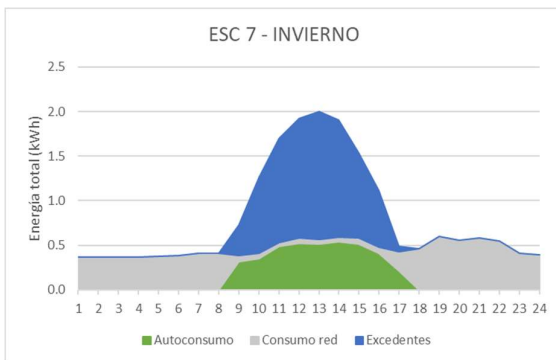


Figura 31. Compensación horaria ESC 7 - INVIERNO

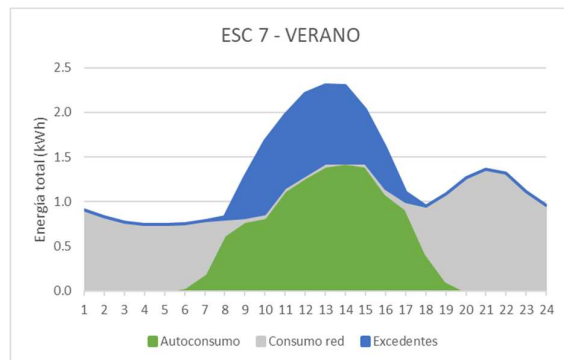


Figura 32. Compensación horaria ESC 7 - VERANO

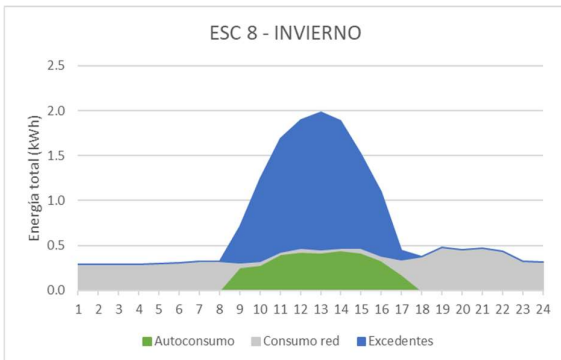


Figura 34. Compensación horaria ESC 8 - INVIERNO

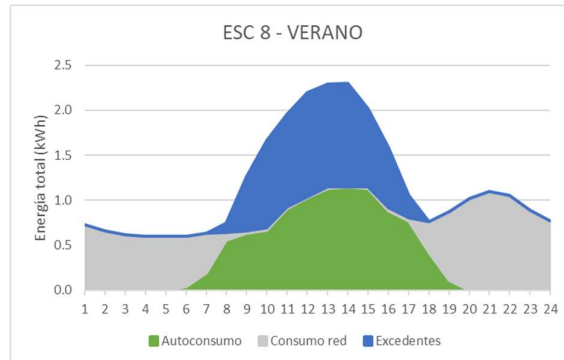


Figura 33. Compensación horaria ESC 8 - VERANO

4.4 Ahorros generados

En la Figura 35 se representa los ahorros económicos de los usuarios en el Año 1. En esta se puede observar cómo la misma energía generada por una instalación fotovoltaica de 100kWp puede generar distintos beneficios económicos según cómo y a qué tipo de usuarios se reparta la energía. Se puede ver que el ESC 6 genera mayores beneficios económicos debido a que el precio de energía eléctrica para las tiendas de autoservicio, usuarios tipo 2.0TD, es mayor a los precios de compra de los usuarios 6.1TD en varios periodos, resultando en un mayor beneficio total.

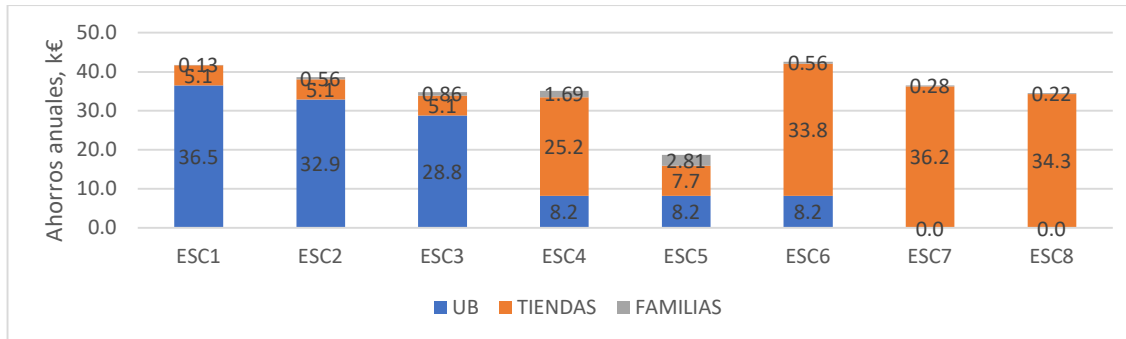


Figura 35. Ahorros económicos de los usuarios en Año 1

4.4.1 Análisis de beneficio económico de usuario público: Facultad de Geografía e Historia

En la Figura 36 se muestra el pago de factura eléctrica de la Facultad de Geografía (UB) sin instalación fotovoltaica (s/ PV) y los ahorros que se generarían en los distintos escenarios. Se observa que el **Escenario 1, escenario base**, en la que la energía se repartió de acuerdo con las potencias máximas de consumo de los usuarios, es en el que la UB tendría un mayor ahorro (36.5 k€ - 8% del pago actual).

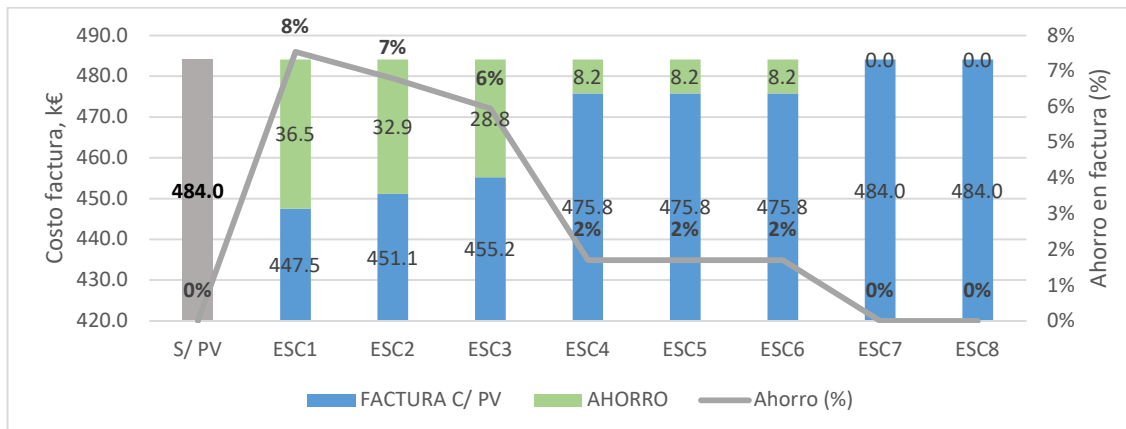


Figura 36. Pago y ahorro factura eléctrica UB - Año 1

4.4.2 Análisis de beneficio económico a usuarios privados: Tiendas de autoservicio

En la Figura 37 se muestra el pago de factura eléctrica para cada tienda de autoservicio de forma particular sin instalación fotovoltaica (s/ PV) y los ahorros que obtendrían en los distintos escenarios. En esta se observa que los mayores beneficios de ahorro particular los obtendrían en los ESC 7 y ESC 8, en las cuales ya no se considera a la UB dentro del sistema y el número de actores de la comunidad disminuye (Figura 4). En el ESC 8 tendrían un ahorro de 8.57 k€ (82% de ahorro en su factura eléctrica durante el primer año), el cual sería un escenario atractivo para los usuarios privados inversionistas.

En esta también se observa que en los Escenarios 1 al 3, el ahorro sería de apenas de €513 en el primer año (5% de ahorro en sus facturas eléctricas), por lo que se considera que no sería un beneficio atractivo económicamente.

Por lo anterior, se establecieron los **Escenarios 6, 7 y 8**, en las cuales se considera un **coeficiente de reparto ($\beta_{i, TA}$) de 7%, 19% y 24%** para cada tienda de autoservicio. De las cuales como podemos ver en la Figura 37, se obtienen ahorros en sus facturas eléctricas de 32%, 69% y 82%, respectivamente.

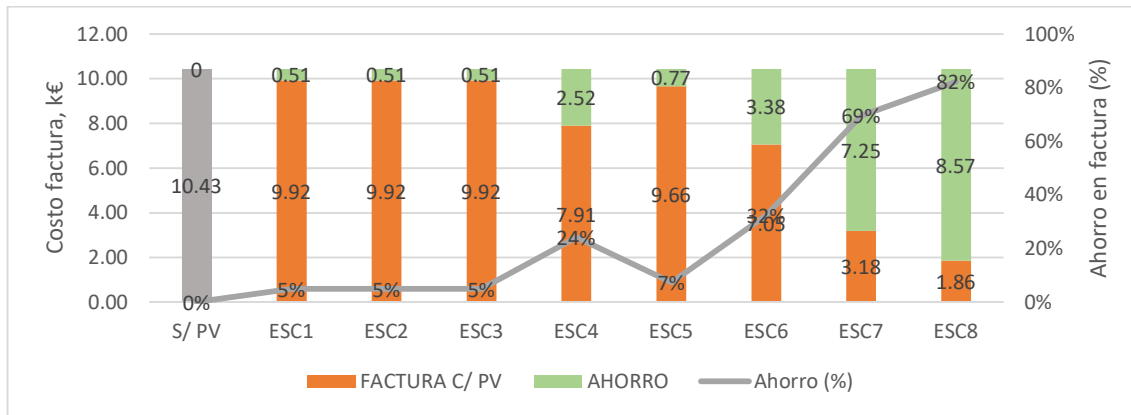


Figura 37. Pago y ahorro factura eléctrica TIENDA - Año 1

4.4.3 Análisis de beneficio social

En las Figuras 38 y 39 se observa el coste anual de las facturas eléctricas de las familias tipo 1W1CH y 1W2CH, respectivamente. Se presenta el coste sin instalación (s/ PV), los costes en los diferentes escenarios en caso de que fueran usuarios con PVPC sin bono (gris) y en el caso que fueran familias en situación de “muy vulnerable” y con acceso al Bono Social Eléctrico del 80% (verde).

En estas se observa que el coste real de las facturas eléctricas de las familias sería de €402 y €514 para las familias tipo 1W1CH y 1W2CH, respectivamente, las cuales se reducen significativamente con el Bono. Así mismo, si las familias no tuvieran acceso al Bono, el porcentaje de ahorro en sus facturas sería el equivalente.

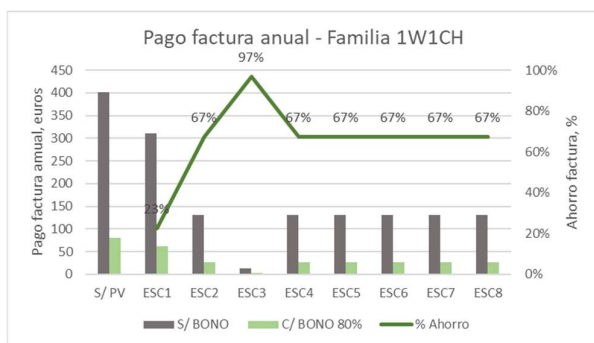


Figura 38. Pago factura anual - Familia 1W1CH

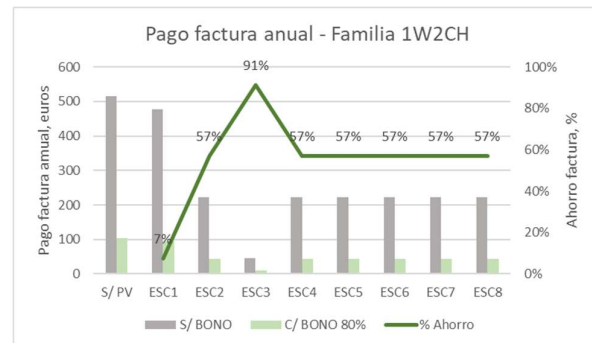


Figura 39. Pago factura anual - Familia 1W2CH

En las mismas también se observa que en el **Escenario 1, Escenario base**, el beneficio social, percibido como el ahorro en las facturas eléctricas de los usuarios residenciales es baja, 23% y 7%, para las familias tipo 1W1CH y 1W2CH, respectivamente. Esto debido a que la energía concedida a los mismos era de tan solo 0.25% para las familias 1W1CH y 0.10% para las 1W2CH.

Por lo anterior, con el objetivo de obtener beneficios sociales significativos para las familias, se establecieron los ESC 2 y ESC 3, proporcionando coeficientes de reparto de 1% y 2% para cada una de

las familias, respectivamente. En el **Escenario 2** ($\beta_{i, RES} = 1\%$), se obtuvieron ahorros de 67% y 57% para las familias tipo 1W1CH y 1W2CH, respectivamente, los cuales ya resultan ahorros considerables. En el **Escenario 3** ($\beta_{i, RES} = 2\%$) se obtuvieron ahorros de 97% y 91%, en el cual las familias tendrían acceso a energía prácticamente gratuita. Sin embargo, se observó que la energía brindada sería más de la que necesitarían, pues en los cálculos internos se pudo observar que varios meses del año su factura eléctrica sería de 0, con la aparición de excedentes de energía no compensados, lo cual serían pérdidas económicas para el proyecto. Esto implica una reducción en el VAN como se puede ver en la Figura 40 donde este indicador disminuye a 337.4 k€. Por tanto, se consideró que un coeficiente de reparto de 1.0% para cada familia sería adecuado, dejándolo fijo para los siguientes escenarios.

Así mismo se observa que si bien el Bono social es un beneficio económico para las familias en situación de pobreza energética, los ahorros económicos provenientes del autoconsumo se estarían reduciendo de igual forma en 80%, lo cual resultaría en pérdida de rentabilidad para el proyecto.

4.5 Análisis de rentabilidad

4.5.1 VAN y TIR del proyecto

En la Figura 40 se presenta el VAN y TIR del proyecto, en la cual se puede observar que existe una rentabilidad razonable (VAN positivo, TIR > 5.0%) en mayor o menor medida para todos los escenarios planteados. En el mismo se observa que el escenario con mayor rentabilidad es el Escenario 6, con VAN de 452.3 k€ y TIR de 37.8%.

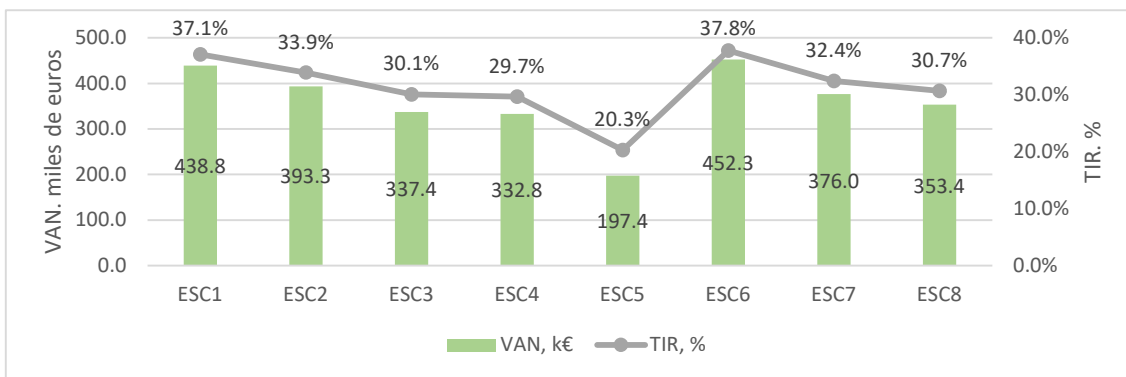


Figura 40. Indicadores económicos del proyecto: VAN y TIR

4.5.2 PB del proyecto y tiempo de recuperación de inversión usuarios

Para el análisis de rentabilidad, se consideró que los recursos fueron propios, en los cuales, los usuarios inversionistas serían los usuarios públicos y privados. En la Figura 41 se representa el porcentaje de financiamiento de los usuarios inversionistas, el Payback (PB) del proyecto y el tiempo de recuperación de la inversión de cada usuario.

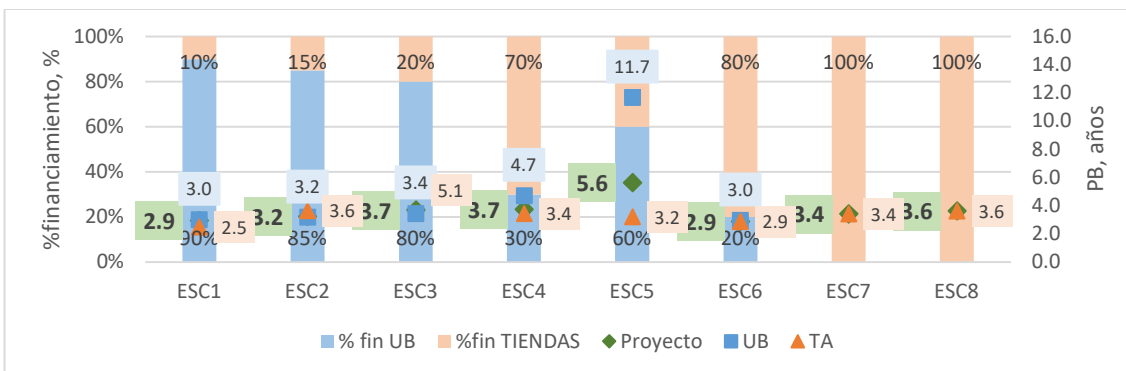


Figura 41. % Financiamiento cubierto Vs. Tiempo de retorno de la inversión (PB) proyecto y usuarios inversionistas

Observando referencias como los mostrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) [25], indican periodos de recuperación para consumidores comerciales, servicios y administraciones públicas entre 4 y 5 años. Sin embargo, estas consideran instalaciones de hasta 10kWp. Por lo que, para el caso, para instalaciones mayores a 50 kWp, tipo industrial, refieren 3 años de recuperación de la inversión. Lo cual, indicaría tener periodos de recuperación razonables. Así, por ejemplo, en el Escenario 6, el tiempo de recuperación del proyecto es de 2.9 años, la UB recuperaría su inversión en 3.0 años y cada una de las tiendas de autoservicio la recuperaría en 2.9 años.

4.5.3 Análisis de variación de rentabilidad con variación de beneficio social

Los escenarios 4 y 5, que se plantearon con el objetivo de ver el diferente grado de afectación de rentabilidad del proyecto, brindando energía sin retorno a la inversión, a mayor número de familias, 30 y 50 familias, que como se puede ver en la Figura 42, representan un 30% y 50% del total de energía producida, respectivamente. Para el **Escenario 4 (30 familias)**, se observa que el VAN resulta en 332.8 k€ y para el **Escenario 5 (50 familias)**, en 197.4 k€. Sin embargo, para este último, observando la Figura 41 el PB para la UB sería 11.7 años, lo cual no sería un proyecto atractivo.

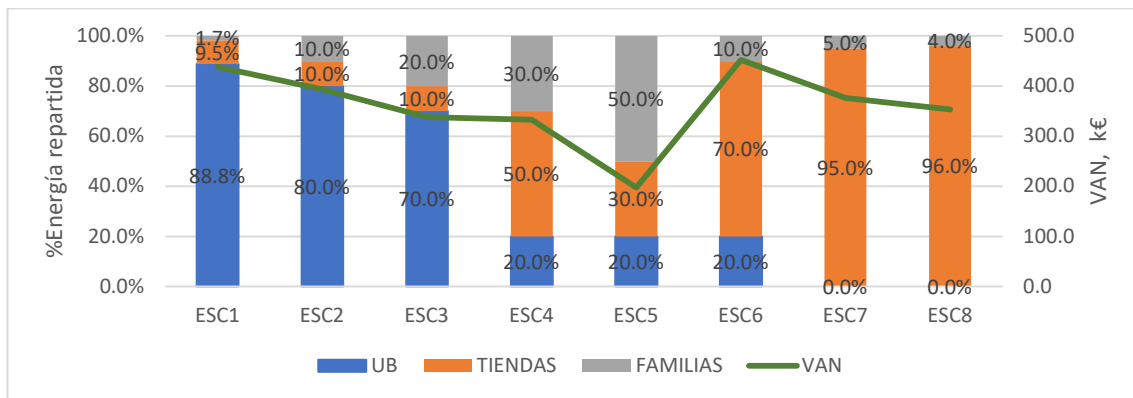


Figura 42. Energía generada repartida vs. VAN proyecto en los diferentes escenarios de estudio

4.5.4 Beneficio económico desglosado (VAN) por usuarios

En la Figura 43, se observa el beneficio económico desglosado a lo largo del periodo del proyecto (25 años) como el Valor Actual Neto (VAN), el cual está afectado por los ahorros generados y la inversión realizada por cada usuario. En esta podemos ver, que para el Escenario 5, el proyecto no resultaría rentable para la Facultad de Geografía, pues con la inversión estipulada (60%), la misma no recuperaría su inversión.

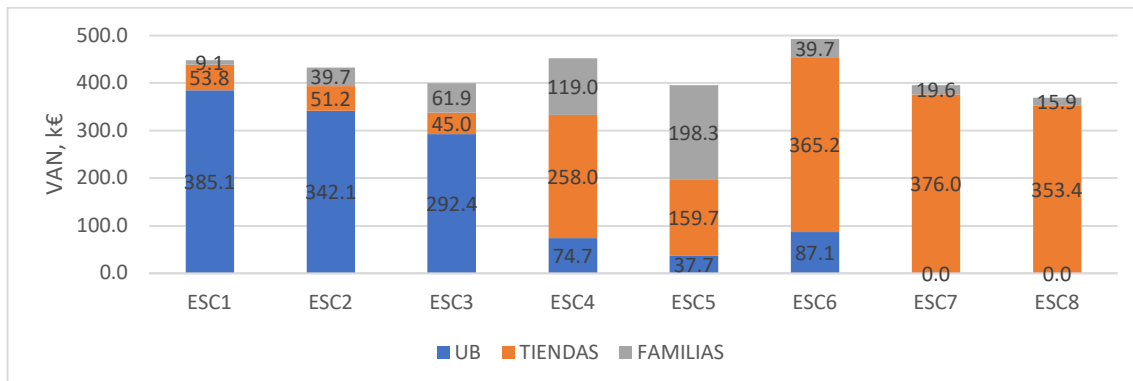


Figura 43. Beneficio económico desglosado por usuarios (VAN)

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tras realizar el análisis de los resultados siguiendo la metodología indicada se llegó a las siguientes conclusiones:

Del análisis de rentabilidad realizado, se concluye que **es viable técnica y económicamente establecer una comunidad energética en la que se incluya a familias en situación de pobreza energética** sin que los inversionistas dejen de obtener beneficios económicos por el mismo, con las ventajas de que apoyan a la comunidad. En particular, en los esquemas de Comunidad Energética estudiados, la Facultad de Geografía se beneficiaría de ahorrar hasta en un 8% de la factura eléctrica anual (ESC 1), así como de tener acceso a energía limpia y contribuir a su plan de Eficiencia Energética y Sostenibilidad. Las tiendas de autoservicio tendrían la oportunidad de ahorrar en sus facturas eléctricas hasta un 82% (ESC 8), ser más sostenibles al acceder a energía más limpia, así como garantizar su responsabilidad social apoyando a familias en situación de pobreza energética.

Más aún, las familias podrían tener un acceso a la energía garantizado, así como el poder ser parte de la transición energética. De la estimación de ahorro de facturas de las familias se determinó que **la asignación de un coeficiente de reparto de 1%, a cada familia en situación de pobreza energética sería razonable como beneficio social**. Por otro lado, se considera que la aplicación del Bono Social disminuye los beneficios económicos del proyecto, por lo que se debe buscar optimizar la energía distribuida a las familias, o sugerir la aplicación de ayudas tras la entrega de energía de la comunidad energética.

De los escenarios estudiados, **todos los casos mostraron indicadores económicos positivos a nivel global del proyecto**, con un VAN positivo y TIR mayor a tasa de descuento. **Sin embargo, en el ESC 5** (50 familias), el VAN obtenido es el de menor valor (197.4 k€), mientras que el tiempo de recuperación (PB) para la UB es muy alto (11.7 años), **por lo que no sería un proyecto viable para este actor en específico**. Estos resultados indican que para que este esquema de proyecto sea viable, debería modificarse el porcentaje de financiamiento asignado a los actores.

El ESC 6 fue el más rentable económicamente con un VAN de 452.3 k€, TIR de 37.8% y PB de 2.9 años. Esto debido a que se brindó un total de 70% a las tiendas de autoservicio, usuarios con tarifa 2.0TD, quienes tienen un mayor precio de compra de la energía eléctrica en la mayoría de los casos. Por tanto, **este tipo de proyectos tendrá mayor rentabilidad cuánta más energía se asigne a los usuarios con mayor coste de energía eléctrica**. Cabe indicar que si bien en el escenario propuesto, se consideraron 10 tiendas de autoservicio, en la cual cada una ahorraría 32% de su factura eléctrica en el primer año, el ahorro particular aumentaría en el caso de reducir el número de tiendas.

Más aún, se considera que el ESC 6 es un esquema muy positivo puesto que considera a diferentes tipos de usuarios: público, privado y residenciales, los cuales complementan sus roles en la comunidad, lo cual favorece al desarrollo e integración de esta. Así, la Facultad de Geografía dispondría de su techo para la instalación fotovoltaica, como pondría parte del financiamiento; las tiendas de autoservicio dispondrían de financiamiento y las familias serían las beneficiarias, tomando parte activa de las actividades de la comunidad en pro del desarrollo sostenible de la sociedad.

Para la implementación de una comunidad energética como la aquí planteada **dentro de un caso real se debería considerar las prioridades del proyecto antes de decidir el escenario que resultaría más conveniente**. Si la prioridad es abastecer de energía limpia a la Facultad de Geografía, se sugiere el ESC 2. En el caso que se tenga como prioridad beneficiar a mayor número de familias, se sugeriría el ESC 4 (30 familias). Si la prioridad es que los usuarios privados tengan mayor beneficio económico, se sugeriría establecer un esquema tipo el ESC 6 (considerando la UB) o el ESC 7 (sin considerar a la UB).

En la Tabla 12 se resumen los beneficios y desventajas de los diferentes escenarios.

Tabla 12. Resumen de beneficios y desventajas de Escenarios

ESCENARIO	BENEFICIO	DESVENTAJA
1	Máximo autoconsumo (172.3 MWh)	Bajo beneficio social (Ahorro de familias de 23% y 7%)
2	Adecuado beneficio social (Ahorro de familias de 67% y 57%)	Bajo beneficio económico de Tiendas (Ahorro= 5.0%)
3	Mayor beneficio social (Ahorro de familias de 97% y 91%)	Bajo beneficio económico de Tiendas (Ahorro= 5.0%)
4	Mayor número de familias beneficiadas (30 familias)	Menor rentabilidad
5	Mayor número de familias beneficiadas (50 familias)	No rentable para la UB (PB= 11.7 años)
6	Máxima rentabilidad (VAN =452.3 k€)	Bajo beneficio económico UB (Ahorro = 5.0%)
7	Mayor beneficio económico de Tiendas (Ahorro= 69%)	No participa UB
8	Mayor beneficio económico de Tiendas (Ahorro= 82%)	No participa UB

Se considera positivo incluir a grandes actores o actores que, en conjunto, de acuerdo con su comportamiento de demanda energética durante el día, **disminuyan la generación de excedentes generados**, que si bien, son compensados, estos **tienen un valor menor al precio de compra de energía** (Precio excedentes para 2.0 TD y 6.1 TD = 0.158 €/kWh vs. Precio compra promedio 2.0 TD (0.296 €/kWh); 6.1 TD (0.243 €/kWh)).

A partir del análisis de demanda energética de los usuarios, se pudo observar que el consumo energético de los usuarios público y privado es mayor en verano, con pico de consumo entre julio y agosto, lo cual es coincidente con la tendencia de generación fotovoltaica y por tanto favorable para la mayor incidencia de autoconsumo. Lo mismo representa a la vez una mayor valorización económica de la energía generada que cuando se compensan los excedentes generados en las horas donde hay mayor producción que demanda. Así mismo, se observó que el autoconsumo sería mayor durante las horas de día, en las que hay generación fotovoltaica y por las noches habría un mayor consumo de red.

Así mismo se observó **que la instalación fotovoltaica de 100 kWp**, la cual es la potencia máxima de instalación para acceder a este mecanismo de compensación en autoconsumo según regulación, generaría 172.3 MWh/año. La misma **estaría subdimensionada para la comunidad energética planteada inicialmente** que incluye a un actor de gran demanda como la Facultad de Geografía, quien consume 2057 MWh/año. Así, para el Escenario 1, que considera 10 tiendas y 10 familias, la generación solo representa un 7.0% de la demanda energética anual. Cabe indicar que la participación de la Facultad de Geografía se considera importante debido a que es el actor que posee de un tejado con espacio adecuado para la instalación, además de poder tener mayor participación en la comunidad local y liderar la transición energética.

Se recomienda seguir el procedimiento de dimensionamiento de instalaciones en base a la demanda energética de los usuarios, o tener en cuenta la referencia de estas en comparación con la generación y los objetivos de autoabastecimiento de las comunidades energéticas, teniendo en cuenta el límite normativo para sistemas bajo este modelo.

Por otro lado, para autoabastecer el consumo de edificios de gran demanda eléctrica como centros educativos, se requerirían de grandes instalaciones de fotovoltaica, es por ello, que se debe analizar alternativas energéticas en conjunto. Por ejemplo, para este tipo de edificación se recomendaría

evaluar la viabilidad técnico-económica de una instalación geotérmica, ya que esta es una buena alternativa para la producción de calor, frío y ACS en grandes instalaciones.

Finalmente, cabe comentar que se podría calcular esquemas de reparto óptimos usando algoritmos que optimicen la rentabilidad variando los coeficientes de reparto, especialmente dado que la regulación actual permite el establecimiento de coeficientes distintos para cada hora y usuario. Para este estudio se utilizó coeficientes de reparto fijos para todo el año, lo cual podría resultar óptimo para ciertos períodos donde algunos miembros de la comunidad tienden a disminuir su consumo mientras que otros lo incrementan. Por otro lado, en un próximo estudio, se recomendaría evaluar la viabilidad técnico-económica incluyendo distintas opciones de financiación, más allá del uso de capital propio como se ha considerado en este análisis.

6. REFERENCIAS

- [1] Empowermed, «Área Metropolitana de Barcelona - Análisi de cas pilot,» Barcelona, 2020.
- [2] V. Pavés, «INFORMACIÓN,» 02 01 2023. [En línea]. Available: <https://www.informacion.es/medio-ambiente/2023/01/02/olas-calor-mataron-5-300-80598773.html>. [Último acceso: 13 06 2023].
- [3] Amigos de la Tierra, «Sin dejar a nadie atrás. Las comunidades energéticas como herramienta frente a la pobreza energética,» Amigos de la Tierra Internacional, Madrid, 2023.
- [4] J. Ortiz, M. Jiménez Martínez, A. Alegría-Sala, S. Tirado-Herrero, I. González Pijuan, M. Guiteras Blaya y L. Canals Casals, «Tackling Energy Poverty through Collective Advisory Assemblies and Electricity and Comfort Monitoring Campaigns.,» *Sustainability*, vol. 13, nº 9671, p. 28, 2021.
- [5] S. T. Herrero, «Indicadors municipals de pobresa energètica a la ciutat de Barcelona,» RMIT Europe, Barcelona, 2018.
- [6] P. e. al, «LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles,» 2022. <https://doi.org/10.21105/joss.03574>
- [7] EU Science Hub, «PVGIS Online Tool».
- [8] MITECO, «Ministerio para la Transición Ecológica y Reto demográfico,» 2019. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf.
- [9] IDAE, «Consumos del Sector Residencial en España,» IDAE, España.
- [10] Amigos de la Tierra, «Energía comunitaria. El potencial de las comunidades energéticas en el estado español,» 2021.
- [11] REPSOL, «REPSOL,» REPSOL, 2023. [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/comunidades-energeticas/index.cshtml>.
- [12] Renewable Energy Magazine, «Energías-renovables,» 02 febrero 2022. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/panorama/las-comunidades-energeticas-aumentan-la-confiabilidad-y-20220209>. [Último acceso: 2023].
- [13] IDAE, «IDAE,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/comunidades-energeticas>.
- [14] IDAE, «IDAE,» 15 12 2022. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/noticias/el-miteco-apoya-29-proyectos-de-comunidades-energeticas-impulsados-por-cerca-de-93000>.
- [15] BOE, « Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 06 abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>.
- [16] BOE, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 28 12 2022. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/12/27/20/con>.

- [17] INE, «Instituto Nacional de Estadística,» 2009. [En línea]. Available: https://www.ine.es/dyngs/INEbase/es/operacion.htm?c=Estadistica_C&cid=1254736177032&menu=ultiDatos&idp=1254735976614. [Último acceso: 11 06 2023].
- [18] MITECO, «MITECO,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.es/bono-social/Paginas/preguntas-frecuentes-bono-social.aspx>. [Último acceso: 06 06 2023].
- [19] JA SOLAR, «Autosolar,» [En línea]. Available: <https://cdn.autosolar.es/pdf/datasheet-deep-blue-480-505.pdf>.
- [20] AutoSolar, «AutoSolar,» 2023. [En línea]. Available: https://autosolar.es/inversores-hibridos-monofasicos/inversor-growatt-min-5000tl-xh?gclid=CjwKCAjwmbqoBhAgEiwACIjzEEWj3pAhY9Ho9q9SnKVb0Qf9n9NWZtnRFwKeRyOrVRy40qZ3mq2kIhoCg-wQAvD_BwE&gclid=aw.ds. [Último acceso: 01 05 2023].
- [21] Amigos de la Tierra, «Comunidades Energéticas Renovables. Análisis del impacto energético y socioeconómico en el Estado español,» Amigos de la Tierra, 2020.
- [22] A. Roth, R. Brückmann, M. Jimeno, M. Dukan, L. Kitzing y B. Breitschopf, *DTU Library*, 2021.
- [23] BOE, «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 24 01 2020. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066. [Último acceso: 01 06 2023].
- [24] Universitat de Barcelona, «Oficina de Seguretat, Salut i Medi Ambient - UB,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.ub.edu/ossma/es/medio-ambiente/indicadores-ambientales/consumo-electricidad>.
- [25] UNEF, «Unión Española Fotovoltaica,» 06 2022. [En línea]. Available: https://istas.net/sites/default/files/2022-06/Seminario%20Descarbonizaci%C3%B3n_UNEF.pdf.
- [26] A. & P. M. Bhat, «SolarAnywhere,» 01 02 2022. [En línea]. Available: <https://www.solaranywhere.com/es/2022/estimate-pv-soiling-losses-with-solaranywhere/>. [Último acceso: 15 05 2023].
- [27] Inergy, «Pérdidas en un Sistema Fotovoltaico,» 06 01 2021. [En línea]. Available: <https://www.inergy.com.mx/post/p%C3%A9rdidas-en-un-sistema-fotovoltaico>. [Último acceso: 10 06 2023].
- [28] M. A. Bella, «Dimensionado de Sistemas fotovoltaicos,» SAVIA, Madrid, 2007.
- [29] SomEnergia, «SomEnergia,» 28 04 2023. [En línea]. Available: <https://blog.somenergia.coop/tarifas-electricidad-y-sector-electrico/tarifas-y-precios-de-la-luz/2021/04/la-nueva-tarifa-2-0td-para-contratos-domesticos-y-pequenas-empresas/>. [Último acceso: 01 06 2023].
- [30] SomEnergia, «Centro de ayuda Som Energia,» 2023. [En línea]. Available: <https://es.support.somenergia.coop/article/1108-horarios-y-periodos-de-la-tarifa-3-0td-y-las-tarifas-de-alta-tension-6-1td-6-2td-6-3td-y-6-4td>. [Último acceso: 2023].

- [31] Generalitat de Catalunya, «Gencat,» [En línea]. Available: https://treball.gencat.cat/ca/ambits/relacions_laborals/ci/calendari_laboral/festes_generals_locales_Cat/index.html. [Último acceso: 01 06 2023].
- [32] Red Eléctrica, «Esios Red Eléctrica,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>. [Último acceso: 2023].
- [33] BBVA, «BBVA,» Sostenibilidad y Banca Responsable, 21 02 2023. [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-son-las-comunidades-energeticas-y-como-funcionan/>.
- [34] Autosolar, «Autosolar,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/inversores-hibridos-monofasicos/inversor-growatt-min-5000tl-xh>.

ANEXOS

Anexo I. Límites máximos anuales y mensuales establecidos para el Bono Social Eléctrico

Tabla 13. Límites máximos anuales y mensuales establecidos para el Bono Social Eléctrico. Fuente: REE

CATEGORIAS	LÍMITE MÁXIMO ANUAL (KWH)	LÍMITE MÁXIMO MENSUAL (KWH)
>Demanda individual / Unidad de convivencia formada por dos personas	1.587	132
Unidad de convivencia formada por tres personas / Pensionistas (cuantía mínima) / Unidad de convivencia formada por personas siendo una de ellas un menor	2.222	185
Unidad de convivencia formada por cuatro personas / Unidad de convivencia formada por tres personas siendo dos de ellas menores	2.698	224
Unidad de convivencia formada por cinco o más personas / Unidad de convivencia formada por cuatro personas siendo tres de ellas menores / Familias numerosas	4.761	396

Anexo II. Pérdidas de energía y aspectos técnicos de la instalación fotovoltaica

- a. **Pérdidas de energía por ensuciamiento:** De acuerdo con la ubicación geográfica y la Figura 44 que indica la estimación de pérdida anual de suelo por región a nivel mundial [26], para Barcelona se consideró unas pérdidas por ensuciamiento de 0.15%.

Figure 1: Soiling Loss Map Based on SolarAnywhere Data and HSU Soiling Model

Annual Mean Soiling Loss (2006-2020); Fixed-tilt PV System

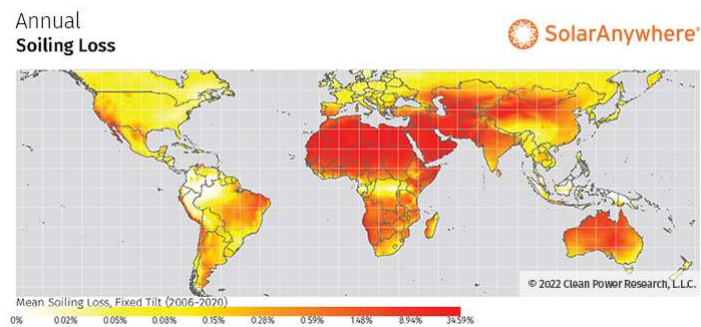


Figura 44. Mapa de pérdidas anuales promedio de suelo. Fuente: SolarAnywhere

- b. **Pérdidas de energía por cableado:** En el cableado eléctrico se producen pérdidas por el efecto Joule, la cual depende de los calibres y longitudes de los cables empleados. Los cables de corriente directa (CD) normalmente se encuentran expuestos a los rayos solares lo que provoca un calentamiento importante. Para minimizar estas pérdidas se puede evitar colocarlas al ras del suelo levantándolas a 10cm. Por otro lado, el cableado de Corriente alterna (CA), también sufrirá pérdidas por calentamiento y distancias. En este caso, este cableado normalmente está protegido del sol, por lo que sus pérdidas podrían ser menores [27]. El factor de rendimiento de cableado varía de 0.95 a 0.99. El cableado se debe seleccionar para que las caídas de tensión sean menores al 3% en cualquiera de los circuitos del sistema. [28] Para el sistema se consideró pérdidas de 1%.

c. Pérdidas de energía por el inversor: De acuerdo con la información brindada por el proveedor GROWATT y como se puede observar en la Tabla 7 de las principales características del inversor, la eficiencia europea del inversor seleccionado, la cual es una eficiencia ponderada con condiciones de Europa central, es de 97.5%, por lo que las pérdidas a considerar serían de 2.5%.

d. Pérdidas de energía por envejecimiento: De acuerdo con la garantía del proveedor del panel solar JAM66S30 - 500/MR, la degradación anual es de 0.55%.

De esta forma, para el primer año de funcionamiento del sistema se consideró las pérdidas por rendimiento por cables, inversor y ensuciamiento y a partir del mismo, se consideró las pérdidas por envejecimiento. Se considera que dentro del mantenimiento anual se realizaría una limpieza de los paneles por lo que el factor de ensuciamiento no sería acumulativo. Así en la tabla 6 se resumen los coeficientes de pérdida (k) y la variación del Performance Ratio (PR) por la influencia de estos.

e. Tabla 14. Pérdidas del sistema solar consideradas – año 1. Fuente: Elaboración propia

PÉRDIDAS	k	PR
Ensuciamiento	-0.15%	99.85%
Cables	-1.00%	99.00%
Inversor	-2.50%	97.50%
Envejecimiento (anual)	-0.55%	99.45%
TOTAL	-4.20%	95.80%

En la Tabla 15 se muestra los datos de dimensionamiento de la planta, para el cual, considerando una disposición de 5 hileras de 40 placas, resultaría en un espacio de 1,020m² teniendo en cuenta el espacio de separación óptimo de 5.21m para evitar el efecto de solapamiento entre placas. En el anexo se muestran los resultados detallados para el dimensionamiento de la planta.

En la Tabla 15 se muestra los aspectos técnicos de la planta y la Tabla 16, los parámetros de producción de energía de esta. Además, cabe indicar que el sistema tendrá pérdidas adicionales debido a los factores indicados en la Tabla 18, por lo que, en el primer año realmente tendría unas pérdidas totales de 13.04%.

Tabla 15. Dimensionamiento de la planta fotovoltaica

Potencia DC	kW	100
Potencia AC	kW	100
Inclinación de los módulos, β	°	37
Azimuth	°	-1
Superficie de la planta	m ²	1020

Tabla 16. Aspectos técnicos de la planta

N° módulos	200
Superficie de módulos, m²	475
N° inversores	20

Tabla 17. Parámetros de producción de energía de la planta – año 0

Pérdidas del sistema, k	%	13.04%
Producción de electricidad anual, Eac	MWh	173.3
Radiación anual en el plano, H	kWh/m ²	1977
Rendimiento de la planta, Yp	h	1733
Rendimiento de radiación, Yr	h	1977

Tabla 18. Pérdidas totales del sistema – año 1. Fuente: elaboración propia

PÉRDIDAS	k
Ángulo de incidencia	-2.53%
Efectos espectrales	0.73%
Temperatura y baja irradiancia	-7.04%
Otros (sistema)	-4.20%
TOTAL	-13.04%

Anexo III. Diagrama de flujo de cálculo de facturación autoconsumo colectivo

Para período de facturación m , con total de horas igual a H :

Valor = 0

Coste = 0

Sumh = 0

Para cada usuario i , para cada h en H :

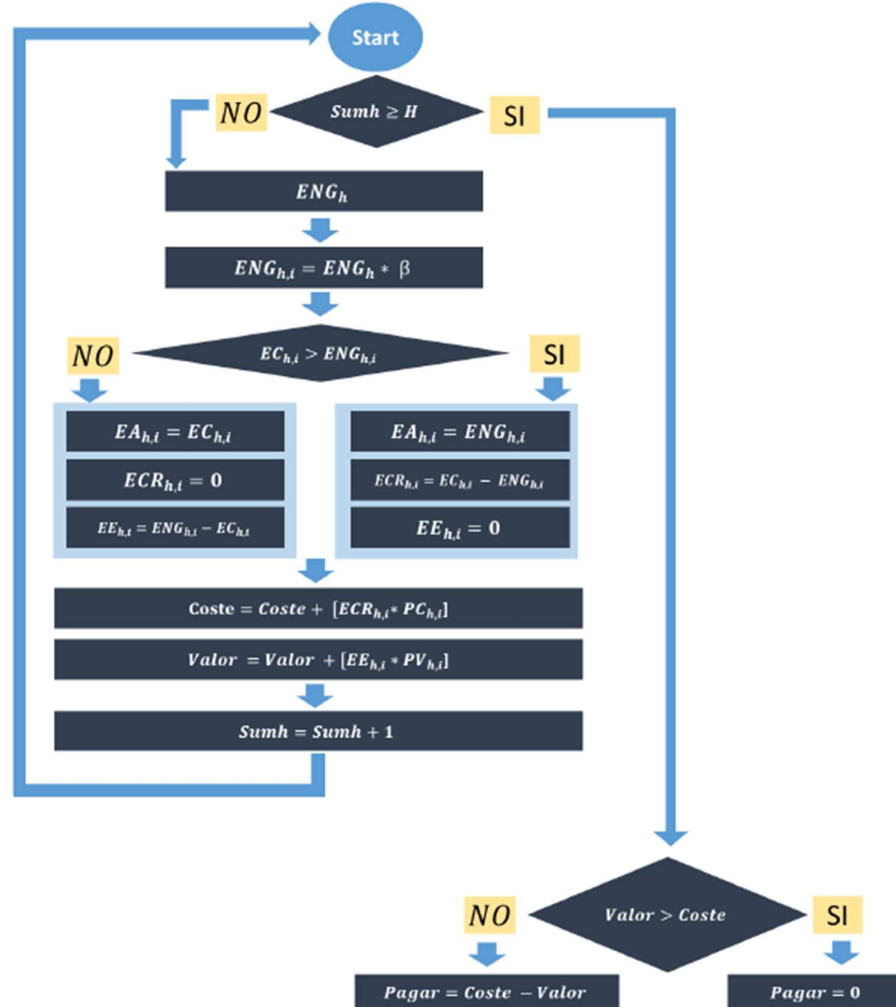


Figura 45. Diagrama de flujo de cálculo de facturación autoconsumo colectivo. Fuente: Mariana Jiménez

Anexo IV. Cálculo de los precios de compra y venta de energía

Los precios de compra de energía para los usuarios público (Facultad de Geografía de la UB) y privado (Tiendas de autoservicio), se definieron de acuerdo con su tarifa eléctrica correspondiente y considerando los precios de una comercializadora en el mercado libre como referencia. En particular, se utilizaron los precios aplicados por SomEnergía a sus usuarios a partir del 01 de mayo 2023, y que son presentados en la Tabla 19.

Tabla 19. Precios de compra de energía para usuarios 2.0 TD y 3.0 TD. Fuente: SomEnergía [29]

Tarifa	Período	Precio de la energía (€/kWh)
2.0TD	Punta	0.359
	Llano	0.288
	Valle	0.242
6.1TD	P1	0.252
	P2	0.269
	P3	0.252
	P4	0.237
	P5	0.230
	P6	0.219

Para la aplicación del esquema de compensación simplificada, los precios de la Tabla 19 fueron distribuidos de forma horaria para un año entero (8,760 horas), tomando como referencia el año 2023. Para tiendas de autoservicio, Tarifa 2.0 TD, la distribución de los precios horarios de energía se realizó en base al tramo correspondiente de precio (valle, llano o punta) según la hora y día de semana – considerando si el día es laborable, fin de semana o festivo – según lo dispuesto en la Circular 3/2020 y resumido en la Figura 46.



Figura 46. Periodos término energía Tarifa 2.0TD - Fuente: SomEnergía [29]

Por su parte, para la Facultad de Geografía de la UB, Tarifa 6.1 TD, la selección de tarifa horaria se realizó en base a los tramos de precio correspondientes a la zona territorial de la Península, representados en la Figura 47.

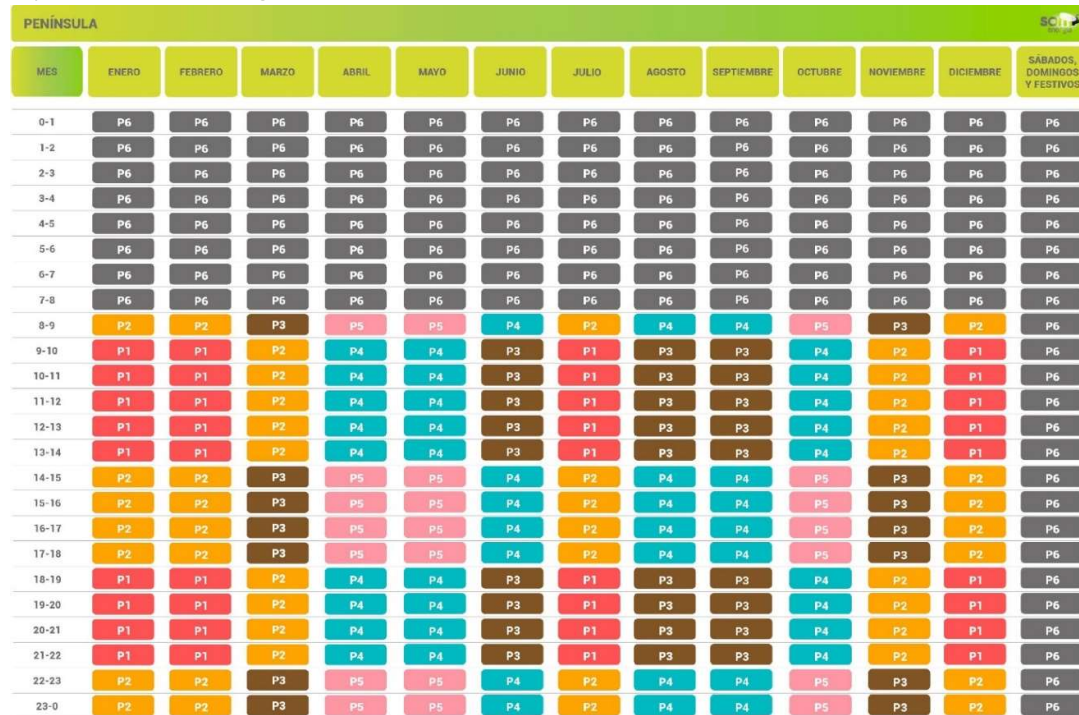


Figura 47. Periodos de facturación de potencia y energía para zona peninsular. Fuente: SomEnergía [30]

Los festivos estatales de España y locales de Barcelona [31] considerados para ambos casos se listan en la tabla 14.

Tabla 20. Festivos 2023 - Barcelona. Fuente: GenCat

06/01/2023	Viernes 6 de enero	Reyes Magos
07/04/2023	Viernes 7 de abril	Viernes Santo
10/04/2023	Lunes 10 de abril	Lunes de Pascua
01/05/2023	Lunes 1 de mayo	Día del Trabajo
05/06/2023	Lunes 5 de junio	Lunes de Pascua Granada
24/06/2023	Sábado 24 de junio	Sant Joan
15/08/2023	Martes 15 de agosto	La Asunción
11/09/2023	Lunes 11 de septiembre	Diada (Fiesta Nacional de Catalunya)
25/09/2023	Lunes 25 de septiembre	Día de la Mercè
12/10/2023	Jueves 12 de octubre	Fiesta Nacional de España
01/11/2023	Miércoles 1 de noviembre	Día de Todos los Santos
06/12/2023	Miércoles 6 de diciembre	Día de la Constitución
08/12/2023	Viernes 8 de diciembre	Día de la Purísima
25/12/2023	Lunes 25 de diciembre	Navidad
26/12/2023	Martes 26 de diciembre	Sant Esteve

Para el cálculo de beneficio por excedentes para los usuarios público y privado se consideró el precio de compensación por excedentes en autoproducción indicado por SomEnergía de 0.158 €/MWh. [29]

Por otro lado, para los usuarios residenciales, las cuales se consideraron serían familias en situación de pobreza energética y con acceso al Bono social eléctrico, por lo cual, de acuerdo con los dispuesto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre y la Orden ETU/943/2017, los consumidores que podrían beneficiarse del mismo deberían tener un contrato en mercado regulado a través de un comercializador de referencia (COR)¹ cuyo precio de energía ofertado será siempre el PVPC. Para los cálculos de los usuarios residenciales, se tomaron en cuenta los precios PVPC medio mensuales reportados para cada tramo de precio durante el último año (julio 2022 a junio 2023), presentados en la Figura 45 y detallados en la Tabla 21. Los valores horarios para este período fueron extraídos de la base de datos de acceso público Esios – Red eléctrica [32]. De la misma forma se consideró el precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC - venta).

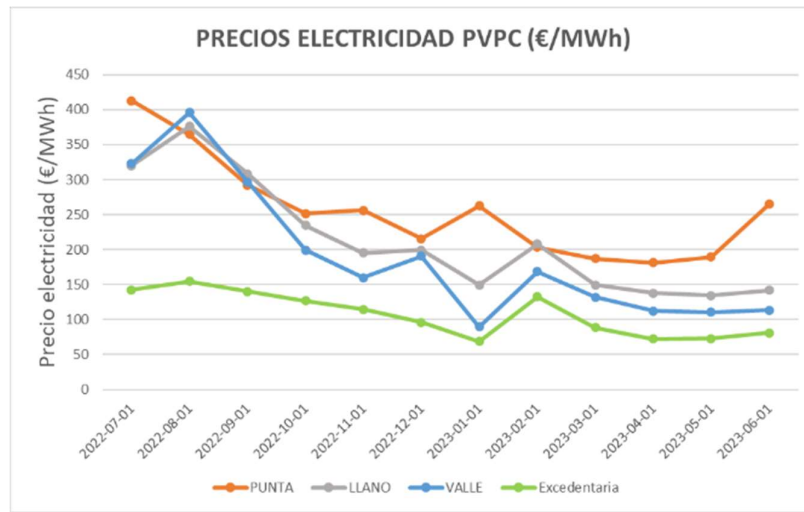


Figura 48. Precio electricidad PVPC. Fuente: Elaboración propia con datos de Esios - REE [32]

Tabla 21. Precios PVPC Compra y venta EE en €/MWh (jul 2022 - jun 2023). Fuente: Esios [32]

MES	PVPC - Compra			PVPC - Venta
	PUNTA	LLANO	VALLE	
2022-07-01	364	320	323	142.3
2022-08-01	413	376	396	154.4
2022-09-01	364	309	297	140.4
2022-10-01	292	235	199	126.6
2022-11-01	252	195	160	114.8
2022-12-01	256	199	190	96.2
2023-01-01	215	149	90	68.7
2023-02-01	262	208	169	132.6
2023-03-01	203	149	132	88.6
2023-04-01	187	138	112	72.5
2023-05-01	181	134	110	72.8
2023-06-01	190	142	114	80.9
PROMEDIO	265	213	191	108

Anexo V. Evolución del consumo de electricidad de la Universitat de Barcelona

¹ La lista de COR activas en España puede consultarse en la página de MITECO [18]

Evolució del consum d'electricitat a la UB (1995-2022)

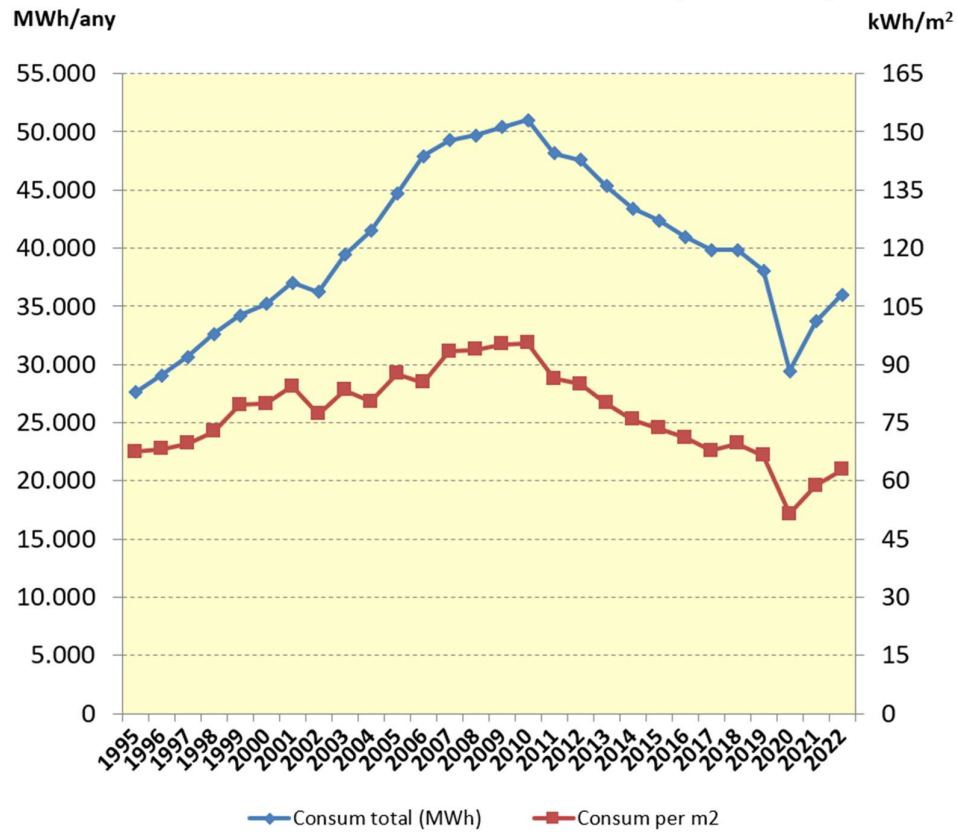


Figura 49. Evolució del consum de electricitat de la Universitat de Barcelona. Fuente: OSSMA – UB [24]