



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA
COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-
PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO.**

AUTOR: ALFONSO ESTEVAN CASTILLA

TUTOR: MANUEL ALCÁZAR ORTEGA

COTUTORA: CARLA ISABEL MONTAGUD MONTALVÁ

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a la Cátedra de Cambio Climático de la UPV el apoyo mostrado y la oportunidad de trabajar con gente dedicada y motivada.

A mi cotutora Carla Isabel Montagud Montalvá, que me dio la oportunidad de trabajar con la Cátedra y me ayudó siempre que lo necesitaba.

A mi tutor Manuel Alcázar Ortega por ayudarme con sus conocimientos técnicos y aconsejarme siempre correctamente.

A la Unidad de Medioambiente de la UPV por facilitarme los documentos necesarios para llevar a cabo mi estudio y por responder muy rápido y eficientemente a todas mis dudas.

A mis amigos, por haber estado ahí en todo momento, los cuales me han ayudado durante el proyecto, en especial a Javier Francés.

Y por último a mi familia, por su apoyo incondicional. En especial a mi padre, que me ha acompañado durante todo este recorrido haciendo sacar lo mejor de mí.

Resumen

En este Trabajo Final de Grado se realizará un estudio sobre la viabilidad de una comunidad energética entre la Universitat Politècnica de València y los edificios circundantes.

Para ello se evaluará el potencial de la UPV para la producción de electricidad con fuentes renovables, se contará con todos los espacios disponibles dentro de la universidad; tejados, superficies ...

Se revisará la normativa vigente para estudiar la posibilidad de que la UPV pueda vender/regalar los excedentes de la producción eléctrica a la comunidad. En caso de que la normativa no lo permita, se propondrán los cambios legislativos necesarios para llevar a cabo dicha posibilidad.

Finalmente se estudiará el impacto económico y ambiental que tendrá la creación de la comunidad energética para la UPV y para su entorno. Con todo lo mencionado anteriormente se podrá hacer un estudio completo del proyecto propuesto.

RESUM

En aquest Treball Final de Grau es realitzarà un estudi sobre la viabilitat d'una comunitat energètica entre la Universitat Politècnica de València i els edificis circumdants.

Per a això s'avaluarà el potencial de la UPV per a la producció d'electricitat amb fonts renovables, es comptarà amb tots els espais disponibles dins de la universitat; teulades, superfícies ...

Es revisarà la normativa vigent per a estudiar la possibilitat que la UPV pugua vendre/regalar els excedents de la producció elèctrica a la comunitat. En cas que la normativa no ho permeta, es proposaran els canvis legislatius necessaris per a dur a terme aquesta possibilitat.

Finalment s'estudiarà l'impacte econòmic i ambiental que tindrà la creació de la comunitat energètica per a la UPV i per al seu entorn. Amb tot l'esmentat anteriorment es podrà fer un estudi complet del projecte proposat.

ABSTRACT

In this Bachelor Final Work, a study will be conducted about the viability of an energy community between the Polytechnic University of Valencia and the surrounding buildings.

To accomplish that, the potential of the UPV to produce electricity with renewable energy will be evaluated, all the available spaces inside the university will be usable.

The actual normative will be revised in order that the UPV can sell/gift the surplus energy to the community. In case the normative does not allow it, legislative changes will be proposed to carry out that possibility.

Finally, the economic and environmental impact of the creation of the energy community for the UPV and its surroundings will be studied and assessed. With all mentioned above, a complete study and analysis of the project can be carried out.

Índice:

Listado de figuras	8
Listado de tablas.....	12
1. Introducción:.....	13
1.1 Objetivos:.....	13
1.2 Justificación y motivación:	13
1.3 Alcance	17
1.4 Organización del proyecto.....	17
1.5 Normativa.....	17
2. Energía solar fotovoltaica y las comunidades energéticas locales.....	19
2.1 La energía solar	19
2.2 Energía solar fotovoltaica.....	21
2.2.1 Energía solar fotovoltaica en España.....	23
2.3 Comunidades Energéticas Locales	25
2.3.1 Concepto de las Comunidades Energéticas Locales	25
2.3.2 Beneficios y ventajas de las CEL.....	29
2.3.2.1 Educación y aceptación	30
2.3.2.2 Beneficios económicos	30
2.3.2.3 Protección del clima y sostenibilidad.....	30
2.3.2.4 Participación	31
2.3.2.5 Objetivos de generación de energía renovable	31
2.3.2.6 Construcción de comunidad y autorrealización	31
2.3.2.7 Innovación	31
2.3.3 Barreras de las CEL	32
2.3.3.1 Organización	32
2.3.3.2 Fundación y financiación	33
2.3.3.3 Gestión de la energía	34
2.3.3.4 Distribución de los beneficios.....	34
2.3.4 Desarrollo y estado actual de las CEL en España	34
2.3.5 Fases para desarrollar una CEL	37
3. Metodología.....	38
3.1 Consumos individuales de los edificios	39
3.2 Producción fotovoltaica UPV	41
3.2.1 Simulación en PVsyst.....	45
3.3 Comparación de la producción individual de cada edificio con su consumo	53
3.3.1 Medidas para reducir el consumo	62
3.4 Estudio económico	63
4. Presupuesto	67
4.1 Consideraciones previas	67

4.2	Recursos humanos	67
4.3	Amortización de softwares y equipos	67
4.4	Resumen del presupuesto de la ingeniería previa.....	68
4.5	Presupuesto de ejecución de la obra	68
4.5.1	Presupuesto para la obra eléctrica:.....	70
4.5.2	Equipos principales:.....	70
4.5.3	Sistema de monitorización:	70
4.5.4	Contratación de personal:	70
5.	<i>Estudio de rentabilidad.....</i>	71
5.1	Costo nivelado de la energía (LCOE).....	71
5.1.1	Estimación de los gastos anuales	71
5.1.2	Cálculo del LCOE	73
5.1.3	Precio de venta de la electricidad	73
5.2.	Escenario 1: La UPV actúa como un IPP	76
5.2.1	Tasa Interna de Retorno	76
5.2.2	Valor Actual Neto	78
5.2.3	<i>Pay Back</i>	78
5.3	Escenario 2: La UPV auto-consume la energía producida.....	79
5.3.1	Tasa Interna de Retorno	79
5.3.2	Valor Actual Neto	81
5.3.3	<i>Pay Back</i>	81
5.4	Escenario 3: La UPV crea una comunidad energética con los vecinos que se encuentran a 500 metros a la redonda.	82
5.4.1	Tasa Interna de Retorno	82
5.4.2	Valor Actual Neto	83
5.4.3	<i>Pay Back</i>	83
6.	<i>Conclusiones</i>	85
6.1	Conclusiones	85
6.2	Replicabilidad	88
	<i>Anexo A: Especificaciones de los equipos utilizados.....</i>	89
1	Generador fotovoltaico	89
2	Inversores	90
3	Estructura Soporte	92
4	Cableado	93
5	Protecciones	93
6	Medidas	94
7	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	94
8	Medidas de seguridad eléctricas.....	94
	<i>Anexo B: Gráficos de los excedentes de la UPV</i>	96
	<i>Referencias.....</i>	113

Listado de figuras

Figura 1.1 - Potencia solar fotovoltaica instalada anualmente en España desde 2007 hasta 2019.

Figura 1.2 – Diagrama del funcionamiento del programa “Missions V`alencia 2030”.

Figura 1.3 – Diagrama del dise˜no del programa “Missions V`alencia 2030”.

Figura 2.1 – Irrradiaci3n solar media a nivel mundial.

Figura 2.2 – Paneles solares fotovoltaicos.

Figura 2.3 – Captador solar t3rmico de cilindros parab3lico.

Figura 2.4 – Precio hist3rico del m3dulo fotovoltaico.

Figura 2.5 – Capacidad fotovoltaica en Europa (GW).

Figura 2.6 – Potencia instalada en Espa˜na peninsular.

Figura 2.7- Energıa solar fotovoltaica generada en Espa˜na en 2019 por comunidad aut3noma.

Figura 2.8 – Representaci3n conceptual de una comunidad energ3tica local.

Figura 2.9 - Fases de desarrollo de una CEL.

Figura 3.1 - Diagrama de bloques del Trabajo Final de Grado.

Figura 3.2 - Consumo energ3tico por edificio.

Figura 3.3 - Consumo energ3tico por edificio.

Figura 3.4 - Estructura a instalar en los parkings de la UPV (Estudio energ3tico UMA).

Figura 3.5 - Ventana principal PVsyst.

Figura 3.6 - Base de datos Meteoronom 8.0.

Figura 3.7 - Localizaci3n de la simulaci3n.

Figura 3.8 - Resultados de la base de datos Meteoronom 8.0.

Figura 3.9 - Orientación.

Figura 3.10 - Orientación y ángulo de las placas solares instaladas.

Figura 3.11 - Definición de los equipos principales.

Figura 3.12 – Resultados principales.

Figura 3.13 - Resultados de la simulación para los próximos 25 años.

Figura 3.14 – Ventana para obtener la radiación anual horaria.

Figura 3.15 - Variable que se van a representar.

Figura 3.16 – Porcentaje de la potencia instala en la UPV por escuelas.

Figura 3.17 – Comparativa de la energía excedente de la escuela de industriales en el mes de enero.

Figura 3.18 – Comparativa de la energía excedente de la escuela de edificación, de la escuela de informática y del edificio de rectorado en el mes de enero.

Figura 3.19 – Comparativa de la energía excedente los días laborales de enero de la UPV.

Figura 3.20 – Comparativa de la energía excedente los sábados de enero de la UPV.

Figura 3.21 – Comparativa de la energía excedente los domingos de enero de la UPV.

Figura 3.22 – Tipo de licitación de los suministros de media y baja tensión para la UPV.

Figura 3.23 – Radio de 500m dibujado desde los varios puntos del perímetro de la UPV.

Figura 5.1 Precio medio aritmética de venta de la energía durante los últimos 5 años (en €/MWh).

Figura 5.2 Cash flow del proyecto al tratar a la UPV como un IPP.

Figura 5.3 Cash flow del proyecto al tratar a la UPV como un IPP y tener en cuenta un aumento del 5% en los materiales.

Figura 5.4 Cash flow del proyecto al tratar a la UPV como un si auto-consumiese energía.

Figura 5.5 - Cash flow del proyecto al tratar a la UPV como una comunidad energética.

Figura 1A- Estructura soporte empleada.

Figura 1B- Comparativa de la energía excedente los días laborales de febrero de la UPV.

Figura 2B– Comparativa de la energía excedente los sábados de febrero de la UPV.

Figura 3B – Comparativa de la energía excedente los domingos de febrero de la UPV.

Figura 4B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de marzo de la UPV.

Figura 5B– Comparativa de la energía excedente sábados de marzo de la UPV.

Figura 6B – Comparativa de la energía excedente los domingos de marzo de la UPV.

Figura 7B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de abril de la UPV.

Figura 8B – Comparativa de la energía excedente sábados de abril de la UPV.

Figura 9B– Comparativa de la energía excedente los domingos de abril de la UPV.

Figura 10B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de mayo de la UPV.

Figura 11B – Comparativa de la energía excedente los sábados de mayo de la UPV.

Figura 12B – Comparativa de la energía excedente los domingos de mayo de la UPV.

Figura 13B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de junio de la UPV.

Figura 14B– Comparativa de la energía excedente los sábados de junio de la UPV.

Figura 15B – Comparativa de la energía excedente los domingos de junio de la UPV.

Figura 16B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de julio de la UPV.

Figura 17B – Comparativa de la energía excedente los sábados de julio de la UPV.

Figura 18B – Comparativa de la energía excedente los domingos de julio de la UPV.

Figura 19B– Comparativa de la energía excedente los días laborales de agosto de la UPV.

Figura 20B – Comparativa de la energía excedente los sábados de agosto de la UPV.

Figura 21B– Comparativa de la energía excedente los domingos de agosto de la UPV.

Figura 22B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de septiembre de la UPV.

Figura 23B – Comparativa de la energía excedente los sábados de septiembre de la UPV.

Figura 24B – Comparativa de la energía excedente los domingos de septiembre de la UPV.

Figura 25B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de octubre de la UPV.

Figura 26B – Comparativa de la energía excedente los sábados de octubre de la UPV.

Figura 27B – Comparativa de la energía excedente los domingos de octubre de la UPV.

Figura 29B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de noviembre de la UPV.

Figura 30B – Comparativa de la energía excedente los sábados de noviembre de la UPV.

Figura 31B – Comparativa de la energía excedente los domingos de noviembre de la UPV.

Figura 32B - Comparativa de la energía excedente los días laborales de diciembre de la UPV.

Figura 33B – Comparativa de la energía excedente los sábados de diciembre de la UPV.

Figura 34B – Comparativa de la energía excedente los domingos de diciembre de la UPV.

Listado de tablas

Tabla 2.1 – Diferencias entre las comunidades energéticas ciudadanas y las comunidades energéticas renovables.

Tabla 3.1 Listado de posibles instalaciones en cubiertas en el Campus de Vera por transformador.

Tabla 3.2 Listado de posibles instalaciones en cubiertas en el Campus de Vera por edificio.

Tabla 4.1 – Presupuesto total recursos humanos.

Tabla 24.2– Presupuesto total softwares y equipos informáticos.

Tabla 4.3 – Presupuesto total de la ingeniería previa.

Tabla 4.4 – Presupuesto total ejecución de la obra.

Tabla 5.1 – Costes totales de la instalación durante la vida útil de la instalación.

Tabla 5.2 – Flujos de caja durante los 25 años de vida útil de la instalación tratando a la UPV como un IPP.

Tabla 5.3– Flujos de caja durante los 25 años de vida útil de la instalación tratando a la UPV como un si la energía producida fuese auto-consumida energía.

Tabla 5.4 – Flujos de caja durante los 25 años de vida útil de la instalación tratando a la UPV como una comunidad energética.

1. Introducción:

1.1 Objetivos:

El presente documento se corresponde con el TFG (Trabajo Final de Grado) del alumno Alfonso Estevan Castilla, estudiante de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ETSII), siendo uno de los objetivos de este trabajo la obtención del título del Grado de Ingeniería de la Energía, demostrando los conocimientos y las aptitudes adquiridos durante el grado.

Este trabajo consiste en realizar un estudio técnico-económico acerca de la rentabilidad de una comunidad energética local (CEL) situada en el campus de Vera y en los alrededores de ella.

Por lo tanto, el objetivo principal de este trabajo de fin de grado es analizar el potencial fotovoltaico de los edificios de la UPV y estudiar la viabilidad técnico-económica de una comunidad energética para el intercambio de recursos energéticos entre los edificios de la Universidad y su entorno.

1.2 Justificación y motivación:

La motivación para la realización de este trabajo viene dada por la creciente popularidad y necesidad de las instalaciones fotovoltaicas. Como ya somos conscientes, el calentamiento global es una amenaza constante y ya ha empezado a causar cambios irreversibles en este planeta. Una de las maneras en las que podemos intentar frenar este terrible acontecimiento es mediante una transición energética, utilizando menos energías fósiles y empleando mayores tecnologías verdes. En España el uso de la energía verde se encuentra en etapa de crecimiento y a pesar de haber tenido un tiempo de muy poca producción fotovoltaica durante los años 2009 hasta 2018 tal y como muestra la figura a continuación se están realizando grandes esfuerzos para ser cada vez más un país puntero en este sector. En la siguiente gráfica se muestra el gran crecimiento en el año 2019.

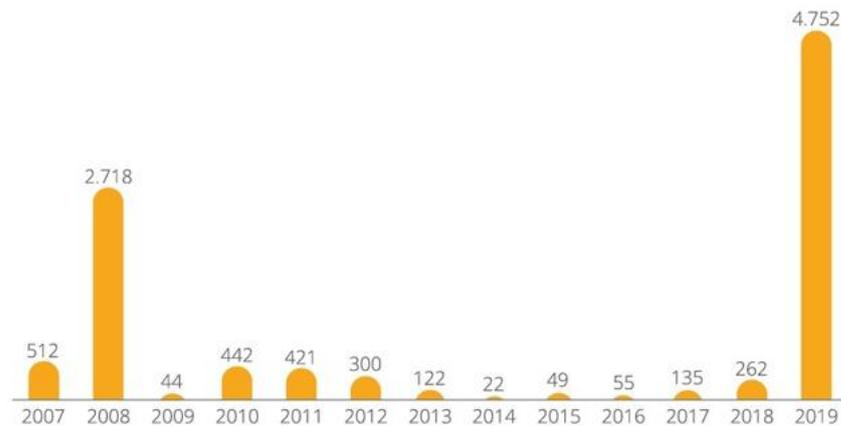


Figura 1.1 Potencia solar fotovoltaica instalada anualmente en España desde 2007 hasta 2019 [1]

En los últimos años su uso ha crecido de manera notable, siendo España el país europeo en 2019 con mayor crecimiento en el sector fotovoltaico. También en España se instalaron 596 MW de potencia fotovoltaica para autoconsumo en 2020, lo que supone un incremento del 30% respecto al año anterior [1]. Podemos ver que a pesar de la situación tan desfavorable social y económicamente en España vivida por el COVID-19, el crecimiento ha sido extremadamente alto.

También, la creación de nuevas comunidades energéticas hace que el consumo de energía fotovoltaica incremente, ya que hace mucho más sencillo que en los bloques de edificios, donde hay poca superficie para instalar placas solares, se pueda alimentar de otras instalaciones fotovoltaicas.

Las comunidades energéticas ya se encontraban dentro de la regulación europea, en 2018, con la Directiva (UE) 2018/2001 [2] y al siguiente año, con la directiva (UE) 2019/944 [2], se introdujo el término “comunidades energéticas locales” (CEL) que incorpora dos nuevas figuras jurídicas: las “comunidades de energía renovable” y las “comunidades ciudadanas de energía” y son descritas de la siguiente manera: *“cualquier asociación, cooperativa, sociedad, organización sin afán de lucro u otra entidad jurídica que esté controlada por accionistas o miembros locales, generalmente orientada al valor más que a la rentabilidad, dedicada a la generación distribuida y a la realización de actividades de un gestor de red de distribución, suministrador o agregador a nivel local”*.

Su definición ha sido llevada a la legislación española pero únicamente de manera parcial ya que no se ha entrado en el desarrollo técnico, financiero o jurídico. En junio de 2020, en el Real Decreto Ley 23/2020 [3] se introducía al fin en la normativa española la figura de las “comunidades energéticas renovables”. Esto se hace principalmente para incrementar la participación de la ciudadanía y de las autoridades locales en los proyectos de energías renovables.

Con la llegada del Pacto Verde Europeo las instalaciones de energías limpias se dispararán ya que el objetivo final es que la Unión Europea sea climáticamente neutra

en 2050. Para conseguirlo, aparte de cambiar las redes de transporte y los tipos de combustible que estos utilizan, se deberá cambiar por completo la manera de consumir la energía y una de estas maneras sin duda alguna es mediante las Comunidades Energéticas Locales.

Muchos países del ámbito europeo ya cuentan con Comunidades Energéticas Locales, como por ejemplo Alemania, Bélgica o Países Bajos, sin embargo, tampoco resulta necesario desplazarse tanto para ver ejemplos. En la Comunidad Valenciana ya contamos con 5 municipios que han adoptado esta forma de autoconsumo [4] esto demuestra la predisposición que hay en la región de Valencia a avanzar en este campo.

También en la ciudad de Valencia se están haciendo grandes esfuerzos por parte de las instituciones para impulsar la creación de comunidades energéticas. Recientemente el ayuntamiento ha asignado un convenio de colaboración para desarrollar 100 comunidades energéticas dentro de la ciudad [5]. Con esto se pretende que los consumidores ahorren en gastos y emitan menos CO_2 luchando así contra el cambio climático.

Más allá, la ciudad de Valencia ha sido incluida en un modelo de innovación europeo basado en misiones, que solo se lograrán mediante innovación e investigación. Se trata de conseguir que 100 ciudades europeas sean climáticamente neutras y a este modelo en Valencia se le ha bautizado como “Missions València 2030”. Se trata de seis misiones en la que se espera que cada una de ellas individualmente acerque a Valencia al objetivo común que es que la ciudad sea neutra en carbón, es decir, que no produzca CO_2 [6]. En la siguiente gráfica se puede apreciar la metodología a seguir para conseguir las misiones que han sido propuestas.

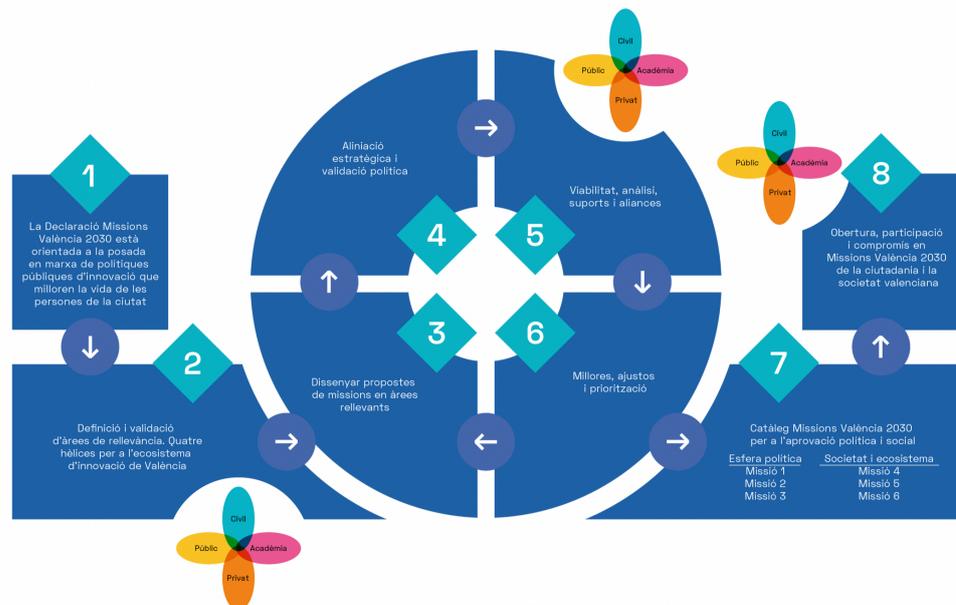


Figura 1.2 Diagrama del funcionamiento del programa “Missions València 2030” [6].

A pesar de que el objetivo final sea que toda Valencia sea neutra en carbón, se ha decidido escalar el objetivo e ir poco a poco, realizando estas misiones por barrios. Los primeros barrios en ser incluidos son el barrio de Ayora y el barrio de Algirós. En este último la UPV podría ser incluida ya que está colindante al barrio. Esto podría ayudar a la UPV a optar a financiación adicional que le ayudaría a ejecutar las reformas necesarias para alcanzar los objetivos planteados en este proyecto. En la figura 1.3 que se muestra a continuación, se explica cuales son las ideas que han sido propuestas por “Missions Valencia 2030” para conseguir el objetivo de que para el 2030 haya tres barrios neutros en carbón.

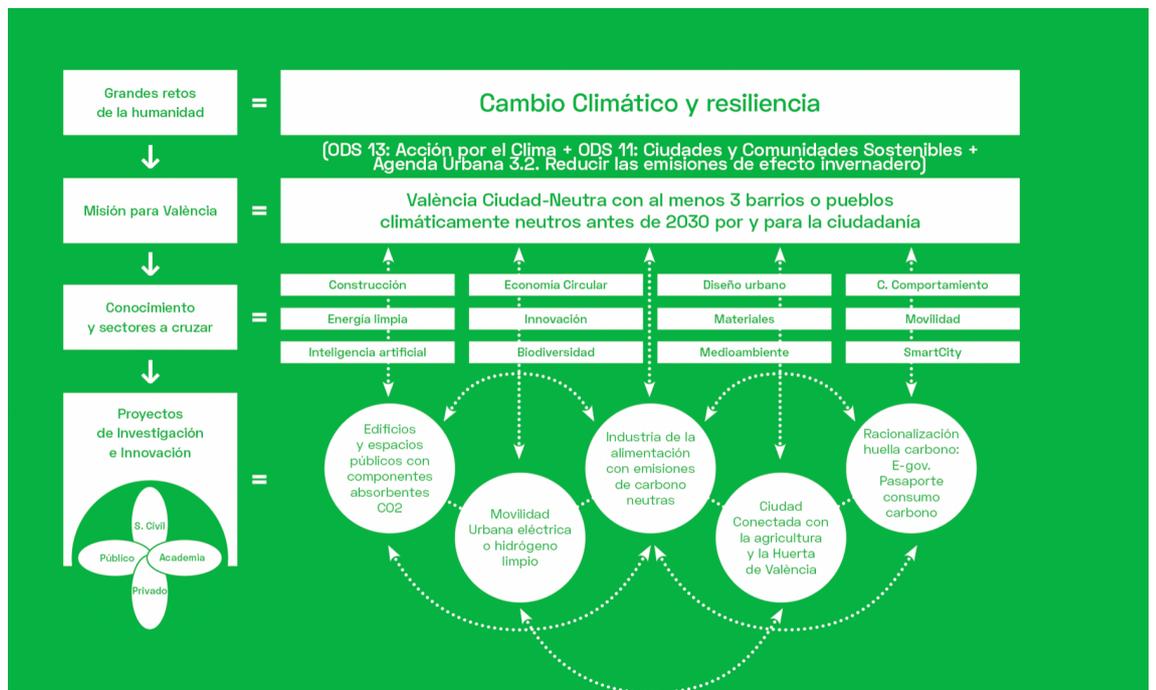


Figura 1.3 Diagrama del diseño de una de las “missions” [6].

Al tener el objetivo de las “Missions Valencia 2030” se prevé que haya un movimiento muy grande e influyente por parte de las grandes empresas y de los organismos del gobierno hacia el sector del desarrollo sostenible. Se están ofreciendo un gran número de ayudas económicas y técnicas a las empresas para poder investigar y desarrollar las alternativas que se pretenden implementar de cara al cumplimiento de las “missions”.

Considerando el gran alcance que las comunidades energéticas pueden llegar a tener es crucial que esta forma de consumir energía se extienda entre las comunidades de vecinos ya que se obtendrán un gran número de ventajas que hasta ahora no era posible de obtener, como precios de la electricidad más bajos, mayor libertad a la hora de consumir (no depender de un distribuidor), menor emisión de gases invernadero ...

Por esto mismo, las comunidades energéticas deben formar parte del modelo de consumo en un futuro, ya que los consumidores se verían altamente beneficiados. Por lo tanto, la motivación no es más que poder explorar y desarrollar una manera innovadora de hacer que la vida de la gente sea mejor, ya que con estas se puede luchar contra la pobreza energética, se pueden combatir contra los precios abusivos de la electricidad y se tiene mayor libertad como consumidor.

1.3 Alcance

El alcance de este Trabajo Fin de Grado incluye inicialmente la zona del Campus de Vera de la UPV y su entorno, es decir, a los edificios residenciales de los alrededores. De esta manera se hace más sencilla la creación de la comunidad energética ya que cuanto mayor es la distancia más complicada es la distribución y transporte de la energía.

1.4 Organización del proyecto

El proyecto está constituido primero por una breve introducción a la energía solar fotovoltaica y a su aplicación en las comunidades energéticas, seguido de ello, un extensivo estudio de los consumos anuales del Campus de Vera en el año 2018 (ya que el año 2020 es un año anómalo por la aparición del COVID-19), una vez los resultados se hayan obtenido, se realizará una simulación para obtener el potencial fotovoltaico del Campus de Vera, con ambos resultados se realizará una comparativa entre ellos par poder determinar la energía excedente resultante y durante que horas de obtiene, y finalmente se llevará a cabo un estudio técnico-económico de la creación de una comunidad energética en base a los resultados obtenidos.

1.5 Normativa

La normativa aplicada utilizada para el desarrollo de este trabajo es la siguiente.

En el ámbito estatal se aplican las siguientes normas:

- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020 por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

En el ámbito europeo se aplican las siguientes normas:

- DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

En el ámbito autonómico se aplican las siguientes normas:

- Decreto ley 14/2020 del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Plan para el fomento de las Comunidades Energéticas Locales en la Comunitat Valenciana. Horizonte 2030. Publicado por Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) de la Conselleria de Economía Sostenible, Sectores Productivos Comercio y Trabajo.
- UNE – EN 62215
- Directiva 2006/95/CE de Baja Tensión
- Directiva CE 2004/108/CE de Compatibilidad electromagnética
- Cualificación IEC 61730
- Seguridad eléctrica de Clase II
- UNE – EN 61683
- UNE – EN 62093
- UNE – EN 21123
- IEC 62116
- Cualificación IEC 61730
- DB-SE-A8.5
- CTE DB-SE Código Técnica de la Edificación, Documento Básico – Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación.

2. Energía solar fotovoltaica y las comunidades energéticas locales

2.1 La energía solar

La energía solar es una energía renovable obtenida a partir de la radiación electromagnética procedente del sol. Durante toda la historia se ha utilizado esta forma de energía de múltiples maneras; en la actualidad mediante células fotoeléctricas y captadores solares se puede transformar en energía eléctrica y en energía térmica respectivamente.

La radiación en forma de ondas electromagnéticas incidente promedio en el exterior de la atmósfera es de 1377 W/m^2 , pero debido a las interacciones con otras partículas de la atmósfera, la radiación media en un plano horizontal situada al nivel del mar es de aproximadamente 1000 W/m^2 . Hay muchos factores que influyen en la distribución de la radiación, siendo dos de los más importantes la meteorología (en zonas nubosas hay menor radiación) y la latitud (hay mayor radiación en las zonas tropicales del planeta). En la figura 2.1 se puede observar que España es uno de los países que mayor irradiación recibe de Europa.

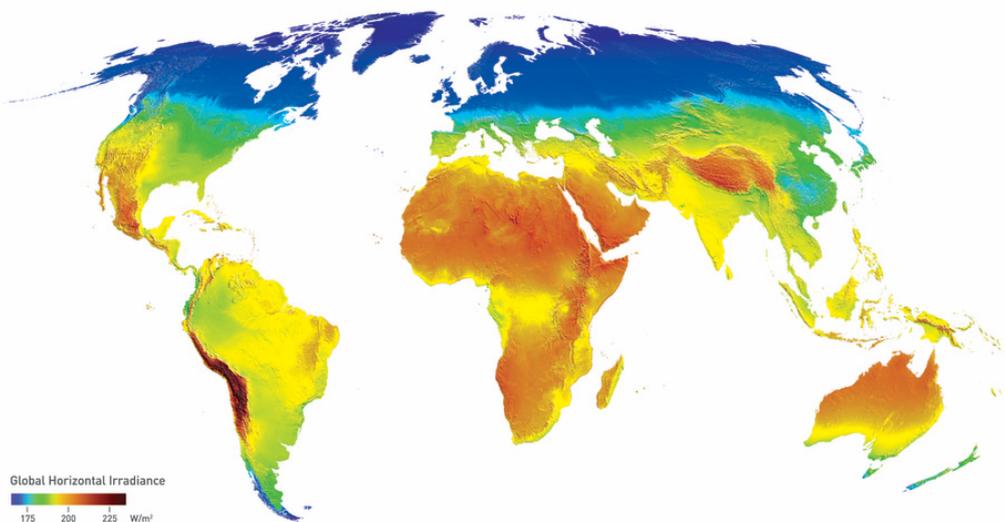


Figura 2.1 Irradiación solar media mundial [7].

Las dos maneras principales de aprovechar la energía de la radiación solar son:

1. Generación de electricidad: En este caso se utilizan dos formas distintas de generar la electricidad, la primera sería mediante la evaporación de un fluido para que mueva una turbina y así genere electricidad. La segunda es bajo la generación directa de electricidad, como puede ser con un panel solar (energía fotovoltaica).

2. Generación de calor: Este es el aprovechamiento más sencillo ya que consiste en aumentar la temperatura de un fluido caloportador. Este fluido puede ser empleado directamente o puede ser llevado a un intercambiador de calor donde aumentará la temperatura del agua, la cual puede ser empleada para la calefacción o climatización.

Las ventajas principales que tiene el uso de energía solar frente al resto de las energías son:

- Es una fuente de energía que en la práctica es infinita.
- Es una energía verde, lo que quiere decir que no produce emisiones directas durante su operación.
- Tiene unos costes de instalación y de mantenimiento bajos.



Figura 2.2 Paneles solares fotovoltaicos [1]



Figura 2.3 Captador solar térmico de cilindros parabólicos [1]

En las figuras 2.2 y 2.3 se puede apreciar dos de los captadores solares más utilizados en la actualidad. Ambos representan un gran porcentaje de mercado ya que resultan ser de las tecnologías existentes con mayor eficiencia.

2.2 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica fue utilizada por primera vez a mediados del siglo XX, a pesar de estar todavía en métodos de experimentación, en los años 50 y 60 era utilizada para las expediciones al espacio. Era una tecnología extremadamente cara ya que su precio inicial rondaba los 265€/W, teniendo en cuenta que el coste por generar electricidad con carbón rondaba los 2,65€/W [8]. A medida que se fue investigando y mejorando la eficiencia de las células, el precio de generación de la energía ha bajado considerablemente.

Hoy en día, la energía solar fotovoltaica es una de las energías con mayor influencia a nivel mundial. El coste se ha reducido hasta los 0,32€/W en 2014, tal y como se observa en la figura 2.4, haciendo así que sea rentable para consumidores y por lo tanto haciendo que ya no se necesiten ayudas económicas para poder costearlo. Se estima que en un futuro se puede bajar el precio hasta un 30% con respecto a los valores actuales.

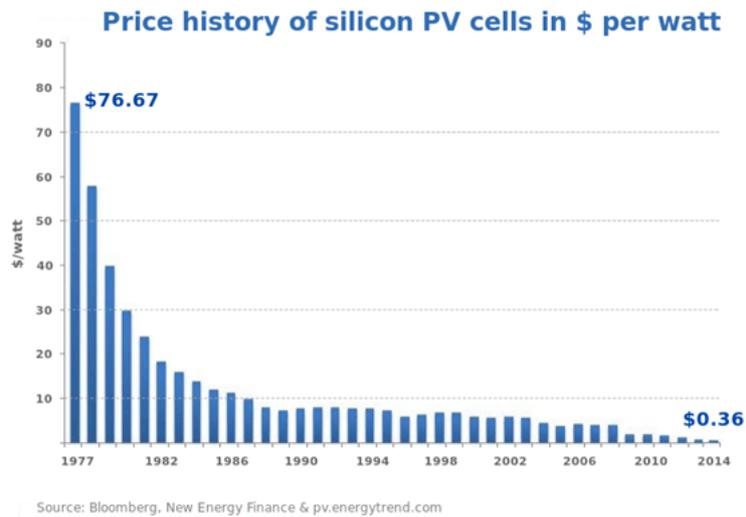


Figura 2.4 Precio histórico del precio de los módulos fotovoltaicos a nivel mundial [8].

La energía fotovoltaica actualmente es la tercera energía renovable con mayor capacidad total instalada, quedando por detrás de la hidroeléctrica y la eólica. La energía fotovoltaica cubre el 4,3% del consumo eléctrico de la Unión Europea [9], esta cifra ha subido un 1,3% respecto al año pasado. A pesar de que esta cifra es pequeña, que sea creciente significa que poco a poco se va incrementando el uso de estas energías limpias. La tasa del periodo de retorno energético para las placas fotovoltaicas, que es el tiempo que se tarda en recuperar la energía que se ha producido durante la fabricación, es menor de un año. Si este dato se compara con la vida útil, que ronda los 25 años, podemos observar que produce energía limpia durante más del 90% de su vida. En la figura 2.5 se puede apreciar como la capacidad fotovoltaica instalada en GW, aumentará considerablemente con el tiempo. En especial es el caso de Alemania, que a pesar de no ser un país que se caracteriza por sus horas de sol al año, se espera que su capacidad instalada aumente por encima de cualquier país.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

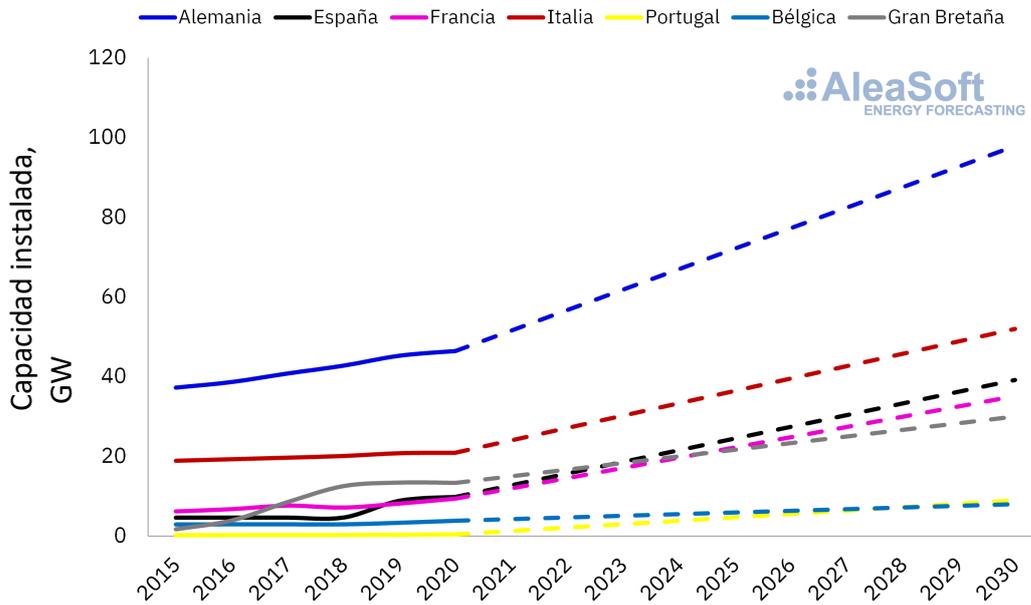


Figura 2.5 Capacidad fotovoltaica en Europa en GW [10]

2.2.1 Energía solar fotovoltaica en España

Durante los primeros años del siglo XXI hubo un tímido arranque por parte de la energía solar en España, a pesar de haber incentivos, como primas por cada kWh inyectado a la red, esta representaba apenas el 6,5% del consumo de la energía primaria de las renovables. El objetivo para 2010 era cubrir al menos un 12% del consumo de energía primaria mediante renovables, con una potencia fotovoltaica de 400MW [11]. Sin embargo, el crecimiento se vio frenado en seco debido a la crisis financiera y social de 2008 y a pesar de esto, fue la segunda fuente de energía que más potencia instaló.

Tras la salida de la crisis, la energía fotovoltaica en España continuó creciendo, pero sufrió varias trabas administrativas, como por ejemplo en 2013 cuando se aprobó un impuesto del 7% sobre la generación y luego en 2015 el famoso “impuesto al sol”, a pesar de que este fue eliminado en 2018. A partir de este año el crecimiento ha sido vertiginoso como podemos ver en la figura 2.6, esto se debe principalmente a la reducción de costes en la producción.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

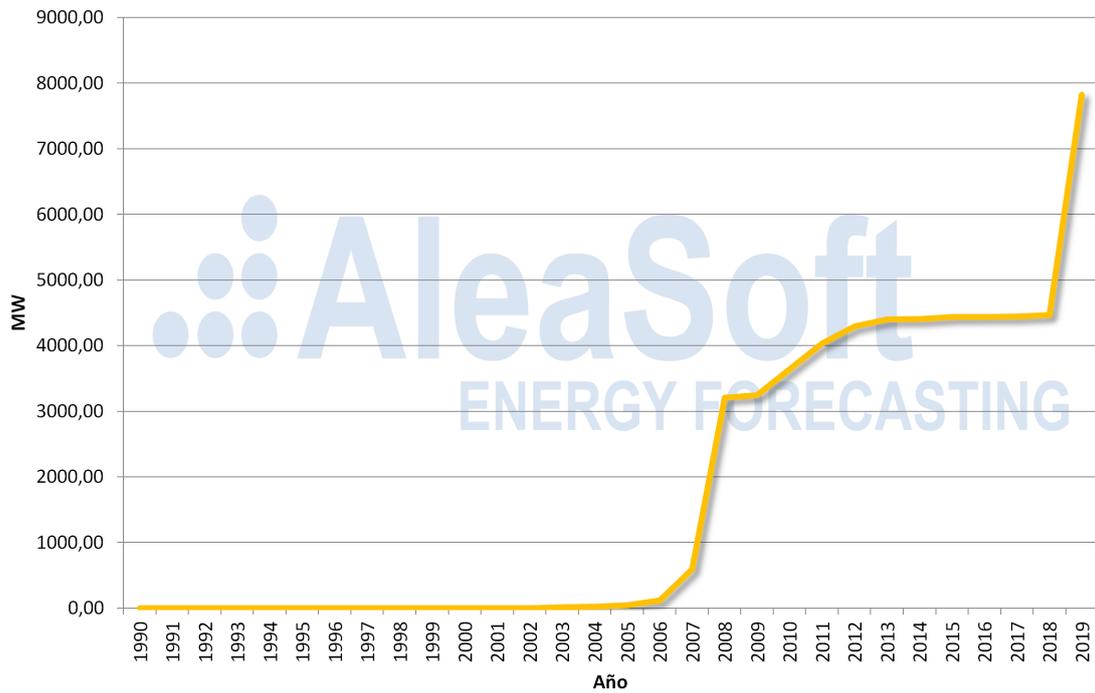


Figura 2.6 Potencia instalada en España peninsular [10]

Se puede decir a través de este gráfico que ahora mismo en España se está viviendo el segundo “boom” de la energía solar fotovoltaica. Este crecimiento, sin embargo, debe ser la norma general en los siguientes años ya que España es uno de los países europeos con mayor potencial fotovoltaico de Europa y se debería explotar este recurso. En la siguiente figura se puede apreciar el porcentaje de energía solar generada por cada comunidad autónoma.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

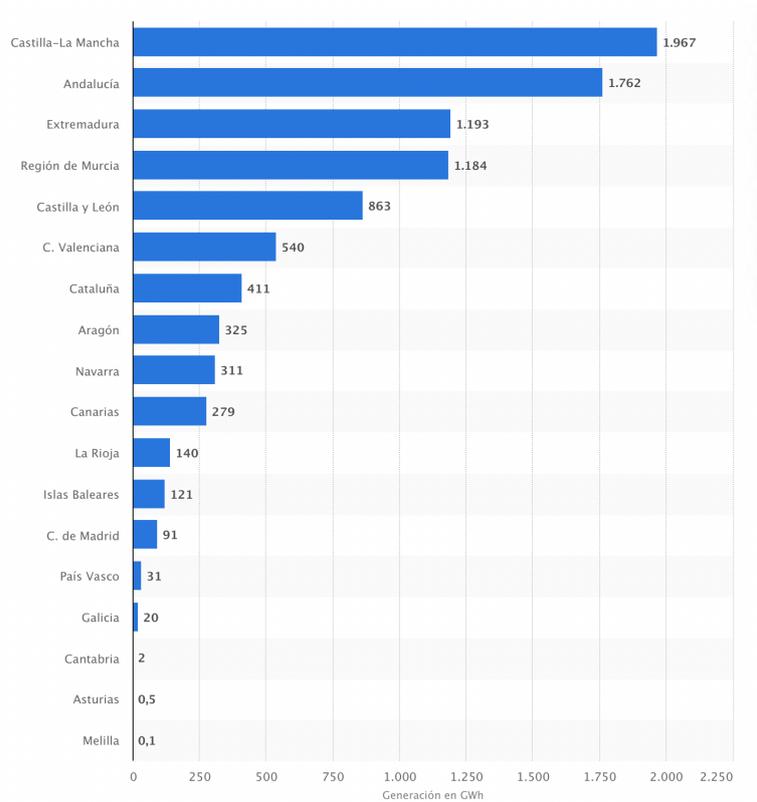


Figura 2.7 Energía solar fotovoltaica generada en España en 2019 por comunidad autónoma [12]

Como se puede observar en la figura 2.7, las zonas con una gran superficie, poco desnivel y gran número de horas de sol al año encabezan la lista. También, al haber tanta superficie disponible en esas comunidades autónomas, el precio de los terrenos es menor que en provincias con mayor número de densidad de población, donde el terreno es utilizado para construir viviendas.

2.3 Comunidades Energéticas Locales

2.3.1 Concepto de las Comunidades Energéticas Locales

Las CEL son una manera revolucionaria de consumir energía renovable. Se trata de instalaciones de generación situadas en el entorno de dicha comunidad y que como objetivo principal tienen beneficiarse colectivamente de la energía generada. Esto conlleva que haya un aprovechamiento mucho mayor de la capacidad de generación térmica o eléctrica y, por consiguiente, se beneficiará también social y medioambientalmente. Y es que las comunidades energéticas son principalmente un concepto social, donde se le da mucho mayor poder de decisión al consumidor.

Las CEL se incorporaron a la normativa europea recientemente gracias a la adición del “Paquete de Energía Limpia para todos los europeos” y en concreto a las Directivas 2019/94 sobre el Mercado Interior de la Electricidad (DMIE) y 2018/2001 sobre Energía Renovable (DER II). Después de esto, España añadió esta nueva normativa en los Reales Decretos RD23/2020 y RD244/2019. Esto hizo que hubiese al fin un marco legal favorable al autoconsumo individual y compartido en España [13].

Estas CEL pueden llevar a cabo muchas actividades como consumir, producir, almacenar, compartir o vender energía. Una de las actividades donde se puede basar esto, es en el autoconsumo o la generación distribuida que pueden suponer un factor muy importante en el ahorro económico, en especial las familias más desfavorecidas, combatiendo así también la pobreza energética. En la figura 2.8 se puede ver una representación de como funcionaría una CEL, donde los usuarios de ella comparten, ceden y consumen energía entre ellos.

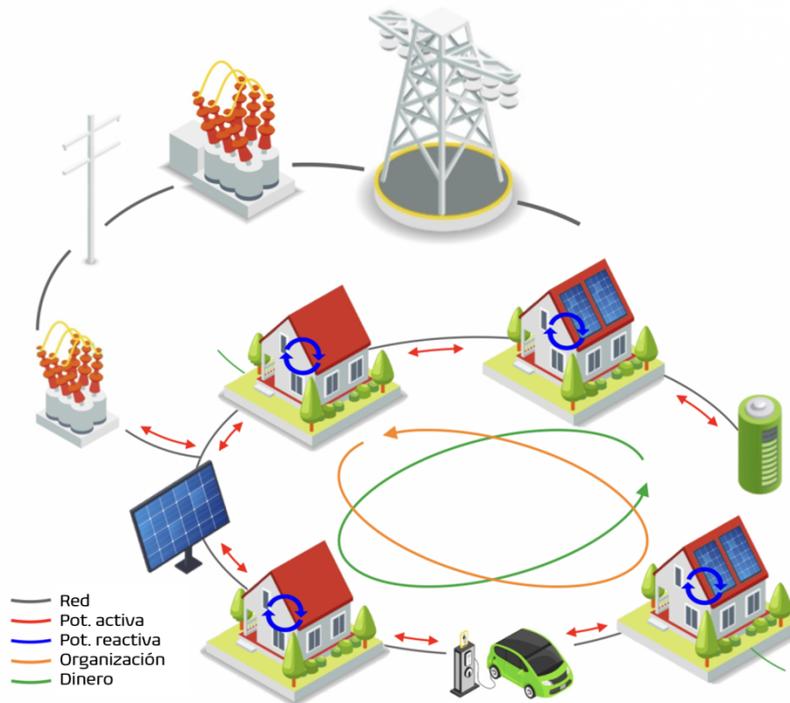


Figura 2.8 Representación conceptual de una comunidad energética local [14]

El concepto de “comunidad energética” es más amplio de lo que está estipulado en la legislación, ya que han existido durante décadas a pesar de que no se ha proporcionado una regulación propia para ellas. En este trabajo se va a ajustar al marco legal y a las estipulaciones y definiciones que este dicte ya que, si la CEL no se puede ajustar a estas definiciones, no podrá disfrutar de los derechos que la legislación proporciona a las CEL. Como se ha mencionado anteriormente, el Paquete de Energía Limpia entró en vigor en el 2019 y hace que los consumidores puedan tener nuevas oportunidades ya que, por primera vez, la legislación de la Unión Europea reconoce el

derecho de las comunidades y ciudadanos a poder participar de primera mano en el sector de la energía [15]. También reconoce y establece marcos legales para distintas categorías de “comunidades energéticas”.

Las comunidades energéticas se definen en dos leyes distintas separadas del PEL. Primero, la Directiva (UE) 2018/2001 sobre Energía Renovable establece el marco para las “comunidades de energía renovable” (CER), estas únicamente pueden hacer uso exclusivo de fuentes renovables, pero también pudiendo usar tanto energía térmica como energía eléctrica. Segundo, la Directiva (UE) 2019/944 sobre el Mercado Interior de la Electricidad establece responsabilidades y roles nuevos para las “comunidades de energía ciudadana” (CEC) en el sistema eléctrico que incluye todos los tipos de electricidad pero que no tiene por qué ser energía proveniente de fuentes renovables [16].

Aunque las dos comunidades energéticas que se definen por cada Directiva son distintas, ambas tienen elementos conceptuales en común:

- Propiedad y control: la participación y el control debe ser llevado a cabo por ciudadanos, autoridades locales y/o Pymes cuya actividad principal no sea el del sector energético.
- Administración: la participación debe ser “libre y voluntaria”. Esto implica que el proyecto debe permitir a los usuarios unirse de forma no discriminatoria. Del mismo modo, deben tener el derecho fundamental de abandonar la comunidad energética sin perder el acceso a la red eléctrica.
- Propósito: el propósito principal de las entidades que estén involucradas en las comunidades energéticas debe ser el de generar beneficios ambientales y sociales por encima de generar beneficios financieros. Este es el motivo por el que las Directivas describen a las comunidades energéticas como actores de tipo “no-comercial”

Sin embargo, las comunidades energéticas ciudadanas y las comunidades energéticas renovables difieren en algunos puntos que se han resumido en la siguiente tabla.

Tabla 2.1 – Diferencias entre las comunidades energéticas ciudadanas y las comunidades energéticas renovables.

	Comunidades Energéticas Ciudadanas (CEC)	Comunidades Energéticas Renovables (CER)
Miembros	Personas físicas, autoridades locales (incluidos municipios) o pequeñas empresas y microempresas.	Personas físicas, autoridades locales (incluidos municipios) o pequeñas empresas y microempresas, siempre que en el caso de las empresas privadas su participación no constituya su actividad comercial o profesional principal.
Limitación geográfica	Sin limitación geográfica. Los Estados Miembro pueden autorizar CEC transnacionales.	Los miembros deben estar situados en las proximidades de los proyectos de energía renovable que son propiedad de la CER.
Actividades Permitidas	Sus actividades están limitadas al sector eléctrico.	Pueden trabajar en todos los sectores energéticos.
Tecnologías	Tecnología neutra.	Limitado a tecnologías energéticas renovables.

En este trabajo se utilizará el modelo de una CER, ya que se emplea la energía renovable de origen solar que se ha instalado en las cubiertas de los edificios de la universidad, los usuarios implicados están dentro de la universidad y en las proximidades de esta y no habrá empresas del sector de la energía involucradas en la CER. Así que en este trabajo se utilizará la definición legal proporcionada por la Directiva 2018/2001 en el artículo 2.16 para Comunidad de Energías Renovables (EU 2018):

«'comunidad de energías renovables': una entidad jurídica:

a) que, con arreglo al Derecho nacional aplicable, se base en la participación abierta y voluntaria, sea autónoma y esté efectivamente controlada por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dicha entidad jurídica y que esta haya desarrollado;

b) cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios;

c) cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde opera, en lugar de ganancias financieras;»

España inicialmente transpuso esta directiva en el RD 244/2019 que regula el autoconsumo en España. En dicho RD se ha introducido el concepto de autoconsumo colectivo que define de la siguiente manera [17]:

«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.»

Por otro lado, el RD 23/2020 añade las CER a la lista de entidades que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico en el apartado 1 del artículo 6; incluyendo definitivamente el concepto de CER desde la Directiva 2018/2001. Concretamente, en el apartado j) define las CER del siguiente modo:

«j) Las comunidades de energías renovables, que son 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.»

Se puede observar que esta definición condensa en unas pocas líneas el concepto de CEL que se trabajaba en la literatura científica. De este modo, las comunidades de energía local quedan reguladas mediante la definición en las normas de las comunidades de energía renovable.

2.3.2 Beneficios y ventajas de las CEL

A pesar de que ya se han mencionado previamente algunos de los beneficios y de las ventajas, hay que definir más a fondo qué aporta este tipo de consumo de energía renovable para la sociedad y para los consumidores que se encuentran sumergidos en ella. Para ello, Vasco Brummer desglosó los beneficios de las CEL en siete categorías [18] y se va a utilizar estas categorías para explicar esta sección. Como escribió Brummer, muchos de estos beneficios pueden estar conectados con otras categorías ya que la

clasificación no es fija y algunos de los beneficios y ventajas bien pueden apoyarse en otros.

2.3.2.1 Educación y aceptación

Para los usuarios que participen en las CEL, es necesario disponer del conocimiento acerca de las energías renovables y su uso. También potencia la compenetración entre comunidades de vecinos y mejora la capacidad de crear proyectos comunitarios [19]. Esto hace que la percepción de las energías renovables crezca ya que los miembros de las comunidades aumentan su conocimiento acerca de la importancia de utilizar energías más limpias y crece también la sensibilización de cara a los problemas del medioambiente, ya que de primera mano se combaten estos problemas [20].

2.3.2.2 Beneficios económicos

Las CEL tienen la capacidad de generar beneficios económicos de manera directa e indirecta. Los beneficios obtenidos de manera directa vienen de la venta de la energía excedente, la reducción del coste de las facturas y también, en algunos casos, el alquiler de las zonas de la comunidad [21]. Además, se puede aprovechar de la economía de escala, cuanto mayor sea la cantidad de material que se compre, más barato será. Esto se puede aplicar a los materiales empleados en la creación de la CEL, la mano de obra utilizada, seguros, permisos ... También se utilizan menos aparatos electrónicos y, por ende, se reducen los costes de mantenimiento de estos aparatos electrónicos. Este ahorro es más notable en regiones o en zonas marginadas.

De manera indirecta, se reducen gastos al reducir los costes asociados al servicio de red, flexibilizando la demanda y así también reduciendo el pico de demanda local. También se estimula la economía local con la creación de empleos y con el apoyo a los negocios locales. Aparte, puede mejorar la salud de la población ya que, por ejemplo, la calidad del aire en las zonas donde se instalen las CEL incrementará [22]. Incrementará también la inclusión social a través de, como se ha mencionado anteriormente, los puestos de trabajo creados gracias a las CEL [23]. Las CEL a menudo, apoyan las actividades y los servicios locales a pesar de que estas no estén involucradas en el ámbito energético.

2.3.2.3 Protección del clima y sostenibilidad

Para los usuarios que participen en una CEL, va a haber una gran relación entre el consumo de energía no proveniente de fuentes de origen verde y el cambio climático. Por esto mismo, los usuarios serán más receptivos a llevar a cabo compromisos ambientales y éticos en un futuro, haciendo que adopten sus costumbres y rutinas de manera que sean más sostenibles.

2.3.2.4 Participación

Las CEL facilitan la participación en la industria energética a personas físicas que no disponen ni de los medios ni del espacio necesario para poder tener autoconsumo de forma individual. Gracias a esta participación de nuevas masas sociales, aumenta concienciación social de los problemas actuales relacionados con el consumo de energía y la producción de esta, así como la necesidad de cambiar el sistema actual hacia uno más sostenible [24]. Esto hace que la actitud del ciudadano hacia el consumo de energía cambie y evolucione hacia un consumo más sostenible [25].

2.3.2.5 Objetivos de generación de energía renovable

Las CEL ayudan a cumplir los objetivos propuestos de generación de las energías renovables de las zonas y/o regiones donde estas se instalarán [22]. Primero, construyendo las instalaciones de renovables nuevas y segundo cuando obtienen la energía mediante certificados renovables o cuando apoyan las medidas y las campañas relacionadas con ello. Además, proporcionan una manera nueva de captar capital para el sector de las energías renovables. Esto siempre ha sido un problema ya que las grandes inversiones siempre habían sido realizadas por grandes empresas en lugar de por grupos de personas [26].

2.3.2.6 Construcción de comunidad y autorrealización

Con la creación de las CEL aumenta la cohesión social a nivel comunitario y local, creando así un sentido de pertenencia a una comunidad y creando la confianza que se necesita para que cada vez un mayor número de personas se unan a ellas [27]. En general, los participantes en las CEL tienen mayores niveles de satisfacción personal, de orgullo y felicidad. Al sentirse identificado con la comunidad, los participantes aumentan su interés, lo que potencia también el impacto de las CEL a todos los niveles [28].

Las comunidades tienen la capacidad de tomar sus propias decisiones, de una manera completamente ajena al mercado energético, los poderes gubernamentales o a las grandes empresas que anteriormente se encargaban de gestionar este mercado [28]. Esto facilita que las inversiones de la gente local aumenten y así también aumente el desarrollo social, económico y tecnológico. Las CEL también generan unas expectativas a largo plazo lo que hace que se tomen decisiones en común, esto a su vez mejora la capacidad de resiliencia dentro de la comunidad a vistas de épocas de recesión [27].

2.3.2.7 Innovación

Las CEL generan innovación dentro de la zona tanto a nivel tecnológico como a nivel social. A nivel tecnológico favorecen el desarrollo del sector energético con la

adición de nuevos métodos de compartir y usar la energía, por ejemplo, con el blockchain o el P2P, también potencian el uso de las redes inteligentes [29]. Al mismo tiempo, las CEL permite mejorar la eficiencia del uso de la electricidad, ya que se puede optimizar la casación entre la demanda y la generación de la energía renovable. A través de las redes inteligentes, se pueden solapar las diferentes demandas con sistemas de respuesta de la demanda. En general, al haber un mayor número de elementos participando en la CEL, se consigue una mayor flexibilidad para que la comunidad se pueda beneficiar de la energía generada.

A nivel de innovación social, este modelo supone una nueva forma de poder acceder al mercado eléctrico para personas que no poseen los conocimientos necesarios para hacerlo, ya que se pueden dejar liderar por personas con estos conocimientos que sean participes de esta comunidad. Esto puede ser, por ejemplo, en el diseño de la instalación o en los cuidados y el mantenimiento de esta durante toda su vida útil [30]. Además, las CEL crean nuevas formas y normas sociales entre las personas, que más adelante pueden servir como nidos de ideas que se podrán instalar en otros sectores de la sociedad [31]. Finalmente, las CEL sirven para poder dar el poder a los ciudadanos a la hora de producir la energía, así se ofrece una alternativa al mercado del oligopolio más transparente y competitiva.

2.3.3 Barreras de las CEL

A la hora de la poner las CEL en funcionamiento, se deben tener en cuenta las barreras existentes para que estos proyectos sean exitosos. El objetivo del análisis de las CEL es también tener en cuenta las particulares circunstancias para más adelante poder evaluar cómo se pueden manejar las cifras de esta a la vida real. Los principales problemas que se deben afrontar a la hora de crear una CEL son la organización, la financiación, la gestión energética y la distribución de los beneficios. A continuación, vamos a explicar individualmente cada reto.

2.3.3.1 Organización

Un reto importante a la hora de llevar a cabo una CEL es el proceso de hacer que la gente se interese, que se inscriba en ella, que permanezca después y así poder formar una red de comunicación y de trabajo sólida. Las comunidades no suelen tener grandes tamaños, por lo que los costes organizativos tienen dificultades para poder cubrirse, lo cual añade dificultad al reto organizativo. Primero, al no disponer de recursos iniciales, es esencial que se realice trabajo voluntario para que el proyecto siga adelante. Esto hace que la viabilidad del proyecto a largo plazo se comprometa [31]. Con esta limitación de los recursos existentes se complican las tareas de comunicación entre los miembros de la comunidad.

En cambio, si las CEL aumentan su tamaño como entidad, aumentando su capacidad económica necesaria para poder afrontar los retos mencionados anteriormente, pueden correr el riesgo de hacer que la comunidad pierda su apoyo ya

que habrá menos sentido de pertenencia a la comunidad [29]. Además, hay una percepción general de que una gestión de las CEL colectiva no sea del todo eficaz o que incluso pueda llegar a generar un malestar negativo y perjudicial. Al ser un proyecto muy innovador, se genera mucha expectativa y mucha especulación acerca de si el proyecto saldrá adelante, lo cual, sumado a todo lo mencionado anteriormente, se puede llegar a pensar que la completa democratización de la energía no se vaya a poder alcanzar.

2.3.3.2 Fundación y financiación

El reto más importante y al que se van a enfrentar absolutamente todas las CEL es la financiación y viabilidad económica de las mismas. Hasta hace un tiempo, este reto era muy complicado de superar ya que los requisitos establecidos para conectarse a la red y los costes que esto conllevaba eran muy altos para una entidad pequeña como pueden ser las CEL al principio de su formación [30]. Afortunadamente, los costes de conexión están en disminución y la facilidad que se da al consumidor para hacerlo está en aumento, ya que, las nuevas directrices de la Unión Europea hacen que las condiciones dentro del mercado de las CEL sean mejores, y así ofreciendo una mejoría a la hora de competir con los distribuidores actuales [32]. Sin embargo, esta mejoría viene después de una etapa en la que el autoconsumo se ha visto perjudicado con recortes y trabas en regulaciones, lo que hace ver la necesidad de que sea fundamental poder estar en contacto con los políticos involucrados en la toma de decisiones para así poder tener influencia en la toma de decisiones, además de que es fundamental mantenerse al día con los requisitos normativos, para así poder anticiparse al cambio y poder planificar a largo plazo.

Sin tener en cuenta las complicaciones sobre las regulaciones, otro gran reto al que se enfrentan las CEL a la hora de poder enfrentarse a la rentabilidad a largo plazo es que estas sean percibidas como un riesgo financiero por parte de los participantes potenciales, haciéndoles dudar sobre la rentabilidad del proyecto y, por lo tanto, no invirtiendo en ellas [32]. También, todavía existe cierta desconfianza de cara a las energías renovables, ya que sorprendentemente no todo el mundo está convencido de que son realmente fiables y funcionales. Finalmente, España no es un país en el que la población disponga de una gran capacidad financiera, no como otros países en los que las CEL están cogiendo cada vez más fuerza, como son los países como Dinamarca, Alemania o el Reino Unido [18].

Por otra parte, para poder fundar una CEL se han de tener conocimientos previos acerca de las tecnologías utilizadas y del mercado eléctrico. Esto es algo que no está disponible en todas las comunidades locales, ya que son conocimientos difíciles de obtener para la gente que no se dedica a ello [33]. Esta falta de conocimiento hace que la falta de confianza por parte de la población aumente hacia las CEL y puede hacer también que se alargue el proceso burocrático, que ya de por sí puede ser complicado y tedioso.

2.3.3.3 Gestión de la energía

La generación de la energía sigue siendo mayoritariamente gestionada y controlada por las grandes multinacionales, esto es un problema, ya que complica el hecho de conseguir energía a un precio asequible y torpedea una transición hacia las energías verdes. Sin embargo, el coste unitario de los paneles solares ha disminuido muchísimo en los últimos años y lo más probable es que lo siga haciendo, esto hace que la generación distribuida pueda llegar a ser competitiva con las otras tecnologías centralizadas [18]. Actualmente, el marco legal y la estructura del mercado eléctrico están diseñados para favorecer a las grandes empresas, es decir, para un consumo de la energía centralizado y en grandes cantidades, lo que claramente, perjudica el tipo de consumo y generación compartida [32]. En un gran número de países tienen un sistema de subvenciones e incentivos que favorecen a las grandes compañías, en las que compiten entre ellas para obtener dichas subvenciones. Esto se debe a que las grandes compañías que dominan el sistema eléctrico quieren mantener su poder y se puede concluir que los cambios que son necesarios para configurar el sistema actual a favor de una distribución más justa e igualitaria no se producirán sin el apoyo público.

2.3.3.4 Distribución de los beneficios

Otro gran reto al que hay que hacer frente es decidir qué se harán con los beneficios que la CEL pueda generar. Muchas CEL llevan a cabo iniciativas que no obtendrán beneficios por sí mismas como por ejemplo las campañas de cambios de conducta. Si no se analizan y se realizan las inversiones correctamente, esto puede hacer que la viabilidad de la CEL a largo plazo se vea afectada.

Por otra parte, a pesar de que las CEL reducen los costes por pérdidas en la distribución de red, si esta reducción de costes sólo favorece a los usuarios de la CEL, existe la posibilidad de que el administrador de la red decida aumentar el precio para el resto de los usuarios [18]. Es necesario diseñar un sistema de facturación justo y honesto para facilitar la incorporación de la generación distribuida. Por todo lo mencionado anteriormente, se pueden crear disputas entre los usuarios de la red y los miembros de la CEL que se hacen imposibles de eludir.

2.3.4 Desarrollo y estado actual de las CEL en España

Para poder entender con claridad el estado actual de las CEL, es fundamental tener una visión con perspectiva hacia el pasado, pudiendo analizar cómo el proceso de la creación ha ido transcurriendo a lo largo de los años y qué factores han tenido más o menos influencia en su desarrollo. En el ámbito europeo, la propagación de las cooperativas de energía renovable ha sido muy dispar, con algunos estados de la UE teniendo una gran cantidad de cooperativas, mientras otros teniendo solo unas pocas, como es el caso de España [32]. Esta disparidad se debe a varias razones, pero

principalmente a las normativas de cada estado, a la cultura de activismo de la sociedad y a la actitud de la ciudadanía dispuesta a la cooperación interna.

España ha tenido un desarrollo mucho más lento y tardío que el resto de los países de la UE en cuanto a las cooperativas de energía renovable, como puede ser el caso de Países Bajos, Alemania o Dinamarca. Para poder explicar este proceso, se va a dividir la evolución en tres periodos [33]. El primer periodo en el que las energías renovables fueron por primer vez promocionadas, que va desde 1997 hasta 2012, el segundo periodo se trata de un periodo en el que se ponen trabas a la evolución de las energías renovables, este periodo va desde el 2012 hasta el 2018, y finalmente, el tercer periodo es el periodo actual, desde 2018, en el que se ha retomado la promoción de las energías renovables a base de cambiar el marco legal para los proyectos gracias a en su gran mayoría a las Directivas europeas del PEL.

El primer periodo se inicia en 1997 después de que la gestión del sistema eléctrico hubiese cambiado de forma radical cuando se inició el proceso de liberación del sector eléctrico. Estos cambios estuvieron acompañados de nuevas normativas que se implementaron con el objetivo de promocionar la energía eléctrica a través de las tecnologías que tenían un impacto medioambiental menor que las tecnologías tradicionales [18]. Ahí se instauró el Régimen Especial que daba ayudas financieras y prioridad a la hora de acceder al mercado a las energías renovables, la cogeneración y la recuperación energética de residuos. A pesar de que durante este primer periodo las energías renovables aumentaron considerablemente su popularidad y su importancia de cara al mercado energético, ninguna cooperativa fue creada en España durante ese periodo [33]. Las principales razones para explicar esto son, principalmente, el gran poder económico del sector privado en el sector eléctrico, la falta de compañías eléctricas municipales y locales y la actitud pasiva de la ciudadanía. Otro gran factor que jugó un papel muy importante en esto es que la transición energética que en ese momento fue planteada en España, contaba con muy poca participación ciudadana ya que la reestructuración fue planteada desde arriba, no como en otros países de la Unión Europea donde si que se buscó fomentar esa participación ciudadana.

A pesar de que las trabas impuestas en las normativas y en los reales decretos empezaron en el año 2008, la segunda etapa se inicia a principios de 2012 ya que se considera que este año es un punto inflexión en el cual se da un paso para apoyar, por parte de los poderes institucionales, una resistencia a las energías renovables. Este cambio de postura no fue un proceso rápido, su origen está en el crecimiento de los ciclos combinados como potencia a instalar. Esto pasó a principios de siglo y llegó un punto en el que se convirtió en la tecnología con más potencia instalada en España en el año 2007 [33]. Sin embargo, como en el mercado eléctrico se les daba prioridad a las energías renovables debido al Régimen Especial la demanda de los ciclos combinados cayó en picado. Esta situación hizo que empresas dominantes del sector eléctrico argumentaron que el Régimen Especial provocaba que los ciclos combinados se quedasen fuera del sistema y era un uno de los mayores responsables del déficit de la tarifa, en 2013 alcanzó con los 26.000 millones de euros. Esto hizo que hubiese una

campana en la que se llevó a cabo la aprobación de unos Reales Decretos que provocaron que desde 2012 la rentabilidad de las energías renovables, como puede ser la fotovoltaica, en España se redujese y por lo tanto su crecimiento se frenase en seco. A pesar de esto en 2010 las cooperativas tuvieron posibilidad de vender electricidad ahí fue cuando se fundaron las primeras cooperativas de energía renovable (siendo Som Energía la primera en fundarse en el 11 de diciembre de 2010).

En la actualidad el PEL, da mayor claridad y esperanza al desarrollo de las CEL y podría crear unas bases fuertes similares a lo que se vivió anteriormente con otro “boom” de las energías renovables. Por el momento, ya existen CELs en la Comunidad Valenciana en las localidades de Albalat dels Sorells, Alzira, Castellar l’Oliveral, Canet de Berenguer, Fontanars dels Alforins, Torre d’En Besora, Segorbe, Lliria, los barrios de Ayora y l’Illa Perduda en el municipio de València y el proyecto COMPTM de Crevillent [33]. A parte de todo eso, se ha fundado una especie de concentrador de CELs en la Comunidad Valenciana [34] que está coordinado por la Asociación Valenciana de Empresas del Sector de la Energía (AVAESN), que cuenta con la participación pública del Institut Valencià de Competitivitat Empresarial [34], la Conselleria de la Vivienda y Arquitectura Bioclimática, la Unión de Consumidores, la Asociación de Administradores de Finas y con otras dos cooperativas que a día de hoy están desarrollando estos proyectos en la autonomía, Enercoop y Sapiens Energía. Gracias a todo este apoyo de las asociaciones y corporaciones se ha acordado el “Plan para el fomento de las Comunidades Energéticas Locales en la Comunitat Valenciana” que pretende que para el 2030 el 100% de los municipios de Valencia tengan en funcionamiento al menos una CEL [35].

Aunque la Comunidad Valenciana está apostando fuertemente por el desarrollo de las CEL, no es la única región española donde se encuentra un apoyo tan grande. En la provincia de Cádiz la empresa municipal eléctrica de Cádiz se encuentra ahora mismo desarrollando una serie de proyectos de autoconsumo colectivo en distintas comunidades energéticas. Esto comenzó el verano de 2020 donde se está generando ya energía proveniente de placas solares en varios edificios de viviendas de la ciudad. En Zaragoza también hay un fuerte movimiento gracias al ayuntamiento local que junto a la Fundación Ecológica y Desarrollo (Ecodes) y EDP (Energías de Portugal) han impulsado la creación de un barrio solar [36]. En Madrid, las cooperativas La Corriente y Ecooo han comenzado a estimular las constituciones de CELs siendo el caso más importante el proyecto entre barrios en el barrio de Lavapiés.

Afortunadamente cada vez es más común encontrarse con nuevos proyectos ya que semana a semana se crean más y podemos ver que el crecimiento de la CEL en España va en aumento y también está distribuido por todo el país. Esto es una gran noticia ya que ha pasado muy poco tiempo desde la publicación de la nueva normativa teniendo en cuenta además que el año 2020 ha sido un año muy complicado. Por lo tanto, esto nos deja un futuro muy esperanzador por delante ya que esperemos que esta inercia continúe incorporando a más gente a la transición ecológica necesaria para darle la vuelta al cambio climático.

2.3.5 Fases para desarrollar una CEL

A pesar de los distintos tipos que se pueden encontrar dentro del concepto, para llegar a su constitución todas siguen unos pasos muy similares. Los impulsores de la CEL crean un grupo central para así evaluar la rentabilidad del proyecto a largo plazo, generalmente requieren de ayuda de actores exteriores como puede ser comunidades en activo, autoridades locales o empresas de profesionales que se dedican a ello.

Después este grupo publica y comparte sus resultados con el objetivo de así poder llamar la atención a personas que no forman parte de la comunidad y que así se unan a ella. Esto es principalmente para recaudar los fondos necesarios y hacer que la comunidad crezca.

Una vez que estos fondos han sido recaudados se establecen los objetivos de la CEL, se establecen las bases de la CEL y se aclaran los objetivos, se constituye la entidad legal y posteriormente se realiza la instalación. Así la cooperativa de energía renovable es oficialmente creada. A pesar de que esto parece un camino sencillo y de poco trabajo cada paso requiere mucha preparación y suponen un desafío muy importante. En la figura 2.9, que se muestra a continuación se puede ver cuales son todas las fases del desarrollo de una CEL.



Figura 2.9 - Fases de desarrollo de una CEL [37].

El desarrollo de la CEL no termina cuando es lanzada, sino que es necesario que haya una buena gestión del grupo para que el funcionamiento de esta sea el ideal. Si el tamaño de la CEL es pequeño, se recomienda que este proyecto intente crecer ampliando sus fronteras e intentando captar nuevos participantes de modo que así se pueda llegar a un tamaño óptimo para obtener la mayor rentabilidad posible.

3. Metodología

El objetivo principal de este trabajo es estudiar la viabilidad técnico-económica. La metodología empleada en este trabajo, como se puede apreciar en la figura 3.1 tiene dos vertientes iniciales. Primero, se deben leer e interpretar los datos de consumos del edificio o grupo de edificios que quieran estudiar. Esto se realiza obteniendo los consumos individuales de cada edificio, de manera que se obtendría un consumo medio horario para cada mes del año.

Seguidamente, se debe estudiar el posible potencial fotovoltaico que se puede instalar en las cubiertas de la UPV. En este caso, los resultados fueron comparados con un estudio previo de la Unidad de Medioambiente. Una vez obtenida la potencia que es posible instalar en la UPV, se realizará una simulación en PVsyst para así poder obtener la radiación recibida en el lugar de la instalación y determinar la producción total durante la vida útil de la planta fotovoltaica.

Una vez obtenidos estos datos, se procederá a comparar los resultados y así poder analizar el posible excedente resultante. Se realizará esta comprobación a nivel de edificio, escuela y a nivel global. Con el resultado obtenido del excedente, se procederá a realizar un estudio económico teniendo en cuenta los distintos escenarios que existen. En este caso, se han realizado 3 escenarios posibles.

Finalmente, después de obtener los datos finales, se realizará una conclusión, donde se discutirá y se decidirá si el estudio llevado a cabo ha sido exitoso o no.

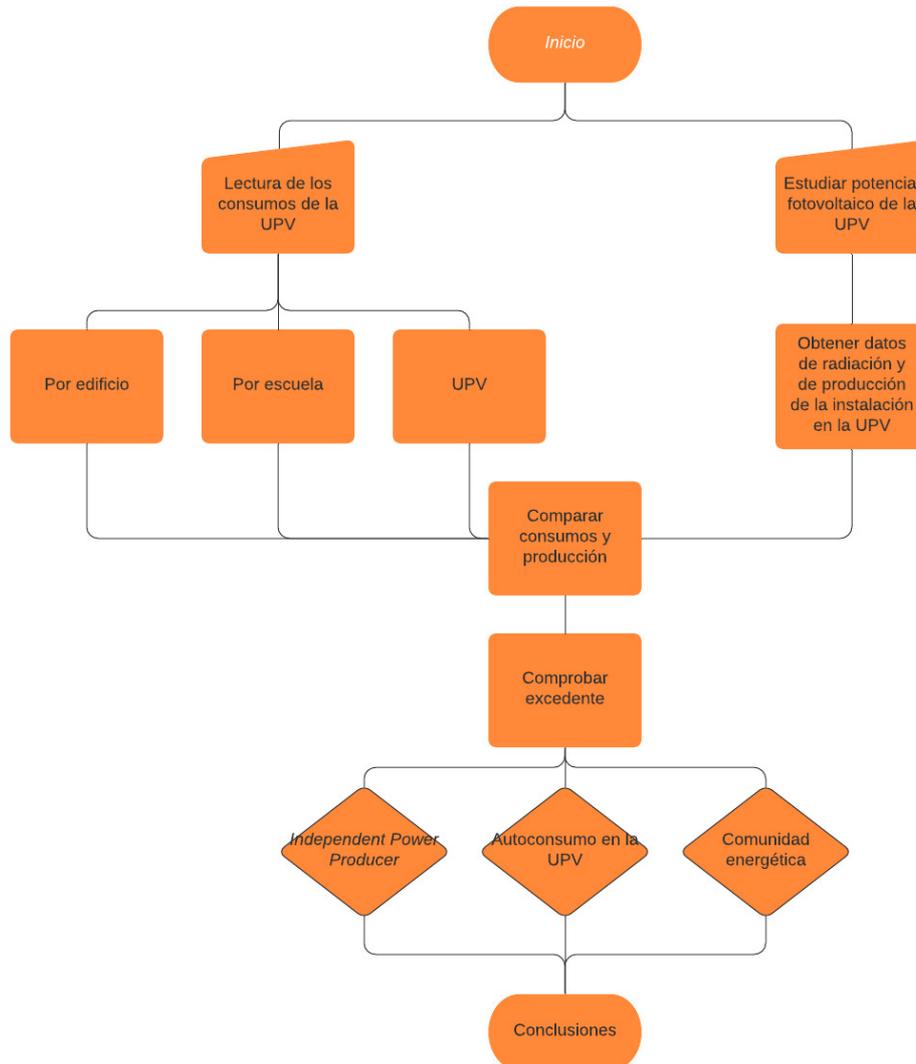


Figura 3.1 Diagrama de bloques del Trabajo Final de Grado.

3.1 Consumos individuales de los edificios

El primer paso a seguir la metodología es obtener los consumos de los edificios de manera individual. Se obtendrán unos consumos de manera horaria mensual, de esta manera resultará más fácil poder analizar en el futuro los consumos. Si se separará en tres casos distintos, primero en días laborales, segundo en sábados y finalmente en domingos.

La primera parte de la metodología, es decir, obtener los consumos de los edificios, fue un proceso largo y laborioso. La razón de esto fue principalmente que los consumos proporcionados por la Unidad de Medioambiente de la UPV no estaban del todo correctos ya que había datos que faltaban, estos datos eran fundamentales para poder hacer el análisis, ya que, si había una hora que no estaba registrada, que ha sido

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE
2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU
ENTORNO

muy frecuente, hacía que la siguiente hora ya no se pudiese leer correctamente. A continuación, como se puede apreciar en la figura 3.2, las horas marcadas en rojo son las horas en las que el consumo no estaba en la base de datos inicial.

2018040122	22	8
2018040123	23	8
2018040200	00	8
2018040201	01	8
2018040202	02	8
2018040203	03	8
2018040204	04	10
2018040205	05	7
2018040206	06	8
2018040207	07	8
2018040208	08	8
2018040209	09	8
2018040210	10	7
2018040211	11	8
2018040212	12	9
2018040213	13	8
2018040214	14	8
2018040215	15	6
2018040216	16	7
2018040217	17	9
2018040218	18	7
2018040219	19	8
2018040220	20	8
2018040221	21	8
2018040222	22	8
2018040223	23	8
2018040300	00	8
2018040301	01	8
2018040302	02	8
2018040303	03	8
2018040304	04	7

Figura 3.2 - Consumos por edificio horario

El problema es que los medidores que están conectados a los transformadores de cada edificio o agrupación de edificios no funcionan siempre con precisión y puede tener fallos. Estos fallos tenían que ser corregidos manualmente y por lo tanto necesitaba emplear mucho tiempo y concentración ya que los datos debían estar perfectos para que así la comparación con la producción sea totalmente fiable. Por lo tanto, fue necesario cambiar manualmente todas las horas que no estaban incluidas.

Después de este proceso, se agruparon los consumos en matrices para así poder sacar la media de consumo separados en 3 categorías, los días entre semana, es decir, días laborables, los sábados y los domingos, ya que los sábados se suele trabajar por las mañanas y los domingos la universidad cierra. Así se puede ver con claridad los días en los que la producción de los paneles solares instalados supera a la energía consumida por la propia universidad. En la figura 3.3 se puede apreciar cómo los promedios de los días laborables son mayores que los promedios correspondientes al sábado y domingo. Esto sugiere que los fines de semana es más probable que vaya a tener la universidad un excedente que los días laborables, como cabe esperar.

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE
2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU
ENTORNO**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
1/2/18	156	150	147	155	154	158	161	200	302	352	402	372	356	386	321
2/2/18	164	159	150	147	141	157	176	206	281	329	348	352	350	316	314
3/2/18	151	154	143	142	146	147	169	175	201	183	255	200	192	188	176
4/2/18	142	153	243	134	146	138	165	173	173	187	178	174	190	181	185
5/2/18	152	152	148	147	153	149	165	173	173	346	361	354	345	349	328
6/2/18	142	153	156	148	143	156	163	218	281	362	357	359	374	346	361
7/2/18	162	145	141	151	146	144	161	201	291	368	459	374	371	355	359
8/2/18	156	150	147	155	154	158	161	200	302	352	402	372	356	386	321
9/2/18	164	151	157	147	141	157	163	204	274	348	334	371	344	346	319
10/2/18	151	150	147	151	144	154	159	176	201	183	179	198	190	197	189
11/2/18	152	151	147	142	142	151	161	178	171	191	175	184	183	181	185
12/2/18	153	153	135	151	140	147	168	217	291	326	324	337	360	314	317
13/2/18	160	143	158	152	148	145	220	204	315	360	386	355	376	345	320
14/2/18	146	150	151	149	149	147	158	222	292	330	336	336	355	324	409
15/2/18	156	150	147	155	154	158	161	200	302	352	402	372	356	386	321
16/2/18	164	163	160	159	162	166	166	209	276	319	331	306	326	324	304
17/2/18	159	152	161	152	151	154	171	175	203	211	207	205	211	204	194
18/2/18	166	149	164	159	151	160	158	195	184	192	190	184	196	184	174
19/2/18	149	157	158	152	151	154	170	215	297	310	343	330	351	304	309
20/2/18	167	158	165	163	159	174	184	231	296	313	320	348	340	308	299
21/2/18	168	162	149	162	147	159	176	217	284	301	332	328	355	338	294
22/2/18	156	150	147	155	154	158	161	200	302	352	402	372	356	386	321
23/2/18	164	149	159	162	152	156	175	222	295	320	339	338	330	317	304
24/2/18	146	160	155	147	144	162	169	189	194	203	178	198	204	200	192
25/2/18	141	154	154	140	156	145	168	179	184	186	174	169	188	181	187
26/2/18	150	154	148	153	154	153	173	212	297	341	320	357	346	309	312
27/2/18	156	150	147	155	154	158	161	200	302	352	402	372	356	386	321
28/2/18	164	155	159	153	158	164	181	219	308	338	371	375	374	363	346
Suma	3149	3054	3029	3071	3014	3118	3404	4170	5761	6771	7271	7080	7077	6888	6500
Nº días	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Prom_lab	157,45	152,7	151,45	153,55	150,7	155,9	170,2	208,5	288,05	338,55	363,55	354	353,85	344,4	325
Suma	607	616	606	592	585	617	668	715	799	780	819	801	797	789	751
Nº días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Prom_sab	151,75	154	151,5	148	146,25	154,25	167	178,75	199,75	195	204,75	200,25	199,25	197,25	187,75
Suma	601	607	708	575	595	594	652	725	712	756	717	711	757	727	731
Nº días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Prom_dom	150,25	151,75	177	143,75	148,75	148,5	163	181,25	178	189	179,25	177,75	189,25	181,75	182,75

Figura 3.3 - Consumos por edificio

Estos datos nos permiten ver con claridad los consumos y así poder entender mucho más fácil como el consumo de energía varía entre los días de la semana y los distintos meses del año. Dada la naturaleza de la información a analizar de consumos que consiste en “Big Data” debido a que todas las lecturas son horarias, este primer paso ha resultado especialmente complejo y tedioso, constituyendo una parte importante del trabajo y tiempo dedicado para la realización de este proyecto.

Finalmente, se agruparon los consumos por escuelas, ya que un modelo de consumo que se basa en los excedentes individuales de cada escuela es parte de el modelo que se propone en este Trabajo Fin de Grado.

3.2 Producción fotovoltaica UPV

La segunda parte de la metodología fue obtener el potencial de producción fotovoltaica de la UPV, concretamente en el campus de Vera. Para ello, nos apoyamos en un estudio que fue realizado previamente por la Unidad de Medioambiente, en el que se estudiaba a través de una auditoría, el potencial fotovoltaico disponible en las superficies y tejados de los edificios de la UPV.

Para maximizar el número de placas instaladas utilizamos no sólo las cubiertas de los edificios, sino que también instalaremos unas cubiertas en los parkings que están al aire libre. Estos parkings son el P1A en la escuela de Edificación Técnica, los parkings P9A-9B que se encuentran al lado de la pista de atletismo y el aparcamiento P8A que es el aparcamiento más cercano a la Ciudad Politécnica de la Innovación.

En estos parkings se pueden instalar un gran número de placas solares, lo cual hace que el potencial fotovoltaico de la UPV incremente significativamente, en el aparcamiento P1A se pueden instalar 1149 placas fotovoltaicas más, sin el aparcamiento solo se podrían instalar 1390. Esto hace que la producción de la escuela de Edificación Técnica aumente en un 83%. En los parkings P9A-9B se pueden instalar 302 placas fotovoltaicas, mientras que en los edificios de su alrededor solo se pueden instalar 133, esto supone una mejora del 227%. Finalmente, en el aparcamiento 8A se pueden instalar 1414 placas fotovoltaicas, comparado con las 27 que se podrían instalar en los edificios de alrededor, supone un incremento del 5237%. Esto demuestra lo importante que es poder hacer las instalaciones en los parkings, ya que la gran mayoría de edificios, al ser muy antiguos, no tienen ni el espacio ni las aptitudes para que se puedan instalar placas fotovoltaicas. En la figura 3.4 se muestra una posible manera de instalar los paneles fotovoltaicos en los parkings disponibles.

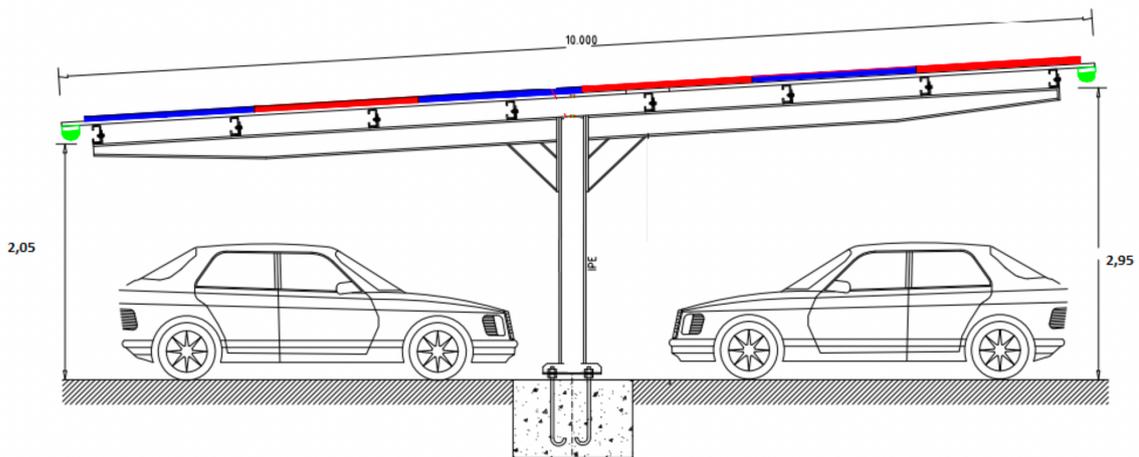


Figura 3.4 - Estructura a instalar en los parkings de la UPV (Estudio energético UMA)

Hay dos maneras de agrupar las cubiertas que pueden albergar placas solares, la primera es por transformador. Varios edificios pueden estar conectados a un solo transformador, como es el caso del transformador que se encuentra en el edificio 1B, en este transformador se leen también los consumos de los edificios 1G, 1E, 1H, 1F, 2A, 3A y 1C. Como se puede ver, no todos los edificios tienen que pertenecer a la misma escuela para estar conectados al mismo transformador ya que eso se rige por cercanía.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

Tabla 3.1 Listado de posibles instalaciones en cubiertas en el Campus de Vera por transformador.

Transformador	Edificios	Aparcamiento	Número de placas máximas - Edificios	Número de placas máximas- Aparcamiento	Potencia pico de la instalación (kWp)
1B	1E, 1G, 1H, 1F, 2E, 3A,1B, 1C	P1A	1390	1149	939,43
2C	2A, 2B, 2C, 2D, 2F	-	621	-	229,77
3J	3B, 3C, 3F, 3G, 3H, 3I, 3J, 3K, 5M	-	323	-	119,51
3M	3M, 3N	-	452	-	167,24
3P	3P	-	216	-	79,92
4E	4E, 4A, 4H, 4I, 4J, 4F, 4Q, 4N, 4M	-	228	-	84,36
4L	4L	-	66	-	24,42
5E	5E, 4K, 5R, 5S	-	250	-	92,50
5H	5C, 5D, 5F, 5G, 5H, 5I, 5J, 5K, 5L	-	0	-	0
6A	4D, 4G, 6F, 6A, 6E, 4P	-	314	-	116,18
6C	6C	-	65	-	24,05
6G	6G, I1, I2	-	25	-	9,25
7E	7B, 7E, 7G, 7F, 7D, 7A, 7I, 7J,	-	140	-	51,80

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

Transformador	Edificios	Aparcamiento	Número de placas máximas - Edificios	Número de placas máximas- Aparcamiento	Potencia pico de la instalación (kWp)
	9F, 9I, 9J, 9H				
7H	7H, 7K, 7C, 5N, 5O, 5P, 5Q	-	133	-	49,21
8E	8E, 8G, 8B	-	565	-	209,05
8F	8F	-	-	-	0
8H	8H, 8K	-	-	-	0
8I	8I, 8J	-	-	-	0
9B	9B, 9D, 9E, 9C, 9A	P9A-9B	133	302	160,95
Nudo 60	8A, 8C, 8D, 8P, 8N	P8A	27	1414	533,17
Nudo 70	8G, 8E, 8B	-	-	-	0

La otra manera de agrupar es por edificio individual, en este caso, es más sencillo poder ver cuántas placas solares se pueden instalar por escuela, por lo tanto, la producción por escuela será más fácil de calcular. Dado esto, nos hemos decantado por esta opción. En la siguiente tabla se muestra cuántas placas por edificio se pueden instalar y a qué escuela pertenecen.

Tabla 3.2 Listado de posibles instalaciones en cubiertas en el Campus de Vera por edificio.

Escuela	Código edificio	Número máximo placas
ETSIE	1B	771
EUI	1G	175
DSIC	1F	120
Edificio multiusos	1H-1E	212
Rectorado	2E-3A	112
ETSA	2A-2B-2C-2D-2F	621
ETSIA	3B	65
ETSIA	3C-3G-3H-3I	177
ETSIA	3F	47
BBAA	3M	205
BBAA	3N	247

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE
2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU
ENTORNO

Escuela	Código edificio	Número máximo placas
ETSMRE	3P	216
ETSICCP	4A-4E-4H	120
La Casa Del Alumno	4K	48
Biblioteca	4L	66
Edificio ICITECH	4N	108
ETSIT	4D	130
ETSII	5C	52
ETSII	5E	124
ETSII	5I	26
ETSII	5M	34
ETSII	5N	133
I1 + I2	6G	25
ETSID	7E	112
DCAN	7G	28
Cubo ITQ	8C	21
CPI	8G-8E-8B	565
ETSIT	4P	100
ETSICCP	4G	84
IDI1	6C	65
Microscopía Electrónica	8D	27
IBV	9C	133

Tabla 3.2 Listado de posibles instalaciones en cubiertas en el Campus de Vera por edificio

3.2.1 Simulación en PVsyst

Una vez obtenido el número de placas fotovoltaicas que puede albergar cada edificio, tal y como sea dicho previamente se ha realizado una simulación en PVsyst.

PVsyst es un software que se utiliza para el estudio, dimensionamiento y análisis de datos de sistemas fotovoltaicos. Se puede simular con distintas configuraciones, como puede ser sistemas fotovoltaicos conectados a la red, sistemas autónomos, de bombeo y una red de corriente continua, que se utiliza para transportar energía por los sistemas públicos. También incluye amplias bases de datos meteorológicos y de componentes de sistemas fotovoltaicos.

Hay dos funciones disponibles en el software, el diseño preliminar de la instalación y, posteriormente, la simulación y el diseño del proyecto. Para este proyecto en particular, se tuvieron que utilizar ambas funciones. El diseño preliminar consiste en hacer una estimación muy genérica utilizando unos pocos parámetros. No se especifica

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

cuáles son los componentes del sistema. Se puede obtener una aproximación del coste de la instalación. Finalmente, la simulación es mucho más exacta, ya que se pueden definir muchas más variables y parámetros, como las sombras en los edificios, la inclinación de los paneles, la orientación ... Los resultados como se han mencionado antes se han obtenido de manera horaria y durante todos los meses del 2018.

Esta simulación es fundamental que sea lo más aproximado posible a la realidad ya que trabajaremos a partir de ella. La producción fotovoltaica de los edificios va a ser sacada de ella. PVsyst es de los mejores softwares del mercado actual, ya que es muy amplio y aunque sea de pago, se puede acceder a él a través de la VPN a la que tienen acceso todos los estudiantes de la UPV.

Para obtener la energía que se obtiene de la instalación de manera horaria durante el 2018, vamos a utilizar una de las funciones de PVsyst más conocidas. Esta función proporciona los datos durante todo el año de la producción fotovoltaica que puede generar cualquier instalación sea grande o pequeña.

La simulación de la instalación en la UPV se realizará de la siguiente manera. En primer lugar, se elegirá la opción de “Instalaciones conectadas a red”, seguidamente se escogerá la base meteorológica de donde se sacarán los datos de radiación. Una vez se haya importado la base de datos se procederá a definir la orientación y ángulo en el que los paneles estarán instalados. Después se establecen los equipos utilizados, es decir, los módulos utilizados, los inversores, el número de módulos en series y el número de strings.

Para poder realizar el análisis económico completo, se procederá a hacer una simulación para los primeros 25 años, ya que, como se ha establecido anteriormente esa es la vida útil de la instalación.

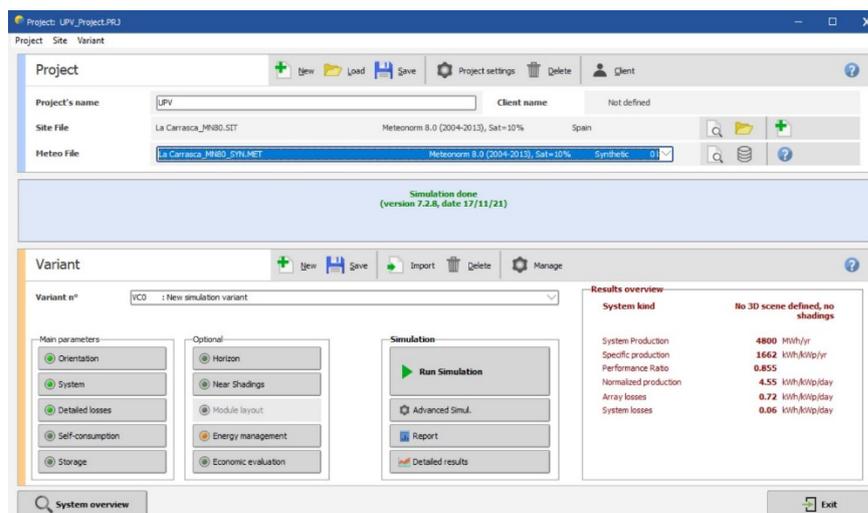


Figura 3.5 - Ventana principal PVsyst

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

En primer lugar, se ha de crear la base meteorológica. Es posible importar bases meteorológicas de fuentes exteriores, sin embargo, se ha optado por utilizar la base de datos ya implantada en el software PVsyst llamada Meteoronom 8.0, que es una base de datos muy amplia y precisa.

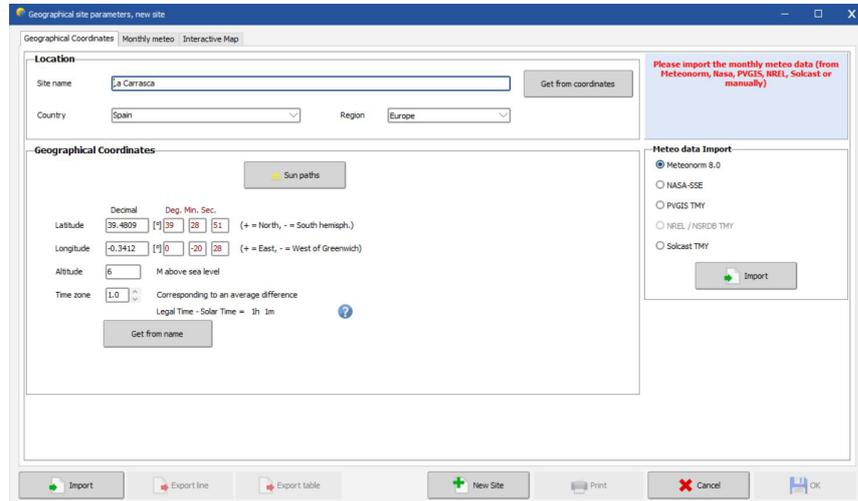


Figura 3.6 - Base de datos Meteoronom 8.0

Con tan solo introducir las coordenadas y elegir la base de datos, obtendremos los resultados de la irradiación global horizontal y muchos otros datos necesarios para llevar a cabo la simulación.

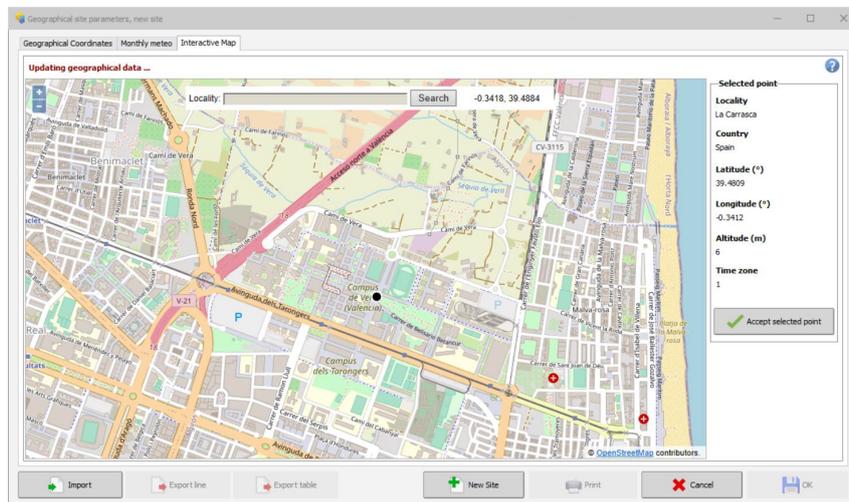


Figura 3.7 - Localización de la simulación

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

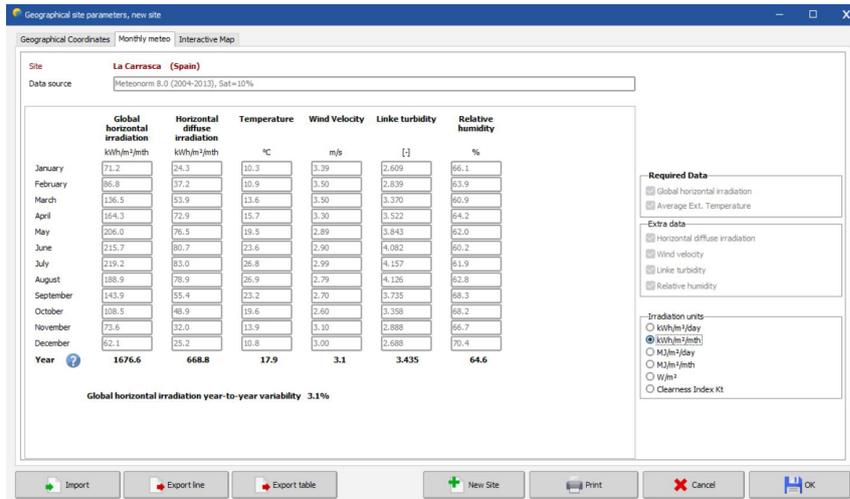


Figura 3.8 - Resultados de la base de datos Meteoronom 8.0

Después de haber introducido los datos de la base meteorológica, se pasa a seleccionar la orientación y los equipos utilizados.

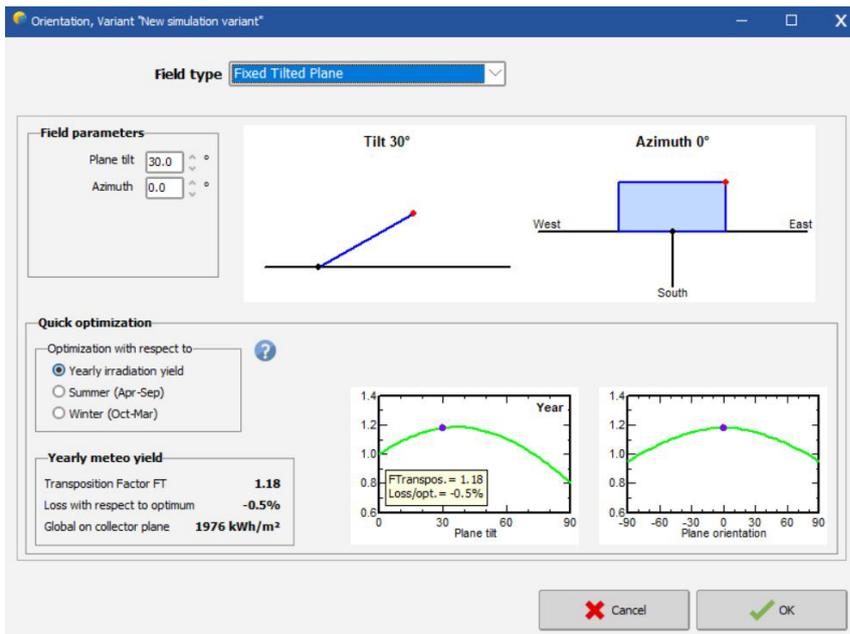


Figura 3.9 - Orientación y ángulo de las placas solares instaladas

Se ha elegido esta orientación (Sur, es decir, Azimut de 0°) ya que, las instalaciones encubiertas no permiten que se instalen seguidores ya que el espacio es muy reducido. Por lo tanto, las instalaciones fijas con un ángulo de 30° de inclinación y ángulo de Azimut de 0° de orientación son las que mayor rendimiento tienen.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

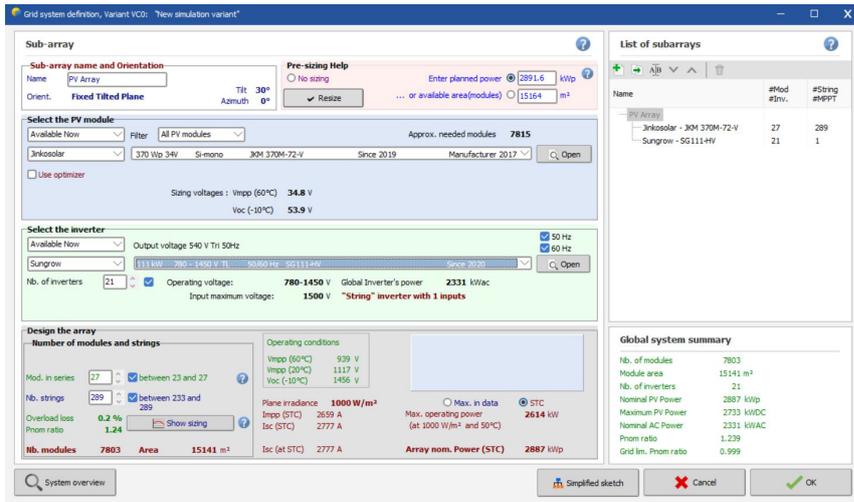
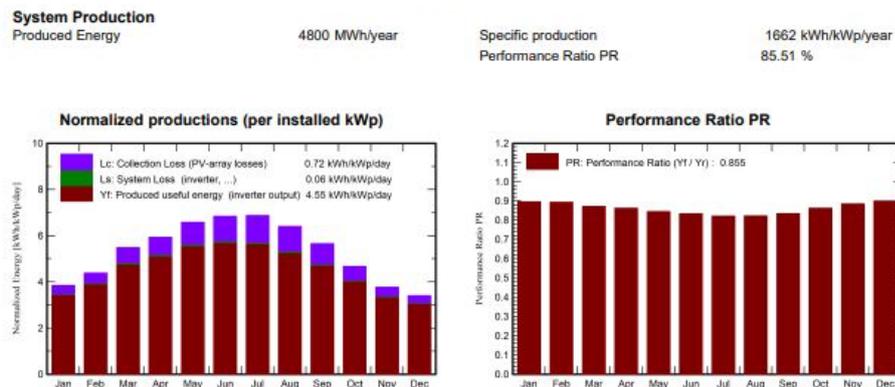


Figura 3.10 - Definición de los equipos principales

Una vez definidos los equipos principales ya se puede realizar la simulación. Como se puede apreciar en la esquina inferior izquierda de la figura 3.10, el número de módulos que se van a instalar es de 7803. Se ha optado por utilizar las pérdidas del sistema pre-establecidas por el software PVsyst.



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	71.2	24.29	10.29	119.3	116.5	312.3	308.5	0.896
February	86.8	37.23	10.88	122.7	119.8	320.5	316.6	0.894
March	136.5	53.90	13.64	169.9	165.9	433.0	427.8	0.872
April	164.3	72.87	15.73	177.9	173.2	448.6	443.2	0.863
May	206.0	76.49	19.46	204.1	198.7	504.4	498.3	0.846
June	215.7	80.75	23.59	205.2	199.7	500.1	494.2	0.834
July	219.2	82.98	26.77	213.3	207.6	512.0	506.0	0.822
August	188.9	78.86	26.92	198.5	193.3	477.4	471.6	0.823
September	143.9	55.38	23.23	169.7	165.3	413.9	408.9	0.835
October	108.5	48.87	19.60	144.9	141.5	365.2	360.7	0.863
November	73.6	32.00	13.87	113.2	110.5	293.3	289.6	0.886
December	62.1	25.22	10.80	105.5	103.0	277.7	274.3	0.900
Year	1676.6	668.83	17.94	1944.2	1895.2	4858.4	4799.7	0.855

Legends

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

Figura 3.11 - Resultados principales

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

Una vez obtenidos los resultados procedemos a realizar la simulación para los próximos 25 años para obtener la energía producida total por la planta durante toda su vida útil. Para ello se utilizará la herramienta “Advance Simulation”, en la que emplearemos el “Aging Tool”.

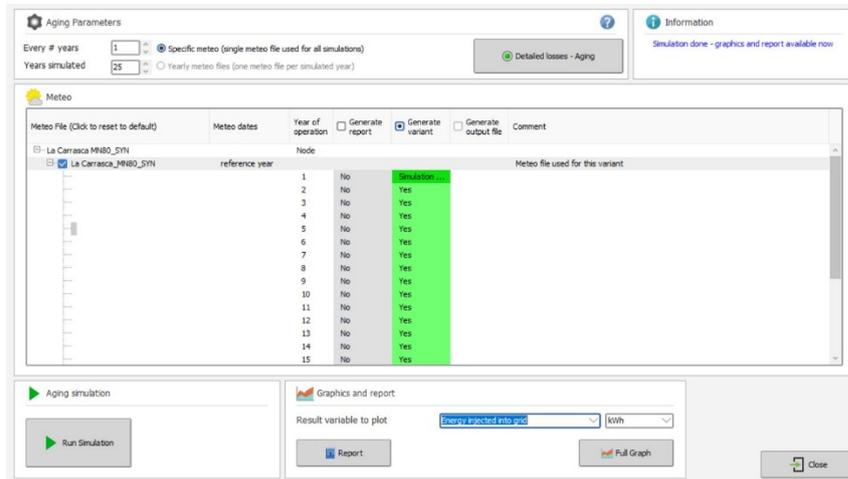


Figura 3.12 - Simulación para los próximos 25 años

Una vez obtenida la simulación durante los próximos 25 años, se obtiene la siguiente tabla en la cual muestra cuánta energía será producida durante los próximos 25 años, el PR (performance ratio) y el PR perdido respecto al del año anterior. El performance ratio es un medidor que es utilizado para indicar el rendimiento de la instalación fotovoltaica. Se define como la relación entre la energía generada y irradiación recibida por el sistema.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

Aging Parameters
 Time span of simulation 25 years
Module average degradation
 Loss factor 0.4 %/year
Mismatch due to degradation
 Imp RMS dispersion 0.4 %/year
 Vmp RMS dispersion 0.4 %/year
Meteo used in the simulation
#1 La Carrasca MN80 SYN
 Years 1990 (reference year)
 Years simulated 1-25

La Carrasca MN80 SYN

Year	E. Grid MWh	PR	PR loss %
1	4800	0.855	0%
2	4783	0.852	-0.3%
3	4764	0.849	-0.7%
4	4742	0.845	-1.2%
5	4716	0.84	-1.7%
6	4685	0.835	-2.4%
7	4648	0.828	-3.2%
8	4611	0.821	-3.9%
9	4573	0.815	-4.7%
10	4538	0.808	-5.5%
11	4510	0.803	-6%
12	4489	0.8	-6.5%
13	4471	0.796	-6.9%
14	4454	0.793	-7.2%
15	4438	0.791	-7.5%
16	4423	0.788	-7.8%
17	4409	0.785	-8.1%
18	4392	0.782	-8.5%
19	4372	0.779	-8.9%
20	4346	0.774	-9.5%
21	4306	0.767	-10.3%
22	4254	0.758	-11.4%
23	4198	0.748	-12.5%
24	4140	0.738	-13.7%
25	4082	0.727	-15%

Figura 3.13 - Resultados de la simulación para los próximos 25 años

Estos datos son clave para el análisis económico que se realizará posteriormente. Se necesitará saber cuánta energía se producirá durante la vida útil de la instalación.

Finalmente, para obtener la energía que se obtiene de la instalación de manera horaria durante el 2018 se va a utilizar una de las funciones de PVsyst más conocidas. Esta función proporciona los datos durante todo el año de la producción fotovoltaica que puede generar cualquier instalación sea grande o pequeña.

Como ya se ha mostrado anteriormente los primeros pasos a seguir en la simulación de PVsyst como es la ventana principal, cómo escoger la base de datos, la orientación del sistema ... se va a pasar directamente a la obtención de los resultados.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

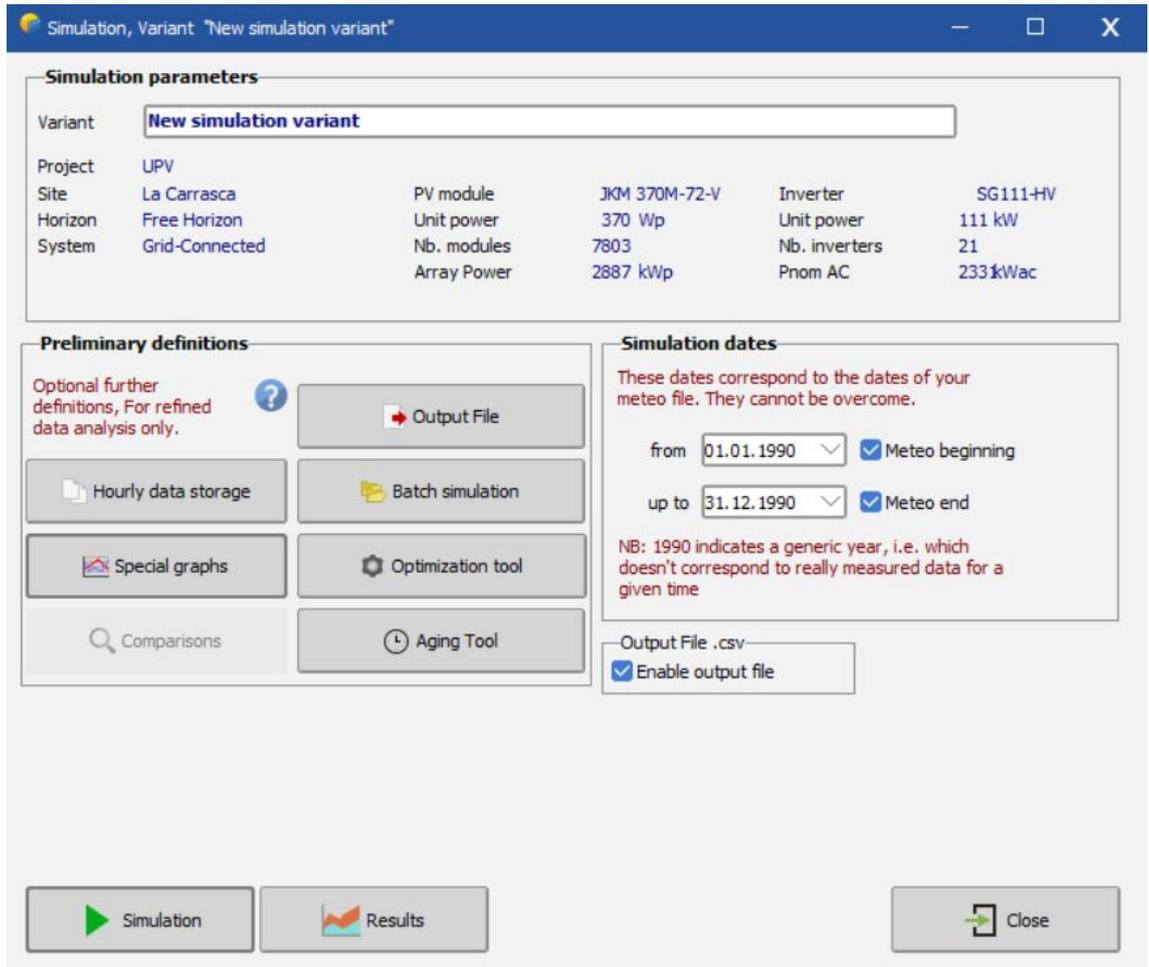


Figura 3.14 - Ventana para obtener la radiación anual horaria

En "Advance Simulation", se escogerá esta vez output file, aquí se podrá descargar un archivo .cvs con todos los datos que se necesitan para llevar a cabo en el análisis. Como se indica en la letra roja en la figura 3.12, el año 1990 indica un año genérico. Esto quiere decir que de la base de datos de Meteonorm se ha hecho una media y por lo tanto se tratan de unos valores representativos de la realidad.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

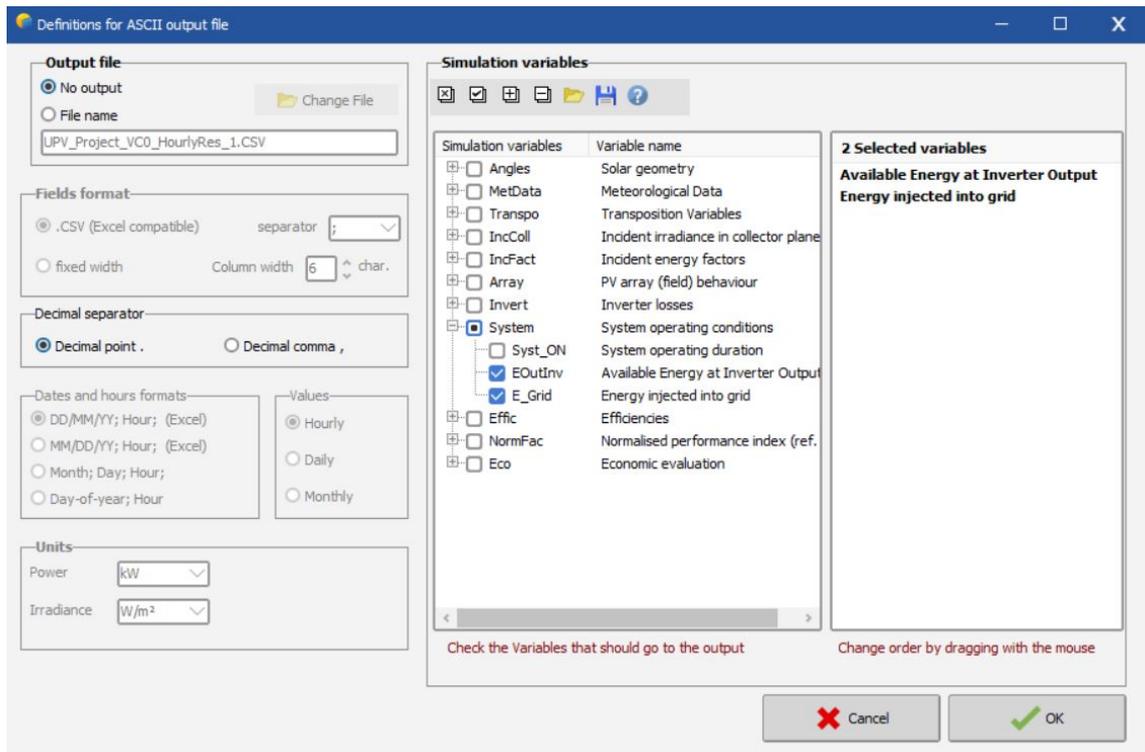


Figura 3.15 - Variable que se van a representar.

Finalmente, se escogen las variables que se quiera obtener en el archivo .csv y se vuelve a llevar a cabo la simulación. En este caso, se ha escogido la energía que se va a inyectar a la red y la energía que se obtiene a la salida del inversor. El archivo aparecerá en la base de datos del ordenador.

3.3 Comparación de la producción individual de cada edificio con su consumo

La agrupación de los edificios por escuela ha sido la siguiente, en primer lugar, hay algunas escuelas que están asociadas las unas a las otras, esto se debe a que la instalación fotovoltaica de estas escuelas comparte edificios. Esto se hace para poder maximizar el espacio existente en las cubiertas. Si hubiese que realizar instalaciones fotovoltaicas individuales para cada escuela, a parte de ser más caro, ya que se requeriría un inversor para cada escuela, más cableado y material aparte, sería menos eficiente, ya que el dimensionamiento no sería el óptimo.

Por lo tanto, la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Edificación, la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Informática y el edificio de rectorado están agrupadas bajo el mismo marco, compartiendo así los consumos, es decir sumando el consumo de todos los edificios, pero también compartiendo todo el aparcamiento P1A, y todas las cubiertas de sus edificios donde se instalarán todos los paneles solares. Los edificios que componen esta agrupación son: 1A, 1D, 1B, 1E, 1H, 1F, 2E, 3A, 1G y 1C.

La Escuela Técnica Superior de Arquitectura actuará por ella misma, ya que está suficientemente alejada de otras escuelas, es decir no está realmente conectada con ninguna otra. Por lo tanto, los edificios que se tendrán en cuenta para el consumo de la electricidad y en los que los paneles fotovoltaicos estarán instalados son: 2A, 2B, 2C, 2D y el 2F.

La escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural también actuará por sí misma. Tiene el espacio suficiente en sus cubiertas para poder producir energía fotovoltaica y no está conectada a ninguna otra escuela. Los edificios que se tendrán en cuenta para el consumo y en el que los paneles fotovoltaicos serán instalados son: 3B, 3C, 3G, 3H, 3I, 3J, 3K, 3F y 3P.

Con la Facultad de Bellas Artes pasa lo mismo, dispone de mucha superficie útil en sus cubiertas y está alejada de otras escuelas, por lo que no es posible unificarla con ninguna otra. Los edificios que se tendrán en cuenta para el consumo y en el que los paneles fotovoltaicos estarán instalados son: 3M y 3N.

La Escuela Técnica Superior de Caminos, Canales y Puertos también será una escuela que trabaje solamente con edificios en los que se imparten clases de esa facultad, hay oficinas, despachos o laboratorios. Los edificios que se tendrán en cuenta para el consumo y en el que los paneles fotovoltaicos serán instalados son: 4A, 4E, 4H, 4I, 4F, 4G, 4N y 4Q.

En el caso de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, la mayoría de sus edificios son los más antiguos de toda la universidad, al no ser tan grandes, la superficie disponible en estas cubiertas es muy reducida. Como se ha mostrado en la tabla 3.1, hay hasta 9 edificios en los que no se pueden instalar paneles fotovoltaicos debido a la falta de espacio disponible. Por lo tanto, se ha decidido incluir debido a la cercanía edificios que no son pertenecientes a la escuela, estos edificios son La Casa del Alumno, los edificios del área de deportes, la granja, el edificio de seguridad y de mantenimiento y el invernadero. Los edificios que se tendrán en cuenta para el consumo y en el que los paneles fotovoltaicos serán instalados son: 5E, 5S, 4K, 5R, 5R, 5M, 5C, 5D, 5G, 5F, 5H, 5J, 5I, 7H, 5N, 5O, 5Q, 7C, 5P, 5K y 5L.

La Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Telecomunicación contará también con unos edificios externos a la escuela, esto se debe también a la cercanía de los edificios a la escuela. Estos edificios son el pabellón de deportes, la piscina cubierta y el servicio médico. Los edificios que se tendrán en cuenta para el consumo y en el que los paneles fotovoltaicos serán instalados son: 4D, 6F, 6A, 6E y 4P.

La Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño, la Facultad de Administración y Dirección de Empresas y la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Geodésica, Cartografía y Topografía trabajarán conjuntamente, esto es debido a su cercanía y la falta de espacio disponible en las cubiertas. También se añadirá a las tres escuelas el Departamento de Ciencia Animal, el Departamento de Ingeniería Electrónica

y el Departamento de Organización de Empresas. Los edificios que se tendrán en cuenta para el consumo y en el que los paneles fotovoltaicos serán instalados son: 7B, 7E, 7G, 7F, 7D, 7A, 7 J y 7I.

Esas son todas las escuelas que acoge la UPV, pero no son ni mucho menos los edificios en los que hay cubierta disponible para instalar paneles fotovoltaicos. Hemos recogido el resto de los edificios por cercanía, en este caso hemos agrupado los edificios 8A, 8C, 8D, 8P y 8N. Los que corresponden al Cubo ITE, Cubo ITQ, Edificio de Microscopía Electrónica, Departamentos de Motores y a la Cafetería Malvarrosa.

Los edificios 9B, 9D y 9C también han sido agrupados, los que corresponden con el pabellón de deportes “El trinquet”, edificio donde se encuentran múltiples Startups y el Instituto Universitario de Ingeniería Mecánica y Biomecánica.

La última agrupación de edificios son los que pertenecen a la Ciudad Politécnica de la Innovación, estos tres edificios están conectados los unos con los otros y todos pertenecen a la misma institución. Los edificios son: 8E, 8G y 8B.

Finalmente, hay tres edificios que no pueden tener instalaciones fotovoltaicas y que por lo tanto no se han tenido que agrupar con ningún otro edificio o escuela. También, son edificios que son utilizados por todos los estudiantes de la universidad y que por lo tanto no deberían entrar en ninguna agrupación, estos edificios albergan a la biblioteca general de la UPV, el edificio Nexus y el Instituto Universitario Mixto de Tecnología Química. Los edificios son: 4L, 6C y 6G.

Una vez agrupados todos los edificios de la UPV, falta la última parte que es comparar analítica y gráficamente la producción de energía fotovoltaica de los edificios agrupados con su consumo. Ya que esta comparación se ha realizado, como se ha mencionado antes, días de la semana laborales, sábados y domingos y aparte se ha hecho para todos los meses hay 504 gráficos que comparan los consumos con la producción fotovoltaica. Por lo tanto, todos estos gráficos no estarán incluidos en este apartado, estarán incluidos en el anexo.

Sin embargo, se adjunta un gráfico para poner un ejemplo visual de cómo se están realizando estas comparaciones. En este caso, el gráfico a continuación muestra los excedentes de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial (ETSII) durante el mes de enero.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

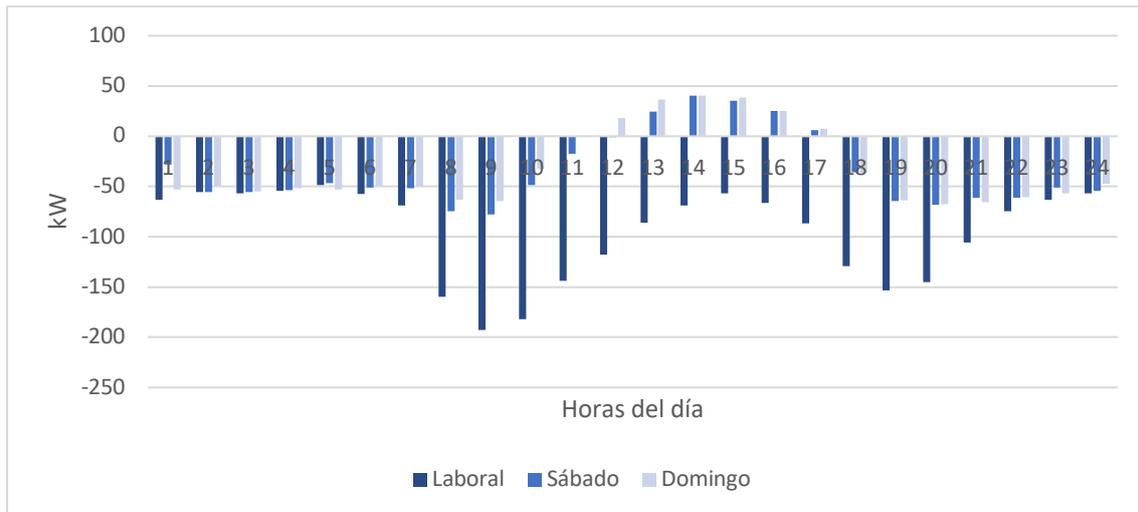


Figura 3.16 – Gráfico comparativo de la energía excedente de la ETSII en el mes de enero.

Como se puede observar, se ha dividido la lectura de datos en tres tipologías de día: laborales sábados y domingos. En el eje vertical tenemos los kilovatios que obtenemos tras restar la energía consumida por todos los edificios que se han mencionado previamente en el global de la escuela de industriales de la producción fotovoltaica que se ha instalado en todos estos edificios.

La escuela de industriales es una escuela que tiene un gran número de alumnos y de laboratorios en comparación con otras posibles escuelas de la UPV y que por lo tanto tiene un gran consumo energético. La mayoría de los edificios son antiguos ya que la escuela de industriales fue una de las primeras en asentarse en la UPV, por lo tanto, la mayoría de las cubiertas de estos edificios no tienen gran capacidad de instalación de paneles solares. Durante los días laborales podemos ver que no hay excedentes. Sin embargo, esto no es así para los sábados y los domingos en los que podemos ver que durante las horas de mayor producción solar sí que tenemos excedentes.

Esto quiere decir que durante la semana la escuela de industriales comprar la energía a otras escuelas con una mayor capacidad de producción o menor consumo energético. Sin embargo, durante los fines de semana esta energía se puede redistribuir dentro de la universidad a otros edificios que no estén teniendo excedentes o se puede vender a viviendas o negocios cercanas a la universidad para recuperar la inversión.

A continuación, se adjunta también la gráfica de comparación de excedentes de la escuela de edificación técnica, la escuela de informática, y los edificios de rectorado.

Como se puede apreciar los excedentes durante el día son muy significativos, independientemente de si es día laboral sábado o domingo. Esto quiere decir que esta energía excelente se puede pasar también a otras escuelas y que por lo tanto siempre va a haber energía suficiente dentro de la universidad que garantice su autoconsumo.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

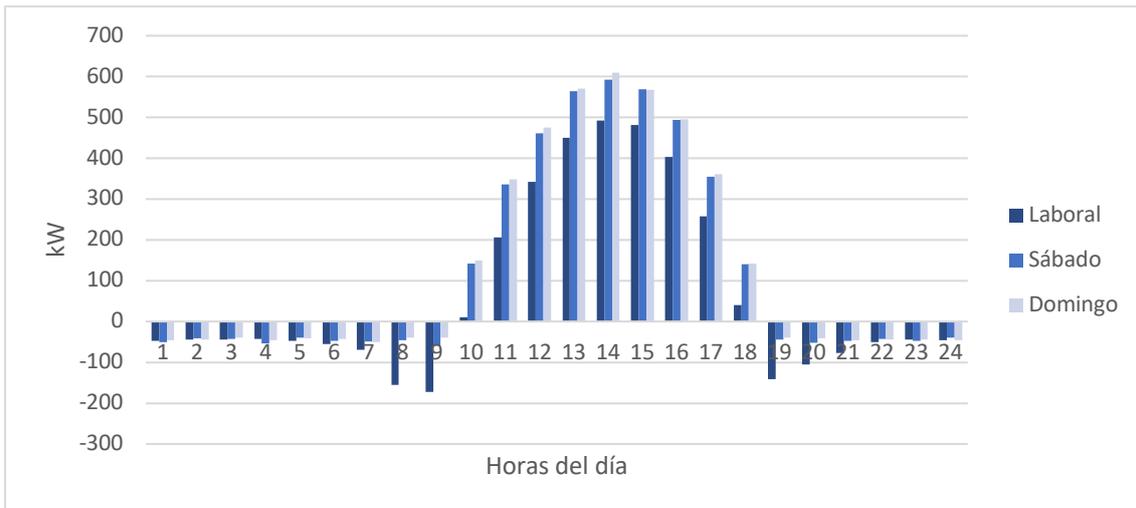


Figura 3.17 – Gráfico comparativo de la energía excedente de la escuela de edificación, de la escuela de informática y del edificio de rectorado en el mes de enero.

Este estudio también se ha realizado para así poder hacer una comparativa entre escuelas y así obtener las escuelas que son más eficientes energéticamente, es decir, las que menos energía consumen. Ya que las distintas escuelas no tienen ni los mismos alumnos ni metros cuadrados no se puede cuantificar exactamente la eficiencia energética por escuela.

A continuación, se muestra el porcentaje de energía solar instalada por escuela de la UPV. La Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Edificación, la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Informática y el edificio de rectorado aportan el 32,50%, esto es dado a que disponen del aparcamiento P1A, en el cual se pueden instalar 1149 placas solares más.

La Escuela Técnica Superior de Arquitectura aporta el 7,95% de la energía instalada en la UPV.

La escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica y del Medio Natural aporta el 6,90% de la energía instalada en la UPV.

La Facultad de Bellas Artes aporta el 4,73% de la energía instalada en la UPV. A pesar de tener tan solo dos edificios, al ser bastante nuevos, ya que se construyeron en el año 2008 y 2001.

La Escuela Técnica Superior de Caminos, Canales y Puertos aporta el 2,92% de la energía instalada en la UPV.

La Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial aporta el 4,90%, esto se debe a que como se ha mencionado previamente, se le han añadido varios edificios externos

a la escuela ya que muchos de los edificios no están habilitados para la instalación de las placas solares.

La Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Telecomunicación aporta el 4,02% de la energía instalada a la UPV.

La Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño, la Facultad de Administración y Dirección de Empresas y la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Geodésica, Cartografía y Topografía aportan el 1,79% de la energía instalada en la UPV.

Los edificios Cubo ITE, Cubo ITQ, Edificio de Microscopia Electrónica, Departamentos de Motores y a la Cafetería Malvarrosa aportan el 18,44% de la energía instalada en la UPV, este valor tan alto se debe a la incorporación del aparcamiento 8A, en el que se aportan 1414 placas más.

En el pabellón de deportes “El trinquet”, edificio donde se encuentran múltiples Startups y el Instituto Universitario de Ingeniería Mecánica y Biomecánica se aportan el 5,57% de la energía instalada en la UPV.

Los edificios que se encuentran en la Ciudad Politécnica de la Innovación aportan el 7,23% de la energía instalada por la UPV.

Finalmente hay 3 edificios que aportan una pequeña cantidad de energía, pero actúan por privado ya que no pertenecen a ninguna escuela. La biblioteca general aporta el 0,85%, el Instituto Mixto de Tecnología Química aporta el 0,32% y el edificio Nexus aporta el 0,83%.

En la siguiente gráfica se puede apreciar de manera visual estos porcentajes. Como se puede apreciar, ambas escuelas que cuentan con un aparcamiento son las que mayor porcentaje de potencia instalada tienen.

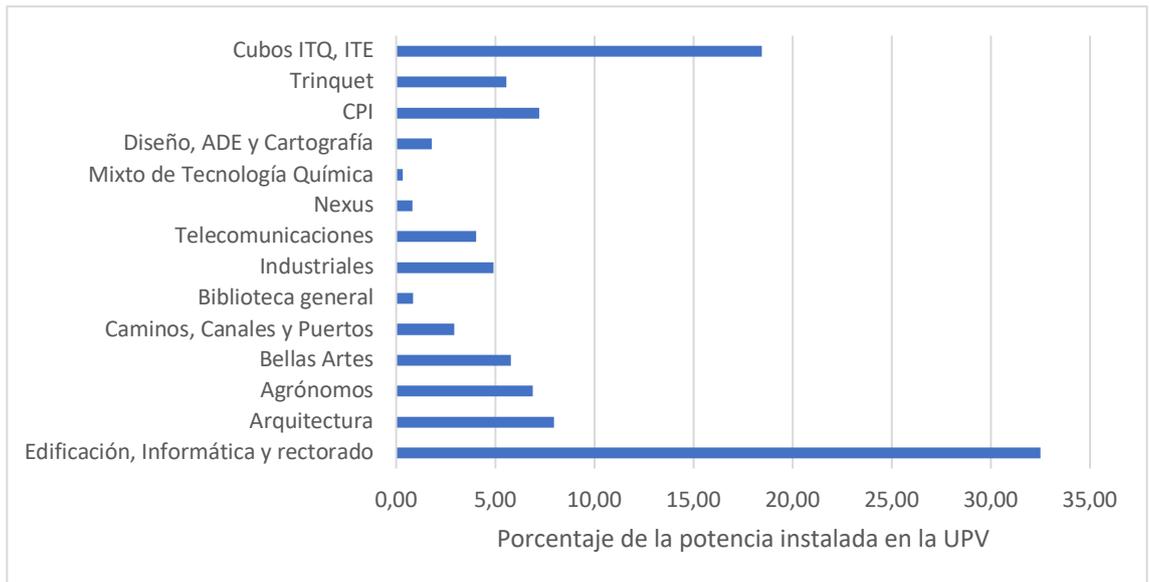


Figura 3.18 – Porcentaje de la potencia instala en la UPV por escuelas.

Esto es importante porque a pesar de haber agrupaciones de edificios o escuelas con un gran potencial fotovoltaico, como puede ser el caso de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Telecomunicación o la Facultad de Bellas Artes durante las horas de mayor producción fotovoltaica en los días laborales no hay excedente. Esto quiere decir que el gasto energético es muy grande y que por lo tanto hay que adoptar y proponer unas medidas de eficiencia energética cuanto antes.

Ya que, no basta con que la instalación fotovoltaica cubra el consumo de la universidad, también se debe reducir el consumo energético al máximo para así tener el mayor excedente posible y así poder verter energía renovable a la red. De esta manera estaremos reduciendo la cantidad de energía no proveniente de energías limpias que se utiliza para abastecer a la red.

No se va a realizar de manera exacta un modelo de distribución de la energía, ya que, en el caso de la UPV, la energía va a un sistema único. La comparación individual de las agrupaciones de los edificios se ha realizado para poder demostrar gráficamente que en ciertos edificios de la UPV hay excedente durante las horas de mayor producción solar y que por lo tanto la ejecución de esta comunidad energética es posible.

A continuación, se van a mostrar tres gráficos en los que se compara la suma de electricidad de todos los edificios pertenecientes a la UPV frente a la que se obtendría de la instalación fotovoltaica instalada en las cubiertas de la UPV. El gráfico muestra el mes de enero ya que es el primer mes del año, también se muestran los días laborales, los sábados y los domingos. El resto de los meses están incluidos en el Anexo C.

En el eje vertical se representa la media horaria de cada día del mes en kW, en el eje horizontal se representan las horas del día.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

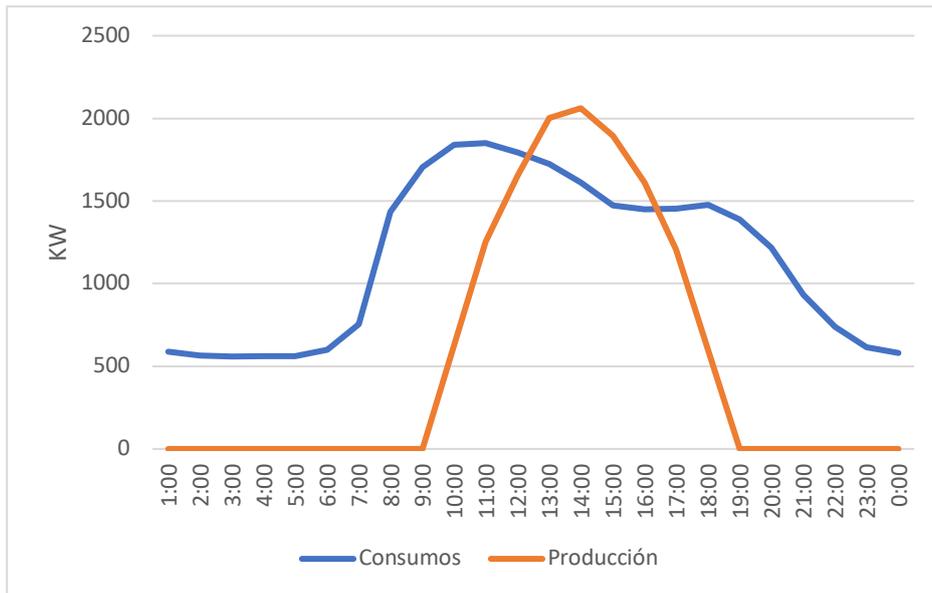


Figura 3.19 – Gráfico comparativo de la energía excedente los días laborales de enero de la UPV.

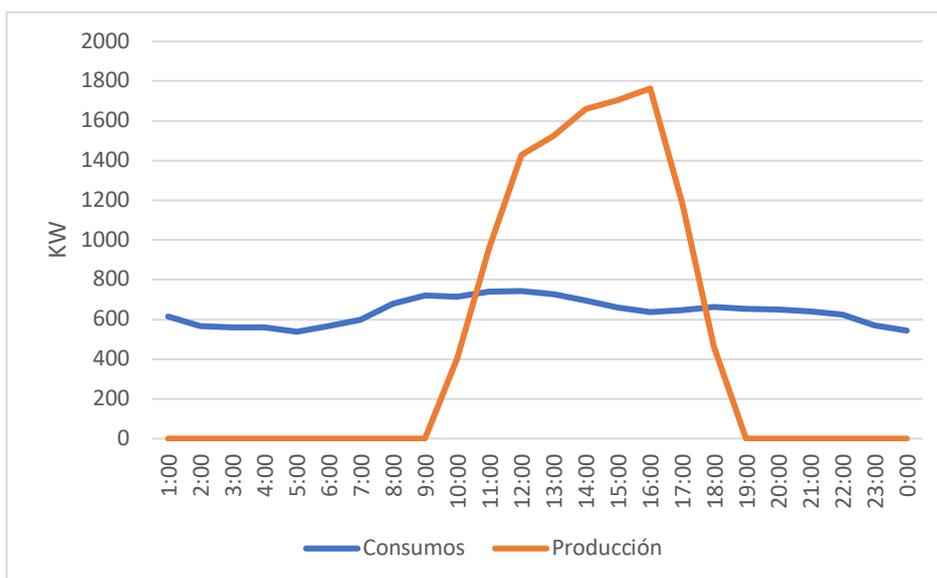


Figura 3.20 – Gráfico comparativo de la energía excedente los sábados de enero de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

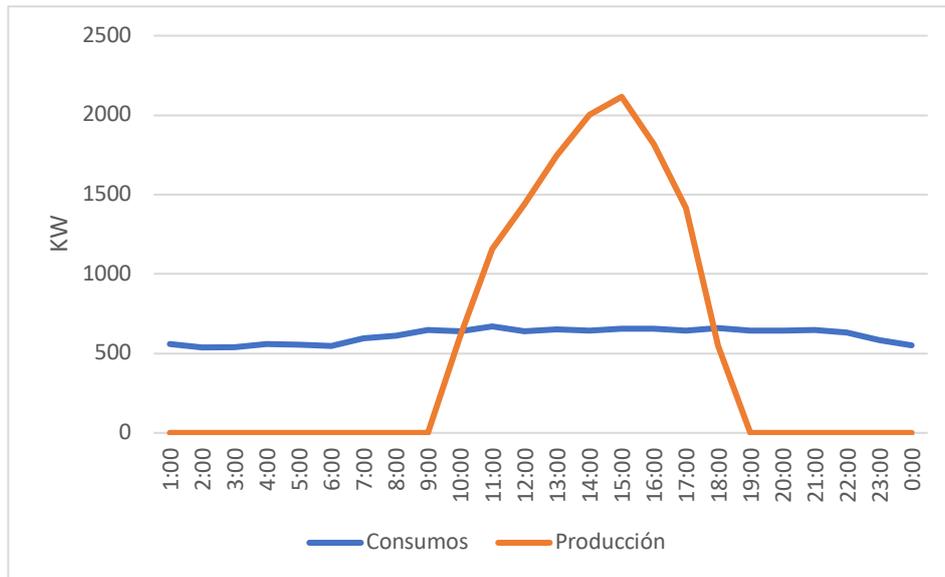


Figura 3.21 – Gráfico comparativo de la energía excedente los domingos de enero de la UPV.

Solo se ha adjuntado el mes de enero para que se obtenga una idea aproximada de como son los excedentes en los tres escenarios posibles (estos gráficos estarán incluidos en los anexos). Como se ha podido ver en los gráficos anteriores, los días laborales no siempre están cubiertos por la producción fotovoltaica de los edificios. En los casos de los meses más fríos o los meses más calientes, al utilizar tanta electricidad para la climatización el gasto por edificio aumenta considerablemente. Este es el caso de los meses de febrero, junio, julio y septiembre. En este caso las horas de los días laborales que no se pueda satisfacer la demanda con la producción fotovoltaica de la instalación de la UPV se deberá comprar la energía directamente de la red.

Sin embargo, esta cantidad es tan pequeña en comparación con la cantidad que se debería comprar sin instalación fotovoltaica previa que el gasto es mínimo en comparación con los beneficios obtenidos gracias a la nueva instalación fotovoltaica propuesta.

Por esto mismo, la energía fotovoltaica encaja también con el modelo de consumir energía de la UPV ya que los picos de demanda vienen en las horas del día en las que existe una mayor producción fotovoltaica. Esto no ocurre en los edificios residenciales ya que los picos de demanda se producen más tarde, entre las siete y las nueve de la tarde.

Por ejemplo, enero no es un mes en el que esto ocurre ya que hay vacaciones; lo mismo ocurre en el mes de agosto en el que, a pesar de que es el mes más caluroso la gran mayoría de docentes y de alumnos no se encuentran en la universidad.

Sin embargo, los sábados y domingos existe un gran excedente en todos los meses. Tener tanta energía excedente asegura que se va a poder verterla a la red o venderla a los vecinos de los alrededores.

3.3.1 Medidas para reducir el consumo

Como se ha mencionado anteriormente, se va a proponer distintas medidas para reducir el consumo en los edificios de la UPV, ya que se debe mejorar año tras año y se debe reducir mucho el consumo energético. En el primer año del proyecto, es decir, el primer año en el que la instalación solar está en funcionamiento, la UPV auto-consumirá en torno a 4,2 millones de kWh. Se espera que, durante los 25 años de funcionamiento de la planta, el consumo en la UPV disminuya un 0,05% cada año. Puede parecer un objetivo muy poco ambicioso, pero reducir un porcentaje de un número tan grande como son 4,2 millones de kWh supone un esfuerzo muy importante, y más aún cuando se propone reducirlo cada año.

Entre las medidas para reducir el consumo de la UPV en un 0,05% se proponen las siguientes. La primera de todas es proponer un medidor para que sea justa la comparación entre escuelas, en este trabajo se proponen 2 medidores: kWh consumidos/ (alumnos + docentes que pertenecen a las escuelas) y kWh consumidos/m², es decir, la superficie total de la escuela.

Se cree que estos dos medidores serán efectivos porque representan las dos variables que son más precisas y sencillas de contar. En algunas escuelas donde haya un gran número de alumnos, pero un pequeño número de laboratorios puede tener un medidor más grande que otro, pero lo importante del medidor es ver cómo cambia a lo largo del tiempo y mientras ambos medidores decrezcan significará que se está progresando y transicionando hacia una universidad neutra en carbono.

Las siguientes medidas son las medidas que se adoptan primero cuando se quiere reducir el consumo de cualquier edificio o residencia. Se propone cambiar todas las luces a luces led, este tipo de luces consume un 80% menos que las bombillas tradicionales y tienen una vida útil de 50000 horas, en comparación con 10000 horas de vida útil que tiene una bombilla tradicional. La inversión que se debe realizar es muy baja y el retorno de inversión que se obtiene es muy elevado.

La segunda medida es aislar de la mejor manera posible las puertas, ventanas y paredes de todos los laboratorios y todas las aulas de la UPV. Una gran parte de la energía que se disipa en la climatización se “escapa” por estos sitios y por lo tanto se ha de calentar o enfriar el lugar durante más tiempo y a mayor intensidad, esto hace que el consumo suba. Por lo tanto, si se aíslan correctamente el consumo disminuirá considerablemente.

La tercera medida es limitar la temperatura del aire acondicionado o la calefacción a 20º centígrados, ya que cada grado que se aumenta o se disminuye supone un 7% más de gasto energético.

La cuarta medida es asegurarse que, todos los dispositivos, (ordenadores, proyectores, máquinas de laboratorios que no se estén utilizando, ...) se apaguen durante las horas en las que la UPV permanece cerrada, esto supondrá una gran reducción en el consumo ya que, en la gran mayoría de los dispositivos, mantenerlos encendidos durante la noche representa casi el 50% de su consumo.

Finalmente, la quinta medida es reemplazar los dispositivos que tengan una edad alta para así sustituirlos por nuevos que sean más eficientes energéticamente, esto podrá suponer una reducción del 15% del consumo total de estos dispositivos.

Dado el gran tamaño de la UPV, estas medidas se deberán adoptar progresivamente, ya que no se pueden sustituir todas las bombillas, ventanas, paredes, puertas y dispositivos de la noche a la mañana. También esto supondrá una inversión, pero con los beneficios obtenidos de la instalación fotovoltaica se puede destinar ese dinero a mejorar la eficiencia energética de todos los edificios de la UPV.

Una vez realizado el estudio técnico, se procede a realizar el estudio económico. El estudio económico se puede realizar de varias maneras en este caso se ha escogido utilizar tres maneras distintas de enfocar el estudio.

3.4 Estudio económico

La primera manera de afrontar el estudio económico ha sido tratar a la UPV como un "IPP" (*Independent Power Producer*). Un IPP, es una entidad que no es pública, pero tiene terrenos para poder producir energía eléctrica para venderla a usuarios, también pueden vender la energía excedente a la red. En este caso es lo más sencillo para la UPV ya que toda la energía que se produce en la instalación fotovoltaica se vierte a red y no tiene que ser distribuida.

Para la gran mayoría de IPP's, se obtiene una tarifa fija a la que se venderá el precio de la energía durante toda la vida operativa de la planta. Esto hace que la gran mayoría de instalaciones que son gestionadas por estas entidades sean rentables a largo plazo. A pesar de que estas entidades tienen el objetivo de obtener un beneficio a largo plazo, es decir, beneficio económico y no social invierten en energías renovables y por lo tanto, llenan la red eléctrica de energías limpias.

La segunda manera de afrontar el estudio económico ha sido tener en cuenta la energía auto consumida por la UPV y cuantificarla para así multiplicarla por el precio de compra y obtener el ahorro que tendría la UPV anualmente. También el excedente se

va a verter a la red. Por lo tanto, el precio de ese excedente es el mismo que se ve ha utilizado a la hora de tratar a la UPV como un IPP. La discrepancia entre el precio de compra de la electricidad y el precio de venta a la red es muy dispar. El precio de compra de electricidad siempre es más elevado. Esto hará que el Payback o el periodo de retorno de la inversión de la instalación sea mucho menor que si tratamos a la UPV como un IPP. El precio de venta del excedente se ha obtenido del “Pliego de condiciones técnicas particulares para el contrato de suministro de energía eléctrica a la Universidad politécnica de Valencia en sus instalaciones”, el cual se encuentra en la plataforma de contratación del sector público que está gestionada por el Ministerio de hacienda. En la figura 3.22 se puede ver el precio de la tarifa de los suministros de alta y baja tensión para la UPV.



SERVICIO DE MANTENIMIENTO

4.2. TIPO DE LA LICITACIÓN SUMINISTROS MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Se establecen un único lote para la presentación de las ofertas:

- Suministros 6.1TD: Precio fijo
- Suministros 3.0TD: Precio fijo

El tipo máximo de licitación para cada uno de los suministros se establece en:

Descripción	Precio unitario IVA exc (€)
ALTA TENSIÓN Tarifa 6.1TD	0,200
BAJA TENSIÓN Tarifa 3.0TD	0,200

Figura 3.22 – Tipo de licitación de los suministros de media y baja tensión para la UPV.

En este caso, el precio es fijo y se abona una cantidad de 0,2 euros por kW, sin incluir el IVA. Este será el precio que se tenga en cuenta de la electricidad que es autoconsumida, ya que ese es el precio que está pagando la UPV, por lo tanto, es un ahorro. Las tarifas de acceso que se aplican dependen de si el suministro se produce a baja o alta tensión. En el caso de la UPV, se utilizan ambas y por lo tanto el conjunto de las dos son el total de la energía consumida en la UPV.

Por último, afrontaremos el estudio como una comunidad energética local. Se calcularán el número de viviendas que hay en un radio de 500m de la UPV, ya que la normativa actual establece que sólo las viviendas que se encuentren a esta distancia podrán gozar de un autoconsumo compartido. Esto se va a traducir en posibles

inversores o participantes de esta comunidad energética local. Por cada vivienda se destinará 300 kWh/año [38], (esta cantidad es una estimación de cuanto consume un hogar medio de cuatro residentes según el IDAE) de la instalación fotovoltaica a cubrir la posible demanda que tenga esa casa. De esta manera, la inversión se repartirá entre el número de viviendas que va a haber en este radio de 500 m, pero también se repartirán los beneficios que se obtengan de la venta de energía o de ahorrársela de la red.



Figura 3.23 – Radio de 500m dibujado desde los varios puntos del perímetro de la UPV.

En la figura anterior se puede apreciar toda el área que abarca el radio de 500m alrededor de la UPV. Por lo tanto, hay muchos edificios residenciales que entran dentro de la posible comunidad energética local. Sin embargo, la prioridad está en proporcionar energía renovable a las masías que están en la huerta de Valencia y la zona este, donde hay residencias que viven en riesgo de pobreza energética, ya que en esa zona vive gente de bajos recursos y en casas antiguas que no están dotadas de la tecnología necesaria para que las casas sean eficientes energéticamente.

Esto se debe a que la UPV puede realizar una inversión para ayudar a estas personas en riesgo de pobreza energética y así poder ser una UPV solidaria que ayuda a la comunidad mediante recursos económicos y el espacio necesario para instalar las placas solares. La diferencia entre los beneficios obtenidos será de entorno al 1% y el

impacto que tendrá en la comunidad será enorme, ya que va a poder abastecer a una cantidad enorme de personas. Como se menciona a continuación, se estima que se van a poder abastecer 215 viviendas al año, lo cual supone un impacto en la vida de unos miles de personas. Estas viviendas han sido contadas desde a través de “Google Earth”. También podrá servir como ejemplo de que las instituciones con recursos y con perspectivas de ser solidario pueden realizar un gran impacto en las comunidades de alrededor y ayudar a muchas familias a no correr el riesgo de no poder pagar el recibo de la luz.

Por lo tanto, el excedente que tenga la UPV cuando toda su demanda sea cubierta va a ser repartida a todas estas viviendas al menor coste posible. Si la electricidad se puede vender a 0 euros/kWh, se venderá a ese precio, ya que la UPV intentará obtener el menor beneficio posible actuando así de forma solidaria. Esto tiene un gran beneficio social, ya que la UPV se puede permitir vender la electricidad a ese coste y los vecinos que se verán afectados podrán reducir su factura de la luz considerablemente, así pudiendo utilizar ese ahorro en otro tipo de comodidades.

En el área total que se ha mostrado en la figura 3.23 se han contado un total de 100 masías residenciales o de uso agrícola, las cuales estarán disponibles para unirse a la CEL. Como las 100 masías no consumen todo el excedente que tiene la UPV durante los fines de semana de cualquier mes del año y durante una gran parte de los meses del año, tampoco lo hacen durante los días laborales, se ha decidido incluir a los edificios que están cerca del CPI, en la zona más al este del Campus de Vera, ya que son unos edificios antiguos en los que las fachadas están protegidas y que por lo tanto no se pueden instalar paneles solares en ellas. Por cada piso residencial se estima que consumirá una media de 3000 kWh/año, esta estimación se ha sacado de la página web del IDAE [38].

También se han elegido estos edificios ya que la gran mayoría de los residentes de la zona es gente con bajos recursos [39], que deberían hacer un esfuerzo económico muy grande para poder instalar placas solares. Por lo tanto, es una manera de apoyar a la gente de bajos recursos a realizar inversiones en un tema desconocido para la gran mayoría, en el que van a poder apoyar a la lucha contra el cambio climático, y a parte, aprender sobre las energías renovables, el impacto que tienen en la sociedad y como son una inversión necesaria para poder en un futuro no ser dependientes de las energías no renovables. Todo esto mencionado anteriormente hace referencia a los comentado en el apartado 2.3.2 Beneficios y ventajas de las CEL.

Con el excedente que tiene la UPV, se podría ayudar a 215 viviendas al año, que a pesar de que no parezca un número muy grande, son 215 viviendas que van a reducir su consumo de energías no renovables drásticamente y van a reducir su huella de carbono. A parte, van a ver reducida su factura de luz considerablemente durante los próximos 25 años.

4. Presupuesto

4.1 Consideraciones previas

En este apartado se cuantificará el coste del estudio de la construcción y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica instalada en las cubiertas de la OPV. El periodo de realización del proyecto ha sido de 18 meses, teniendo en cuenta el periodo de diseño y el análisis de la instalación.

4.2 Recursos humanos

Los recursos humanos empleados para este trabajo han sido los siguientes: un estudiante de último grado del grado de ingeniería de la energía y dos docentes ingenieros doctores especialistas en los mercados eléctricos. Se ha realizado una estimación del número de horas que cada integrante del trabajo a dedicado al proyecto.

La retribución se ha obtenido a través de un informe del centro de apoyo a la innovación, la investigación y la transferencia de tecnología del año 2016 y del convenio de prácticas de el estudiante.

Tabla 4.1 – Presupuesto total recursos humanos.

Concepto	Coste unitario	Tiempo empleado	Coste total
Estudiante de ingeniería	30 €/h	300 h	9000 €
Docente ingeniero doctor	49,2 €/h	30 h	1476 €
Docente ingeniero doctor	49,2 €/h	30 h	1476 €

4.3 Amortización de softwares y equipos

Se han utilizado tres equipos informáticos, el primero un PC portátil utilizado por el estudiante que ha realizado el trabajo y un ordenador de sobremesa utilizado por cada uno de los docentes ingenieros doctor. Los softwares se utilizados han sido PVsyst y el paquete entero de Microsoft Office.

Tabla 4.2 – Presupuesto total softwares y equipos informáticos.

Concepto	Precio	Periodo de amortización	Periodo amortizado	Coste de amortización
----------	--------	-------------------------	--------------------	-----------------------

PC de sobremesa	600€	5 años	4 meses	30€
PC portátil	850€	5 años	4 meses	42,5€
Software PVsyst	600€	2 años	12 meses	220€
Software MS Office	200€	2 años	9 meses	100€

4.4 Resumen del presupuesto de la ingeniería previa

En la todos los proyectos se deben incluir los costes indirectos, que se atribuyen a los costes no imputables a unidades concretas sino a al conjunto de los gastos de la obra, comunicaciones y posibles costes imprevistos.

Tabla 4.3 – Presupuesto total de la ingeniería previa.

Concepto	Importe (€)
Coste de los recursos humanos	7452
Amortización de los softwares y de los equipos informáticos	392,5
Costes indirectos (15%)	1176,6
IVA (21%)	1647,35
Total	10668,45

4.5 Presupuesto de ejecución de la obra

Las grandes ventajas de que la instalación se realice en las cubiertas de la UPV es que no hay que pagar alquiler de la parcela como ya se mencionado previamente. También es una gran ventaja que no haya que instalar ningún sistema de video vigilancia, ya que, ya está instalado y puesto en marcha.

Este presupuesto es una estimación, se ha utilizado los datos de un proyecto de una empresa alemana (Clere AG), muy similar a este, dado su potencia (3000 kWp) y donde se instala (también en unas cubiertas). Los precios se han obtenido del presupuesto de dicho proyecto y las unidades se han ajustado a este proyecto en particular. También, así como posibles equipos utilizados que no se han mencionado en la memoria.

Por lo tanto, para la obra civil solo se han tenido en cuenta los siguientes equipos:

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE
2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU
ENTORNO

Tabla 4.4 – Presupuesto total ejecución de la obra.

Equipos utilizados	Unidades	Precio Unitario (€)	Precio total (€)
Cable solar 4mm ²	6069	1,05	6372,45
Cable solar 6mm ²	4046	1,24	5017,04
Cable media tensión 150 mm ²	50	5,95	297,5
Cable media tensión 240 mm ²	200	7,35	1470
Conexión módulos	7803	1,5	11704,5
Conductor de cobre desnudo para P.A.T.	1250	4,4	5500
Picas de cobre	5	28	140
Instalación eléctrica de la estación meteorológica	1	7500	7500
Instalación de inversores	21	310	6510
TOTAL OBRA ELÉCTRICA			44511,49
AC boxes	7	1000	7000
Main AC Box	1	18000	18000
Inversores (compra y transporte)	21	4700	98700
Estructura	7803	30	234090
Instalación de la estructura	7803	9	70227
Módulos fotovoltaicos	7803	150	1170450
TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES			15984673
PPC	1	26000	26000
Sensor de temperatura ambiente	2	260	520
Sensor de temperatura de la célula	2	260	520
Pirómetro	2	1600	3200
Estación meteorológica	1	2475	2475
TOTAL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN			32715
Mano de obra (3 trabajadores)	240	60	14400
Jefe de obra	240	80	19200
TOTAL CONTRATACIÓN PERSONAL			33600
Total de costes indirectos	15%		256238,92
PRESUPUESTO TOTAL			1965679,41 €

Por lo tanto, el presupuesto total para la realización de este proyecto es de 1965679 euros con 41 céntimos, IVA incluido.

En nuestro caso como ya se ha comentado previamente, no se ha tenido en cuenta obra civil realizada para aclimatar la instalación a las cubiertas actuales ya que

esto va variando a lo largo del tiempo y no se ha podido obtener acceso a todas las cubiertas de la UPV.

4.5.1 Presupuesto para la obra eléctrica:

- Cable solar: Se ha considerado 3500m por MWp. 40% del cableado es de 6mm² y 60% para el cableado de 4mm².
- Cable de media tensión: Se han elegido 250m ya que el centro de transformación está situado dentro de la UPV. Un 20% del cableado es de 150mm² y un 80% es de 240mm².
- Conexión de módulos: Se han considerado los módulos que están instalados en la cubierta.
- Cobre desnudo para puesta a tierra: Se han considerado 1250m, 715m para la estructura y el resto para los inversores.
- Picas de cobre: Se ha considerado una por cada transformador.
- Instalación de la estación meteorológica: Hay una instalación meteorológica.
- Instalación de inversores: Número de inversores en la instalación.

4.5.2 Equipos principales:

- AC boxes: Se han considerado 7 AC Boxes, una por cada agrupación lejana de edificios.
- Main AC Box: Solo es necesaria 1.
- Inversores: Se han utilizado 21 inversores de 111KW para obtener un DC/AC ratio del 1,2. Nivel óptimo para instalaciones de grandes tamaños.
- Estructura: Se han utilizado 7803 módulos.
- Instalación de la estructura: Se han utilizado 7803 módulos.
- Módulos fotovoltaicos: Se han utilizado 7803 módulos.

4.5.3 Sistema de monitorización:

- PPC (Power plant controller): Se utiliza para limitar la potencia de salida de los inversores. Con uno es suficiente.
- Sensor de temperatura ambiente: Se instalan dos para tener doble comprobación.
- Sensor de temperatura de la célula: Se instalan dos para tener doble comprobación.
- Piranómetro: Se instalan dos para tener doble comprobación.

4.5.4 Contratación de personal:

Se ha tenido en consideración que las obras han durado seis semanas. Los trabajadores han tenido una jornada laboral de cuarenta horas a la semana.

5. Estudio de rentabilidad

5.1 Costo nivelado de la energía (LCOE)

EL LCOE (Levelized Cost of Energy) es una medida que se utiliza para calcular el coste neto actual promedio de la generación de electricidad para una planta generadora durante toda su vida útil, esto tiene en cuenta todos los posibles gastos que pueda haber durante el tiempo en el que está en funcionamiento (esto son los gastos de operación y mantenimiento). Es una herramienta útil y necesaria para poder comparar eficientemente los costes de producción entre las distintas tecnologías.

Para calcular el LCOE se hace uso de la siguiente ecuación (1):

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{generada}}{(1+r)^t}}$$

Siendo:

- I : Los gastos de la inversión, es decir, el presupuesto total del proyecto.
- $O\&M$: Los gastos de operación y mantenimiento.
- $E_{generada}$: Energía inyectada en el punto de conexión.
- r : Tasa de descuento, un 4% en nuestro caso
- n : La vida útil de la planta (25 años)

Esto se trata de un valor teórico anual, que, si se multiplica cada año por la energía generada, se obtiene el equivalente a los costes reales asociados de generación y se obtiene mediante la siguiente ecuación (2):

$$Coste\ Equivalente = \frac{LCOE * E_1}{1+r} + \frac{LCOE * E_2}{(1+r)^2} + \frac{LCOE * E_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{LCOE * E_{25}}{(1+r)^{25}}$$

5.1.1 Estimación de los gastos anuales

La estimación de los costes de operación y mantenimiento durante los próximos 25 años de funcionamiento de la instalación propuesta se muestra en la tabla a continuación. También se ha añadido una columna para la sustitución de equipos, ya que es inevitable que ciertos equipos sufran deterioros que harán que sea necesario sustituirlos. Sin embargo, no se puede determinar con exactitud la cantidad de equipos que se van a sustituir, de modo que, se ha hecho una suposición de que se van a reemplazar 50 módulos y 5 inversores. Teóricamente se debería incluir también la

sustitución de otros equipos, como podría ser el de transformadores o celdas de media tensión, sin embargo, esto no lo incluiremos ya que estos gastos estarán dentro del presupuesto anual de la UPV en dentro de operaciones y mantenimiento.

Por lo tanto, el coste de estas reparaciones se estima en 30000€, este cálculo viene de los precios de los inversores y de los módulos fotovoltaicos. En este caso, el inversor tiene un coste de 4700€ y el módulo fotovoltaico de 150 €. El coste de las reparaciones se repartirá a partes iguales entre los años 5 y 25, ya que los primeros 5 años suponemos que no va a ser necesario realizar ningún tipo de sustitución de equipos.

Por otro lado, ya que estamos instalando los paneles solares en las cubiertas de la UPV, no se va a pagar alquiler, esto hace que la rentabilidad del proyecto suba considerablemente.

Tabla 4.1 – Costes totales de la instalación durante la vida útil de la instalación.

Año	Costes O&M (€)	Sustitución de equipos (€)	Alquiler de parcelas (€)	Total (€)
1	7500	0	0	7500
2	7500	0	0	7500
3	7875	0	0	7875
4	7875	0	0	7875
5	7875	0	0	7875
6	8820	1500	0	10320
7	8820	1500	0	10320
8	8820	1500	0	10320
9	8820	1500	0	10320
10	8820	1500	0	10320
11	8820	1500	0	10320
12	8820	1500	0	10320
13	8820	1500	0	10320
14	8820	1500	0	10320
15	8820	1500	0	10320
16	10143	1500	0	11643
17	10143	1500	0	11643
18	10143	1500	0	11643
19	10143	1500	0	11643
20	10143	1500	0	11643
21	12170	1500	0	13670
22	12170	1500	0	13670
23	12170	1500	0	13670
24	12170	1500	0	13670
25	12170	1500	0	13670

5.1.2 Cálculo del LCOE

Una vez obtenidos los costes totales de operación y mantenimiento para los 25 años de vida útil de la instalación y habiendo obtenido la estimación de la producción de la energía anual, podemos finalmente realizar el cálculo del LCOE. Utilizando la ecuación (1).

Aplicando esta ecuación para los 25 años se obtiene:

$$LCOE = 0,0256 \text{ €/kWh}$$

Este es un valor muy bajo, ya que actualmente la energía solar fotovoltaica es la tecnología que menor LCOE tiene. Esto se debe a sus bajos costes de operación, prácticamente nulos, ya que no necesita que haya gente pendiente de su funcionamiento y que como se ha mencionado anteriormente, la radiación fotovoltaica es prácticamente infinita y gratis de obtener. Si comparamos con la energía nuclear o el carbón su LCOE es mucho mayor debido a estos dos factores mencionados anteriormente.

5.1.3 Precio de venta de la electricidad

El precio de venta de la energía es muy volátil. Dentro de un mismo día el precio puede llegar a oscilar a más de 10€/MWh, por lo que realizar una estimación o predicción es altamente complicado. Esto se debe a que el precio está fijado por la demanda y la oferta, por lo que políticas de países extranjeros, como puede ser el bloqueo de Rusia o Bielorrusia con el gas natural a la Unión Europea pueden afectar al precio. En el caso concreto para España, las confrontaciones entre Argelia y Marruecos hacen que los precios del MWh varíen. Estas políticas son imposibles de predecir.

Por lo tanto, para llevar una estimación del precio de venta de la electricidad para los años de vida útil de la planta vamos a realizar la media aritmética de los precios del pool de energía desde 2015 hasta 2020. Estos datos se han obtenido de la página web del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) y se ven representados en la gráfica 5.1.

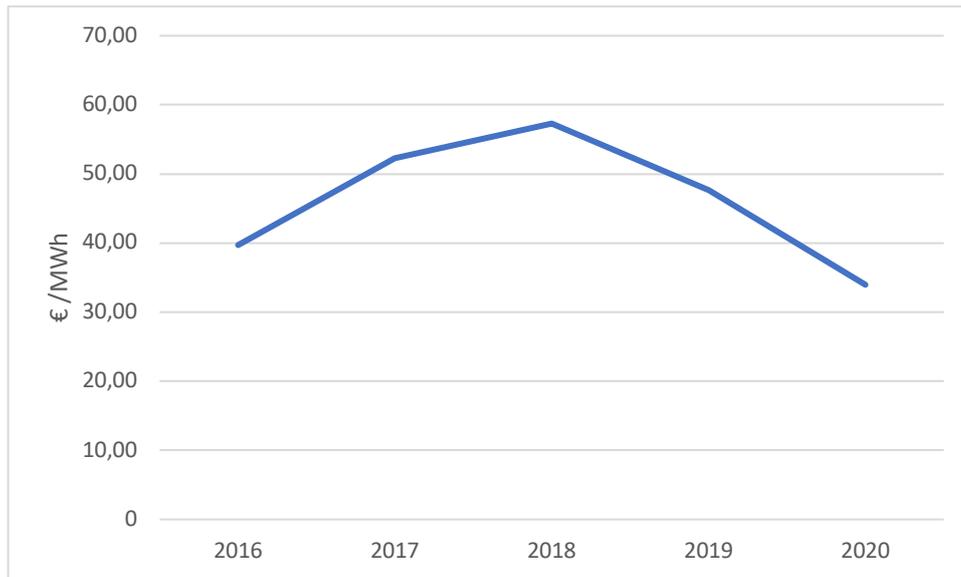


Figura 5.1 Precio medio aritmético de venta de la energía durante los últimos 5 años (en €/MWh).

El resultado de la media aritmética es de 46,168 €/MWh, ya que los consumos y la producción se han realizado en kWh la media aritmética con la que calcularemos los beneficios será de 0,046168 €/kWh. El beneficio total se obtiene utilizando la siguiente ecuación (3):

$$BENEFICIO = 0,046168 \cdot E_{generada} - 0,0256 \cdot E_{generada} = 0,0203 \cdot E_{generada}.$$

Como se ha mencionado en el apartado 3 de la metodología, se va a realizar el estudio económico considerando tres posibles maneras de vender la energía o calcular los beneficios. El primer caso que trataremos será en el cual se considera a la UPV un IPP. Es decir, que toda la electricidad que se produce en la instalación fotovoltaica se vierte a la red y por lo tanto el precio de venta es el calculado en el apartado anterior.

El segundo caso consistirá en calcular la energía auto consumida por la UPV para así saber la cantidad exacta para multiplicarla por el precio al que la UPV compra el kWh (0,2 €/kWh), que es mucho mayor que el precio de venta cuando se vierte a la red. Sin embargo, una vez la UPV ya ha auto consumido toda energía, la energía excedente que se produzca por la instalación fotovoltaica será vertida a la red, con el precio de venta que se ha utilizado en el apartado anterior.

Finalmente, se el tercer caso será aquel en el que la UPV colabora con los vecinos que se encuentren dentro de un radio de 500m en el que el suponemos que el 100% de los vecinos se sumarán al proyecto en una comunidad energética donde la UPV será solidaria.

Se utilizarán los medidores más conocidos y por lo tanto más eficientes a la hora de realizar el estudio económico. Obtendremos la Tasa Interna de Retorno, el Valor Añadido Neto y el *Payback*. Todos estos indicadores sirven para evaluar de distintas maneras la rentabilidad de un proyecto.

La Tasa Interna de Retorno (TIR). El TIR es el valor de la tasa de retorno cuando el VAN es igualado a 0. Es uno de los marcadores más confiables cuando se está intentando averiguar si un proyecto en específico es rentable o no. Para que la inversión sea realmente rentable se debe obtener un TIR superior a la tasa de retorno utilizada como referencia. Para nuestro proyecto se ha establecido una tasa de retorno del 4%, que es una tasa de retorno correcta para un proyecto de una vida útil tan larga como es el caso de una instalación fotovoltaica.

La siguiente ecuación es la que se utiliza para calcular el TIR:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (4)$$

Siendo:

- I : Inversión Inicial
- F_t : Flujo de caja del año t
- TIR : Tasa Interna de Retorno
- n : número de años (25)

Lo primero que se ha de hacer para hallar el TIR es calcular los flujos de caja, que se hará mediante la siguiente fórmula:

$$F_t = I_t - G_t \quad (5)$$

Siendo:

- I_t : Los ingresos en el año t , que resultará ser la energía vendida o ahorrada por el precio de referencia calculado antes (0,046168 €/kWh)
- G_t : Los gastos en el año t . En nuestro caso son los gastos de operación y mantenimiento y los gastos por el recambio de los materiales supuestos.

A continuación, se explicará como el VAN sirve para poder hallar la rentabilidad del proyecto a analizar. El VAN sirve para poder tomar dos tipos de decisiones, en primer lugar, se utiliza para comprobar si las inversiones son rentables y en segundo lugar se utiliza para comprobar que inversión es mejor que otra en términos absolutos. El resultado del VAN escenifica 3 posibles escenarios:

- 1: $VAN \geq 0$: La inversión producirá beneficio y resultará rentable.
- 2: $VAN \leq 0$: La inversión produce pérdidas, por lo tanto, no será rentable.
- 3: $VAN=0$: La inversión no produce ni beneficios ni pérdidas, solo resultará interesante desde un punto de vista estratégico.

Para realizar el cálculo de VAN se empleará la ecuación que se ha mostrado previamente, pero sin igualarla a 0 ya que el valor del TIR es conocido ya que se ha hallado anteriormente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (6)$$

Finalmente, se utilizará el *Pay Back*, o periodo de retorno en español, como último medidor para determinar si la instalación resultaría rentable. Este medidor sirve para determinar con exactitud a partir de que momento el proyecto resulta rentable y se empiezan a obtener beneficios económicos. Por lo tanto, se determina el tiempo que el proyecto necesita para ser rentable.

5.2. Escenario 1: La UPV actúa como un IPP

5.2.1 Tasa Interna de Retorno

A continuación, se calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR). Ya que se necesitan los flujos de caja para hallar el TIR, en la tabla que se muestra a continuación se puede ver todos los ingresos y gastos durante la vida útil de la instalación.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE
2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU
ENTORNO

Tabla 5.2 – Flujos de caja durante los 25 años de vida útil de la instalación tratando a la UPV como un IPP.

Año	Energía generada (kWh)	Ingresos (€)	Gastos (€)	Beneficio (€)	Acumulado (€)
0	0	0	1.965.679,41	-1965.679,41	-1.965.679,41
1	4.800.000	221.606,40	7.500,00	214.106,40	-1.504.678,94
2	4.783.000	220.821,54	7.500,00	213.321,54	-1.291.357,40
3	4.764.000	219.944,35	7.875,00	212.069,35	-1.079.288,04
4	4.742.000	218.928,66	7.875,00	211.053,66	-868.234,39
5	4.716.000	217.728,29	7.875,00	209.853,29	-658.381,10
6	4.685.000	216.297,08	10.320,00	205.977,08	-452.404,02
7	4.648.000	214.588,86	10.320,00	204.268,86	-248.135,16
8	4.611.000	212.880,65	10.320,00	202.560,65	-45.574,51
9	4.573.000	211.126,26	10.320,00	200.806,26	155.231,76
10	4.538.000	209.510,38	10.320,00	199.190,38	354.422,14
11	4.510.000	208.217,68	10.320,00	197.897,68	552.319,82
12	4.489.000	207.248,15	10.320,00	196.928,15	749.247,97
13	4.471.000	206.417,13	10.320,00	196.097,13	945.345,10
14	4.454.000	205.632,27	10.320,00	195.312,27	1.140.657,37
15	4.438.000	204.893,58	10.320,00	194.573,58	1.335.230,96
16	4.423.000	204.201,06	11.643,00	192.558,06	1.527.789,02
17	4.409.000	203.554,71	11.643,00	191.911,71	1.719.700,73
18	4.392.000	202.769,86	11.643,00	191.126,86	1.910.827,59
19	4.372.000	201.846,50	11.643,00	190.203,50	2.101.031,08
20	4.346.000	200.646,13	11.643,00	189.003,13	2.290.034,21
21	4.306.000	198.799,41	13.670,00	185.129,41	2.475.163,62
22	4.254.000	196.398,67	13.670,00	182.728,67	2.657.892,29
23	4.198.000	193.813,26	13.670,00	180.143,26	2.838.035,56
24	4.140.000	191.135,52	13.670,00	177.465,52	3.015.501,08
25	4.082.000	188.457,78	13.670,00	174.787,78	3.190.288,85

Una vez obtenido los flujos de caja, se puede realizar el cálculo del TIR, sin embargo, como para hallarlo se debe resolver una ecuación de grado 25 habrá que usar un método iterativo. En este caso, se va a emplear el solver de la aplicación de Excel que realiza el método de iteración exacto. En concreto se ha utilizado el algoritmo GRG no lineal.

Si se iguala la ecuación del VAN a 0 se obtiene un valor del TIR de:

$$TIR = 10,30\%$$

Al ser el TIR superior a la tasa de descuento que se ha impuesto para el proyecto, se obtendrá una rentabilidad mayor a la que se había propuesto.

5.2.2 Valor Actual Neto

Ahora se realizará el cálculo del VAN mediante la ecuación 6, que se ha mostrado anteriormente. Si se toman los flujos de caja de la tabla 5.2, se obtiene un VAN de:

$$VAN = 4.919.515\text{€}$$

Por lo tanto, al ser el valor mayor que 0€, la inversión resultará rentable.

5.2.3 Pay Back

Se muestra la siguiente gráfica, en la que se muestran los ingresos, los gastos y los flujos de caja acumulados. Estos datos se obtienen de la tabla 5.2.

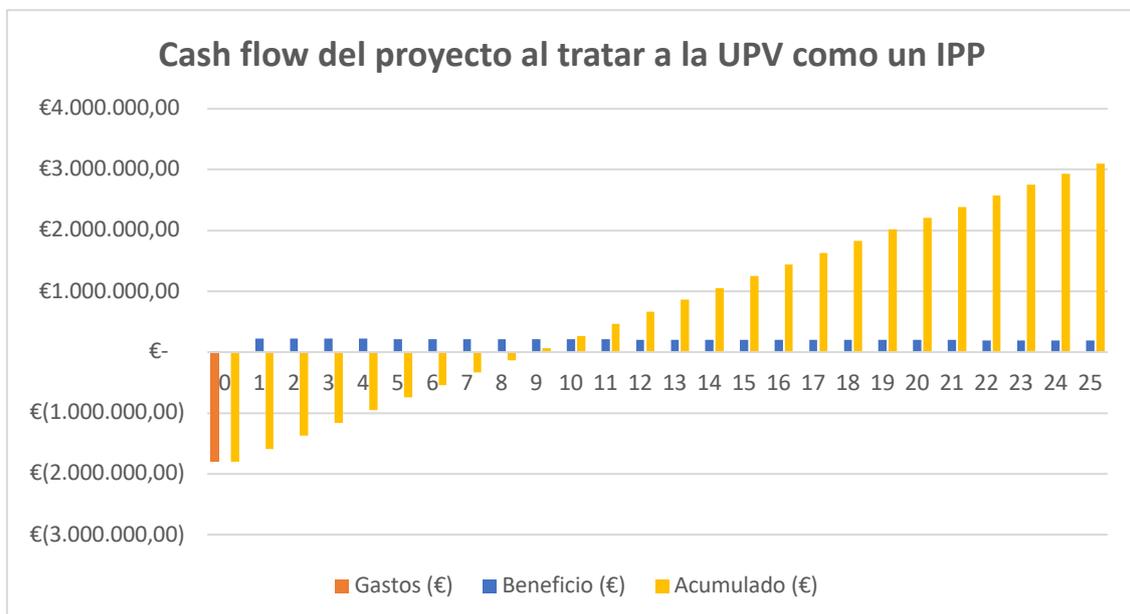


Figura 5.2 Gráfico del cash flow del proyecto al tratar a la UPV como un IPP.

Como se puede apreciar en la gráfica, el periodo de retorno de la instalación fotovoltaica está en torno a los 8 años. Este periodo de retorno es un periodo de retorno estándar para instalaciones fotovoltaicas.

Aparte, se va a realizar también un estudio en el que se van a tener en cuenta

que el precio de los materiales utilizados aumente un 5%, ya que los precios de los materiales de las energías renovables están al alta y es posible que en un futuro cuando se tenga que realizar este proyecto estos sean los precios actuales.

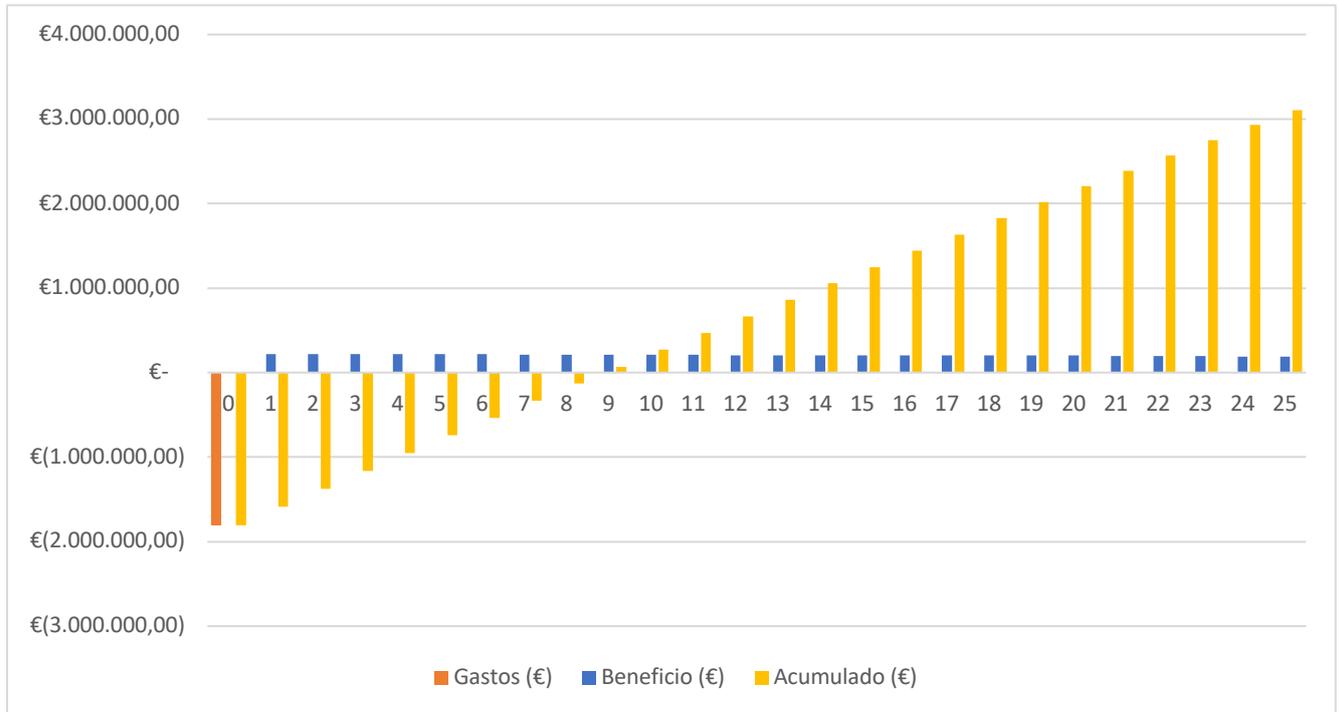


Figura 5.3 Cash flow del proyecto al tratar a la UPV como un IPP y tener en cuenta un aumento del 5% en los materiales.

Como se puede apreciar, el resultado prácticamente no varía, el periodo de retorno sigue estando entre los 8 y 9 años.

5.3 Escenario 2: La UPV auto-consume la energía producida

5.3.1 Tasa Interna de Retorno

Para calcular los ingresos en la siguiente tabla 5.3, se ha multiplicado el consumo, que es la energía que ha consumido la UPV directamente de la instalación fotovoltaica, por la tarifa base (0,2 €/kWh), que es el precio al que la UPV compra la energía de la red, como se puede ver en la figura 3.37. Después se ha restado la energía producida del consumo, para así sacar el excedente disponible y se ha multiplicado ese valor por la energía de venta a la red (0,046168 €/kWh) que se ha obtenido previamente.

Para hallar el TIR, se empleará la ecuación 4, mostrada anteriormente.

Tabla 5.3– Flujos de caja durante los 25 años de vida útil de la instalación tratando a la UPV como un si la energía producida fuese auto-consumida energía.

Consumo (kWh)	Energía producida (kWh)	Ingresos (€)	Gastos (€)	Beneficio (€)	Acumulado (€)
4.263.426,90	0	0	1.965.676,41	-1.965.679,41	-1.965.679,41
4.242.109,77	4.800.000	877.457,89	7.500,00	869.957,89	-839.335,60
4.220.899,22	4.783.000	876.673,03	7.500,00	869.173,03	29.837,43
4.199.794,72	4.764.000	875.795,84	7.875,00	867.920,84	897.758,27
4.178.795,75	4.742.000	874.780,14	7.875,00	866.905,14	1.764.663,41
4.157.901,77	4.716.000	873.579,77	7.875,00	865.704,77	2.630.368,18
4.137.112,26	4.685.000	872.148,57	10.320,00	861.828,57	3.492.196,75
4.116.426,70	4.648.000	870.440,35	10.320,00	860.120,35	4.352.317,10
4.095.844,56	4.611.000	868.732,13	10.320,00	858.412,13	5.210.729,24
4.075.365,34	4.573.000	866.977,75	10.320,00	856.657,75	6.067.386,99
4.054.988,52	4.538.000	865.361,87	10.320,00	855.041,87	6.922.428,86
4.034.713,57	4.510.000	864.069,17	10.320,00	853.749,17	7.776.178,03
4.014.540,00	4.489.000	863.099,64	10.320,00	852.779,64	8.628.957,66
3.994.467,30	4.471.000	862.268,61	10.320,00	851.948,61	9.480.906,28
3.974.494,97	4.454.000	861.483,76	10.320,00	851.163,76	10.332.070,04
3.954.622,49	4.438.000	860.745,07	10.320,00	850.425,07	11.182.495,11
3.934.849,38	4.423.000	860.052,55	11.643,00	848.409,55	12.030.904,66
3.915.175,13	4.409.000	859.406,20	11.643,00	847.763,20	12.878.667,86
3.908.323,26	4.392.000	858.621,34	11.643,00	846.978,34	13.725.646,20
3.895.599,26	4.372.000	857.697,98	11.643,00	846.054,98	14.571.701,18
3.876.121,26	4.346.000	856.497,61	11.643,00	844.854,61	15.416.555,80
3.856.740,66	4.306.000	854.650,89	13.670,00	840.980,89	16.257.536,69
3.837.456,95	4.254.000	852.250,16	13.670,00	838.580,16	17.096.116,85
3.818.269,67	4.198.000	849.664,75	13.670,00	835.994,75	17.932.111,60
3.799.178,32	4.140.000	846.987,01	13.670,00	833.317,01	18.765.428,61
3.780.182,43	4.082.000	844.309,26	13.670,00	830.639,26	19.596.067,87

Si se iguala la ecuación del VAN a 0 se obtiene un valor del TIR de:

$$TIR = 50,37\%$$

El TIR es muy superior al del caso anterior ya que esta vez se ha tenido en cuenta el auto consumo que ha realizado la UPV para cubrir su demanda de energía. La UPV compra la energía a 0,2 €/kWh, que es un precio mayor al de venta cuando se vierte la energía a la red. También, la gran mayoría de la energía que se produce en la instalación fotovoltaica es empleada para el autoconsumo.

5.3.2 Valor Actual Neto

Ahora se realizará el cálculo del VAN mediante la ecuación 6, que se ha mostrado anteriormente. Si se toman los flujos de caja de la tabla 5.3 se obtiene un VAN de:

$$VAN = 14.575.347€$$

Por lo tanto, al ser el valor mayor que 0€, la inversión resultará rentable y su valor es claramente superior al caso anterior, donde la UPV actúa como un IPP, resultando por tanto más rentable la inversión en este caso.

5.3.3 Pay Back

Se muestra la siguiente gráfica, en la que se muestran los ingresos, los gastos y los flujos de caja acumulados. Estos datos se obtienen de la tabla 5.3.

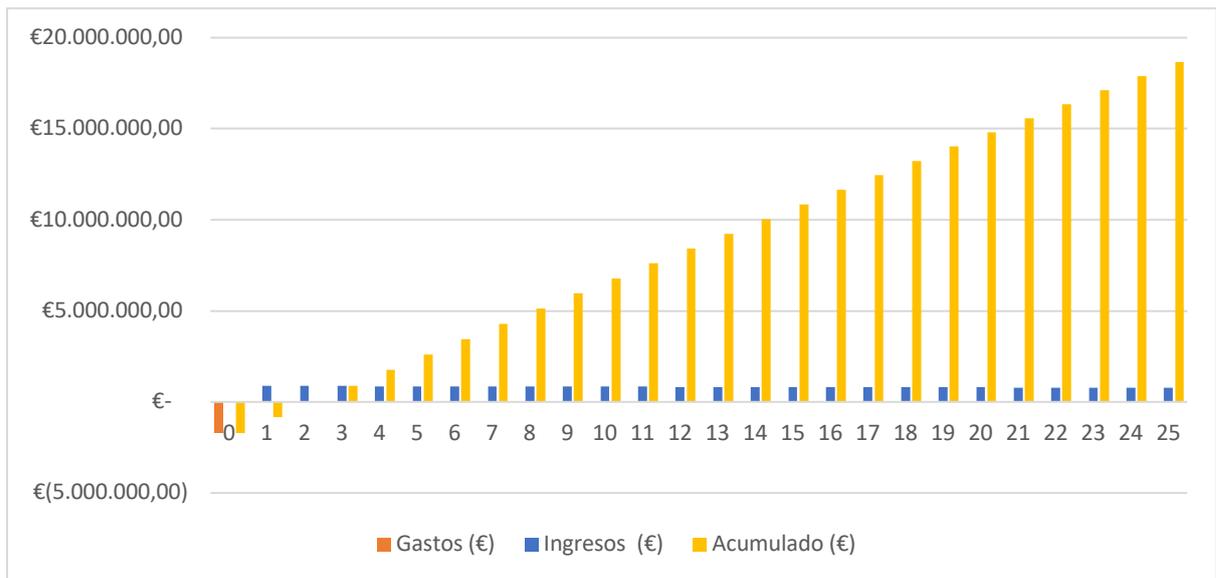


Figura 5.4 Cash flow del proyecto al tratar a la UPV como si la energía producida fuese energía auto-consumida.

Como se puede apreciar, el periodo de retorno en este caso se encuentra en el tercer año. Mucho más rápido que en el caso anterior, ya que como se ha mencionado antes, el precio de venta que se ha tenido en cuenta es de (0,2 €/kWh).

5.4 Escenario 3: La UPV crea una comunidad energética con los vecinos que se encuentran a 500 metros a la redonda.

5.4.1 Tasa Interna de Retorno

Para calcular los ingresos en la siguiente tabla 5.4, se ha multiplicado el consumo, que es la energía que ha consumido la UPV directamente de la instalación fotovoltaica, por la tarifa base (0,2 €/kWh), que es el precio al que la UPV compra la energía de la red, como se puede ver en la figura 3.37, esto no cambia respecto al caso anterior. Sin embargo, el excedente que se obtiene en este caso es vendido a coste 0€. Por lo tanto, es el caso de una UPV solidaria. En este caso se suministra a coste 0€ ya que la UPV puede vender a ese precio sin que la rentabilidad del proyecto se vea afectada en gran medida, se puede apreciar que el valor del TIR en el caso anterior y este caso apenas varía, tan solo un 1%. Esta diferencia es el motivo principal para que la UPV pueda prescindir de ese beneficio extra que supone el vender la energía.

Tabla 5.4 – Flujos de caja durante los 25 años de vida útil de la instalación tratando a la UPV como una comunidad energética.

Consumo (kWh)	Energía (kWh)	Ingresos (€)	Gastos (€)	Beneficio (€)	Acumulado (€)
0	0	0	1965679,41	-1.965.679,41	-1965679,41
4.263.426,90	4.800.000	877.457,89	7.500,00	869.957,89	-839.335,60
4.242.109,77	4.783.000	873.393,77	7.500,00	865.893,77	26.558,17
4.220.899,22	4.764.000	869.253,72	7.875,00	861.378,72	887.936,89
4.199.794,72	4.742.000	864.991,48	7.875,00	857.116,48	1.745.053,37
4.178.795,75	4.716.000	860.560,80	7.875,00	852.685,80	2.597.739,16
4.157.901,77	4.685.000	855.915,42	10.320,00	845.595,42	3.443.334,59
4.137.112,26	4.648.000	851.009,12	10.320,00	840.689,12	4.284.023,71
4.116.426,70	4.611.000	846.118,80	10.320,00	835.798,80	5.119.822,51
4.095.844,56	4.573.000	841.198,23	10.320,00	830.878,23	5.950.700,73
4.075.365,34	4.538.000	836.431,99	10.320,00	826.111,99	6.776.812,72
4.054.988,52	4.510.000	832.004,67	10.320,00	821.684,67	7.598.497,39
4.034.713,57	4.489.000	827.916,21	10.320,00	817.596,21	8.416.093,60
4.014.540,00	4.471.000	823.981,85	10.320,00	813.661,85	9.229.755,45
3.994.467,30	4.454.000	820.109,17	10.320,00	809.789,17	10.039.544,61
3.974.494,97	4.438.000	816.298,09	10.320,00	805.978,09	10.845.522,71
3.954.622,49	4.423.000	812.548,55	11.643,00	800.905,55	11.646.428,26
3.934.849,38	4.409.000	808.860,46	11.643,00	797.217,46	12.443.645,72
3.915.175,13	4.392.000	805.049,08	11.643,00	793.406,08	13.237.051,80

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE
2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU
ENTORNO

3.895.599,26	4.372.000	801.114,32	11.643,00	789.471,32	14.026.523,12
3.876.121,26	4.346.000	796.917,61	11.643,00	785.274,61	14.811.797,73
3.856.740,66	4.306.000	792.089,54	13.670,00	778.419,54	15.590.217,27
3.837.456,95	4.254.000	786.722,35	13.670,00	773.052,35	16.363.269,62
3.818.269,67	4.198.000	781.185,32	13.670,00	767.515,32	17.130.784,94
3.799.178,32	4.140.000	775.570,72	13.670,00	761.900,72	17.892.685,66
3.780.182,43	4.082.000	769.970,80	13.670,00	756.300,80	18.648.986,46

En este caso, se han realizado los cálculos de la siguiente manera: Los gastos se han mantenido iguales, es decir, la UPV realizará la inversión necesaria para poder dotar a las masías y a las residencias de los alrededores de la UPV con la energía fotovoltaica necesaria como para no tener excedente. Por lo tanto, a la hora de calcular los ingresos, tan solo se ha tenido en cuenta la energía auto-consumida y la venta de esta energía ha sido a 0,2 €/kWh, el establecido en el pliego de las tarifas de la UPV.

Si se iguala la ecuación del VAN a 0 se obtiene un valor del TIR de:

$$TIR = 49,91\%$$

Al ser el TIR superior a la tasa de descuento que se ha impuesto para el proyecto, se obtendrá una rentabilidad mayor a la que se había propuesto.

5.4.2 Valor Actual Neto

Ahora se realizará el cálculo del VAN mediante la ecuación 6, que se ha mostrado anteriormente. Si se toman los flujos de caja que, de la tabla anterior, se obtiene un VAN de:

$$VAN = 14.227.397 \text{ €}$$

Por lo tanto, al ser el valor mayor que 0€, la inversión resultará rentable. Se observa que es ligeramente menos rentable que el caso de vender el excedente que no se auto consume a la red. Sin embargo, en este caso, sigue siendo mucho más rentable que el caso de la UPV como IPP y la UPV sería solidaria, dando un retorno a la sociedad y contribuyendo de manera activa a la lucha contra la pobreza energética, mejorando la calidad de vida de los ciudadanos y acelerando la transición energética de la sociedad.

5.4.3 Pay Back

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

Se muestra la siguiente gráfica, en la que se muestran los ingresos, los gastos y los flujos de caja acumulados. Estos datos se obtienen de la tabla 5.4.

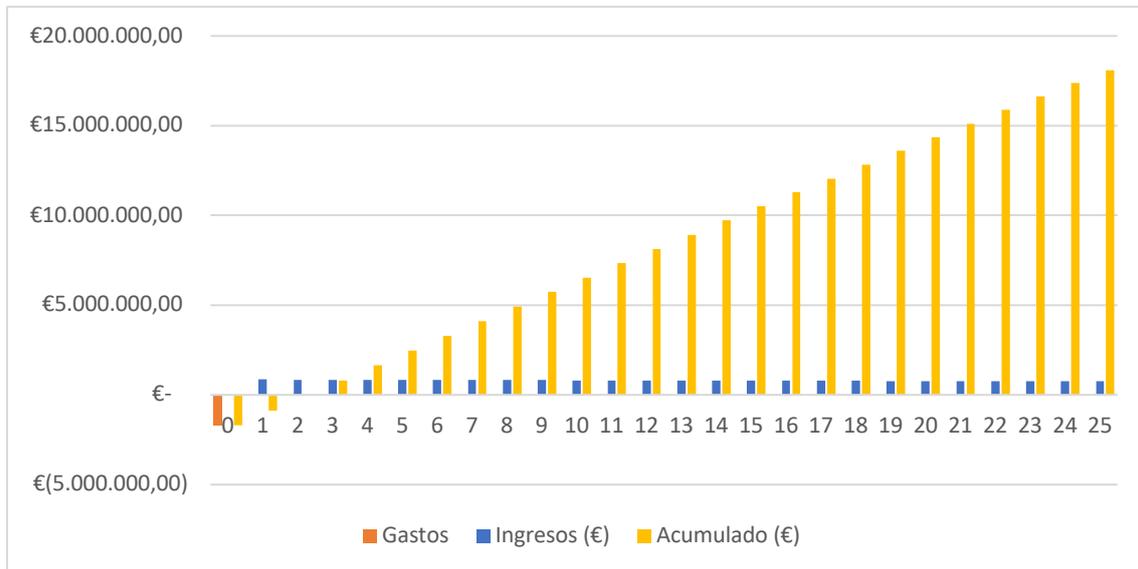


Figura 5.5 - Gráfico del cash flow del proyecto al tratar a la UPV como una comunidad energética.

Como se puede apreciar en el gráfico, el periodo de retorno vuelve a estar en los 3 años. Esto sugiere que la UPV podría ser solidaria y “regalar” la inversión inicial a los residentes que se encuentran dentro del radio de 500m de la UPV. A pesar de que no todas las familias que se encuentran dentro del radio son familias de bajos recursos, al estar dentro de la comunidad energética también entrarían en el plan de ayuda inicial. También entrarían en esa ayuda inicial las masías que se encuentran en la huerta de Alboraya. Como se ha mencionado anteriormente, el beneficio económico apenas se vería afectado.

6. Conclusiones

6.1 Conclusiones

En el desarrollo de este proyecto, se ha analizado los consumos de la UPV para el año 2018, habiéndose caracterizado los consumos energéticos de los edificios del Campus de Vera por escuelas y unidades departamentales en base a datos reales. Se eligió este año debido a que el año previo al estudio, el año 2020, se vio afectado por el Covid 19, por lo tanto, esto haría que los consumos fuesen erróneos ya que la universidad permaneció cerrada durante varios meses y al volver del verano, mucho alumnos y docentes no pudieron volver a las aulas.

Los datos de los consumos fueron proporcionados por la Unidad de Medioambiente, organismo que se encarga de aportar la transparencia en temas relacionados con el uso de la energía en la UPV, los consumos, las tarifas a las que la UPV está sujeta, etc.

En primer lugar, se ha diseñado una metodología para analizar en profundidad el posible impacto técnico, económico y ambiental en la creación de una comunidad energética entre la UPV y los edificios que se encuentran dentro de un radio de 500m, así como para evaluar su viabilidad técnico-económica.

Seguidamente, se diseñó la instalación fotovoltaica en las cubiertas y en los parkings disponibles de la UPV, se emplearon los módulos EAGLE Perc 72M-V 370 W y su fabricante es Jinko Solar, empresa de reconocido prestigio en la producción de módulos fotovoltaicos. El inversor que se ha escogido para la instalación es el inversor SG111-HV de la marca Sungrow, que es también una de las empresas más reconocidas a nivel mundial en la producción de módulos. Finalmente, para la instalación se ha optado por utilizar una estructura de soporte fija, ya que instalar una estructura seguidora en cualquier tejado o cubierta es muy complicado y en la mayoría de las ocasiones, imposible de hacer.

La vida útil de la planta es de 25 años, con reparación e intercambio de módulos durante esta vida útil. Habiendo realizado una simulación con el programa PVsyst se espera que durante estos 25 años la energía total inyectada a red, es decir la energía que está disponible para ser consumida, sea de 112 GWh. Es una cantidad significativa ya que, por ejemplo, el consumo per cápita en España en el año 2021 fue de 5419 kWh [40], por lo tanto, se puede ver que una instalación de este tamaño puede dar energía limpia a más de 20.500 personas durante su vida útil. Esta producción será mucho mayor durante los primeros años de vida útil de la instalación, cuando los equipos están funcionando al 100% de su capacidad. En su año más productivo, es decir, el primer año, se producirá un total de 4,8 GWh y en su año menos productivo, es decir, el último año, se producirá un total de 4 GWh. Se estima que habrá una reducción del 15%, que, a pesar de no ser una cantidad muy grande, tendrá un efecto significativo. Para intentar

reducir al máximo las pérdidas se propone que se realicen dos limpiezas anuales de todos los paneles para así eliminar cualquier suciedad o polvo presente en los mismos.

A continuación, una vez determinados los consumos y la producción anual, se procede a realizar una comparativa entre ambos. De este modo, resulta posible conocer cantidad de energía excedente que existe por hora al mes. En el anexo C se muestran todas las gráficas comparativas de la UPV para todos los meses del año. Sin esta comparativa no se podría saber con exactitud la cantidad de excedente que tiene la UPV y que, por lo tanto, podría destinar a la comunidad energética.

Como cabría esperar, la UPV tiene excedentes los fines de semana cuando no hay clases y la gran mayoría de docentes no trabaja en las instalaciones del campus. Esto nos hace ver que, durante los fines de semana, toda la energía que está produciendo la instalación puede ser dedicada a la comunidad energética, compuesta por los edificios residenciales de los alrededores. Durante la semana no siempre hay excedente, ya que la Universidad cuenta con un número significativo de alumnos con una alta ocupación de laboratorios y aulas. Por lo tanto, se puede afirmar que, prácticamente, la Universidad consumiría toda la energía producida por la instalación fotovoltaica.

Esto presenta una gran ventaja para los participantes en la comunidad energética, ya que durante los fines de semana, durante las horas de mayor producción de sol, los usuarios de la comunidad energética externos al Campus podrían consumir una energía eléctrica mucho más barata que la de la red.

La inversión inicial que se ha estimado es de 1,7 M€. Este presupuesto se muestra en el anexo A, donde se han estimado también los costes de operación y mantenimiento y la amortización de los equipos y de los recursos humanos. A priori, puede parecer una inversión inicial un tanto baja en comparación con otros presupuestos de instalaciones fotovoltaicas de potencia similar, pero teniendo en cuenta que no hay que comprar ni alquilar parcelas, que suele ser de los mayores costes que tienen las instalaciones, y tampoco hay que instalar un equipo de seguridad CCTV, los costes iniciales se reducen drásticamente.

Se ha hecho un estudio económico planteando 3 diferentes escenarios, en el que la UPV actuaría en cada uno de ellos de manera distinta. En primer escenario, la UPV actúa como un *Independent Power Producer (IPP)*. Esto quiere decir que toda la energía que se ha producido en la instalación es vertida a red y vendida al precio de mercado. A pesar de que esta no es la principal motivación de este trabajo, se ha realizado para que en el caso de que la comunidad energética no sea viable, ya sea por falta de participantes o por motivos regulatorios, la UPV tenga un plan alternativo para poder rentabilizar la inversión realizada.

En el capítulo 5 de este trabajo se puede encontrar el análisis económico que se ha obtenido mediante una serie de indicadores económicos. Para el primer escenario en el que la UPV es tratada como un IPP, se ha obtenido que el VAN del proyecto es de

4,9 M€. Al ser este valor mayor que 0 €, la inversión será rentable. El TIR obtenido es de 10,30% que, al ser mayor que la tasa de descuento del proyecto, un 4%, también quiere decir que la inversión es rentable. Finalmente, el periodo de retorno de este escenario es de 8 años, que es un valor razonable y frecuente para instalaciones fotovoltaicas. En conclusión, si se trata a la UPV como un IPP, la inversión resultaría rentable. También se ha de hablar del impacto medioambiental que tendría este proyecto, ya que se vertería a la red una cantidad significativa de energía proveniente de fuentes renovables, ayudando así a aumentar la energía limpia consumida.

El segundo escenario es aquél en el que la UPV auto-consume la energía producida por la instalación fotovoltaica; la energía excedente que dispondrá la UPV en los momentos en los que la instalación esté aportando más de lo que está consumiendo se verterá a la red. Por lo tanto, se cuantifica la energía auto-consumida como ahorro. Es decir, la UPV se ahorra la cantidad de dinero por el que está pagando el kWh, que, en este caso, son 0,2 €/kWh. Esto es mayor que el precio al cual la UPV vende la energía producida en el escenario anterior, por lo tanto, la inversión resultará más rentable. El VAN obtenido en este escenario es de 14.575.347,39 €. Al ser mayor que 0 €, la inversión resulta rentable. La TIR obtenida es de 50,37%, que es mayor que la tasa de descuento del proyecto y que, por lo tanto, también muestra que el proyecto es rentable. Finalmente, el periodo de retorno es de 3 años, que es un periodo de retorno muy bajo. Esto quiere decir que la inversión es muy rentable y que se tardará muy poco tiempo en recuperar la inversión. Este escenario ayuda a la UPV a reducir su huella de carbono drásticamente, ya que toda la energía que se auto-consuma proviene de la instalación fotovoltaica. De cara a las *Missions 2030* definidas a nivel estratégico por la ciudad de Valencia, este es un cambio necesario que favorecería el cumplimiento el objetivo que la ciudad de Valencia se ha marcado de ser una ciudad sostenible e innovadora, así como neutra en carbono en el año 2030.

Por último, el tercer escenario, contempla que la UPV actúa como distribuidora solidaria de una comunidad energética que está ubicada en los alrededores del Campus de Vera. En este escenario, la energía excedente de la que disponga el Campus de Vera será distribuida a las casas o edificios residenciales que estén dentro de un radio de 500m. En este caso, el VAN obtenido en este escenario es de 14,2 M€ y, como se ha mencionado anteriormente, al ser mayor que 0 €, sugiere que el proyecto es rentable. La TIR obtenida en este escenario es de 48,91%, que también es mayor que la tasa de descuento del proyecto. Finalmente, el periodo de retorno es de 3 años, que es un periodo de retorno muy bajo. En este último escenario, aparte de obtener todos los beneficios que se han mencionado antes (es decir, la rentabilidad del proyecto y ayudar a reducir la huella de carbono del Campus de Vera), también se le debe sumar el beneficio social.

Para concluir, este proyecto resulta beneficioso en los tres aspectos en los que se ha evaluado: en el aspecto económico, en el aspecto sostenible y en el aspecto social. La UPV obtendría un claro beneficio económico llevando a cabo la instalación de los

paneles solares en sus cubiertas disponibles, lo que produciría ahorros en la compra de energía de la red y por lo tanto, recuperaría la inversión inicial en pocos años.

También reduciría su huella de carbono, ya que, durante toda la vida útil de la instalación, la UPV contribuiría a la reducción de emisiones en 79.408 toneladas de CO₂ [41], lo cual es una cantidad muy significativa. Reducir la huella de carbono es un objetivo que se persigue desde hace años, pero es el año 2030 el que se ha fijado para que la ciudad de Valencia se convierta en neutra en carbono, por lo que este proyecto sería muy significativo a la hora de que la UPV, como gran consumidor de energía dentro de la ciudad, contribuyera a conseguir este objetivo.

6.2 Replicabilidad

En base a la metodología propuesta, este proyecto se podría replicar en los campus de universidades similares a la UPV, tanto a nivel nacional como internacional. Los campus universitarios suelen ocupar grandes áreas de las ciudades y suelen estar rodeados de viviendas, haciéndolos los candidatos perfectos para llevar a cabo este tipo de proyectos.

Por poner ejemplos, la Universidad de Alicante se encuentra muy cerca también de edificios residenciales y dispone de unas superficies muy amplias para instalar paneles solares en las cubiertas y explanadas de la universidad. Otros ejemplos plausibles serían la Universidad Politécnica de Cataluña que se encuentra en Vilañova i la Geltrú, en la provincia de Barcelona, o la Universidad Politécnica de Madrid. Todos estos campus disponen de una gran superficie, de muchas horas de sol al año y también tienen en común que hay edificios residenciales alrededor, los cuales se podrían sumar a la comunidad energética. Por lo tanto, tienen todos los factores a favor para poder replicar este proyecto.

Si este tipo de iniciativas sale adelante y se cumplen las previsiones analizadas en este proyecto, se podría contribuir de manera significativa en la transición hacia un futuro sostenible de una manera rápida, eficaz y con una perspectiva social que hará que las ciudades se vuelvan más verdes, sostenibles y por lo tanto más habitables.

Anexo A: Especificaciones de los equipos utilizados

1 Generador fotovoltaico

Los módulos de silicio cristalino utilizado deben cumplir con las especificaciones UNE - EN 61215, así como también deben estar aprobados por algún laboratorio que esté reconocido y pueda aprobar estos paneles.

Los módulos deben cumplir una serie de condiciones mínimas que son las siguientes:

- Eficiencia igual o mayor del 17,1%.
- Certificados para que se cumplan las condiciones europeas e internacionales vigentes:
 - o Certificación UNE – EN 61215.
 - o Declaración de conformidad CE (directiva 2006/95/CE de Baja Tensión y directiva CE 2004/108/CE de compatibilidad electromagnética).
 - o Cualificación IEC 61730.
 - o Seguridad eléctrica de Clase II.
- Los módulos deben llevar de forma clara y visible el modelo y el logotipo o nombre de la empresa que los ha fabricado, también deben llevar un número de serie o una identificación única e individual.
- Los módulos deben llevar los diodos de derivación para evitar posibles averías de las células y circuitos de sombreados parciales, así como tener un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales protectores deben ser de acero inoxidable o aluminio.
- La estructura del generador y el marco de los módulos debe estar conectado a tierra.
- La corriente y potencia máxima de cortocircuito reales referidas a las condiciones estándar deben estar dentro del margen de +/- 10% de los valores nominales que están estipulados en el catálogo.

Por motivos de seguridad y poder realizar el mantenimiento de manera más sencilla y por ende también la reparación, se instalarán elementos necesarios para la desconexión, de manera independiente en ambos terminales de cada una de las ramas.

Para esta instalación se ha decidido utilizar el panel fotovoltaico monocristalino JKM-370M-72V del fabricante Jinkosolar. Se ha decidido utilizar este panel ya que tiene una relativamente alta eficiencia (19,6%) y el precio de mercado es bajo y tiene una gran resistencia ante el PID.

2 Inversores

Los inversores deben ser del tipo correcto para que así la conexión de la instalación a la red eléctrica tenga una potencia de entrada capaz de variar y así extraer en todo momento la potencia máxima que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo del día.

Las características básicas del inversor deben ser mínimo las siguientes:

- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- Debe funcionar como fuente de corriente
- No funcionará en modo aislado ni en modo isla.
- Distorsión armónica en corriente inferior al 3% trabajando a potencia nominal.
- Debe llevar una tarjeta de comunicación.

La caracterización de los inversores debe hacerse seguir las normas vigentes:

- UNE – EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE – EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- IEC 62116: provides a test procedure to evaluate the performance of islanding prevention measures used with utility-interconnected PV systems. This standard describes a guideline for testing the performance of automatic islanding prevention measures installed in or with single or multi-phase utility interactive PV inverters connected to the utility grid. The test procedure and criteria described are minimum requirements that will allow repeatability. Major changes with respect to the previous edition concern the DC power source and test conditions.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Cortocircuitos en corriente alterna.
- Sobretensiones, mediante varistores o parecidos.
- Perturbaciones presentes en la red como. Pulsos, defectos de ciclos, micro cortes, ausencia y retorno de red ...

El inversor tendrá incorporado como mínimo, los controles manuales siguientes:

- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA, el cual podrá ser externo al inversor.
- Encendido y apagado general del inversor.

Las características eléctricas de los inversores deberán ser las siguientes:

- El inversor continuará entregando potencia a la red de forma continua en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además, tendrá que soportar picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y potencia activa de entrada para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE – EN 6168: Sistemas Fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- El autoconsumo de los equipos (perdidas en vacío) en stand-by o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar a red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior

de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá en la legislación vigente.

- Inversores estarán garantizados para poder operar en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° y 40° de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.
- Se instalará un extintor de CO2 según el apartado 8.3 del reglamento contra incendios de establecimientos industriales. En el cual especifica que no se permite el empleo de agentes extintores conductores de electricidad sobre fuegos que se desarrollan en presencia de aparatos, conductores, cuadros y otros elementos de baja tensión eléctrica superior a 24 V. La protección de estos se realizará con extintores de dióxido de carbono o polvo seco.

El inversor que se ha elegido para esta instalación es el inversor SG111-HV de la marca Sungrow. Este inversor se ha elegido ya que su precio de mercado es muy competitivo y tienen un rendimiento excepcionalmente alto (98,9%).

3 Estructura Soporte

El diseño de la estructura se realizará para conseguir que la orientación y el ángulo de inclinación para los paneles fotovoltaicos sea el óptimo, también se ha de tener en cuenta la facilidad para el montaje y el desmontaje de la estructura, ya que, en el caso de que haya algún elemento dañado, se ha de poder sustituir o reparar el elemento alterando lo más mínimo posible la instalación.

Los tornillos empleados para la sujeción de los paneles fotovoltaicos serán de acero inoxidable, esto se hace para cumplir la norma DB-SE-A8.5.

Es importante asegurarse que los topes de sujeción de los paneles a la misma estructura no proyectan sombra sobre los mismos paneles.

A estructura soporte de aluminio extruido, estará hecha de forma que quede completamente protegida contra la acción de los agentes ambientales, será calculada según la normativa vigente (CTE DB-SE AE Código Técnica de la Edificación, Documento Básico – Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación), esto se hace para que se pueda soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos tales como grandes rachas de viento y fuertes lluvias.

La estructura que realiza el soporte estará conectado a tierra con el motivo de reducir el riesgo a la acumulación de tensiones inducidas por fenómenos meteorológicos o la acumulación de cargas estáticas.



Figura 1A - Estructura soporte empleada

4 Cableado

El cableado positivo y negativo de cada grupo de módulos se conducirán por separado y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán de tener una sección lo suficientemente grande para que la caída de tensión en corriente continua sea inferior al 1,5% y la caída de tensión en corriente alterna sea también inferior al 1,5 %, estos valores están impuestos para cumplir los límites establecidos por el IDEA.

La longitud del cableado deberá ser la mínima necesaria para no generar esfuerzos en los distintos elementos ni que exista una posibilidad de tropiezo o enganche por el tránsito de personas en la zona de cableado.

El cableado por el que circulará la corriente continua será de doble aislamiento y deberá ser adecuado para su uso en la intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la normativa UNE 21123, también deberá disponer de protección solar, es decir, contra la protección de los rayos ultravioletas.

5 Protecciones

Todas las instalaciones deberán cumplir con lo establecido en el RD 1699/2011 que se refiere a las protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, así como el RD 842/2002.

6 Medidas

Todas las instalaciones deberán cumplir con lo establecido en el RD 1110/2007, en el que se aprobó el reglamento unificado de los puntos de medida del sistema eléctrico, y por lo tanto debe cumplir con los estándares marcados por las normas particulares impuestas por la respectiva compañía suministradora.

7 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones deberán cumplir con lo establecido en el RD 842/2002, en el que se aprueba el reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, además de lo establecido también en el RD 1699/2011 que se refiere a las condiciones de las puestas a tierra en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de esta instalación fotovoltaica, tanto de la sección alterna como de la sección continua, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la tierra del neutro de la empresa distribuidora, siguiendo el acuerdo del reglamento de baja tensión, y por lo tanto deberá disponer de un selector manual tanto en alterna como en continua para que en el caso de una posible avería se puede aislar el problema tanto si viene de la parte alterna o por el contrario de la continua.

Para las puestas a tierra, se utilizarán picas de cobre. Para poder asegurar la seguridad de los instaladores y de posibles personas que se encuentran en las cubiertas se instalarán cuatro picas por transformador.

8 Medidas de seguridad eléctricas

En todas las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que puedan estar conectadas en la red, deberán estar equipadas con sistemas de protecciones que puedan garantizar que en caso de un fallo en la red o un fallo interno en la instalación de la propia central garantice la desconexión automática, de manera que no perturbe el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto durante el funcionamiento normal como durante un posible incidente.

La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de la red en un tiempo acorde con los criterios de protección de red de distribución a la que está conectada, o en el tiempo máximo fijado por la norma normativa o las especificaciones técnicas correspondientes. La central fotovoltaica debe evitar a toda costa el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución en el caso de que ocurra una desconexión de la red general. El sistema utilizado debe funcionar correctamente a la vez que otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología y alimentando las cargas habituales en la red.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE
2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU
ENTORNO

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. No deberán producir sobre tensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin cargas. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

Anexo B: Gráficos de los excedentes de la UPV

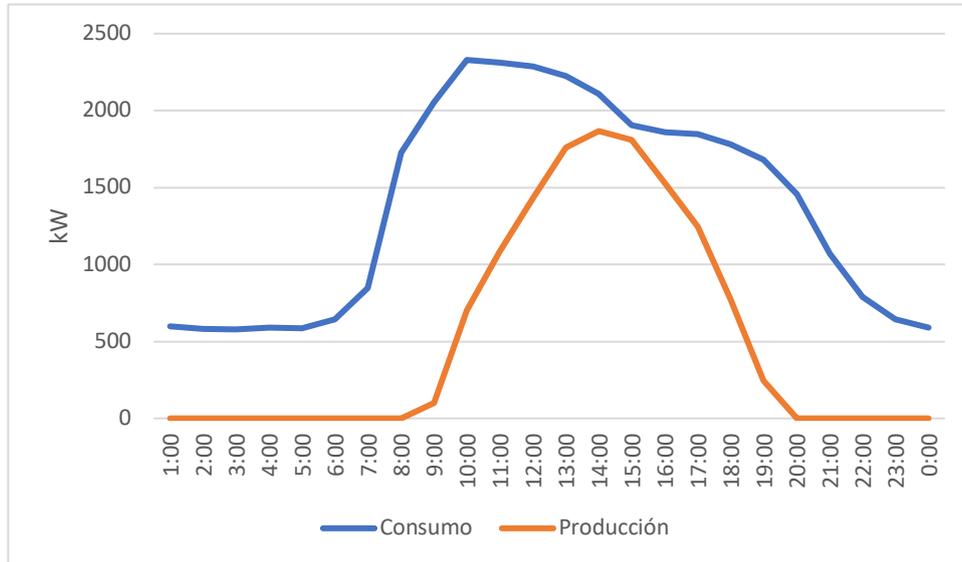


Figura 1B- Comparativa de la energía excedente los días laborales de febrero de la UPV.

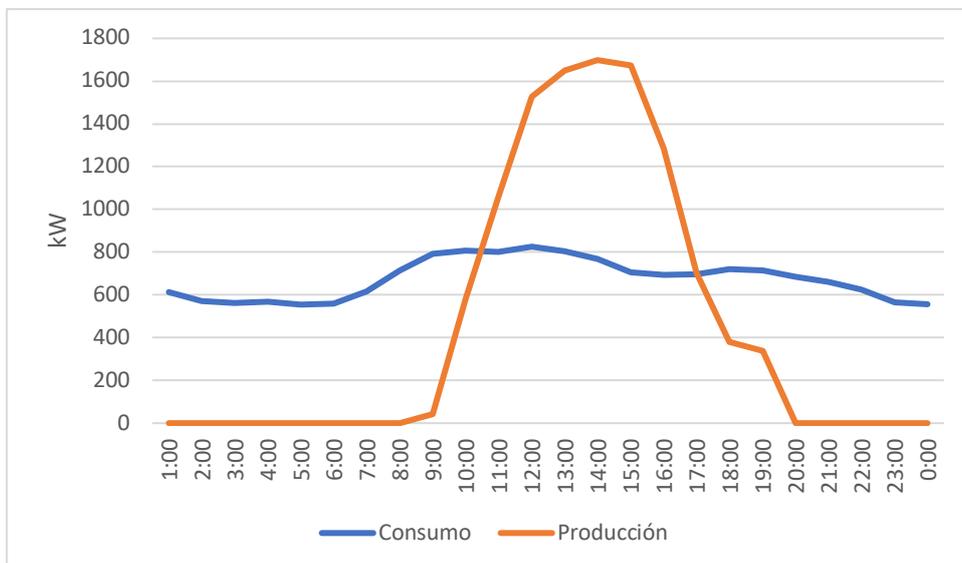


Figura 2B – Comparativa de la energía excedente los sábados de febrero de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

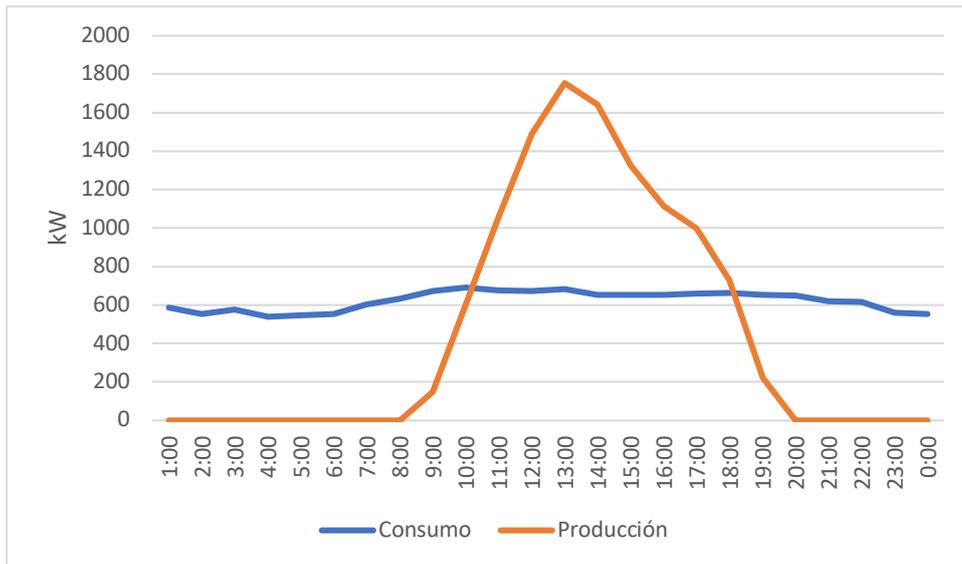


Figura 3B – Comparativa de la energía excedente los domingos de febrero de la UPV.

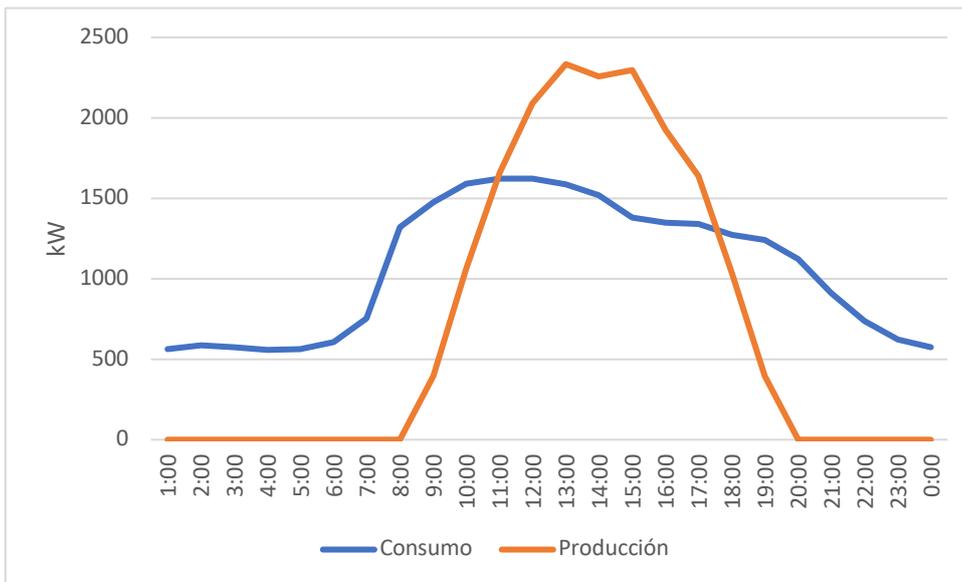


Figura 4B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de marzo de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

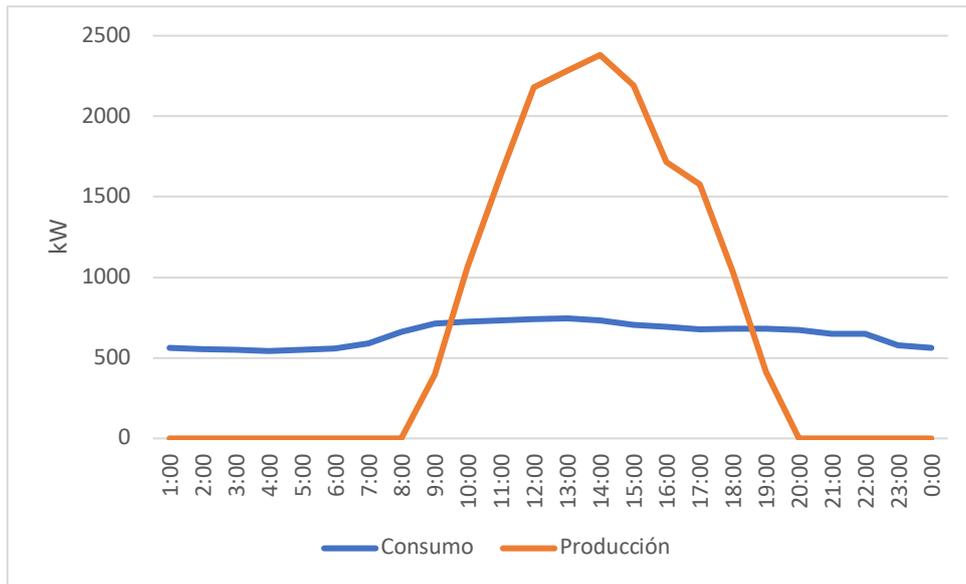


Figura 5B– Comparativa de la energía excedente sábados de marzo de la UPV.

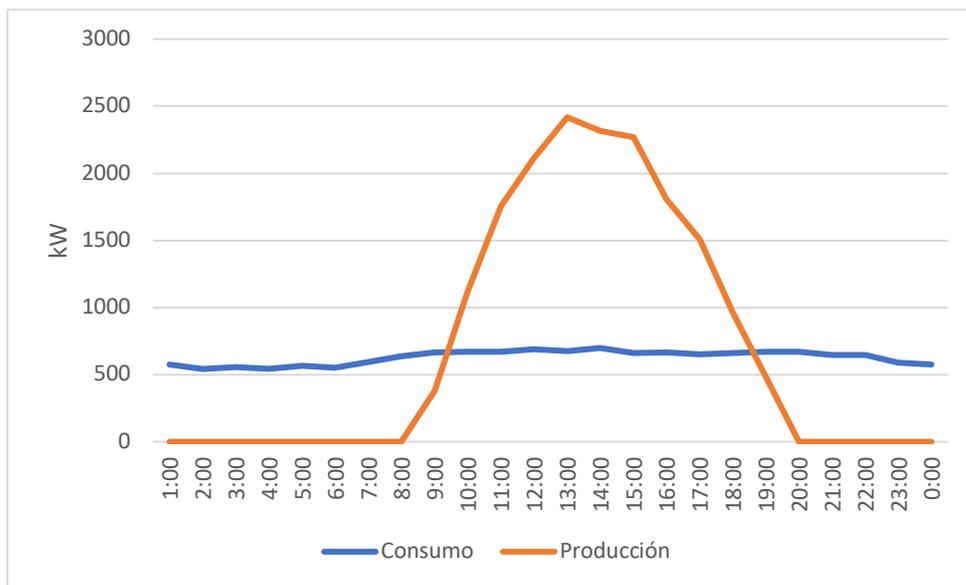


Figura 6B – Comparativa de la energía excedente los domingos de marzo de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

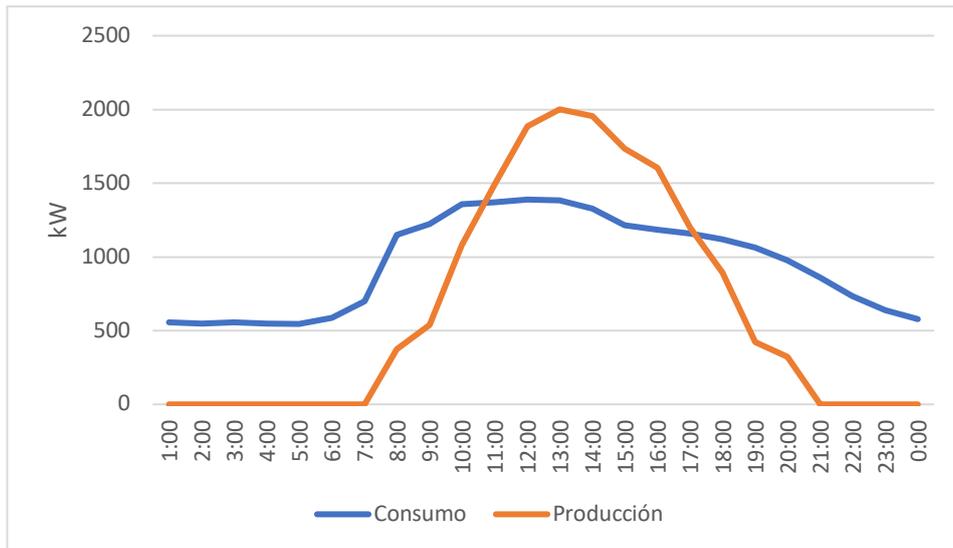


Figura 7B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de abril de la UPV.

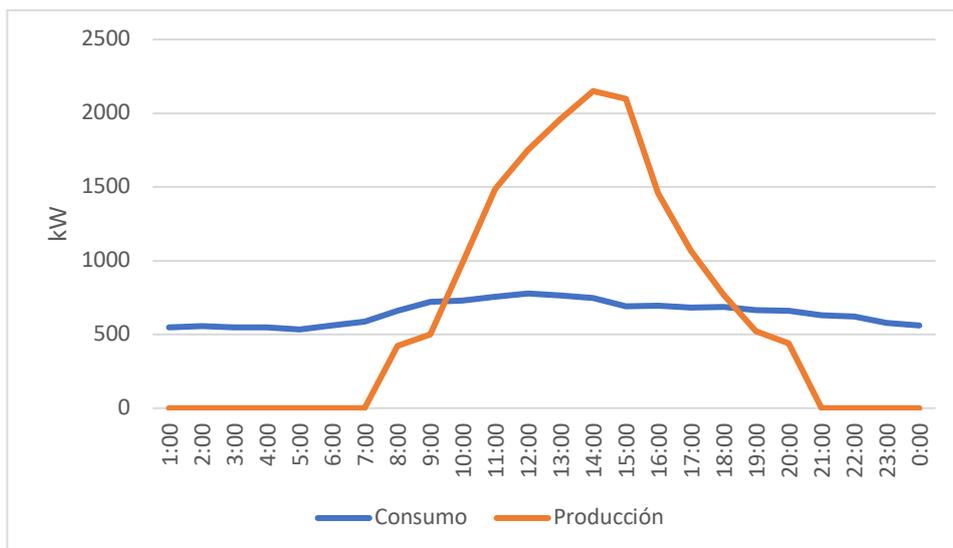


Figura 8B – Comparativa de la energía excedente sábados de abril de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

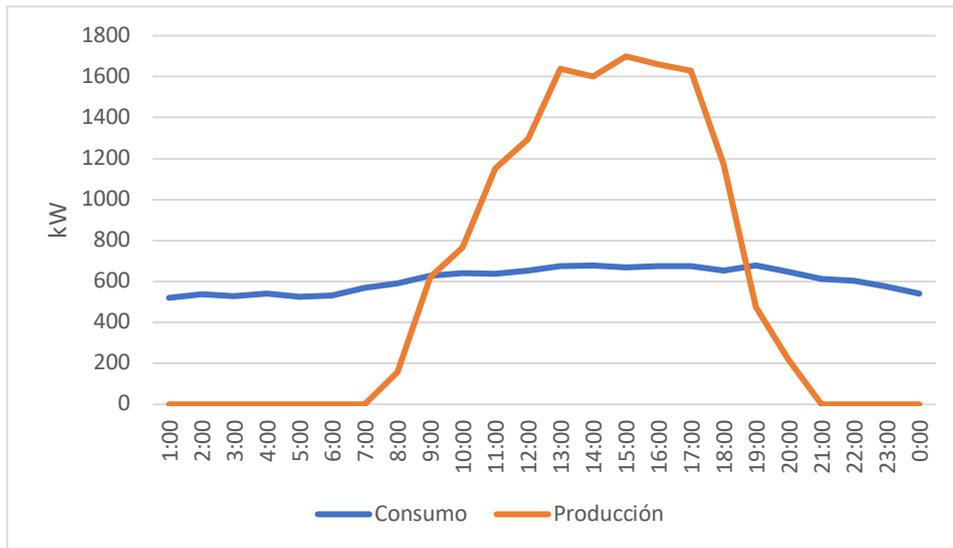


Figura 9B – Comparativa de la energía excedente los domingos de abril de la UPV.

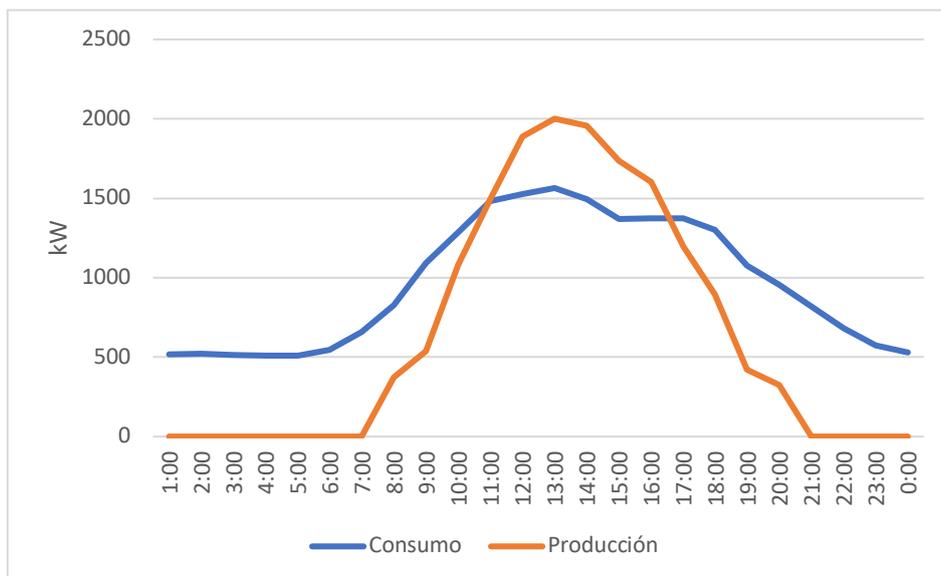


Figura 10B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de mayo de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

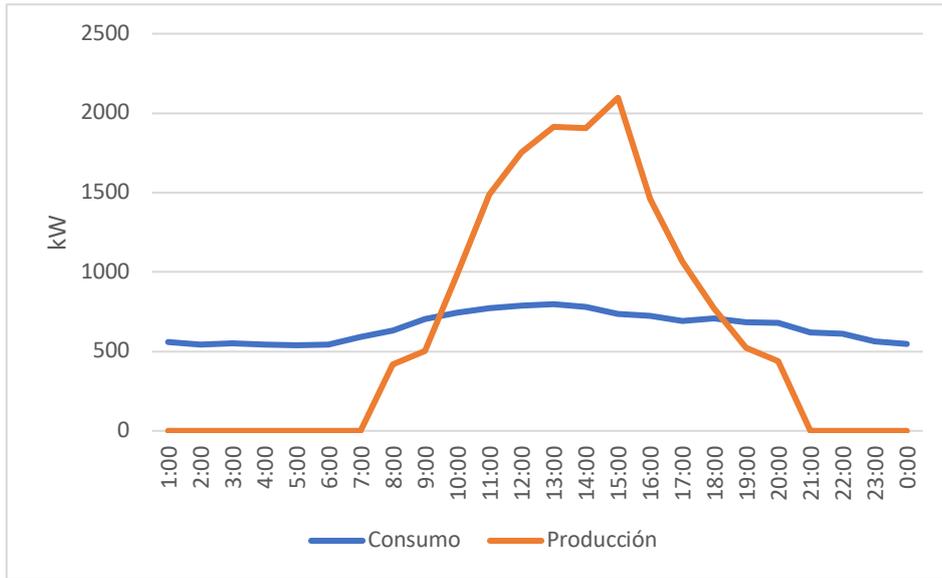


Figura 11B – Comparativa de la energía excedente los sábados de mayo de la UPV.

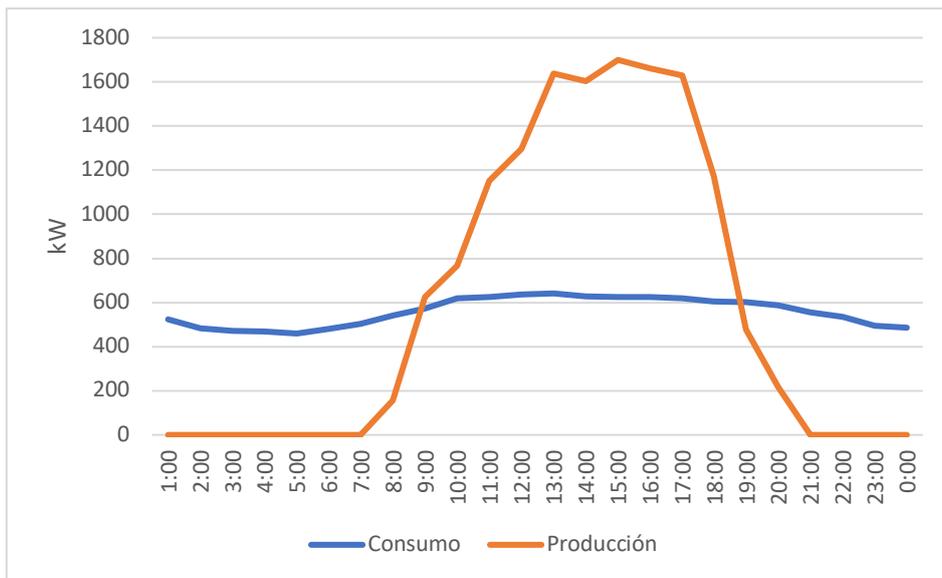


Figura 12B – Comparativa de la energía excedente los domingos de mayo de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

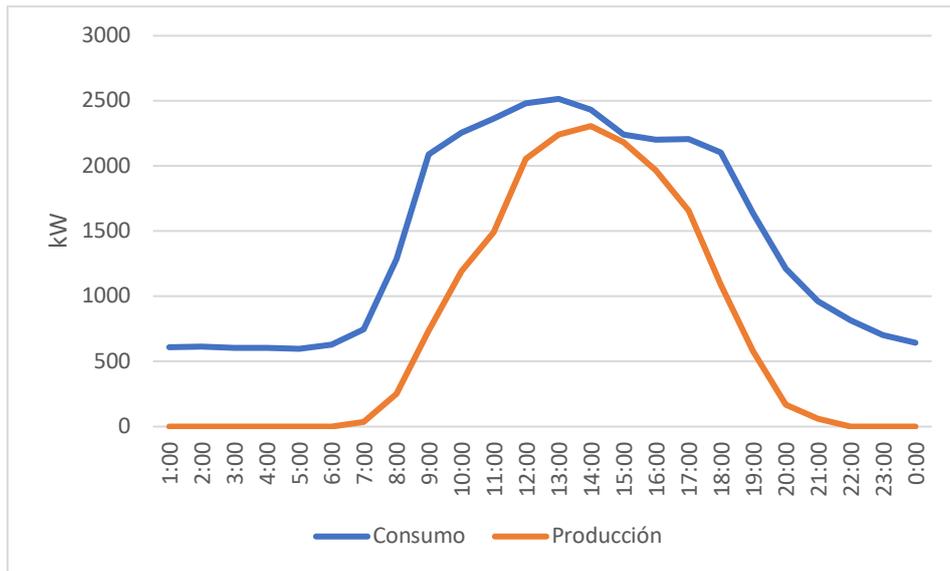


Figura 13B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de junio de la UPV.

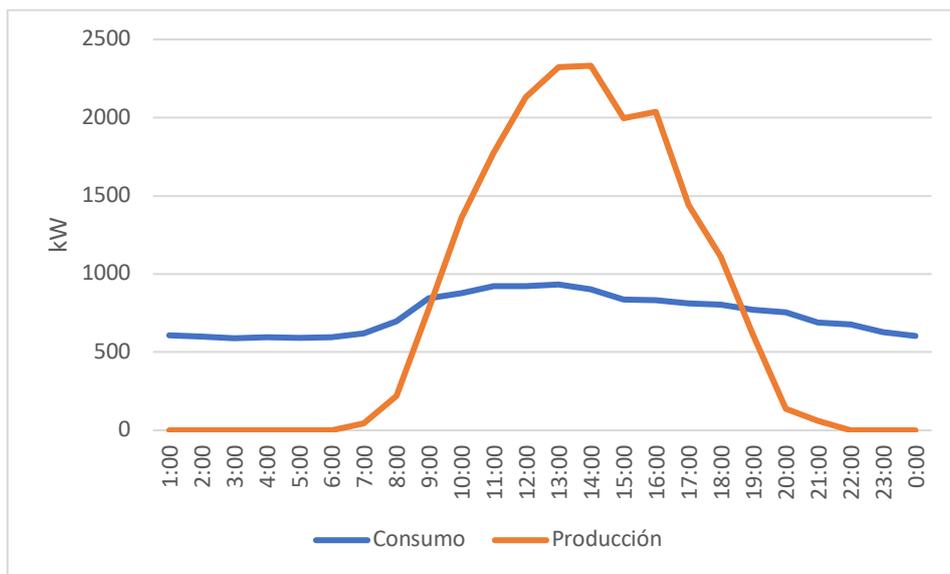


Figura 14B – Comparativa de la energía excedente los sábados de junio de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

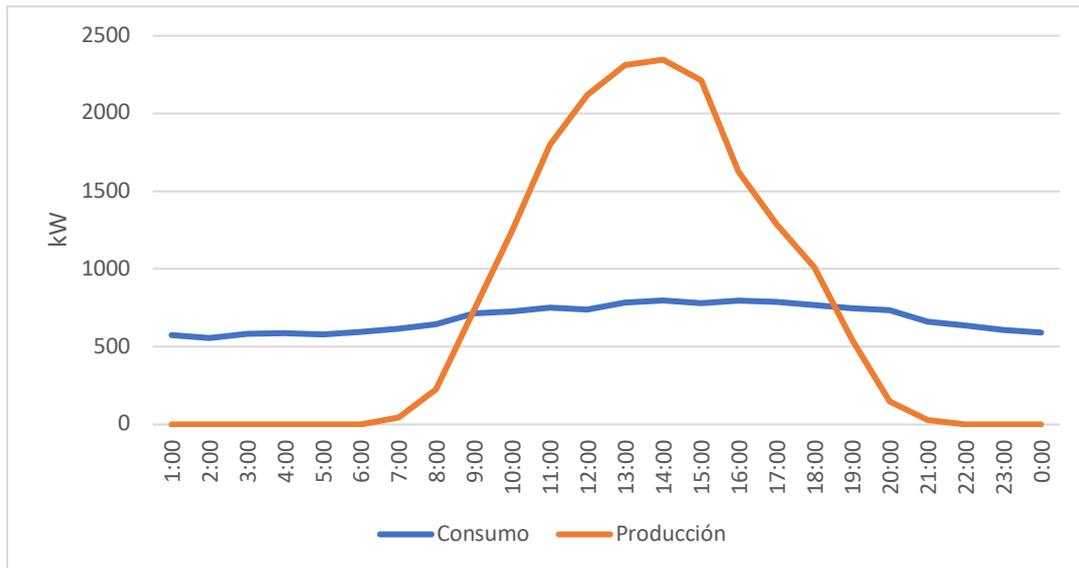


Figura 15B – Comparativa de la energía excedente los domingos de junio de la UPV.

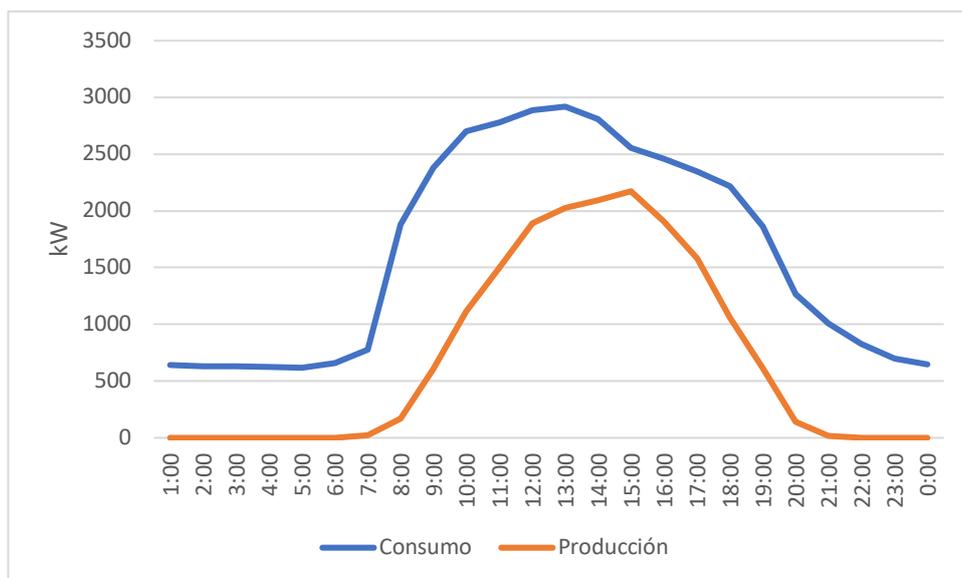


Figura 16B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de julio de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

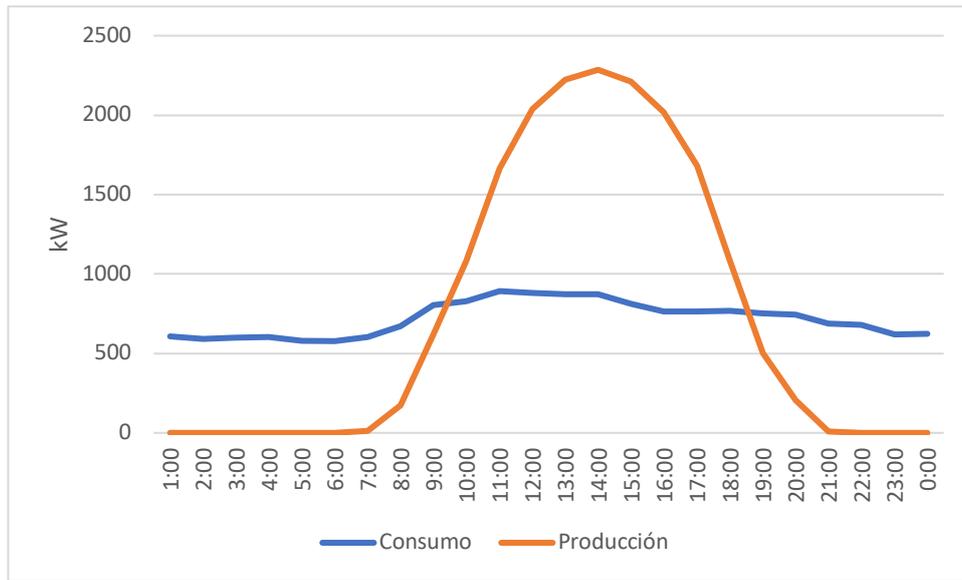


Figura 17B – Comparativa de la energía excedente los sábados de julio de la UPV.

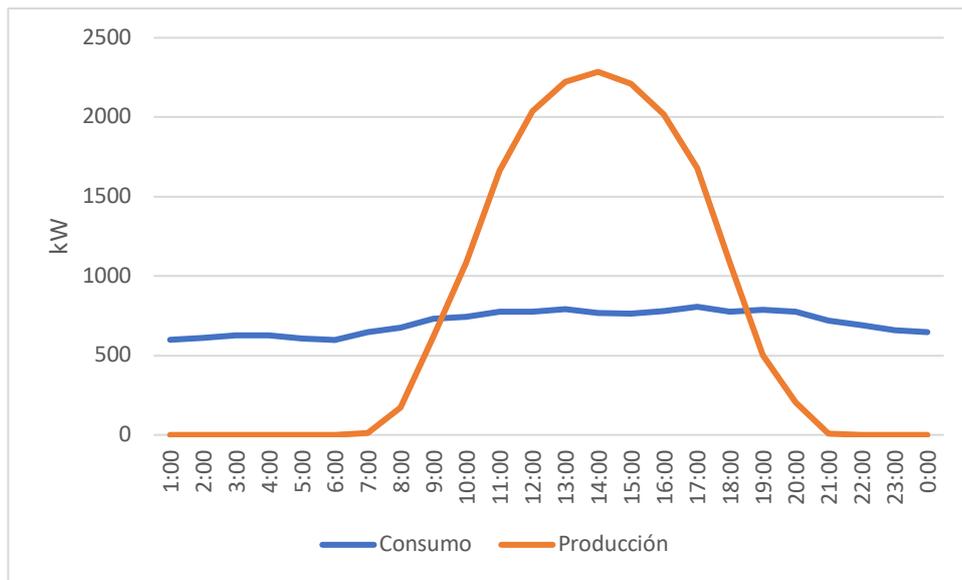


Figura 18B – Comparativa de la energía excedente los domingos de julio de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

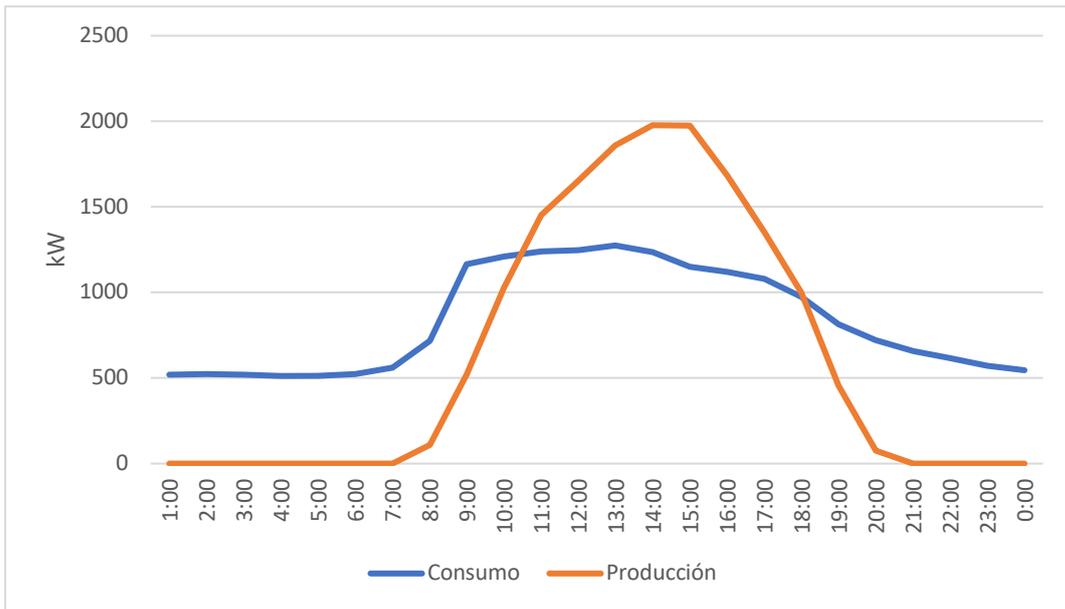


Figura 19B– Comparativa de la energía excedente los días laborales de agosto de la UPV.

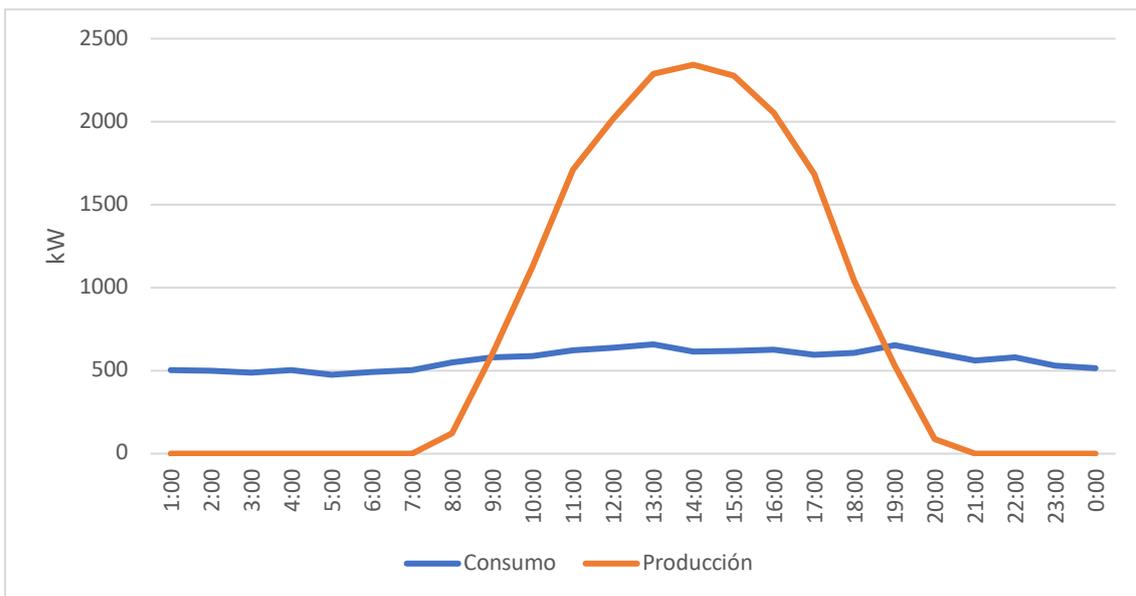


Figura 20B – Comparativa de la energía excedente los sábados de agosto de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

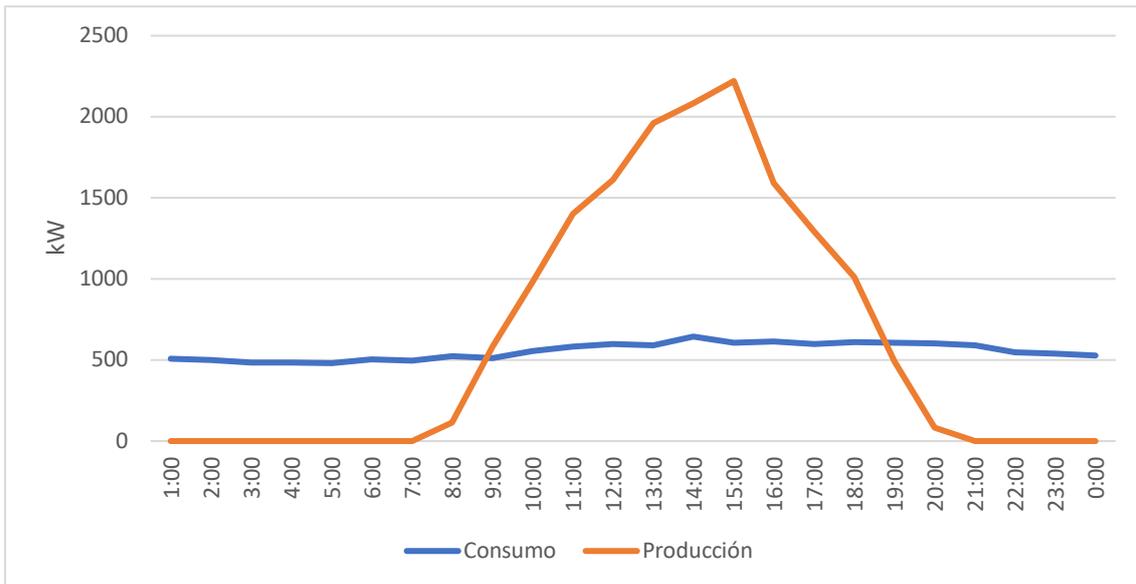


Figura 21B – Comparativa de la energía excedente los domingos de agosto de la UPV.

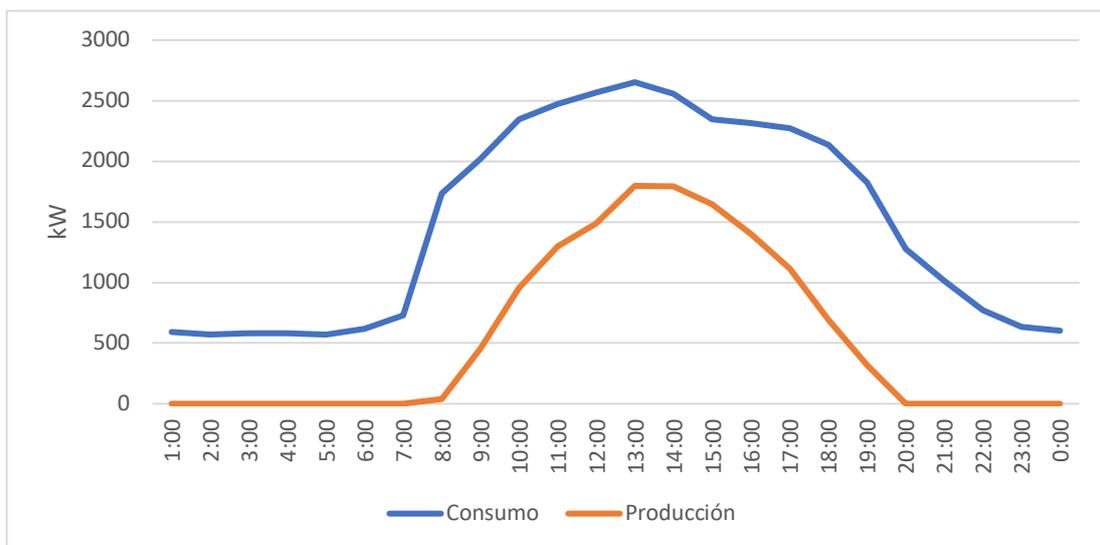


Figura 22B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de septiembre de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

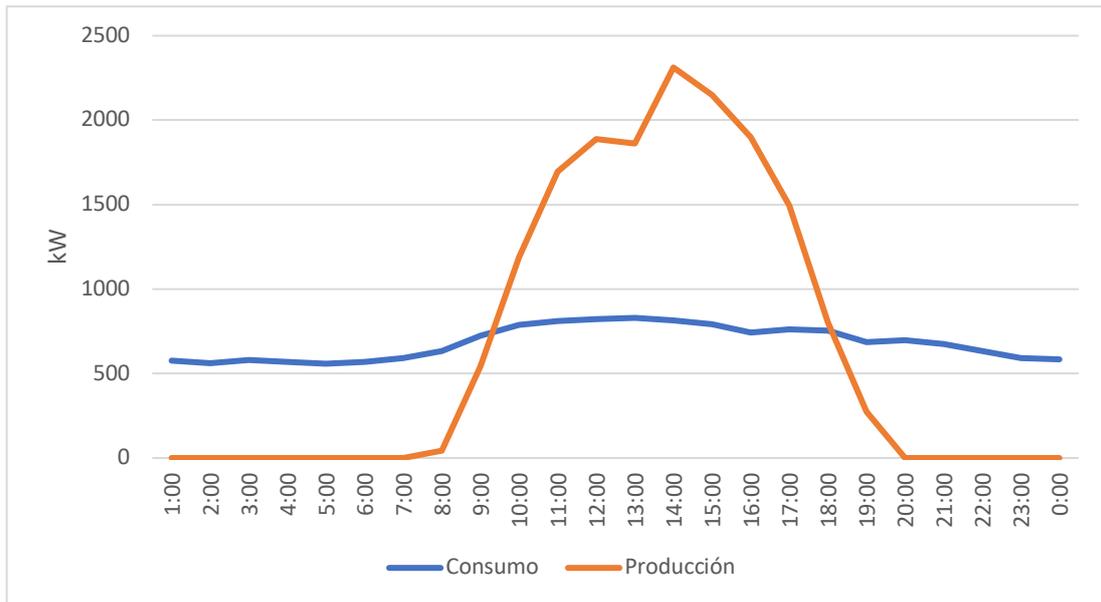


Figura23B – Comparativa de la energía excedente los sábados de septiembre de la UPV.

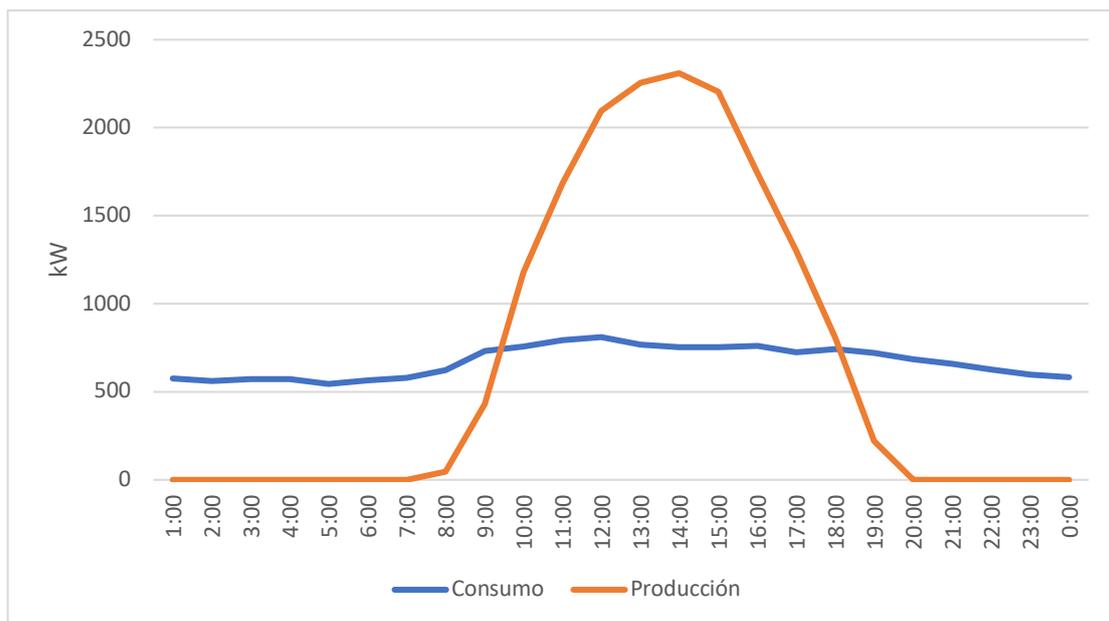


Figura 24CB– Comparativa de la energía excedente los domingos de septiembre de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

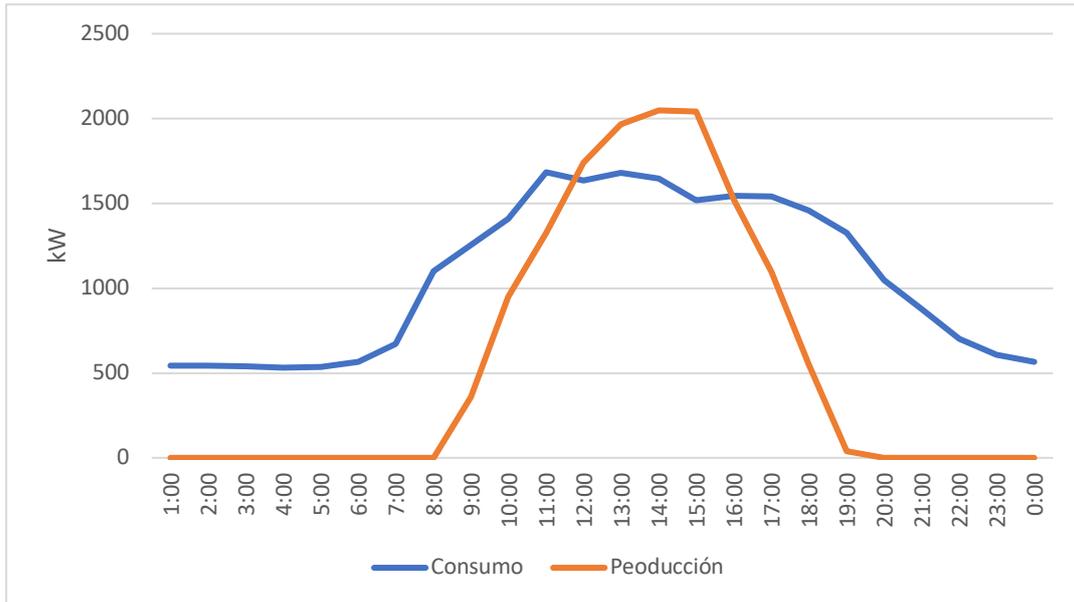


Figura 25B– Comparativa de la energía excedente los días laborales de octubre de la UPV.

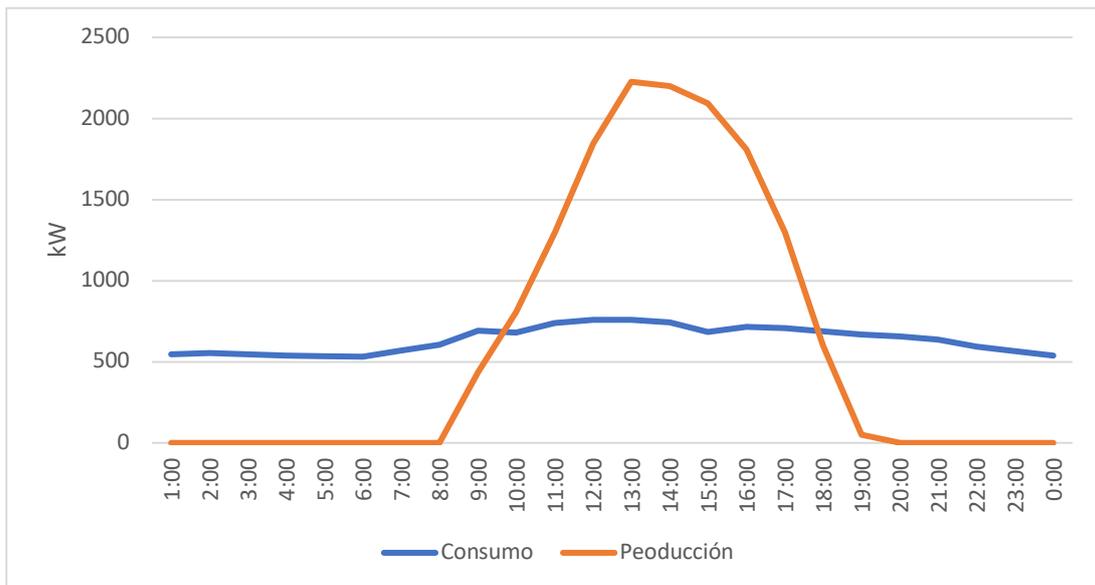


Figura 26B – Comparativa de la energía excedente los sábados de octubre de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

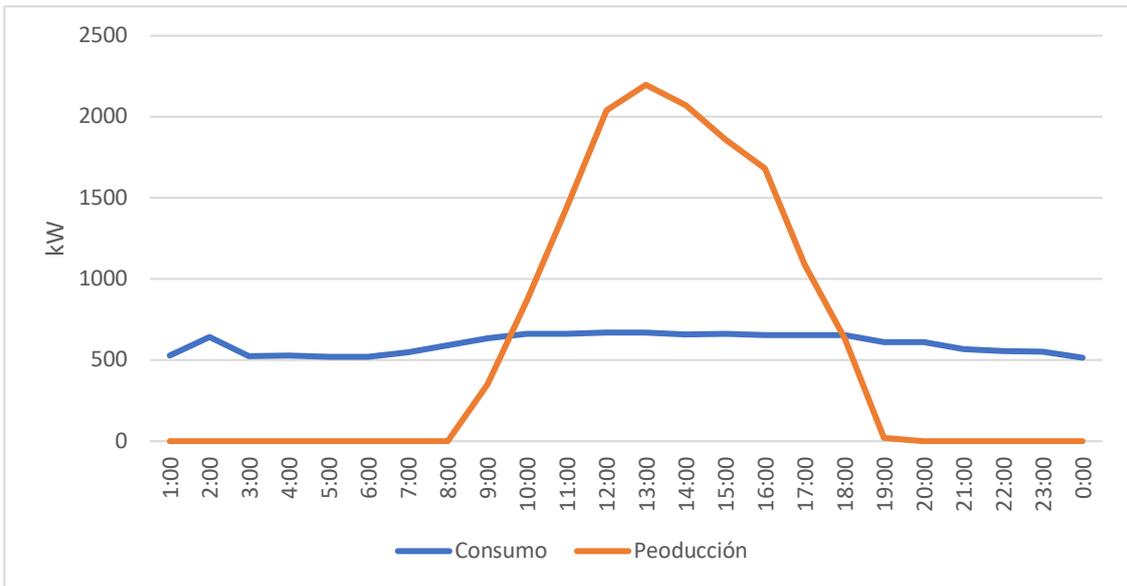


Figura 27B– Comparativa de la energía excedente los domingos de octubre de la UPV.

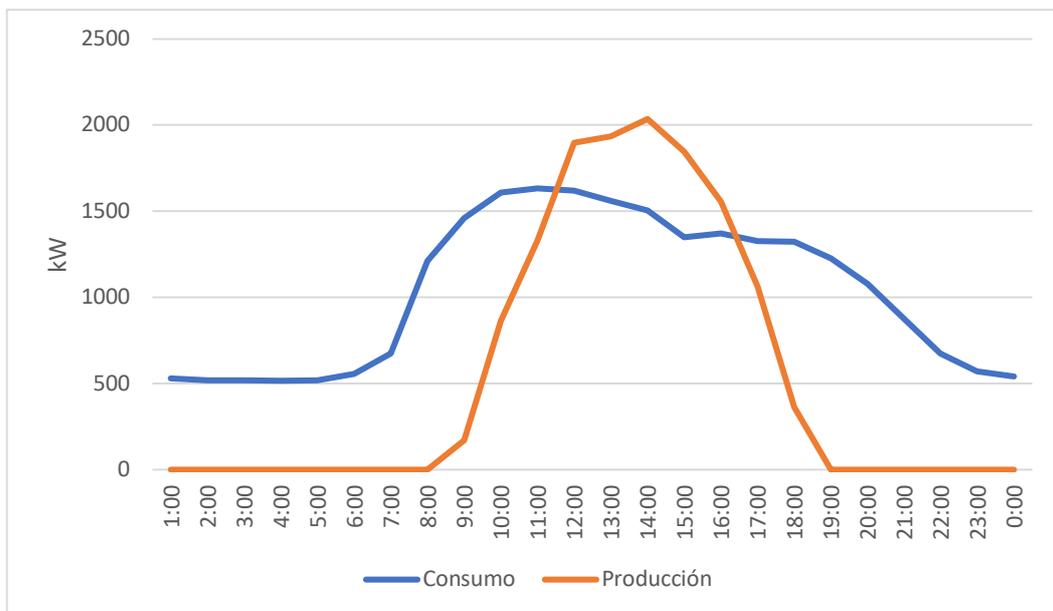


Figura 29B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de noviembre de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

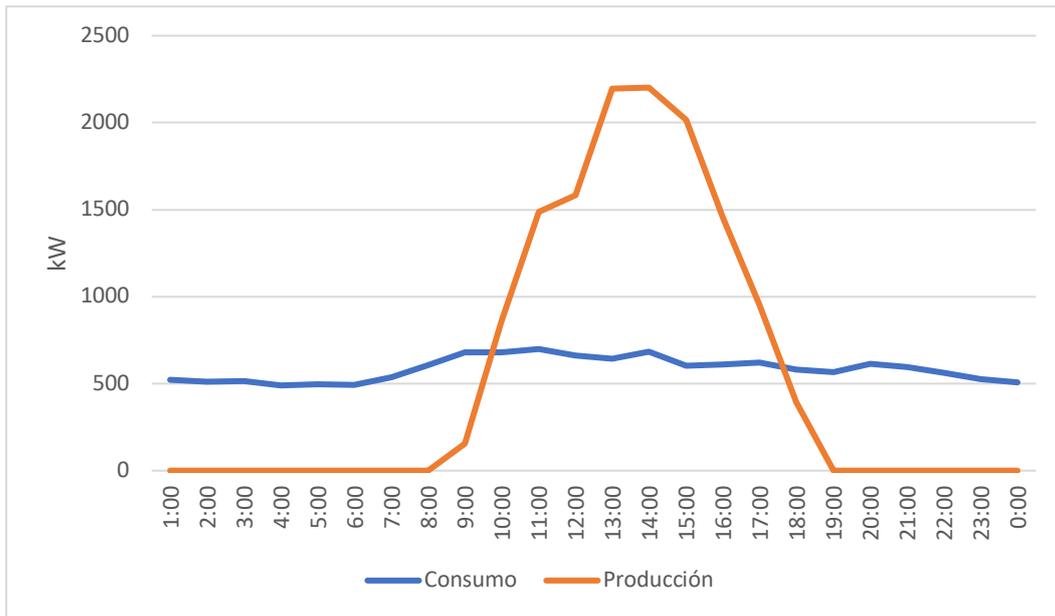


Figura 30B – Comparativa de la energía excedente los sábados de noviembre de la UPV.

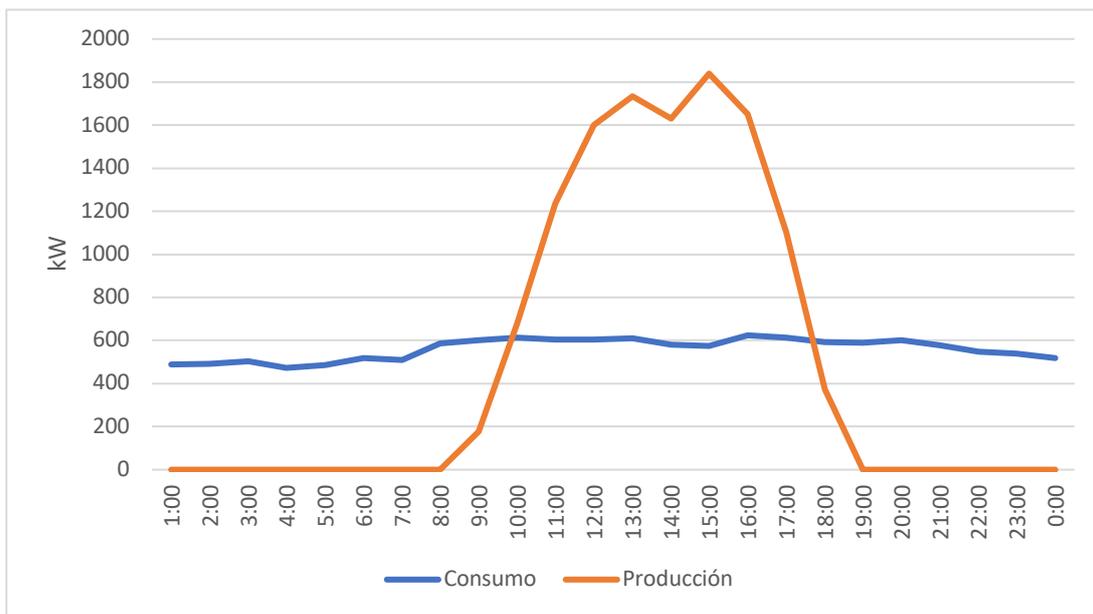


Figura 31B – Comparativa de la energía excedente los domingos de noviembre de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

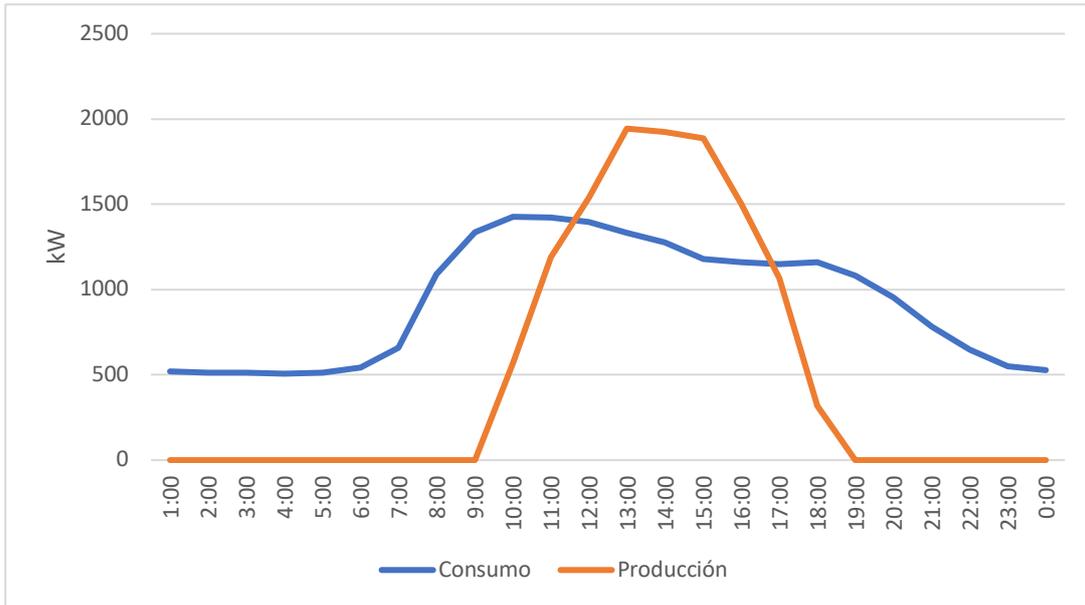


Figura 32B – Comparativa de la energía excedente los días laborales de diciembre de la UPV.

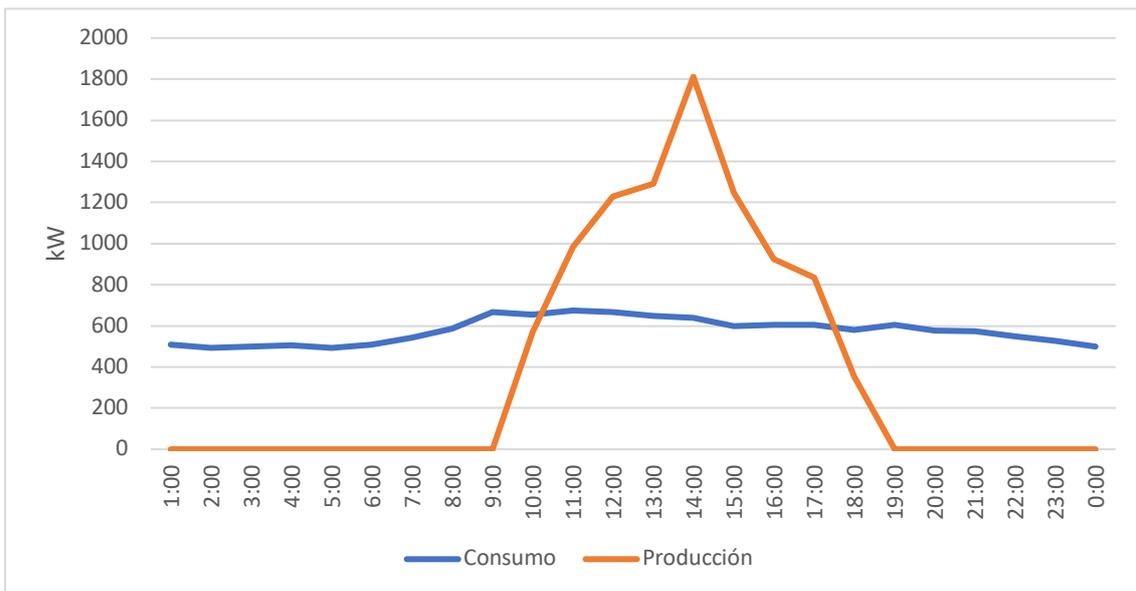


Figura 33CB– Comparativa de la energía excedente los sábados de diciembre de la UPV.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA DE 2,89 MW DE INICIATIVA PÚBLICO-PRIVADA: APLICACIÓN AL CAMPUS DE VERA DE LA UPV Y SU ENTORNO

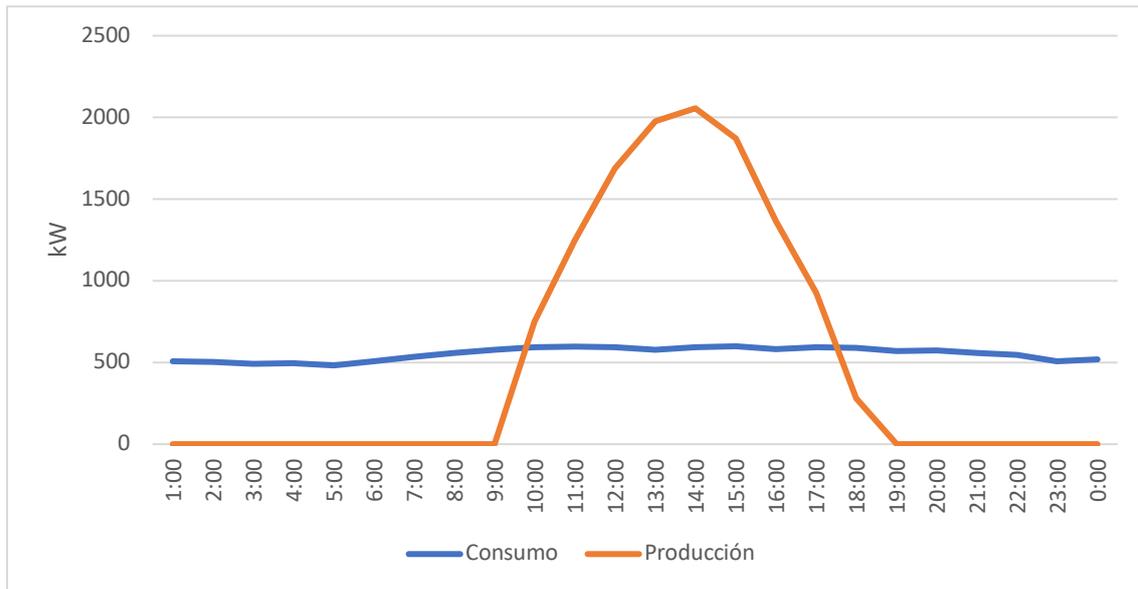


Figura 34B – Comparativa de la energía excedente los domingos de diciembre de la UPV.

Referencias

- [1] UNIÓN ESPAÑOLA DE FOTOVOLTAICA, Energética 21
<https://energetica21.com/noticia/el-autoconsumo-muestra-su-resiliencia-y-avanza-un-30porciento-segun-unef>
Consulta: 2021, mayo 21.
- [2] EUR-LEX
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex%3A32018L2001>
Consulta : 2018, diciembre 11
- [3] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>
Consulta : 2020, junio 24
- [4] SAPIENS ENERGIA
<https://sapiensenergia.es/comunidad-local-energia-renovable/>
Consulta: 2019, noviembre 23
- [5] AGRONEWS <https://www.agronewscomunitatvalenciana.com/lajuntament-de-valencia-vol-impulsar-fins-100-comunitats-energetiques-als-barris-lluitar-contra-el>
Consulta: 2021, mayo 19
- [6] MISSIONS VÀLENCIA 2030 <https://www.missionsvalencia.eu/missions/?lang=es>
Consulta: 2018, octubre 28
- [7] Vaisala
<https://www.vaisala.com/en/lp/free-wind-and-solar-resource-maps>
Consulta: 2019, marzo 12
- [8] Bloomberg New Energy Finance
<https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-23/building-new-renewables-cheaper-than-running-fossil-fuel-plants>
Consulta: 2019 abril 29
- [9] Photovoltaic Geographical Information System
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
Consulta: 2020, mayo 25

[10] Aleasoft

<https://aleasoft.com/es/buenos-tiempos-energia-fotovoltaica-subasta-portugal-records-europa/>

Consulta: 2020, agosto 26

[11] IDAE

<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>

Consulta: 2010, octubre 2

[12] Abigail Orus, Statista

<https://es.statista.com/estadisticas/1004392/generacion-solar-fotovoltaica-por-region-en-espana/>

Consulta: 2021, septiembre 30

[13] Bauwens, T., and J. Defourny, 'Social Capital and Mutual Versus Public Benefit: The Case of Renewable Energy Cooperatives', *Annals of Public and Cooperative Economics*, Vol. 88, No. 2, 2017, pp. 203–232.

[14] INTERACT, 2021. Interact Project Homepage

<https://www.ped-interact.eu/>

Consulta: 2021, agosto 31

[15] Directiva UE 2019/94

<http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>

[16] Brown, A., and L. Lund, 'Distributed Generation: How Green? How Efficient? How Well-Priced?', *Electricity Journal*, Vol. 26, No. 3, 2013, pp. 28–34.

[17] BOE

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

Consulta: 2019, abril 6

[18] BRUMMER, V., 2018. *Community energy – benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces.*

[19] Becker S, Kunze C. Transcending community energy: collective and politically motivated projects in renewable energy (CPE) across Europe. *PPP* 2014;8(3):180–91.

[20] Tarhan MD. Renewable energy cooperatives: a review of demonstrated impacts and limitations. *J Entrep Organ Divers* 2015;4(1):104–20.

[21] Marinopoulos, A., J. Vasiljevskaja, and A. Mengolini, 'Local Energy Communities: An

Insight from European Smart Grid Projects', *CIREC Workshop. Paper 0250*, CIREC, Ljubljana, 2018, pp. 7–8.

- [22] Walker G. Harnessing community energies: explaining and evaluating community-based localism in renewable energy policy in the UK. *Glob Environ Polit* 2007;7(2):64–82.
- [23] Bauwens, T., 'Explaining the Diversity of Motivations behind Community Renewable Energy', *Energy Policy*, Vol. 93, 2016, pp. 278–290.
- [24] Hoppe T, Graf A, Warbroek B, Lammers I, Lepping I. Local governments supporting local energy initiatives: lessons from the best practices of Saerbeck (Germany) and Lochem (The Netherlands). *Sustainability* 2015;7(2):1900–31.
- [25] Hain JJ, Ault GW, Galloway SJ, Cruden A, McDonald JR. Additional renewable energy growth through small-scale community orientated energy policies. *Energy Policy* 2005;33(9):1199–212.
- [26] Walker G, Devine-Wright P, Hunter S, High H, Evans B. Trust and community: Exploring the meanings, contexts and dynamics of community renewable energy. *Energy Policy* 2010;38(6):2655–63.
- [27] Sagebiel J, Müller J, Rommel J. Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online choice experiment in Germany. *Energy Res Soc Sci* 2014;2:90–101.
- [28] Walker G, Cass N. Carbon reduction, 'the public' and renewable energy: engaging with socio-technical configurations. *Area* 2007;39(4):458–69.
- [29] Herbes C, Brummer V, Rogli J, Blazejewski S, Gericke N. Responding to policy change: new business models for renewable energy cooperatives—barriers perceived by cooperatives' members. *Energy Policy* 2017;109:82–95.
- [30] HERAS-SAZARBITORIA, I., SÁEZ, L., ALLUR, E. y MORANDEIRA, J., 2018. *The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review*. 2018. S.l.: s.n.
- [31] BAIGORROTEGUI, G. y PARKER, C., 2018. *¿Conectar o desconectar? Comunidades energéticas y transiciones hacia la sustentabilidad*. S.l.: Editorial Estudios Avanzados
- [32] CAPELLÁN-PÉREZ, I., CAMPOS-CELADOR, Á. y TERÉS-ZUBIAGA, J., 2018. Renewable Energy Cooperatives as an instrument towards the energy transition in Spain. *Energy Policy*, ISSN 03014215. DOI 10.1016/j.enpol.2018.08.064.
- [33] C. ROMERO-RUBIO, J.R. DE ANDRÉS DÍAZ., 2015. Sustainable energy communities:

a study contrasting Spain and Germany. Energy Policy, 85 (2015), pp. 397-409

[34] IVACE 2021

<https://www.ivace.es/index.php/es/ayudas/energia/fomento-de-las-instalaciones-de-autoconsumo-de-energia-electrica/54803-comunidades-energias-renovables-2021-instalaciones-autoconsumo-energia-electrica>

Consulta: 2020, diciembre 3

[35] AVAENSEN

<https://www.avaesen.es/en/ciudadania-y-municipio-tienen-el-poder-nace-el-hub-de-comunidades-energeticas-locales-de-la-comunitat-valenciana/>

[36] Ecodes

<https://ecodes.org/hacemos/energia-y-personas/comunidades-energeticas-y-autoconsumo/barrio-solar/el-ayuntamiento-de-zaragoza-edp-y-ecodes-impulsan-el-primer-barrio-solar-renovable-y-solidario>

Consulta: 2020, junio 03

[37] Álvaro Manso Burgos. Trabajo Final de Máster: Análisis, modelado y comparación de alternativas para la constitución de una comunidad energética renovable a partir de una instalación fotovoltaica en un edificio de las naves (Valencia).

[38] IDAE

<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>

[39] Epdata

<https://www.epdata.es/datos/renta-bruta-barrios-codigos-postales-estadistica-datos/269>

[40] Datos macro, Expansión.

<https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo>

Consulta: 2022, enero 6

[41] Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos.

<https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/calculadora-de-equivalencias-de-gases-de-efecto-invernadero-calculos-y>