

Universidad de Alcalá  
Escuela Politécnica Superior

Grado en Ingeniería en Electrónica y Automática Industrial



**Trabajo Fin de Grado**

ESTRATEGIA DE MERCADO PARA LA INTEGRACIÓN  
EFICIENTE DE MÚLTIPLES FUENTES DISTRIBUIDAS DE  
ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

**Autor:** RAFAEL SÁNCHEZ-SECO TOLEDANO

ESCUELA POLITECNICA  
SUPERIOR

**Tutor:** CARLOS SANTOS PÉREZ

**Cotutor:** MIGUEL GAYO ABELEIRA

2022

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ

Escuela Politécnica Superior

Grado en Ingeniería en Electrónica y Automática Industrial

Trabajo Fin de Grado

ESTRATEGIA DE MERCADO PARA LA INTEGRACIÓN EFICIENTE DE MÚLTIPLES FUENTES  
DISTRIBUIDAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Autor: Rafael Sánchez-Seco Toledano

Tutor: Carlos Santos Pérez

Cotutor: D. Miguel Gayo Abeleira

TRIBUNAL:

Presidente: Rafael Peña Capilla

Vocal 1º: Joaquín Garín Ciriza

Vocal 2º: Carlos Santos Pérez

FECHA: 16 de junio de 2022



*“El fututo mostrará los  
resultados y juzgará a cada uno  
de acuerdo a sus logros”*

*Nikola Tesla*

## AGRADECIMIENTOS

Gracias a mis padres y mi hermana, por el apoyo incondicional en todas las de mi vida y en especial en esta. Gracias a vosotros he llegado a ser quien soy. Gracias, por tanto, por sentirnos orgullosos de mí, y por no dejarme nunca caer.

Gracias Aitana, por convertirte en mi compañera de vida, por estar conmigo a mi lado en este tramo final y por darme el empujón que necesitaba.

Y sobre todo gracias a Carlos, sin ti este trabajo no podría haber sido posible. Gracias por ayudarme a encontrar la pasión y el interés en esta rama de la ingeniería. Y Gracias por ayudarme durante esta recta final de la etapa más importante de mi vida.

Gracias a todos y gracias por todo.

Os llevaré siempre conmigo.



**ESTRATEGIA DE MERCADO PARA LA INTEGRACIÓN EFICIENTE DE MÚLTIPLES  
FUENTES DISTRIBUIDAS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO  
ESPAÑOL**

Resumen

Autor: Rafael Sánchez-Seco Toledano

Tutor: Carlos Santos Pérez

Departamento: Teoría de la Señal y la Comunicación

Grado: Ingeniería Electrónica y Automática Industrial

Palabras clave: Prosumidor, Mercado local, Planta Virtual de Potencia, Energía Eléctrica

Este trabajo presenta una estrategia de asociación de prosumidores situados en un área cercana. Reduciendo de esta forma, la dependencia del sistema eléctrico convencional gracias a optimizar los intercambios de energía entre ellos. Logrando, al mismo tiempo, una repercusión económica favorable en la facturación de la energía de dichos prosumidores. Para gestionar la gestión del conjunto de prosumidores se propone aplicar el concepto de planta virtual de potencia (VPP). Esta estrategia de control representa un nuevo concepto de gestión energética, coordinando diferentes fuentes de generación distribuida (GD) descentralizadas, a la vez que sus cargas controlables y dispositivos de almacenamiento asociados.



## **MARKET STRATEGY FOR THE EFFICIENT INTEGRATION OF MULTIPLE DISTRIBUTED SOURCES OF RENEWABLE ENERGY IN THE SPANISH ELECTRICAL SYSTEM**

Author: Rafael Sánchez-Seco Toledano

Tutor: Carlos Santos Pérez

Department: Signal Theory and Communications

Degree: Degree in Industrial Electronics and Automation Engineering

Key words: Prosumer, Market, Virtual Power Plant, Energy

This paper presents an association strategy for prosumers located in a nearby area. Reducing in this way, the dependence on the conventional electrical system thanks to optimizing the energy exchanges between them. Achieving, at the same time, a favorable economic impact on the energy billing of said prosumers. To manage the management of the set of prosumers, it is proposed to apply the concept of virtual power plant (VPP). This control strategy represents a new concept of energy management, coordinating different sources of decentralized distributed generation (DG), as well as their controllable loads and associated storage devices.



## RESUMEN EXTENDIDO

La energía se ha convertido en uno de los principales motores de la sociedad, gracias a la cual, la sociedad puede seguir evolucionando. Pero al igual que la sociedad, el sector eléctrico debe adaptarse a las nuevas necesidades que van surgiendo en la población. Hasta ahora poca gente conocía el sector eléctrico, como funcionaba y se organizaba, pero debido a la crisis energética que continúa afectando a miles de consumidores, continuamente se habla del mercado diario, mercado tipo marginalista, y una infinidad de términos que antes nunca se habían escuchado en un medio informativo. La motivación de este trabajo es poder buscar alternativas al modelo de generación y distribución y compra y venta de energía actual, para la mejora tanto a nivel técnico de la red, como económico para el consumidor. Para ello este documento se ha distribuido en diferentes capítulos con la finalidad de poder analizar de manera más detallada una de las posibles soluciones a este tipo de eventos.

En primer lugar, se analizará la situación actual del mercado eléctrico. Tras ello se describirá la estructura del mercado junto con sus actores principales, detallando el funcionamiento de cada uno de ellos. En consecuencia, se analizarán los diferentes tipos de mercados que existen en el sector eléctrico español y las tarifas en las que se estructura su venta de energía, para poder ponerse en contexto y poder determinar cuál es la combinación más idónea de estos para la aplicación que se busca en este TFG.

Tras este análisis previo, el documento se adentrará en la principal figura de este estudio, el prosumidor. Se describirá esta figura, sus funciones y la adaptación que ha tenido que realizar el mercado con la aparición de esta figura. A continuación, a través de HOMER, un software de cálculo de estructuras energéticas, se realizará la caracterización de un prosumidor a modo ejemplificativo para aplicar todo lo visto en este capítulo.

Una vez analizada la figura del prosumidor se procederá a realizar un caso de estudio con la herramienta HOMER. Estos casos de estudio consistirán en dos perfiles de consumo que se caracterizarán como prosumidores, como en el caso anterior, para estudiar su comportamiento de manera independiente para más tarde poder unificarlos dentro de un mercado local o Virtual Power Plant.

Realizado todo el análisis previo, el trabajo como objetivo final se adentra en la parte de análisis de la VPP. En este apartado se ha implementado el diseño de una VPP aproximándose lo máximo posible a una situación real. Para ello se han tomado todos los parámetros como son superficies de terreno, datos de consumo, precios de mercado, de bases de datos oficiales, como son ESIOS, Google Earth, etc. Además, se ha implementado una estrategia de mercado para la compra y venta de energía por parte de los prosumidores. Sobre esta estructura de VPP a través del software MATLAB, se realizará una serie de simulaciones y casos para observar, tanto el comportamiento como la viabilidad de este tipo de asociaciones energéticas.

Por último, se procederá a comentar las conclusiones y líneas futuras a seguir sobre este trabajo de fin de grado.

Añadido a esto, se ha implementado una guía de uso del software HOMER, con una finalidad didáctica para futuros estudiantes o lectores de este documento, interesados en esta herramienta.



## ÍNDICE

<b>RESUMEN EXTENDIDO.....</b>	<b>11</b>
<b>TABLA DE ILUSTRACIONES. ....</b>	<b>16</b>
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>19</b>
1.1    PLANTEAMIENTO DEL TRABAJO.....	19
1.2    OBJETIVOS A CONSEGUIR.....	21
1.3    ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	23
1.4    HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	24
<b>CAPÍTULO 2: ACTUALIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....</b>	<b>25</b>
INTRODUCCIÓN.....	25
2.1    ESTRUCTURA DEL MERCADO ACTUAL.....	25
2.2    EL MERCADO MAYORISTA.....	27
EL MERCADO DIARIO.....	29
EL MERCADO INTRADIARIO.....	31
2.3    EL MERCADO MINORISTA.....	33
EL MERCADO LIBRE.....	34
EL MERCADO REGULADO.....	34
2.4    TARIFAS.....	35
TARIFA 2.0 A.....	36
TARIFA 2.0 DHA.....	36
TARIFA 2.0 DHS.....	36
TARIFA 2.0TD.....	36
2.5    PREVISIÓN.....	38
<b>CAPÍTULO 3 FOMENTO DEL AUTOCONSUMO, EL PROSUMIDOR.....</b>	<b>41</b>
INTRODUCCIÓN.....	41
3.1    COMERCIO DE ENERGÍA PARA LOS PROSUMIDORES.....	43
3.2    ACTORES DEL MERCADO CON LA APARICIÓN DEL PROSUMIDOR.....	45
3.3    CARACTERIZACIÓN DE UN PROSUMIDOR MEDIANTE HOMER.....	47
<b>CAPÍTULO 4 CARACTERIZACIÓN DE LOS PROSUMIDORES.....</b>	<b>69</b>
INTRODUCCIÓN.....	69
4.1    PERFIL DOMÉSTICO.....	70
4.2    PERFIL COMERCIAL.....	73
<b>CAPÍTULO 5 INTEGRACIÓN EFICIENTE DE MÚLTIPLES PROSUMIDORES.....</b>	<b>78</b>
INTRODUCCIÓN.....	78
5.1    PLANTAS VIRTUALES DE POTENCIA (VPP).....	78

5.1.1 BLOCKCHAIN.....	81
5.2 CASO DE USO.....	83
5.2.1 ESTUDIO DE POTENCIA A INSTALAR.....	83
5.2.2 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRATEGIA DISEÑADA .....	88
5.2.3 RESULTADOS OBTENIDOS .....	90
<b>CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>102</b>
ANEXO 1 GUÍA USO HOMER .....	103
ANEXO 2 CÓDIGO PARA LA OBTENCIÓN DE GRÁFICAS Y RESULTADOS .....	113
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>116</b>

## TABLA DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1 Diagrama del mix energético español en el año 2021 en porcentaje [3].	20
Ilustración 2 Esquema propuesto de la estrategia de gestión de DERs basado en VPP [4].	22
Ilustración 3 Estructura del mercado eléctrico español, fuente [11].	26
Ilustración 4 Tabla resumen de los diferentes mercados que intervienen según su secuencia horaria [13].	28
Ilustración 5 Esquema del funcionamiento del mercado diario de OMIE [13].	30
Ilustración 6 Sesiones del mercado intradiario de subastas [15].	32
Ilustración 7 Tramos horarios en término de energía [20].	37
Ilustración 8 Tramos horarios en términos de potencia [20].	38
Ilustración 9 Evolución temporal de los costes por derecho de CO <sub>2</sub> .	39
Ilustración 10 Evolución temporal por el precio del Gas en el mercado ibérico (MIBGAS).	40
Ilustración 11 Evolución temporal sobre la capacidad solar y de almacenaje en función de cada país. Fuente [26].	42
Ilustración 12 Tasas internas de retornos en perfiles residencial y comerciales. Fuente [26].	43
Ilustración 13 Esquema de los actores de un mercado local, fuente [27].	46
Ilustración 14 Esquemático del diseño de la instalación.	49
Ilustración 15 Resumen de los resultados de HOMER tras el estudio.	49
Ilustración 16 Datos de los elementos principales del sistema fotovoltaico ganador.	50
Ilustración 17 Caso convertidor 10% de potencia nominal.	51
Ilustración 18 Métricas económicas.	52
Ilustración 19 Gráfico vida útil proyecto.	53
Ilustración 20 Comparativa de costes entre arquitectura base y arquitectura ganadora.	53
Ilustración 21 Resumen de costes.	54
Ilustración 22 Variables económicas representativas.	55
Ilustración 23 Gráfico de Cash Flow.	56
Ilustración 24 Comparación económica entre caso base y caso ganador.	58
Ilustración 25 Pestaña electrical.	59
Ilustración 26 Datos de producción.	60
Ilustración 27 Datos de consumo.	60
Ilustración 28 Valores de excedentes y escasez de energía dentro del sistema.	61
Ilustración 29 Cuantificación de la penetración de renovables.	62
Ilustración 30 Pestaña Generic Flat Plate PV.	62
Ilustración 31 Datos sobre la producción fotovoltaica 1.	63
Ilustración 32 Datos sobre la producción fotovoltaica 2.	63
Ilustración 33 Pestaña Grid.	64
Ilustración 34 Tabla de datos sobre la red de distribución.	65
Ilustración 35 Pestaña System Converter.	66
Ilustración 36 Datos del convertidor 1.	66
Ilustración 37 Datos del convertidor 2.	67
Ilustración 38 Datos sobre las emisiones del sistema.	68
Ilustración 39 Resumen económico del perfil doméstico.	70
Ilustración 40 Resumen de costes del perfil doméstico.	71
Ilustración 41 Comparación económica entre el caso base y el caso.	72
Ilustración 42 Pestaña electrical del perfil doméstico.	73
Ilustración 43 Resumen económico del perfil comercial.	74
Ilustración 44 Resumen de costes del perfil industrial.	75

Ilustración 45 Comparación económica entre el caso base y el caso. ....	76
Ilustración 46 Pestaña electrical del perfil comercial. ....	77
Ilustración 47 Esquema de una VPP [4]. ....	82
Ilustración 48 ZONA RESIDENCIAL 1.....	84
Ilustración 49 ZONA RESIDENCIAL 2.....	85
Ilustración 50 Modelo vivienda ZONA RESIDENCIAL 2.....	86
Ilustración 51 ZONA COMERCIAL. ....	87
Ilustración 52 ZONA INDUSTRIAL. ....	88
Ilustración 53 Comparativa del precio de compra y venta de energía. ....	91
Ilustración 54 Comparativa global y parcial de excedentes y demanda.....	92
Ilustración 55 Energía fotovoltaica generada por el conjunto de la VPP.....	93
Ilustración 56 Excedentes negociados dentro de la VPP. ....	94
Ilustración 57 Excedentes vertidos a la red .....	95
Ilustración 58 Comparativa global y parcial entre demanda y generación.....	96
Ilustración 59 Comparativa global y parcial de las áreas de la VPP en 24 horas. ....	97
Ilustración 60 Pantalla de inicio de HOMER PRO. ....	103
Ilustración 61 Menu inicio pestaña Load .....	104
Ilustración 62 Muestreo de datos cada 15 min.....	105
Ilustración 63 Ventana de información sobre la carga .....	106
Ilustración 64 Configuración de la ventana grid. ....	107
Ilustración 65 Mapas de datos sobre los precios reales. ....	108
Ilustración 66 pantalla inicio generar paneles fotovoltaicos .....	109
Ilustración 67 Configuración de parámetros PV .....	110
Ilustración 68 Configuración de parámetros del inversor.....	111
Ilustración 69 Perfil GHI durante un año.....	112



## CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los planteamientos y objetivos que motivan la realización del presente trabajo. También se indica una breve descripción de la estructura de la memoria y las herramientas utilizadas para su elaboración.

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL TRABAJO

El sector eléctrico es uno de los pilares fundamentales sobre el que se sustenta la economía de un país. Esto se debe a que cualquier fluctuación al alza o a la baja del precio de la energía provoca consecuencias económicas en otros sectores que acaban siendo asumidas por el consumidor final. Por ello, obtener una fuerte estructura dentro de este sector y una buena gestión, tanto de la producción como de la demanda, blinda una economía estable dentro del país. Como acción para blindar dicha estructura se establecen diferentes estrategias, junto con un marco legal, para que el funcionamiento de este sector garantice una viabilidad a nivel económico, técnico y ambiental. La actualidad del panorama energético puede confirmar todo lo mencionado anteriormente, ya que se aprecia como la subida del precio de la energía afecta a otros sectores como son la alimentación, restauración etc. Esto lleva como consecuencia que el precio de su producto final se encarezca para el consumidor final.

En la actualidad, debido a la crisis energética que asola la Unión Europea, el sector energético se encuentra entre los titulares principales de todos los medios de comunicación. Se aprecia como el sistema eléctrico europeo tiene una muy alta dependencia de la producción de electricidad a través del ciclo combinado. Esto es debido, en primer lugar, a la alta capacidad que posee el ciclo combinado de adaptarse a la demanda energética con una muy rápida respuesta inyectando energía o disminuyendo su actividad en cuestión de minutos. Otro de los motivos de esta dependencia es el plan de desmantelación nuclear que está llevando a cabo Europa.

La gran inestabilidad de precios que se está afrontando se debe a los conflictos diplomáticos que han surgido con el mayor suministrador de gas europeo, Rusia.

Toda esta crisis energética está provocando que la mayoría de los gobiernos como empresas productoras de energía estén realizando una transición mucho más rápida de

lo prevista hacía la producción de energías renovables, abandonando con mayor celeridad la producción mediante combustibles fósiles. El primer paso que se está llevando a cabo por parte de la mayoría de las empresas productoras es dar de baja sus plantas productoras de carbón [1].

Como se puede observar en los mercados, según las crisis del gas que está azotando Europa, optar por esa transición energética está llevando a que se marquen récords históricos en los precios de la energía en todos los mercados europeos. El TTF holandés, mercado de referencia respecto al gas en la Unión Europea, ha alcanzado un precio récord de 136 €/MWh [2] sextuplicando el mismo precio respecto a la misma fecha del año pasado (2021). A pesar de que España está siendo uno de los países donde más inversión renovable se está realizando, y donde más fuerte se está apostando por la descarbonización, este sigue teniendo una clara dependencia de las tecnologías no renovables en especial con el ciclo combinado y la energía nuclear. Esto se puede demostrar a través de la ilustración 1. En ella se representa en tanto por ciento el mix de tecnologías dentro del sistema eléctrico español durante el año 2021.

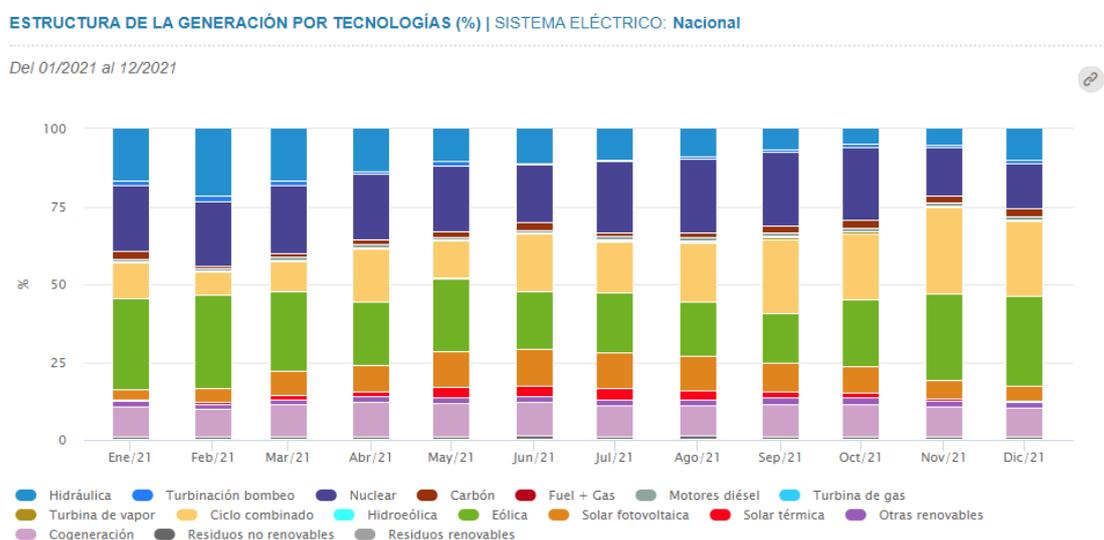


Ilustración 1 Diagrama del mix energético español en el año 2021 en porcentaje [3].

La ilustración 1 muestra que, a pesar de la alta producción de energía eólica, fundamental dentro de nuestro sistema de generación, se aprecia una clara dependencia del ciclo combinado. Esto provoca que el alza del precio del gas incremente

el precio de la energía. La incertidumbre dentro de este panorama energético cada vez es mayor y los mercados a futuros prevén que lo peor está aún por llegar.

Todo este escenario energético, junto con el desarrollo cada vez más avanzado de las tecnologías renovables, hace que el consumidor final opte por soluciones como el autoconsumo. En ocasiones incluso llegando a vender los excedentes. Estos nuevos usuarios del mercado que consumen, pero también generan energía se denominan prosumidores. El prosumidor es un acrónimo de las palabras productor y consumidor. Dicha figura tiene la capacidad de aprovechar su autoconsumo energético o la flexibilidad en su demanda para consumir energía de manera independiente de la red, compartirla, almacenarla o verter a la red de distribución. A nivel estructural la figura de prosumidor para autoconsumo está claramente definida y acotada. La problemática del prosumidor no reside en la instalación de las tecnologías y el acople a su estructura eléctrica. El problema del prosumidor aparece cuando quiere volcar sus excedentes a la red, introduciéndose en el mercado eléctrico y convertirse así en productor de energía con los beneficios que ello supone. Esto será uno de los objetivos a tratar en este trabajo de fin de grado. Para ello en primer lugar se analizará qué tipo de mercado o qué tipo de mercado es más idóneo para que el prosumidor pueda operar en la red. Este resultado se precederá de un previo análisis de la estructura del mercado eléctrico español.

## 1.2 OBJETIVOS A CONSEGUIR

El objetivo principal de este TFG es la creación de una estrategia de mercado para la integración eficiente de múltiples fuentes de generación renovable en el sistema eléctrico español. Para ello se emulará la relación de un conjunto de prosumidores entre ellos y con el sistema eléctrico convencional mediante una estrategia de gestión de energía basada en el concepto de las VPPs. La estrategia propuesta se muestra en la Ilustración

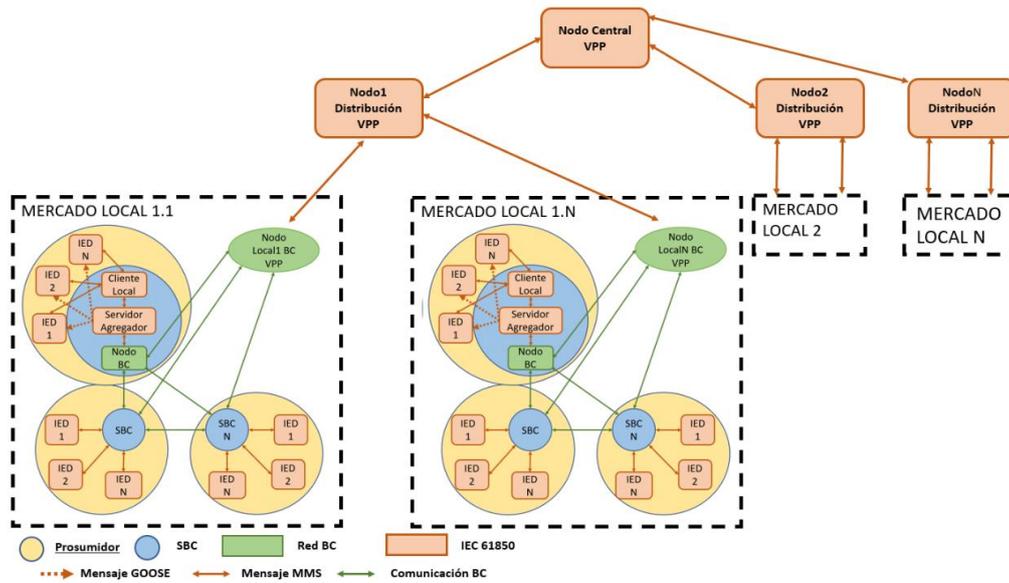


Ilustración 2 Esquema propuesto de la estrategia de gestión de DERs basado en VPP [4].

En esta ilustración se puede observar de manera clara la estrategia de gestión energética propuesta en este trabajo. Para optimizar la resolución del problema los prosumidores localizados en un área cercana se gestionan con la creación de distintos mercados locales. Uno de los objetivos principales de este trabajo es diseñar una estrategia de mercado local óptima considerando capacidad de almacenamiento en algunos de los prosumidores que garantizaran la calidad de red dentro de los mismos. A su vez, también se abordará la relación de estos mercados locales con la red y con el resto de los mercados locales. Para ello, se propone, tal y como se puede apreciar en la Ilustración 1, la creación de un Nodo Local Blockchain (BC) VPP por cada mercado local que gestione las necesidades de este hacia la red convencional. De esta forma siguiendo el esquema de VPP se diseñará otra estrategia de mercado distinta a los mercados que componen el Sistema Eléctrico Español, siendo este otro de los objetivos principales de este trabajo.

Mediante la solución propuesta se combinan diferentes fuentes de energía de áreas residenciales, comerciales, industriales, etc. A los prosumidores se les permite optimizar los resultados económicos gracias a los mercados locales y la estrategia de VPP para su interrelación con la red convencional [5]. Para integrar esta energía de manera más eficaz, la VPP utilizará predicciones de producción de energía renovable de los distintos prosumidores [6] para poder cerrar la compraventa de energía con

suficiente anterioridad como para participar en los distintos mercados del sistema eléctrico español.

La ventaja de este sistema es que puede producir energía a un costo muy bajo, reducir el impacto en el medio ambiente, reducir las interrupciones por posibles picos en la red y brindar una mayor flexibilidad. Cabe destacar que el tipo de mercado en el que se pretende incluir estos mercados locales es en el mercado intradiario continuo ya que es el mercado con más ventanas abiertas de subasta lo que facilitaría la entrada en dichas sesiones de los prosumidores, a diferencia de un mercado diario que fija su precio 24 horas antes. También hay que destacar que dicho tipo de mercado intradiario continuo es la opción por la que se está apostando a nivel europeo para aunar el mercado eléctrico [7].

### 1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Este trabajo de fin de grado se encuentra estructurado en 6 capítulos.

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN: introducción al documento y a la temática del trabajo. En este se detalla los objetivos principales de este junto con la estructura del documento y herramientas empleadas para la obtención de resultados.

Capítulo 2 ACTUALIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL: Se realizará un estudio exhaustivo sobre la estructura del mercado eléctrico español, conociendo sus diferentes sesiones y que parámetros utilizan los mismos para establecer los precios de la energía. Así como la normativa actual del mercado con los prosumidores que inyectan energía a la red.

Capítulo 3 FOMENTO DEL AUTOCONSUMO, EL PROSUMIDOR: en este capítulo se analiza la figura del prosumidor y su entorno, junto con un caso de aplicación en el que se caracteriza uno de los perfiles que se tratarán a lo largo del trabajo.

Capítulo 4 CASO DE ESTUDIO se ampliará con dos perfiles más el caso tratado en el capítulo 3. Analizando todos los perfiles que se tratarán a lo de este documento, para obtener un mayor análisis sobre ellos.

Capítulo 5 INTEGRACIÓN EFICIENTE DE MÚLTIPLES PROSUMIDORES en este capítulo se desarrolla el estudio de una VPP. Desde el tipo de mercado que marcará el ritmo de esta,

hasta el análisis de los consumos y producción de los diferentes perfiles de consumo que componen la VPP.

Capítulo 6 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS se extraerá las conclusiones obtenidas a lo largo del estudio, junto con las líneas de trabajos futuros que podrán ampliar el desarrollo de un VPP con diferentes tecnologías y estrategias.

#### 1.4 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Para el desarrollo de este trabajo ha sido necesario apoyarse en diferentes softwares de diferente índole. Dentro de dichas herramientas se encuentran:

- **Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios):** plataforma española utilizada para extraer los datos de partida del proyecto relativos a la generación y la demanda.
- **HOMER:** software de diseño de proyectos de energía. Principalmente para el diseño de sistemas de energías renovables o híbridos.
- **Microsoft Excel:** empleado para el análisis de datos, la realización de los cálculos y la elaboración de tablas y gráficos incluidos en la memoria.
- **Microsoft Word:** utilizado para la redacción de la memoria.
- **MATLAB:** software matemático computacional, para el tratamiento de datos y obtención de resultados.

## CAPÍTULO 2: ACTUALIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

### INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico español. En primer lugar, se realizará un análisis de como este está estructurado en función de sus actividades principales.

Tras ese análisis se realiza un estudio de los diferentes mercados que existen en el territorio español, analizando las diferentes sesiones que lo componen y como se establecen los precios en cada uno de ellos.

### 2.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ACTUAL

En España el precio de la energía se establece a través de las subastas de los diferentes mercados que intervienen a lo largo del día. Dentro de estos mercados se encuentran distintos agentes. En España encontramos diferentes agentes que participan en el mercado eléctrico. La finalidad común de todos estos agentes de mercado es asegurar y garantizar la calidad del suministro en el cliente final. Para ello cada uno de los agentes que conforman el mercado eléctrico desempeñan una función específica dentro del mismo. Los que actualmente incorpora el mercado español son:

- **Generación:** este agente de mercado engloba a cualquier persona física o jurídica que se encarga de la producción eléctrica, construye opera y mantiene las centrales de producción. Dentro de este tipo de agente de mercado se encuentran los productores en régimen ordinario y productores en régimen especial. La diferencia entre ambos es que los productores de régimen especial utilizan energía primaria de origen renovable o cogeneración de alta eficiencia.
- **Transporte:** este agente tiene como cometido la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte primario (instalaciones de tensión mayor o igual a 380kV) y la red de transporte secundario (hasta 220kV)
- **Distribución:** tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la

generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

- **Comercialización:** la actividad de comercialización será desarrollada por las empresas comercializadoras de energía eléctrica que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores y a otros sujetos según la normativa vigente [8].
- **Regulador:** es el organismo que se promueve y preserva el buen funcionamiento de todos los mercados en interés de los consumidores y de las empresas [9].
- **Operador del sistema:** se encarga del mantenimiento y gestión técnica de las líneas cableadas. Torres de alta tensión y demás componentes estructurales de la red eléctrica para asegurar un correcto transporte y distribución de la energía [10].

A continuación, en la Ilustración 3 se muestra un esquema ilustrativo de la estructura del mercado eléctrico español:

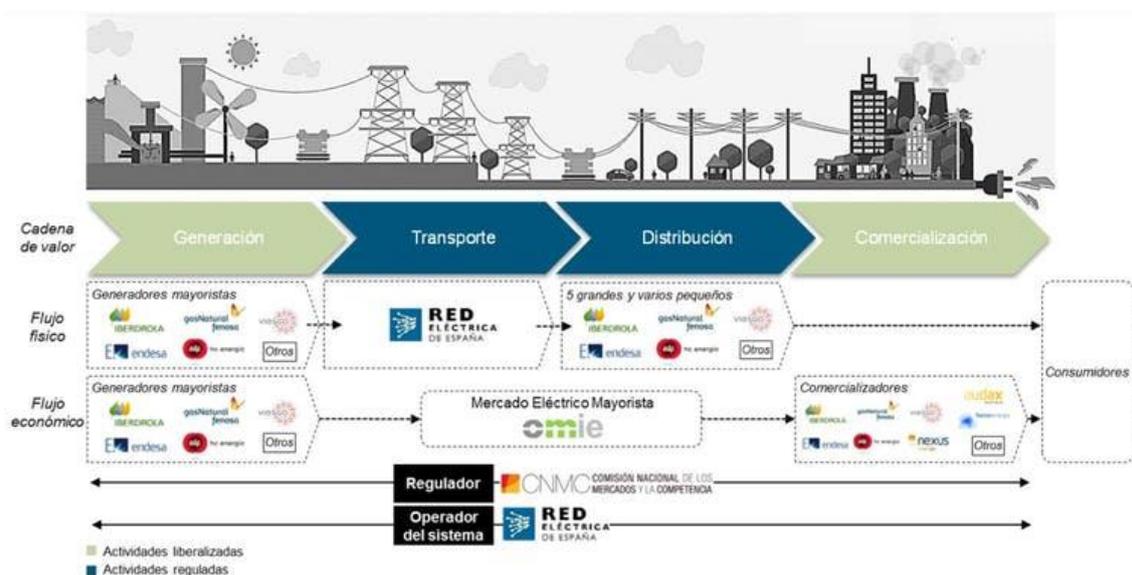


Ilustración 3 Estructura del mercado eléctrico español, fuente [11].

Una de las piezas clave de este trabajo es comprender cómo funciona el mercado eléctrico español, ya que será necesario para poder entender la finalidad de la figura del prosumidor, la cual será tratada en profundidad en los siguientes puntos de este trabajo. Dentro de este estudio de mercado se enfatizará más en uno de los tipos de mercados

existentes, debido a que resulta óptimo para que los prosumidores puedan realizar sus ofertas, dicho mercado es el mercado intradiario continuo.

El sistema eléctrico español, tanto en su estructura legal como comercial, tiene establecidas dos tipos de actividades diferenciadas, las actividades parcialmente liberalizadas como son la generación y comercialización las cuales son gestionadas por empresas privadas, y luego se encuentran las actividades reguladas como son el transporte y distribución controladas por empresas, pero en este caso del sector público

En principio, las actividades libres pueden ser realizadas por cualquier agente en condiciones similares a cualquier otra actividad comercial. Por otra parte, las actividades reguladas resultan en general de la existencia de un monopolio natural (transporte y distribución) y requieren de una autorización y supervisión administrativas específicas.

Una parte de la producción se realiza en régimen regulado. La producción que disfruta de subsidios (renovables y cogeneración) está sujeta, para recibir dichos subsidios, a un régimen regulatorio similar al del transporte y la distribución. Las centrales de carbón nacional están también sujetas a un régimen regulado específico.

La situación en los territorios extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) es peculiar. La producción es una actividad regulada, mientras que la comercialización es una actividad libre. Los comercializadores no adquieren su energía en el mercado mayorista, sino de forma regulada al precio del mercado peninsular.

## 2.2 EL MERCADO MAYORISTA

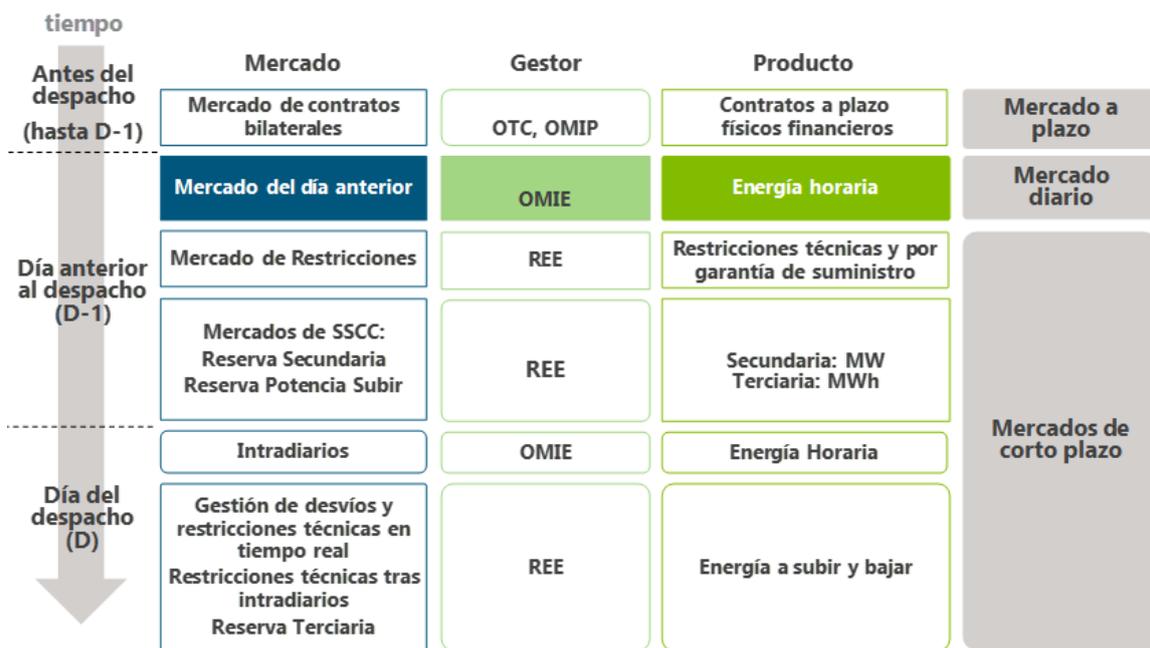
El mercado eléctrico mayorista es el lugar donde se compra y vende cada día la mayor parte de la energía que al día siguiente va a consumirse en España. Funciona desde 1998 y en él se casa la oferta y la demanda para determinar el precio de la energía eléctrica para cada una de las horas siguientes. La energía que se negocia en este tipo de mercado compone aproximadamente el 40% del recibo que recibe el consumidor final [12].

Aunque el mayor porcentaje del precio de la energía es negociado en el mercado diario, existe una cronología sobre el mercado eléctrico, en la que se ajustan los precios en una

función a la demanda y generación, aunque en porcentajes mucho más bajos que en el mercado diario.

El mercado de electricidad en España, al igual que en otros países, se organiza en una secuencia de mercados en los que generación y demanda intercambian energía y reservas para distintos plazos.

A continuación, se muestra una imagen en la que se resume la cronología mencionada anteriormente del sistema eléctrico español en función de las sesiones. [13]



*Ilustración 4 Tabla resumen de los diferentes mercados que intervienen según su secuencia horaria [13].*

Como se puede observar el mercado eléctrico se compone de diferentes sesiones en las que se gestiona la energía en función de muchos factores. Los grandes volúmenes, son negociados en los mercados diario e intradiario, que son gestionados por OMIE. La función principal de esta institución es realizar la gestión del mercado y que todos los movimientos dentro del mismo se realizan de manera independiente, transparente y de manera objetiva.

## EL MERCADO DIARIO

El mercado diario se encuentra establecido a través de la Ley 54/1997 y Ley 24/2013 (Ley del Sector Eléctrico). Todos los métodos para su gestión y correcto funcionamiento se encuentran dentro de las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción.

Este mercado tiene como objetivo llevar a cabo las transacciones necesarias de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta ya adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes de mercado. Fue acoplado a Europa desde el 2014 este mercado diario es uno de los pilares fundamentales para lograr el modelo del Mercado Interior Europeo

Todos los compradores y vendedores que se encuentran involucrados dentro de este mercado deben respetar las reglas de funcionamiento de del mercado de energía eléctrica a través de la firma de un contrato de adhesión. Las ofertas tanto de estos compradores como vendedores serán presentadas al operador de mercado, las cuales se incluirán en el procedimiento de casación, lo cual tendrá repercusión sobre el horizonte diario de programación, siendo dicho día el día siguiente al cierre de la recepción de ofertas.

Los compradores que forman parte del mercado diario son tanto las comercializadoras como los consumidores directos. Dichos compradores dentro del mercado diario podrán presentar ofertas de adquisición de energía, siempre que los mismos se acojan a la normativa o reglas que rigen el funcionamiento del mercado. En el caso de las comercializadoras acuden al mercado para adquirir la energía necesaria que precisen para suministrar a sus clientes o bien suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor, mientras que los consumidores directos pueden adquirir la energía a través de un comercializado o bien suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor

Se realiza una presentación de ofertas a través de sesiones, que se realizan todos los días del año a las 12:00 CET y en las que se fijan para las 24 horas del día siguiente los precios y energía de toda Europa. Dichos precios y energía se establecen para cada hora del día, el proceso por el cual se marcan tanto los precios como el volumen de energía es a través del cruce entre las ofertas y la demanda [14].

Se podrían diferenciar 3 etapas diferentes a la hora de establecer el precio dentro del mercado.

Mientras las ofertas de venta son presentadas por los generadores, los compradores presentan sus ofertas de compra. El operador del mercado, como ya se ha comentado, OMIE en el caso del mercado ibérico, trazará en base a estas ofertas las curvas de oferta y demanda para cada uno de los tramos horarios del día siguiente (1 tramo cada hora). Tras trazar dichas curvas, OMIE realiza un cruce de estas, estableciendo el punto de casación (donde la curva de oferta y demanda se cruzan), definiendo así el precio de la energía en esa hora. Dicho proceso se realiza para cada una de las 24 horas día generando por ende un precio distinto para cada hora del día. A continuación, se muestra un esquema ilustrativo de este proceso.

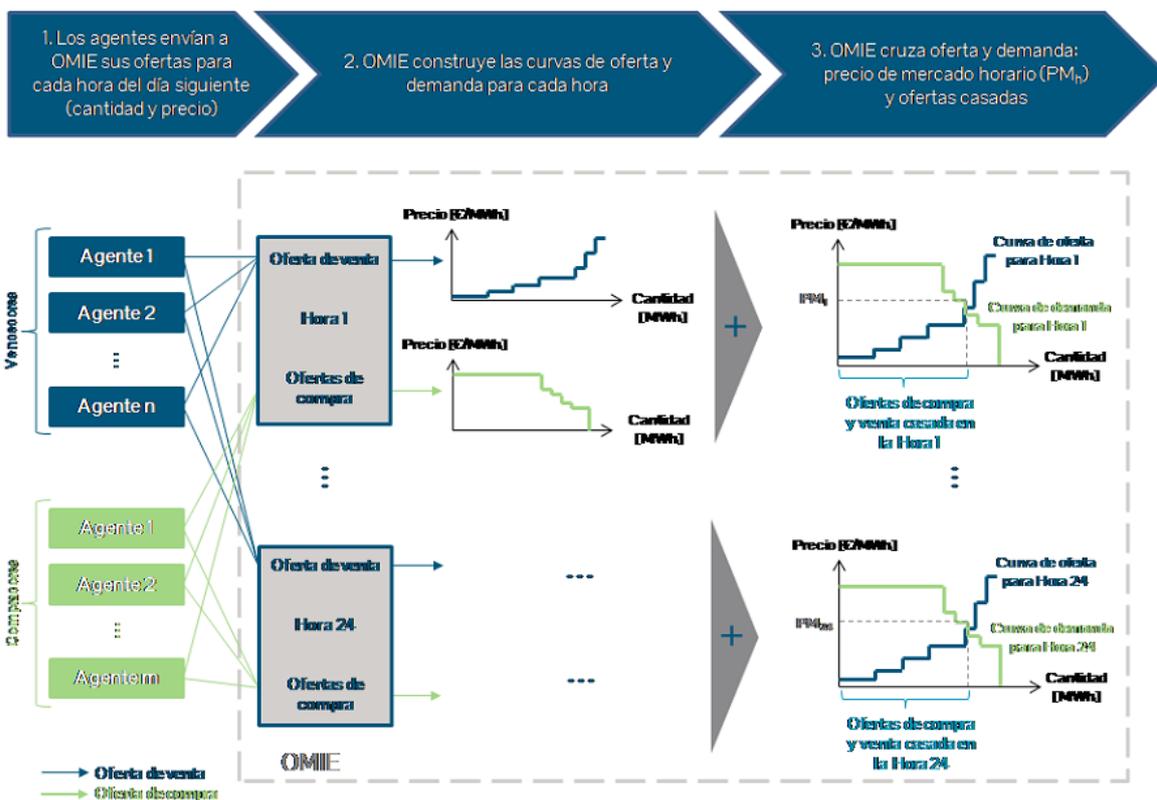


Ilustración 5 Esquema del funcionamiento del mercado diario de OMIE [13].

Otro de los datos relevantes sobre el mercado diario es que este tipo de mercado se corresponde a un mercado de tipo marginalista, algo a tener en cuenta a la hora de establecer los precios de la energía sobre todo para los productores ya que el mercado

sea de este tipo indica que todos los productores recibirán un mismo precio, el casado entre las curvas de la oferta y la demanda. En este tipo de mercados, la oferta de un generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a partir de un cierto precio mínimo.

## EL MERCADO INTRADIARIO

Una vez finalizado el mercado diario, los agentes de este pueden volver a comprar o vender energía a través del mercado intradiario a través de subastas en varias sesiones horas antes del precio real o de modo continuo a lo largo del día. Este tipo de mercados es una gran herramienta con la que los agentes de mercado pueden afinar su programa del mercado diario a los requerimientos que espera la red en tiempo real. Como se ha mencionado este mercado tiene dos estructuras una de subastas repartidas en 6 sesiones a lo largo del día en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) y otra en un mercado continuo transfronterizo [15].

## EL MERCADO INTRADIARIO DE SUBASTAS

Las subastas implícitas intradiarias de ámbito MIBEL suponen uno de los mercados intradiario más líquidos de UE ya que los agentes del mercado poseen igualdad de condiciones con otros operadores y pueden realizar el ajuste de manera fácil. Los precios con los que se operan en estas subastas suelen ser similares a los establecidos en el mercado diario, con la ventaja de que permiten hasta cuatro horas antes del tiempo real el reajuste de su compra y venta de energía.

Esas seis sesiones que forman el mercado intradiario gestionan el precio de diferentes zonas, tanto de España como de Portugal, y la capacidad disponible libre de las interconexiones España-Portugal, España-Marruecos y España-Andorra. Al finalizar cada sesión del mercado intradiario de subasta se genera un programa, el cual se denomina Programa Intradiario Básico de Casación Incremental (PIBCI). El operador del sistema, OMIE en el caso de España, Publica el Programa Horario Final (PHF), que es el programa resultante basado en el PIBCI [14].

Los horarios que se marcan para estas subastas son establecidos por las Reglas de Funcionamiento del mercado. A continuación, se muestran los horarios límites de las sesiones.

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

*Ilustración 6 Sesiones del mercado intradiario de subastas [15].*

## MERCADO INTRADIARIO CONTINUO

Este tipo de mercado es uno de los más versátiles y flexibles que hay en el ámbito eléctrico ya que permite que los agentes que se encuentran en la misma área puedan negociar con agentes e incluso con distintas zonas si la capacidad interzonal lo permite según la disponibilidad.

La flexibilidad que le caracteriza se adquiere por los tramos horarios que permiten comprar y vender dentro de este mercado. Esta condición hace que a nivel europeo el modelo de mercado intradiario continuo, sea el único sucesor del resto de mercados intradiarios. Esto es debido a que en el mercado intradiario continuo la energía puede ser negociada hasta una hora antes del momento de entrega de la energía. Una vez cumplido ese plazo en el caso de que se deba realizar cualquier otro tipo de ajuste existen otros mercados que se encuentran gestionados por el operador del mercado, permitiendo así que se compense ese equilibrio entre demanda y generación.[15]

Como ya se ha comentado el mercado intradiario continuo al igual que el de subastas permite a los agentes poder compensar los desbalances de energía, pero existen dos diferencias fundamentales entre el continuo y el de subastas las cuales se detallan a continuación:

Gracias a este tipo de mercado, los agentes pueden aprovechar la liquidez de los mercados de otras zonas de Europa, siempre y cuando se disponga de capacidad de transporte transfronteriza entre las zonas implicadas.

Otra de las diferencias fundamentales es que el ajuste puede ejecutarse hasta una hora antes de la entrega de energía, lo que flexibiliza mucho la venta y compra de energía dentro de los mercados locales a través de los prosumidores que es lo que nos atañe en este trabajo.

### 2.3 EL MERCADO MINORISTA

Pocos consumidores compran energía directamente de los mercados mayoristas. La mayoría de los consumidores hacen esto a través de empresas comercializadoras, que compran energía en el mercado mayorista y les transfieren los costos de la regulación impuesta por el gobierno. Por tanto, la factura se basa en la suma de dos conceptos claramente diferenciados: El coste variable o consumo de energía eléctrica, que incluye los costes de instalación y otros costes más complejos además del coste de la propia producción de energía. Costes fijos o regulados. Los principales conceptos incluidos son los costes de mantenimiento de la red de transporte y distribución, las subvenciones a las energías renovables, las rentas vitalicias por déficit y otros costes menores. Constituyen aproximadamente la mitad de la factura del cliente doméstico promedio.

La competencia en el mercado minorista se limita al primer concepto (coste de la energía), ya que el coste de acceso es un importe determinado por la dirección [16]. El comercializador dirige las conexiones del cliente final a otros agentes del sistema, incluida la empresa distribuidora propietaria y mantenedora de la red eléctrica que abastece al cliente, que puede o no formar parte del mismo grupo empresarial que el comercializador. El dinero que los especialistas en marketing cobran de sus clientes va a lo que se llama un "sistema de liquidación": una caja de sistema común desde la cual se les paga a varios agentes. La legislación vigente en materia de mercados minoristas distingue entre dos tipos de clientes finales: los del mercado libre y los del mercado regulado.

## EL MERCADO LIBRE

Cualquier cliente que posea un punto de suministro con las diferentes condiciones de seguridad en regla, puede asociar a dicho punto un contrato con cualquier comercializadora que opere en el mercado eléctrico español. En dicho contrato se establecerá o se establecerán el o los diferentes precios, si se realiza discriminación horaria junto con los diferentes servicios adicionales que suelen ofrecer las comercializadoras, descuentos, etc. A pesar de ser ligeramente más caro que el mercado regulado la finalidad de este tipo de contratos es establecer un precio fijo de la factura para así evitar fluctuaciones en la factura.

El motivo por el cual el precio es ligeramente más caro es debido a que las comercializadoras deben de protegerse ante posibles subidas del precio de la energía por lo que siempre aplican un margen superior. En la actualidad debido al incremento de precios fuera de todas las previsiones, muchas de estas tarifas han resultado más beneficiosas para el consumidor frente al mercado regulado, estableciendo esta situación como una situación puntual. Este hecho ha desencadenado que muchas comercializadoras se hayan visto sumergidas en unas profundas crisis económicas llegando a quebrar [17]. El precio del mercado libre ha subido ya que siempre va a tener como referencia el mercado regulado, por lo que en este trabajo para realizar el estudio de la rentabilidad de la VPP se utilizarán los precios del mercado regulado ya que son los que se fijan por la referencia de los precios del mercado mayorista más el coste indirecto dígame impuesto peajes y todos los costes que se han analizado.

## EL MERCADO REGULADO

Este es uno de los mercados en los que más participan consumidores domésticos. Esto es debido a los requisitos marcados para poder acceder a este mercado. Los requisitos que tiene cualquier consumidor para optar al consumo de energía a través de este mercado son: que su potencia contratada sea inferior a 10KW y que posea un contador en el punto de suministro que quiera dar de alta. La tarifa que se aplica en este mercado se le denomina PVPC, siglas de precio voluntario para el pequeño consumidor.

Históricamente este mercado era más rentable frente a los precios que ofrecían las comercializadoras, sin embargo, actualmente ya no es así. El motivo principal es que el precio de este tipo de energía está marcado por el mercado mayorista por lo que no es un precio fijo y varía a lo largo del día, absorbiendo cualquier subida dentro del mercado. A pesar de ello, una de las ventajas que posee este tipo de mercado frente a otros es el bono social. Dicho bono ayuda a que personas en situaciones de vulnerabilidad económica puedan ser compensadas económicamente para el pago del recibo eléctrico

El sector regulado se encuentra gestionado por comercializadoras que dependen de las grandes empresas eléctricas pero que a pesar de su diferencia a nivel de organización es indiferente contratar los servicios con una o con otra ya que el precio es marcado por el gobierno y el mercado [10]. Entre las principales comercializadores que gestionan el mercado regulado se encuentran:

- Energía XXI (Endesa).
- Curenergía (Iberdrola).
- Comercializadora Regulada (Naturgy).
- Baser (EDP).

## 2.4 TARIFAS

El mercado regulado se encuentra estructurado a nivel comercial sobre el consumidor en diferentes tarifas. Dichas tarifas son aplicadas de la misma manera a todos los consumidores independientemente de la comercializadora regulada que gestione su punto de suministro. El 1 de junio de 2021 el mercado regulado a nivel tarifario sufrió una gran reestructuración.

Anterior a esta fecha el mercado regulado se encuentra estructurado en tres tipos de tarifas de acceso. Todas estas tarifas consideradas de baja tensión debido a que la limitación del mercado regulado era no admitir contratos mayores de 10KW. Entre dichas tarifas se encontraban:

### TARIFA 2.0 A

Era la tarifa de acceso que más se aplicaba en el uso doméstico. Su principal característica era que contaba con un único periodo de facturación tanto para el término de energía como de potencia independientemente de la franja horaria o del día, el precio de ambos costes no variará.

### TARIFA 2.0 DHA

En este caso las condiciones de contratación son exactamente las mismas respecto a la tarifa 2.0 A, en este caso la principal distinción es que existen dos periodos de facturación en lo que corresponde al término de energía, este tipo de tarifa es a lo que se le considera tarifa con discriminación horaria. Este tipo de tarifas facturan en dos periodos uno un periodo punta, que coinciden con la franja horaria de más de manda y por lo tanto con el precio de energía más caro y un periodo valle en el que el coste de la energía disminuye.

### TARIFA 2.0 DHS

Los criterios para acogerse a este tipo de tarifa se corresponden exactamente con el resto de las tarifas, como diferencia al resto es que en este caso la discriminación horaria se realiza en tres periodos, periodo punta periodo valle y periodo supervalle.

Como se ha comentado estas tarifas se asociaban a tarifas hasta los 10 KW. En el siguiente tramo de potencia existían las mismas modalidades de tarifas, pero en este caso recibían el nombre de 2.1.

Pasado el 1 de junio de 2021, las tarifas se unifican formando una única tarifa, que se describe a continuación:

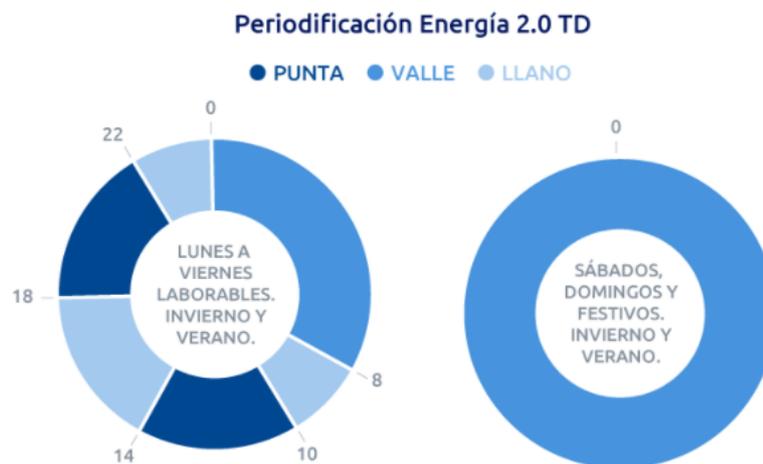
### TARIFA 2.0TD

Estas tarifas conformaban la oferta dentro del pequeño consumidor inferior al 10KW, pero como ya se ha comentado anteriormente estas tarifas dejaron de tener validez tras

un cambio tarifario en el que estas tres modalidades se aunaban en una única tarifa o peaje de acceso denominado 2.0TD [18].

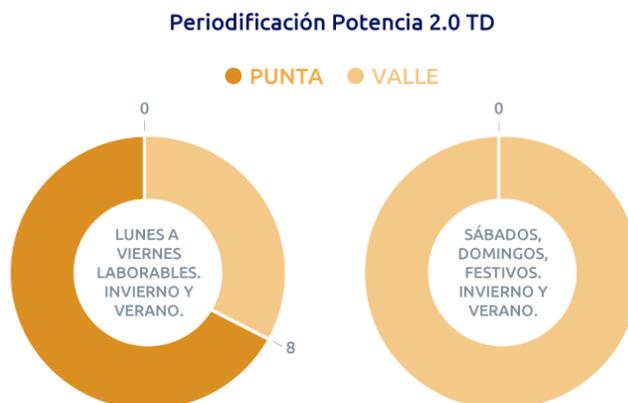
Este cambio regulatorio hace que la tarifa 2.0TD que los términos de potencia en esta tarifa puedan llegar hasta los 15kW. Otra de las características es que en esta tarifa la discriminación horaria será obligatoria, en la que se tendrán 3 periodos de consumo punta valle y supervalle. También ofrecerá la posibilidad de establecer dos potencias eléctricas en un mismo punto de suministro, pudiendo elegir diferentes valores en el tramo valle y en la punta [19].

En la Ilustración 7 se muestra un gráfico del desglose horario de esta tarifa con los diferentes periodos.



*Ilustración 7 Tramos horarios en término de energía [20].*

La Ilustración 8 indica los diferentes tramos horarios asociados al término de potencia.



*Ilustración 8 Tramos horarios en términos de potencia [20].*

A pesar de que el recibo eléctrico se compone en gran mayoría por el consumo eléctrico no únicamente este conforma la tarifa. También está compuesto por otras variables como son los peajes y mantenimiento de la línea de la distribución, e impuestos. El incremento de los precios por las fuertes subidas del valor del gas y el alza de los costes del CO<sub>2</sub> provocaron que el gobierno tuviese que aprobar un paquete de medidas para suavizar esa subida en el precio. Como medidas realizó una reducción de los impuestos aplicados a la factura de la luz. Esta medida se ha efectuado de manera escalonada según ha ido aumentando el valor de la energía. En un primer tramo se acordó una bajada de impuestos del 21% al 10% del IVA aplicado en la factura. Más tarde se produjo una segunda rebaja del impuesto especial de la electricidad entre el 5,1% hasta el mínimo legal 0,5%, aplicando también una reducción sobre el impuesto de la producción eléctrica pasando este del 7% al 0%. Dichas medidas fueron aprobadas por el consejo de ministros de manera transitoria. Actualmente el IVA aplicado es de un 10% hasta que el precio de la energía en el mercado mayorista no sea inferior a las 45 €/MWh [21].

## 2.5 PREVISIÓN

Unos de los principales motivos precios que ha provocado este incremento de precio ha sido el valor del derecho de emisión de CO<sub>2</sub>. Los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> fue un sistema establecido por la Unión Europea para impulsar la reducción de fuentes contaminantes tanto a nivel de generación eléctrica como industrial. Estos derechos de emisión son gestionados a través de un mercado a nivel europeo en el que a cada país

se le asigna una cantidad limitada de derechos de emisión. Tras esta asignación cada país distribuye dicha asignación de emisiones de manera gratuita o a través de subasta pública [22]. Cada vez es más frecuente que los derechos de emisión se concedan a través de este tipo de subasta. Con el paso de los años las ofertas de derechos emisión disminuyen debido a la descarbonización por lo que la demanda de dichos derechos aumento lo que produce, al afectar esta demanda a los productores de electricidad, esto hace que el precio de la energía se ve incrementado ya que para conseguir títulos de CO<sub>2</sub> y con ello evitar sanciones al pasarse de esos límites estipulados. En la Ilustración 9 se puede observar como el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> ha sufrido un alto incremento en su coste [23].

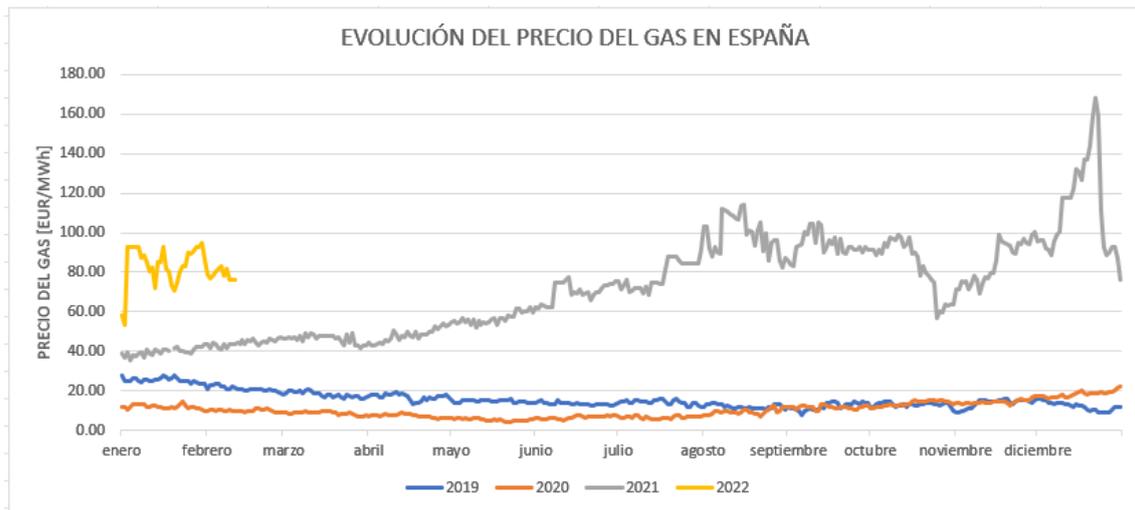


*Ilustración 9 Evolución temporal de los costes por derecho de CO<sub>2</sub>.*

Analizando Ilustración 9 se aprecia como el precio del derecho de emisión por CO<sub>2</sub> ha ido subiendo de manera considerable, debido a las imposiciones cada vez más restrictivas de la Unión Europea para agilizar la transición energética y reducir el cambio climático. El efecto se debe a que se reduce la cantidad de derechos de emisión, lo que hace que en las subastas se pujan más por ello y por lo tanto dispare los precios.

Al igual que en los derechos de emisión, el gas estos últimos meses está sufriendo un gran incremento en su coste. En este caso el auge del precio de esta materia prima se está viendo afectada por conflictos diplomáticos con los principales productores y

exportadores de gas. En la Ilustración 10 vemos el brusco aumento de los precios del gas durante los últimos trimestres del 2021, manteniendo esos altos precios en los comienzos de 2022.



*Ilustración 10 Evolución temporal por el precio del Gas en el mercado ibérico (MIBGAS).*

Debido a la situación de inestabilidad dentro de los mercados provocado por las tensiones diplomáticas que se acontecen con los principales países exportadores de gas se prevé que estos precios se mantengan en los mercados de futuro.

## CAPÍTULO 3 FOMENTO DEL AUTOCONSUMO, EL PROSUMIDOR

### INTRODUCCIÓN

Durante el 2019 el autoconsumo solar en España creció un 94%, un 30% en 2020 y durante el 2021 se ha realizado un crecimiento exponencial debido a la inyección de unos 450 millones de euros por parte de la Unión Europea. Aun así, desde la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) se afirma que España se encuentra muy lejos de otros países respecto al autoconsumo solar en comparación con otros países como Alemania [24].

Con respecto al panorama energético que se está viviendo mientras el precio de la energía siga en los valores tan elevado el consumidor podría ahorrarse a través del autoconsumo más de 600 euros anuales en un modelo de una vivienda unifamiliar con un consumo entorno a las 4KWp [25].

El panorama energético ha sufrido un gran cambio en la última década, debido a varios factores entre los que se encuentran el cuidado del medioambiente, el autoconsumo, y el fácil acceso a las energías renovables por parte del pequeño consumidor. Tras una etapa de transición y de estudio sobre este tipo de energía, surge una figura que cada día cobra más transcendencia en el mundo energético, el prosumidor. Todo esto motiva a este trabajo a realizar un estudio esta figura que con el paso del tiempo se está convirtiendo en uno de los actores principales dentro del mercado eléctrico.

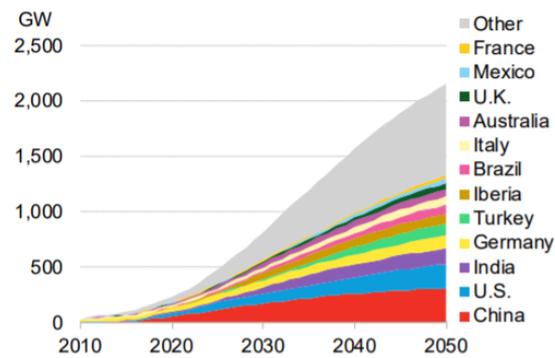
Los prosumidores no solo consumen energía eléctrica, sino que también pueden producirla, al mismo tiempo pueden incluir otras funcionalidades, como la capacidad de respuesta a la variación de la demanda mediante cargas controlables o unidades de almacenamiento de energía. Es decir, los prosumidores producen flujos de energía bidireccionales.

Esta figura está provocando que las redes de distribución y transporte se vean modificadas. Los prosumidores al asociarse forman pequeñas fuentes de generación con una gran versatilidad tanto de capacidades de producción que pueden ir desde unos cuantos kilovatios a megavatios. Todo esto hace que la estructura del sistema eléctrico no se encuentre centralizado en las grandes plantas de generación eléctrica si no que se

encuentre disgregado a lo largo del territorio. Esto facilita el acceso de una red estable en puntos de difícil acceso o sin tener que desarrollar una amplia infraestructura de distribución y transporte con los impactos tanto económicos como medioambientales que ello genera.

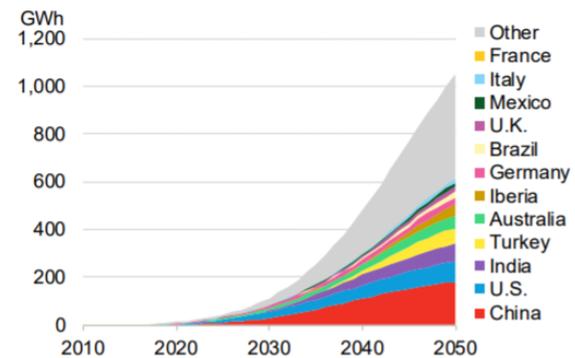
A través de un estudio realizado por BloombergNEF (BNEF) y Schneider Electric, entorno al año 2050, 167 millones de hogares y 23 millones de empresas en todo el mundo podrían albergar su propia generación de energía limpia, lo que equivaldría a una capacidad de 2.000 GW más 1.000 GWh de almacenamiento. Esto desvela que existe un gran potencial de autoconsumo a través de la energía solar en los tejados de las edificaciones. El estudio antes mencionado ofrece unas gráficas, representadas en la Ilustración 11 sobre la capacidad solar y de almacenamiento en función de cada país [26].

**Figure 4: Global cumulative customer-sited solar capacity by region, to 2050**



Source: BloombergNEF

**Figure 5: Global cumulative customer-sited storage capacity, by region, to 2050**



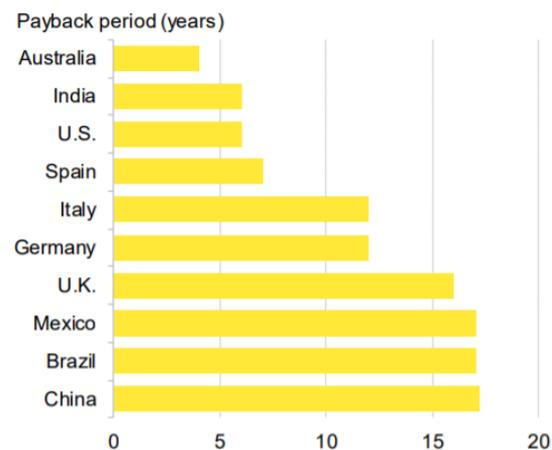
Source: BloombergNEF

*Ilustración 11 Evolución temporal sobre la capacidad solar y de almacenaje en función de cada país. Fuente [26].*

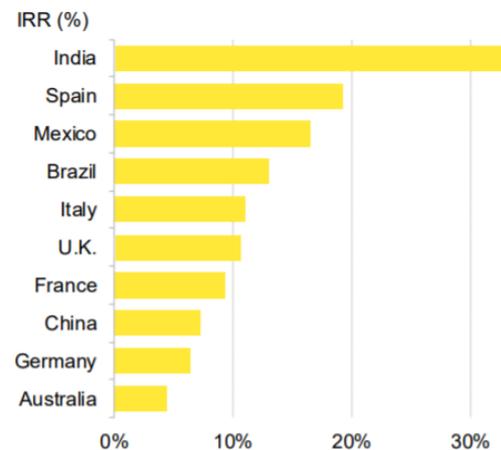
Otro de los informes que emite BloombergNEF (BNEF) y Schneider Electric indican que la disminución de los costes de los elementos que conforman los sistemas fotovoltaicos y su fácil accesibilidad y disponibilidad ha desencadenado un incremento en el autoconsumo en los hogares, empresas etc.

Se ha podido comprobar como este tipo de instalaciones produce un efecto económico positivo en los consumidores, esto se cuantifica a través de las tasas internas de retorno (TIR). En la Ilustración 12, el estudio ofrece una comparativa de los periodos de recuperación y tasa de retorno de la energía solar en el perfil residencial y comercial.

**Figure 16: Residential solar payback periods, 2021**



**Figure 17: Commercial solar IRRs, 2021**



Source: BloombergNEF. Note: For inputs and calculations see our Energy Consumption Optimization Model ([web](#) | [terminal](#)). Assumes 25-year system life with battery replacement after 14 years. U.S. represents the average of 50 states plus District of Columbia, weighted by addressable market.

*Ilustración 12 Tasas internas de retornos en perfiles residencial y comerciales. Fuente [26].*

Se observa como Australia, es el país con menor periodo de recuperación para el perfil residencial, llevando como resultado que sea el país con mayor penetración de energía solar en azotea.

### 3.1 COMERCIO DE ENERGÍA PARA LOS PROSUMIDORES

En la actualidad gracias a los grandes avances en las diferentes tecnologías renovables y su reducción de costes el comercio de energía se está convirtiendo de manera gradual en una alternativa rentable a nivel económico. El comercio local de energía engloba todas las transferencias de energía de un elemento de la red con exceso de energía a otro con déficit, lo que hace que crear la figura de un mercado local que sea capaz de gestionar esas transferencias entre los elementos implicados en las mismas.

Dentro de este comercio de energía, se pueden encontrar diferentes tipos de comercio, dependiendo de la interacción que tienen los agentes de este a la hora de gestionar las transacciones de energía.

a) Comercio de energía entre pares (P2P): En el mercado P2P los agentes del mercado interactúan directamente entre sí sin entidades intermediarias.

b) Comercio de energía a través de un mediador: En este caso, hay un mediador que participa en el mercado en nombre de los vendedores y compradores y asigna la energía de los vendedores a los compradores y los clientes desempeñan un papel pasivo como tomadores de precios.

c) El tercer caso es una combinación de los dos anteriores, en el que vendedores y compradores pueden intercambiar energía directamente o a través de un mediador [27].

Otros de los puntos a tratar dentro de los prosumidores son los beneficios que presenta la figura del prosumidor dentro de la red de distribución. La figura del prosumidor hace que se pueda producir energía y que está pueda ser compartida entre usuarios cercanos. Esto puede ayudar a reducir las variaciones de tensión que se producen en la red junto con las pérdidas en la línea debido a las largas distancias que debe recorrer la energía desde su punto de producción hasta el consumidor final, haciendo que el sistema sea mucho más fiable. Otro de los beneficios de los prosumidores es su origen de producción completamente renovable, un factor que actualmente es de los más relevantes a la hora de desarrollar estrategias de generación eléctrica, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero al disminuir el uso de combustibles fósiles. También la agregación de prosumidores dentro de la red hace que el funcionamiento de esta sea mucho más eficiente. Esto se debe a que es capaz de reducir el coste de funcionamiento del sistema, al reducir la relación entre la demanda máxima y la media de la demanda mediante el comercio de energía local durante las horas punta. Durante estas horas el coste de funcionamiento del sistema se ve incrementado, pudiendo los agentes del mercado negociar la compraventa de energía dentro del mercado local a un precio mayor o menor en función de las necesidades en cada momento.

Pero para que todo esto funcione de manera correcta y eficiente es necesario que todo ello se sustente sobre un modelo de mercado bien definido distinguiendo claramente a cada uno de los actores que componen dicho mercado y acotando sus funciones dentro

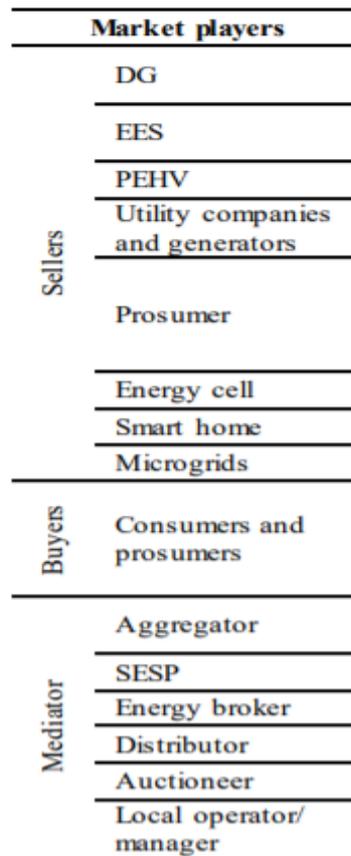
del mismo. En el siguiente apartado se realizará un análisis sobre el funcionamiento y los integrantes del mercado local.

### 3.2 ACTORES DEL MERCADO CON LA APARICIÓN DEL PROSUMIDOR

Un mercado local no se compone únicamente de prosumidores, existen otro tipo de figuras que intervienen en este mercado con una función completamente distinta a la del prosumidor. Es fundamental dentro de cualquier desarrollo de un proyecto o mercado como es el caso, acotar tanto los roles, funciones y objetivos de cada uno de los participantes de este, como las principales actividades que se desarrollan dentro del mismo. En este estudio se han identificado tres principales actividades y roles que se toman en el mercado local.

- Proveedores o vendedores de energía (generadores de energía, Distributed energy resources (DER) entre otros).
- Los consumidores o compradores de energía (viviendas, plantas industriales y otras empresas).
- Empresas negociadoras de energía o mediadoras (distribuidores de energía, agregadores, operadores y otros).

A modo ejemplificativo y de una manera más visual en la Ilustración 13 se muestran los actores que conforman el mercado, englobados dentro de la actividad principal que desempeñan en este.



*Ilustración 13 Esquema de los actores de un mercado local, fuente [27].*

La Ilustración 13 presenta de manera detalla los tres grandes roles que existen dentro de un mercado local. A su vez muestra que tipo de actores pueden componer cada uno de esos roles, siendo cada uno de ellos imprescindible dentro del mercado para su buen funcionamiento y organización. A continuación, se realizará una breve explicación de cada una de las actividades que desarrollan dentro del mercado local.

### Vendedores

En primer lugar, se encuentran los vendedores de energía. Dicho conjunto está compuesto por cualquier agente que sea capaz de producir o almacenar energía. Usualmente los vendedores suelen estar compuestos por las DER como la generación distribuida (GD), Electricity Enquiry Service (EES), los vehículos híbridos enchufables eléctricos enchufables (PHEV), empresas de servicios públicos y generadores o una combinación de ellos como prosumidores, células de energía, hogares inteligentes, las microrredes pueden ser un productor en el mercado.

### Compradores

Los compradores en el mercado energético local son actores que demandan energía de las generaciones locales. Tanto los consumidores como los prosumidores pueden comprar energía en el mercado. De hecho, los prosumidores con exceso de energía son vendedores y si necesitan más energía, se convertirán en compradores en el mercado. Además, las cargas flexibles con capacidad de reducción y ajuste de la carga pueden desempeñar el papel de compradores en el mercado [28].

### Mediadores

Dentro del mercado se encuentran los mediadores. Los mediadores son los encargados de gestionar los intercambios entre vendedores y compradores realizando una gestión de la demanda de manera flexible. Todos los participantes que no se engloben dentro de vendedores o compradores se considerará un mediador, aunque en algunas ocasiones una misma figura dentro del mercado puede tomar diferentes roles. Cualquier otro agente del mercado, excepto los vendedores y los compradores, es un mediador. Algunos actores pueden tener un papel de mediador y de vendedor/comprador al mismo tiempo. Como ejemplo de mediadores se encuentran las empresas distribuidoras y comercializadoras.

## 3.3 CARACTERIZACIÓN DE UN PROSUMIDOR MEDIANTE HOMER

Dentro de este apartado se pretende realizar un estudio tanto a nivel económico como técnico sobre un prosumidor. Para ello, en esta parte del trabajo se hará uso de un software de simulación denominado HOMER. HOMER es un software desarrollado por Homer Energy para la optimización del diseño de microrredes. Dicho software puede ser utilizado en todos los ámbitos desde dimensionamiento de pequeñas instalaciones a diseño de grandes plantas industriales o todo tipo de infraestructuras críticas. Dentro de este trabajo se ha realizado una guía de uso de este software a modo didáctico para poder entender mejor el proceso de estudio y que pueda servir para futuros estudiantes. Esta se adjunta en el ANEXO 1 de este documento.

Para este estudio se deberán tener en cuenta diversas condiciones de diseño para la obtención de los resultados deseados. En primer lugar, se seleccionará una ubicación donde se desarrollará el proyecto. En este caso el proyecto se ha desarrollado en el municipio madrileño de Coslada. Otra de las consideraciones de diseño es que la potencia máxima de instalación fotovoltaica no deberá ser superior al 50% del consumo medio de la carga. Respecto al inversor, este deberá dimensionarse con un 10% menos de potencia respecto al máximo de la instalación. La vida útil de la instalación solar se considerará hasta los 25 años. Como aclaración, todos los datos económicos que se introducen o proporciona el software serán tratados en €, a pesar de que este los ofrezca en \$.

A nivel energético se pueden encontrar diferentes perfiles de consumo en función de su actividad. Para el desarrollo de este apartado se ha escogido un perfil industrial. Se ha intentado realizar una aproximación de lo más exacta a la realidad. Para ello se han tomado los datos del perfil de consumo a partir de una base de datos de registros de consumo de energía [29].

Definidos los parámetros de diseño, estos se volcarán en el programa para posteriormente la obtención de los resultados. Dicho desarrollo de diseño dentro del software se detalla en el ANEXO 1, siendo este válido para todos los casos que se tratan en este documento.

HOMER a través del esquemático mostrado en la Ilustración 14, representa todos los elementos que componen la instalación. En él se indica el valor de potencia pico de la instalación, siendo este valor 40,83KW pico. Dicho valor es tomado como referencia para el dimensionamiento del resto de componentes, con los requisitos descritos en este apartado.

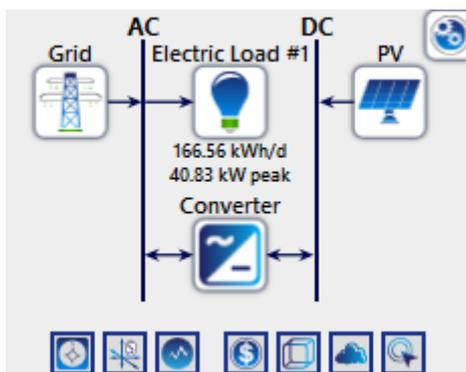


Ilustración 14 Esquemático del diseño de la instalación.

Tras la simulación se obtienen los siguientes resultados:

En primer lugar, HOMER muestra un resumen de todo el estudio del sistema. Dicho resumen se encuentra situado en la pestaña “summary” y se representa en la Ilustración 15.

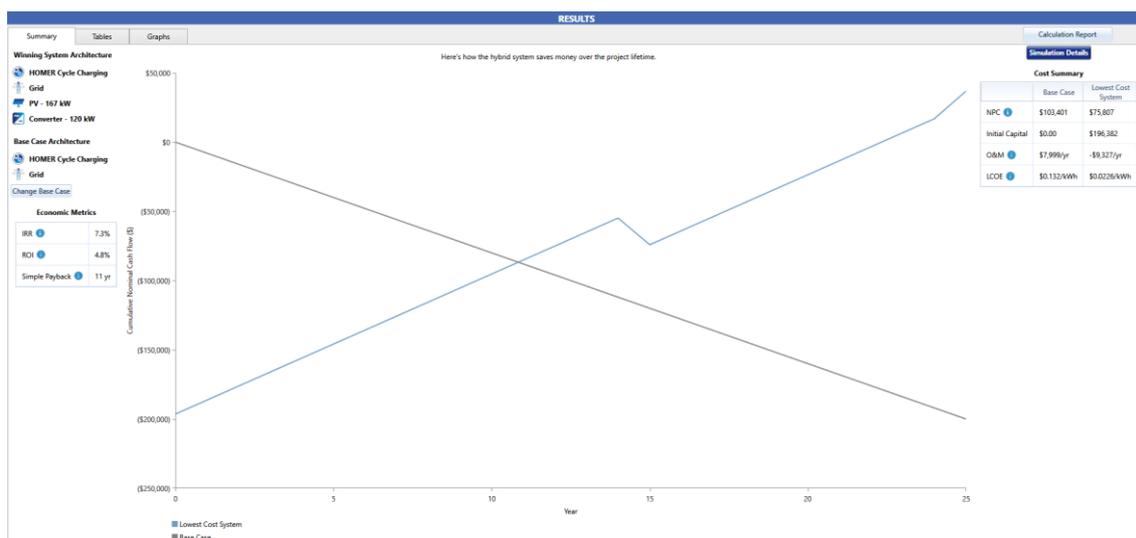


Ilustración 15 Resumen de los resultados de HOMER tras el estudio.

Dentro de esta ventana se encuentran los indicadores económicos más relevantes del proyecto. En primer lugar, en la parte superior de la ventana Homer aporta los datos de la arquitectura del sistema ganador. El sistema ganador es el sistema que posee el coste total neto más bajo.

A continuación, en la Ilustración 16, se muestran los datos de dicha arquitectura.

#### Winning System Architecture

 HOMER Cycle Charging

 Grid

 PV - 167 kW

 Converter - 120 kW

#### Base Case Architecture

 HOMER Cycle Charging

 Grid

*Ilustración 16 Datos de los elementos principales del sistema fotovoltaico ganador.*

Se aprecia como en dicho caso se compondría de un sistema acompañado a la red con una aportación fotovoltaica de 167KW y un convertidor con una capacidad de 120KW. En este caso, el convertidor no tiene el comportamiento que se ha mencionado anteriormente en cuanto a la estimación de su potencia teniendo que ser este un 10% inferior al de la potencia máxima de la instalación fotovoltaica, esto se debe a que HOMER ofrece la alternativa más rentable teniendo en cuenta en que son pocos los momentos en los que la instalación va a tener que operar por debajo de la potencia MPPT. Al analizar el efecto económico que tiene perder parte de la energía por limitar la potencia a 120 KW frente al coste del convertidor de potencia superior, HOMER propone como óptima la solución de 120 KW. Al ser la opción más rentable, el estudio se realizará con este resultado ya que los convertidores sí que dan la opción de operar fuera de ese punto durante horas, por lo que lo que se puede considerar como una solución válida.

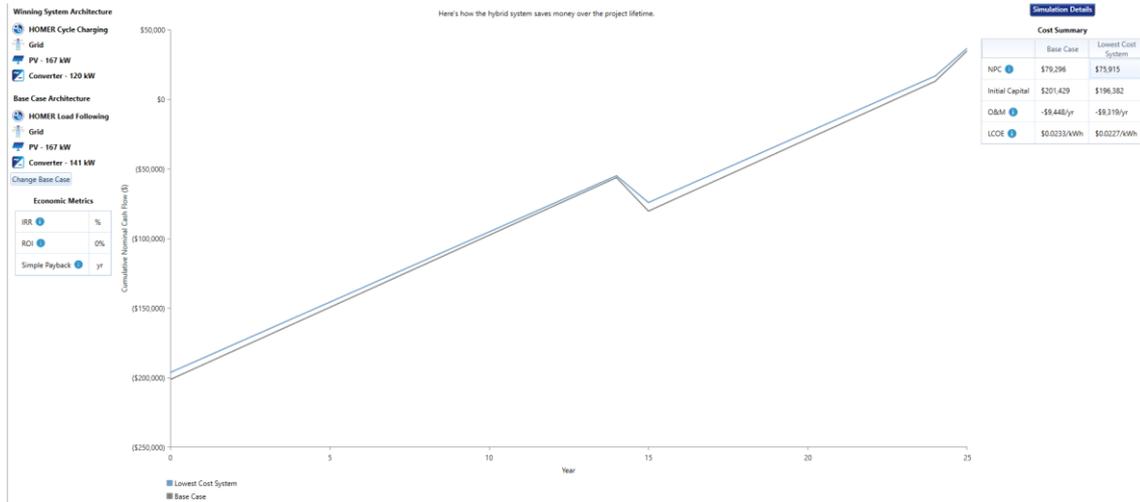


Ilustración 17 Caso convertidor 10% de potencia nominal.

La Ilustración 17 constata el caso tratado en el párrafo anterior. En la imagen se presenta una comparativa entre el caso que HOMER propone como ganador y el caso que se propone con el análisis convencional de un inversor en una instalación fotovoltaica. Analizando el parámetro más importante respecto a la viabilidad del proyecto (NPC), se observa como este en el caso ganador es menor que en el caso del dimensionamiento del 10%, a pesar de tener gráficas muy parecidas. Esto tiene como principal motivo el coste del inversor, siendo más caro al ser de mayor potencia en el dimensionamiento del 10%. Al operar en pocas ocasiones el inversor fuera de sus rangos, hace más rentable elegir la opción con menor potencia, convirtiéndolo en la opción más rentable.

Siguiendo con el análisis de la Ilustración 15, en su parte izquierda se encuentra la arquitectura del caso base. El caso base es el sistema con el coste de capital inicial más bajo. En el caso expuesto a estudio la arquitectura del caso base únicamente se compone de la red de distribución y la carga.

Una vez vistos los casos que propone HOMER en el estudio, se comienza a analizar los datos económicos que dispone la pestaña. En primer lugar, se tiene una tabla de métricas económicas, las cuales representan la diferencia económica entre los dos sistemas. Esta tabla se muestra en la Ilustración 18.

**Economic Metrics**

IRR ⓘ	7.3%
ROI ⓘ	4.8%
Simple Payback ⓘ	11 yr

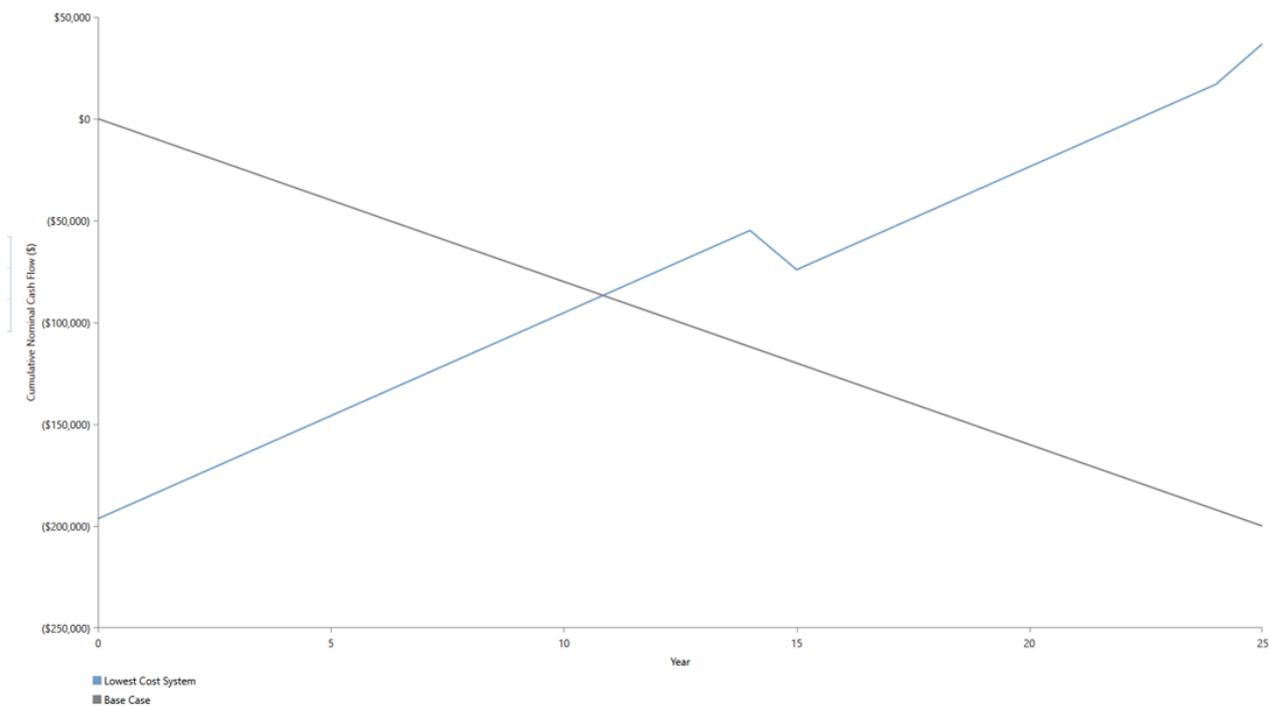
*Ilustración 18 Métricas económicas.*

Para parametrizar esas diferencias económicas Homer aporta una tabla con diferentes variables que cuantifican esas diferencias. Entre dichas variables se encuentran:

- La tasa interna de rendimiento (TIR o IRR). Es la tasa de descuento en la que el caso base y el sistema ganador tienen el mismo coste actual neto.
- El retorno de inversión o ROI es el ahorro de costes anual en relación con la inversión inicial. El ROI es la diferencia anual promedio en los flujos de efectivo nominales durante la vida útil del proyecto dividida por la diferencia del coste de capital.
- La recuperación simple es el número de años en los que el flujo de efectivo acumulado de la diferencia entre el sistema actual y el sistema del caso base cambia de negativo a positivo. La recuperación es un indicador de cuánto tiempo tardaría en recuperar la diferencia en los costes de inversión entre el sistema actual y el sistema del caso base.

Analizando los tres parámetros se tiene que el caso el ganador es más beneficioso que el sistema del caso base.

Siguiendo con el análisis de los resultados del proyecto, lo siguiente que se encuentra es una gráfica en la que se muestra como el sistema renovable resulta más eficiente a nivel económico durante la vida útil del proyecto. Como se observa en la Ilustración 19 se disponen dos trazos de diferente color. En el caso del trazo azul este representa el sistema ganador mientras que la línea gris representa el sistema del caso base. La recuperación de la inversión del proyecto se produce cuando las dos líneas se cortan. En dicho punto se produce el valor de recuperación simple.



*Ilustración 19 Gráfico vida útil proyecto.*

Como muestra la Ilustración 19, la amortización del proyecto se produce entorno al año 11 (valor de recuperación simple).

Por último, dentro de la pestaña resumen, se tiene una comparativa entre los costes generados en el caso base y la arquitectura ganadora de menor coste. Esto se muestra en la Ilustración 20.

**Cost Summary**

	Base Case	Lowest Cost System
NPC ⓘ	\$103,401	\$75,807
Initial Capital	\$0.00	\$196,382
O&M ⓘ	\$7,999/yr	-\$9,327/yr
LCOE ⓘ	\$0.132/kWh	\$0.0226/kWh

*Ilustración 20 Comparativa de costes entre arquitectura base y arquitectura ganadora.*

Entre los parámetros comparativos se encuentran:

- NPC o coste actual neto total.
- El Capital Inicial que es el coste total de instalación del sistema al comienzo del proyecto.
- El coste operativo es el valor anual de todos los costes e ingresos que no sean los costes de capital iniciales.
- El Coste de Energía (COE) se define en HOMER como el coste promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema.

El NPC es uno de los datos más característicos a nivel económico dentro del cuanto mayor es su valor menor es la rentabilidad que nos ofrece el la instalación o caso. Pudiendo comprobar como el sistema con aporte de energía renovables posee una mayor rentabilidad que el caso base, es decir sin aporte de autoconsumo.

## RESUMEN DE COSTES

La siguiente opción de visualización de resultados que nos ofrece el software es el resumen de costes del proyecto, que se presenta en la Ilustración 21:

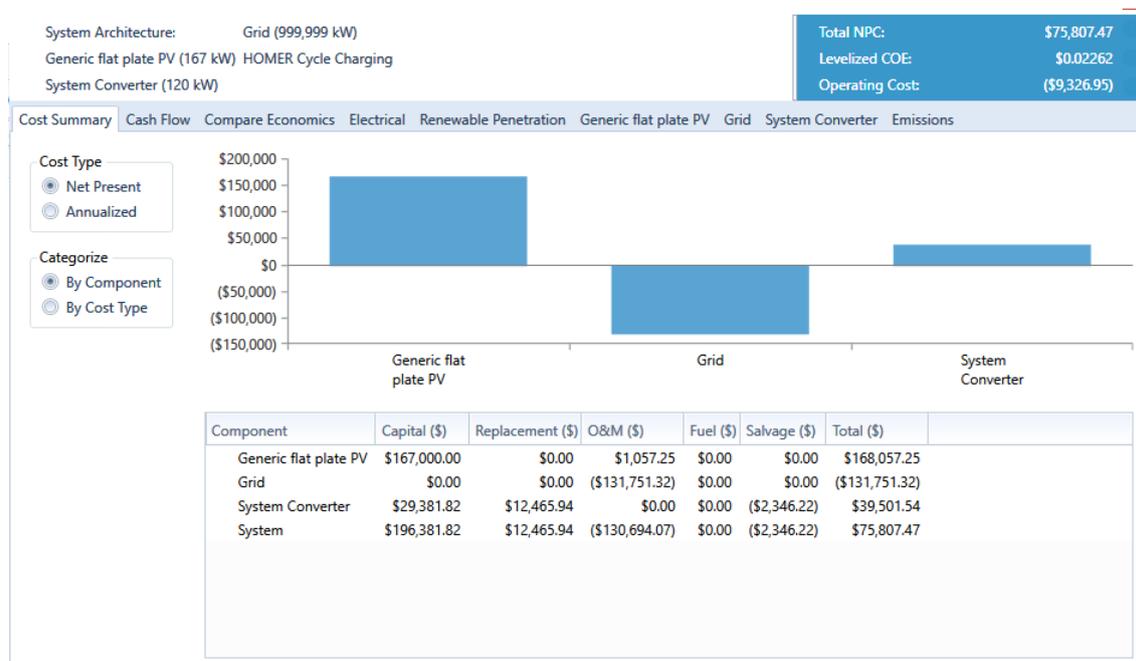


Ilustración 21 Resumen de costes.

En la parte superior derecha se encuentran las tres variables más representativas para obtener una visión global del proyecto y determinar en primera instancia su viabilidad. Estas se muestran en la Ilustración 22

Total NPC:	\$75,807.47
Levelized COE:	\$0.02262
Operating Cost:	(\$9,326.95)

*Ilustración 22 Variables económicas representativas.*

Como primer resultado se encuentra el NPC o coste actual neto total. Este parámetro es el principal resultado económico de Homer. Esta variable representa los beneficios que quedan después de descontar tanto los costes como la inversión inicial. Cuanto menor sea su valor, mayor beneficio adquirirá el proyecto.

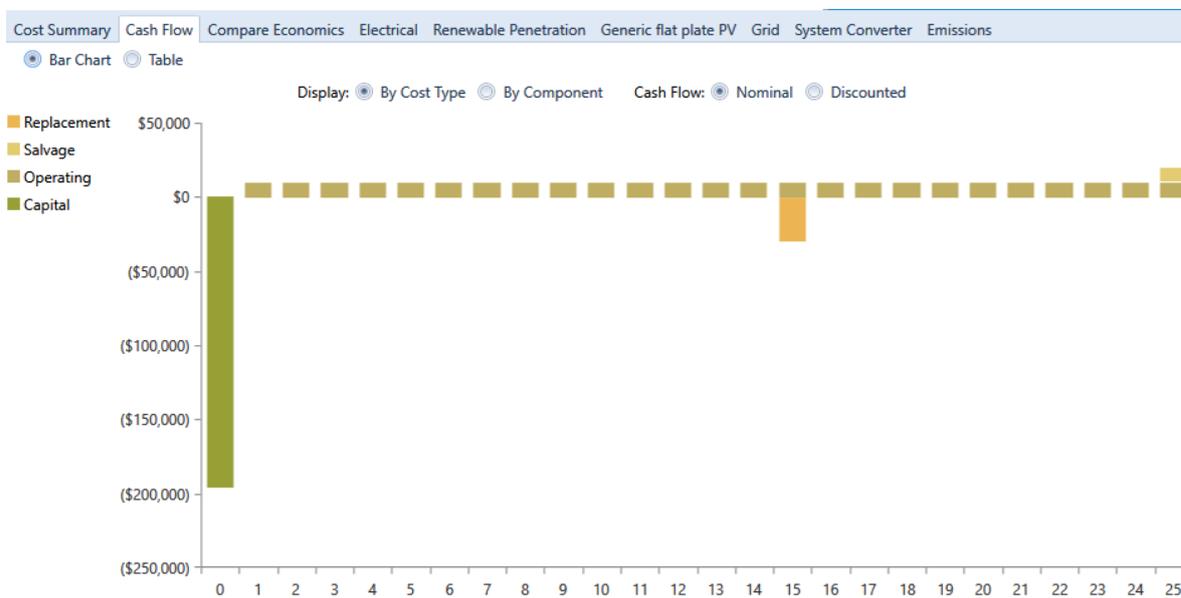
La pestaña muestra un resumen de los costes del proyecto entre los que se encuentran: los costes de capital, costes de remplazo, costes de operación y mantenimiento, costes de combustible, multas por emisiones y los costes de comprar energía a la red. Por consiguiente, en los ingresos del proyecto se encuentran el valor de rescate y los ingresos por ventas de la red.

Lo siguiente que se muestra en la Ilustración 21 es la gráfica entre costes y beneficios acompañado con la tabla comparativa de todos los elementos del sistema que aportan tanto beneficio como gasto dentro del sistema y participan tanto de forma económica como técnica dentro del proyecto.

Dentro de esta tabla se encuentran los costes tanto de capital como de remplazo y mantenimiento a lo largo de la vida útil de los elementos de la instalación.

## CASH FLOW

A continuación, se muestra la siguiente pestaña que propone HOMER en sus resultados denominada Cash Flow.



*Ilustración 23 Gráfico de Cash Flow.*

A través del gráfico de barras de la Ilustración 23 HOMER muestra de manera anual, (cada barra representa un año), los flujos de entrada y salida de efectivo durante ese año.

Como se observa la primera barra, o año cero muestra el coste de capital del sistema es decir la inversión inicial que se hace sobre el sistema de ahí su gran diferencia respecto al resto de años del proyecto.

En el gráfico, se obtienen valores positivos o negativos durante los años que compone el proyecto. Estos flujos de caja se pueden deber a diversos motivos. Las acciones que producen flujos de caja positivos pueden ser el ingreso por ventas de electricidad o el valor de los equipos de la instalación tras la amortización y finalización del proyecto. Por otra parte, las causas que inducen valores negativos a lo largo de la vida del proyecto pueden ser salidas o gastos de combustibles, remplazos de equipos y operación y mantenimiento (O&M).

Cada una de las barras está compuesta por diferentes colores. Estos colores representan el tipo de gastos o ingresos de ese año. A través de la leyenda que se facilita se identifica el tipo de ingresos o beneficios que componen el cashflow.

Dentro de los elementos que componen esos costes se tiene:

#### Costes de capital

Estos costes solo se dan al comienzo del proyecto, ya que hacen referencia a la inversión inicial del mismo. Estos costes solo se producen en el año cero.

#### Costes de remplazo

Los costes de remplazo se dan cuando un componente de la instalación necesita ser sustituido. Los costes de remplazo no es necesario que se produzcan necesariamente en número de años enteros, es decir, si HOMER asigna que un panel fotovoltaico debe cambiarse cada 10,75 años, asigna esos costes cada ese valor temporal.

#### Valor del rescate

Cuando al final de la vida del proyecto existe un flujo de caja positivo, para cualquier componente que siga teniendo vida útil al final de este, este valor monetario se le asigna al valor de rescate. Dentro de este valor también se pueden incluir costes de mantenimiento que se hayan prorrateado como un coste adicional al final de la vida útil del proyecto.

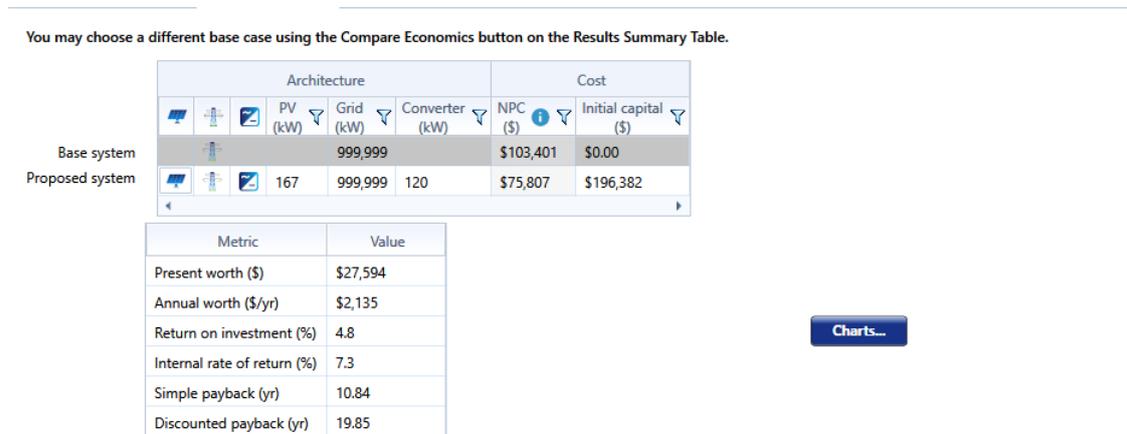
#### Costos de Operación y Mantenimiento

Dichos costes están compuestos por los costes de operación y mantenimientos tanto de la instalación fotovoltaica como de la red. En función del tipo de elementos que conforman el sistema HOMER realiza el cálculo de sus costes de operación y mantenimiento. En el caso de la matriz fotovoltaica dichos costes son introducidos a la hora de aplicar el diseño considerando estos en euros por año. Para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento en el caso de la red, HOMER emplea el coste anual de compra de energía de la red y se lo resta a los ingresos anuales obtenidos de las

ventas de energía a la red obteniendo con dicha diferencia los costes de operación y mantenimiento de la red [30].

## COMPARE ECONOMICS

El siguiente análisis se realiza sobre la ventana “compare economics”, que se presenta en la Ilustración 24.



*Ilustración 24 Comparación económica entre caso base y caso ganador.*

Dicho apartado permite poder realizar una comparación entre los beneficios de la arquitectura que se somete al estudio y el caso base. Como se observa en dicha pestaña se muestran los gráficos de flujo de efectivo y una tabla con variables económicas.

Cuando elige un sistema de caso base, la tabla métrica muestra medidas económicas que representan el valor de la diferencia entre los dos sistemas:

- El valor presente es la diferencia entre los costes netos del sistema de caso base y el sistema actual. El signo del valor actual indica si el sistema actual se compara favorablemente como opción de inversión con el sistema del caso base: un valor positivo indica que el sistema actual ahorra dinero durante la vida útil del proyecto en comparación con el sistema del caso base.
- El valor anual es el valor presente multiplicado por el factor de recuperación de capital .

- La recuperación es el número de años en los que el flujo de caja acumulativo de la diferencia entre el sistema actual y el sistema de caso base cambia de negativo a positivo. El reembolso es una indicación de cuánto tiempo llevaría recuperar la diferencia en los costes de inversión entre el sistema actual y el sistema de caso base. El reembolso simple es donde la línea de diferencia de flujo de efectivo nominal cruza cero. El reembolso descontado es donde la línea de diferencia de flujo de caja descontada cruza cero.

## ELECTRICAL

Dentro de esta pestaña se encuentran todos los datos relevantes que tienen relación con la parte técnica a nivel eléctrico de la instalación. Dichos datos se muestran en la pestaña como se dispone en la Ilustración 25.



*Ilustración 25 Pestaña electrical.*

Tras seleccionar la pestaña “electrical”, se disponen diferentes tablas. Entre las que se encuentran:

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	248,781	90.2
Grid Purchases	26,971	9.78
Total	275,753	100

*Ilustración 26 Datos de producción.*

Dentro de la Ilustración 26 en la que se encuentra la detalla producción se muestra la energía total producida en el sistema eléctrico en KWh por año. El total de esta energía se compone de la suma de la producción eléctrica de todos los componentes del sistema, es decir por el sistema fotovoltaico y la energía obtenida de la red.

En la Ilustración 27 se muestran las fuentes de consumo.

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	60,793	23.4
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	198,485	76.6
Total	259,278	100

*Ilustración 27 Datos de consumo.*

Estas fuentes de consumo dependerán de los componentes que se hayan seleccionado para el sistema siendo en este caso el consumo del tipo AC únicamente. Esta tabla enumera el total de la energía que ha sido aportada para la función correcta de las cargas del sistema. En la tabla aparecen las siguientes variables.

- Carga principal de AC: Es la cantidad de energía que se destina al servicio de la(s) carga(s) principal(es) de CA.
- Carga primaria de CC servida: Cantidad de energía que se destina al servicio de la(s) carga(s) primaria(s) de CC.
- Carga diferible servida: Cantidad de energía que se destina al servicio de la carga diferible.

- Carga de electrolizador servida: Es la cantidad de energía eléctrica consumida por el electrolizador.
- Ventas de red: La cantidad total de electricidad vendida a la red durante el año.
- Carga total: La cantidad total de carga eléctrica servida durante el año.

Homer también presenta los valores que se han tenido de excedentes y escasez de energía durante la vida del proyecto. Dichos valores se presentan en la tabla superior izquierda de la imagen. Para poder cuantificar dichos datos, se hace uso de las variables mostradas en la Ilustración 28.

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	4,248	1.54
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

*Ilustración 28 Valores de excedentes y escasez de energía dentro del sistema.*

- Exceso de electricidad: La cantidad total de electricidad en exceso que se produjo durante el año, así como la fracción de electricidad en exceso expresada como porcentaje de la producción eléctrica total.
- Carga eléctrica insatisfecha: La cantidad total de carga insatisfecha que quedó sin servicio debido a una generación insuficiente durante el año, así como la fracción de carga insatisfecha expresada como porcentaje de la demanda eléctrica total.
- Escasez de capacidad: La cantidad total de escasez de capacidad que ocurrió durante el año, así como la fracción de escasez de capacidad expresada como porcentaje de la demanda eléctrica total.

En este apartado el software también ofrece otras variables para cuantificar la aportación de energía renovable al sistema. Para cuantificar dicha aportación hace uso de las siguientes variables que se representan en la Ilustración 29.

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	89.6	%
Max. Renew. Penetration	144	%

Ilustración 29 Cuantificación de la penetración de renovables.

Fracción renovable: es la fracción de la producción eléctrica total generada por fuentes renovables.

Penetración Máxima de Renovables es el valor máximo de la penetración renovable que se produce a lo largo del año.

De estos últimos datos se puede ver como la mayor parte de la energía forma parte de energía renovable constatando así la eficacia de introducir un sistema renovable en una instalación de consumo eléctrico.

## GENERIC FLAT PLATE PV

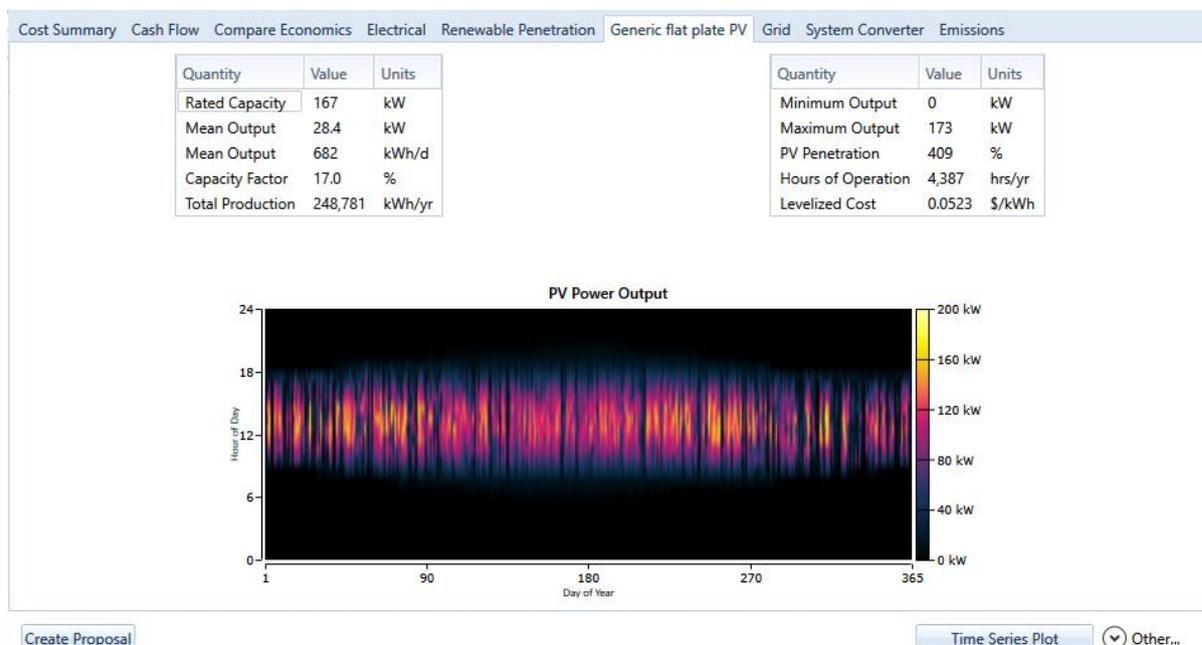


Ilustración 30 Pestaña Generic Flat Plate PV.

En la Ilustración 30 se representa la ventana “generic flat plate pv” en la que se encuentran diferentes variables tanto técnicas como económicas sobre la producción de energía fotovoltaica en el sistema. En la primera tabla se pueden encontrar las siguientes variables. A continuación, se describe cada una de ellas en la Ilustración 31.

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	167	kW
Mean Output	28.4	kW
Mean Output	682	kWh/d
Capacity Factor	17.0	%
Total Production	248,781	kWh/yr

*Ilustración 31 Datos sobre la producción fotovoltaica 1.*

- Capacidad nominal: La capacidad nominal del conjunto fotovoltaico en condiciones estándar, en kW.
- Salida media: La cantidad de energía promedio de la matriz fotovoltaica durante el año, en kW y kWh/día.
- Factor de capacidad: La potencia de salida promedio de la matriz fotovoltaica (en kW) dividida por su potencia nominal, en %.
- Producción total: La potencia de salida total del conjunto fotovoltaico durante el año, en kWh/año.

En el lado izquierdo de la imagen se encuentran otra tabla de variables que amplían aún más los datos sobre la producción fotovoltaica. Estos datos son representados en la Ilustración 32.

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	173	kW
PV Penetration	409	%
Hours of Operation	4,387	hrs/yr
Levelized Cost	0.0523	\$/kWh

*Ilustración 32 Datos sobre la producción fotovoltaica 2.*

- Capacidad nominal: La capacidad nominal del conjunto fotovoltaico en condiciones estándar, en kW.
- Salida media: La cantidad de energía promedio de la matriz fotovoltaica durante el año, en kW y kWh/día.
- Factor de capacidad: La potencia de salida promedio de la matriz fotovoltaica (en kW) dividida por su potencia nominal, en %.

Por último, en la parte inferior de la Ilustración 30 aparece un mapa de datos en el que se muestra la potencia de salida de la matriz fotovoltaica en cada paso de tiempo del año, en el que se puede observar cómo es de esperar que los meses de más producción se encuentran comprendidos en los meses de verano en los que existen más horas de luz con mayor intensidad lo que incrementa el rendimiento de las instalaciones.

## GRID

Tras el análisis de la generación fotovoltaica, el estudio de los resultados se adentra en la red de distribución. A continuación, en la Ilustración 33 se muestra la pestaña con el análisis de resultados que genera HOMER sobre la misma.

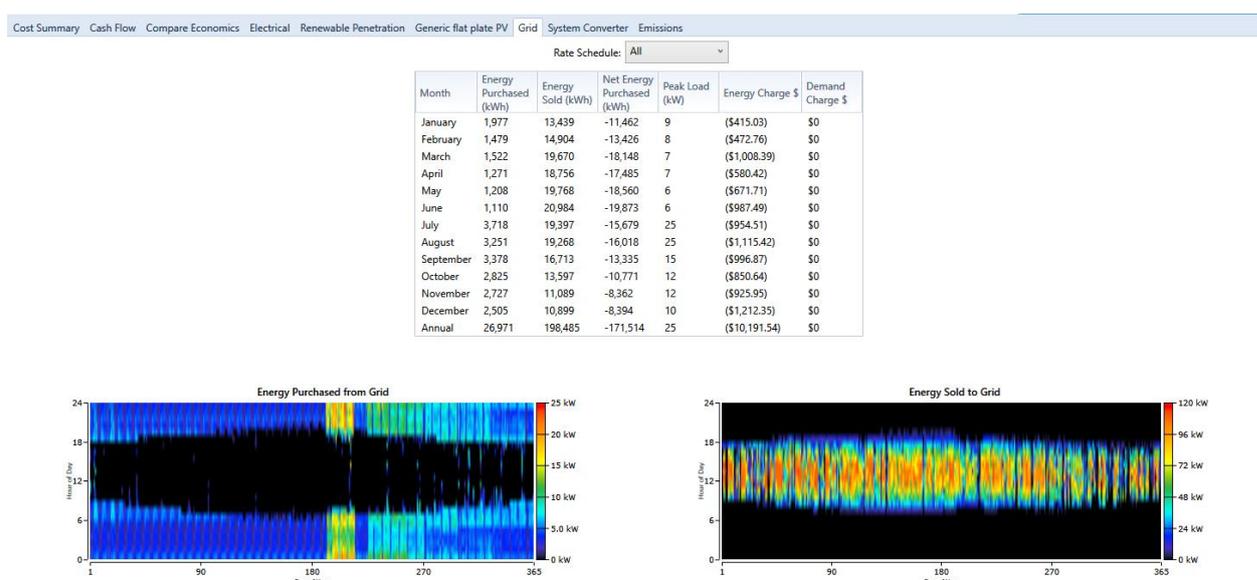


Ilustración 33 Pestaña Grid.

Como se ha mencionado anteriormente, los precios se han obtenido a través de la plataforma ESIOS, es decir, son precios reales de la red del sistema eléctrico español. Gracias a ellos se obtiene la siguiente tabla que nos presenta la pestaña “grid”.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Load (kW)	Energy Charge \$	Demand Charge \$
January	1,977	13,439	-11,462	9	(\$415.03)	\$0
February	1,479	14,904	-13,426	8	(\$472.76)	\$0
March	1,522	19,670	-18,148	7	(\$1,008.39)	\$0
April	1,271	18,756	-17,485	7	(\$580.42)	\$0
May	1,208	19,768	-18,560	6	(\$671.71)	\$0
June	1,110	20,984	-19,873	6	(\$987.49)	\$0
July	3,718	19,397	-15,679	25	(\$954.51)	\$0
August	3,251	19,268	-16,018	25	(\$1,115.42)	\$0
September	3,378	16,713	-13,335	15	(\$996.87)	\$0
October	2,825	13,597	-10,771	12	(\$850.64)	\$0
November	2,727	11,089	-8,362	12	(\$925.95)	\$0
December	2,505	10,899	-8,394	10	(\$1,212.35)	\$0
Annual	26,971	198,485	-171,514	25	(\$10,191.54)	\$0

*Ilustración 34 Tabla de datos sobre la red de distribución.*

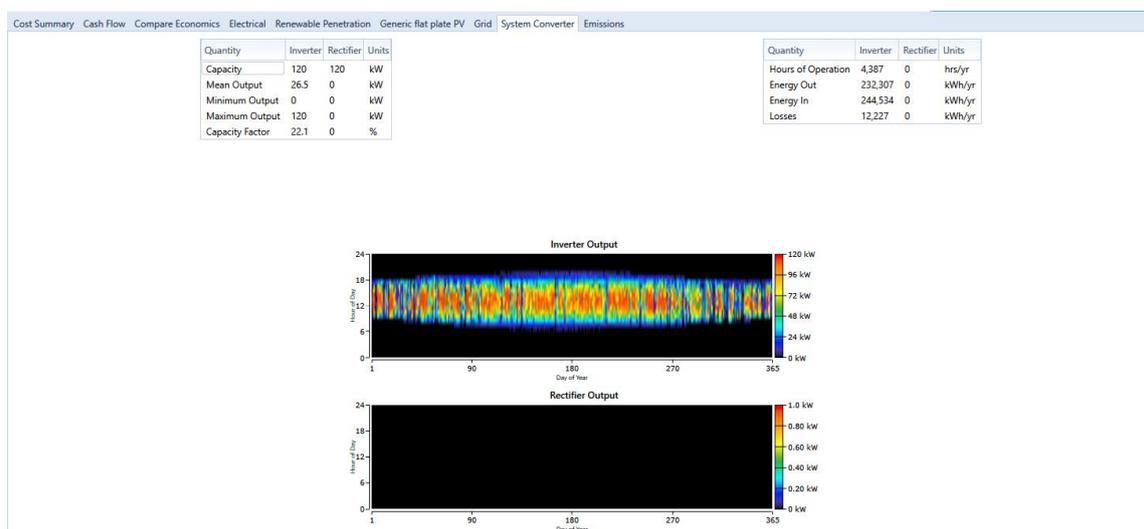
La Ilustración 34 muestra la pestaña grid, los datos sobre la compra y venta de electricidad a través de la red y los costes resultantes que produce la misma. La tabla de resultados contiene las siguientes variables.

- Energía comprada. Cantidad total de electricidad comprada de la red, en kWh.
- Energía vendida: Cantidad total de electricidad vendida a la red, en kWh.
- Energía Neta Comprada: La electricidad neta comprada a la red, en kWh.
- La demanda máxima: Demanda de potencia máxima soportada por la red, en kW.
- Carga de energía: El coste total pagado en cargos de energía, en €.
- Cargo por demanda: El coste total pagado en cargos por demanda, en €.

Como se puede observar en la tabla, el sistema fotovoltaico crea un alto beneficio ya que todos los meses producen un sumatorio de energía neta comprada negativo, lo que

indica un claro ahorro energético y constatando así la eficiencia de la aplicación sobre el caso base.

## SYSTEM CONVERTER



*Ilustración 35 Pestaña System Converter.*

La Ilustración 35 representa la pestaña “system converter” la cual muestra tanto las variables para el inversor, que convierte la electricidad de CC en CA, como para el rectificador, que convierte la electricidad de CA en CC. En nuestro caso no se posee rectificador por lo que los valores correspondientes al mismo son nulos. Las variables que nos aporta el estudio son las siguientes, representadas en las Ilustración 36 e Ilustración 37.

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	120	120	kW
Mean Output	26.5	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	120	0	kW
Capacity Factor	22.1	0	%

*Ilustración 36 Datos del convertidor 1.*

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	4,387	0	hrs/yr
Energy Out	232,307	0	kWh/yr
Energy In	244,534	0	kWh/yr
Losses	12,227	0	kWh/yr

*Ilustración 37 Datos del convertidor 2.*

- Capacidad: Potencia de salida máxima posible, en kW de CA para el inversor y kW de CC para el rectificador.
- Salida media, mínima y máxima del rectificado. Dichos valores del inversor están en AC kW, y los valores del rectificador están en DC kW.
- Factor de capacidad: Es la producción media dividida por la capacidad, en %.
- Horas de operación: Número de horas de salida de potencia distinta de cero.
- Entrada de energía: Cantidad total de energía en el dispositivo, en CC kWh/año para el inversor y CA kWh/año para el rectificador.
- Salida de energía: Cantidad total de energía que sale del dispositivo, en CA kWh para el inversor y CC kWh para el rectificador.
- Pérdidas: La energía total perdida en el dispositivo, en kWh/año.

En la mitad inferior de la página aparece un mapa de datos que muestra la potencia de salida del inversor y/o rectificador que muestra la actividad del inversor a lo largo del año, pudiendo observar como en los meses de verano, su funcionamiento aumenta como es lógico y como se ha podido comentar en anteriores apartados.

## EMISIONES

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	17,046	kg/yr
Carbon Monoxide	0	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate Matter	0	kg/yr
Sulfur Dioxide	73.9	kg/yr
Nitrogen Oxides	36.1	kg/yr

*Ilustración 38 Datos sobre las emisiones del sistema.*

En este apartado la Ilustración 38 muestra las emisiones que produce el sistema con los principales contaminantes medido en kg/año. En ella se aprecia como los tres componentes que emiten emisiones dentro del sistema son el dióxido de carbono dióxido de sulfuro y óxidos de nitrógeno. Esto es debido a que, aunque la energía que se produce es limpia HOMER no considera solo la producción de energía por el sistema fotovoltaico, sino la energía que compone la red, afectando a los valores de las emisiones del sistema.

## CAPÍTULO 4 CARACTERIZACIÓN DE LOS PROSUMIDORES

### INTRODUCCIÓN

Una de las principales soluciones que se ha implementado en los últimos años para la producción de electricidad mediante energía fotovoltaica sin tener que depender de grandes extensiones de terreno dentro de los núcleos urbanos, ha sido la producción de electricidad integrando los sistemas fotovoltaicos en los núcleos urbanos. Dentro de todas las actividades de consumo en núcleos urbanos se pueden diferenciar 3 grandes perfiles los cuales serán objeto de estudio, en los diferentes capítulos de este documento. Estos tres grandes perfiles de consumo son: el doméstico, el industrial y el comercial.

El perfil industrial ha sido analizado en el capítulo anterior, de una manera más detallada, ya que, añadido al análisis del perfil, también se pretendía demostrar las capacidades de HOMER a la hora de ofrecer resultados. En cambio, en este apartado se tratará más como un caso de estudio a modo comparativo con el resto de los perfiles, analizando también su viabilidad económica para más tarde poder tratar los diferentes perfiles dentro de la VPP.

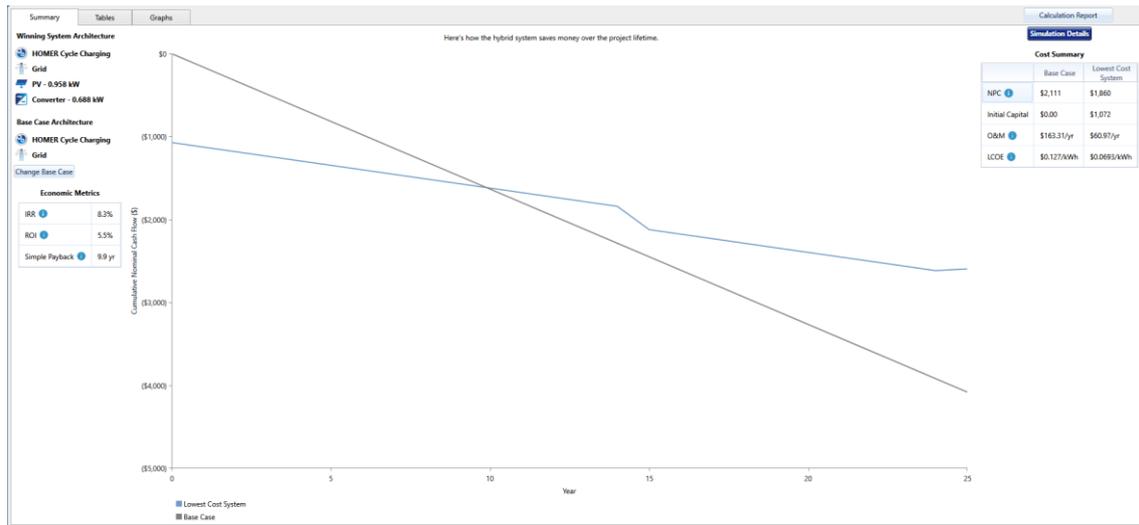
Como en el Apartado 3.3, a través de este software se modelará una instalación para poder caracterizarla cada prosumidor y así realizar un estudio sobre la viabilidad de esta. Para ello, como en el apartado mencionado se deberán establecer unas condiciones de diseño. Estas condiciones serán las mismas que las expuestas en el Capítulo 3, entre las que se encuentran:

- Localidad de desarrollo del proyecto: Coslada.
- La potencia máxima de instalación fotovoltaica no deberá ser superior al 50% del consumo medio de la carga.
- El inversor deberá dimensionarse con un 10% menos de potencia respecto al máximo de la instalación.
- La vida útil de la instalación solar se considerará hasta los 25 años.

A continuación, se disponen los casos a analizar:

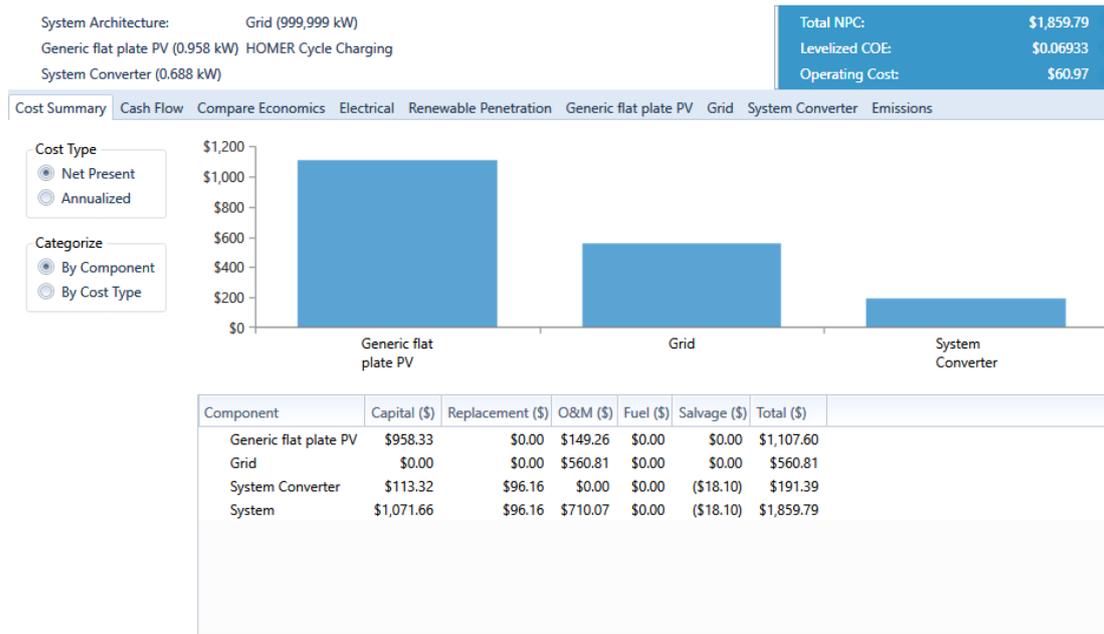
#### 4.1 PERFIL DOMÉSTICO

Para el perfil doméstico se ha elegido una zona residencial compuesta por casas unifamiliares. En este estudio a través de la base de datos mencionada anteriormente se han tomado datos de este tipo de viviendas para poder tratar estos a través de HOMER, como se ha realizado en el punto número 3.



*Ilustración 39 Resumen económico del perfil doméstico.*

La Ilustración 39 muestra como el punto de amortización del proyecto o simple payback se encuentra situado en el año 10. Este dato indica que el proyecto comienza a obtener beneficios de manera temprana lo que indica un claro beneficio y rentabilidad de este. También se observa como el valor del NPC en el sistema con la matriz es menos que en el caso base, constatando así la rentabilidad y solvencia del proyecto frente al caso base en el que no se implementan estructuras de generación renovable.



*Ilustración 40 Resumen de costes del perfil doméstico.*

Como se puede apreciar en la Ilustración 40, la ventana resumen de costes muestra como el principal coste del sistema es producido por la inversión en la instalación fotovoltaica, ya que dentro de esa inversión se encuentra la compra, instalación de los paneles preparación de acometida, contratación de personal etc. El resto de los costes como pueden ser de mantenimiento u otros derivados, analizados en el apartado anterior son bastante menos significativos ya que se distribuyen a lo largo de la vida útil del proyecto y no son tan costosos como la fase de implantación del proyecto.

System Architecture: Grid (999,999 kW)  
 Generic flat plate PV (0.958 kW) HOMER Cycle Charging  
 System Converter (0.688 kW)

Total NPC:	\$1,859.79
Levelized COE:	\$0.06933
Operating Cost:	\$60.97

[Cost Summary](#) [Cash Flow](#) [Compare Economics](#) [Electrical](#) [Renewable Penetration](#) [Generic flat plate PV](#) [Grid](#) [System Converter](#) [Emissions](#)

You may choose a different base case using the Compare Economics button on the Results Summary Table.

	Architecture			Cost	
	PV (kW)	Grid (kW)	Converter (kW)	NPC (\$)	Initial capital (\$)
Base system		999,999		\$2,111	\$0.00
Proposed system	0.958	999,999	0.687	\$1,860	\$1,072

Metric	Value
Present worth (\$)	\$251
Annual worth (\$/yr)	\$19
Return on investment (%)	5.5
Internal rate of return (%)	8.3
Simple payback (yr)	9.89
Discounted payback (yr)	17.58

[Charts...](#)

*Ilustración 41 Comparación económica entre el caso base y el caso.*

Gracias a la Ilustración 41 se puede confirmar, como es de esperar, que el sistema planteado presenta mayores ventajas a nivel comparativo respecto al caso base por lo comentado anteriormente, ya que el sistema fotovoltaico produce tanto un ahorro a nivel de consumo como un beneficio a nivel prosumidor al vender sus excedentes a la red, observando en los parámetros cuantitativos el gran beneficio de introducir este tipo de tecnología, ya que en el caso del NPC se aprecia una disminución de 0,251€. Dicho dato se ha obtenido al realizar la diferencia entre los valores del NPC de la columna de costes de la Ilustración 41.

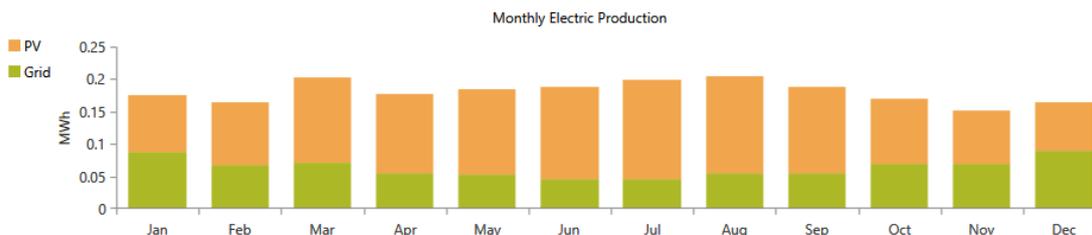
System Architecture: Grid (999,999 kW)	<b>Total NPC:</b> \$1,859.79
Generic flat plate PV (0.958 kW) HOMER Cycle Charging	<b>Levelized COE:</b> \$0.06933
System Converter (0.688 kW)	<b>Operating Cost:</b> \$60.97

Production			Consumption			Quantity		
	kWh/yr	%		kWh/yr	%		kWh/yr	%
Generic flat plate PV	1,406	64.9	AC Primary Load	1,286	62.0	Excess Electricity	23.6	1.09
Grid Purchases	762	35.1	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	0	0
Total	2,168	100	Deferrable Load	0	0	Capacity Shortage	0	0
			Grid Sales	790	38.0			
			Total	2,075	100			

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	63.3	%
Max. Renew. Penetration	144	%

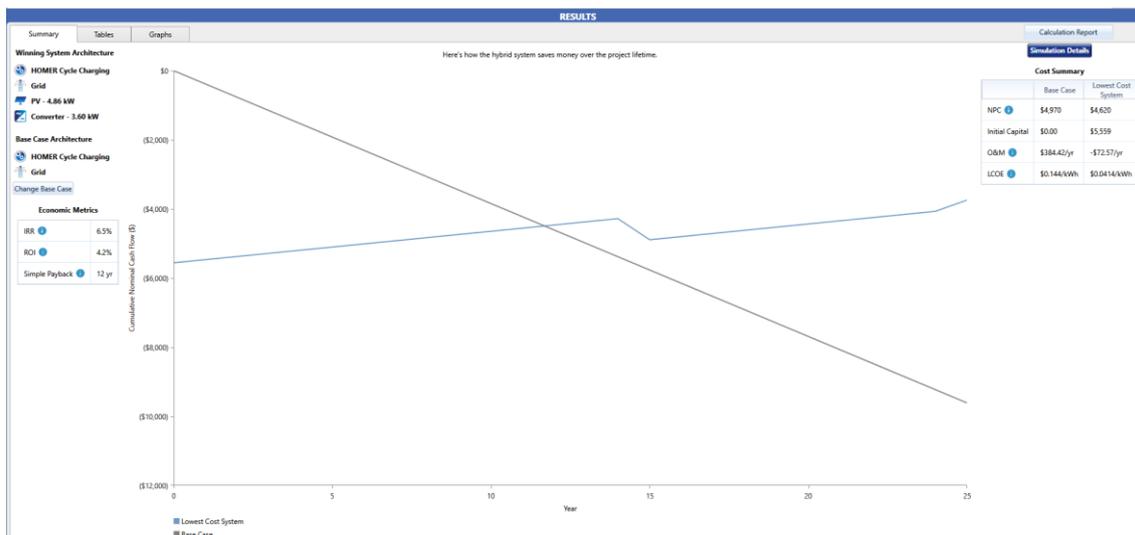


*Ilustración 42 Pestaña electrical del perfil doméstico.*

La Ilustración 42 refleja como la energía renovable ha sido la clara predominante dentro de la producción, lo que consigue que la amortización del proyecto se realiza de manera más rápida. También se observa como la mayoría de la energía que se ha producido ha sido destinada a la cobertura del consumo de la instalación. Con un bajo porcentaje de excedentes lo que indica que la amortización del proyecto ha sido producida por el ahorro de los costes de compra de energía a la red.

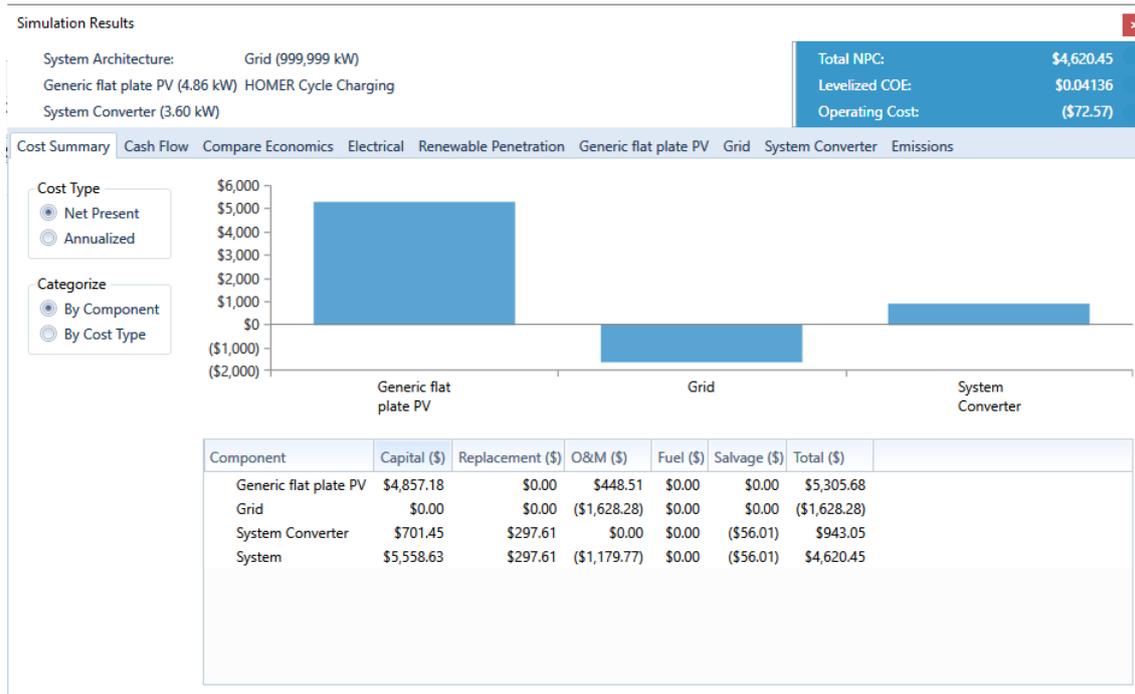
## 4.2 PERFIL COMERCIAL

En este apartado se presenta el análisis sobre el perfil comercial. Dicho análisis se realizará con la misma estructura como en la del caso del perfil doméstico. En primer lugar, en la Ilustración 43 se muestra el resumen económico que ofrece Homer del proyecto.



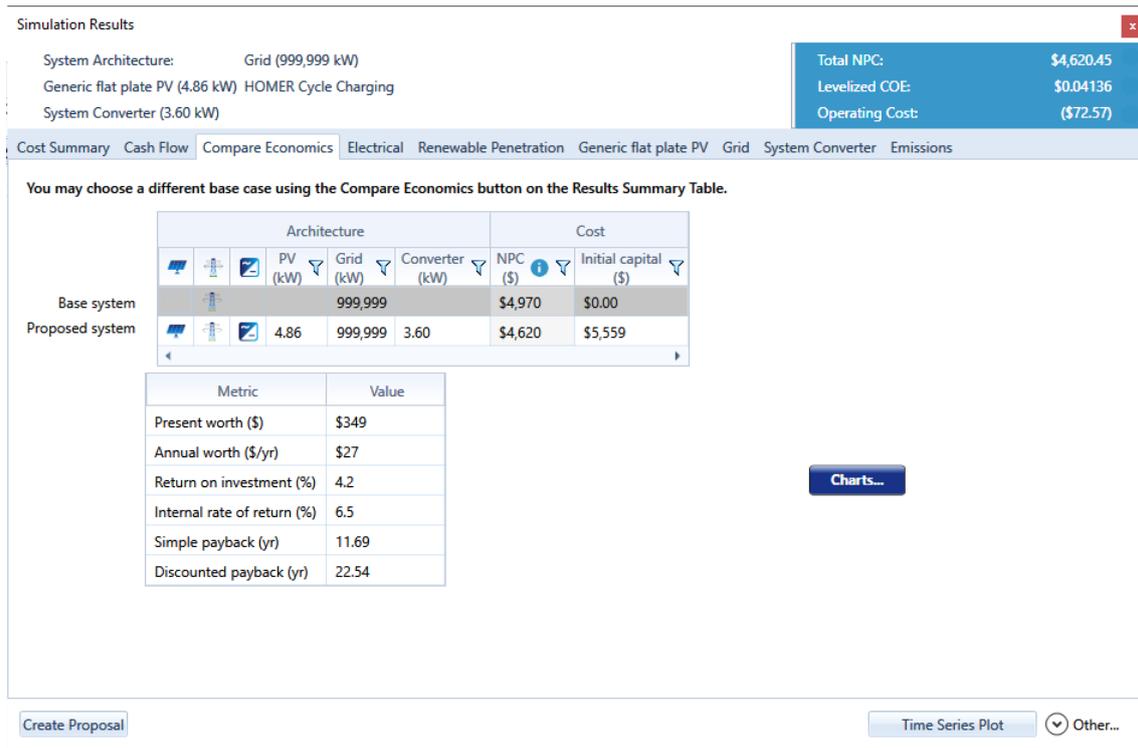
*Ilustración 43 Resumen económico del perfil comercial.*

La inversión inicial en este caso es más elevada que en el perfil doméstico, esto es debido a que el perfil comercial al demandar más potencia deberá realizar una mayor inyección monetaria para el diseño y desarrollo de su proyecto de autoconsumo. Esto también favorece a que la amortización del proyecto retrase y se produzca en el año 12 y no en el 10 como es el caso del perfil doméstico. También se observa que el NPC de la arquitectura ganadora es ligeramente más favorable que el caso base, un valor de 4,970€ para el caso base y 4,620€ para la arquitectura ganadora. Comparándolo con el resto de los perfiles la diferencia entre los dos NPC es menor, que en el resto de los casos.



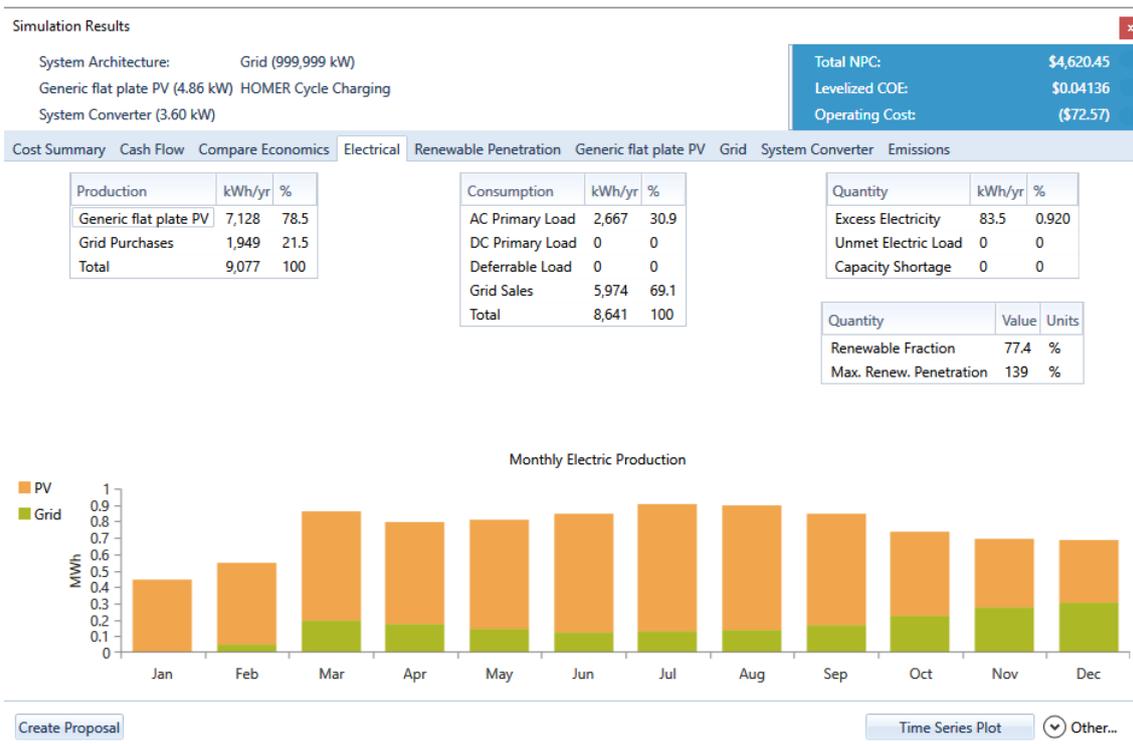
*Ilustración 44 Resumen de costes del perfil industrial.*

La pestaña “cost summary”, mostrada en la Ilustración 44 representa lo que se ha podido extraer en la anterior imagen. Se aprecia como la mayor parte de los costes de la instalación son invertidos en la instalación fotovoltaica tanto a nivel inicial como en costes de operación y mantenimiento etc. En ella se observa como en el resto de las instalaciones que el mayor coste dentro del proyecto es el producido por la instalación fotovoltaica.



*Ilustración 45 Comparación económica entre el caso base y el caso.*

Como ocurre en el resto de los perfiles, la Ilustración 45 muestra como en este perfil se tiene que la implantación de una matriz fotovoltaica dentro de un sistema mejora claramente dicho sistema a nivel económico como demuestra los valores de la tabla que nos proporciona HOMER. En este caso la diferencia de valores entre los NPC de los casos no es muy amplia, pero si demuestra la rentabilidad de un proyecto con energía renovable y otro sin esta.



*Ilustración 46 Pestaña electrical del perfil comercial.*

La Ilustración 46 ofrece la pestaña “electrical” del perfil comercial en la que se observa cómo se realiza un mayor consumo de energía fotovoltaica en comparación por ejemplo con el perfil doméstico. Esto es debido a que el perfil comercial al operar en horario comercial tiene la mayoría de sus horas de consumo en las horas de luz, por lo que el consumo de energía de red será menor que el del perfil doméstico.

Como conclusión de este apartado se puede extraer como los sistemas fotovoltaicos en consumidores de energía pueden producir de manera muy favorable una mejora tanto de rendimiento de la instalación como sobre todo un gran ahorro económico dentro de la misma, por ahorro de costes de compra de luz y por beneficios de venta de sus excedentes.

## CAPÍTULO 5 INTEGRACIÓN EFICIENTE DE MÚLTIPLES PROSUMIDORES

### INTRODUCCIÓN

Tras el estudio del mercado eléctrico español y de los diferentes perfiles a de consumo más comunes, en esta parte del trabajo se procederá a realizar el diseño de una VPP.

Para ello se pondrá en práctica todo lo comentado en los diferentes capítulos de este trabajo, aunando los perfiles de consumo dentro de una misma comunidad energética con la finalidad de que puedan interactuar para la compra y venta de energía tanto entre ellos como con la red de distribución.

#### 5.1 PLANTAS VIRTUALES DE POTENCIA (VPP)

Hace tiempo que se habla de microgeneración de energía, donde los hogares o edificios no solo son capaces de producir su propia energía a partir de fuentes renovables, sino que también almacenan y comparten energía, de prosumidores, consumidores y productores. Pero para que esta microgeneración funcione como una fuente de energía mayor, es necesario unificar la gestión de todas estas pequeñas “plantas renovables”, haciéndolas funcionar como una sola unidad. En este contexto, surgió el concepto de planta virtual de potencia (VPP), un conjunto de instalaciones de generación distribuida gestionadas por un único sistema de control.

El objetivo de las VPP es poder gestionar conjuntamente las necesidades energéticas de los clientes y optimizando los recursos disponibles de cada prosumidor logrando así distintos objetivos como son: una mayor independencia de la red convencional, un ahorro en costes, o la integración masiva de las fuentes de generación distribuidas entre otras [6].

Las VPP consisten esencialmente crear una infraestructura de control remoto que ayuda a regular el consumo de energía individual al conectar, coordinar y monitorear generadores descentralizados, de almacenamiento y controlados por carga. En otras palabras, VPP permite combinar y controlar la energía residencial y comercial o industrial bajo un mismo precio o esquema de energía distribuida. Esta segmentación

por tipo, ubicación, demanda, coste... ofrece a los consumidores una gran flexibilidad y que conduce a una previsión más eficaz y mejores decisiones operativas [4].

En última instancia, las VPP puede comercializarse como una sola entidad de forma controlada, gracias a la amplia combinación de grandes y pequeños generadores y consumidores que gestiona, así como a las posibilidades de almacenamiento que permiten sus sistemas. Hay muchos desafíos por delante, pero las ventajas de las plantas virtuales de potencia son indiscutibles, ya que la energía se puede producir localmente a precios más baratos, reducir el impacto ambiental, reducir las interrupciones causadas por los picos en la demanda de la red y proporcionar una mayor flexibilidad al cliente. En Europa, muchos proyectos buscan cómo mejorar la capacidad de suministro de las redes distribuidas en sus respectivos mercados, y las empresas están comenzando a participar en estrategias viables para aligerar la carga de los sistemas heredados [6].

Uno de los objetivos de este trabajo es conocer cómo funcionan estas VPP. Para un estudio completo de estas, se realizará a través de simulaciones en software, diferentes escenarios tanto de producción como de consumo. Teniendo así una perspectiva mucho más real sobre el comportamiento de las VPP.

En esta parte del documento se plantea una estrategia en la que los prosumidores cercanos puedan asociarse entre ellos sin la necesidad de utilizar la red de transporte del sistema eléctrico convencional. Esto tiene como finalidad optimizar los intercambios de energía entre los integrantes de la VPP. De esta forma se logrará una repercusión económica favorable en la facturación de consumo de energía.

En primer lugar, se establecerá una estructura y funcionamiento del mercado local. Para ello se tomará un tipo de mercado ya existente descritos en el CAPÍTULO 2: ACTUALIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL de este documento, que garantice el buen funcionamiento de la VPP. Según lo estudiado la alternativa que mejor se adapta a este tipo de estructura por sus condiciones de flexibilidad es el mercado intradiario continuo, ya que facilita la compra y venta de energía por parte del consumidor.

Una vez establecido el modelo a seguir del mercado, se implementará la estrategia de participación como económica que seguirá el mercado local. La regla para establecer los precios del mercado se encuentra fundamentada en consonancia con la oferta tanto

de venta como de compra que desarrollan los prosumidores para una cantidad de energía cuando se produce la activación del mercado es decir la subasta de energía.

Tras la activación del mercado, toda la información que ha sido recopilada de los prosumidores se encontrará accesible y disponible para el mediador del mercado, así este podrá conocer tanto la energía tanto entregada por los prosumidores como demandada. Dicho cálculo se realizará a través de una simple fórmula como se presenta a continuación:

$$Demanda_{MG}(t) = \sum_{i=1}^N Demanda_i(t)$$
$$PV_{MG}(t) = \sum_{i=1}^N PV_i(t)$$

Siendo la variable N el número de prosumidores que integran la microrred o mercado local [4]. Con estas ecuaciones se pueden obtener los excedentes de energía de la microrred ya que se compara la demanda de esta con la producción de energía fotovoltaica en ese instante de tiempo. Gracias al resultado que nos aportan estas fórmulas se podrá calcular el precio de la energía que en ese momento hay disponible para el intercambio entre los prosumidores, o para la venta a la red.

Una vez se ha cuantificado la cantidad de energía se debe determinar cómo se establecerá el precio de la energía. Este dependerá de la cantidad de energía disponible en ese instante, y de su procedencia a nivel productivo.

Para este apartado se ha desarrollado una estrategia de compraventa de energía basada en la disponibilidad de esta según la demanda y excedentes del prosumidor. Tanto para la compra como para la venta existen dos casuísticas, que dependerán de si el intercambio de energía se realiza dentro o fuera de la VPP. Para el caso en el que el prosumidor demanda energía o genera excedentes y no puede ni comprar ni vender dentro de la VPP, esos flujos de energía serán adquiridos o vendidos a la red al precio de compra y venta que establezca en ese momento el mercado eléctrico. El segundo caso que ofrece esta estrategia está relacionado con la compra y venta de energía dentro de la VPP. En comparación con el primer caso este se considera mucho más ventajoso tanto para el prosumidor que demanda energía como para el prosumidor que

quiere vender sus excedentes. En este caso se ha realizado una pequeña estrategia para establecer el precio de compraventa de energía, la cual sigue la siguiente ecuación:

$$\text{Precio de compraventa en la VPP} = \frac{\text{Precio de compra de la red} + \text{Precio de venta de la red}}{2}$$

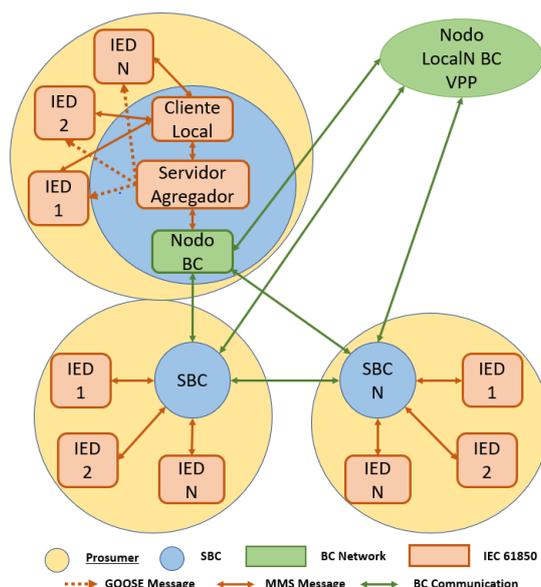
Gracias a esta fórmula tanto el consumidor como el productor que formen parte de la VPP, obtendrán más beneficio ya que el productor venderá a su energía a un precio más elevado que si lo hiciese a la red y el demandante de energía comprará esta a un precio menor que el que le ofrece la red de distribución convencional.

Esta estrategia es una de las claves, que brinda la VPP a sus integrantes para mayor ahorro en su economía.

### 5.1.1 BLOCKCHAIN

Para optimizar toda esta comunicación entre prosumidores y poder obtener los datos de estos y gestionar sus flujos de energía de manera controlada, a cada prosumidor se le dota de un aparato de conexión inteligente que le permite comunicarse tanto con los dispositivos eléctricos dentro de su instalación como con el resto de los prosumidores.

Toda esta gestión de energía deben realizarla a través de la comercializadora la cual será la que facture tanto sus requerimientos de energía como sus excedentes lo cuales serán compensados por la misma mediante descuentos en la factura o directamente pagando dicha energía. La problemática que surge es que la mayoría de los prosumidores no tienen ningún tipo de control sobre la energía que inyectan a la red, lo cual tiene grandes inconvenientes. Uno de ellos es para la figura prosumidor ya que, al no tener control sobre la energía inyectada, tampoco se puede realizar un control sobre la compensación económica sobre esa inyección de energía. Otro de los motivos fundamentales es que suministrar energía sin ningún tipo de control a la red provoca problemas de calidad en la misma. Como alternativa a este problema, todas estas asociaciones de prosumidores serán gestionadas a través de una red blockchain que genera un mercado local tal como se describe en [4]. A continuación, se muestra a través de la Ilustración 47 la distribución de un mercado local compuesto por una asociación de prosumidores.



*Ilustración 47 Esquema de una VPP [4].*

Para optimizar la resolución del problema los prosumidores localizados en un área cercana se gestionan con la creación de distintos mercados locales. Para el desarrollo de este planteamiento a cada prosumidor se le dota de un aparato de conexión inteligente que le permite comunicarse con sus dispositivos, así como con el resto de los prosumidores. Cada dispositivo viene caracterizado por un IED que permite identificarlo de forma única, estos dispositivos representan los elementos a controlar que posee cada prosumidor como son: fuentes de generación de energía renovable, cargas controlables y elementos de almacenamiento de energía entre otros. Cada prosumidor se asocia con los demás componentes de la VPP a través de una red blockchain que genera un mercado local tal y como se describe en [4].

Gracias al desarrollo de esta tecnología, la gestión de los flujos de energía entre la red y prosumidor estaría totalmente controlada, lo que crearía beneficios tanto al prosumidor a nivel económico y de gestión de su demanda, como a la red a la hora de mejorar su calidad en el servicio.

## 5.2 CASO DE USO.

En esta parte del trabajo se realizará una comparativa de los beneficios que aporta una VPP a los prosumidores que los componen, a través de un caso real. Como se ha visto en el CAPÍTULO 4 CARACTERIZACIÓN DE LOS PROSUMIDORES

, se han propuesto diferentes perfiles de consumo a los que se les ha aplicado una fuente de energía renovable para poder observar su viabilidad con o sin ella. Se ha comprobado que cada uno de los perfiles de manera individual son capaces de abastecer sus necesidades energéticas y además poder vender sus excedentes de energía a la red o a otros consumidores.

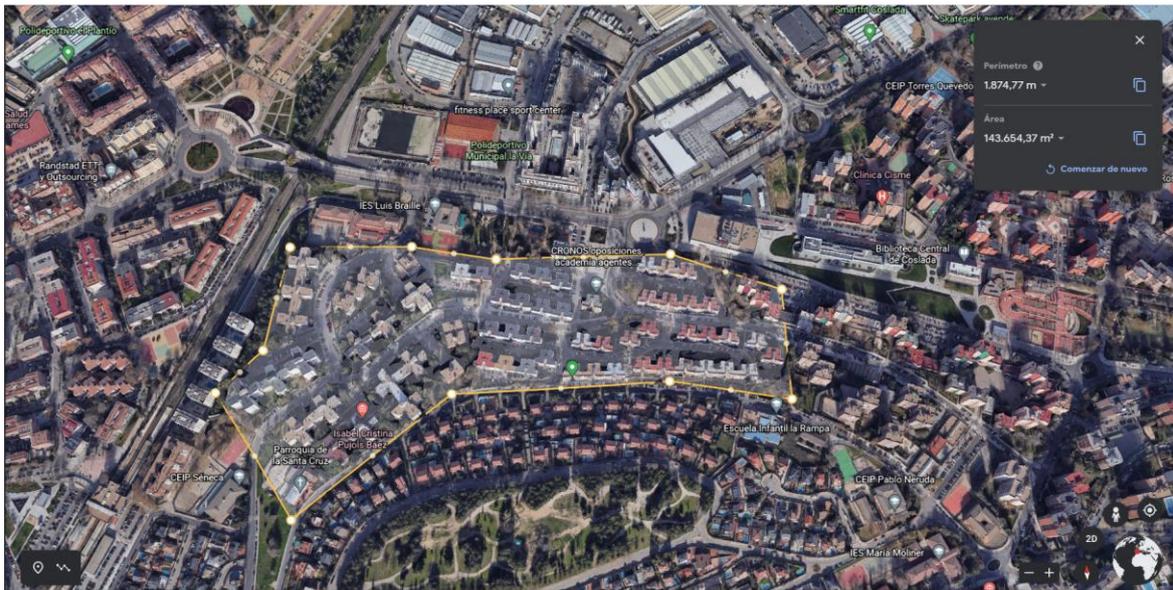
### 5.2.1 ESTUDIO DE POTENCIA A INSTALAR

Para este estudio se realizará un análisis tanto geográfico como de consumo de los diferentes perfiles que se han tomado. Para ello en primer lugar se ha realizado un análisis de la disposición del terreno y del número de edificaciones, con el que se realizará un cálculo aproximado de la cantidad de energía fotovoltaica disponible para instalar en cada una de las construcciones. Dicho cálculo se realiza a través de la herramienta Google Earth delimitando un perímetro en cada una de las zonas, sobre las que se ha realizado un conteo del número de instalaciones/viviendas que conforman las áreas para así poder realizar una estimación de la cantidad energía fotovoltaica disponible que podrá acoger el área. Este estudio geográfico es necesario ya que gracias a él se realizará una estimación del número de instalaciones solares junto con la aportación de energía renovable que tendrá la VPP disponible, tanto para abastecer sus necesidades como para vender sus excedentes.

Otro de los datos necesarios y más relevante para poder realizar la estimación energética de producción sobre las áreas, es la capacidad de producción que tiene una instalación fotovoltaica. Diferentes fuentes explican como que aproximadamente en función de la calidad de los paneles y resto de factores es necesario  $7\text{m}^2$  de superficie por para producir un kilovatio es decir  $7\text{ m}^2/\text{KWp}$  [31], siendo dicho dato el usado por

la agencia española de energía para sus simulaciones y estudios dentro del ámbito fotovoltaico.

Una vez se han tomado las consideraciones de diseño se comenzará a realizar el estudio. En primer lugar, se analizará el perfil residencial. Este perfil se ha disgregado en dos tipologías de viviendas. El primer tipo de perfil residencial estará compuesto por bloques de viviendas.



*Ilustración 48 ZONA RESIDENCIAL 1.*

Dentro de esta zona se ha realizado una estimación del número de viviendas contando que cada edificio posee unas 7 plantas y en cada planta se encuentran 40 viviendas de aproximadamente 80 m<sup>2</sup>. Tras un conteo sobre la imagen del mapa se tiene que la zona residencial 1 de la VPP está compuesta por 65 edificios los cuales cuentan con una media de unas siete plantas por bloque y 4 viviendas en cada planta. Teniendo en cuenta que una vivienda de unos 80 m<sup>2</sup> consume unos 2,8 kW [32], el consumo aproximado de esta área será de unos 5096 kW.

Para el cálculo de la cantidad total de superficie de tejado, se realiza una medición sobre uno de los ellos con la finalidad de tomarlo como referencia. Sobre estos tejados se considerará un 80% de la superficie disponible para instalación fotovoltaica., el otro 20% se asocia con salidas de humos, aparatos de climatización, antenas etc. Teniendo en cuenta estas consideraciones y tomando el dato a través de Google Earth de la superficie

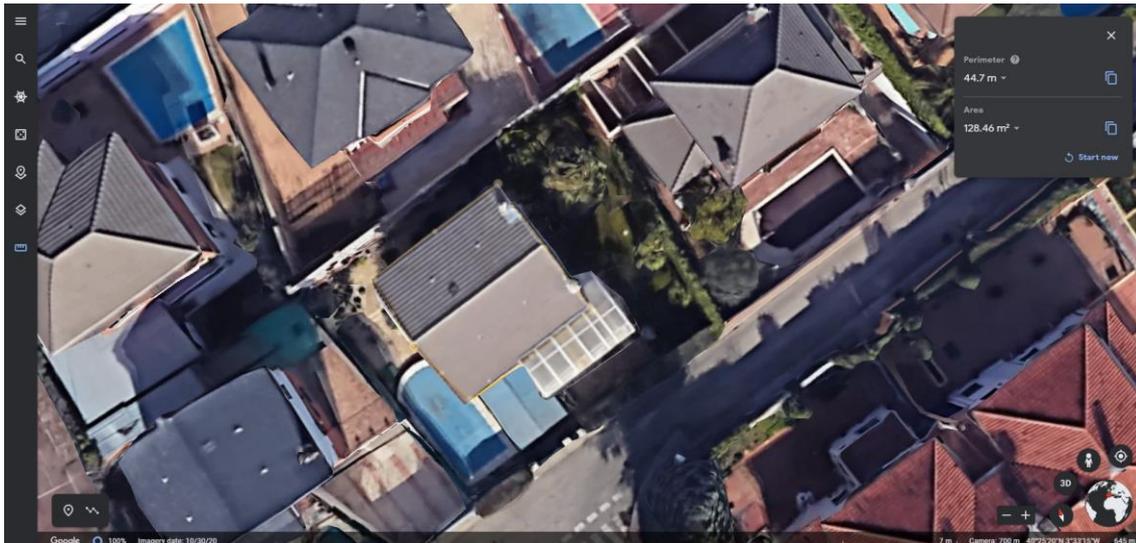
de tejado media se tiene una superficie total de tejado de 22945 m<sup>2</sup> de la cual se puede aprovechar un total de 18356 m<sup>2</sup> para instalación. Aplicando el factor 7m<sup>2</sup>/KWp se tiene un total en la instalación de 2622,29KWp de aporte solar.

A continuación, se dispone el segundo tipo de zona residencial. En este caso el perfil se encuentra formado por viviendas de tipo unifamiliar. En la siguiente imagen se muestra la extensión que conformará dicho perfil.



*Ilustración 49 ZONA RESIDENCIAL 2.*

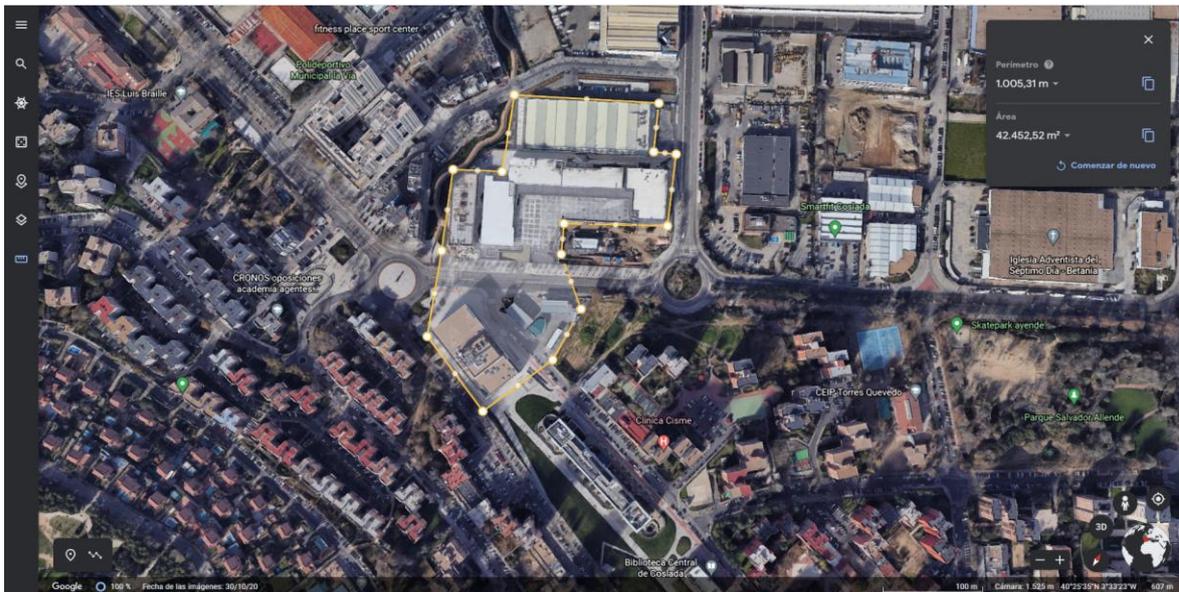
Gracias a la imagen se ha realizado el conteo de las edificaciones que se encuentran dentro del área llevando como resultado un total de 312 viviendas. Teniendo en cuenta que un hogar de esas características consume entorno a unos 5,5 KW [33] se obtiene un consumo de 1738 KW de consumo. Tras el cálculo aproximado del consumo de la zona residencial, se realiza una estimación sobre cuál puede ser su potencial de generación. Para ello se toma el tejado de una vivienda del cual se obtiene su superficie como se muestra en la siguiente imagen. Se considera los tejados del resto de las edificaciones de la zona cuentan con dimensiones similares.



*Ilustración 50 Modelo vivienda ZONA RESIDENCIAL 2.*

Se tiene que la superficie total de tejado es de aproximadamente 128 m<sup>2</sup> de los cuales habrá una disponibilidad del 35% de la superficie de tejado por lo tanto 44,8m<sup>2</sup> de paneles solares. En total habrá 13977,6 m<sup>2</sup> de instalación fotovoltaica. Considerando el factor 7m<sup>2</sup>/kWp se tendrá un total de 1996,8 kWp en toda la comunidad energética de la zona residencial 2.

Una vez se ha analizado el perfil residencial de manera completa se continua con el otro tipo de los perfiles que componen la VPP, que es el perfil comercial. Para este perfil se ha procedido de la misma manera que en las anteriores ocasiones, gracias a Google Maps se ha realizado la delimitación del área como se muestra en la Ilustración 51.



*Ilustración 51 ZONA COMERCIAL.*

Dentro de la zona comercial se puede encontrar un centro comercial y un teatro municipal. Realizando una estimación sobre datos reales [34] y en función de las dimensiones de la zona comercial y el uso esporádico del teatro, se estima en torno a los 46KW su consumo.

Como se observa el área que se ha delimitado abarca más metros que los propios edificios para ello se realiza un cálculo para eliminar los metros cuadrado no útiles, dando como resultado 41650m<sup>2</sup> disponibles. Se realiza una estimación de la disponibilidad del tejado ya que en el mismo existen otros elementos como salidas de humo, aparatos de aire acondicionado, antenas etc. Por lo tanto, tras dicha estimación se tiene que la disponibilidad total para la instalación de paneles fotovoltaicos es de 33320 m<sup>2</sup>. Como en anteriores casos, se vuelve aplicar el coeficiente de 7m<sup>2</sup>/kWp dando que la potencia total disponible para instalación es de 4760 KWp.

Por último, se analizará el área industrial. Para el análisis de este se procederá de la misma manera que en los anteriores perfiles.



*Ilustración 52 ZONA INDUSTRIAL.*

Tras delimitar el área de este perfil se tiene que dicho terreno está compuesto por 14 naves industriales las cuales se encuentran destinadas a diferentes actividades del sector industrial como son la logística, la industria alimentaria, la industria farmacéutica entre otras. El consumo medio de una nave con características similares a las que recoge el área es de unos es entorno a los 27KW [35]. Lo que hace que el consumo aproximado de toda el área sea aproximadamente 388KW. Como en caso anteriores se puede que la superficie total de tejado entre las 3 instalaciones es de unos 41650 m<sup>2</sup> de los cuales podrán realizar uso de 33320m<sup>2</sup>. Aplicando el factor 7m<sup>2</sup>/kWp se tiene un total de 2057 KWp.

### 5.2.2 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRATEGIA DISEÑADA

Tras determinar las características de las infraestructuras que compondrán la VPP, se comenzará a realizar el estudio sobre su comportamiento. Para ello a través del software Matlab (ANEXO 2) junto con la aportación de los diferentes datos de precios y consumos extraídos de red eléctrica, se ha planteado tres estrategias para el desarrollo de la VPP, descritas en los siguientes apartados. Como aclaración a este apartado, para el desarrollo de la simulación y posterior obtención de resultados se ha hecho uso de los

precios marcados en el mercado minorista, por cuestiones de simplicidad a la hora de tratar los datos.

#### 5.2.2.1 ESTRATEGIA SIN APORTACIÓN FOTOVOLTAICA

En este caso se ha realizado el cálculo del precio del consumo que habría sin tener en cuenta la instalación fotovoltaica. Para ello se multiplicará el precio de compra de cada hora por el consumo de cada área.

#### 5.2.2.2 ESTRATEGIA CON INTERCAMBIOS DE ENERGÍA EN EL MISMO ÁREA

Los prosumidores solo intercambian energía dentro del mismo área o perfil de consumo, es decir cada comunidad trabajan por su cuenta. En el caso de tener déficit de energía los prosumidores la compran a precio de compra de la red eléctrica. Por el contrario, cuando tengan excedentes los venderán a la red a precio de venta de esta. Este modelo tiene la desventaja de que los excedentes se venden con el precio de venta de la red que es más barato que si lo consigo vender a otro prosumidor, ya que de ser así lo vendería a un precio intermedio entre el precio de compra a la red y el precio de venta a la red según a la estrategia planteada en el apartado 5.1 de este documento.

#### 5.2.2.3 ESTRATEGIA COMO VPP

Por último, se presenta el caso en el que todas las áreas de consumo operan como un conjunto, es decir, como una VPP. Para ello en primer lugar se comprobará si la VPP tiene excedentes o en su defecto demanda energía para ello se realiza el sumatorio de las diferencias entre generación y demanda de cada área.

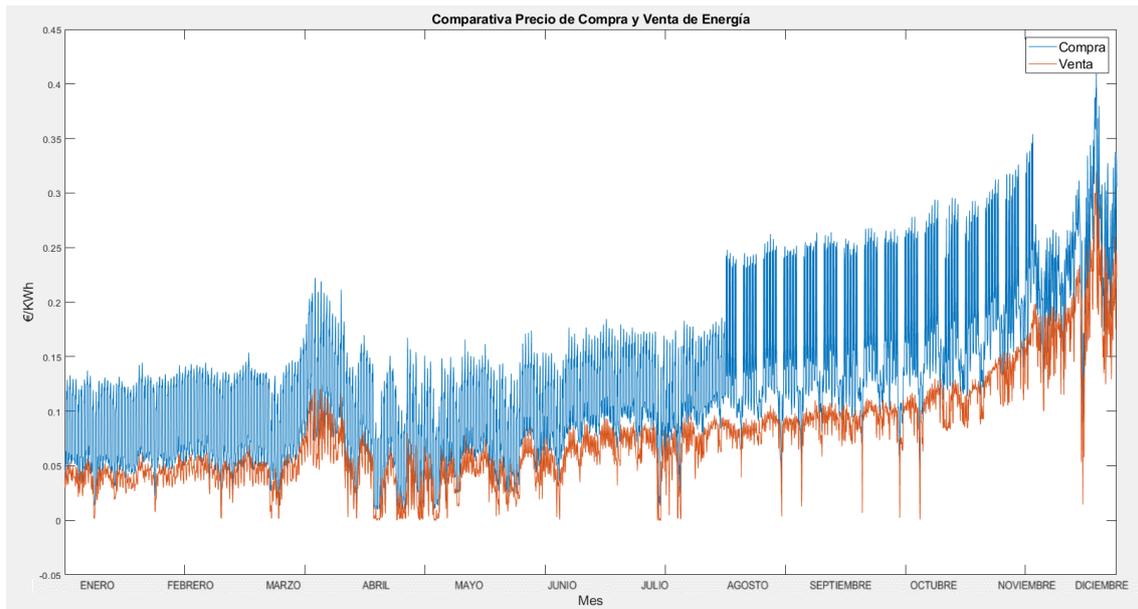
Tras dicho sumatorio se comprueba el valor de este, en caso de arrojar un resultado positivo, esto significa que la VPP demanda energía a la red por lo que esa diferencia se multiplicará por el precio de compra de la red. En caso contrario es decir que el resultado sea menor que cero, la VPP tendrá excedentes y por lo tanto los venderá a la red, siendo esa diferencia multiplicada por el precio de venta a la red.

Ahora el estudio se adentra en la VPP, analizando los intercambios de energía que se producen internamente dentro de esta. Se calculará en periodos de una hora los excedentes y demanda de cada uno de los actores de la comunidad. Para ellos se ha implementado la siguiente función.

Una vez se ha obtenido la demanda y excedentes que presenta cada área de la VPP, se podrá obtener si estas pueden vender sus excedentes o necesitan adquirir energía a otros usuarios de la VPP, o en caso de no poder cubrir la demanda comprarlos a la red. Esta estrategia es la comentada en el apartado 5.1 PLANTAS VIRTUALES DE POTENCIA (VPP).

### 5.2.3 RESULTADOS OBTENIDOS

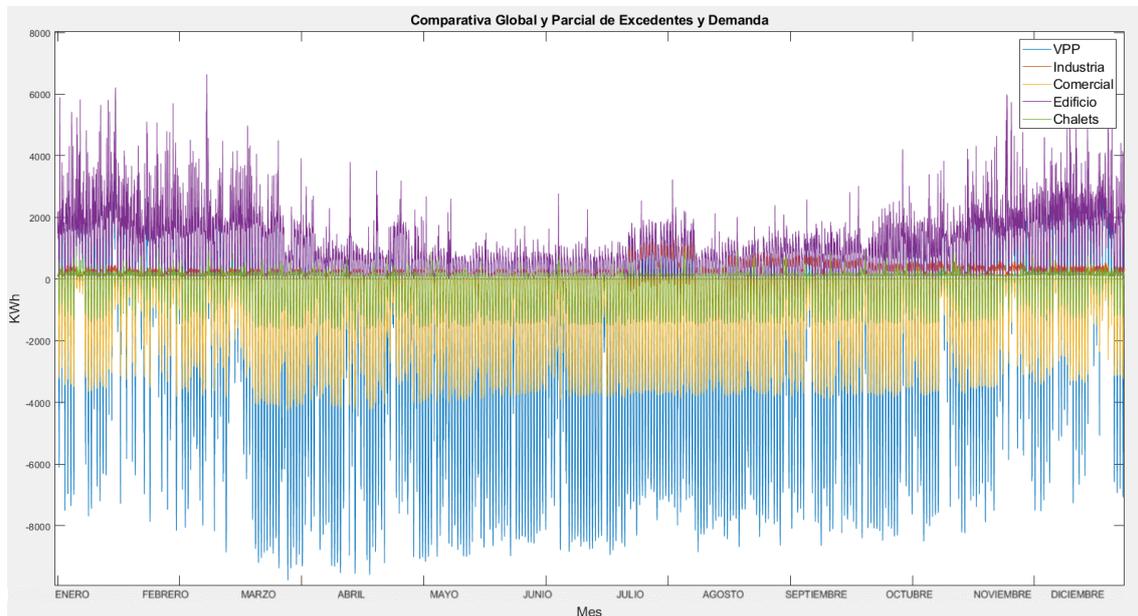
Una vez analizado el código con el que se simulan los diferentes escenarios se comienzan a tratar los resultados. Para ello en primer lugar se realizará un análisis de precios de la red, en el que se observará como los precios han ido fluctuando tras los diferentes escenarios que se han desarrollado a lo largo del año 2021 (sobre el que se ha tomado la base de los precios). En este año se han contemplado 3 acontecimientos relevantes sobre el precio de la energía entre los que se encuentran: el cambio tarifario en tres tramos, la gran alza de precios de la energía debido al aumento del precio del gas junto con los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y la reducción de los impuestos sobre la producción y el IVA de la electricidad.



*Ilustración 53 Comparativa del precio de compra y venta de energía.*

El gráfico mostrado por la Ilustración 53 contempla dos precios del mercado minorista del 2021, el precio de compra a la red en color azul y el precio de venta por excedente por el que paga la red en color naranja. Se observa como los precios sufren una pequeña penalización a partir del mes de junio, mes en el que se implanto el cambio tarifario con discriminación horaria lo que provocó que el recibo de la energía se incrementase. A partir de ahí y con la crisis energética del gas se observa como el precio comienza un crecimiento de manera exponencial, hasta mediados de octubre, fecha en la que el gobierno comenzó a implantar medidas de acción para contrarrestar el elevado precio, reduciendo los impuestos tanto de producción eléctrica como el Impuesto de Valor Añadido (IVA) que graba el coste de la energía. Aun así, el precio sigue incrementándose hasta llegar a máximo históricos dentro el pool, viéndose perjudicado el consumidor PVPC, encontrándose totalmente expuesto al mercado mayorista y sus fuertes subidas y bajadas de precios. En el caso del precio de autoconsumo, mantiene un valor moderado, a un precio bastante más bajo del precio de compra durante la mayoría del año. Se observa como en los meses finales del año debido crisis del gas el precio de venta de autoconsumo comenzó a ser similar al precio de venta de la red, siendo así mucho más rentable y beneficioso para los productores y obteniendo una máxima rentabilidad al alcanzar casi el precio de venta el valor del precio de compra.

A continuación, se analiza el comportamiento a nivel consumo y producción que tienen las diferentes áreas que componen la VPP, y a nivel global en la VPP.

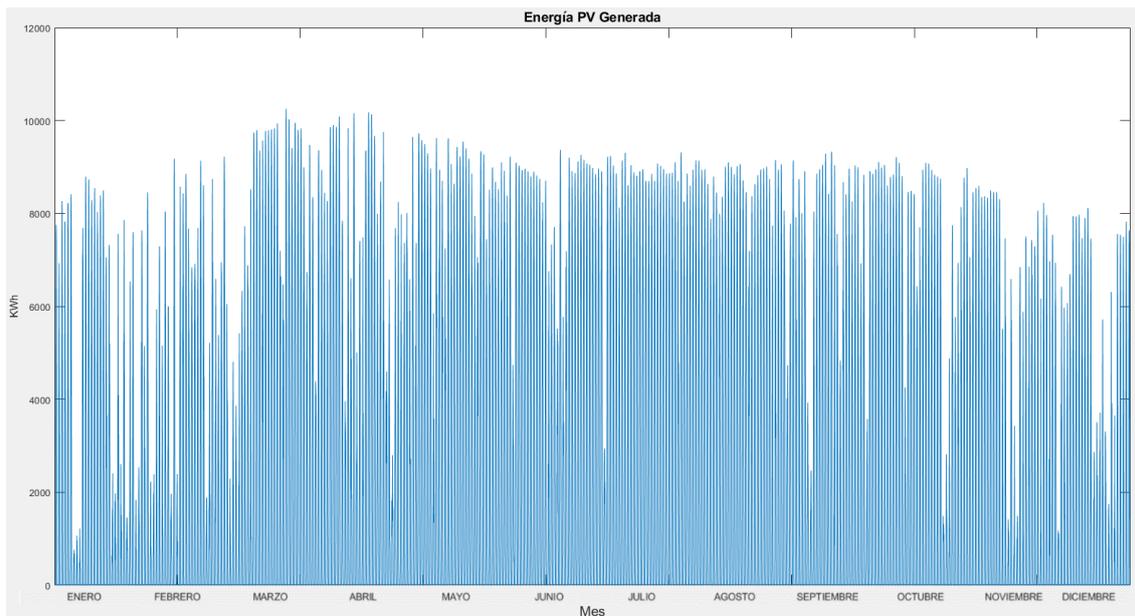


*Ilustración 54 Comparativa global y parcial de excedentes y demanda.*

Como se observa en la Ilustración 54 dentro de los perfiles que componen la VPP, se pueden distinguir diferentes perfiles de consumo. En el caso del edificio se observa un alto grado de consumo con respecto a su producción. Una de las causas se debe a la baja disponibilidad de superficie que poseen en sus tejados, impidiendo así que su demanda pueda ser cubierta por dicha tecnología. En cambio, en el caso del perfil comercial, su alta disponibilidad de superficie para instalación fotovoltaica junto con el horario comercial, el cual no cubre completamente todas las horas de luz hace que puedan producir más excedentes.

Este gráfico demuestra la gran viabilidad económica que tiene este tipo de asociaciones energéticas, ya que como se puede comprobar la VPP arroja un predominante resultado de valores negativos sobre los positivos lo que indica, mayores excedentes que consumo dentro de esta, siendo una situación muy favorable para los integrantes de la VPP a nivel monetario tanto para la compra de energía en el caso de que sea demanda por estos como para la venta dentro o fuera de la VPP.

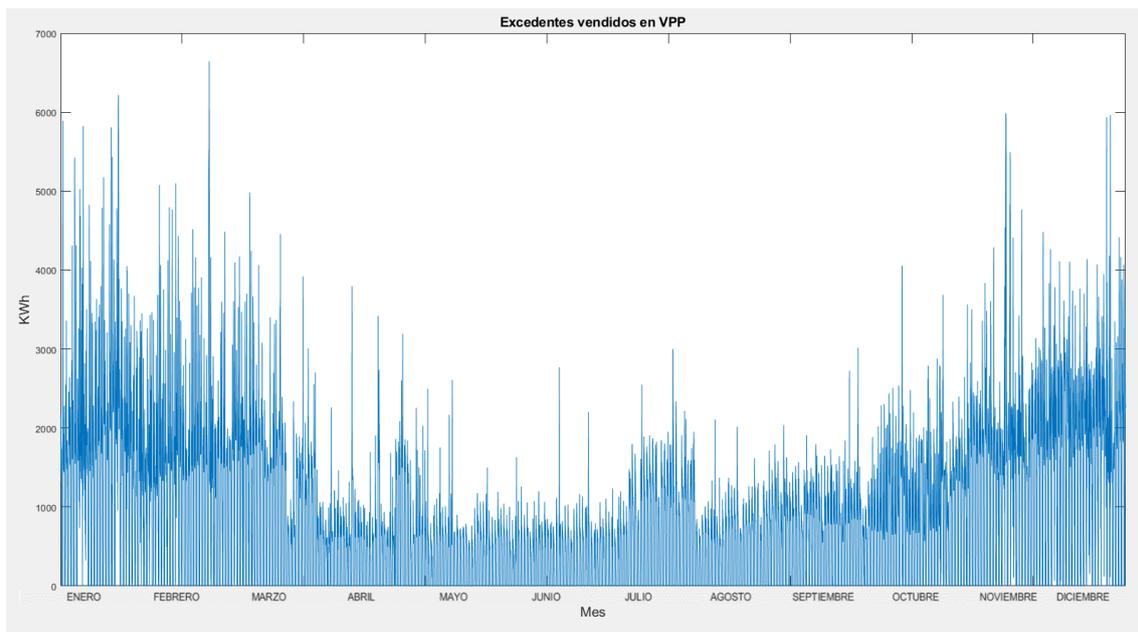
El siguiente análisis se realizará sobre la energía PV generada.



*Ilustración 55 Energía fotovoltaica generada por el conjunto de la VPP.*

En la Ilustración 55 se tiene la cantidad de energía total fotovoltaica que se ha generado en la VPP durante un año. Como es de esperar en los meses de la producción de energía fotovoltaica es mayor debido al aumento de horas de luz con respecto a otras épocas del año. También se puede observar como la mayoría de los días este tipo de instalación es capaz de cubrir las necesidades de toda la VPP haciendo a esta más rentable para todos los prosumidores de la comunidad.

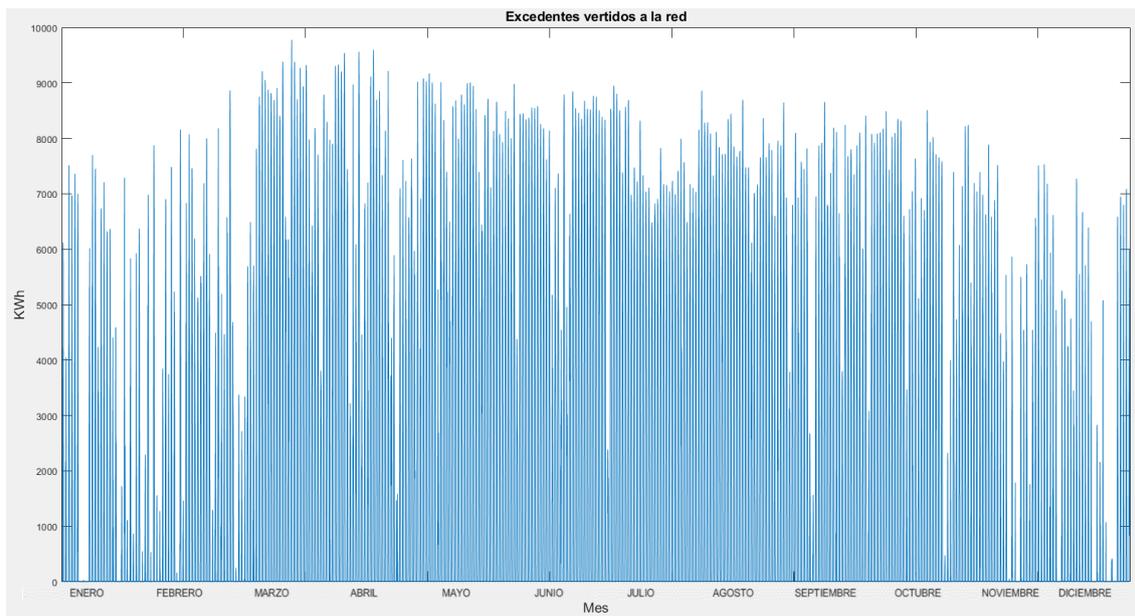
La Ilustración 56 muestra los excedentes que han sido negociados dentro de la VPP.



*Ilustración 56 Excedentes negociados dentro de la VPP.*

Como se comentaba, la imagen muestra la cantidad de excedentes de energía en KWh producida por los prosumidores, excedentes que han sido vendidos dentro de la comunidad energética, para compensar la necesidad del resto de prosumidores. Dicho resultado demuestra un impacto positivo en la economía de los integrantes de la VPP ya que las necesidades energéticas se compensan con un precio de energía menor que si estas las requiriesen de la red. El comportamiento dentro de esta gráfica es de esperar ya que la venta entre prosumidores aumenta en los meses de invierno en los que la producción solar es menor y la demanda mayor. En cambio, en los meses de verano todos los prosumidores tienen excedentes debido a la gran cantidad de horas de sol y a la menor demanda que se produce en esta época del año debido al ser una época vacacional, en la que el consumo en núcleos urbanos de viviendas disminuye notablemente, produciendo una disminución en el intercambio de energía entre prosumidores.

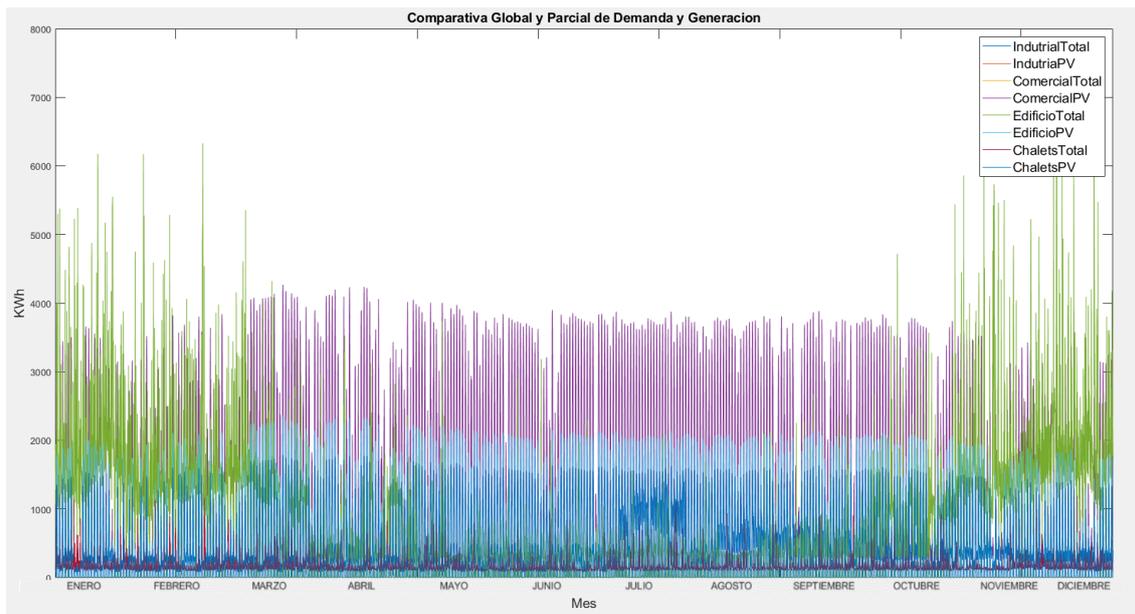
Tras el análisis sobre los excedentes vendidos dentro de la VPP la siguiente imagen representa la cantidad de flujo de energía que se ha suministrado por parte de la de la VPP a la red, cuando todas las necesidades energéticas de las comunidades han sido cubiertas.



*Ilustración 57 Excedentes vertidos a la red*

Se observa como el comportamiento de la gráfica es el esperado e inverso a la anterior gráfica comentada. En los meses estacionales de primavera y verano los excedentes vendidos a la red son superiores ya que existe una mayor producción y un menor consumo, teniendo como consecuencia un mayor vertido de excesos de energía a la red. En cambio, en los meses de otoño e invierno con un mayor consumo y un menor horas de luz, la venta de energía a la red disminuye ya que en los prosumidores se prioriza el abastecimiento de todos los componentes de la VPP.

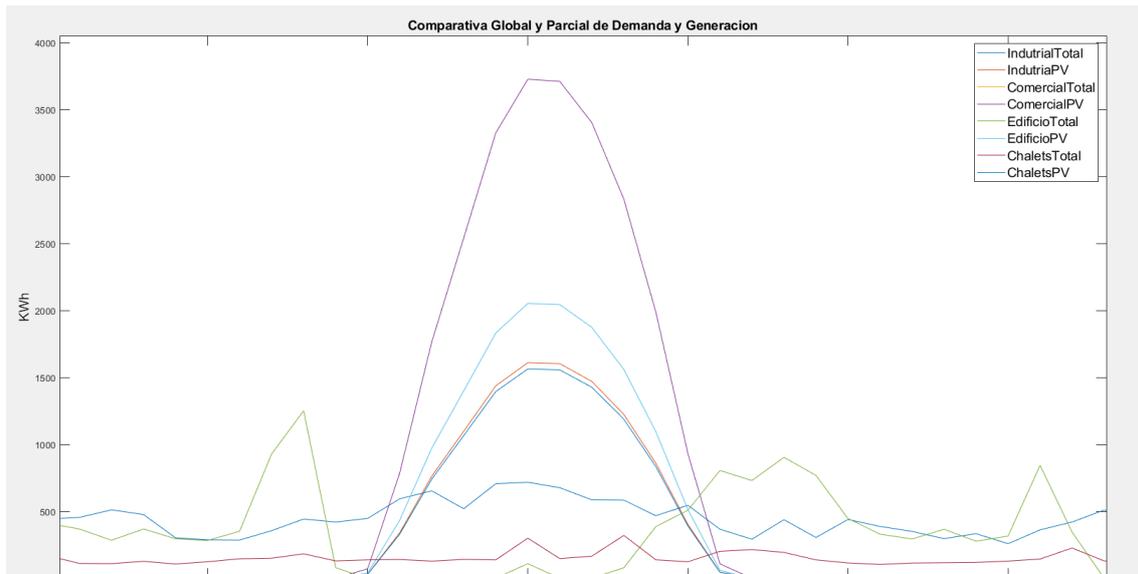
Otra comparativa que resulta interesante para el estudio es realizar un análisis global en una misma gráfica de la demanda y generación de cada una de áreas y del global de la VPP como se presenta en la siguiente imagen.



*Ilustración 58 Comparativa global y parcial entre demanda y generación.*

Dentro de este gráfico se pueden identificar los grandes consumidores y productores dentro de la VPP. Se observa como la mayoría de las instalaciones son capaces de compensar sus consumos a través de la producción de energía solar, existiendo situaciones puntuales como es el caso del área residencial de edificios en la que los meses de invierno el consumo se dispara superando en muy alto porcentaje a la generación, coincidiendo con la época de menor producción solar.

Por último, para poder acotar el análisis se realiza una pequeña captura con período de un día para poder observar más detenidamente el resultado.



*Ilustración 59 Comparativa global y parcial de las áreas de la VPP en 24 horas.*

Esta imagen muestra un día entero a modo de ejemplo, dentro de una instalación fotovoltaica sin ningún tipo de fenómeno que pueda afectar al funcionamiento normal de la instalación. Como se observa el perfil de generación de se corresponde completamente con una instalación fotovoltaica, teniendo el pico de producción en las horas centrales del día, pudiendo constatar cómo se ha comentado en la anterior imagen que la mayor parte de las instalaciones fotovoltaicas son capaces de cubrir las necesidades energéticas.

A parte del análisis gráfico ligado a los datos más técnicos sobre generación producción y consumos. También se ha realizado una simulación a nivel económico sobre los beneficios y los costes que tiene la VPP. Para ello, como en otras ocasiones se han utilizado datos reales de compra y venta de energía, con precios reales del mercado eléctrico español. Para esta simulación se han tomado diferentes casos para los análisis económicos. Todos los datos de dan en euros.

	INDUSTRIAL	COMERCIAL	EDIFICIO	CHALETS
FACTURA SIN PV	457.800€	4.700€	1.014.500€	208.100€
FACTURA COMUNIDADES PV	127.830€	-534.890€	648.670€	-62290€
FACTURA VPP	118.950€	-557.190€	625.080€	-67.530€

*Tabla 1 Comparativa económica entre las diferentes áreas y estrategia.*

A través de los resultados que se facilitan en la Tabla 1 se puede constatar, cómo se ha comentado a lo largo del trabajo, la viabilidad económica de este tipo de asociaciones de prosumidores viendo como tiene un impacto positivo en sus facturas, tanto a la hora de la compra de energía como de la venta de sus excedentes. Según se va escalando la estrategia de menos a más es decir, el caso más desfavorable sería el no tener instalación fotovoltaica, después le seguiría el poder vender y comprar energía entre prosumidores dentro del mismo área y por último funcionar como un VPP , se aprecia como los valores de las facturas van mejorando, bien por el ahorro que les supone en su consumo o porque, como es en el caso del perfil comercial y en los chalets, se arrojan resultado negativos lo que quiere decir, que generan beneficios.

## CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

A lo largo de este trabajo se han podido obtener diversas conclusiones a través de los diferentes capítulos que lo compone.

El sector energético, es un sector estratégico y del que depende la mayoría de los servicios de los que se disponen hoy en día. En esta línea, se ha podido estudiar la importancia del mercado eléctrico y como se establecen tanto sus sesiones, como los mercados que lo componen, para así poder entender cómo se establece el precio de la energía.

Se ha demostrado como la figura del prosumidor cada vez va cobrando más relevancia dentro del sistema eléctrico, derivando en la temática principal del trabajo como son las VPP. A través de los diferentes análisis, datos y demostraciones se ha comprobado como el desarrollo de estas asociaciones de prosumidores, junto con un buen sistema de gestión, son completamente viables ya que poseen una alta cantidad de beneficios como son:

- Ahorro económico en la factura para los prosumidores que forman parte de la VPP.
- Menor impacto al medioambiente.
- Mejor calidad en el suministro, sin causar interrupciones en el mismo.
- Buena gestión de los excedentes si se hace de manera controlada.
- Tecnología accesible y de fácil amortización.
- Posibles ganancias a la hora de la venta de excedentes.

Esto hace que las VPP sea el modelo de sistema de distribución de energía hacia el que el sector eléctrico debe desarrollarse.

Como trabajos futuros, existen varias temáticas relacionadas que podrían seguir el desarrollo de este TFG. En primer lugar, una de las alternativas consistiría en la integración de fuentes de almacenamiento dentro de la estrategia de la VPP, junto con otras posibles estrategias de precios. Otra alternativa que se ofrece para continuar el desarrollo de esta línea de trabajo sería implementar en una raspberry el funcionamiento del mercado para el posterior análisis de tiempo y demoras que se producen en este en la compraventa de energía.





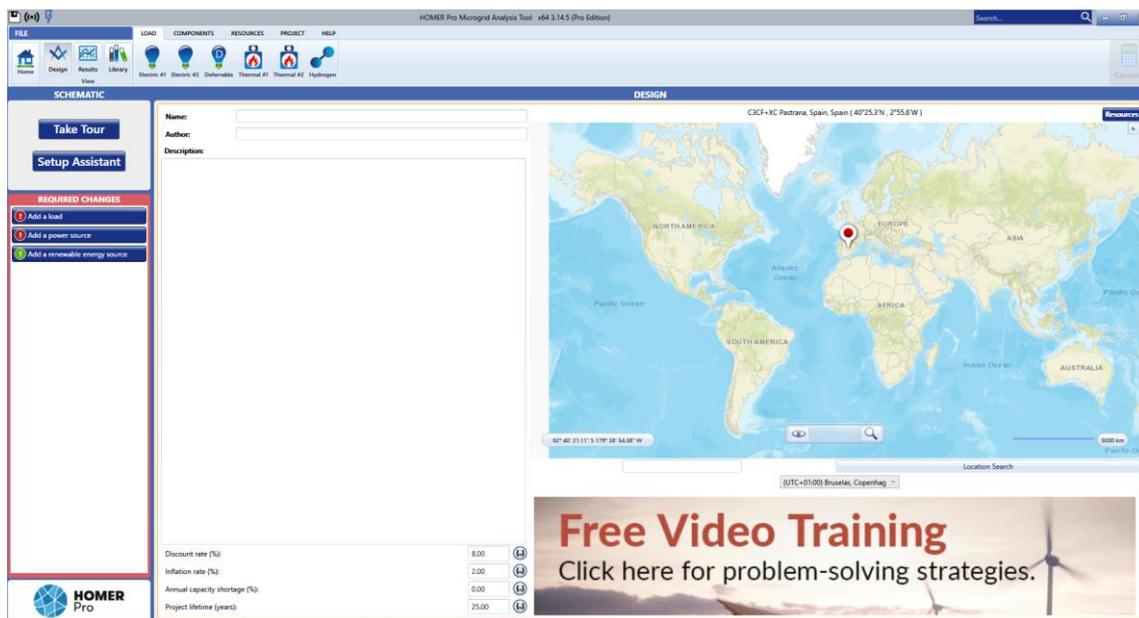
## ANEXOS

## ANEXO 1 GUÍA USO HOMER

Se ha considerado para este trabajo, realizar un pequeño manual de uso de HOMER, para así poder facilitar la lectura y el seguimiento al lector y aportar una parte académica para futuros estudiantes que quieran iniciarse en el software. Esta guía amplía los pasos necesarios para la reconstrucción de los datos presentados en las diferentes secciones del trabajo.

HOMER es un software desarrollado por Homer Energy para la optimización del diseño de microrredes. Dicho software puede ser utilizado en todos los ámbitos desde dimensionamiento de pequeñas instalaciones a diseño de grandes plantas industriales o todo tipo de infraestructuras críticas.

Tras la activación de licencia y el resto de procesos para poder lanzar HOMER Pro, se encuentra la Ilustración 60.

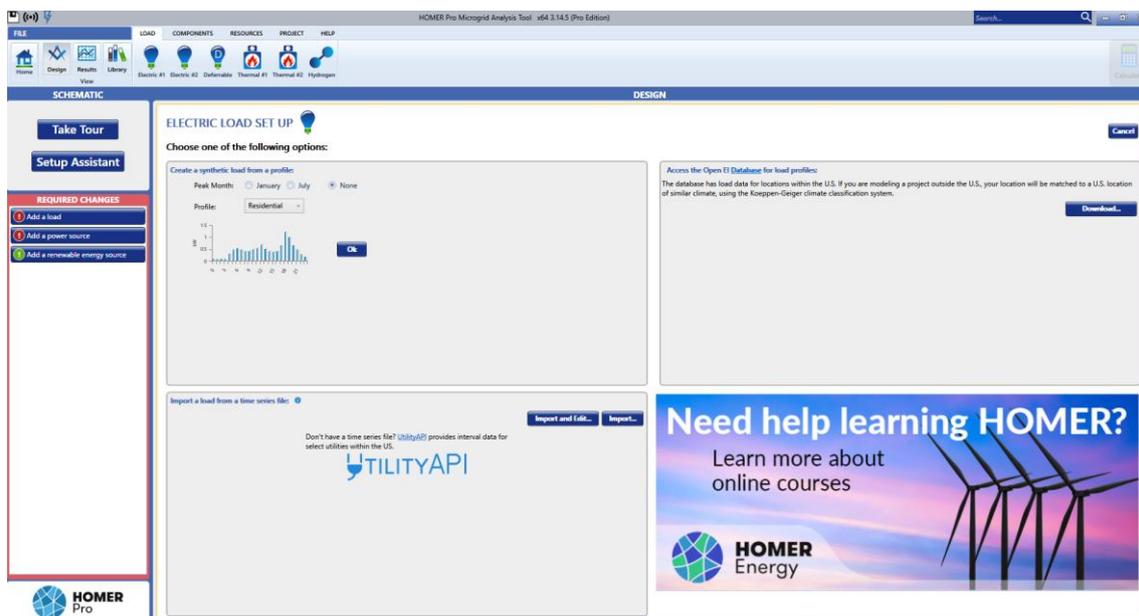


*Ilustración 60 Pantalla de inicio de HOMER PRO.*

En primer lugar, HOMER da la posibilidad de ubicar nuestro proyecto en cualquier punto geográfico. Para ello simplemente se debe arrastrar el marcador a la localización geográfica deseada. Tras la selección de la ubicación, se introducirán los datos representarán la carga eléctrica del sistema. Para ello dentro de la pantalla de inicio, en la pestaña de diseño se elige la opción Load.

Una vez seleccionada la pestaña, se pulsa sobre el icono electric. En este apartado se introducirán los datos de la carga que se desea manejar. En el caso de los capítulos 3 y 4 se irán introduciendo diferentes cargas según el perfil de consumo.

A continuación, tras realizar los pasos anteriores se llega a la ventana gráfica de la Ilustración 61.



*Ilustración 61 Menu inicio pestaña Load*

Homer plantea 3 opciones para el diseño de la carga. En primer lugar, en la parte superior izquierda, el programa da la posibilidad de introducir un perfil lo preestablecido, dentro de los perfiles más comunes de demanda. Las opciones que nos plantea son:

- Residencial
- Commercial
- Industrial
- Community
- Blank

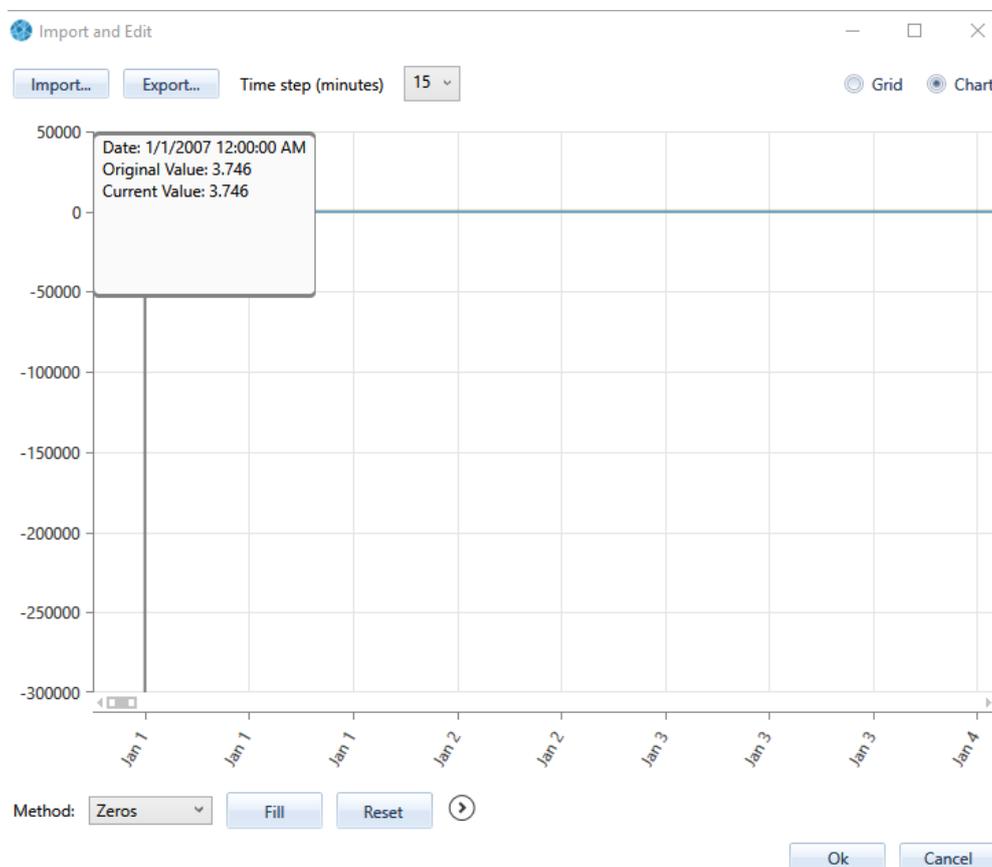
También ofrece la posibilidad de elegir en que época del año se quiere que la carga alcance su pico máximo de demanda, siendo esta enero o julio.

Otra de las opciones que ofrece y que se puede observar en la pestaña superior derecha es la posibilidad de descarga los datos de demanda a través de una base de datos que posee el software, pero únicamente son perfiles localizados en Estados Unidos.

Por último, HOMER permite cargar los datos de manera externa a través de un archivo, con el formato correcto, esta ha sido la opción elegida en nuestro caso de estudio.

Para ello en primer lugar se tienen dos opciones. Se puede importar de manera directa o importar y editar los datos. Import se suele utilizar cuando los datos se han muestreado cada 60 min. Como el fundamento de este trabajo es que las VPP trabajen en el mercado intradiario continuo el muestreo de datos se debe producir cada 15 minutos. Tras elegir la opción import and edit, nos dará la opción de elegir el archivo, dicho archivo será el tratado anteriormente.

Una vez cargados los datos se tiene la Ilustración 62.

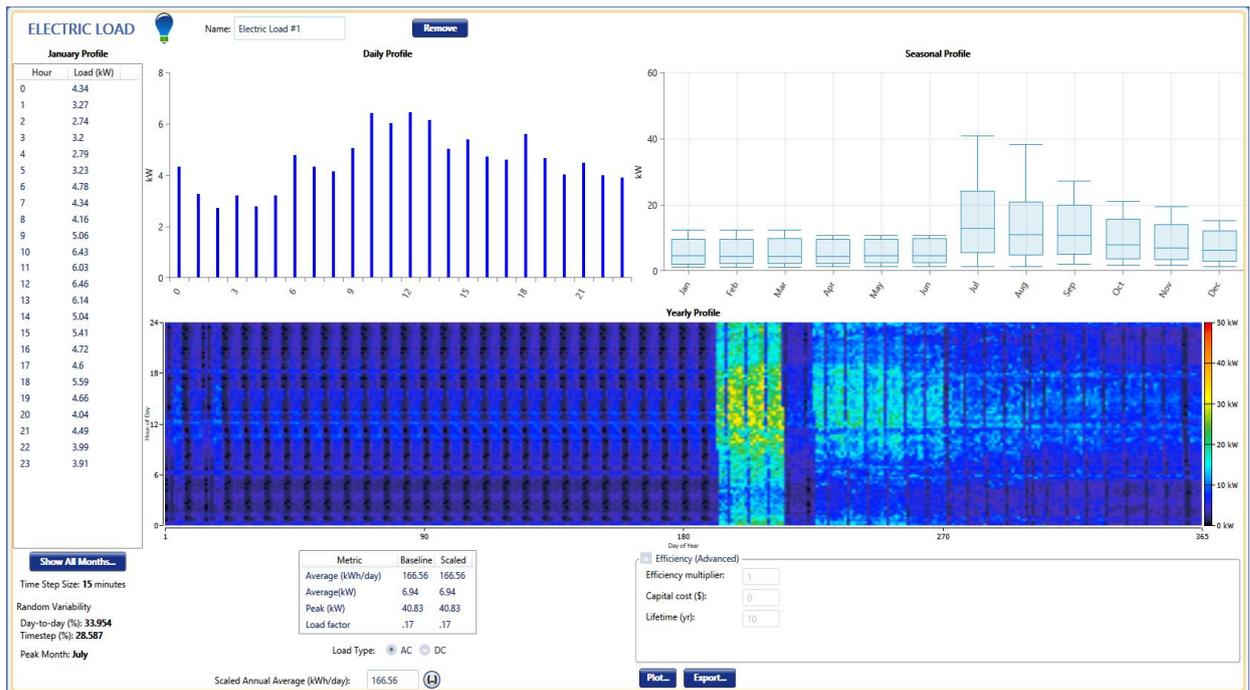


*Ilustración 62 Muestreo de datos cada 15 min*

En ella se comprueba que la carga de datos se ha realizado de forma correcta. También se debe fijar el periodo de muestreo con el que se quiere que se tomen los datos. Como se ha comentado antes. Dicho periodo se tomará cada 15 minutos.

Homer ofrece la posibilidad de realizar dos tipos de interpolaciones con los datos. Mediante Zeros o Linear, las diferencias para este caso son mínimas por lo que nos será indiferente utilizar un método u otro, en nuestro caso se utiliza el que viene por defecto que es Zero. Se selecciona la opción Fill y OK.

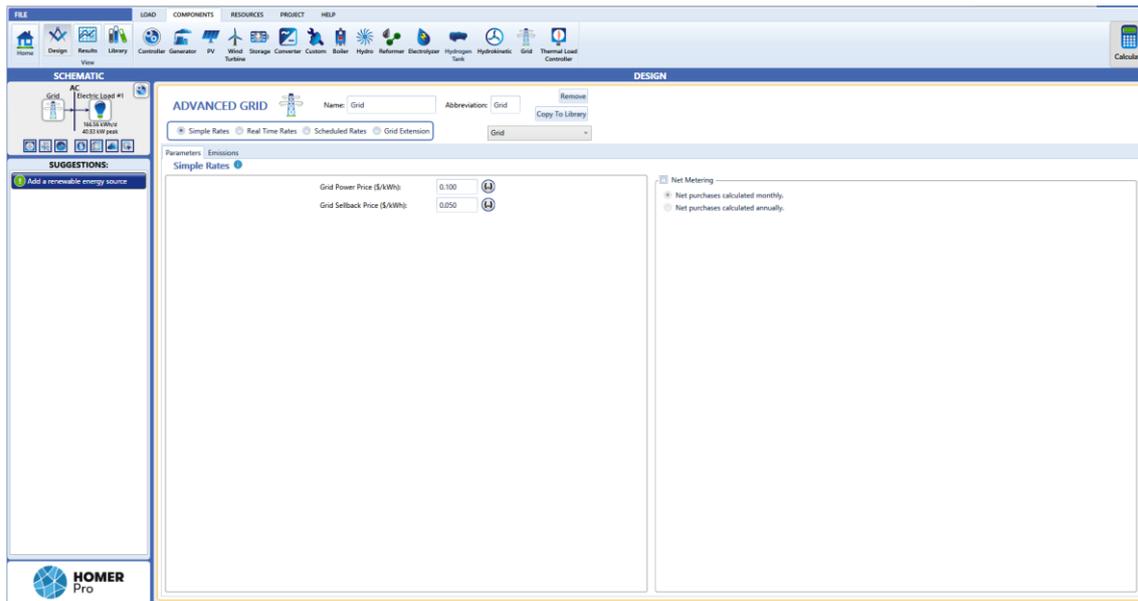
Tras todo este proceso se deberá obtener una imagen parecida a la Ilustración 63 ya que sus gráficas dependerán de la carga introducida.



*Ilustración 63 Ventana de información sobre la carga*

Como se puede comprobar el programa proporciona una amplia información sobre la carga, que le será muy útil al usuario para poder realizar un estudio previo sobre ella para la implantación de nuevas fuentes de energía.

Tras introducir la carga el próximo paso será incluir una fuente de energía. El software ofrece la posibilidad de introducir fuentes de energía de todo tipo. En el caso que se aplica, se hará uso de una fuente de energía del tipo grid. Dicha estructura se encuentra en el apartado componentes. Una vez seleccionado se dispone la Ilustración 64.



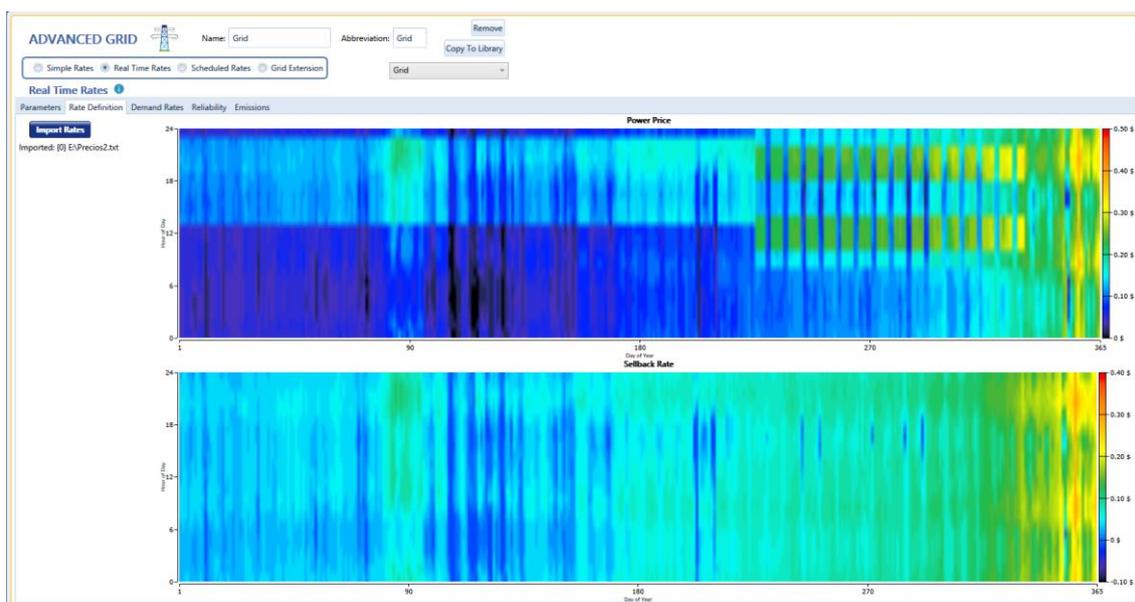
*Ilustración 64 Configuración de la ventana grid.*

Dentro de este tipo de fuente se ofrecen múltiples opciones, con las que se pueden trabajar. En los capítulos 3 y 4, se analizará el estudio con datos de precios reales del año 2021. Para ello se ha accedido a través de la plataforma ESIOS.

Estos precios han sido extraídos para poder implementarlos a la red de generación que va a portar la energía a nuestro sistema y poder obtener un análisis lo más ajustado a la realidad posible. Para ello se hará uso de la opción correspondiente que nos ofrece HOMER para introducir los precios.

Para modelar precios en tiempo real, debe crear un archivo de entrada con dos columnas de datos, una para el precio de la energía (en \$ / kWh) en cada paso de tiempo y otra para la tasa de venta (en \$ / kWh) en cada paso de tiempo. El archivo de datos debe contener una línea de datos para cada paso de tiempo de un año: 8760 líneas para datos por hora, 35,040 líneas para datos de 15 minutos, 52,560 para datos de 10 minutos, etc. Se pueden importar datos con cualquier paso de tiempo hasta un minuto. La primera entrada en el archivo debe corresponder a la 00:00 del lunes 1 de enero del año sobre el que se va a realizar el estudio, siendo en el caso de este trabajo como se ha comentado antes el 2021. El archivo no puede contener información de encabezado, por lo que cada línea del archivo solo debe contener dos números separados por comas o tabulaciones.

Previo a cargar los valores de los precios en nuestro proyecto, para que el programa admita los valores de manera correcta se deben cambiar de formato de .xls a archivo .txt, ya que la red ESIOS proporciona la descarga de datos en archivos .xls. Tras el cambio de formato se dispone a introducir los precios de la red dentro de la pestaña components clicaremos en grid y en real time rates. Cuando ya se tiene dichos pasos se selecciona la opción rate definition, import rates y añadimos el archivo del cual deseamos cargar los precios, dando como resultado la Ilustración 65

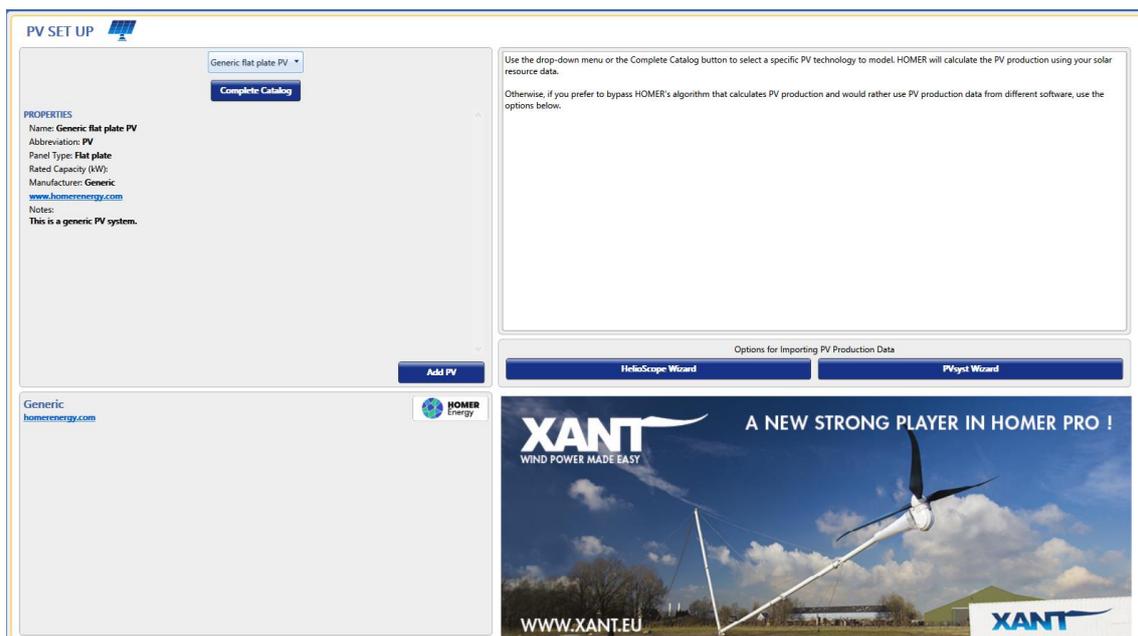


*Ilustración 65 Mapas de datos sobre los precios reales.*

Tras estos pasos se obtienen dos mapas de datos. Dentro de la imagen, el mapa de la parte superior muestra el precio de la red eléctrica, es decir el precio de compra de energía a la red. En la parte inferior se encuentra el precio de venta posterior a la red es decir el precio que la empresa de servicios públicos paga por la energía que vende a la red.

## PANELES FOTOVOLTAICOS

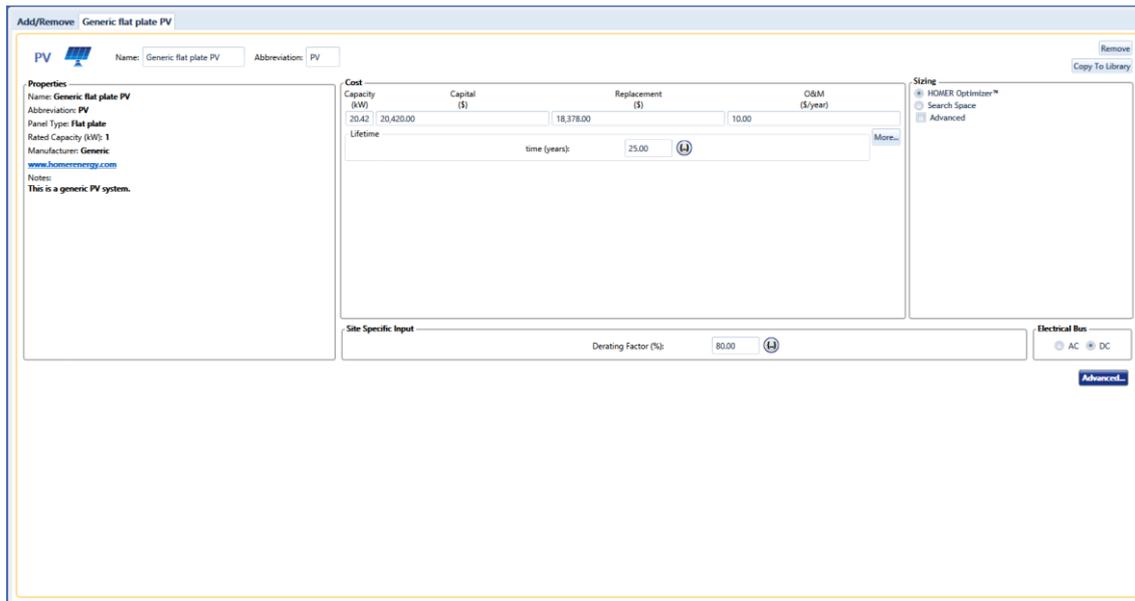
Una vez que se tiene los elementos principales que conforman un sistema eléctrico (generador-carga), se añadirán las fuentes de energía renovable. Como la mayoría de los casos, los prosumidores por sencillez de instalación utilizan como fuente de energía renovable los paneles fotovoltaicos. Para poder implementar este recurso en HOMER se seleccionará la opción PV, tras clicar aparecerá una ventana como la que aparece en la Ilustración 66:



*Ilustración 66 pantalla inicio generar paneles fotovoltaicos*

El software ofrece dos posibilidades. En primer lugar, el usuario podrá generar y modelar el panel a través de la opción Add PV, la cual será la seleccionada para el estudio. Aun así, HOMER da la posibilidad de poder importar datos de proyectos fotovoltaicos de otros softwares, utilizados en el ámbito comercial como son PVSyst y HelioScope.

El siguiente paso será configurar los diferentes parámetros del sistema de generación renovable, como en la Ilustración 67

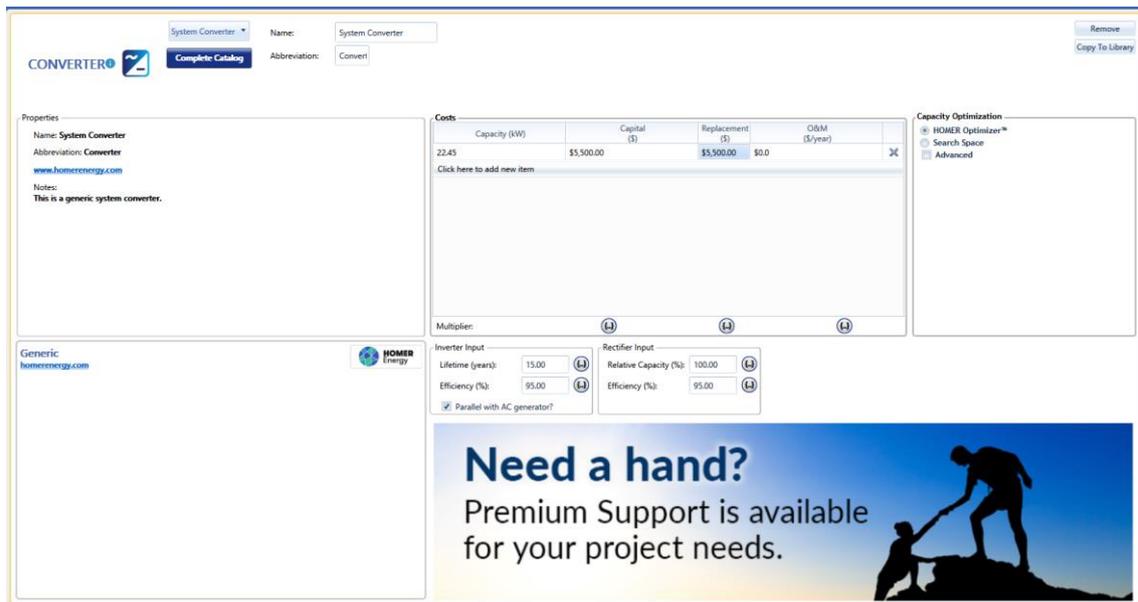


*Ilustración 67 Configuración de parámetros PV*

Otra de las consideraciones que se han tenido a la hora de realizar este proyecto en los diferentes capítulos es que la aportación de energía renovable al sistema será de un 50% del valor de su potencia pico. Al nivel de vida de los paneles se acepta una media de 25 años de vida ya que es el promedio de vida de un panel fotovoltaico. Otras de las variables que se debe tener en cuenta son el coste del capital inicial, el coste por remplazo por kilovatio del sistema fotovoltaico y por último los costes anuales de operación y mantenimiento. Para la estimación de dichos costes se ha considerado que el precio por vatio en un panel fotovoltaico es de aproximadamente 1 €, dicho precio se ha considerado tras un análisis previo de los costes de los sistemas fotovoltaicos en el mercado. En el caso del coste de remplazo por fin de vida útil o por rotura, el valor del vatio será algo menor ya que debido a garantías o descuentos por estrategias comerciales las marcas suelen reducir precios a sus clientes. Por último, se obtienen los costes de operación y mantenimiento por kilovatio, que vienen derivados de mantenimiento de paneles a través de periódicas revisiones del sistema por técnicos cualificados.

## INVERSOR

Tras agregar el sistema fotovoltaico se procede a la selección de un inversor para poder acoplar los paneles fotovoltaicos a la instalación eléctrica de la infraestructura. Para ello como en anteriores ocasiones a través de la pestaña componentes accediendo al icono converter, se mostrará una ventana como la Ilustración 68.



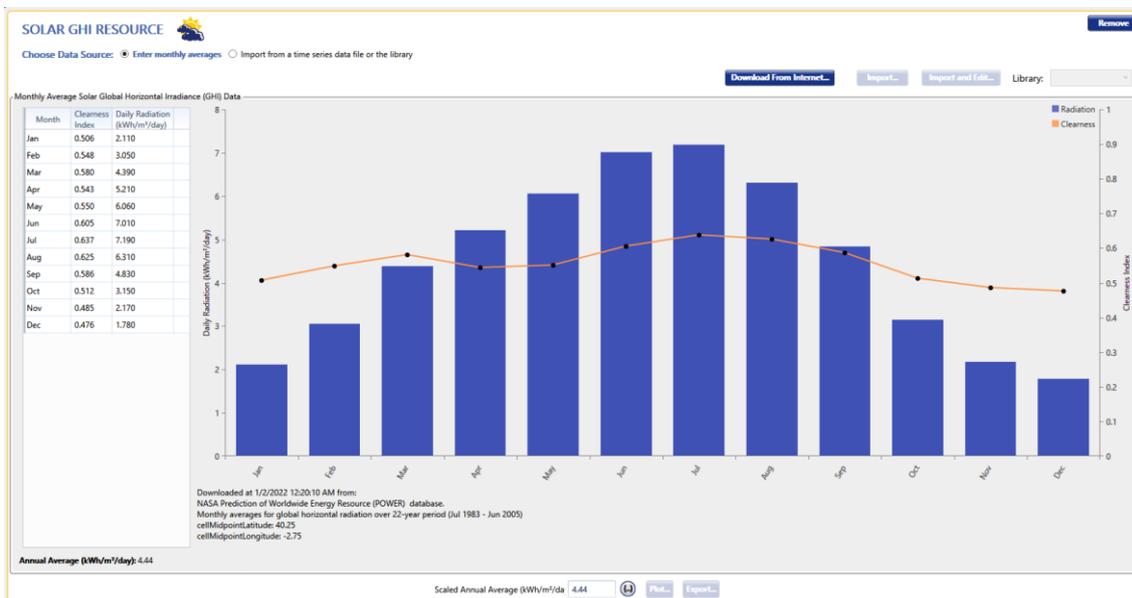
*Ilustración 68 Configuración de parámetros del inversor*

Dentro de la casilla “capacity” se elegirá el valor del convertidor en KW, pudiendo modificar tanto su precio de inversión, como sus costes de operación y mantenimiento, eficiencia y demás.

## INTRODUCCIÓN DE LA GHI

Una vez se ha introducido todos los componentes necesarios del sistema, Homer indica que se debe añadir la GHI, es decir la irradiancia horizontal global, la cual se define como la radiación solar total incidente sobre una superficie horizontal. Dicha irradiancia es la suma de la irradiancia horizontal difusa la irradiancia normal directa y la irradiancia reflejada en el suelo. HOMER utiliza Solar GHI para calcular la salida fotovoltaica de panel plano. Como en la mayoría de las opciones de configuración de parámetros que nos ofrece HOMER se tienen dos opciones de fuentes para toma de datos, una de ellas

es importarlo desde un archivo .csv. o .txt o si no el poder descargar los datos de las bases de datos que posee el programa seleccionando la opción de Download from internet mostrando el gráfico de la Ilustración 69.



*Ilustración 69 Perfil GHI durante un año*

## ANEXO 2 CÓDIGO PARA LA OBTENCIÓN DE GRÁFICAS Y RESULTADOS

En este anexo se presenta el código utilizado en el Capítulo 5 de este documento para la obtención de los diferentes resultados.

```

1 - clear all
2 - close all
3 - load('VPPMatlab.mat')
4 - plot(VPPMatlab.IndustriaTotal)
5 - %Cálculo de la factura para cada uno de los conjuntos sin EV
6
7 - for i=1:length(VPPMatlab.Compra)
8 -     factura_Industria_sin_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.IndustriaTotal(i);
9 -     factura_Comercial_sin_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.ComercialTotal(i);
10 -    factura_Edificio_sin_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.EdificioTotal(i);
11 -    factura_Chalets_sin_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.ChaletsTotal(i);
12 - end
13
14
15 - FACTURAS_SIN_EV=[sum(factura_Industria_sin_EV),sum(factura_Comercial_sin_EV),sum(factura_Edificio_sin_EV),sum(factura_Chalets_sin_EV)]
16
17 - %Metemos la factura a nivel de comunidad energética entre los miembros de cada area
18
19 - for i=1:length(VPPMatlab.Compra)
20 -     if VPPMatlab.DiferenciaIndustria(i)>0
21 -         factura_Industria_con_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.DiferenciaIndustria(i);
22 -     else
23 -         factura_Industria_con_EV(i)=VPPMatlab.Venta(i)*VPPMatlab.DiferenciaIndustria(i);
24 -     end
25
26 -     if VPPMatlab.DiferenciaComercial(i)>0
27 -         factura_Comercial_con_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.DiferenciaComercial(i);
28 -     else
29 -         factura_Comercial_con_EV(i)=VPPMatlab.Venta(i)*VPPMatlab.DiferenciaComercial(i);
30 -     end
31
32 -     if VPPMatlab.DiferenciaEdificio(i)>0
33 -         factura_Edificio_con_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.DiferenciaEdificio(i);
34 -     else
35 -         factura_Edificio_con_EV(i)=VPPMatlab.Venta(i)*VPPMatlab.DiferenciaEdificio(i);
36 -     end
37
38 -     if VPPMatlab.DiferenciaChalets(i)>0
39 -         factura_Chalets_con_EV(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPMatlab.DiferenciaChalets(i);
40 -     else
41 -         factura_Chalets_con_EV(i)=VPPMatlab.Venta(i)*VPPMatlab.DiferenciaChalets(i);
42 -     end
43 - end
44
45 - BALANCES_ENERGETICOS_COMUNIDADES=[sum(VPPMatlab.DiferenciaIndustria),sum(VPPMatlab.DiferenciaComercial),sum(VPPMatlab.DiferenciaEdificio),sum(VPPMatlab.DiferenciaChalets)]
46
47 - FACTURAS_ComunidadesEV=[sum(factura_Industria_con_EV),sum(factura_Comercial_con_EV),sum(factura_Edificio_con_EV),sum(factura_Chalets_con_EV)]
48
49 - %VPP venta libre a precio medio
50 - %Simplificaci3n toda la VPP como un todo
51 - VPPTotal_Diferencia=VPPMatlab.DiferenciaIndustria+VPPMatlab.DiferenciaComercial+VPPMatlab.DiferenciaEdificio+VPPMatlab.DiferenciaChalets;
52
53 - for i=1:length(VPPMatlab.Compra)
54 -     if VPPTotal_Diferencia(i)>0
55 -         factura_VPPTotal(i)=VPPMatlab.Compra(i)*VPPTotal_Diferencia(i);
56 -     else
57 -         factura_VPPTotal(i)=VPPMatlab.Venta(i)*VPPTotal_Diferencia(i);
58 -     end
59 - end
60
61
62 - %Calculando Beneficio de cada Comunidad dentro de la VPP
63 - VPP_Excedente_parcial=zeros(1,length(VPPMatlab.Compra));
64 - VPP_Demanda_parcial=zeros(1,length(VPPMatlab.Compra));
65 - for i=1:length(VPPMatlab.Compra)
66 -     %todos los excedentes parciales se pueden vender dentro de la comunidad
67 -     if VPPMatlab.DiferenciaIndustria(i)>0
68 -         VPP_Demanda_parcial(i)=VPP_Demanda_parcial(i)+VPPMatlab.DiferenciaIndustria(i);
69 -     else
70 -         VPP_Excedente_parcial(i)=VPP_Excedente_parcial(i)+VPPMatlab.DiferenciaIndustria(i);
71 -     end
72
73 -     if VPPMatlab.DiferenciaComercial(i)>0
74 -         VPP_Demanda_parcial(i)=VPP_Demanda_parcial(i)+VPPMatlab.DiferenciaComercial(i);
75 -     else
76 -         VPP_Excedente_parcial(i)=VPP_Excedente_parcial(i)+VPPMatlab.DiferenciaComercial(i);
77 -     end
78
79 -     if VPPMatlab.DiferenciaEdificio(i)>0
80 -         VPP_Demanda_parcial(i)=VPP_Demanda_parcial(i)+VPPMatlab.DiferenciaEdificio(i);

```

```

80     VFP_Demanda_parcial(i)=VFP_Demanda_parcial(i)+VFPMatlab.DiferenciaEdificio(i);
81
82     else
83         VFP_Excedente_parcial(i)=VFP_Excedente_parcial(i)+VFPMatlab.DiferenciaEdificio(i);
84     end
85
86     if VFPMatlab.DiferenciaChalets(i)>0
87         VFP_Demanda_parcial(i)=VFP_Demanda_parcial(i)+VFPMatlab.DiferenciaChalets(i);
88     else
89         VFP_Excedente_parcial(i)=VFP_Excedente_parcial(i)+VFPMatlab.DiferenciaChalets(i);
90     end
91 end
92
93 $PRECIO DE COMPRA/VENTA DE ENERGIA EN LA VFP
94 $partir de fijo en la mitad de la compra venta de mercado pero es
95 $ sencillo modificarlo por ejemplo con los factores
96 for i=1:length(VFPMatlab.Compra)
97     PRECIO_VFP(i)=(VFPMatlab.Compra(i)+VFPMatlab.Venta(i))/2;
98 end
99
100
101 for i=1:length(VFPMatlab.Compra)
102
103     if VFPTotal_Diferencia(i)>0 %Se compra energía a a red por lo que todos los excedentes se venden
104         %dentro de la VFP
105         FACTOR_VENTA(i)=1;
106         FACTOR_COMPRA(i)=abs(VFP_Excedente_parcial(i)/VFP_Demanda_parcial(i));
107     else %Muy más excedentes por lo que parte se venderán a red
108         FACTOR_VENTA(i)=abs(VFP_Demanda_parcial(i)/VFP_Excedente_parcial(i));
109         FACTOR_COMPRA(i)=1;
110     end
111
112     if VFPMatlab.DiferenciaIndustria(i)>0
113         factura_Industria_con_VFP(i)=VFPMatlab.Compra(i)*(1-FACTOR_COMPRA(i))+VFPMatlab.DiferenciaIndustria(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_COMPRA(i)+VFPMatlab.DiferenciaIndustria(i);
114     else
115         factura_Industria_con_VFP(i)=VFPMatlab.Venta(i)*(1-FACTOR_VENTA(i))+VFPMatlab.DiferenciaIndustria(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_VENTA(i)+VFPMatlab.DiferenciaIndustria(i);
116     end
117
118     if VFPMatlab.DiferenciaComercial(i)>0
119         factura_Comercial_con_VFP(i)=VFPMatlab.Compra(i)*(1-FACTOR_COMPRA(i))+VFPMatlab.DiferenciaComercial(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_COMPRA(i)+VFPMatlab.DiferenciaComercial(i);
120     else
121         factura_Comercial_con_VFP(i)=VFPMatlab.Venta(i)*(1-FACTOR_VENTA(i))+VFPMatlab.DiferenciaComercial(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_VENTA(i)+VFPMatlab.DiferenciaComercial(i);
122     end
123
124     if VFPMatlab.DiferenciaEdificio(i)>0
125         factura_Edificio_con_VFP(i)=VFPMatlab.Compra(i)*(1-FACTOR_COMPRA(i))+VFPMatlab.DiferenciaEdificio(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_COMPRA(i)+VFPMatlab.DiferenciaEdificio(i);
126     else
127         factura_Edificio_con_VFP(i)=VFPMatlab.Venta(i)*(1-FACTOR_VENTA(i))+VFPMatlab.DiferenciaEdificio(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_VENTA(i)+VFPMatlab.DiferenciaEdificio(i);
128     end
129
130     if VFPMatlab.DiferenciaChalets(i)>0
131         factura_Chalets_con_VFP(i)=VFPMatlab.Compra(i)*(1-FACTOR_COMPRA(i))+VFPMatlab.DiferenciaChalets(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_COMPRA(i)+VFPMatlab.DiferenciaChalets(i);
132     else
133         factura_Chalets_con_VFP(i)=VFPMatlab.Venta(i)*(1-FACTOR_VENTA(i))+VFPMatlab.DiferenciaChalets(i)+PRECIO_VFP(i)*FACTOR_VENTA(i)+VFPMatlab.DiferenciaChalets(i);
134     end
135 end
136
137 FACTURAS_ComunidadesVFP=sum(factura_Industria_con_VFP),sum(factura_Comercial_con_VFP),sum(factura_Edificio_con_VFP),sum(factura_Chalets_con_VFP)
138 Sum_Facturas=sum(FACTURAS_ComunidadesVFP)
139
140 sum(VFP_Demanda_parcial)
141 sum(VFP_Excedente_parcial)
142 Sum_parcialesVFP=sum(VFP_Demanda_parcial)+sum(VFP_Excedente_parcial)
143
144 sum(VFPTotal_Diferencia)
145 sum(factura_VFPTotal)
146
147 EnergiaVFPTotal=VFPMatlab.IndustriaPV+VFPMatlab.ComercialPV+VFPMatlab.EdificioPV+VFPMatlab.ChaletsPV
148
149
150 for i=1:length(VFPTotal_Diferencia)
151
152     if VFPTotal_Diferencia(i)<0
153         Energiared(i)=VFPTotal_Diferencia(i);
154     end
155 end
156
157 for i=1:length(VFPTotal_Diferencia)
158
159     if VFPTotal_Diferencia(i)>0
160         EnergiaVFP(i)=VFPTotal_Diferencia(i);
161     end
162 end
163 Energiared=abs(Energiared)

```

---

```

164
165 set(figure, 'Position', [560 600 560 200])
166
167 figure(1)
168 plot(VFPTotal_Diferencia)
169 hold on;
170 plot(VFPMatlab.DiferenciaIndustria)
171 hold on;
172 plot(VFPMatlab.DiferenciaComercial)
173 hold on;
174 plot(VFP_Demanda_parcial)
175 hold on;
176 plot(VFPMatlab.DiferenciaChalets)
177 legend('VFP', 'Industria', 'Comercial', 'Edificio', 'Chalets', 'FontSize', 14)
178 title('Comparativa Global y Parcial de Excedentes y Demanda', 'FontSize', 14)
179 xlabel('Mes', 'FontSize', 14)
180 ylabel('kWh', 'FontSize', 14)
181 xlim([0 8760])
182
183 figure(2)
184 plot(VFPTotal_Diferencia)
185 xlim([0 8760])
186
187 figure(5)
188
189 plot(VFPMatlab.Compra)
190 hold on
191 plot(VFPMatlab.Venta)
192 title('Comparativa Precio de Compra y Venta de Energia', 'FontSize', 14)
193 legend('Compra', 'Venta', 'FontSize', 14)
194 xlabel('Mes', 'FontSize', 14)
195 ylabel('€/kWh', 'FontSize', 14)
196 xlim([0 8760])
197
198 figure(6)
199
200 plot(VFP_Excedente_parcial)
201 title('Excedentes de la VFP', 'FontSize', 14)
202 xlabel('Mes', 'FontSize', 14)
203 ylabel('kWh', 'FontSize', 14)
204 xlim([0 8760])
205
206 figure(7)

```

```
207 - plot(EnergiaVFFTtotal)
208 - title('Energia PV Generada','FontSize',14)
209 - xlabel('Mes','FontSize',14)
210 - ylabel('KWh')
211 - xlim([0 8760])
212
213 - figure(8)
214
215 - plot(Energiared)
216 - title('Excedentes vertidos a la red','FontSize',14)
217 - xlabel('Mes','FontSize',14)
218 - ylabel('KWh','FontSize',14)
219 - xlim([0 8760])
220
221 - figure(9)
222
223 - plot(EnergiaVFP)
224 - title('Excedentes vendidos en VFP','FontSize',14)
225 - xlabel('Mes','FontSize',14)
226 - ylabel('KWh','FontSize',14)
227 - xlim([0 8760])
228
229 - figure(10)
230 - plot(VFPMatlab.IndustriaTotal)
231 - hold on;
232 - plot(VFPMatlab.IndustriaPV)
233 - hold on;
234 - plot(VFPMatlab.ComercialTotal)
235 - hold on;
236 - plot(VFPMatlab.ComercialPV)
237 - hold on;
238 - plot(VFPMatlab.EdificioTotal)
239 - hold on;
240 - plot(VFPMatlab.EdificioPV)
241 - hold on;
242 - plot(VFPMatlab.ChaletsTotal)
243 - hold on;
244 - plot(VFPMatlab.ChaletsPV)
245 - hold on;
246 - legend('IndustrialTotal','IndustriaPV','ComercialTotal','ComercialPV','EdificioTotal','EdificioPV','ChaletsTotal','ChaletsPV','FontSize',14)
247 - title('Comparativa Global y Parcial de Demanda y Generacion','FontSize',14)
248 - xlabel('Mes','FontSize',14)
249 - ylabel('KWh','FontSize',14)
```

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] <https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-adelanta-a-2027-el-cierre-de-todas-sus-centrales-de-carbon-en-espana/>
- [2] <https://elperiodicodelaenergia.com/putin-corta-el-grifo-del-gas-y-europa-se-echa-a-temblar-el-precio-se-va-por-encima-de-los-160-e-mwh/>
- [3] <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [4] M. Gayo, C. Santos, F. J. R. Sánchez, P. Martín, J. A. Jiménez and M. Tradacete, "Addressing Challenges in Prosumer-Based Microgrids With Blockchain and an IEC 61850-Based Communication Scheme," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 201806-201822, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3036340.
- [5] G. Moreno, P. Martín, C. Santos, F. J. Rodríguez and E. Santiso, "A Day-Ahead Irradiance Forecasting Strategy for the Integration of Photovoltaic Systems in Virtual Power Plants," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 204226-204240, 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.3036140.
- [6] <https://www.imnovation-hub.com/es/energia/que-es-una-virtual-power-plant>
- [7] H. Zhao, B. Wang, Z. Pan, H. Sun, Q. Guo and Y. Xue, "Aggregating Additional Flexibility From Quick-Start Devices for Multi-Energy Virtual Power Plants," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 646-658, Jan. 2021, doi: 10.1109/TSTE.2020.3014959.
- [8] <https://energia.gob.es/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>
- [9] <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/que-es-la-cnmc>
- [10] [https://es.wikipedia.org/wiki/Mercado\\_el%C3%A9ctrico\\_de\\_Espa%C3%B1a](https://es.wikipedia.org/wiki/Mercado_el%C3%A9ctrico_de_Espa%C3%B1a)
- [11] <https://www.energigreen.com/mercado-electrico-espanol/>
- [12] <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/8098527/01/17/Como-funciona-el-mercado-electrico-en-Espana-y-como-podria-mejorarse.html>
- [13] <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de->



[27] Market Framework for Local Energy Trading: A Review of Potential Designs and Market Clearing Approaches Mohsen Khorasany, Yateendra Mishra\*, Gerard Ledwich

[28] Su, W. and Huang, A.Q., 'Proposing a Electricity Market Framework for the Energy Internet', Proc. IEEE PES Gen. Meet., Vancouver, BC, Canada, July 2015, pp. 1-5

[29] [https://data.open-power-system-data.org/household\\_data/2020-04-15](https://data.open-power-system-data.org/household_data/2020-04-15)

[30] AYUDA SOFTWARE HOMER PRO

[31] Analysis of the potential for PV rooftop prosumer production: Technical, economic and environmental assessment for the city of Valencia (Spain) Tom as Gomez-Navarro, Tommaso Brazzini\*, David Alfonso-Solar, Carlos Vargas-Salgado

[32] <https://kronoshomes.com/blog/2021/11/04/cuantos-kwh-consume-de-media-una-casa-al-dia/>

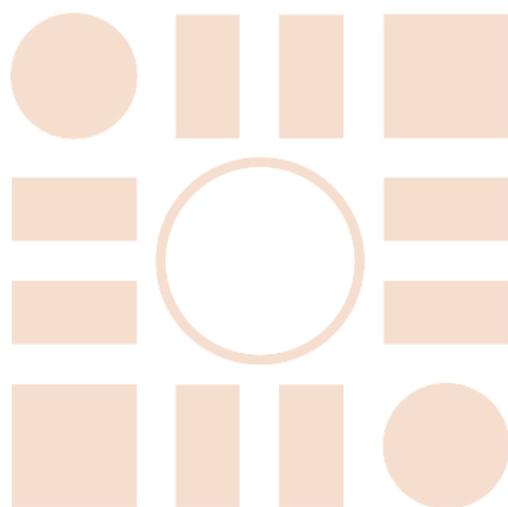
[33] <https://selectra.es/energia/tramites/potencia-electrica-contratada>

[34] <https://repositorio.upct.es/xmlui/bitstream/handle/10317/5213/tfg670.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[35] <https://elblogenergia.com/article/cual-es-el-consumo-electrico-de-una-nave-industrial>



Universidad de Alcalá  
Escuela Politécnica Superior



ESCUELA POLITECNICA  
SUPERIOR



Universidad  
de Alcalá