



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

**Escuela Politécnica Superior**

# **ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EDIFICIOS: AUTOCONSUMO**

**Alumno: Gabriel Barrionuevo Vasco**

Tutor: Prof. D. Diego López Talavera

Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática



Universidad de Jaén  
Escuela Politécnica Superior de Jaén  
Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Don DIEGO LÓPEZ TALAVERA , tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado:  
ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA  
INTEGRADA EN EDIFICIOS: AUTOCONSUMO, que presenta GABRIEL  
BARRIONUEVO VASCO, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la  
Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, JULIO de 2020

El alumno:

GABRIEL BARRIONUEVO VASCO

Los tutores:

DIEGO LÓPEZ TALAVERA

## Índice

1. RESUMEN .....	5
2. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES .....	6
3. OBJETIVOS Y ALCANCE DE ESTUDIO .....	7
4. EL SECTOR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA .....	8
4.1. El sector fotovoltaico a nivel nacional .....	8
4.1.1. Impacto económico .....	13
4.1.2. Impacto social .....	13
4.1.3. Impacto ambiental .....	14
4.2. El sector fotovoltaico en Andalucía .....	14
4.2.1. Aspectos técnicos de las instalaciones de autoconsumo hasta 100kW .....	15
4.2.2. Pasos para la puesta en marcha de una instalación de autoconsumo de hasta 100kW	16
4.2.3. Ejemplos de instalaciones realizadas .....	18
4.3. Incentivos al autoconsumo .....	19
4.3.1. Incentivos en Andalucía .....	19
4.3.2. Incentivos en Baleares .....	20
4.3.3. Incentivos en Castilla y León .....	22
4.3.4. Incentivos en Castilla-La Mancha .....	23
4.3.5. Incentivos en La Rioja .....	23
5. MARCO NORMATIVO .....	23
5.1. Real Decreto 244/2019 .....	23
5.1.1. Requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo .....	23
5.1.2. Acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo .....	24
5.1.3. Equipos de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo .....	25
5.1.4. Régimen económico de la energía excedentaria y consumida .....	25
5.1.5. Mecanismo de compensación simplificada .....	25
6. COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA .....	26
6.1. Tarifas de acceso .....	27
6.2. Coste horario .....	27
6.2.1. Tarifa plana .....	27
6.2.2. Tarifa nocturna o discriminación horaria .....	28
6.2.3. Tarifa supervalle .....	29

7.	PERFIL DE CONSUMO .....	30
8.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.....	36
8.1.	Datos de partida.....	36
8.2.	Energía generada por el sistema.....	40
9.	BALANCE ENERGÉTICO .....	52
9.1.	Energía auto-consumida .....	52
9.2.	Excecentes de energía.....	59
9.3.	Déficit de energía .....	63
9.4.	Balance energético final .....	67
10.	ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO .....	73
10.1.	Análisis económico .....	79
10.1.1.	Valor actual neto .....	79
10.1.2.	Tasa interna de rentabilidad.....	84
10.1.3.	Plazo de recuperación con descuento.....	86
10.1.4.	Coste normalizado de la electricidad.....	88
10.2.	Análisis financiero.....	93
11.	CONCLUSIONES .....	97
12.	FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO .....	99
	Bibliografía .....	99

## 1. RESUMEN

En el presente proyecto se estudia la viabilidad de la implantación de la tecnología solar en una vivienda para el autoconsumo. En primer lugar se presenta una introducción y unos antecedentes de por qué el interés que suscita este trabajo. Se define, posteriormente, el objetivo con el que se realiza dicho proyecto y el alcance del mismo.

Para dar una visión global del mercado de la energía fotovoltaica a nivel nacional y autonómico, se exponen los distintos tipos de impacto, económico, social y ambiental, provocados por este tipo de energía renovable. Debido a la localización geográfica de la vivienda, se hace especial hincapié en el caso de Andalucía, especificando aspectos técnicos para instalaciones de menos de 100 kWp de potencia, pasos necesarios para poner en marcha una instalación de este tipo y proyectos con anterioridad. Se exponen, además, los incentivos o subvenciones existentes en determinadas comunidades autónomas para fomentar la implantación de energías renovables como alternativa a los métodos tradicionales de obtención de energía eléctrica.

A continuación, se situará el presente proyecto dentro del marco normativo relativo al mercado del autoconsumo, en el que se definen las modalidades de autoconsumo y las condiciones para poder llevarlo a cabo, el acceso y conexión a la red, los distintos equipos de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo, el régimen económico de la energía excedentaria y consumida y, por último, el mecanismo de compensación simplificada.

Una vez conocida la legislación referente a las energías renovables y el autoconsumo, se definirá el coste de la energía eléctrica. Este vendrá condicionado por cada una de las distintas tarifas de acceso a las que puede acogerse el consumidor y fijarán tanto el precio medio para los distintos periodos existentes dentro de una misma tarifa, como las franjas horarias que componen estos periodos.

Tras ofrecer una vista general del sector eléctrico, se procederá a la realización de un perfil de consumo representativo de la vivienda mencionada, exponiendo tablas y gráficas para su posible análisis. Es realmente importante que dicho perfil se ajuste

lo máximo posible al consumo del edificio, puesto que, los resultados obtenidos al final del presenta trabajo vendrán condicionados por este.

Para la obtención de la cantidad de energía generada mensual y anualmente, serán necesarios unos datos de partida referidos a la localización de la vivienda, temperaturas máximas y mínimas apreciables a lo largo del año y la consideración de unas ciertas pérdidas. Con estos datos se realizará una tabla que contendrá los resultados relativos a un factor de operación que será el que determine la generación de energía horaria y mensual de la vivienda.

Con la producción de energía calculada, habrá que determinar cuál es el uso de esta, puesto que puede ser empleada en el autoconsumo del edificio o pasar a formar parte de unos excedentes que serán vertidos a la red. Debido a la discontinua producción de energía a lo largo de la jornada, será necesario extraer energía de la red para completar el consumo, déficit energético, por lo que se realizará un balance energético entre los excedentes y déficit para cumplir con los establecido en el Real Decreto.

Finalmente, se llevará a cabo un análisis económico y financiero que determinará si es viable o no la implantación de la energía solar fotovoltaica para el autoconsumo en la vivienda estudiada. Dicho análisis consistirá en una obtención de resultados como consecuencia de la aplicación de criterios clásicos de análisis económico (por ejemplo, el valor actual neto) y criterios financieros como es la tesorería, mediante el balance neto de caja. Además, se llevará a cabo un análisis de costes de generación eléctrica a través del criterio Coste normalizado de la electricidad. Una vez evaluados estos parámetros, se expondrán las conclusiones pertinentes y se determinarán las causas por las que el presente proyecto puede ser considerado como una aportación para fomentar el desarrollo del autoconsumo en España.

## **2. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES**

Como consecuencia del consumo elevado en gran parte de los edificios y, su consiguiente efecto negativo sobre el cambio climático, debido al método tradicional de obtención de energía eléctrica, existe la necesidad de estudiar vías alternativas relativamente limpias para la obtención de la energía necesaria para el abastecimiento

de la población. De este modo, para cumplir con los objetivos impuestos por organismos internacionales como la Unión Europea, es primordial fomentar la producción y el autoconsumo de energía eléctrica. Asimismo, en varias comunidades autónomas dentro del ámbito nacional, se incentivan los proyectos relacionados con instalaciones de producción de energías sostenibles.

Todas y cada una de las energías renovables disponibles reducen la emisión de gases de efecto invernadero, ayudando a frenar el cambio climático y a conseguir una energía más limpia. Cabe señalar, que la energía producida mediante tecnologías renovables puede ser almacenada mediante baterías y recurrir a su uso en aquellos momentos en los que la energía generada se nula.

Con el objetivo de contribuir al desarrollo sostenible dentro del marco nacional y europeo, se ha realizado el presente proyecto.

### **3. OBJETIVOS Y ALCANCE DE ESTUDIO**

Estudio de la viabilidad de la tecnología solar fotovoltaica integrada en edificios destinada al autoconsumo.

Partiendo del consumo eléctrico de una vivienda, mediante la elaboración de un perfil de consumo representativo de la misma, y de un perfil de generación de un sistema FV, obtenido mediante una herramienta Excel proporcionada por el departamento de Ingeniería Electrónica y Automática, se analizará la viabilidad económica, financiera y de costes de generación eléctrica de la tecnología fotovoltaica.

Para elegir de inicio un rango de potencias en las que centrar este estudio, se evaluará la cantidad de energía excedentaria y el déficit de energía para la vivienda de forma horaria. Esto se debe a que tal y como se redacta en el Real Decreto 244/2019 y que se verá más adelante, la energía excedente no puede superar al déficit de energía de forma mensual.

Una vez seleccionado un rango de potencias a estudiar, se tendrán en cuenta criterios económicos como el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) o el plazo de recuperación con descuento (DPBT), criterio de costes de generación

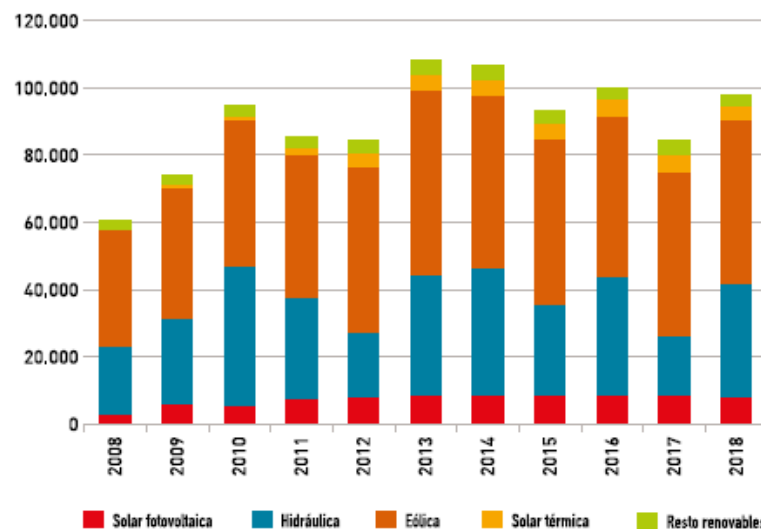
como el coste normalizado de la electricidad (LCOE) y el criterio financiero de Tesorería.

Analizando estos resultados, se podrá decir si es viable o no, el autoconsumo mediante energía fotovoltaica para esta vivienda en concreto.

## 4. EL SECTOR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

### 4.1. El sector fotovoltaico a nivel nacional

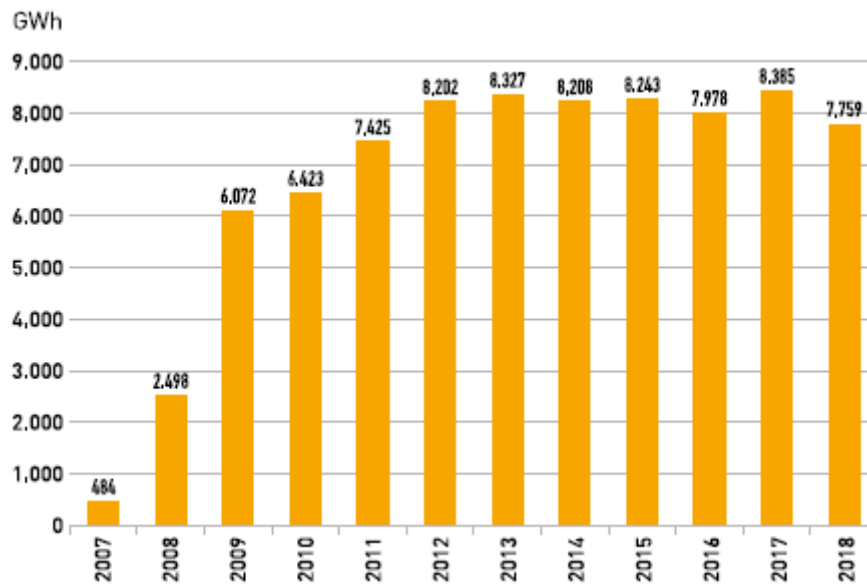
Estudiando la evolución de la generación fotovoltaica en España, se observa un estancamiento de la potencia instalada del sector en torno al 3% de contribución al cómputo eléctrico nacional. En un contexto en el que la generación renovable ha sufrido oscilaciones a lo largo de los últimos años, la producción fotovoltaica se ha mantenido constante alrededor de los 8.000 GWh, prácticamente el 3% de dicha generación renovable, como se puede ver en la gráfica 4.1.1.



Gráfica 4.1.1 Evolución de generación renovable en España (GWh). Fuente: UNEF (Elaboración Universidad CLM con datos de Red Eléctrica de España (REE, varios años))

En cuanto a la energía solar fotovoltaica generada, tal y como se puede apreciar en la gráfica 4.1.2, recoge su peor dato de los últimos siete años con 7.759 GWh, 626 menos que en 2017.

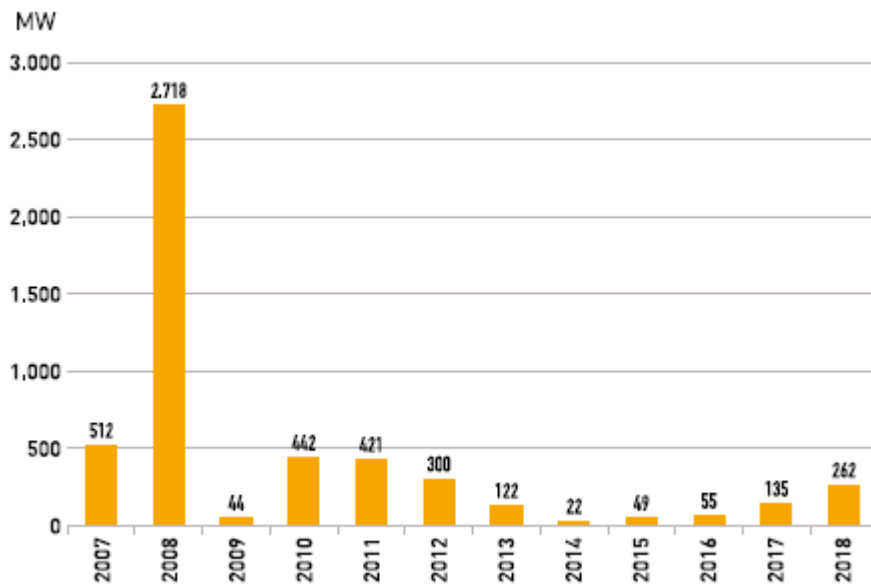




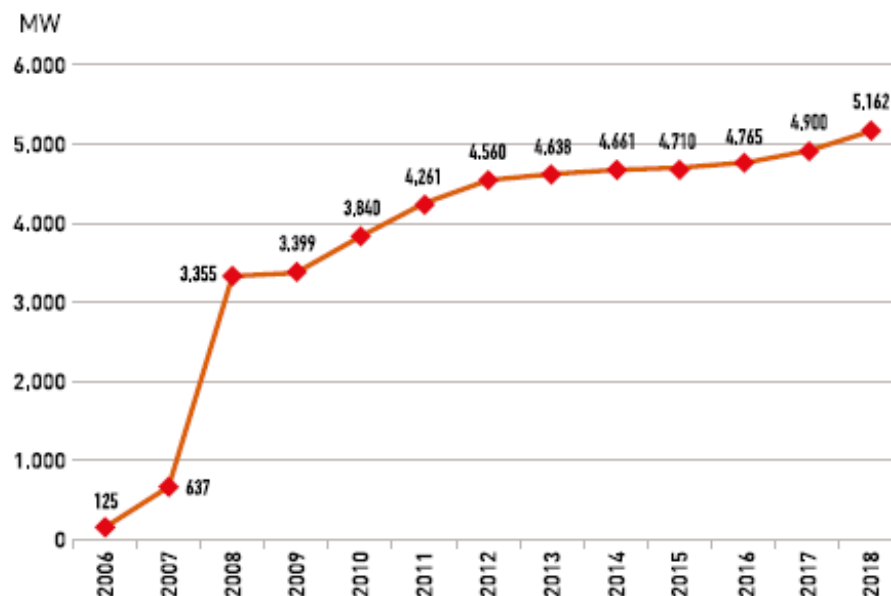
Gráfica 4.2.2 Energía solar fotovoltaica generada 2007-2018. Fuente: UNEF (Red Eléctrica de España)

Respecto a la potencia instalada, los datos de la Red Eléctrica de España muestran que en 2018 se aumentó en 26 MW la potencia correspondiente a energía solar fotovoltaica conectada a la red. No obstante, parte de la potencia de autoconsumo y la potencia aislada no quedan recogidas en ese dato.

Según estimaciones de la UNEF, que consideran tanto la potencia conectada a la red, de generación centralizada (datos de la Red Eléctrica de España) y de autoconsumo, como las instalaciones aisladas, la potencia instalada en 2018 se elevó hasta los 262 MW. Aunque supone un aumento respecto a 2017, estos datos siguen estando aún lejos de los niveles apreciables en países de nuestro entorno.



Gráfica 4.3.3 Potencia solar fotovoltaica instalada anualmente en España en el periodo 2007-2018. Fuente: UNEF y datos de Red Eléctrica de España.



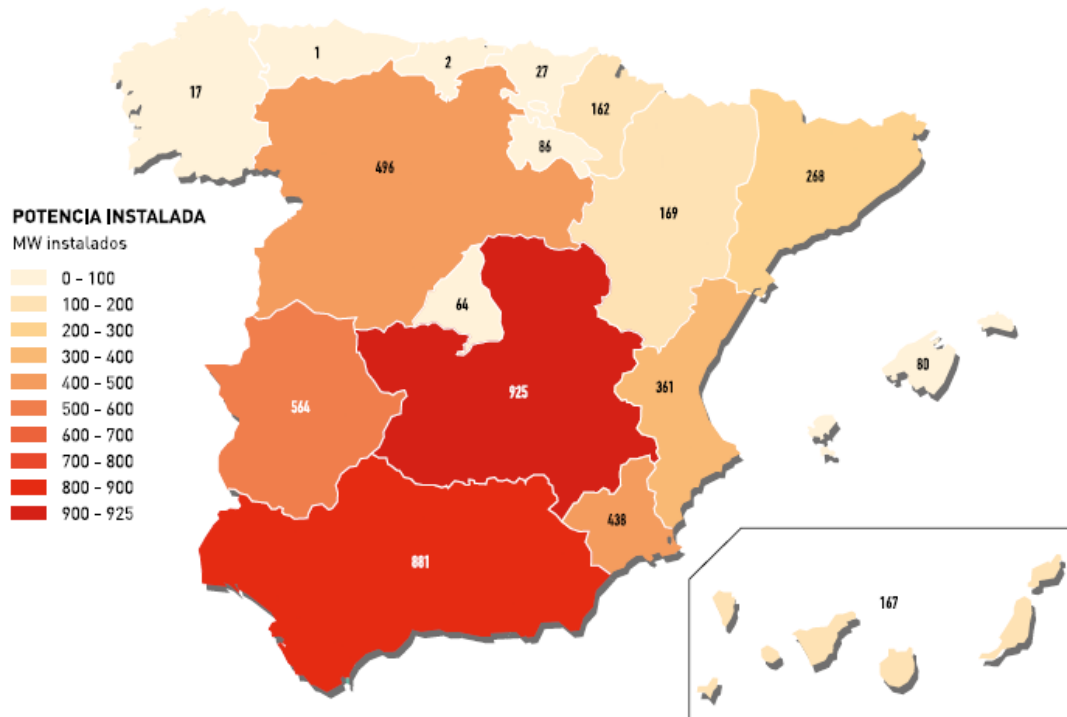
Gráfica 4.4.3 Potencia solar fotovoltaica instalada acumulada en España en el periodo 2007-2018. Fuente: UNEF y datos de Red Eléctrica de España.

En la gráfica 4.1.3 se puede ver la potencia acumulada en España y como, efectivamente, se corresponde con la potencia solar fotovoltaica instalada anualmente.

El mapa por Comunidades Autónomas de 2018 (gráfica 4.1.1) muestra cómo los principales lugares, en términos de potencia instalada, son Castilla-La Mancha y

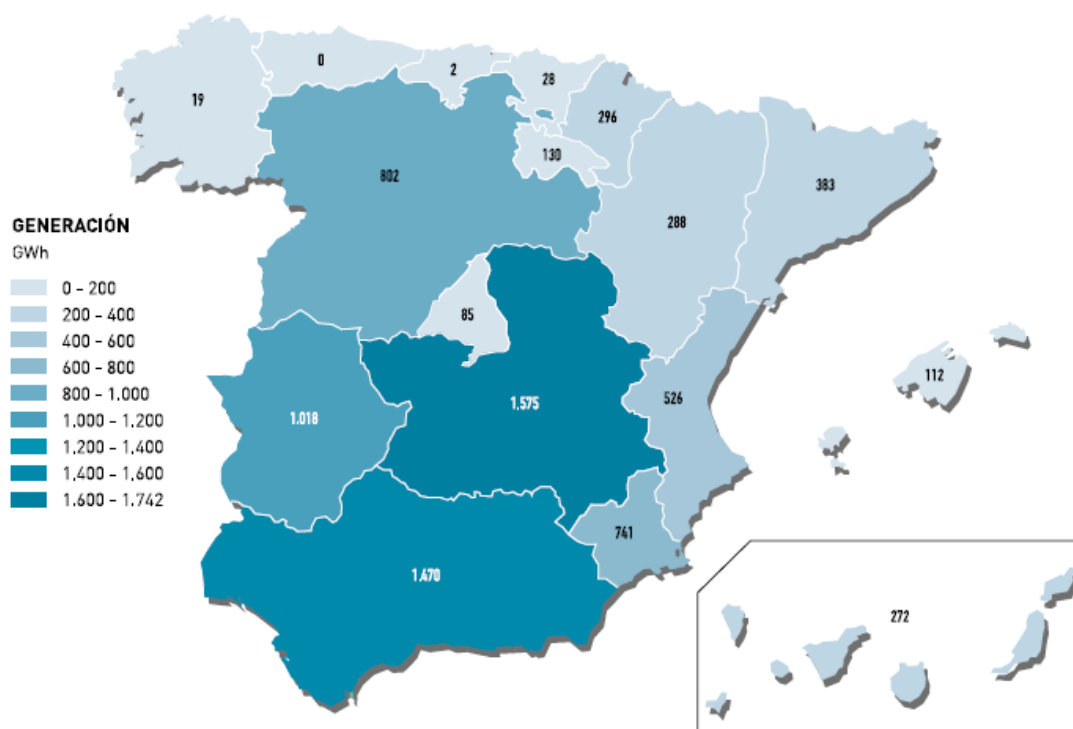
Andalucía con 925 y 881 MW, respectivamente. Con capacidades instaladas inferiores, pero importantes, se encuentran Extremadura, Castilla y León y Murcia.

Como Comunidad Autónoma con menor potencia instalada se encuentra Asturias con una potencia total de 1 MW.



Gráfica 4.5.4 Potencia fotovoltaica instalada (MW) por Comunidad Autónoma. Fuente: UNEF (Elaboración Universidad CLM con datos de Red Eléctrica de España).

En lo que se refiere a generación, de nuevo Castilla-La Mancha y Andalucía son las Comunidades pioneras con 1.575 y 1.470 GWh, respectivamente. Extremadura se encuentra en tercer lugar con una generación de 1.018 GWh en 2018. Las cinco comunidades con mayor potencia instalada nombradas anteriormente vuelven a ocupar los cinco primeros puestos en cuanto a generación se refiere, produciendo el 72% del total de energía fotovoltaica. Por el contrario, Asturias ocupa el último lugar en cuanto a producción se refiere con 0 GWh. Dicha producción se muestra en la gráfica 4.1.5.



**Gráfica 4.6.4 Generación de electricidad con energía fotovoltaica (GWh) por Comunidad Autónoma. Fuente: UNEF (Elaboración Universidad CLM con datos de Red Eléctrica de España).**

En la tabla 4.1.1 se va a proceder al desglose de proyectos conectados a red y dados de alta como productores para las distintas Comunidades Autónomas, definiendo: número de instalaciones, potencia instalada en funcionamiento en MW y el porcentaje de potencia instalada en funcionamiento.

Comunidad Autónoma	Nº Instalaciones en funcionamiento	Potencia instalada en funcionamiento (MW)	% Potencia instalada en funcionamiento
Andalucía	7.936	887	18
Aragón	1.868	171	4
Asturias	79	1	0
Baleares	866	82	2
Canarias	1.519	167	3
Cantabria	158	2	0%
Castilla La Mancha	11.596	1.021	21
Castilla y León	5.504	496	10
Cataluña	3.684	278	6
Comunidad Valenciana	5.564	361	7
Extremadura	4.200	565	12
Galicia	701	17	0
La Rioja	575	86	2
Madrid	1.591	63	1
Melilla	2	0	0
Murcia	5.110	441	9
Navarra	9.035	161	3
País Vasco	1.606	27	1
	<b>61.594</b>	<b>4.824</b>	<b>100</b>

**Tabla 4.7.1 Instalaciones fotovoltaicas por Comunidades Autónomas de proyectos conectados a red y dados de alta como productores. Fuente: UNEF (datos del Registro de Productores de Energía Eléctrica (PRETOR)).**

Como se puede apreciar, Castilla-La Mancha es la comunidad pionera en instalaciones fotovoltaicas de proyectos conectados a red y dados de alta como productores con 11.596 instalaciones, lo que supone el 21% de la totalidad de potencia instalada en España. En segundo lugar se encuentra Andalucía con el 18% y un total de 7.936 instalaciones.

#### 4.1.1. Impacto económico

El sector de la energía fotovoltaica generó en el año 2018 un total de 2.711 millones de euros, lo que supone una contribución directa del 0,22% al PIB español. Con el 72%, la actividad de producción de energía fotovoltaica es la que mayor peso tiene en la contribución directa en 2018. En la tabla 4.1.1.1 se detallan estos datos.

	Producción y distribución	Ingenierías e instaladores	Fabricantes	Mixto	Total
Huella directa	1.916	429	157	209	2.711
Huella indirecta	856	492	382	772	2.502
Huella inducida	329	300	186	238	1.053
<b>Huella total</b>	<b>3.101</b>	<b>1.221</b>	<b>725</b>	<b>1.219</b>	<b>6.266</b>

Tabla 4.8.1.1 Huella económica (PIB) por grupos de actividad de 2018 en millones de euros.

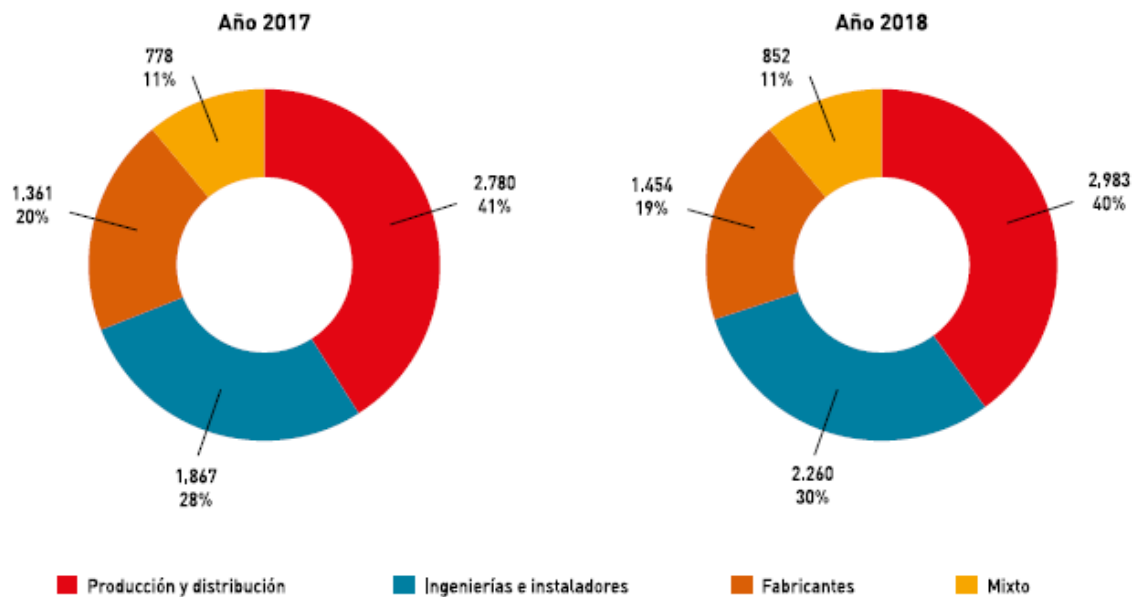
Fuente: UNEF (UCLM)

La huella directa afecta únicamente al PIB nacional, ya que cuantifica el impacto generado en la economía española, las huellas indirectas e inducidas se descomponen entre huella nacional e importada, debido a que cuantifican los efectos asociados a la compra de material doméstico e importado y al consumo de bienes y servicios que realizan los trabajadores del sector.

#### 4.1.2. Impacto social

En 2017 la huella de empleo directa del sector fotovoltaico se elevó a 6.785 trabajadores. La huella indirecta ascendió a los 11.011 y la nacional inducida a los 6.729 trabajadores, lo que supone 24.526 empleos relacionados directa, indirecta e inducidamente al sector fotovoltaico español en el año 2017. Ya en 2018, la cifra de empleo directo del sector se situó en los 7.549 trabajadores. La huella de empleo indirecta supuso un incremento de 2.382 trabajadores con respecto a 2017, llegando hasta los 13.393. En cuanto a la huella inducida, supuso 8.365 trabajadores para ese año. En total, en 2018, entre empleos directos, indirectos e inducidos, la cantidad total de trabajadores llegó hasta los 29.306.

En la gráfica 4.1.2.1 se desglosa el empleo directo del sector por tipo de actividad.



Gráfica 4.9.2.1 Empleo directo por tipo de actividad, 2017 y 2018. Personas y porcentaje. Fuente: UNEF (UCLM)

Con el 40% del total y 2.983 personas, producción y distribución es el tipo de actividad que más empleo directo acumula, seguida de ingenierías e instaladores que cuentan con el 30% de la totalidad.

#### 4.1.3. Impacto ambiental

La energía fotovoltaica es una energía renovable, y es por ello que interviene positivamente en la reducción de emisiones en el sector eléctrico, ya que sus emisiones directas son casi nulas. La huella ambiental, incluyendo huella directa e inducida, alcanza un valor de 1.406 ktCO<sub>2</sub> en 2018. Este dato no es tan elevado si se compara con las emisiones que se emitirían de producir la energía fotovoltaica, por ejemplo, a través de la combustión directa de gas en centrales de ciclo combinado, ya que esta cifra ascendería hasta las 3,1 MtCO<sub>2</sub> en 2018.

## 4.2. El sector fotovoltaico en Andalucía

A día de hoy, cualquier consumidor puede generar su propia energía eléctrica con instalaciones de energía solar fotovoltaica para abastecer su vivienda o edificio.

Existe una tramitación simplificada en la normativa nacional de Autoconsumo para las instalaciones en autoconsumo de no más de 100 kW.

Por ejemplo, una instalación de 1 m<sup>2</sup> de superficie de captación solar dará una potencia media de unos 150 Wp. Por lo que si disponemos de una cubierta de 10 m<sup>2</sup>, poniendo una instalación de 1,5 kWp nos puede proporcionar 2.400 kWh/año de electricidad, equivalente al 60% del consumo medio de un hogar andaluz.

El tamaño en una instalación para autoconsumo en una vivienda suele oscilar entre 1,5 kW y 4 kW de potencia fotovoltaica y un precio que puede variar de 2.500 a 6.000 euros.

Hay que tener en cuenta la importancia de asegurarse de que la instalación será ejecutada por una empresa instaladora autorizada, que pueda ofrecer todas las garantías para el buen funcionamiento, seguridad y legalidad.

#### **4.2.1. Aspectos técnicos de las instalaciones de autoconsumo hasta 100kW**

Las instalaciones pueden ser de modalidad autoconsumo sin excedentes o modalidad de autoconsumo con excedentes.

En la modalidad de autoconsumo sin excedentes, las instalaciones se diseñan para que toda la energía que se genera sea consumida, ajustándose al consumo de electricidad de la vivienda o edificio hora a hora. Para asegurar la no inyección de excedentes a la red, es necesario disponer de un equipo anti-vertido.

Para la modalidad de autoconsumo con excedentes, que es la que nos atañe en este trabajo, se permite consumir la energía que genera nuestra instalación o instalaciones en los momentos en los que hay demanda de electricidad en la vivienda o edificio y verter a la red eléctrica la energía sobrante.

Las instalaciones pueden ser individuales o colectivas para cualquiera de las modalidades anteriores, dependiendo de si suministran electricidad a un solo consumidor o a varios.

Además, en los dos casos, el consumidor puede instalar baterías para el almacenamiento de la energía en aquellos momentos en los que no haya demanda.

Esta energía almacenada podrá utilizarse cuando la instalación no produzca por falta de sol. De todas formas, se cuente o no con baterías o acumuladores, se podrá seguir consumiendo siempre de la red.

Se divide la modalidad de autoconsumo con excedentes en autoconsumo con compensación de excedentes o autoconsumo sin compensación de excedentes.

Con compensación de excedentes: Si se dan algunas condiciones, se puede adherir a un mecanismo que compensa de manera económica mensual los excedentes que se generen, reduciendo la factura de electricidad descontando del consumo mensual la cuantía económica que corresponda a los excedentes de energía inyectados a la red.

Sin compensación de excedentes: Los excedentes generados se inyectan a la red y se venden a precio de mercado.

Las instalaciones en autoconsumo estarán conectadas a la red interior de los consumidores, excepto en instalaciones con excedentes sin compensación que podrían estar conectadas a la red interior de los consumidores o a través de la red de distribución (instalaciones próximas a través de la red).

Los consumidores que utilicen instalaciones renovables para el autoconsumo, de cogeneración o residuos, no tendrán que pagar cargos por la energía autoconsumida.

#### **4.2.2. Pasos para la puesta en marcha de una instalación de autoconsumo de hasta 100kW**

Dentro de este punto, es necesario diferenciar entre instalaciones de autoconsumo sin excedentes e instalaciones de autoconsumo con excedentes, dado que el proceso para poner en marcha una instalación no es el mismo en ambos casos.

Para instalaciones de autoconsumo sin excedentes los pasos a seguir son los siguientes:



1. Contactar con una empresa o instalador autorizado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) que se encargue del dimensionado de la instalación para el autoconsumo que mejor se ajuste al perfil de consumo.
2. Solicitud de la licencia de obras al ayuntamiento por parte del titular de la instalación o el instalador autorizado, con la autorización de representación.
3. El instalador lleva a cabo la instalación y emite el correspondiente boletín o certificado de la instalación.
4. Una vez ejecutado este último paso, el instalador ha de legalizar la instalación ante la administración autonómica, a través de la herramienta PUES. Esta administración se encargará después de gestionar la inscripción en el Registro de instalaciones de Autoconsumo del Ministerio.

Por el contrario, si se trata de instalaciones de autoconsumo con excedentes, las pautas para poner en marcha la instalación son:

1. Contactar con una empresa o instalador autorizado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) que se encargue del dimensionado de la instalación para el autoconsumo que mejor se ajuste al perfil de consumo.
2. Si es el caso, firmar el contrato de compensación de excedentes entre productor y consumidor asociado.
3. Solicitud del punto de conexión a la empresa distribuidora y de la licencia de obras al ayuntamiento por parte del titular de la instalación o del instalador autorizado, con su autorización de representación. (Las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos de potencia no mayor de 15 kW en suelo urbanizado quedan exentas de solicitar acceso y conexión).
4. El instalador lleva a cabo la instalación y emite el correspondiente boletín o certificado de la instalación.
5. El instalador tiene que legalizar la instalación ante la administración autonómica, a través de la herramienta informática PUES. Esta administración se encargará después de gestionar la inscripción en el Registro de instalaciones de Autoconsumo del Ministerio.
6. La distribuidora modifica el contrato técnico de acceso (CTA) y lo remite tanto a la comercializadora como a los consumidores.

7. Si la instalación no está acogida a compensación de excedentes, deberá inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía eléctrica (RAIPRE) y llevar a cabo un contrato de representación en el mercado con alguna comercializadora para realizar la venta de los excedentes.

#### 4.2.3. Ejemplos de instalaciones realizadas

- a) Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 3,3 kWp de potencia en una vivienda de Campillos (Málaga)

DATOS DE PARTIDA DEL CONSUMIDOR	
Ubicación	Campillos
Provincia	Málaga
DATOS DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN PARA AUTOCONSUMO	
Tecnología generación	Fotovoltaica
Almacenamiento	NO
Potencia generación	3,3 kWp
RENTABILIDAD ECONÓMICA	
Inversión	5.800 €
Años estimados de amortización	6,7 años
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	1.914 kg CO <sub>2</sub> /año

Tabla 4.2.3.1 Datos del consumidor, de la instalación y rentabilidad económica. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía

- b) Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 4,5 kWp de potencia en una Pyme de Granada

DATOS DE PARTIDA DEL CONSUMIDOR	
Ubicación	Churriana de la Vega
Provincia	Granada
DATOS DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN PARA AUTOCONSUMO	
Tecnología generación	Fotovoltaica
Almacenamiento	NO
Potencia generación	4,5 kWp
RENTABILIDAD ECONÓMICA	
Inversión	5.260 €
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	2.610 kg CO <sub>2</sub> /año

Tabla 4.2.3.2 Datos del consumidor, de la instalación y rentabilidad económica. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía

- c) Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 1,89 kWp de potencia en una farmacia en Huelva

DATOS DE PARTIDA DEL CONSUMIDOR	
Ubicación	Puerto Moral
Provincia	Huelva
DATOS DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN PARA AUTOCONSUMO	
Tecnología generación	Fotovoltaica
Almacenamiento	NO
Potencia generación	1,89 kWp
RENTABILIDAD ECONÓMICA	
Inversión	4.500 €
Años estimados de amortización	5,9 años
Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas	1.096 kg CO <sub>2</sub> /año

Tabla 4.2.3.3 Datos del consumidor, de la instalación y rentabilidad económica.  
 Fuente: Agencia Andaluza de la Energía

### 4.3. Incentivos al autoconsumo

Con el fin de mejorar la eficiencia energética, y con ello, impulsar el autoconsumo con tecnología fotovoltaica el estado cuenta con subvenciones para la financiación de proyectos de energía renovables en distintos ámbitos como pueden ser: viviendas particulares, comunidades de vecinos, administraciones públicas y empresas. Estas ayudas o incentivos dependen de cada Comunidad Autónoma. Dentro de las Comunidades Autónomas que cuentan con dichos incentivos se encuentran Andalucía, Baleares, Castilla y León, Castilla-La Mancha y La Rioja.

#### 4.3.1. Incentivos en Andalucía

Existe un programa llamado Programa para el Desarrollo Energético Sostenible de Andalucía que incentiva el autoconsumo. Este programa lo lleva a cabo la Agencia Andaluza de la Energía, que es una entidad adscrita a la Consejería de Hacienda, Industria y Energía, como instrumento para la puesta en práctica de la política energética del Gobierno andaluz.

Se apoya al ciudadano para el autoconsumo mediante energías renovables (hasta 100 kW) dentro de la línea de incentivo Construcción Sostenible, con un porcentaje de entre el 35 y el 40% (si se integra en el edificio) de la inversión necesaria para la adquisición de la instalación (no incluye equipos, sistemas y elementos de inversión o gastos necesarios para la instalación y puesta en marcha de la generación de electricidad). También existe una línea de incentivos con porcentajes entre el 30 y el 45% de la inversión para pequeñas empresas o autónomos.

Hay que tener en cuenta que se incluye en “Equipos de generación” los paneles fotovoltaicos, inversores, motogenerador... así como los elementos necesarios para el funcionamiento de la instalación como reguladores de carga, estructura de soporte, baterías, elementos de conexionado y protecciones.

En el caso de instalaciones de aprovechamiento de las energías renovables, no serían objeto de incentivo los elementos ajenos a dicha producción de energía verde, como por ejemplo grupos electrógenos.

#### **4.3.2. Incentivos en Baleares**

Esta Comunidad Autónoma cuenta con el programa FEDER para ayudas a instalaciones fotovoltaicas dirigidas a particulares, entidades sin ánimo de lucro, pequeñas y medianas empresas y asociaciones empresariales.

Dependiendo del ámbito de actuación, se pueden distinguir:

- d) Para pequeñas y medianas empresas, asociaciones empresariales, comunidades de propietarios y entidades sin ánimo de lucro son incentivables:

Las nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica para el autoconsumo con una potencia máxima de hasta 50 kWp. Quedan excluidas aquellas instalaciones que dispongan de un dispositivo antivertido instantáneo de energía a la red de distribución.

Las nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas, con una potencia de hasta 10 kWp, en edificios o instalaciones sin conexión en una red eléctrica de distribución.

Sistemas de baterías de ion litio, con una capacidad que se encuentre entre 2 y 12 kWh, que tengan una garantía mínima de 5 años de funcionamiento certificada por el fabricante.

- e) Para personas físicas que tengan domicilio en las Islas Baleares son subvencionables:

Las nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica para autoconsumo que cuenten con una potencia de hasta 3 kWp. Quedan excluidas aquellas instalaciones que dispongan de un dispositivo antivertido instantáneo de energía a la red de distribución.

Las nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica que se encuentren aisladas, en edificios o instalaciones sin conexión en una red eléctrica de distribución, con una potencia de hasta 3 kWp.

Las inversiones en baterías de ion litio, con una capacidad que oscile entre los 2 y los 12 kWh, que cuenten con una garantía mínima de 5 años de funcionamiento certificada por el fabricante.

Las cuantías para los distintos casos en los que se puede optar a una subvención son las siguientes:

- a) Una subvención del 30% sobre el valor admisible de la inversión de las instalaciones fotovoltaicas para pequeñas y medianas empresas y asociaciones empresariales. Dicho valor máximo admisible de la inversión es de 1,50 €/Wp para instalaciones de hasta 10 kWp, 1,20 €/Wp para instalaciones que se encuentren entre 10 y 25 kWp, y 1 €/Wp para el resto.
- b) Una contribución del 50% sobre el valor admisible de la inversión de instalaciones fotovoltaicas para entidades sin ánimo de lucro y comunidades de propietarios. Este valor máximo admisible de la inversión es de 1,50 €/Wp para instalaciones de hasta 10 kWp, 1,20 €/Wp para instalaciones que se encuentren entre 10 y 25 kWp, y 1 €/Wp para el resto.
- c) Una subvención del 50% sobre el valor admisible de la inversión de instalaciones fotovoltaicas. Se establece el valor de la inversión máxima admisible en 5 €/W.
- d) En el caso de instalaciones que incorporen sistemas de acumulación de ion litio, la subvención se establece en el 50% sobre el valor admisible de la inversión en acumulación. Este valor de inversión máxima admisible será de 600 €/kWh de acumulación.

### 4.3.3. Incentivos en Castilla y León

Pueden solicitar estas ayudas las grandes empresas, las pequeñas y medianas empresas, los autónomos y los agricultores y ganaderos que no estén incluidos ni en las grandes empresas ni en las pequeñas y medianas empresas, que sean titulares de explotaciones agrarias o cotitulares de explotaciones de titularidad compartida inscritas en el Registro de Explotaciones Agrarias de Castilla y León.

Los requisitos a cumplir para poder acceder a las ayudas en esta Comunidad Autónoma son:

- a) La actuación debe realizarse dentro del territorio de la Comunidad Autónoma de Castilla y León.
- b) Cumplir la normativa de integración laboral de las personas con discapacidad.
- c) No tener deudas vencidas impagadas con la Administración de Castilla y León y cumplir con las obligaciones tributarias y frente a la Seguridad Social.
- d) Cumplir con las obligaciones que se recogen en el Documento que Establece las Condiciones de Ayuda (DECA).
- e) Disponer de certificado de eficiencia energética del edificio en el que se vaya a realizar la actuación objeto de subvención para aquellos edificios que no estén exentos. Dicho certificado deberá estar inscrito en el Registro de Certificados de Eficiencia Energética de Edificios de Castilla y León.

Las cuantías de subvención varía en función del tipo de autoconsumo al que se adscriba el consumidor y según si cuenta con baterías o no. Dichas cuantías pueden verse reflejadas en la siguiente tabla:

Actuación	Acumuladores eléctricos (baterías)	Porcentaje de subvención (s/gasto subvencionable)	Cuantía máxima de la subvención (€/kWp*)
2.A. Instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red	Con baterías	40%	1000
	Sin baterías	40%	600
2.B. Instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red de hasta 100 kWp	Con Baterías	25%	700
	Sin Baterías	25%	300

**Tabla 4.3.3.1 Resumen de cuantías y subvenciones de la Comunidad de Castilla y León para el autoconsumo. Fuente: Gobierno de Castilla y León**

#### **4.3.4. Incentivos en Castilla-La Mancha**

Arreglo lo establecido en la Orden de bases y convocatoria, la cuantía de la subvención será del 30% del coste subvencionable, con un límite de 6.000 euros. Si la instalación de actuación subvencionable se realiza en municipios incluido en la zona ITI (zona incluida en la Inversión Territorial Integrada) o zona con prioridad, el límite máximo de la ayuda será de 8.000, con el límite porcentual máximo establecido. Cuando la instalación de actuación subvencionable se realice en municipios con población inferior a 1.000 habitantes, el límite máximo de ayuda será de 7.000 euros, con el límite porcentual máximo establecido.

#### **4.3.5. Incentivos en La Rioja**

Para los proyectos de energía procedente de fuentes renovables, donde se encuentran los proyectos de energía solar, la subvención será del 45% teniendo en cuenta que en el caso de proyectos de energías renovables, se acogerá a minimis, con un importe inferior a 200.000 euros, la subvención si no se acredita por el beneficiario que la instalación comenzará a funcionar con posterioridad al pago efectivo de la ayuda.

## **5. MARCO NORMATIVO**

### **5.1. Real Decreto 244/2019**

El presente Real Decreto regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

#### **5.1.1. Requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo**

1. Tanto las instalaciones de generación como los puntos de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos, de operación y de intercambio de información incluidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que le resulte de aplicación.

La empresa distribuidora o transportista no tendrá obligación legal sobre aquellas instalaciones que no sean de su titularidad.

2. En cualquier modalidad de autoconsumo, independientemente de quien sea el titular de las instalaciones de consumo y generación, el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser distintas personas físicas o jurídicas.
3. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, si las instalaciones de producción próximas y asociadas al consumo comparten infraestructura de conexión a la red de transporte o distribución o se conecten a la red interior de un consumidor, tanto consumidores como productores tendrán que responder, de manera solidaria, al incumplimiento de los preceptos que se recogen en este real decreto, aceptando las consecuencias que pueda conllevar la desconexión del citado punto, en aplicación a la norma vigente, para cualquiera de las partes. El contrato de acceso que lleven a cabo consumidor y productor, de forma directa o a través de una empresa comercializadora, con la empresa distribuidora, recogerá la situación expuesta en este apartado.
4. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, se considerarán consumidores los titulares de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas de forma exclusiva por los consumos de sus servicios auxiliares de producción.
5. Podrán instalarse elementos de almacenamiento en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto siempre que dispongan de las protecciones necesarias establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les sea de aplicación.

#### **5.1.2. Acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo**

En lo relacionado a los permisos de acceso y conexión, para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo, los sujetos deberán:

- a) En relación con las instalaciones de consumo, para cualquiera de las modalidades de autoconsumo, los consumidores deberán, si procede, disponer de permisos de acceso y conexión por sus instalaciones.
- b) En relación con las instalaciones de generación, según la disposición adicional segunda del Real Decreto 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores:



- ii. Las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW, en las modalidades de autoconsumo con excedentes, que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

### **5.1.3. Equipos de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo**

Los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo dispondrán de los equipos de medida necesarios para la correcta facturación de los precios, tarifas, cargos, peajes de acceso y otros costes y servicios del sistema que les resulten de aplicación.

La persona encargada de la lectura aplicará los correspondientes coeficientes de pérdidas establecidos en la normativa.

### **5.1.4. Régimen económico de la energía excedentaria y consumida**

Para los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, la energía adquirida por el consumidor será la energía horaria consumida de la red.

### **5.1.5. Mecanismo de compensación simplificada**

1. Se define el contrato de compensación de excedentes como el contrato suscrito entre productor y consumidor asociado acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, para establecer un mecanismo de compensación simplificada entre la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas y los déficits de sus consumos. Este tipo de contrato no estará incluido en el sistema de ofertas.
2. Este mecanismo de compensación simplificada va a consistir en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:
  - i. Si se dispone de un contrato de suministro con una comercializadora libre:

- a) La energía horaria consumida de la red se valorará al precio que el consumidor y la comercializadora hayan acordado.
- b) La energía horaria excedentaria será valorada al precio que el consumidor y la comercializadora hayan acordado.

En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación. Dicho periodo de facturación no podrá ser superior a un mes. En el caso de que los consumidores y productores asociados se acojan a este mecanismo, el productor no podrá participar en otro mecanismo de venta de energía.

3. La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no se considerará energía incorporada al sistema eléctrico, por lo que estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos. El comercializador será el responsable del balance de dicha energía.

## **6. COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

Para determinar el coste de la energía eléctrica primero habrá que identificar si se trata de Baja o Alta Tensión. Dentro de Baja Tensión se diferencia entre potencia contratada menor o igual a 10 kW y potencia contratada mayor que 10 kW y menor o igual a 15 kW. Todas ellas con una tensión de suministro menor o igual a 1 kV. Tanto para una potencia contratada menor o igual a 10 kW como para una mayor, dentro del rango de Baja Tensión, se pueden diferenciar tres periodos distintos que se detallan en el apartado 6.2.

En Alta Tensión, si la potencia contratada es menor o igual a 450 kW, la tensión de suministro se encuentra entre 1 y 30 kV y se diferencian tres periodos. En cambio, si la potencia contratada es mayor que 450 kW, siempre se distinguen seis periodos y la tensión de suministro (Vs) sí que puede variar entre distintos rangos, tal y como se puede ver en la tabla 6.1.

Tipo de Tensión	Código	Periodos	Potencia Contratable	Tensión de suministro (Vs)
Baja Tensión	2.0 A	1	$P_c \leq 10 \text{ kW}$	$V_s \leq 1 \text{ kV}$
	2.0 DHA	2		
	2.0 DHS	3		
	2.1 A	1	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$	
	2.1 DHA	2		
	2.1 DHS	3		
	3.0 A	3	$P_c > 15 \text{ kW}$	
Alta Tensión	3.1 A	3	$P_c \leq 450 \text{ kW}$	$1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$
	6.1 A	6	$P_c > 450 \text{ kW}$	$1 \text{ kV} \leq V_s < 30 \text{ kV}$
	6.1 B	6		$30 \text{ kV} \leq V_s < 36 \text{ kV}$
	6.2	6		$36 \text{ kV} \leq V_s < 72,5 \text{ kV}$
	6.3	6		$72,5 \text{ kV} \leq V_s < 145 \text{ kV}$
	6.4	6		$V_s \geq 145 \text{ kV}$

Tabla 6.1 Tarifas de acceso para suministro a consumidores. Fuente: aeqenergía

Dado que la vivienda objeto del presente proyecto está acogida a Baja Tensión, se analizan en detalle en los siguientes apartados las distintas tarifas que se pueden encontrar en el mercado para este caso.

## 6.1. Tarifas de acceso

En la mayoría de las compañías de energía eléctrica se pueden diferenciar tres tarifas: tarifa plana, tarifa nocturna o discriminación horaria y tarifa supervalle.

El coste horario que se detalla a continuación ha sido extraído de la compañía a la que está sujeta la vivienda de estudio.

## 6.2. Coste horario

### 6.2.1. Tarifa plana

Se trata de una tarifa en la que el precio medio es único. A diferencia de las demás tarifas, este no varía dependiendo de la franja horaria que se mire. Podría decirse que este tipo de contrato se adapta a aquellos perfiles en los que no puede apreciarse un consumo que destaque a ciertas horas sobre el resto del día, o que este se produzca en franjas horarias donde el coste sería mayor de estar sujeto a otra tarifa distinta.

En la tabla 6.2 se expone el periodo correspondiente al código 2.0 A, que coincide con la tarifa plana.

2.0A	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Días anuales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 6.2.1.1 Periodo tarifario para el código 2.0 A. Fuente: Elaboración propia

El precio medio de la electricidad para esta tarifa es de 0,144997 €/kWh.

### 6.2.2. Tarifa nocturna o discriminación horaria

Dentro de esta tarifa pueden distinguirse dos periodos de tiempo en los que el precio de la electricidad adopta valores bien diferenciados. Se define como periodo punta el tramo horario que abarca las principales horas del día. Por otra parte, el periodo valle ocupará las horas de la noche. Ambos tramos horarios sufrirán una pequeña modificación en base al horario vigente, que puede ser de verano o invierno.

A continuación se define, para cada periodo, el tramo horario que abarca y el precio medio de la electricidad en el mismo.

Periodo punta. Tal y como se exponía anteriormente, el tramo horario variará en función de verano e invierno. En ambos casos el precio medio se mantiene constante y tiene un valor de 0,166601 €/kWh. Para el horario de invierno, el periodo punta queda definido como el tramo horario que se encuentra entre las 12 y las 22 horas. En cambio para el horario de verano se retrasa una hora tanto en el comienzo como en la finalización de este periodo. Así, el periodo punta en verano se encuentra entre las 13 y las 23 horas.

Periodo valle. Como es de suponer, si el periodo punta varía según el horario de verano o invierno, el periodo valle sufrirá las mismas modificaciones. Es decir, de nuevo se retrasa una hora el comienzo y el fin del periodo en horario de verano con respecto al horario de invierno. Así, en el horario de invierno, el periodo valle es el tramo horario que se encuentra entre las 22 y las 12 horas. Así mismo, el periodo valle en verano puede encontrarse entre las 23 y las 13 horas.

Dichos periodos corresponden al código 2.0 DHA que se muestra en la tabla 6.1. Con el número 1 queda representado el periodo punta, mientras que el valle se representa con el número 2. A continuación se muestra la distribución de los días según el periodo:

2.0 DHA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Días de invierno	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Días de verano	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 6.2.2.1 Periodo tarifario para el código 2.0 DHA. Fuente: Elaboración propia

Tanto en verano como en invierno, el precio medio es de 0,091622 €/kWh

### 6.2.3. Tarifa supervalle

Si la anterior tarifa estaba pensada para aquellos edificios o viviendas en las que el consumo fuese mayoritario en las horas nocturnas, la tarifa supervalle está pensada para hacer más económica la recarga del vehículo eléctrico. Además de contener el periodo punta y el periodo valle, incorpora un nuevo periodo para llevar a cabo esta recarga. También cabe apuntar que este nuevo periodo no distingue entre horario de verano o invierno, sino que el tramo horario para el mismo se mantiene constante durante todo el año. A continuación se detallan las características para cada uno de los periodos.

Periodo punta. En la tarifa nocturna o discriminación horaria, este periodo sufría una ligera variación dependiendo de si el horario vigente era el de verano o el de invierno. En este caso, este periodo no experimenta ninguna modificación con el cambio de horario, sino que queda definido entre las 13 y las 23 horas tanto en verano como en invierno. Para ambos casos el precio medio se mantiene constante y toma un valor de 0,168395 €/kWh.

Periodo valle. Al igual que el periodo punta, el periodo valle no modifica su franja horaria de aplicación dependiendo del horario de verano o invierno. Dado que la tarifa supervalle incluye un nuevo periodo de 1 a 7 horas, el periodo valle quedará subdividido en dos tramos horarios incluidos entre las 23 y 1 horas y entre las 7 y 13 horas. El precio medio para este periodo cuenta con un valor fijo de 0,099691 €/kWh.

Periodo supervalle. De acuerdo con lo definido anteriormente, este periodo no distingue entre horarios de verano e invierno, sino que mantiene las horas de aplicación constantes durante todo el año. El precio medio de este periodo es de 0,083372 €/kWh. Las horas en las que se aplica este precio a la electricidad son las que se encuentran entre las 1 y las 7 horas. Viendo la franja horaria del periodo

supervalle y el horario del periodo valle, se puede ver como este divide al periodo valle en dos tramos horarios distintos y con distinto número de horas en cada uno de ellos.

El código que define este tipo de tarifa es el 2.0 DHS y se ve la distribución de los días en la tabla 6.2.3.1 que se muestra a continuación.

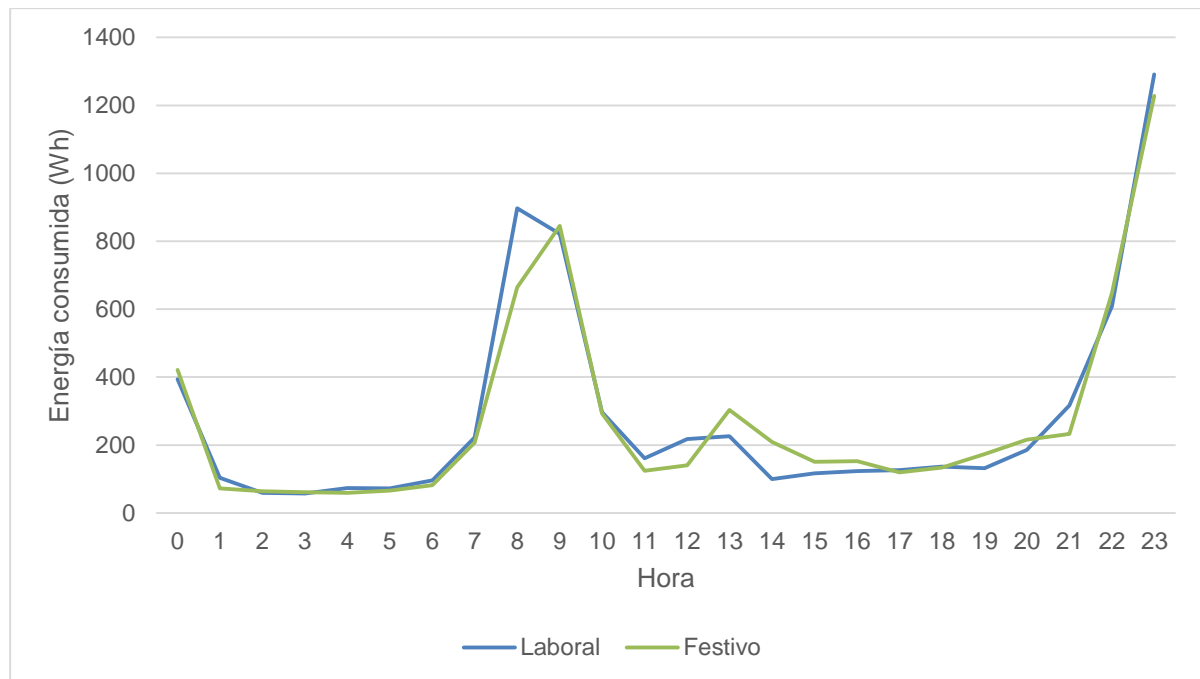
2.0 DHS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Días anuales	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2

Tabla 6.2.3.1 Periodo tarifario para el código 2.0 DHS. Fuente: Elaboración propia

## 7. PERFIL DE CONSUMO

Para poder llevar a cabo un estudio real sobre la viabilidad de la tecnología solar fotovoltaica integrada en edificios destinada para el autoconsumo, lo primero que hay que hacer es realizar un perfil de consumo de la vivienda o edificio objetivo del presente estudio. Dicho perfil de consumo se basa en elegir uno o varios días típicos de cada mes y calcular un consumo total anual. En este proyecto se empezó analizando días festivos por un lado, y día laborales por otro. Al no apreciarse diferencia significativa entre el consumo en días laborales y en días de fin de semana o festivos, como se puede ver en la gráfica 7.1, el estudio se ha basado en un día típico de cada mes. La máxima diferencia entre días laborales y días del fin de semana o festivos, se encuentra en torno a las 8 horas con un consumo mayor en los días laborales que en los festivos que ronda los 200 Wh. Durante las restantes horas a lo largo del día se puede comprobar que la disparidad en todos los casos es mínima, por lo que no se ha considerado de mayor importancia y, de ahí, que para el estudio del presente proyecto se haya tomado un solo día típico para cada mes.

A continuación se muestra la tabla 7.1 con los resultados del consumo para días laborales y festivos.



**Gráfica 7.1 Consumo medio de la vivienda en días laborales y en días festivos medido en Wh. Fuente propia**

Tal y como se ha expuesto anteriormente, la mayor diferencia en el consumo entre los días laborales y festivos se encuentra alrededor de las 8 horas y que ronda los 200 Wh. Asimismo, se aprecian ligeras diferencias, que no son consideradas de especial interés, entre las 11 y las 21 horas. En los demás tramos horarios el consumo es prácticamente el mismo en todos los días.

Tras analizar los resultados de consumo para los distintos días, y dado que se cree que la diferencia es mínima entre unos y otros, el presente estudio se basa únicamente en un día típico para cada mes.

Así, una vez obtenido el día típico de cada mes, basta con multiplicar este consumo por el total de días del mes. Este perfil de consumo presentará la cantidad de energía consumida para cada hora de un día típico de cada mes.

El perfil de consumo se presentará en forma de tabla, y para su posterior análisis se representará el consumo total de cada mes en una gráfica y el consumo horario mensual en otra. De esta forma serán visibles todos los datos y se podrá llevar a cabo una comparativa en detalle del mismo.

En la siguiente tabla se adjunta el perfil de consumo medido en Wh:

Franja Horaria	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Hora 0	602	550	332	792	441	230	240	264	221	602	261	356
Hora 1	76	107	92	243	99	46	43	44	45	78	84	96
Hora 2	67	74	75	75	74	36	35	35	38	61	89	74
Hora 3	66	70	74	73	72	36	35	34	36	59	77	74
Hora 4	66	76	96	71	86	42	42	38	39	62	74	101
Hora 5	94	80	83	89	82	43	45	44	43	57	82	85
Hora 6	131	123	118	84	120	61	61	62	55	63	70	115
Hora 7	451	214	337	70	276	163	189	177	141	95	158	303
Hora 8	991	1129	930	807	1030	503	491	510	512	489	1005	971
Hora 9	1503	897	747	813	822	489	567	584	591	656	1565	766
Hora 10	383	262	294	583	278	155	170	166	181	264	502	298
Hora 11	171	119	170	241	144	78	83	78	89	114	260	162
Hora 12	174	164	221	359	192	100	104	94	103	147	248	241
Hora 13	261	294	395	288	345	171	169	154	163	186	333	414
Hora 14	360	140	139	110	140	103	136	130	110	99	200	182
Hora 15	227	113	161	118	137	84	99	92	86	133	180	168
Hora 16	238	170	152	141	161	88	95	99	89	116	163	143
Hora 17	156	161	151	123	156	79	79	79	79	92	152	161
Hora 18	184	135	170	114	152	85	95	87	91	95	217	195
Hora 19	302	146	182	171	164	101	120	116	97	98	155	177
Hora 20	382	221	221	240	221	132	153	152	128	136	192	229
Hora 21	600	307	219	302	263	170	209	218	181	281	309	235
Hora 22	892	820	886	176	853	434	441	435	432	428	867	874
Hora 23	1779	1571	1493	1656	1532	793	819	828	801	787	1559	1498

Tabla 7.2 Perfil de consumo de la vivienda en Wh. Fuente propia

En la tabla 7.1 se presenta el perfil de consumo que servirá de base para poder llevar a cabo este estudio. Si se observa dicha tabla detenidamente, puede verse que el mayor consumo del año se produce a las 23 horas del mes de enero. Por el contrario, el menor consumo se encuentra a las 3 horas del mes de agosto.

Recordando las posibles tarifas que ofrecen las compañías eléctricas y que han sido detalladas en el punto 6, podría analizarse la tabla 7.1 en función a dichas tarifas. Se presentó en dicho punto que existían tres posibles tarifas. Una primera tarifa llamada tarifa plana, en la que el precio medio de la energía eléctrica se mantenía constante a lo largo del día. Una segunda llamada tarifa nocturna o discriminación horaria, en la que se dividía el día en dos tramos horarios, periodo punta y periodo valle, con un precio medio para el periodo punta y otro más económico para el periodo valle. Por último, podía encontrarse una tarifa supervalle en la que además de los periodos de la tarifa nocturna había un nuevo periodo llamado supervalle que dividía el periodo valle en dos. Este periodo supervalle estaba pensado para economizar la recarga del vehículo eléctrico y por tanto, el precio medio de este es el menor de los tres periodos.

Cabe pensar que una vivienda con un contrato de tarifa plana no tendría un consumo destacable en ciertos periodos del día durante todo el año, sino que esas horas con mayor consumo estarían distribuidas a lo largo del año para diferentes momentos de cada día. Si el precio medio al que se consume es el mismo para todos

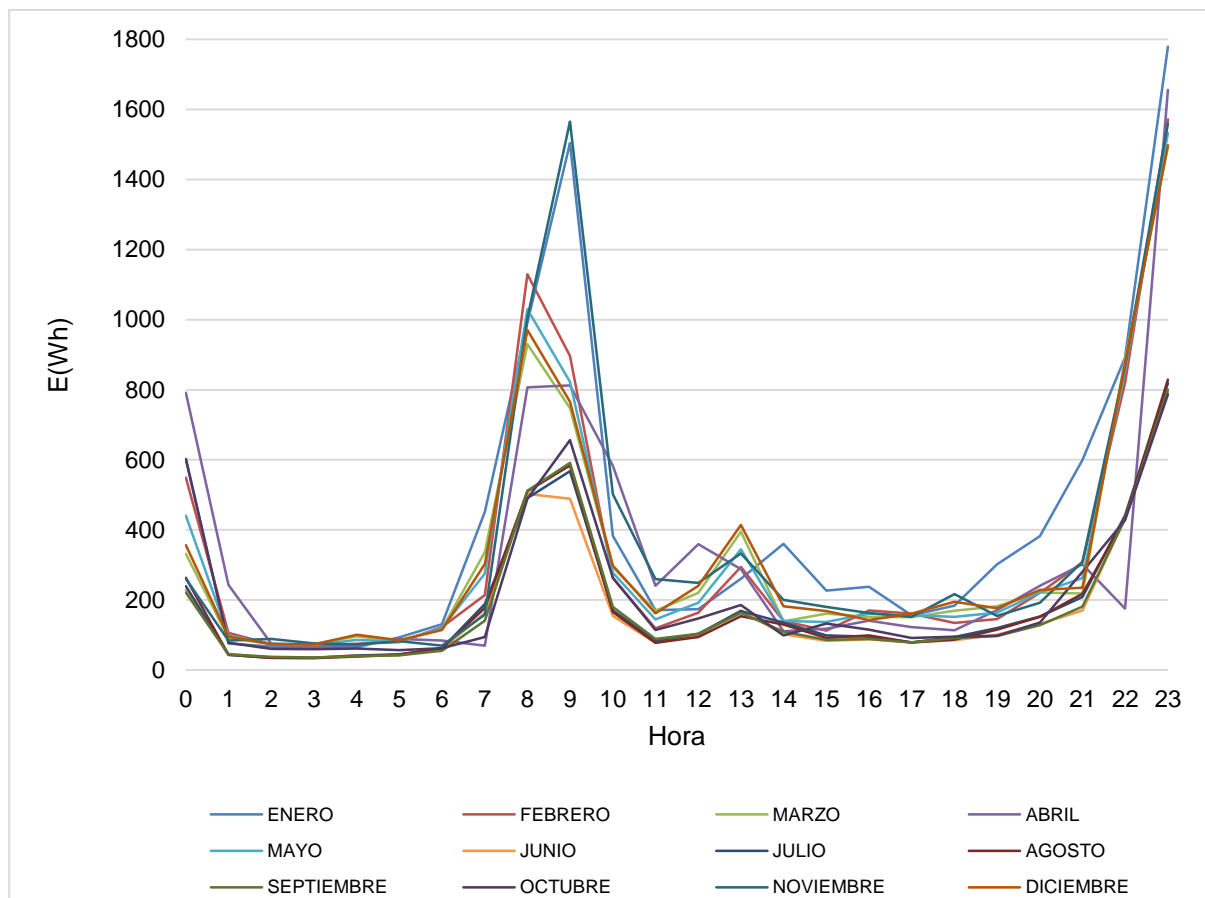


los días del año, no tendría sentido que a las 23 horas de cada día del año se produjera uno de los consumos más altos. Viendo la tabla y puede apreciarse como los mayores consumos del día, distribuidos equitativamente a lo largo del año, tienen lugar en los tramos horarios correspondientes a un periodo valle. Por lo tanto podría intuirse que esta vivienda no está sujeta a una tarifa plana.

Ahora bien, ¿puede decirse que está sujeta a una tarifa supervalle? Para intuir que la vivienda podría estar sujeta a una tarifa supervalle debería de haber un consumo más elevado en la franja horaria representada entre la 1 y las 7 horas. Si se observa la tabla 7.1, se puede ver que no existe dicho consumo.

Por lo tanto, observando el perfil de consumo, podría darse una primera impresión acerca del plan tarifario al que está sujeta la vivienda.

A continuación se exponen los datos tabulados anteriormente con el fin de ofrecer una vista más general de los mismos. En la siguiente gráfica, se detallan estos datos:



Gráfica 7.2 Consumo horario mensual de la vivienda. Fuente propia

La gráfica 7.1 contiene los datos horarios de consumo para un día típico de cada mes. En torno a la 0 horas, se observan disparidades en el consumo dependiendo del mes analizado, si bien es cierto que se produce un descenso en los valores del mismo entre las 0 y las 1 horas, hasta alcanzar un valor prácticamente nulo en torno a las 1, exceptuando el mes de abril, pues este presenta unos 200 Wh. Durante el tramo horario existente entre las 1 y las 7 horas aproximadamente, se puede apreciar un consumo prácticamente nulo para todos los meses, como consecuencia de la baja actividad presente en la vivienda en esta franja horaria. No obstante, a partir de las 6 horas, y hasta aproximadamente las 9, se produce uno de los dos picos más importantes de consumo que tienen lugar durante el día. Este pico de energía se produce entre las 8 y las 1

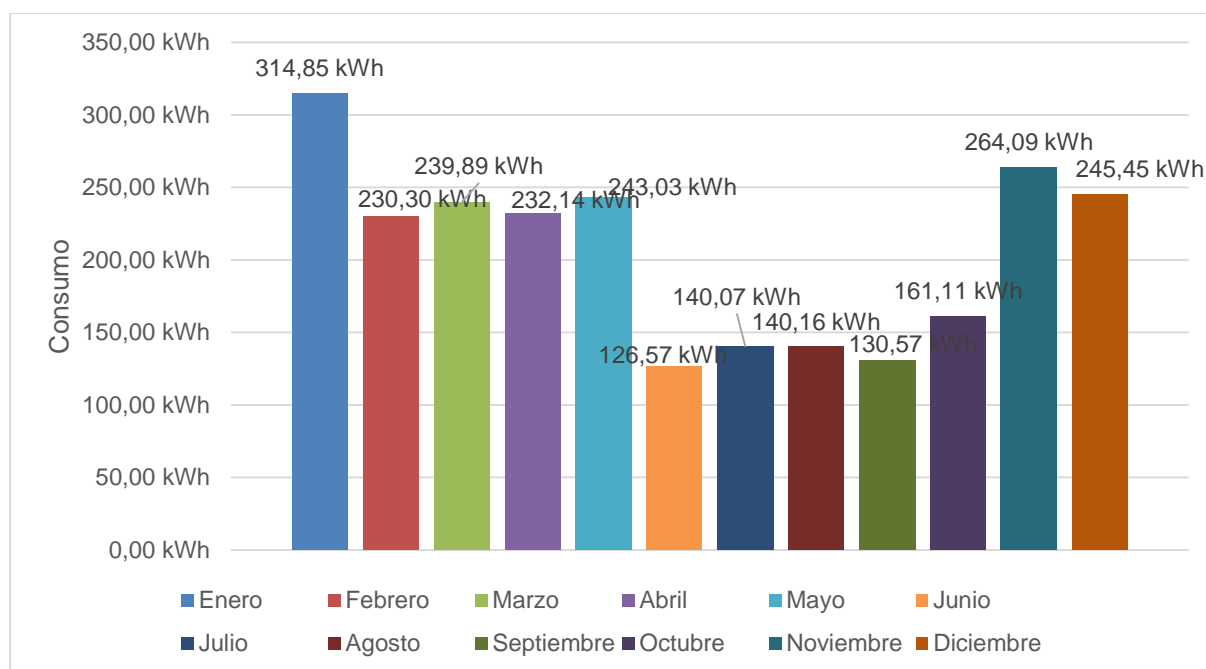
9 horas, dependiendo del mes. En enero, por ejemplo, alcanza unos 1600 Wh en torno a las 9, mientras que en febrero se alcanzan prácticamente los 1200 Wh en momentos cercanos a las 8. Por otra parte, pasadas las 9, el consumo desciende hasta valores que rondan entre los 200 y los 400 Wh hasta aproximadamente las 20 horas durante todos los meses. Es a partir de entonces cuando el consumo tiende a alcanzar el mayor valor del día, produciéndose un ascenso en el valor del mismo desde las 20 hasta las 23 horas, cuando alcanza dicho valor máximo: 1800 Wh aproximadamente.

Tras analizar todos los tramos horarios, se podría llegar a la misma conclusión que al observar la tabla: la vivienda se encontraría acogida a la tarifa nocturna.

Dado que los datos expuestos en la tabla 7.1 están expresados en Wh, se procede a calcular el consumo total para cada día típico de cada mes, y, a continuación, se presentan los resultados en kWh, unidad normalmente empleada. Para el día típico del mes de enero el consumo fue de 10,16 kWh, en febrero 7,94 kWh, para marzo 7,74 kWh, abril 7,74 kWh, en mayo 7,84 kWh, junio 4,22 kWh, julio 4,52 kWh, agosto 4,52 kWh, septiembre 4,35 kWh, octubre 5,20 kWh, noviembre 8,80 kWh y en diciembre 7,92 kWh.

Para obtener el consumo total de cada mes, basta con multiplicar este consumo típico por el total de días del mes que corresponda.

En la siguiente gráfica se presenta este consumo mensual:



**Gráfica 7.3 Consumo total mensual. Fuente propia**

La gráfica 7.2 muestra el consumo total de cada mes. Como se puede apreciar, el mes de enero destaca sobre el resto, pues cuenta con un consumo de 314,85 kWh. Por otra parte, el mes de junio es el que presenta una menor cantidad de energía consumida, con valor de 126,57 kWh.

Adoptando una vista general, y con el propósito de ofrecer una visión simplificada de los datos expuestos, una primera división podría establecerse. Dicha división obedecería principalmente a razones climáticas, puesto que, por una parte, y como puede ser apreciado en la gráfica anterior, los meses pertenecientes o cercanos al período estival y otoñal poseen valores similares, esto es, junio, julio, agosto, septiembre y octubre. El mismo fenómeno puede ser observado durante los meses tradicionalmente relacionados con el período invernal, durante los cuales aspectos como la regulación térmica del hogar toman un papel fundamental en el consumo eléctrico, es decir, en los meses contenidos entre noviembre y mayo. Pese a que se podría suponer que este último mes presentaría un descenso en el consumo con respecto a los meses anteriores, debe mencionarse en este punto que los valores ilustrados obedecen a las condiciones climáticas relativamente adversas existentes en dicho mes. Dentro de este segundo grupo, mención especial debería ser dirigida al mes de enero, durante el cual se produce el mayor consumo anual como posible consecuencia tanto de una mayor estancia en el hogar (vacaciones de Navidad), así como por la presencia de unas temperaturas excepcionalmente frías. Asimismo, cabe

señalar que el segundo mes con mayor consumo es noviembre, pese a que diciembre presenta un mayor número de días festivos, durante los cuales el consumo de la vivienda suele dispararse.

Durante el periodo de verano, por el contrario, la energía consumida se mantiene constante entre los meses de julio y agosto, puesto que existe entre ellos una diferencia de tan solo 0,09 kWh. Otro aspecto reseñable es el descenso del consumo en septiembre en lugar de una esperable crecida como consecuencia de la aproximación del periodo invernal y, con ello, la existencia de un menor número de horas de sol.

Realizando un cómputo global de la energía consumido en cada uno de los meses, se puede extraer un consumo total de la vivienda de 2.468,24 kWh. Teniendo en cuenta el sector fotovoltaico en España, podría señalarse que este edificio se encuentra dentro de la media en lo que se refiere al consumo eléctrico.

## **8. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA**

### **8.1. Datos de partida**

Una vez estudiado el perfil de consumo del edificio, y para poder llevar a cabo una estimación adecuada de la energía producida, lo primero es emplazar el edificio y tener en cuenta unas pérdidas. En principio la instalación podría tener las condiciones óptimas en cuanto a orientación se refiere, por lo que se considera un azimut nulo (orientación sur) y una inclinación óptima de los paneles de 35°. En la tabla 8.1.1 se detalla la latitud y longitud de la vivienda, así como los doce valores medios mensuales de irradiación global diaria horizontal ( $H_{dm}(0)$ ), doce valores medios mensuales de la temperatura ambiente máxima diaria ( $T_{m\acute{a}x}$ ) y respectivos doce valores medios de la temperatura mínima ( $T_{m\acute{i}n}$ ). Cada uno de estos valores medios se corresponde con un mes diferente del año.

<b>LUGAR</b>			
Latitud	38,069	Longitud	-3,307
	H <sub>dm</sub> (0)	T máx	T mín
Enero	2500	14,00	1,40
Febrero	3380	18,10	2,42
Marzo	4570	24,40	5,05
Abril	5450	29,00	7,72
Mayo	6320	35,90	12,50
Junio	7330	44,10	18,30
Julio	7610	48,00	20,90
Agosto	6550	45,90	19,90
Septiembre	5070	38,10	16,30
Octubre	3520	28,40	11,70
Noviembre	2540	19,60	6,62
Diciembre	2100	14,70	3,27
Anual	4.745	30,0	10,5
<b>ORIENTACIÓN (°)</b>			
Acimut (E neg)	0	Pendiente	35

Tabla 8.1.1 Localización, Irradiación media y temperaturas máxima y mínima.  
 Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén.

Dado que la irradiación que se presenta en la anterior tabla es la correspondiente al plano horizontal y la inclinación óptima es de 35°, es necesario ajustar esa irradiación del plano horizontal al plano que se considera en este proyecto que es el de 35°.

Además de realizar este ajuste, es fundamental tener en cuenta unas pérdidas del sistema asociadas a la parte de corriente continua, que se presentan en la tabla 8.1.2, unas pérdidas ligadas al inversor que se muestran en la tabla 8.1.3 y otras pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico como la suciedad, sombreado o por efecto de la temperatura que aparecen en la tabla 8.1.4.

<b>PERDIDAS DC</b>		
<b>Mismatch</b>	2,0%	
<b>Óhmicas DC</b>	1,0%	
<b>Polvo y suciedad</b>	2,0%	Incluidas en el modelo
<b>Angulares y espectrales</b>	1,0%	Incluidas en el modelo
<b>Potencia Nominal</b>	1,0%	
<b>Total pérdidas parte DC</b>	<b>4,0%</b>	

Tabla 8.2.2 Pérdidas del sistema asociadas a la parte de corriente continua. Fuente propia

<b>PERDIDAS IMPUTABLES AL INVERSOR</b>	
<b>Rendimiento del seguimiento del PMP</b>	98,0%
<b>Rendimiento conversor DC/AC</b>	96,0%
<b>Rendimiento final inversor</b>	<b>94,0%</b>

Tabla 8.3.3 Pérdidas asociadas al inversor. Fuente propia

<b>OTRAS PERDIDAS</b>	
<b>Óhmicas AC</b>	1,5%
<b>Sombreado</b>	0,0%
<b>Otros (paradas, bajas irradiancias, etc)</b>	4,0%
<b>Total otras pérdidas</b>	<b>5,5%</b>

Tabla 8.4.4 Otras pérdidas asociadas al sistema fotovoltaico. Fuente propia

Al considerar todas estas pérdidas, se obtiene un estudio más exhaustivo y, por lo tanto, las conclusiones que se extraigan del mismo se ajustarán mejor a la realidad.

Se podría definir un factor de operación como resultado del ajuste necesario en cuanto a irradiación se refiere en conjunto con la consideración de las pérdidas expuestas anteriormente. Una vez obtenido dicho factor de operación, es posible la realización del estudio para varias potencias seleccionadas. Para cada una de estas potencias habrá dos aspectos a tener en cuenta: el primero de ellos queda definido en el Real Decreto 244/2019 y atiende a razones energéticas. El citado Real Decreto recoge como condición para el pago de la energía excedentaria producida por la instalación que la energía excedentaria mensual tiene que ser menor que el déficit de energía para el mismo mes, en caso contrario, los excedentes serán vertidos a la red sin compensación ninguna. El segundo de ellos trata razones económicas, teniendo en cuenta la rentabilidad del proyecto, ya que de no obtenerse beneficios con la implantación de este sistema, no es conveniente llevarla a cabo.

El cálculo de la energía generada de forma horaria se lleva a cabo mediante el producto de la potencia considerada para el sistema fotovoltaico por cada uno de los valores que adopta el factor de operación para las diferentes horas del día en cada mes.

En la tabla 8.1.5 se presentan los valores de este factor:

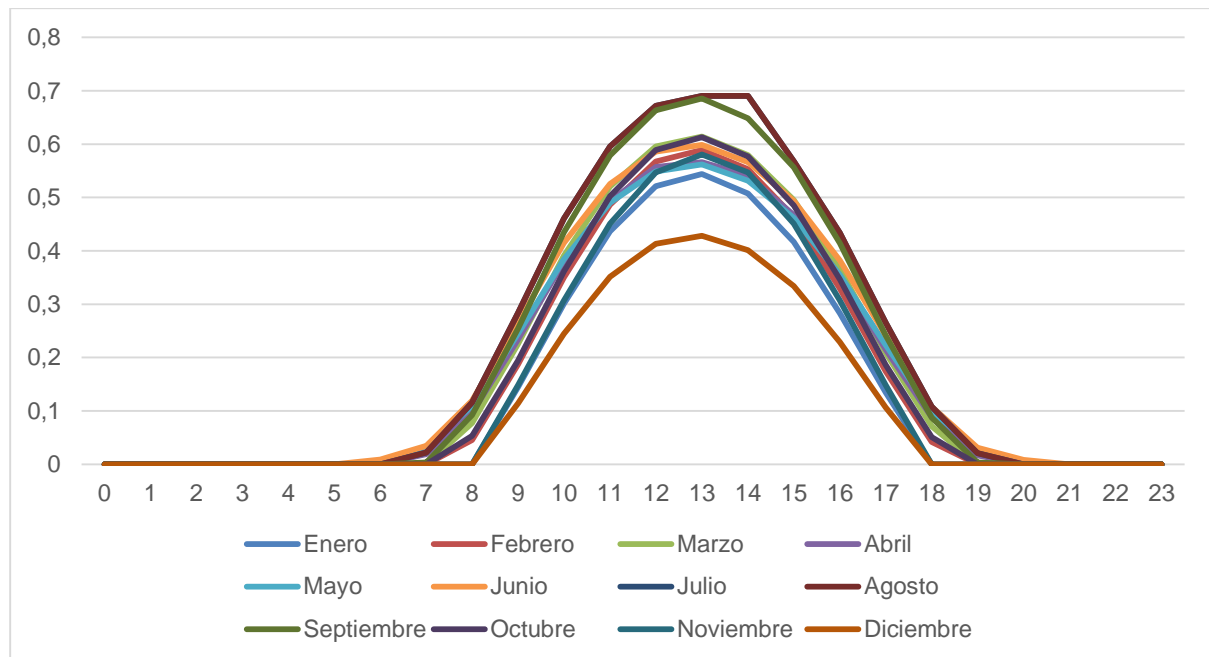
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0,00146741	0,00885932	0,00501441	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0,0186735	0,03193999	0,03446523	0,03016648	0,02208125	0,00365327	0	0	0	0
8	0	0,04539037	0,07723185	0,09614829	0,10959317	0,11907903	0,12367882	0,11554008	0,0919698	0,05316997	0	0
9	0,14491899	0,18774468	0,22627729	0,23458761	0,24527578	0,26644298	0,28881976	0,28395696	0,25483663	0,19506108	0,14840168	0,11453
10	0,30085829	0,35032555	0,39072773	0,38048672	0,38452953	0,41490797	0,45595419	0,46048699	0,43502584	0,36188069	0,30677896	0,24444643
11	0,43691023	0,48621891	0,52058751	0,49306971	0,49002663	0,52539137	0,58005414	0,59539206	0,57866655	0,50245628	0,45114298	0,35165119
12	0,52102152	0,56751094	0,59569766	0,55717654	0,54906321	0,58598902	0,64810042	0,67187264	0,66325871	0,58876631	0,5473462	0,41336819
13	0,54403889	0,58889039	0,61444755	0,56644431	0,56191705	0,59838886	0,66252669	0,69030127	0,68587928	0,61329522	0,58068719	0,42847713
14	0,50746318	0,55279838	0,57966939	0,54089161	0,53143264	0,56624872	0,62784364	0,69030127	0,64873275	0,57720448	0,5473462	0,40149924
15	0,41674183	0,46363329	0,49534933	0,46702748	0,46168732	0,49377618	0,54797636	0,56808788	0,55667728	0,48541318	0,45114298	0,33415656
16	0,28281837	0,3289204	0,36566218	0,35380315	0,35509825	0,38217492	0,42331923	0,43353171	0,41428632	0,34659936	0,30677896	0,22910609
17	0,13498873	0,17444674	0,20936004	0,21535758	0,22340183	0,24218622	0,26532283	0,26540554	0,24158869	0,18617693	0,14840168	0,10653248
18	0	0,04198013	0,07105026	0,08768304	0,09913651	0,10761893	0,11325575	0,10792896	0,08731121	0,05084228	0	0
19	0	0	0,01643207	0,02880315	0,03110906	0,0276387	0,02063826	0,00338675	0	0	0	0
20	0	0	0	0,00133678	0,00809059	0,00465057	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 8.5.5 Factor de operación. Fuente propia

En la tabla 8.1.5 se pueden apreciar los diferentes valores que adopta el factor de operación a lo largo del año. En la columna de la izquierda aparecen las diferentes horas del día, mientras que en la fila superior se distinguen los distintos meses del año.

Como se puede ver, para aquellas horas en las que no existe luz solar o esta es prácticamente inexistente, el factor toma un valor nulo, y por lo tanto, la generación del sistema fotovoltaico es, a su vez, cero. Durante las horas del día en las que existe luz solar, el factor de operación deja de ser nulo y va incrementando su valor hasta que el sol se encuentra en su punto más alto. A partir de este momento, dicho factor sufre un decremento constante hasta que vuelve a ser nulo con la caída de la noche.

Para apreciar mejor las variaciones que sufre el factor de operación a lo largo del día en cada mes, se presentan sus valores en la siguiente gráfica:



Gráfica 8.6.1 Factor de operación. Fuente propia

La gráfica 8.1.1 contiene la evolución del factor de operación a lo largo del día para cada mes. A medida que aumente el valor de este factor, aumentará simultáneamente la generación de energía del sistema. El factor será nulo en la franja horaria situada entre la 1 y las 5 horas para todos los meses. A partir de las 5, el factor de operación empieza a incrementarse para los meses de mayo, junio y julio, mientras que para el resto de meses comenzará pasada esta hora. Al igual que se señaló que los primeros meses que cuentan con so las 8 horas para los meses de diciembre y enero. Analizando el tramo en el que el factor deja de ser cero, convendría mencionar que el valor máximo de entre todos los más elevados es de 0,690301269 y tiene lugar a las 15 horas del mes de agosto. Por el contrario, el mínimo dentro de los valores más altos es 0,428477128 y ocurre a las 14 horas del mes de diciembre. Una vez alcanzado este valor máximo, el factor se decrementa hasta volver a tener un valor nulo a las 18 horas en diciembre y enero y, progresivamente para el resto de meses, entre las 19 y las 21 horas.

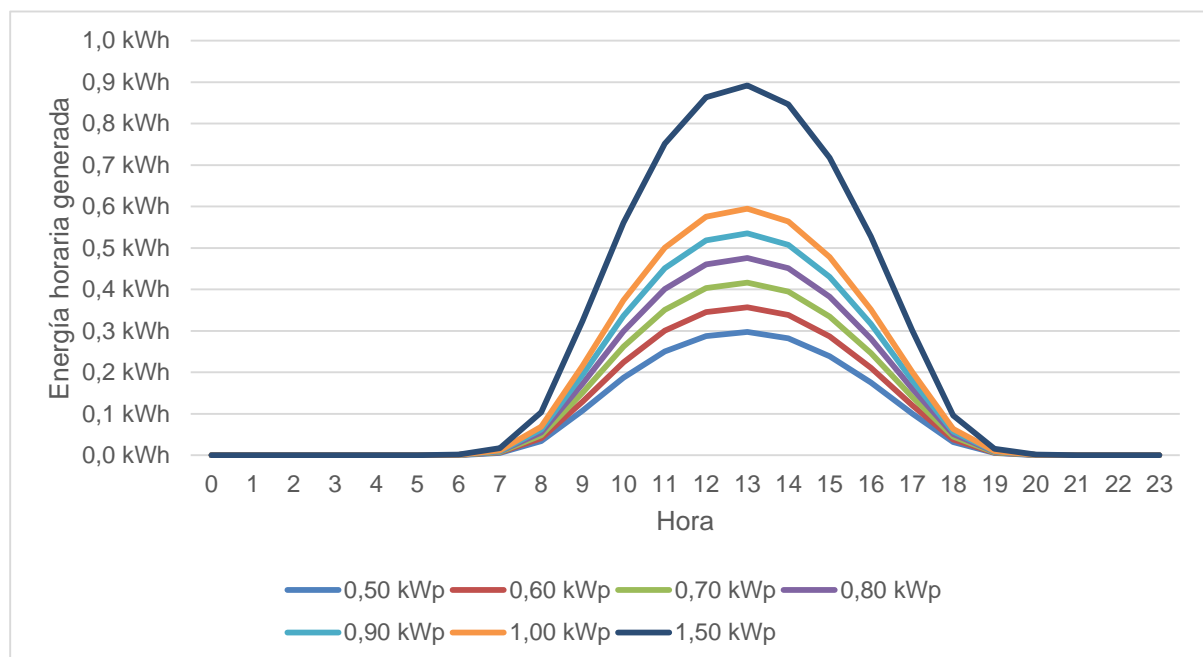
## 8.2. Energía generada por el sistema

La energía generada por el sistema vendrá dada como el producto del factor de operación por la potencia del sistema fotovoltaico. Dado que era necesario un estudio previo para la elección de la potencia idónea de la instalación de la vivienda atendiendo a criterios energéticos, las potencias analizadas fueron, en kWp, 0,5, 0,6,



0,7, 0,8, 0,9, 1 y 1,5. Estos criterios energéticos, tal y como se plasmó en el punto 8.1, vienen definidos en el real decreto 244/2019 y atienden a términos de energía excedentaria y déficit de energía, tanto es así que la energía excedentaria en un mes no puede ser superior al déficit existente en este mes. Siguiendo esta premisa, comenzó el análisis.

En la siguiente gráfica se expone la generación media horaria para cada una de las diferentes potencias:



Gráfica 8.2.1 Producción fotovoltaica media horaria en función de la potencia. Fuente propia

La gráfica 8.2.1 muestra la generación media anual para las diferentes potencias de estudio. Puede comprobarse como, efectivamente, la forma en la que se distribuye la generación de energía coincide con la forma de la gráfica que representa el factor de operación.

Asimismo, se aprecia una generación nula en los tramos horarios comprendidos entre las 0 y las 6 horas, y entre las 20 y las 23 horas. Dado que el factor de operación posee unos valores relativamente bajos tanto en las primeras horas de sol como en las últimas, la energía generada en esos periodos de tiempo será mayor cuanto mayor sea la potencia instalada.

Si se analiza la franja horaria comprendida entre las 6 y las 20 horas, para una potencia de 1,5 kWp se pueden llegar a producir 0,892 kWh a las 13 horas. Sin

embargo, para una potencia de 0,5 kWp, la mayor generación posible tendrá lugar de nuevo a las 13 horas con un valor de 0,297 kWh.

Tal y como viene definido en el real decreto, y que se ha expuesto anteriormente, la energía total mensual excedentaria no puede superar al déficit total de dicho mes. Dado que 1,5 kWp no cumplía esta premisa para ciertos meses, se optó por estudiar potencias menores con más detalle, ya que como existen meses en los que los excedentes van a ser superiores al déficit, estos no son remunerados y, por lo tanto, no aportan ningún beneficio.

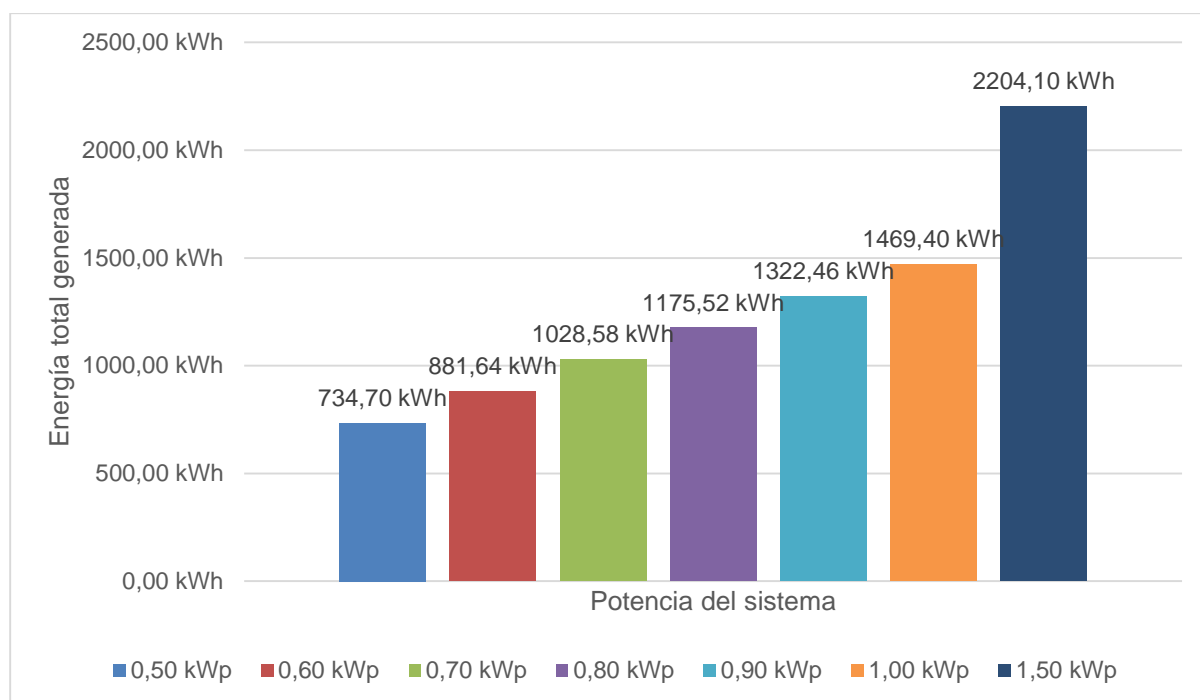
La energía horaria generada desciende sustancialmente si se observa dicha generación para una potencia de 1 kWp. El máximo valor que adopta esta se puede encontrar, de nuevo, a las 13 horas y es de 0,595 kWh. De nuevo vuelve a ocurrir lo mismo que con 1,5 kWp, los excedentes mensuales superan al déficit y, por tanto, esta potencia no es válida para nuestro sistema puesto que esta energía excedentaria es vertida a la red de forma gratuita.

Las restantes potencias (0,5, 0,6, 0,7, 0,8, y 0,9 kWp) cumplen la condición exigida en el real decreto para la compensación de la energía excedentaria. Por lo tanto, atendiendo a los criterios energéticos, estas son las posibles potencias para el sistema fotovoltaico.

Tanto la energía excedentaria como el déficit energético para cada una de las opciones se verán posteriormente en los puntos del presente proyecto que correspondan.

Una vez analizada la energía horaria media generada, se va a proceder con el estudio de la generación total anual para cada una de las potencias.

En la siguiente gráfica se presenta la energía total anual generada por cada potencia:



**Gráfica 8.2.2 Energía total anual generada en función de la potencia. Fuente propia**

En la gráfica 8.2.2 se puede apreciar la generación anual de energía para cada una de las diferentes potencias. Destacan los 2.204,10 kWh producidos por 1,5 kWp, equivalentes al 89,3% del consumo anual de la vivienda. Este porcentaje no indica que toda esa energía se dedique al autoconsumo, sino que, por el contrario, gran parte de ella es energía excedentaria, dado que, para las horas en las que no hay generación, sigue habiendo déficit, mientras que durante las horas en las que sí que se genera energía, esta adopta un valor mucho mayor que el consumo en esas mismas horas. Es por eso que esta potencia es descartada como posible opción para el sistema, aunque, como ha sido objeto de estudio, se presentan sus resultados.

De color naranja puede verse la producción para 1 kWp. Esta producción alcanza un valor de 1.469,40 kWh que representa el 59,53% de la energía anual consumida por la vivienda. Se observa una diferencia sustancial entre la energía generada para 1 y 1,5 kWp. A pesar de este descenso en la producción, sigue existiendo mayor energía excedentaria que deficitaria para algunos meses, por lo que esta potencia es, de nuevo, descartada como opción.

A partir de ahora, y en orden descendente, se pueden apreciar los valores de energía generada para aquellas potencias que cumplen con lo mencionado en el real decreto acerca de energía excedentaria y deficitaria. Para un sistema fotovoltaico de

0,9 kWp, se obtiene una producción anual de 1.322,46 kWh, equivalente al 53,58% del consumo total. En cambio, un sistema de 0,8 kWp presenta una cantidad de energía producida igual a 1.175,52 kWh, el 47,63% del total. Si la potencia es de 0,7 kWp, la producción es de 1.028,58 kWh, que representa el 41,67% de la energía consumida total. Esta potencia de 0,7 es la considerada como óptima en el presente proyecto. Pasando a 0,6 kWp, la generación de energía pasa a ser de 881,64 kWh, el 35,72% del consumo total. En último lugar, para 0,5 kWp, se obtiene una producción de 734,7 kWh, apenas el 29,77% de la cantidad total de energía que se consume en el edificio.

Se exponen los datos para cada una de las potencias, analizando más en detalle aquellas de 0,6, 0,7 y 0,8 kWp, puesto que, como la seleccionada como óptima es 0,7 kWp, conviene ver las diferencias existentes en los resultados de cada una de ellas.

Las tablas que se adjuntan a continuación para los 0,6, 0,7 y 0,8 kWp de posibles potencias para el sistema fotovoltaico, plasman: datos horarios de generación, producción total para el día típico de cada mes, producción total de cada mes, generación media anual para cada una de las distintas franjas horarias, energía total anual generada para cada una de las mencionadas franjas horarias, la suma de las generaciones medias anuales para cada franja horaria y la producción total anual de energía. Se analizan los resultados para cada uno de los tres diferentes casos. El caso I es aquel que presenta los datos para una potencia de 0,6 kWp, como caso II se exponen los datos relativos a una potencia de 0,7 kWp y como caso III los correspondientes a una potencia de 0,8 kWp.

Posteriormente al análisis de la energía generada para dichas potencias, se verán más en detalle los datos relativos al caso II, comparando energía generada con energía consumida de cada mes mediante gráficas.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para el caso I:

0,60 kWp															
CASO I	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media anual	Total anual	
0	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
1	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
2	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
3	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
4	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
5	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
6	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,005 kWh	0,003 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,01 kWh	
7	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,011 kWh	0,019 kWh	0,021 kWh	0,018 kWh	0,013 kWh	0,002 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,01 kWh	0,08 kWh	
8	0,000 kWh	0,027 kWh	0,046 kWh	0,058 kWh	0,066 kWh	0,071 kWh	0,074 kWh	0,069 kWh	0,055 kWh	0,032 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,04 kWh	0,50 kWh	
9	0,087 kWh	0,113 kWh	0,136 kWh	0,141 kWh	0,147 kWh	0,160 kWh	0,173 kWh	0,170 kWh	0,153 kWh	0,117 kWh	0,089 kWh	0,069 kWh	0,13 kWh	1,55 kWh	
10	0,181 kWh	0,210 kWh	0,234 kWh	0,228 kWh	0,231 kWh	0,249 kWh	0,274 kWh	0,276 kWh	0,261 kWh	0,217 kWh	0,184 kWh	0,147 kWh	0,22 kWh	2,69 kWh	
11	0,262 kWh	0,292 kWh	0,312 kWh	0,296 kWh	0,294 kWh	0,315 kWh	0,348 kWh	0,357 kWh	0,347 kWh	0,301 kWh	0,271 kWh	0,211 kWh	0,30 kWh	3,61 kWh	
12	0,313 kWh	0,341 kWh	0,357 kWh	0,334 kWh	0,329 kWh	0,352 kWh	0,389 kWh	0,403 kWh	0,398 kWh	0,353 kWh	0,328 kWh	0,248 kWh	0,35 kWh	4,15 kWh	
13	0,326 kWh	0,353 kWh	0,369 kWh	0,340 kWh	0,337 kWh	0,359 kWh	0,398 kWh	0,414 kWh	0,412 kWh	0,368 kWh	0,348 kWh	0,257 kWh	0,36 kWh	4,28 kWh	
14	0,304 kWh	0,332 kWh	0,348 kWh	0,325 kWh	0,319 kWh	0,340 kWh	0,377 kWh	0,414 kWh	0,389 kWh	0,346 kWh	0,328 kWh	0,241 kWh	0,34 kWh	4,06 kWh	
15	0,250 kWh	0,278 kWh	0,297 kWh	0,280 kWh	0,277 kWh	0,296 kWh	0,329 kWh	0,341 kWh	0,334 kWh	0,291 kWh	0,271 kWh	0,200 kWh	0,29 kWh	3,45 kWh	
16	0,170 kWh	0,197 kWh	0,219 kWh	0,212 kWh	0,213 kWh	0,229 kWh	0,254 kWh	0,260 kWh	0,249 kWh	0,208 kWh	0,184 kWh	0,137 kWh	0,21 kWh	2,53 kWh	
17	0,081 kWh	0,105 kWh	0,126 kWh	0,129 kWh	0,134 kWh	0,145 kWh	0,159 kWh	0,159 kWh	0,145 kWh	0,112 kWh	0,089 kWh	0,064 kWh	0,12 kWh	1,45 kWh	
18	0,000 kWh	0,025 kWh	0,043 kWh	0,053 kWh	0,059 kWh	0,065 kWh	0,068 kWh	0,065 kWh	0,052 kWh	0,031 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,04 kWh	0,46 kWh	
19	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,010 kWh	0,017 kWh	0,019 kWh	0,017 kWh	0,012 kWh	0,002 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,01 kWh	0,08 kWh	
20	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,005 kWh	0,003 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,01 kWh	
21	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
22	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
23	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh	
DIA	1,97 kWh	2,27 kWh	2,49 kWh	2,42 kWh	2,44 kWh	2,63 kWh	2,88 kWh	2,96 kWh	2,80 kWh	2,38 kWh	2,09 kWh	1,57 kWh	2,41 kWh	28,91 kWh	
MES	61,19 kWh	65,91 kWh	77,12 kWh	72,50 kWh	75,79 kWh	78,93 kWh	89,36 kWh	91,61 kWh	83,97 kWh	73,67 kWh	62,78 kWh	48,80 kWh	73,47 kWh	881,64 kWh	

Tabla 8.2.1 Producción de energía correspondiente a una potencia de 0,6 kWp. Fuente propia

En la tabla 8.2.1 aparecen los datos de generación correspondientes al caso I, 0,6 kWp.

Se puede observar que la mayor generación horaria oscila entre 0,001 kWh y 0,41 kWh. Además, se comprueba que agosto y diciembre son el mes más y menos productivo, respectivamente. Asimismo, la energía horaria media anual se encuentra delimitada por los valores obtenidos para las 7 y 19 horas y las 13 horas. En cuanto a la generación total horaria, esta presenta unos valores que fluctúan entre 0,001 kWh y 4,28 kWh. Del mismo modo, la sumatoria de las medias anuales es de 2,41 kWh y la producción anual para una instalación de estas características alcanza un valor de 881,64 kWh.

Debido a la selección del caso II como caso óptimo para la instalación de la vivienda estudiada, se analizarán más en detalle los resultados obtenidos en este caso, con la intención de proporcionar una visión más completa sobre las características energéticas que presentará la misma.

En la siguiente tabla se representan los datos correspondientes al caso II:

0,70 kWp														
CASO II	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media anual	Total anual
0	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
1	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
2	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
3	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
4	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
5	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
6	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,006 kWh	0,004 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,01 kWh
7	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,013 kWh	0,022 kWh	0,024 kWh	0,021 kWh	0,015 kWh	0,003 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,01 kWh	0,10 kWh
8	0,000 kWh	0,032 kWh	0,054 kWh	0,067 kWh	0,077 kWh	0,083 kWh	0,087 kWh	0,081 kWh	0,064 kWh	0,037 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,05 kWh	0,58 kWh
9	0,101 kWh	0,135 kWh	0,158 kWh	0,164 kWh	0,172 kWh	0,187 kWh	0,202 kWh	0,199 kWh	0,178 kWh	0,137 kWh	0,104 kWh	0,080 kWh	0,15 kWh	1,81 kWh
10	0,211 kWh	0,245 kWh	0,274 kWh	0,266 kWh	0,269 kWh	0,290 kWh	0,319 kWh	0,322 kWh	0,305 kWh	0,253 kWh	0,215 kWh	0,171 kWh	0,26 kWh	3,14 kWh
11	0,306 kWh	0,340 kWh	0,364 kWh	0,345 kWh	0,343 kWh	0,368 kWh	0,406 kWh	0,417 kWh	0,405 kWh	0,352 kWh	0,316 kWh	0,246 kWh	0,35 kWh	4,21 kWh
12	0,365 kWh	0,397 kWh	0,417 kWh	0,390 kWh	0,384 kWh	0,410 kWh	0,454 kWh	0,470 kWh	0,464 kWh	0,412 kWh	0,383 kWh	0,289 kWh	0,40 kWh	4,84 kWh
13	0,381 kWh	0,412 kWh	0,430 kWh	0,397 kWh	0,393 kWh	0,419 kWh	0,464 kWh	0,483 kWh	0,480 kWh	0,429 kWh	0,406 kWh	0,300 kWh	0,42 kWh	4,99 kWh
14	0,355 kWh	0,380 kWh	0,406 kWh	0,379 kWh	0,372 kWh	0,396 kWh	0,439 kWh	0,483 kWh	0,454 kWh	0,404 kWh	0,383 kWh	0,281 kWh	0,40 kWh	4,74 kWh
15	0,292 kWh	0,325 kWh	0,347 kWh	0,327 kWh	0,323 kWh	0,346 kWh	0,384 kWh	0,398 kWh	0,390 kWh	0,340 kWh	0,316 kWh	0,234 kWh	0,33 kWh	4,02 kWh
16	0,198 kWh	0,230 kWh	0,256 kWh	0,248 kWh	0,249 kWh	0,268 kWh	0,296 kWh	0,303 kWh	0,290 kWh	0,243 kWh	0,215 kWh	0,160 kWh	0,25 kWh	2,96 kWh
17	0,094 kWh	0,122 kWh	0,147 kWh	0,151 kWh	0,156 kWh	0,170 kWh	0,186 kWh	0,186 kWh	0,169 kWh	0,130 kWh	0,104 kWh	0,075 kWh	0,14 kWh	1,69 kWh
18	0,000 kWh	0,029 kWh	0,050 kWh	0,061 kWh	0,069 kWh	0,075 kWh	0,079 kWh	0,076 kWh	0,061 kWh	0,036 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,04 kWh	0,54 kWh
19	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,012 kWh	0,020 kWh	0,022 kWh	0,019 kWh	0,014 kWh	0,002 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,01 kWh	0,09 kWh
20	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,006 kWh	0,003 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,01 kWh
21	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
22	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
23	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	0,00 kWh
DIA	2,30 kWh	2,65 kWh	2,90 kWh	2,82 kWh	2,85 kWh	3,07 kWh	3,36 kWh	3,45 kWh	3,27 kWh	2,77 kWh	2,44 kWh	1,84 kWh	2,81 kWh	33,73 kWh
MES	71,39 kWh	76,89 kWh	89,97 kWh	84,58 kWh	88,42 kWh	92,08 kWh	104,25 kWh	106,88 kWh	97,97 kWh	85,95 kWh	73,25 kWh	56,94 kWh	85,71 kWh	1028,58 kWh

Tabla 8.2.2 Producción de energía correspondiente a una potencia de 0,7 kWp. Fuente propia

En la tabla 8.2.2 se muestra la energía generada por un sistema de 0,7 kWp de potencia, correspondiente al caso II.

En términos de generación horaria, destacan los 0,483 kWh, como valor máximo, en agosto durante las 13 y 14 horas. El mínimo de generación horaria se halla a las 6 horas de mayo, con 0,001 kWh. Para los distintos días típicos, resaltan los 3,45 kWh para agosto, como generación máxima, y los 1,84 kWh para el mes de diciembre como mínimo de generación.

Respecto a la producción mensual, agosto presenta 106,88 kWh como el mes con más generación, mientras que diciembre cuenta con 56,94 kWh como el mes en el que menos energía se genera. Si se habla de energía media horaria anual, la franja horaria que posee mayor productividad media resulta ser las 13 horas con 0,42 kWh/mes. Por el contrario, los 0,01 kWh/mes tanto a las 7 como a las 19 horas, resultan ser los tramos horarios con menor producción.

A las 13 horas se puede encontrar la mayor producción horaria total con 4,99 kWh. Del mismo modo, con 0,01 kWh, se halla la menor producción tanto a las 6 como a las 20 horas. Realizando el cómputo de todas las medias anuales, se obtiene un valor de 2,81 kWh, y la cantidad total de energía generada resulta ser 1.028,58 kWh.

Una vez comentados los resultados de los casos I y II, se exponen los datos para el caso III en la siguiente tabla:

0,80 kWp															
CASO III	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media anual	Total anual	
0	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
1	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
2	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
3	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
4	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
5	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
6	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,007 kWh	0,004 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,01 kWh	
7	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,015 kWh	0,026 kWh	0,028 kWh	0,024 kWh	0,018 kWh	0,003 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,009 kWh	0,11 kWh	
8	0,000 kWh	0,036 kWh	0,062 kWh	0,077 kWh	0,088 kWh	0,095 kWh	0,099 kWh	0,092 kWh	0,074 kWh	0,043 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,055 kWh	0,67 kWh	
9	0,116 kWh	0,150 kWh	0,181 kWh	0,188 kWh	0,196 kWh	0,213 kWh	0,231 kWh	0,227 kWh	0,204 kWh	0,156 kWh	0,119 kWh	0,092 kWh	0,173 kWh	2,07 kWh	
10	0,241 kWh	0,280 kWh	0,313 kWh	0,304 kWh	0,308 kWh	0,332 kWh	0,365 kWh	0,368 kWh	0,348 kWh	0,290 kWh	0,245 kWh	0,196 kWh	0,299 kWh	3,59 kWh	
11	0,350 kWh	0,389 kWh	0,416 kWh	0,394 kWh	0,392 kWh	0,420 kWh	0,464 kWh	0,476 kWh	0,463 kWh	0,402 kWh	0,361 kWh	0,281 kWh	0,401 kWh	4,81 kWh	
12	0,417 kWh	0,454 kWh	0,477 kWh	0,446 kWh	0,439 kWh	0,469 kWh	0,518 kWh	0,537 kWh	0,531 kWh	0,471 kWh	0,438 kWh	0,331 kWh	0,461 kWh	5,53 kWh	
13	0,435 kWh	0,471 kWh	0,492 kWh	0,453 kWh	0,450 kWh	0,479 kWh	0,530 kWh	0,552 kWh	0,549 kWh	0,491 kWh	0,465 kWh	0,343 kWh	0,476 kWh	5,71 kWh	
14	0,406 kWh	0,442 kWh	0,464 kWh	0,433 kWh	0,425 kWh	0,453 kWh	0,502 kWh	0,552 kWh	0,519 kWh	0,462 kWh	0,438 kWh	0,321 kWh	0,451 kWh	5,42 kWh	
15	0,333 kWh	0,371 kWh	0,396 kWh	0,374 kWh	0,369 kWh	0,395 kWh	0,438 kWh	0,454 kWh	0,445 kWh	0,388 kWh	0,361 kWh	0,267 kWh	0,383 kWh	4,59 kWh	
16	0,226 kWh	0,263 kWh	0,293 kWh	0,283 kWh	0,284 kWh	0,306 kWh	0,339 kWh	0,342 kWh	0,331 kWh	0,277 kWh	0,245 kWh	0,183 kWh	0,281 kWh	3,38 kWh	
17	0,108 kWh	0,140 kWh	0,167 kWh	0,172 kWh	0,179 kWh	0,194 kWh	0,212 kWh	0,212 kWh	0,193 kWh	0,149 kWh	0,119 kWh	0,085 kWh	0,161 kWh	1,93 kWh	
18	0,000 kWh	0,034 kWh	0,057 kWh	0,070 kWh	0,079 kWh	0,086 kWh	0,091 kWh	0,086 kWh	0,070 kWh	0,041 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,051 kWh	0,61 kWh	
19	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,013 kWh	0,023 kWh	0,025 kWh	0,022 kWh	0,017 kWh	0,003 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,009 kWh	0,10 kWh	
20	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,006 kWh	0,004 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,001 kWh	0,01 kWh	
21	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
22	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
23	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,000 kWh	0,00 kWh	
DIA	2,63 kWh	3,03 kWh	3,32 kWh	3,22 kWh	3,26 kWh	3,51 kWh	3,84 kWh	3,94 kWh	3,73 kWh	3,17 kWh	2,79 kWh	2,10 kWh	3,21 kWh	38,54 kWh	
MES	81,59 kWh	87,88 kWh	102,82 kWh	96,67 kWh	101,05 kWh	105,23 kWh	119,15 kWh	122,15 kWh	111,97 kWh	98,23 kWh	83,71 kWh	65,07 kWh	97,96 kWh	1175,52 kWh	

Tabla 8.2.3 Producción de energía correspondiente a una potencia de 0,8 kWp. Fuente propia

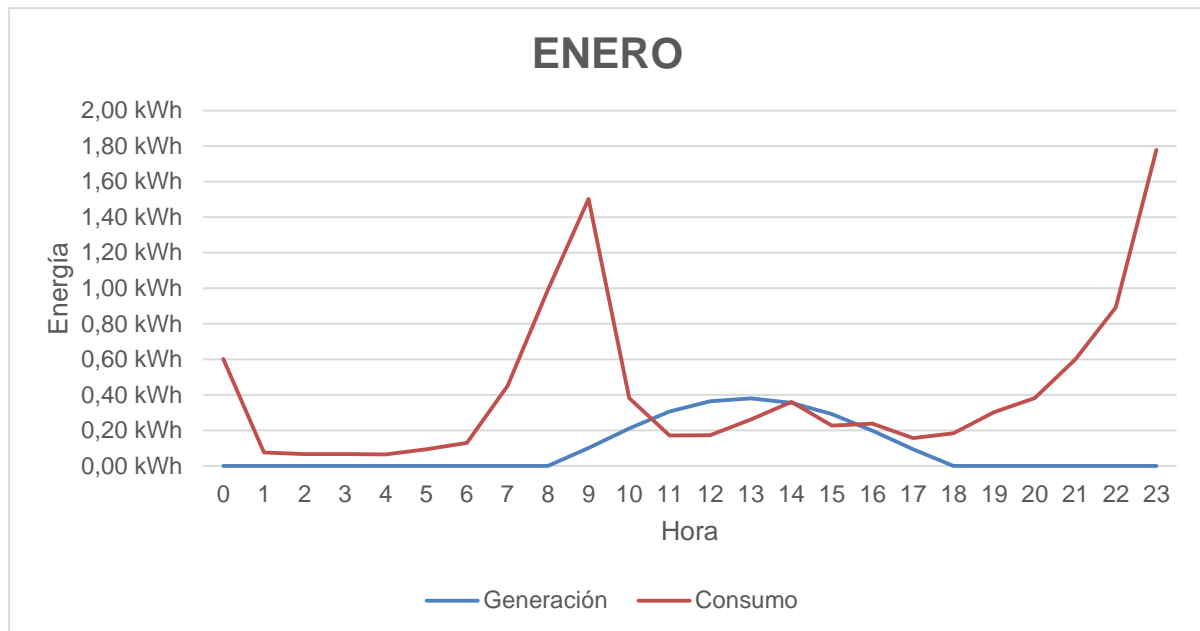
En la tabla 8.2.3 se expone la generación de energía para una potencia de 0,8 kWp, relativa al caso III.

En primer lugar, la generación de energía horaria fluctúa entre 0,001 kWh y 0,552 kWh. Por otro lado, los meses con mayor y menor producción energética son agosto y diciembre. En términos de energía horaria media anual, esta se encuentra delimitada por los valores obtenidos entre las 6 y 20 horas y las 13 horas. Asimismo, la generación total horaria presenta una cantidad que varía entre 0,001 kWh y 5,71 kWh. Finalmente, la sumatoria de las medias anuales es de 3,21 kWh, mientras que la producción anual de la instalación alcanza los 1.175,72 kWh.

Una vez presentados los datos de producción de energía para cada uno de los tres casos estudiados, se procede a graficar los resultados de generación y consumo para una potencia de 0,7 kWh que es la potencia seleccionada para el sistema fotovoltaico. Dado que resultarían doce gráficas correspondientes a cada mes del año, y su análisis resultaría tedioso y repetitivo, se ha seleccionado un mes típico que se encuentra dentro del periodo de invierno, como por ejemplo enero, y otro mes de verano como podría ser julio.

Una vez seleccionados los meses para el estudio, se presentan los datos de generación y de consumo relativos a estos meses en las gráficas 8.2.3 y 8.2.4.

A continuación, las gráficas correspondientes a los meses de enero y julio serán detalladamente descritas y analizadas. Cada una de ellas reflejará dos valores distintos: generación del mes y consumo del mes.



Gráfica 8.2.3 Generación y consumo de energía para el mes de enero. Fuente propia

La gráfica 8.2.2 es la correspondiente al mes de enero. Observando la gráfica de un modo general, un primer aspecto fundamental debe ser señalado: durante la mayor parte de la jornada, el consumo es superior a la generación; no obstante, durante aproximadamente 5 horas, la producción de energía adquiere valores superiores a los tomados por el consumo. Además, la naturaleza de ambos valores debe ser mencionada, pues supone un claro indicativo del contraste existente entre ellos: la línea de tendencia que representa la generación de energía presenta una variación notablemente inferior a la del consumo, oscilando entre los 0 kWh y los 0,40 kWh, mientras que los valores adquiridos por el consumo alternan entre los 1,80 kWh (aproximadamente) y valores cercanos a los 0 kWh. Asimismo, la homogeneidad de ambas representaciones ha de ser tenida en cuenta, pues mientras tanto el ascenso como el descenso en la generación de energía se producen de forma relativamente progresiva y durante un periodo temporal acotado, las variaciones experimentadas por el consumo son notablemente más pronunciadas y oscilantes, presentando diferentes ascensos y descensos a lo largo del día, y, como consecuencia, denotando una naturaleza consistentemente más inestable.



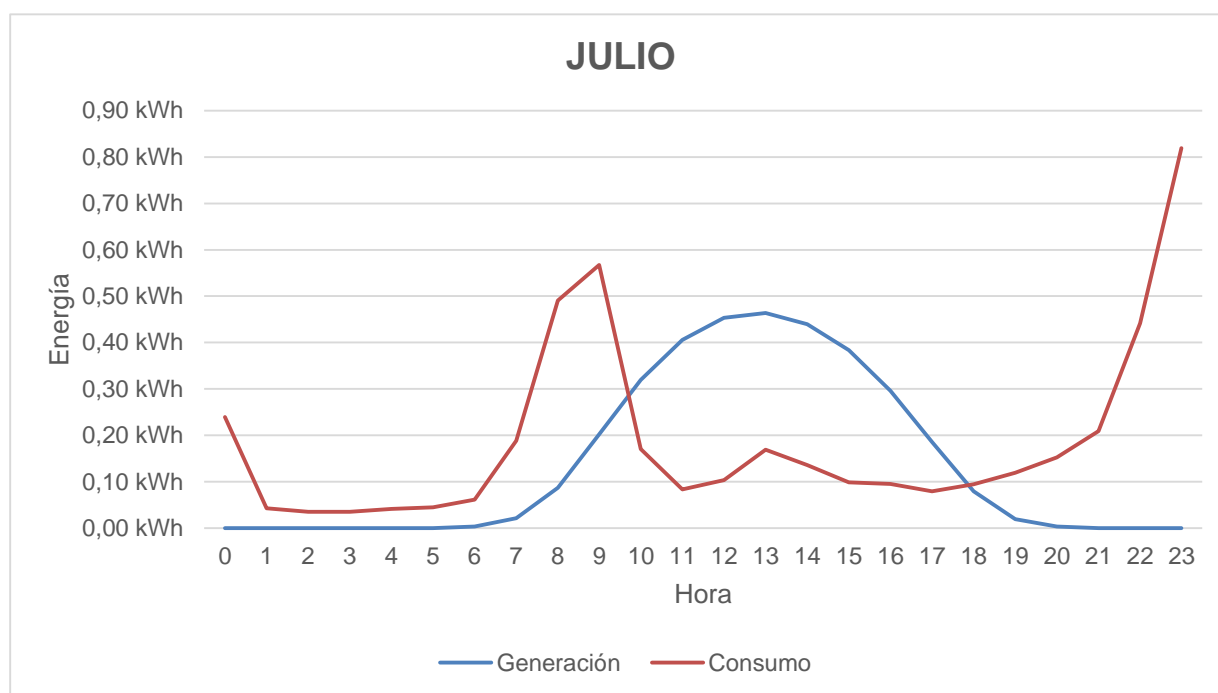
No obstante, con el objetivo de ofrecer un análisis más preciso de los parámetros estudiados en el presente proyecto, el día será dividido en varios fragmentos dependiendo de los valores adquiridos por dichos parámetros. Para comenzar, un primer tramo horario podría establecerse entre las 0h y las 8h, pues la generación de energía durante ese periodo es nula. Como consecuencia, y como se podría suponer, existe una diferencia entre consumo y generación. No obstante, la naturaleza de dicha diferencia no es homogénea, sino que varía con la evolución horaria y, dado que la generación es nula, dicha variación se encuentra estrechamente ligada al consumo producido en cada una de las horas. En el periodo horario existente entre las 0h y la 1h de la madrugada, la brecha energética entre ambos valores se ve progresivamente reducida, pues, mientras que al comienzo del mismo el consumo es ligeramente superior a los 50 kWh, al final éste se sitúa en valores cercanos a los 0 kWh, pese a no llegar a alcanzar este valor exacto.

No es hasta las 6 horas cuando un aumento considerable en el consumo se produce. Como se ha mencionado anteriormente, no se produce generación hasta las 8h, por lo que es durante este periodo de dos horas cuando la diferencia entre consumo y producción adquiere valores realmente destacados. Asimismo, el hecho de que la pendiente de la gráfica de consumo aumente ligeramente entre las 7h y las 8h es indicativo del aumento del consumo durante este fragmento horario, contribuyendo de este modo a establecer una mayor diferencia absoluta entre la energía producida y la consumida, situándose en torno a los 1 kWh.

Dicha diferencia entre generación y consumo permanece relativamente constante hasta las 9 horas, pues mientras que el consumo sigue aumentando, también lo hace la generación. Posteriormente, en la franja horaria existente entre las 9h y las 10h, la tendencia experimentada por ambos valores es netamente contrastante, pues mientras que la generación sigue aumentando (aunque progresivamente de forma menos pronunciada), el consumo sufre un desplome absoluto maro a 1 kWh, lo que conlleva una equiparación puntual entre ambos valores en torno a las 11 horas.

Durante las 5 horas existentes entre las 11h y las 16h, la generación de energía sigue siendo superior al consumo, y como consecuencia, la energía consumida durante este periodo de tiempo será energía auto-consumida. Sin embargo, tras una

segunda coincidencia puntual entre ambos valores en torno a las 16 horas, el progresivo descenso de la generación (entre las 16h y las 18h) y su posterior desaparición (0 kWh), así como el progresivo aumento en el consumo, originan tanto el mayor pico diario de consumo, situado en torno a los 1,80 kWh a las 23h, como la mayor diferencia entre consumo y generación existente en todo el día.



**Gráfica 8.2.4 Generación y consumo de energía en el mes de julio. Fuente propia**

La gráfica 8.2.4 corresponde al mes de julio. Del mismo modo que en la gráfica anterior, referida al mes de enero, se va a estudiar la relación entre generación y consumo de energía para el mes de julio. Analizando la gráfica de forma general, se puede señalar que, de nuevo, durante la mayor parte del día, el consumo es mayor que la generación. Sin embargo, durante alrededor de 10 horas, la generación de energía alcanza valores superiores a los adoptados por el consumo. Para ilustrar el contraste existente entre ambos parámetros, cabe señalar la variación sustancialmente inferior por parte de la generación con respecto al consumo, oscilando entre los 0 kWh y prácticamente los 0,50 kWh, mientras que los valores adquiridos por el consumo varían entre los 1,80 kWh (aproximadamente) y valores cercanos a los 0 kWh. De la misma manera, ha de tenerse en cuenta la homogeneidad de ambas gráficas, debido a que tanto el ascenso como el descenso en la producción de energía se producen de forma relativamente progresiva y durante un periodo

temporal acotado, las variaciones que experimenta el consumo son notablemente más pronunciadas y oscilantes, presentando diferentes ascensos y descensos a lo largo del día, y, consecuentemente, manifestando una naturaleza consistentemente más inestable.

Sin embargo, con el objetivo de ofrecer un análisis más detallado de los parámetros objetos del estudio en el presente proyecto, el día será dividido en varias franjas horarias dependiendo de los valores adquiridos por ambos parámetros. En primer lugar, en el tramo horario existente entre las 0h y la 1h, la diferencia energética entre ambos valores se ve progresivamente reducida, así, mientras que al comienzo del mismo el consumo se encuentra en torno a los 0,25 kWh, al final del periodo se sitúa en valores que rondan los 0 kWh, aunque no llegue a alcanzar exactamente este valor. Un segundo tramo horario podría establecerse entre la 1h y las 6h, ya que la generación de energía en este periodo es nula. A consecuencia de dicha generación nula, existe una diferencia entre consumo y generación. No obstante, dicha diferencia no es homogénea, sino que varía con la evolución horaria y, dado que la generación es nula, dicha variación se encuentra ligada principalmente al consumo producido en cada una de las horas.

A partir de las 6 horas se produce un aumento considerable en el consumo, coincidiendo con el comienzo en la generación de energía. Dado que el aumento, en lo que a consumo se refiere, presenta pendientes elevadas y la generación mantiene un aumento progresivo, se pueden apreciar diferencias notables entre generación y consumo en el tramo horario establecido entre las 6h y las 9h, alcanzando una diferencia absoluta en este periodo de aproximadamente 0,40 kWh en torno a las 8 horas.

Dicha diferencia entre generación y consumo permanece constante hasta las 9h, ya que mientras que el consumo sigue aumentando, también lo hace la generación. Pasadas las 9h, y hasta las 11h, el consumo sufre un descenso notable absoluto de prácticamente 0,50 kWh. A su vez, la generación sigue aumentando su valor, provocando una equiparación puntual entre generación y consumo en torno a las 10 horas.

Durante las 10 horas presentes entre las 10 y las 18 horas, la generación se mantiene con valores superiores al consumo, y en consecuencia, toda la energía consumida en este periodo de tiempo resulta ser energía auto-consumida. Sin embargo, después de producirse una segunda coincidencia puntual entre ambos valores en torno a las 18 horas, el progresivo descenso de la generación (entre las 18h y las 20h) y su posterior desaparición (0 kWh), así como el progresivo aumento del consumo, originan tanto el mayor pico diario de consumo, situado alrededor de los 0,80 kWh a las 23h, como la mayor diferencia entre consumo y generación existente en toda la jornada.

## **9. BALANCE ENERGÉTICO**

### **9.1. Energía auto-consumida**

Se define energía auto consumida como la energía eléctrica generada por una instalación y que es empleada para abastecer el consumo del edificio o vivienda a la que está destinada dicha instalación. Es por ello que, para realizar el cálculo de la energía auto-consumida, es necesario analizar previamente tanto el consumo como la generación de energía horarios de la vivienda.

Una vez estudiado el consumo del edificio mediante su perfil de consumo, y la estimación de la energía generada en los puntos 7 y 8, respectivamente del presente proyecto, se procede con el análisis de la energía auto-consumida.

Tal y como se ha ilustrado en el apartado 8 en relación a la generación de energía, ésta no es uniforme a lo largo del día sino que oscila entre un valor nulo para ciertas franjas horarias y un determinado valor distinto de cero para otros tramos horarios dentro de una misma jornada. Como cabría esperar, únicamente puede haber energía destinada para el autoconsumo en aquellas franjas horarias del día en las que la generación de energía sea mayor que cero. En primer lugar, durante los tramos horarios en los que la producción es nula, también lo es la energía auto-consumida, puesto que si no existe generación, no hay energía posible que pueda ser utilizada para el autoconsumo.

Por otra parte, durante los tramos horarios en los la energía generada es mayor que cero, pueden ocurrir dos casos diferenciados que definen la energía auto-consumida. El primero de ellos contempla una generación mayor que cero, pero a su vez, menor que el consumo. En este caso la energía auto-consumida adopta el valor correspondiente a la generación, puesto que la energía generada solamente se vierte a la red como excedente una vez que se ha abastecido el consumo relativo a dichos tramos horarios.

En último lugar, si la producción es mayor que cero y, al mismo tiempo, es mayor que el consumo, la energía producida se aplica al consumo del edificio y genera, además, unos excedentes que son vertidos a la red y están sujetos a compensación económica siempre y cuando se cumpla lo acordado en el Real Decreto en cuanto a energía excedentaria y deficitaria mensual se refiere. Por lo tanto, si la energía producida por la instalación es mayor que el consumo, la energía auto-consumida es igual al consumo puesto que la generada se emplea, una parte en abastecer el consumo, y la restante es vertida a la red.

Ahora bien, a la hora de realizar el análisis económico mediante el software utilizado, es necesario introducir un parámetro que haga referencia a esta energía auto-consumida. Este parámetro se define como índice de autoconsumo (SCI) y representa el tanto por ciento de la energía generada total que se dedica al abastecimiento del consumo de la vivienda.

Tal y como se ha visto en el perfil de consumo, éste se mantiene constante independientemente de la potencia de la instalación. Sin embargo, la energía generada aumenta a medida que se incrementa la potencia instalada. Es por ello que al incrementarse la cantidad de energía producida, aumenta o disminuye el índice de autoconsumo en función de si esta energía es utilizada para el propio consumo del edificio o si, por el contrario, pasa a formar parte de la energía excedentaria y es vertida a la red como consecuencia del aumento de la generación en aquellas horas en las que el consumo ya está cubierto. De este modo, el índice de autoconsumo se calcula dividiendo la energía anual dedicada al autoconsumo entre la energía total producida por la instalación.

En la siguiente tabla se presenta el índice de autoconsumo para cada una de estas potencias:

Potencia instalada	SCI
0,5 kWp	68,93%
0,6 kWp	61,96%
0,7 kWp	56,10%
0,8 kWp	51,08%
0,9 kWp	46,91%
1 kWp	43,39%
1,5 kWp	32,56%

**Tabla 9.1.1 Índice de autoconsumo para las diferentes potencias de estudio. Fuente propia**

En la tabla 9.1.1 se recogen los datos correspondientes al índice de autoconsumo obtenido para cada una de las potencias de estudio. Como se puede observar, existe una tendencia inversamente proporcional entre la potencia instalada y el índice mencionado anteriormente. De este modo, a medida que la potencia se incrementa, el índice de autoconsumo asociado a dicha potencia disminuye, y viceversa.

Para una potencia instalada de 1,5 kWp se obtiene un 32,56% en el índice de autoconsumo, lo que supone prácticamente una tercera parte de la energía total producida. Las dos terceras partes restantes son, por tanto, vertidas a la red como excedentes energéticos. Si la energía excedentaria representa dos terceras partes de la energía total producida, cabría esperar que para esta potencia no se cumpla el balance energético necesario entre excedentes y déficit en ciertos meses del año.

Si la potencia instalada es de 1 kWp, el índice de autoconsumo se incrementa en torno a un 10%, situándose en el 43,39%. Dicho aumento conlleva una mayor parte de la energía total producida dedicada al propio consumo de la vivienda. De este modo, la diferencia entre la energía auto-consumida y la energía excedentaria disminuye, aproximándose, aunque sin llegar a conseguirlo, a un balance energético que reúna las condiciones necesarias para la compensación de excedentes.

Para todas las potencias menores a 1 kWp, esto es, aquellas instalaciones que presentan un SCI igual o superior al 46,91%, se consigue un balance energético que cumple con las características recogidas en el Real Decreto que regula la compensación económica de la energía excedentaria. Un caso digno de mención es

el correspondiente a la potencia de 0,9 kWp, pues se logra una energía excedentaria menor al déficit durante todos los meses. No obstante, este fenómeno no podría afirmarse de forma categórica, dado que en el mes de agosto la diferencia entre excedentes y déficit se encuentra alrededor de los 3 kWh. Si llegara a producirse un aumento en la generación o bien una disminución en el consumo, este balance se vería afectado de forma negativa, originando unos excedentes mensuales superiores al déficit y que por tanto no serían compensados.

En la tabla 9.1.2 se adjunta la energía auto-consumida mensual y anual para cada potencia objeto de estudio.

Potencia instalada	0,5 kWp	0,6 kWp	0,7 kWp	0,8 kWp	0,9 kWp	1 kWp	1,5 kWp
<b>ENERO</b>	46,48	51,32	55,57	58,40	60,57	62,37	67,82
<b>FEBRERO</b>	40,45	42,93	45,25	47,05	48,35	49,27	53,26
<b>MARZO</b>	50,75	55,67	59,51	61,45	62,61	63,77	69,58
<b>ABRIL</b>	50,89	55,64	58,89	61,39	63,89	66,39	78,38
<b>MAYO</b>	50,16	55,39	59,11	60,98	62,59	64,19	72,21
<b>JUNIO</b>	34,31	36,04	37,76	39,47	40,88	42,28	49,30
<b>JULIO</b>	38,18	40,02	41,86	43,70	45,32	46,80	54,24
<b>AGOSTO</b>	36,17	37,88	39,58	41,29	42,69	44,06	50,92
<b>SEPTIEMBRE</b>	33,63	34,95	36,27	37,60	38,92	40,24	45,67
<b>OCTUBRE</b>	37,74	39,79	41,84	43,09	44,01	44,94	49,58
<b>NOVIEMBRE</b>	48,01	52,41	54,22	56,03	57,84	55,65	66,58
<b>DICIEMBRE</b>	39,66	44,25	47,19	49,96	52,73	55,07	60,16
<b>TOTAL AÑO</b>	<b>506,43</b>	<b>546,29</b>	<b>577,05</b>	<b>600,40</b>	<b>620,40</b>	<b>639,04</b>	<b>717,70</b>

Tabla 9.1.2 Energía mensual y anual auto-consumida en kWh para cada una de las potencias de estudio. Fuente propia.

Tal y como se puede apreciar en la tabla 9.1.2, existe una tendencia ascendente en la cantidad de energía auto-consumida a medida que la potencia instalada es mayor. En primer lugar, para la potencia es de 0,7 kWp, los valores entre los que se encuentra la energía auto-consumida son 36,27 kWh en septiembre y 59,51 kWh en el mes de marzo, generando un total anual de 577,05 kWh.

Se observa que los valores mínimos y máximos para cada potencia no se encuentran muy diferenciados entre sí. De hecho, mientras que la mínima energía auto-consumida para una instalación de 0,5 kWp es de 33,63 kWh, para una potencia de 1,5 kWp, la primera es de 45,67 kWh. Además, los valores máximos para las potencias de 0,5 kWp y 1,5 kWp son 50,89 kWh y 78,38 kWh, respectivamente. Como consecuencia de estas sutiles variaciones, el contraste observado entre la totalidad

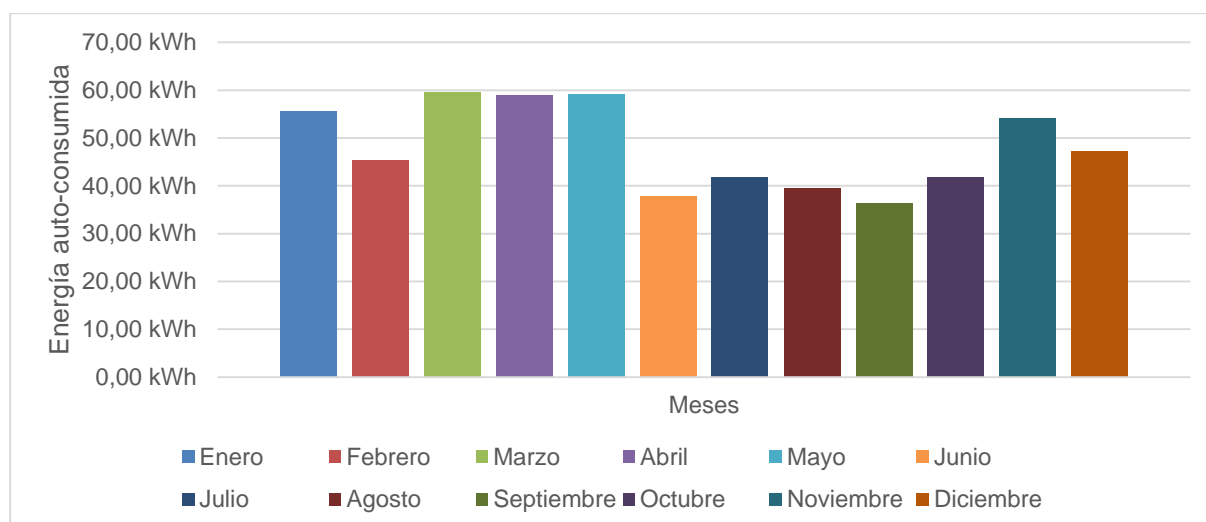
de energía auto-consumida para las potencias de 0,5 kWp y 1,5 kWp es de aproximadamente 210 kWh.

Tomando en consideración lo estudiado en el apartado correspondiente a la energía generada (apartado 8), es sabido que la producción anual de energía para una instalación de 0,5 kWp es de 734,70 kWh. Por otra parte, si la potencia instalada es de 1,5 kWp, la energía total generada es de 2.204,10 kWh. La diferencia entre la energía generada para una y otra potencia se sitúa en torno a los 1.500 kWh, por lo que puede concluirse que el aumento de energía producida para las diferentes potencias instaladas pasa a formar parte de la energía excedentaria en su gran mayoría. Es cierto que para determinadas franjas horarias, al estar cubierto el consumo con energía generada, la energía obtenida es mayormente excedentaria. Sin embargo, debería mencionarse que, simultáneamente, la energía generada en aquellas horas en las que el consumo es mayor a la generación experimenta un aumento. Como resultado de dicho fenómeno, existe un incremento, no necesariamente notable, en la energía auto-consumida asociado al aumento de la potencia del sistema.

Un último aspecto relacionado con la información presentada en la tabla 9.1.2, es el relativo a la seleccionada como potencia óptima de la instalación. Se concluye que 0,7 kWp es la mencionada potencia óptima.

Con el fin de poder llevar a cabo una comparativa más detallada acerca de la cantidad de energía auto-consumida mensual obtenida para la potencia seleccionada, se presenta dicha energía auto-consumida en la siguiente gráfica:





**Gráfica 9.1.1 Energía mensual auto-consumida para una potencia de 0,7 kWp. Fuente propia.**

La gráfica 9.1.1 contiene los datos referentes a la energía mensual auto-consumida para una instalación de 0,7 kWp. La selección de esta potencia como óptima viene precedida del análisis de resultados obtenidos para ciertos criterios económicos detallados en la sección 10.

El análisis de dicha gráfica consta de una comparativa detallada entre aquellos meses que presentan resultados relativamente similares en lo que a energía auto-consumida se refiere. De este modo, el primer grupo estará constituido por los meses de marzo, abril y mayo, dentro del segundo grupo se encuentran los meses de enero y noviembre, un tercer grupo engloba los meses de febrero y diciembre, un cuarto grupo formado por julio y octubre y, finalmente, los meses de junio, agosto y septiembre constituyen un último grupo.

En primer lugar, destacan con alrededor de 60 kWh, los meses de marzo, abril y mayo como aquellos con mayor cantidad de energía auto-consumida. En términos de consumo y generación, si la generación en una hora determinada es mayor que el consumo, la energía auto-consumida es igual al consumo, mientras que, por el contrario, si la generación es menor que el consumo para una determinada hora, esta es igual a la generación. Tal y como se vio en el perfil de consumo y en la energía generada por la instalación, marzo, abril y mayo presentan características muy similares en lo relativo a consumo y energía generada. Dado que la energía auto-consumida se define como generación o consumo dependiendo de la relación entre

estos, y que dichos tres meses poseen características semejantes, todos ellos presentan una cantidad de energía auto-consumida similar.

En segundo lugar, los meses de enero y noviembre, con en torno a 55 kWh de energía auto-consumida, presentan propiedades similares en relación a energía generada, con 71,39 kWh y 73,25 kWh, respectivamente. Sin embargo, en términos de consumo, ambos meses muestran datos dispares, con 10,16 kWh consumidos en enero y 8,80 kWh en noviembre. Dado que se trata de dos de los tres meses con menos generación del año, dicha energía auto-consumida vendrá dada mayoritariamente por la generación, ya que esta es habitualmente menor que el consumo.

En tercer lugar, febrero y diciembre, al igual que en grupos anteriores, poseen características semejantes relativas a energía auto-consumida con valores que oscilan alrededor de 46 kWh. Febrero posee una generación 20 kWh mayor que el mes de diciembre, contrariamente a lo que ocurre con la generación, pues el consumo en el mes de febrero es 15 kWh menor que en diciembre. Como consecuencia, puede decirse que el índice de autoconsumo para el mes de diciembre es mayor que para el mes de febrero, puesto que además de contar con un mayor consumo, este posee una generación menor.

Por otro lado, los meses de julio y octubre, con prácticamente 42 kWh, pueden equipararse en términos de energía auto-consumida. Al contrario de lo que ocurre con los meses del segundo grupo, julio y octubre manifiestan un consumo muy similar con 4,52 kWh y 5,20 kWh, respectivamente. Sin embargo, con relación a la generación de energía, ambos meses poseen cantidades notablemente dispares, pues mientras que julio se posiciona con 104,25 kWh, octubre lo hace con 85,95 kWh. En este caso, al contrario que ocurre con los meses de enero y noviembre, la energía auto-consumida viene definida mayoritariamente por el consumo.

Finalmente, analizando el último grupo correspondiente a los meses de junio, agosto y septiembre, presentan una cantidad de energía inferior a 40 kWh. Observando la energía producida por estos meses, junio se posiciona en último lugar con 92,08 kWh mientras que agosto presenta la mayor generación con 106,88 kWh. Asimismo, hablando de consumo, el menor valor lo presenta junio con 126,57 kWh y

el valor máximo corresponde al mes de agosto con 140,16 kWh. En este caso, no es fácil determinar si la energía auto-consumida está determinada mayoritariamente por la generación o el consumo.

## **9.2. Excedentes de energía**

Se define como energía excedentaria aquella que, una vez cubierto el consumo horario de la vivienda, es vertida a la red. Dado que la generación de energía no es uniforme a lo largo de la jornada y que, además, es nula durante aproximadamente diez horas, solo se pueden generar excedentes en aquellas horas del día en las que existe generación, puesto que, si no existe generación, independientemente del consumo que se aprecie, no existen excedentes. Asimismo, no basta con generar energía para que se produzcan excedentes sino que, al mismo, es necesario que dicha generación sea mayor que el consumo durante la misma franja horaria.

Tras realizar el cálculo de la energía generada por el sistema fotovoltaico y analizar la parte de esta energía que se invierte en el autoconsumo, es el turno de estudiar qué parte de la energía restante se vierte a la red. La energía generada, tal y como se ha visto en el apartado 9.1, puede invertirse en el propio uso de la vivienda o verterse a la red y estar sujeta a compensación a través de la empresa distribuidora. Si la energía generada de forma horaria es superior al consumo, parte de ella se dedica al propio abastecimiento del edificio y, cuando este está cubierto, la energía excedente es vertida a la red. Como se ha visto en puntos anteriores y, tal como viene expresado en el Real Decreto 244/2019, la energía excedentaria no puede ser mayor al déficit de energía del edificio en términos mensuales. En este punto se verán en detalle los resultados de la energía excedentaria para cada una de las potencias de estudio. Una vez analizada la energía excedentaria, se procederá al estudio del déficit de energía del edificio en el punto 9.3.

A pesar de que los excedentes producidos por la instalación sean recompensados económicamente por la empresa distribuidora, estos adquieren un precio de venta mucho menor que el precio que alcanza la energía producida destinada al autoconsumo. Es por ello que con un ajuste más preciso de la potencia de la instalación acorde al perfil de consumo del edificio, se consigue una rentabilidad más elevada.

A continuación, en la tabla 9.2.1, se muestran los datos relativos a la energía excedentaria mensual y anual para cada una de las diferentes potencias.

Potencia instalada	0,5 kWp	0,6 kWp	0,7 kWp	0,8 kWp	0,9 kWp	1 kWp	1,5 kWp
<b>ENERO</b>	4,51	9,87	15,82	23,19	31,22	39,62	85,15
<b>FEBRERO</b>	14,48	22,98	31,64	40,83	50,51	60,58	111,52
<b>MARZO</b>	13,52	21,44	30,46	41,37	53,06	64,76	123,21
<b>ABRIL</b>	9,53	16,86	25,70	35,28	44,86	54,44	102,87
<b>MAYO</b>	13,00	20,40	29,31	40,07	51,10	62,12	117,26
<b>JUNIO</b>	31,46	42,89	54,32	65,76	77,51	89,26	148,01
<b>JULIO</b>	36,28	49,24	62,39	75,45	88,72	102,13	169,16
<b>AGOSTO</b>	40,17	53,74	67,30	80,86	94,73	108,63	178,12
<b>SEPTIEMBRE</b>	36,35	49,03	61,70	74,37	87,04	99,71	164,26
<b>OCTUBRE</b>	23,65	33,88	44,11	55,14	66,49	77,85	134,60
<b>NOVIEMBRE</b>	4,31	10,38	19,03	27,68	36,34	44,99	90,38
<b>DICIEMBRE</b>	1,01	4,56	9,75	15,11	20,47	26,26	61,84
<b>TOTAL AÑO</b>	<b>228,27</b>	<b>335,35</b>	<b>451,53</b>	<b>575,12</b>	<b>702,06</b>	<b>830,36</b>	<b>1.486,39</b>

Tabla 9.2.1 Energía excedentaria, en kWh, mensual y anual para cada una de las potencias de estudio.  
Fuente propia.

Observando la tabla 9.2.1, se puede apreciar que, a mayor potencia instalada, mayor cantidad de energía excedentaria se genera. Además, independientemente de la potencia, el mes con menos excedentes es el mes de diciembre mientras que el mes con mayor energía excedentaria es agosto. De este modo, para una instalación de 0,7 kWp de potencia se generan unos excedentes que fluctúan entre los 9,75 kWh y los 67,30 kWh. Dicha instalación produce una cantidad de energía excedentaria anual igual a 451,53 kWh.

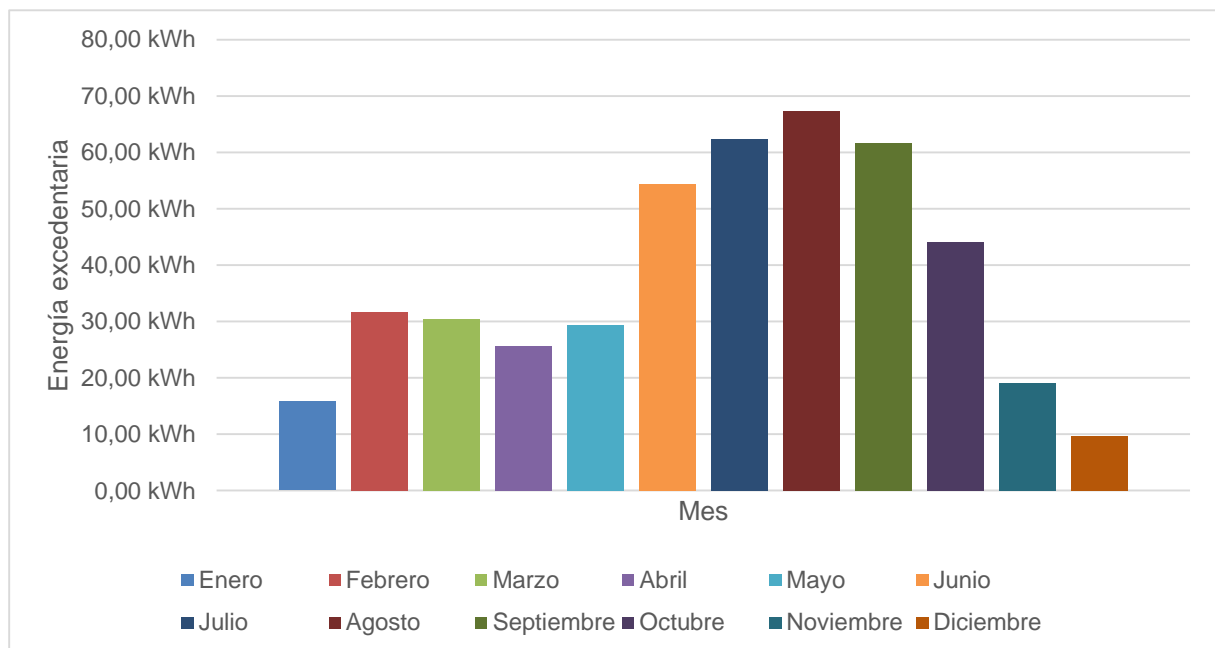
Se observa que los valores mínimos y máximos obtenidos para cada potencia, al contrario de lo ocurrido en la energía auto-consumida, se encuentran diferenciados entre sí. De hecho, mientras que la energía excedentaria mínima para una instalación de 0,5 kWp es de 1,01 kWh, para una potencia de 1,5 kWp, la primera es de 61,84 kWh. Además, los valores máximos para las potencias de 0,5 kWp y 1,5 kWp son 40,17 kWh y 178,12 kWh, respectivamente.

Una vez analizados los valores de la energía excedentaria para cada una de las potencias, se puede apreciar una diferencia en los excedentes de más de 1.250 kWh anuales entre una instalación de 0,5 kWp y una de 1,5 kWp de potencia. Es cierto que al aumentar la potencia instalada la energía producida sufre un incremento considerable, tanto es así que para una instalación de 0,5 kWp de potencia se genera un total de 734,70 kWh y para 1,5 kWp unos 2.204,10 kWh. Por tanto, la diferencia

entre ambos valores ronda los 1.500 kWh. Dada la desigualdad existente entre la cantidad generada de excedentes anuales y los 1.500 kWh de la energía producida, únicamente alrededor de 250 kWh son invertidos en abastecer el consumo de la vivienda, esto es, en torno al 17% del incremento sufrido por la energía generada. Si alrededor del 17% del aumento experimentado por la producción de energía se invierte en el autoconsumo del edificio, el 83% restante se convierte automáticamente en energía excedentaria. En un principio podría suponerse que a mayor potencia instalada, aumentaría la rentabilidad de la misma. Sin embargo, atendiendo al precio adoptado por la energía excedentaria y al ahorro que supone consumir energía producida en lugar de extraerla de la red, es preferible una instalación con una potencia que genere menos energía y, con ello, menores excedentes.

Finalmente, sea cual sea la cantidad de energía excedentaria generada, hay que tener en cuenta que debe cumplirse el balance energético entre déficit y energía excedentaria para que dichos excedentes puedan estar sujetos a compensación, debido a que, de no ser así, serán vertidos a la red de distribución sin percibir ninguna cantidad económica por estos.

Tal y como se ha expuesto en apartados anteriores, la potencia seleccionada como óptima para el estudio es 0,7 kWp. A continuación se grafican los resultados obtenidos para dicha potencia.



Gráfica 9.2.1 Energía excedentaria para una instalación de 0,7 kWp de potencia. Fuente propia

En la gráfica 9.2.1 se expone la cantidad de energía excedentaria generada para una instalación de 0,7 kWp de potencia. Al igual que ocurre con la energía autoconsumida, la energía excedentaria viene definida por los resultados de generación y consumo obtenidos. A fin de realizar un análisis exhaustivo de los datos reflejados en la gráfica anterior, se llevarán a cabo tres comparativas distintas para diferentes meses con excedentes similares: los meses de julio, agosto y septiembre en primer lugar; febrero, marzo, abril y mayo en segunda instancia y, por último, enero, noviembre y diciembre. Además, se estudiarán individualmente los casos de junio y octubre.

Para comenzar, tal y como se puede apreciar en la gráfica, los meses de julio, agosto y septiembre son aquellos que presentan mayor energía excedentaria con 62,69 kWh, 67,30 kWh y 61,70 kWh, respectivamente. Cabe señalar que todos ellos cuentan con un consumo muy similar, que se encuentra, prácticamente, entre 130 kWh y 140 kWh. Por otro lado, la generación de energía oscila entre 97 kWh y 107 kWh, prácticamente 10 kWh, al igual que ocurre con el consumo. Los excedentes en el mes de agosto son alrededor de 4,70 kWh mayores que en julio, mientras que el consumo es prácticamente el mismo y la generación es 2,5 kWh mayor. En este caso, no puede concluirse que la mayor cantidad de excedentes generada en agosto esté relacionada únicamente con el aumento en la generación sino que, por el contrario, esta viene dada por un desfase horario ya existente entre el consumo y la generación de energía de uno y otro mes. Asimismo, tanto el consumo como la energía generada son 10 kWh mayor en agosto que en septiembre. Observando que se generan 5,5 kWh de energía excedentaria más en agosto que en septiembre, se puede concluir que la diferencia entre estas cantidades de excedentes es provocada por el mismo fenómeno que en el caso anterior.

En segundo lugar, los meses de febrero, marzo, abril y mayo, con 31,64 kWh, 30,46 kWh, 25,70 kWh y 29,31 kWh, respectivamente, cuentan con unos excedentes de energía semejantes. La diferencia entre el consumo de los mismos se encuentra alrededor de los 13 kWh, tal y como ocurre con la generación. Febrero, pese a ser el mes con menor consumo y menor generación, presenta mayores excedentes. Es por ello que puede inferirse que, al igual que ocurría en los meses anteriores, dicha

cantidad de energía excedentaria es producto de un desfase horario entre consumo y producción de energía.

El grupo formado por los meses de noviembre, diciembre y enero, obtiene una cantidad de energía excedentaria de 19,03 kWh, 9,75 kWh y 15,82 kWh, respectivamente. Debería remarcarse que el consumo de estos meses presenta disparidades destacables. Así, por ejemplo, enero presenta un consumo de 50 kWh mayor a noviembre y alrededor de 70 kWh superior a diciembre. Sin embargo, la energía generada en enero es prácticamente 2 kWh inferior que en noviembre y 15 kWh mayor que en diciembre. Observando la diferencia existente en excedentes, consumo y producción, se puede determinar que enero es el mes en el que mayor energía generada se emplea para el autoconsumo. Por otro lado, teniendo en cuenta que diciembre es el mes en el que menos energía se genera, y que la diferencia entre generación y consumo con respecto a noviembre se sitúa en torno a los 20 kWh, la producción de energía en el mes de diciembre es empleada en el consumo de la vivienda en mayor magnitud que noviembre.

Finalmente, con respecto a los meses de junio y octubre, el primero de ellos manifiesta 54,32 kWh de energía excedentaria. En lo referido al consumo y generación, dicho mes presenta 126,57 kWh y 92,08 kWh, respectivamente. Analizando los datos expuestos, alrededor del 60% de la energía generada pasa a formar parte de los excedentes y, el tanto restante, como consecuencia, es dedicado al consumo de la vivienda.

Respecto al mes de octubre, la energía excedentaria es igual a 44,11 kWh. Los datos correspondientes al consumo y producción de energía son 161,11 kWh y 85,95 kWh. En este caso, en torno al 51% de la energía generada se convierte en excedentes, por lo que podría afirmarse que el mes de octubre posee un índice más elevado de autoconsumo que el mes de junio, con aproximadamente el 49%.

### **9.3. Déficit de energía**

Se define déficit de energía como la energía que es necesaria extraer de la red de distribución para cubrir el consumo del edificio. Es cierto que lo deseable es que la energía producida por la instalación sea dedicada a abastecer el consumo de la

vivienda aunque esto no siempre es posible. De hecho, a lo largo de la jornada, existen franjas horarias en las que la generación es nula y la vivienda se abastece en su totalidad de energía procedente de la red, franjas en las que la producción es mayor que cero pero sigue siendo menor que el consumo y, por tanto, es necesario extraer energía de la red para completar el consumo y tramos horarios en los que la energía producida es mayor que el consumo y, con lo cual, se generan excedentes energéticos que son vertidos a la red.

Dado el perfil de consumo del edificio, en el que puede observarse que el mayor consumo se produce en aquellos tramos horarios en los que la generación suele ser cero o, en todo caso, suele ser menor que el consumo, la mayor parte del tiempo a lo largo del día es necesario extraer energía de la red. Es por ello, que en términos anuales, para las potencias estudiadas, el déficit siempre es mayor que los excedentes. Sin embargo, acorde con lo expresado en el Real Decreto, el déficit ha de ser mayor que los excedentes de forma mensual, lo que para ciertos meses del año, viendo el consumo y la producción de energía de estos, no llega a cumplirse y, por lo tanto, la energía excedentaria vertida a la red no estará sujeta a compensación.

En la siguiente tabla se presenta la energía deficitaria mensual y total obtenida para las diferentes potencias de estudio.

Potencia instalada	0,5 kWp	0,6 kWp	0,7 kWp	0,8 kWp	0,9 kWp	1 kWp	1,5 kWp
<b>ENERO</b>	268,37	263,53	259,28	256,45	254,28	252,48	247,02
<b>FEBRERO</b>	189,85	187,37	185,05	183,25	181,94	181,03	177,04
<b>MARZO</b>	189,14	184,22	180,38	178,44	177,28	176,12	170,31
<b>ABRIL</b>	181,25	176,50	173,26	170,75	168,25	165,75	153,77
<b>MAYO</b>	192,87	187,64	183,93	182,05	180,45	178,84	170,82
<b>JUNIO</b>	92,27	90,54	88,81	87,10	85,70	84,30	77,27
<b>JULIO</b>	101,89	100,05	98,21	96,37	94,75	93,27	85,83
<b>AGOSTO</b>	103,99	102,29	100,58	98,87	97,47	96,10	89,25
<b>SEPTIEMBRE</b>	96,94	95,62	94,30	92,97	91,65	90,33	84,89
<b>OCTUBRE</b>	123,36	121,32	119,27	118,02	117,10	116,17	111,53
<b>NOVIEMBRE</b>	216,08	211,69	209,87	208,06	206,25	204,44	197,51
<b>DICIEMBRE</b>	205,78	201,20	198,26	195,49	192,72	190,38	185,28
<b>TOTAL AÑO</b>	<b>1.961,80</b>	<b>1.921,94</b>	<b>1.891,18</b>	<b>1.867,83</b>	<b>1.847,84</b>	<b>1.829,20</b>	<b>1.750,53</b>

Tabla 9.3.1 Déficit de energía, en kWh, mensual y anual obtenido para cada una de las potencias estudiadas. Fuente propia

La tabla 9.3.1 muestra los datos correspondientes al déficit mensual y anual para cada una de las diferentes potencias. Tal y como se puede ver en la tabla, a mayor potencia instalada menor déficit energético. Además, sea cual sea la potencia que se



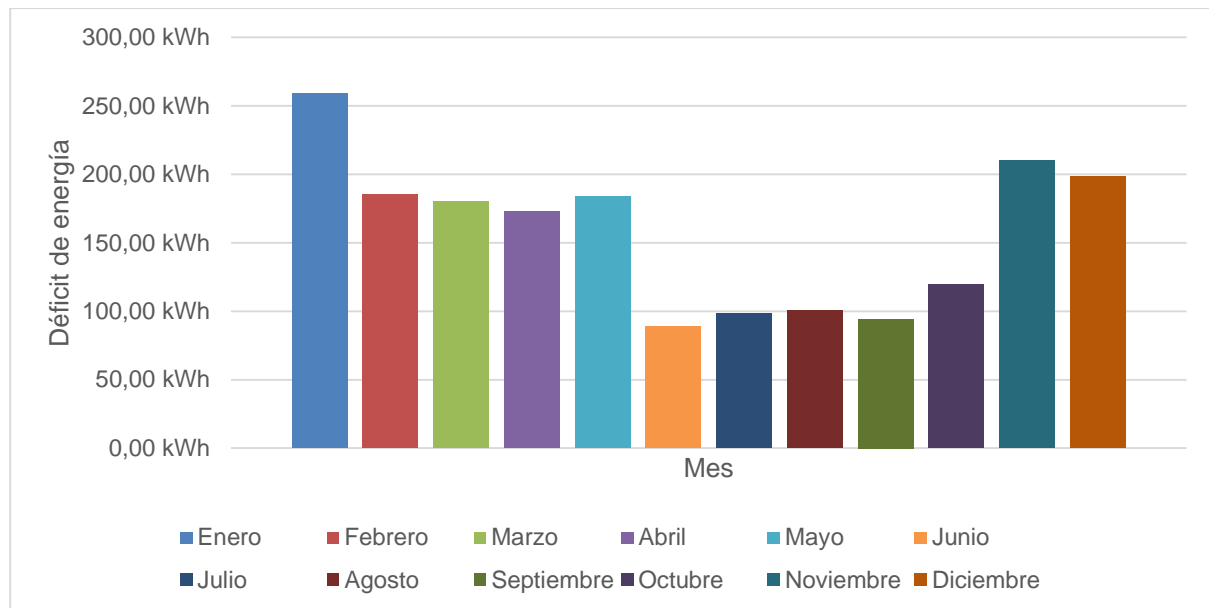
Si se mira, el mes con mayor déficit es enero, mientras que junio es el mes que presenta un déficit menor. Una instalación de 0,7 kWp de potencia muestra un déficit de energía que se establece entre los 88,81 kWh y los 259,28 kWh. Asimismo, el déficit anual es de 1.891,18 kWh.

Se puede observar un ligero descenso de la energía deficitaria a medida que aumenta la potencia. Asimismo, la diferencia entre el déficit de una instalación de 0,5 kWp y una de 1,5 kWp se sitúa en torno a los 200 kWh, lo que significa que aumentar la potencia de la instalación no disminuye significativamente la cantidad de energía que es necesaria extraer de la red para abastecer el consumo de la vivienda. Por otro lado, al incrementar la potencia de la instalación se produce un aumento significativo en la energía generada, lo que quiere decir que ese aumento de energía no se invierte, prácticamente, en disminuir el déficit, sino que se transforma directamente en energía excedentaria.

Puede apreciarse como enero es el mes en el que se produce el mayor déficit. Asimismo, enero es el mes que cuenta con el mayor consumo del año y, dado que es de los tres meses que cuentan con menos horas de producción energética y con menos energía generada, dicho déficit es resultado de las escasas franjas horarias en las que el consumo se abastece con energía generada.

Por el contrario, independientemente de la potencia que se mire, junio es el mes con menor déficit energético. Esto ocurre como consecuencia del bajo consumo que presenta este mes, el elevado número de horas del mes de junio en las que se produce energía del mes y, como resultado, la elevada producción total de energía para el mes de junio.

A continuación se grafican los resultados obtenidos para una instalación de 0,7 kWp de potencia:



**Gráfica 9.3.1 Déficit de energía mensual para una instalación de 0,7 kWp de potencia. Fuente propia**

En la gráfica 9.3.1 se muestra el déficit energético obtenido para una instalación de 0,7 kWp de potencia. En primer lugar, cabe destacar los cerca de 260 kWh que presenta de déficit el mes de enero. Además, es el mes del año en el cual se consume más energía, además, el segundo mes con menor producción de energía después de diciembre. Observando los datos de generación y consumo para cada uno de los meses, es de esperar que enero sea el mes en el que es necesario extraer mayor energía de la red.

En la gráfica estudiada se evidencia que existe una similitud destacable en el déficit del grupo de meses formado por febrero, marzo, abril y mayo. Estos meses, presentan cantidades de energía deficitaria análogas que se encuentran entre los 185,05 kWh y los 173,26 kWh.

Con respecto al consumo de estos meses, se puede apreciar que oscila entre 230,30 kWh en febrero y 243,03 kWh en mayo, y la generación entre los 76,89 kWh en febrero y los 89,97 kWh en marzo. Se puede comprobar que la diferencia entre mayor y menor consumo ronda los 13 kWh al igual que la diferencia entre la misma distinción de la generación. Es cierto que febrero cuenta con el menor consumo de los cuatro meses pero, a su vez, es el mes con menos producción de los cuatro, lo que conlleva a que sea el mes con mayores excedentes y, a su vez, el que más déficit de energía presenta.

El déficit correspondiente a los meses de noviembre y diciembre se sitúa en 209,87 kWh y 198,26 kWh, respectivamente. La diferencia en cuanto al consumo queda representada alrededor de 20 kWh y con respecto a la generación, se encuentra en torno a los 15 kWh siendo el mes de noviembre el que presenta el dato de mayor valor en ambos casos. Noviembre, además de generar más excedentes, también genera mayor déficit por lo que la energía se genera principalmente en horas en las que se cubre el consumo con cierta facilidad.

A continuación se procede a analizar el mes de octubre de forma individual ya que éste presenta datos dispares con el grupo restante de meses a estudiar que engloba los meses de verano. Octubre presenta una cifra de déficit cercana a los 120 kWh. Teniendo en cuenta el déficit; el consumo en este mes ronda los 160 kWh y la producción, los 85 kWh, por lo tanto, se llega a la conclusión de que, aproximadamente, el 50% de la energía generada se dedica al autoconsumo y el tanto restante pasa a formar parte de los excedentes.

Para finalizar el análisis de la gráfica 9.3.1, se procede a examinar los datos relativos al déficit de los meses restantes del estudio. En primer lugar, en el caso del mes de junio, el déficit alcanza prácticamente los 89 kWh. En los dos siguientes casos, relativos a julio y agosto, la cantidad de energía deficitaria se sitúa alrededor de los 100 kWh. En último lugar, el mes de septiembre muestra un déficit cercano a los 94 kWh.

En lo que respecta a consumo y generación de estos meses, el primero de ellos oscila entre 126,57 kWh en junio y 140,16 kWh en agosto, mientras que la generación fluctúa entre 92,08 kWh en junio y 106,88 kWh en agosto. Obviando la gráfica de referencia, y observando los datos expuestos de consumo y generación, se puede llegar a la conclusión de que estos meses presentan la mayor relación entre energía generada y energía auto-consumida.

#### **9.4. Balance energético final**

El término “Balance energético final” engloba todos los parámetros estudiados con anterioridad, esto es, energía generada, energía auto-consumida, energía excedentaria y déficit energético. La existencia de dicho término responde a la necesidad de extrapolar y agrupar todos los componentes contenidos en el presente

documento bajo un único concepto y, es gracias a la existencia del balance energético final que ciertos procedimientos pueden ser establecidos con el fin de comprobar el cumplimiento de un cierto equilibrio energético: la suma de la energía auto-consumida y la energía excedentaria es igual a la energía generada y, la energía consumida es el total formado por la energía auto-consumida más el déficit energético.

En la tabla 9.4.1, se exponen los resultados obtenidos en cada uno de los parámetros mencionados anteriormente para cada una de las potencias estudiadas.

Potencia instalada (kWp)	Energía consumida (kWh)	Energía generada (kWh)	Energía auto-consumida (kWh)	Energía excedentaria (kWh)	Déficit energético (kWh)
0,5	2468,24	734,70	506,43	228,27	1961,80
0,6	2468,24	881,64	546,29	335,35	1921,94
0,7	2468,24	1028,58	577,05	451,53	1891,18
0,8	2468,24	1175,52	600,40	575,12	1867,83
0,9	2468,24	1322,46	620,40	702,06	1847,84
1	2468,24	1469,40	639,04	830,36	1829,20
1,5	2468,24	2204,10	717,70	1486,39	1750,53

Tabla 9.4.1 Resultados energéticos anuales para cada una de las potencias estudiadas. Fuente propia

Para comenzar, como se ha comentado con anterioridad, existe un equilibrio entre los diferentes parámetros expuestos. De este modo, tomando como referencia, por ejemplo, una potencia instalada de 0,5 kWp, puede observarse que la relación existente entre energía auto-consumida (506,43 kWh), energía excedentaria (228,57 kWh) y energía generada (734,70 kWh) se cumple. Asimismo, el conjunto formado por la energía auto-consumida (506,43 kWh) y el déficit energético para la potencia considerada (1.961,80 kWh) obtiene como resultado la energía consumida por la vivienda (2.468,24 kWh). En relación a este último fenómeno, un aspecto especialmente notable es la inalterabilidad propia de la energía consumida, pues este concepto no guarda relación directa con los resultados obtenidos en el resto de categorías, dado que, independientemente de la potencia instalada, el consumo de la vivienda permanece constante. Como resultado, y como consecuencia directa del balance descrito con anterioridad, deberá existir necesariamente una relación inversamente proporcional entre el resto de parámetros implicados en este balance, es decir, entre la energía auto-consumida y el déficit energético. Es por ello que, tal y como se puede observar en la tabla 9.4.1, a mayor energía auto-consumida, el déficit energético es menor, y viceversa, viéndose ambos valores alterados además en la misma magnitud.

Otro aspecto notable es la relación directamente proporcional existente entre potencia instalada, energía generada, energía auto-consumida y energía excedentaria, puesto que, como cabría suponer, conforme aumenta la potencia instalada, el resto de parámetros aumentan su valor. Este aumento obedece además a la intensidad de la variación experimentada por la potencia instalada, dado que, por ejemplo, la diferencia presente en las distintas categorías entre las potencias de 0,5 kWp y 0,6 kWp, es considerablemente menor a la experimentada entre las potencias de 1 kWp y 1,5 kWp.

Tras analizar los resultados anuales obtenidos para los parámetros señalados previamente, es necesario llevar a cabo un segundo balance energético que recoja los datos mensuales de energía excedentaria y deficitaria para cada una de las diferentes potencias consideradas. En este nuevo balance se comprobará la correcta relación entre la energía excedentaria y déficit energético mensuales. Tal y como se recoge en el Real Decreto 244/2019, el déficit energético ha de ser obligatoriamente superior a los excedentes generados por la instalación, ya que, de cualquier otro modo, estos últimos no estarán sujetos a compensación económica.

Potencia instalada (kWp)		0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,5
Enero	Excedentes (kWh)	4,51	9,87	15,82	23,19	31,22	39,62	85,15
	Déficit (kWh)	268,37	263,53	259,28	256,45	254,28	252,48	247,02
Febrero	Excedentes (kWh)	14,48	22,98	31,64	40,83	50,51	60,58	111,52
	Déficit (kWh)	189,85	187,37	185,05	183,25	181,94	181,03	177,04
Marzo	Excedentes (kWh)	13,52	21,44	30,46	41,37	53,06	64,76	123,21
	Déficit (kWh)	189,14	184,22	180,38	178,44	177,28	176,12	170,31
Abril	Excedentes (kWh)	9,53	16,86	25,7	35,28	44,86	54,44	102,87
	Déficit (kWh)	181,25	176,5	173,26	170,75	168,25	165,75	153,77
Mayo	Excedentes (kWh)	13	20,4	29,31	40,07	51,1	62,12	117,26
	Déficit (kWh)	192,87	187,64	183,93	182,05	180,45	178,84	170,82
Junio	Excedentes (kWh)	31,46	42,89	54,32	65,76	77,51	89,26	148,01
	Déficit (kWh)	92,27	90,54	88,81	87,1	85,7	84,3	77,27
Julio	Excedentes (kWh)	36,28	49,34	62,39	75,45	88,72	102,13	169,16
	Déficit (kWh)	101,89	100,05	98,21	96,37	94,75	93,27	85,83
Agosto	Excedentes (kWh)	40,17	53,74	67,3	80,86	94,73	108,63	178,12
	Déficit (kWh)	103,99	102,29	100,58	98,87	97,47	96,1	89,25
Septiembre	Excedentes (kWh)	36,35	49,03	61,7	74,37	87,04	99,71	164,26
	Déficit (kWh)	96,94	95,62	94,3	92,97	91,65	90,33	84,89
Octubre	Excedentes (kWh)	23,65	33,88	44,11	55,14	66,49	77,85	134,6
	Déficit (kWh)	123,36	121,32	119,27	118,02	117,1	116,17	111,53
Noviembre	Excedentes (kWh)	4,31	10,38	19,03	27,68	36,34	44,99	90,38
	Déficit (kWh)	216,08	211,69	209,87	208,06	206,25	204,44	197,51
Diciembre	Excedentes (kWh)	1,01	4,56	9,75	15,11	20,47	26,27	61,84
	Déficit (kWh)	205,78	201,2	198,26	195,49	192,72	190,38	185,28

**Tabla 9.4.2 Resultados energéticos excedentarios y deficitarios mensuales para cada una de las potencias estudiadas. Fuente propia**

La tabla 9.4.2 recoge los datos relativos a la energía excedentaria y deficitaria mensuales para cada una de las diferentes potencias estudiadas. Un primer aspecto

particularmente señalable es que, independientemente de la potencia instalada, se pueden diferenciar tres distintos grupos de meses a lo largo del año durante los cuales la energía excedentaria manifiesta resultados similares. Un primer grupo formado por los meses de noviembre, diciembre y enero, presentando los valores más bajos de la totalidad de grupos. Como se podría suponer, al aumentar la potencia instalada, dichos excedentes incrementan su valor. Por otra parte, el segundo grupo está compuesto por los meses de febrero, marzo, abril y mayo, con unos valores situados en torno a 30 kWh para una potencia de 0,7 kWp. Finalmente, existe un último grupo constituido por los meses de junio, julio, agosto, septiembre y octubre, con unos excedentes semejantes y superiores a los 40 kWh para 0,7 kWp de potencia instalada.

Algo similar ocurre con la energía deficitaria, distinguiéndose tres grupos distintos con déficits semejantes. En primer lugar, noviembre, diciembre y enero, con un déficit superior a los 195 kWh para una potencia de 0,7 kWp, se sitúan como los meses con mayor cantidad de energía deficitaria. El segundo grupo formado por los meses de febrero, marzo, abril y mayo presentan una energía deficitaria situada entre los 173 kWh y los 185 kWh para una potencia de 0,7 kWp. En último lugar, los meses restantes, manifiestan un déficit energético que oscila entre los 88 kWh y los 120 kWh para una instalación de 0,7 kWp de potencia.

Como cabría suponer, el déficit sufre un descenso a medida que la potencia instalada es mayor. Sin embargo, es digno de mención el contraste entre los valores en los que se mueve la energía excedentaria y el déficit energético al aumentar o disminuir de potencia. Si, por ejemplo, se observan los resultados obtenidos para una potencia de 0,5 kWp y otra de 1,5 kWp en el mes de marzo, el incremento en los excedentes se sitúa alrededor de los 110 kWh y el déficit sufre un descenso de en torno a 19 kWh.

Otro aspecto a tener en cuenta, siendo además el más importante, es el que ocupa al balance mensual entre energía excedentaria y energía deficitaria. En este caso, se pueden distinguir dos grupos distintos de meses según la potencia que se analice: un primer grupo en el que se encuentran aquellos meses que cumplen con el mencionado balance energético, y otro formado por aquellos en los que el déficit es inferior a los excedentes. Además, cabe señalar que se diferencian dos grupos de potencias, aquellas en las que todos los meses cumplen con el balance energético y,

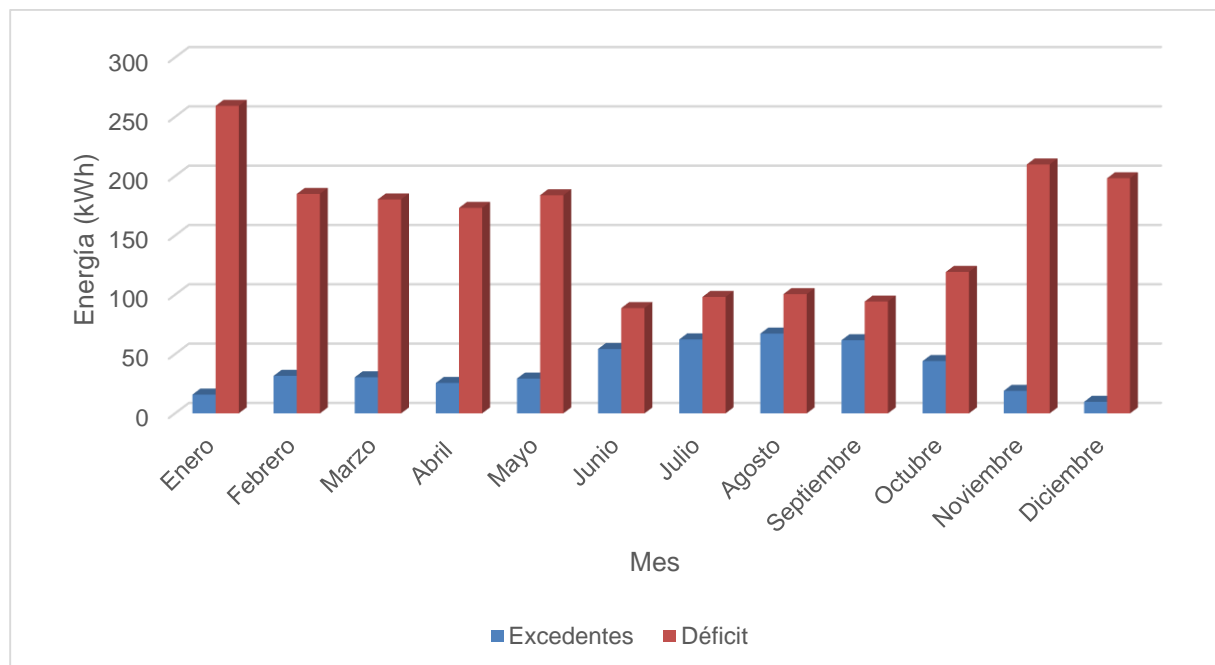
por tanto, no contiene otros grupos, y por otro, aquellas en las que este balance no se cumple y que disponen de dos subgrupos de meses distintos.

En primer lugar, las potencias de 1 kWp y 1,5 kWp están formadas por dos subgrupos diferenciados. Si la instalación posee una potencia de 1,5 kWp, los meses que cumplen con lo establecido en el Real Decreto y que, por tanto, componen el grupo en el que el déficit energético es superior a la energía excedentaria, son: enero, febrero, marzo, abril, mayo, noviembre y diciembre. Por el contrario, durante los meses de junio, julio, agosto, septiembre y octubre, se obtiene un déficit inferior a los excedentes generados, por lo que estos excedentes no estarían acogidos a ninguna compensación económica. En cambio, si la potencia instalada es de 1 kWp, puede observarse, al contrario que en el déficit, un descenso notable en la energía excedentaria generada, ya que las variaciones en la energía deficitaria no alcanzan un valor elevado. En este caso, el grupo de meses compuesto por junio, julio, agosto y septiembre presenta unos excedentes que adoptan valores más elevados que el déficit. Puede apreciarse un leve cambio en este grupo con respecto a una potencia de 1,5 kWp, pues el mes de octubre ahora se encuentra dentro del grupo de meses en los que sí que se cumple el balance energético.

Finalmente, para cualquiera de las potencias restantes, no existe la posibilidad de diferenciar entre dos subgrupos, puesto que, como se puede apreciar en la tabla 9.4.2, todos ellos cumplen con lo establecido en el balance energético. Un posible suceso digno de mención es el que ocurre para una instalación de 0,9 kWp de potencia durante el mes de agosto, ya que, debido a la escasa diferencia existente entre la energía excedentaria y el déficit (alrededor de 3 kWh), con una ligera variación en alguno de los siguientes términos, el balance podría verse afectado negativamente e invertirse presentando mayores excedentes que déficit. Este suceso vendrá definido por tres circunstancias distintas: la primera de ellas contempla un aumento en la energía excedentaria y un déficit constante, lo que vendría provocado por un aumento en la generación, un consumo constante y un no aumento en la energía auto-consumida. Asimismo, para que los excedentes se mantengan constantes y disminuya el déficit (segunda circunstancia), la generación no debe sufrir ninguna variación negativa, esto es, mantenerse constante o aumentar, un decrecimiento en el consumo y una no disminución en la energía auto-consumida. En último lugar, podrían ocurrir

simultáneamente un incremento en la energía excedentaria y un decremento en el déficit, provocado por un no descenso en la energía generada, un no aumento en el consumo y una variación positiva o negativa en la energía auto-consumida. Todas estas alteraciones deben alcanzar una cierta magnitud para que deje de cumplirse el balance energético en dicho mes. Del mismo modo, para los restantes meses podría ocurrir un fenómeno similar. En cambio, para que esto ocurra, dicha magnitud deberá alcanzar valores notablemente superiores a la del caso expuesto para una potencia de 0,9 kWp en el mes de agosto.

Dado que la potencia seleccionada para la instalación es 0,7 kWp, se ofrece una comparativa gráfica mensual entre la energía excedentaria y el déficit energético en la siguiente figura:



**Gráfica 9.4.1 Energía excedentaria y déficit energético mensual para una instalación de 0,7 kWp de potencia. Fuente propia**

Tal y como se puede observar en la gráfica 9.4.1, el balance energético se cumple para cualquier mes del año. Anteriormente se señalaba que, debido a una posible variación en la magnitud de los parámetros que dan lugar a la energía excedentaria y al déficit, se podría producir un aumento y/o una disminución en ambos. Dicha alteración generaría un desequilibrio en el balance energético y, por tanto, el déficit adoptaría valores inferiores a los que podrían alcanzar los excedentes. Consecuentemente, se considerarán dos grupos distintos de meses atendiendo a la magnitud que debería alcanzar la alteración de los parámetros para anular el balance



energético: uno formado por los meses de verano, incluyendo junio, julio, agosto, septiembre y octubre, y el restante constituido por los demás meses del año.

En primer lugar, durante los meses de verano, la energía excedentaria oscila entre 44,11 kWh para el mes de octubre y 67,3 kWh en agosto, mientras que el déficit fluctúa entre 88,81 kWh en junio y 119,27 kWh en octubre. Este primer grupo presenta los valores ínfimos del déficit y los excedentes más elevados. Por el contrario, para el resto de meses, enero, con 259,28 kWh, se posiciona como el mes con mayor cantidad de energía deficitaria y abril, con 173,26 kWh, como el mes con un déficit menor. Los excedentes adoptan un valor que se sitúa entre 9,75 kWh y 31,64 kWh para los meses de diciembre y febrero, respectivamente.

Como se puede comprobar, la mínima diferencia entre déficit y excedentes ocurre durante los meses del primer grupo y tiene lugar en julio, con un valor cercano a los 36 kWh. Para una potencia de 0,9 kWp, se señaló que dicha diferencia rondaba los 3 kWh, por lo que la magnitud que ha de alcanzar la variación necesaria para romper el equilibrio existente entre energía excedentaria y déficit debe ser notablemente superior para una potencia instalada de 0,7 kWp. Dado que para el grupo restante el déficit es superior a los excedentes en al menos 140 kWh, en caso de suceder dicha variación, el balance se vería alterado primeramente en los meses de verano.

Otro aspecto reseñable es la no necesariamente relación inversamente proporcional existente entre excedentes y déficit. Por ejemplo, comparando los datos obtenidos para los meses de septiembre y octubre, se observa un incremento en la cantidad de energía deficitaria al mismo tiempo que disminuyen los excedentes, por lo que en este caso se puede afirmar que dicha se verifica. No obstante, existen ciertos meses en los que la correspondencia anterior no se concreta, como diciembre y enero, en los que aumentan ambos parámetros.

## **10. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO**

Una vez analizados los términos energéticos correspondientes a cada una de las potencias consideradas, se estudiará la rentabilidad económica y financiera de la instalación atendiendo a ciertos parámetros como, por ejemplo, el valor actual neto

(VAN), la tasa interna de rentabilidad (TIR), el plazo de recuperación con descuento (DPBT), el coste nivelado de la electricidad (LCOE) y el balance neto de caja (NCB) o análisis de tesorería.

Dependiendo del resultado conseguido para cada una de las potencias, se decidirá cuál de ellas es más rentable para la instalación solar fotovoltaica. Es necesario tener en cuenta que ciertas potencias, tal y como se dedujo en apartados anteriores, no cumplen el balance energético requerido entre energía excedentaria y déficit y, aunque se presentarán los datos obtenidos para ellas ya que han sido consideradas, estas serán descartadas como posible solución por incumplir las condiciones especificadas en el Real Decreto acerca de la compensación de excedentes. No obstante, la potencia seleccionada como óptima será de 0,7 kWp debido a los resultados obtenidos en el estudio que se expondrá con posterioridad. Para llevar a cabo el análisis, se utilizará el software “Techno-Economic analysis of PV system”, proporcionado por el Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén. Analizando los resultados para los distintos parámetros de cada una de las potencias, se obtendrán las mismas conclusiones que fueron inferidas previamente. Dicho software incluye unos parámetros de entrada como, por ejemplo, el índice de autoconsumo, que serán utilizados para la extracción de los resultados a estudiar.

En la tabla 10.1 se presentan los valores posibles para cada uno de los parámetros de entrada dependiendo de la potencia y la tarifa consideradas.

DATO	VALOR
Cu (€/kWp)	1500
H <sub>opt</sub> (kWh/m <sup>2</sup> *año)	1985
P (kWp)	0,5;0,6;0,7;0,8;0,9;1;1,5
PR (%)	75
r <sub>d</sub> (%)	0,5
E <sub>L</sub> (kWh/año)	2468,24
N (años)	25
SCI (%)	68,93%;61,96%;56,1%;51,08%;46,91%;43,49%;32,56%
C <sub>o&amp;m</sub> (%)	1,5
d (%)	5
p <sub>g</sub> (€/kWh)	0,05
p <sub>s</sub> (€/kWh)	0,145;0,125;0,121
r <sub>pg</sub> (%)	4,48
r <sub>ps</sub> (%)	1,85
r <sub>o&amp;m</sub> (%)	1,1
X <sub>ec</sub> (%)	100
d <sub>ec</sub> (%)	5

Tabla 10.1 Parámetros de entrada del software utilizado para realizar el análisis económico. Fuente propia

Tras presentar los posibles valores para cada uno de estos parámetros, se procede a definirlos:

Cu: coste unitario medio referido a una instalación de 1 kWp de potencia.

H<sub>opt</sub>: irradiación global anual para una inclinación óptima del sistema fotovoltaico. Pese a que, en principio, cualquier ángulo de inclinación es posible en la instalación del sistema, el parámetro de entrada es considerado para un ángulo óptimo de 35°.

Potencia nominal del sistema fotovoltaico (P): se define como la potencia desarrollada por el sistema en caso de que este fuera perfecto. Dado que dicha condición no se verifica, es necesario introducir un parámetro (performance ratio) que represente la calidad de nuestro sistema.

Índice de calidad o performance ratio (PR): Se define como la relación entre la energía generada y la irradiación recibida por el sistema.

Tasa de degradación anual en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos (r<sub>d</sub>): la r<sub>d</sub> surge como consecuencia de la naturaleza de la instalación, puesto que la eficiencia de esta última no será la misma durante todos sus años de vida útil, sino que irá disminuyendo con el paso del tiempo.

Consumo total anual de energía del edificio ( $E_L$ ): el consumo total anual de energía del edificio se obtiene a partir del perfil de consumo del edificio, tomando un día típico de cada mes y haciendo los cálculos necesarios para la obtención del consumo mensual.

Ciclo de vida del sistema fotovoltaico ( $N$ ): es uno de los datos de entrada más importantes para el análisis de la viabilidad puesto que el cálculo se ajusta a estos años de vida y se toma como referencia. El ciclo de vida del sistema fotovoltaico representa una limitación en cierto sentido, dado que para que el sistema sea viable, habrá que recuperar la inversión antes de que termine la vida del mismo.

Índice de autoconsumo ( $SCI$ ): el  $SCI$  relaciona la energía generada con la energía consumida. El resultado obtenido se podrá multiplicar por cien si se desea expresar el mismo de forma porcentual.

Coste anual de operación y mantenimiento ( $C_{o\&m}$ ): este concepto representa el porcentaje sobre el coste de inversión inicial del sistema fotovoltaico, que se emplea anualmente en tareas de operación y mantenimiento.

Tasa nominal de descuento ( $d$ ): el valor de este parámetro debe coincidir con el coste promedio ponderado de capital ( $WACC$ ) que queda definido a su vez por el dividendo anual del capital social o el rendimiento exigido al capital ( $d_{ec}$ ).

Compensación económica a la que está sujeta la energía eléctrica que se vierte a la red ( $p_g$ ): si el consumidor posee un contrato con una empresa eléctrica, este precio vendrá definido por la misma. Asimismo, si el consumidor dispone de un contrato con una comercializador libre, el precio será el acordado por ambas partes.

Precio de la electricidad auto-consumida ( $p_s$ ): este precio queda definido de acuerdo a la tarifa a la que esté acogida la vivienda. En este caso, para un análisis más completo, se considera el coste de la electricidad para cada una de las tres distintas tarifas.

Tasa de aumento anual del precio de la electricidad que se vierte a la red ( $r_{pg}$ ): la energía excedentaria vertida a la red no posee un precio constante durante toda la vida útil de la instalación, sino que, por el contrario, esta experimenta alteraciones en

su valor. Para considerar las posibles variaciones que pueda sufrir dicho precio, es necesario incluir la mencionada tasa como parámetro de entrada.

Tasa de aumento anual del precio de la electricidad que se auto-consume ( $r_{ps}$ ): al igual que ocurre con el precio de la electricidad que se auto-consume, este no se mantiene constante a lo largo de los años.

Tasa de aumento anual del coste de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico ( $r_{o\&m}$ ): tanto por ciento del incremento en los gastos necesarios para mantener la instalación en funcionamiento.

Porcentaje de la inversión fotovoltaica que se financia con capital propio ( $X_{ec}$ ): en el presente proyecto se ha decidido que toda la infraestructura necesaria para para la puesta en funcionamiento de la instalación se financiará con capital propio.

Dividendo anual del capital social o rendimiento que se exige al capital ( $d_{ec}$ ): el valor de este parámetro condiciona el coste promedio ponderado del capital (WACC), y este a su vez fija el porcentaje nominal de descuento ( $d$ ), puesto que el porcentaje nominal de descuento debe ser igual al coste promedio ponderado del capital e igual al rendimiento exigido al capital.

Todos los parámetros de entrada del software recientemente definidos poseen un valor distinto a cero a la hora de realizar el análisis. Sin embargo, este software contiene otras variables de entrada que, en este caso, cuentan con un valor igual a cero. Todas ellas se definen a continuación:

Interés de préstamo anual ( $i_L$ ): tanto por ciento sobre el total del préstamo que debe ser devuelto anualmente. Este parámetro ha de ser considerado distinto de cero cuando el proyecto o instalación se financie únicamente con algún tipo de préstamo o se financie conjuntamente empleando algún tipo de préstamo y capitales propios.

$N_d$  (años): periodo de tiempo durante el que se amortiza una inversión a efectos fiscales. Número de años en que el importe de la inversión es deducible como gasto de explotación.

$N_{is}$  (años): amortización de subsidio de inversión.

$N_L$  (años): amortización de préstamo

$X_d$  (%): porcentaje sobre el coste de la inversión inicial del sistema fotovoltaico que representa el margen de amortización total.

$X_L$  (%): porcentaje sobre el coste de la inversión inicial del sistema fotovoltaico que se financia con préstamo.

$X_{is}$  (%): porcentaje de la inversión inicial del sistema fotovoltaico que se financia con subsidio o donación.

$T$  (%): tasa del impuesto de sociedades.

Además de contar con la totalidad de los parámetros de entrada mencionados anteriormente, dicho software proporciona unos datos de salida que se utilizan para determinar la rentabilidad económica y financiera del proyecto. Los datos de salida son:

$C_s$  (€/kWh): coste de generación eléctrica si no se remuneran los excedentes.

DPBT (años): plazo de recuperación con descuento.

IRR (%): tasa interna de rentabilidad. En español, TIR.

LCOE (c€/kWh): coste normalizado de la electricidad.

NCB (€): balance neto de caja.

NPV (€): valor actual neto. En español, VAN.

PI: índice de rentabilidad. En español, IR. Se calcula dividiendo los flujos netos de caja o cash flows entre la inversión inicial. Se aceptará proyectos cuyo valor de PI sea mayor que la unidad y se rechazarán en caso contrario.

PIM (%): índice de rentabilidad modificado. Se calcula dividiendo el VAN entre la inversión inicial ( $A$ ). Se aceptarán proyectos cuyo valor de PIM sea mayor que cero y se rechazarán en caso contrario.

WACC (%): coste promedio ponderado de capital. Se trata de una medida financiera que posee el propósito de englobar en una sola cifra, en tanto por ciento, el coste de las diferentes fuentes de financiación que usará cualquier individuo para aportar fondos en algún proyecto específico.

SSI (%): índice de autosuficiencia de la vivienda.

Tras definir cada uno de los conceptos requeridos y aportados por el software empleado para el estudio de la rentabilidad económica y financiera del proyecto, se expondrán, por separado, los resultados obtenidos en dicho estudio. Primeramente se presentarán y analizarán los datos correspondientes al análisis económico, financiero y, posteriormente, los relativos al análisis de costes de generación.

## **10.1. Análisis económico**

Para llevar a cabo el presente análisis económico, se considerarán los siguientes parámetros: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de rentabilidad (TIR), el plazo de recuperación con descuento (DPBT) y el coste nivelado de la electricidad (LCOE). Será ofrecida una definición acerca de cada uno de los parámetros mencionados, así como su formulación teórica, la nomenclatura correspondiente al software utilizado y un estudio de los resultados obtenidos.

### **10.1.1. Valor actual neto**

El valor actual neto (VAN, medido en €) de un proyecto de inversión es la suma de los valores actuales de todos los flujos monetarios de entrada y salida relativos a la inversión.

Proporciona una medida de la rentabilidad o ganancia total neta en unidades monetarias del momento en el que se evalúa el proyecto, una vez que con los flujos de caja se ha devuelto el capital invertido inicialmente, así como se ha hecho frente a su retribución en forma de intereses y/o dividendos, en función del tipo de recurso empleado en la financiación del proyecto.

Teóricamente, el valor actual neto se rige por la siguiente ecuación:

$$VAN = -A + \left(\frac{Q_1}{(1+d)} + \frac{Q_2}{(1+d)^2} + \frac{Q_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{Q_N}{(1+d)^N}\right)$$

Donde:

A = inversión inicial del proyecto

Qi = flujos de caja

d = tasa nominal de descuento

N = vida útil del sistema fotovoltaico

Sin embargo, el software empleado en el presente análisis realiza el cálculo del VAN según las expresiones reflejadas en las siguientes figuras:

$$NPV = PW [CI(N)] - PW [CO(N)]$$

Figura 10.2.1.1 Fórmula empleada en el software para el cálculo del VAN. Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Donde:

PW [CI(N)] = valor monetario actual de los flujos de caja de entrada durante la vida útil del sistema

PW [CO(N)] = valor monetario actual de los flujos de caja de salida del sistema fotovoltaico

N = vida útil del sistema fotovoltaico

$$PW [CI(N)] = p_s E_{PVs} (1-T) \frac{K_s (1-K_s^N)}{1-K_s} + p_g E_{PVg} (1-T) \frac{K_g (1-K_g^N)}{1-K_g}$$

Figura 10.1.1.2 Fórmula empleada para el cálculo de PW [CI(N)]. Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Donde:

ps = precio al que se auto-consume la electricidad (€/kWh)



$p_g$  = precio al que la electricidad es vertida a la red (€/kWh)

$E_{PVs}$  = energía anual auto-consumida (kWh/año)

$E_{PVg}$  = energía anual vertida a la red (kWh/año)

T = tasa de impuesto sobre la renta

$$K_s = (1 + r_{p_s}) \cdot (1 - r_d) / (1 + d)$$

Figura 100.1.1.3 Fórmula empleada para el cálculo de  $K_s$ . Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Donde:

$r_d$  = tasa de degradación anual en la eficiencia de los paneles fotovoltaicos

$r_{ps}$  = tasa de aumento anual del precio de la electricidad que se auto-consume

d = tasa nominal de descuento

$$K_g = (1 + r_{p_g}) \cdot (1 - r_d) / (1 + d)$$

Figura 100.1.1.4 Fórmula empleada para el cálculo de  $K_g$ . Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Donde:

$r_{pg}$  = tasa de aumento anual del precio de la electricidad que se vierte a la red

$$PW [CO(N)] = PV_I + PW [PV_{OM}(N)] - PW [DEP(N_d)] T$$

Figura 10.1.1.5 Fórmula empleada para el cálculo de PW [CO(N)]. Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Donde:

$PV_I$  = coste inicial de la inversión del sistema fotovoltaico (€)

$PW [PV_{OM}(N)]$  = valor monetario del coste de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico a lo largo de su vida útil (€)

$PW [DEP(N_d)]$  = valor actual de la depreciación fiscal (€)

$N_d$  = periodo de tiempo en el que una inversión está amortizada a efectos fiscales (años)

$$PW [PV_{OM} (N)] = PV_{AOM} (1 - T) \frac{K_p (1 - K_p^N)}{1 - K_p}$$

**Figura 10.1.1.6** Fórmula empleada para el cálculo de PW [PV<sub>OM</sub>(N)]. Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Donde:

PV<sub>AOM</sub> = coste anual de operación y mantenimiento (€)

K<sub>p</sub> = (1+r<sub>OM</sub>)/(1+d)

r<sub>OM</sub> = tasa anual de aumento del coste de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico (%)

$$PW [DEP(N_d)] = DEP_y \frac{q(1 - q^{N_d})}{(1 - q)}$$

**Figura 10.1.1.7** Fórmula empleada para el cálculo de PW [DEP(N<sub>d</sub>)]. Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Donde:

DEP<sub>y</sub> = depreciación fiscal anual fija para el sistema fotovoltaico (€)

q = 1/(1+d)

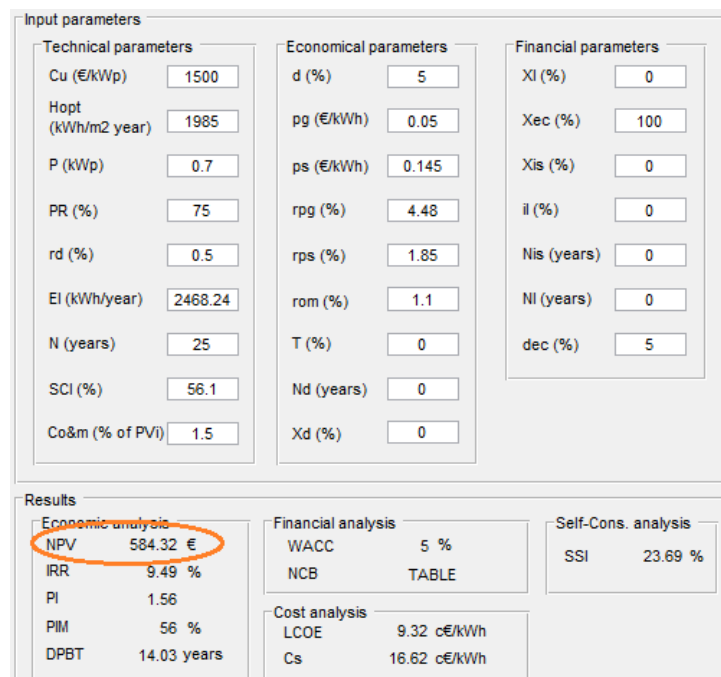
Una vez definidas las ecuaciones que rigen la herramienta utilizada en el análisis para extraer los resultados del VAN, en la siguiente tabla se presentan los mismos para cada una de las potencias y tarifas consideradas:

Potencia instalada (kWp)	Tarifa plana	Tarifa nocturna	Tarifa supervalde
0,5	537,75	370,64	337,22
0,6	566,82	386,56	350,51
0,7	584,32	393,90	355,82
0,8	592,42	394,28	354,65
0,9	596,05	391,33	350,39
1	598,09	387,22	345,04
1,5	589,47	352,65	305,29

**Tabla 10.1.1.1** Resultados del VAN (€) obtenidos para cada una de las diferentes potencias. Fuente propia

En la tabla 10.1, se puede observar una tendencia ascendente en el valor del VAN a medida que la potencia es mayor. Sin embargo, para cada una de las tarifas, el valor actual neto presenta un punto de inflexión en diferentes momentos. Por ejemplo, si se estudia la tarifa supervalle, se observa que el valor máximo del VAN (355,82 €) se obtiene para 0,7 kWp de potencia, mientras que si se observa la tarifa nocturna, este tiene lugar para 0,8 kWp.

Debido a que el estudio del presente proyecto engloba el análisis para cada una de las posibles tarifas, la potencia seleccionada es 0,7 kWp, puesto que para la tarifa supervalle es la que adopta un valor superior del VAN. Los valores de los diferentes parámetros de entrada, así como el resultado del valor actual neto, para el ejemplo de tarifa plana, con una potencia instalada de 0,7 kWp son:



**Figura 10.1.1.8 Parámetros de entrada y valor del VAN considerando una potencia de 0,7 kWp en tarifa nocturna. Fuente propia**

Tal y como se puede comprobar en la figura 10.8, el valor del VAN se corresponde con el expuesto en la tabla 10.1, además, si se desea obtener el resultado para la tarifa nocturna en lugar de la tarifa plana, únicamente habría que realizar el cambio del valor de  $p_s$ , pasando a ser este de 0,125.

### 10.1.2. Tasa interna de rentabilidad

La tasa interna de rentabilidad (TIR), es el tipo de interés anual al que hay que colocar la inversión inicial –reinvirtiendo los intereses generados- para que al cabo de un tiempo igual a la vida útil del sistema, la suma de dicha inversión más los intereses, iguale a los flujos de caja generados durante el proyecto.

Otra posible definición de la TIR es el valor de la tasa de descuento que hace nulo el valor del VAN.

Tomando la ecuación vista en el apartado anterior, la TIR se calcula como:

$$0 = -A + \left( \frac{Q_1}{(1 + TIR)} + \frac{Q_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{Q_3}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{Q_N}{(1 + TIR)^N} \right)$$

Donde:

A = inversión inicial

Qi = flujos de caja

N = vida útil de la instalación

La expresión presentada anteriormente para el cálculo de la tasa interna de rentabilidad es útil en el caso de que este se realice de forma teórica. Sin embargo, para extraer los resultados relativos a la TIR del presente proyecto, la herramienta utilizada ha sido un software que trabaja resolviendo la fórmula expuesta en la siguiente figura:

$$0 = PW [ CI(N) ] - PW [ CO(N) ]$$

Figura 10.1.2.1 Ecuación que resuelve el valor de la TIR. Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Los valores de la tasa interna de rentabilidad obtenidos para cada una de las potencias, se detallan en la tabla 10.1.2.1.

Potencia instalada (kWp)	Tarifa plana	Tarifa nocturna	Tarifa supervalde
0,5	10,73	9,07	8,73
0,6	10,06	8,55	8,24
0,7	9,49	8,11	7,82
0,8	9,00	7,71	7,47
0,9	8,59	7,41	7,17
1	8,25	7,15	6,93
1,5	7,16	6,31	6,14

Tabla 10.1.2.1 Resultados de la TIR, en %, obtenidos para las diferentes potencias. Fuente propia

Tal y como se puede apreciar en la tabla anterior, la TIR presenta una tendencia inversamente proporcional a la potencia instalada. Independientemente de la tarifa que se observe, a medida que la potencia aumenta, la tasa interna de rentabilidad disminuye. Asimismo, este será mayor para la tarifa nocturna que para el resto de tarifas.

Se presentan en la siguiente figura el resultado de la TIR obtenido para 0,7 kWp de potencia con tarifa nocturna:

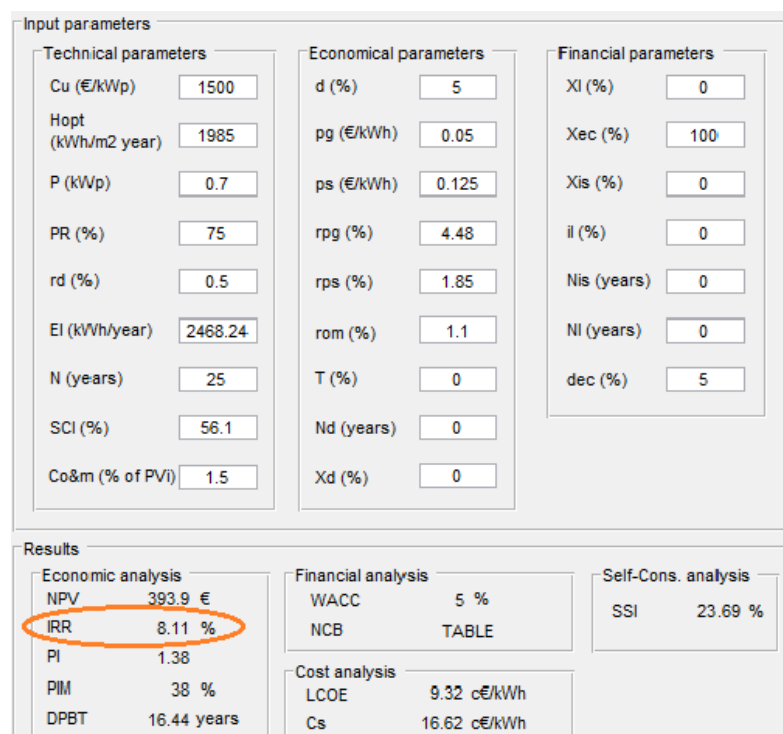


Figura 10.1.2.2 Parámetros de entrada y resultado de la TIR para una potencia de 0,7 kWp en tarifa nocturna. Fuente propia

Se puede comprobar, en la presente figura 10.1.2.2, que el resultado obtenido (8,11%) se corresponde con el presentado en la tabla 10.1.2.1 para el mismo caso.

### 10.1.3. Plazo de recuperación con descuento

El plazo de recuperación con descuento de un proyecto de inversión (DPBT) expresado en años, es el periodo de tiempo que necesita la inversión para que el valor actualizado de los flujos de caja generados hasta ese momento iguale el valor del capital invertido.

Este valor de DPBT no debe exceder el valor de la vida útil del sistema. También se ha de saber que cuanto menor sea el DPBT mejores resultarán las inversiones.

El cálculo teórico del DPBT atiende a la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^{DPBT} \frac{Q_i}{(1+d)^i} = A$$

Donde:

A = inversión inicial

Qi = flujos de caja

d = porcentaje nominal de descuento

No obstante, el cálculo del valor del DPBT para los distintos casos se ha llevado a cabo mediante la misma herramienta usada en los apartados anteriores y, como se ha visto en casos anteriores, esta se rige por unas ecuaciones distintas. De este modo, las expresiones que definen el cálculo del DPBT en dicha herramienta son las siguientes:

$$PV_I = PW [CI(DPBT)] - PW [PV_{OM}(DPBT)] + PW [DEP(DPBT)] T$$

$$PV_I = PW [CI(DPBT)] - PW [PV_{OM}(DPBT)] + PW [DEP(N_d)] T$$

Figura 10.1.3.1 Expresión empleada por el software para la resolución del DPBT. Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Como se puede observar, se presentan dos ecuaciones distintas para la resolución del DPBT. Todos los términos, excepto la inversión inicial del sistema fotovoltaico, dependen del plazo de recuperación con descuento, por lo que, resolviendo dicha igualdad se obtiene el valor de este. Del mismo modo, la segunda expresión muestra un término dependiente del periodo de tiempo en el que una inversión está amortizada a efectos fiscales, dado que, el DPBT puede ser mayor que este término.

Dado que el valor del DPBT, al igual que ocurre con los demás parámetros económicos vistos con anterioridad, depende de la potencia instalada y de la tarifa consideradas, en la tabla 10.1.3.1 se exponen los resultados obtenidos para cada una de ellas.

Potencia instalada (kWp)	Tarifa plana	Tarifa nocturna	Tarifa supervalle
0,5	12,24	14,59	15,17
0,6	13,16	15,55	16,13
0,7	14,03	16,44	17,01
0,8	14,85	17,26	17,83
0,9	15,60	17,99	18,55
1	16,26	18,62	19,17
1,5	18,70	20,87	21,35

Tabla 10.1.3.1 Resultados del DPBT, en años, obtenidos para las diferentes potencias y tarifas. Fuente propia

Independientemente de la tarifa que se observe, el DPBT muestra una relación directamente proporcional a la potencia instalada. De este modo, a mayor potencia instalada, mayor es el plazo de recuperación con descuento, lo que indica que es más negativo a medida que la potencia instalada aumenta. En la siguiente figura se presenta una captura del software utilizado para 0,7 kWp de potencia y tarifa supervalle:

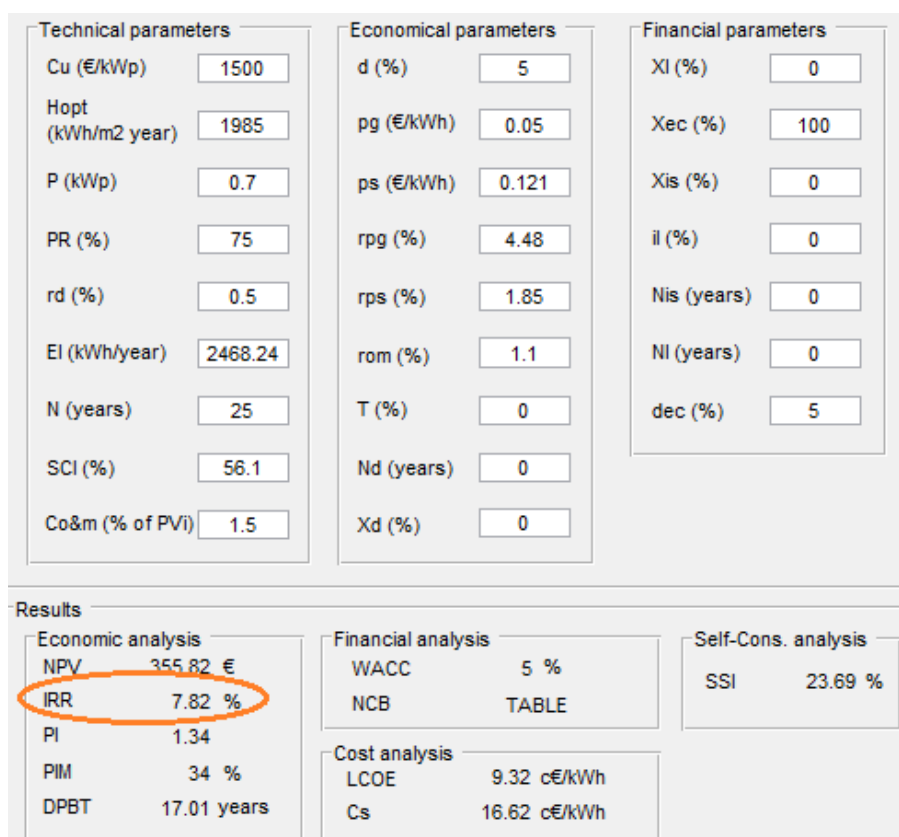


Figura 10.1.3.2 Parámetros de entrada y resultado del DPBT para el caso de 0,7 kWp de potencia y una tarifa supervalle. Fuente propia

Tal y como se puede apreciar en la figura 10.1.3.2, el plazo de recuperación con descuento para una potencia de 0,7 kWp aplicada a una vivienda con tarifa supervalle es igual al 17 años, verificando su correspondencia con el dato expuesto en la tabla 10.1.3.1.

#### 10.1.4. Coste normalizado de la electricidad

El coste normalizado de la electricidad (LCOE), es el valor constante y teórico de la unidad de costo de la electricidad durante la vida útil de un activo de generación. De la misma manera que ocurría con los factores económicos vistos anteriormente, el LCOE quedará definido por su expresión teórica por un lado y, por otro, mediante la fórmula empleada por el software para el cálculo del mismo.

La expresión teórica que define el LCOE es:

$$LCOE = \frac{VAC}{\sum_{n=1}^N \frac{E(1 - r_d)^n}{(1 + d)^n}}$$



Donde:

VAC = Valor actual del coste del sistema a lo largo de su vida útil

E = cantidad de energía eléctrica producida

d = tasa nominal de descuento

N = vida útil del sistema fotovoltaico

$r_d$  = tasa de degradación de potencia

Tras haber expuesto el fundamento teórico que rige el cálculo del LCOE, se presenta a continuación la equivalencia utilizada por la herramienta empleada para obtener el resultado del mismo.

$$LCOE = \frac{PW[CO(N)]}{E_{PV} \cdot \sum_{n=1}^N \frac{(1-r_d)^n}{(1+d)^n}}$$

**Figura 10.1.4.1** Expresión empleada por el software para la resolución del LCOE.  
Fuente: Departamento de Electrónica y Automática de la Universidad de Jaén

Cada uno de los factores que aparecen en la figura 10.1.4.1 ha sido definido anteriormente y, por tanto, no será definido nuevamente. Cabe señalar que, independientemente de la tarifa y de la potencia instalada, el valor del LCOE se mantiene constante en todo momento, ya que no depende del precio de la electricidad y está normalizado por kWp. Para verificar que dicho factor se mantiene constante, se adjuntan tres figuras distintas con el precio definido para cada tarifa y para tres potencias distintas.

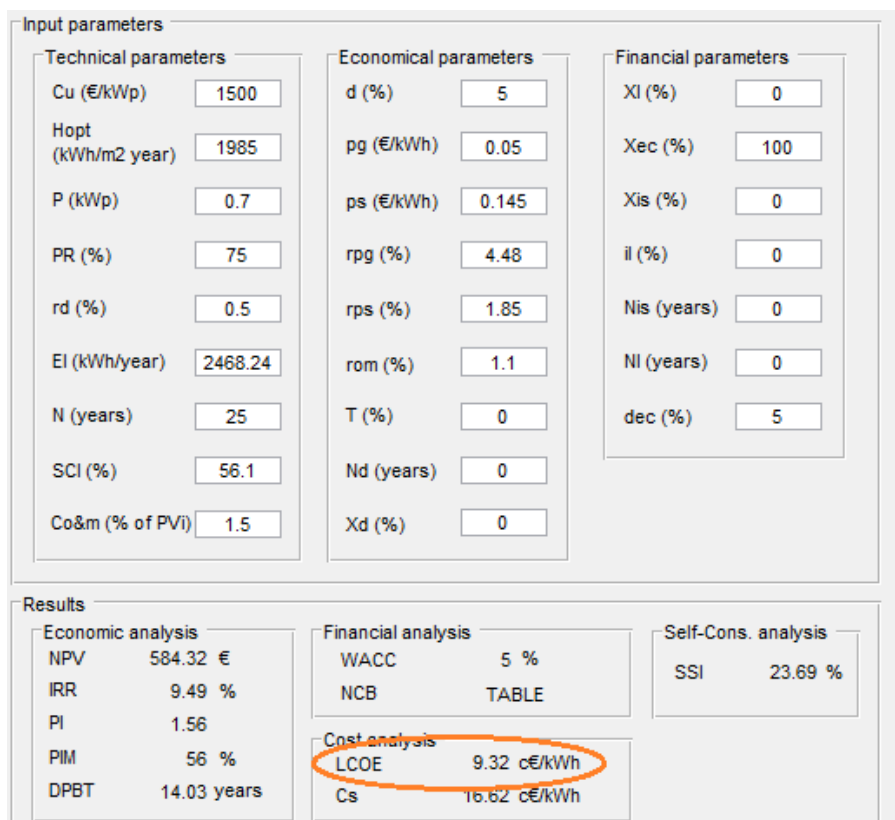


Figura 10.1.4.2 Valor del LCOE para una instalación de 0,7 kWp acogida a tarifa plana. Fuente propia

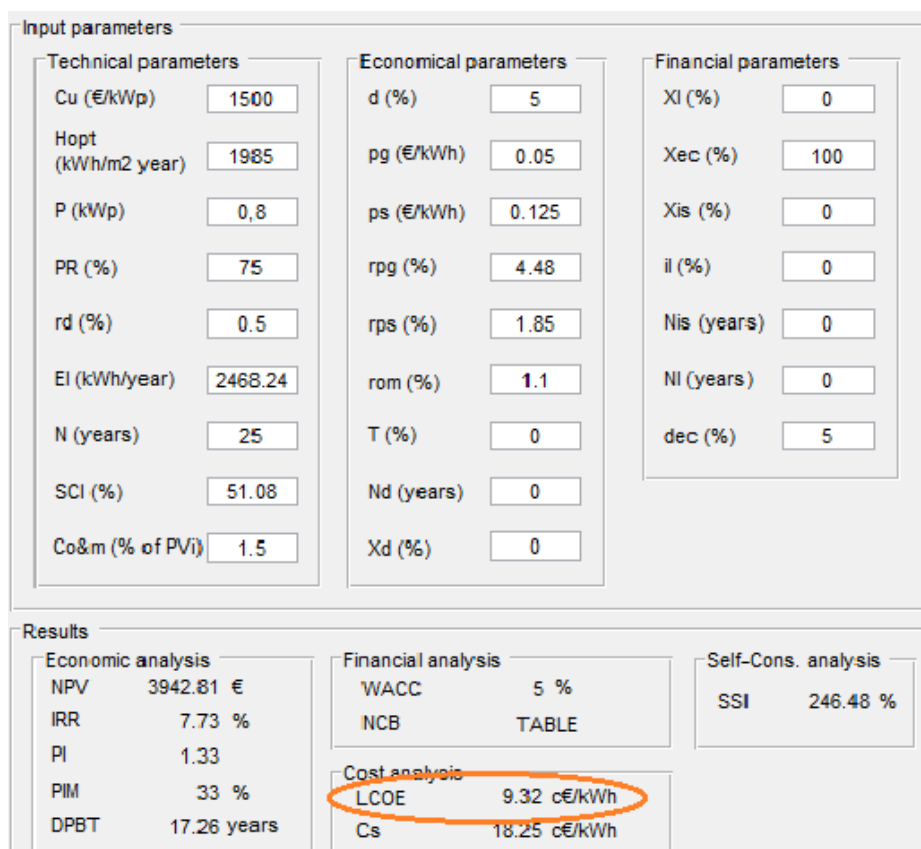


Figura 10.1.4.3 Valor del LCOE para una instalación de 0,8 kWp acogida a tarifa nocturna. Fuente propia

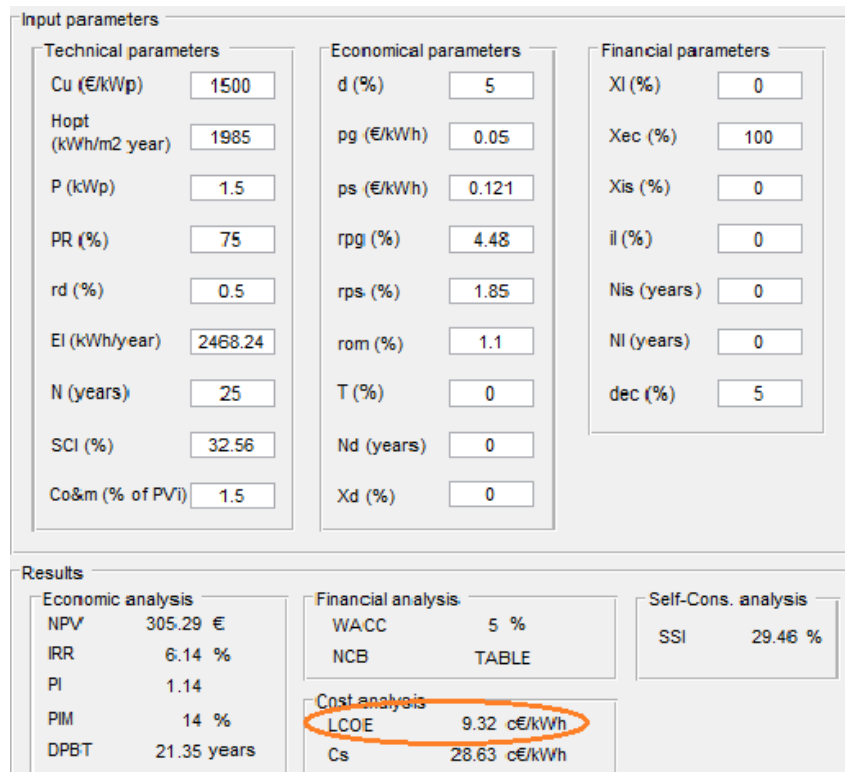


Figura 10.1.4.4 Valor del LCOE para una instalación de 1,5 kWp acogida a tarifa supervalle. Fuente propia

Tal y como se comentaba con anterioridad, el valor del LCOE permanece constante para tres situaciones bien diferenciadas entre sí como son: una instalación de potencia igual a 0,7 kWp acogida a tarifa plana, una potencia instalada de 0,8 kWp con tarifa nocturna y, por último, una instalación de 1,5 kWp en tarifa supervalle. Si, por ejemplo, se modifica el valor tomado por el rendimiento exigido al capital, y por tanto el tomado por la tasa nominal de descuento, el coste normalizado de la electricidad varía como se verá reflejado en la figura 10.1.4.5.

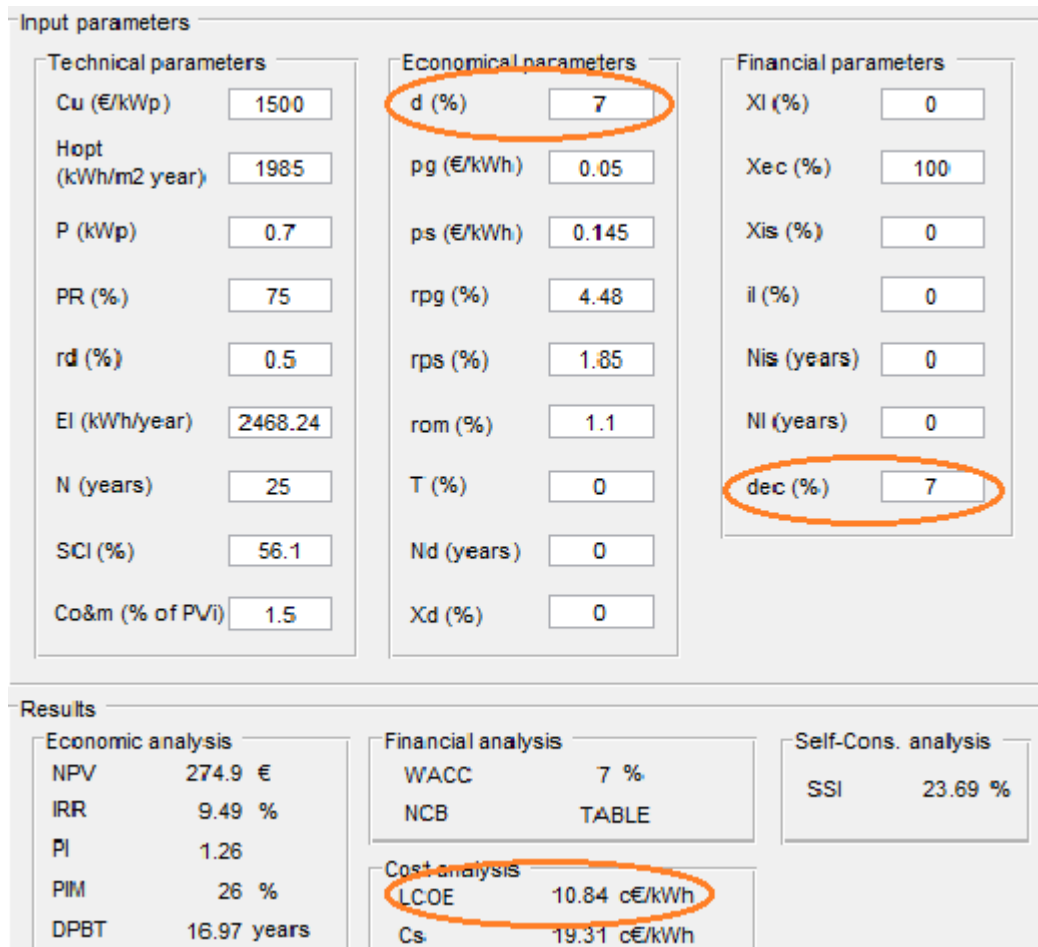


Figura 10.1.4.5 Valor del LCOE para una instalación de 0,7 kWp acogida a tarifa plana. Fuente propia

En este caso, el valor del LCOE presenta una relación directamente proporcional con la rentabilidad exigida al capital, ya que el aumento en ambos parámetros viene seguido por un aumento del coste normalizado de la electricidad, y viceversa.

Una vez presentados los resultados obtenidos para cada uno de los factores económicos estudiados, se adjunta una tabla que contiene a estos mismos para todos los casos analizados. De este modo, visualmente, se pueden apreciar en su conjunto tanto por potencia instalada como por tarifa a la que pueda estar acogida la instalación fotovoltaica.

Potencia instalada (kWp)	Tarifa plana			Tarifa nocturna			Tarifa supervalle			LCOE (c€)
	VAN (€)	TIR (%)	DPBT (años)	VAN (€)	TIR (%)	DPBT (años)	VAN (€)	TIR (%)	DPBT (años)	
0,5	537,75	10,73	12,24	370,64	9,07	14,59	337,22	8,73	15,17	9,32
0,6	566,82	10,06	13,16	386,56	8,55	15,55	350,51	8,24	16,13	9,32
0,7	584,32	9,49	14,03	393,90	8,11	16,44	355,82	7,82	17,01	9,32
0,8	592,42	9,00	14,85	394,28	7,71	17,26	354,65	7,47	17,83	9,32
0,9	596,05	8,59	15,60	391,33	7,41	17,99	350,39	7,17	18,55	9,32
1	598,09	8,25	16,26	387,22	7,15	18,62	345,04	6,93	19,17	9,32
1,5	589,47	7,16	18,70	352,65	6,31	20,87	305,29	6,14	21,35	9,32

Figura 10.1.4.5 Resultados obtenidos para cada uno de los criterios económicos analizados por potencia instalada y tarifa a la que esté acogida la instalación. Fuente propia

Tras analizar los parámetros correspondientes a las potencias y tarifas consideradas, y determinar que la potencia seleccionada es 0,7 kWp, se llevará a cabo el análisis financiero o análisis de tesorería para dicha potencia.

## **10.2. Análisis financiero**

El presente análisis financiero consistirá en evaluar los flujos netos de caja correspondientes a cada uno de los años de la vida útil de la instalación fotovoltaica. Con el objetivo de evitar aportar información relativamente innecesaria y consecuentemente con el fin de centrar el análisis en aquellos datos de mayor pertinencia, se ofrecerá únicamente un estudio detallado para la potencia óptima seleccionada. Dado que, para una misma potencia, existen tres posibles contratos tarifarios distintos, el presente análisis abarca la totalidad de ellos.

Para poder asegurar que un proyecto es viable de manera financiera, todos y cada uno de los flujos acumulativos presentes para los diferentes años ha de ser siempre mayor que cero. En caso contrario, si existiera algún flujo acumulativo menor que cero, esto indicaría que existe algún descubierto en alguno o varios de los meses presentes en dicho período anual y, por tanto, no se podría concluir que el proyecto estudiado cumple con las especificaciones necesarias para ser viable desde el punto de vista financiero.

A continuación, mediante tres diferentes tablas, se presenta el balance neto de caja (NBC, en euros), y su correspondiente acumulativo durante los años útiles de la instalación fotovoltaica para cada una de las distintas tarifas a la que podría estar sujeta la vivienda de estudio:

Tarifa plana	NBC (€)	Acumulativo
1	41,26	41,26
2	43,18	84,44
3	45,15	129,59
4	47,17	176,76
5	49,25	226,01
6	51,38	277,39
7	53,57	330,96
8	55,82	386,78
9	58,13	444,91
10	60,5	505,41
11	62,94	568,35
12	65,45	633,8
13	68,03	701,83
14	70,68	772,51
15	73,4	845,91
16	76,21	922,12
17	79,09	1001,21
18	82,06	1083,27
19	85,11	1168,38
20	88,26	1256,64
21	91,49	1348,13
22	94,82	1442,95
23	98,25	1541,2
24	101,78	1642,98
25	-944,58	698,4

**Tabla 10.2.1 Balance neto de caja considerando que la vivienda está acogida a tarifa plana. Fuente propia**

La tabla 10.2.1 recoge los flujos netos de caja correspondientes a una instalación de 0,7 kWp para una vivienda acogida a tarifa plana. Se puede observar que el balance neto de caja viene definido anualmente, por lo que cada uno de los datos representa la media resultante durante los doce meses del año. Asimismo, exceptuando el último año, la totalidad de los flujos netos de caja son positivos y, además, sufren un incremento con el paso de estos. Cabe señalar que, durante el último año útil de la instalación, se produce un balance negativo y de magnitud notablemente destacable, posiblemente provocado por un desembolso final de la financiación del sistema fotovoltaico, en este caso el capital propio.

En la tabla 10.2.2 se presentarán los datos relativos en caso de que la vivienda se encontrase sujeta a una tarifa nocturna.

Tarifa nocturna	NBC (€)	Acumulativo
1	29,42	29,42
2	31,17	60,59
3	32,98	93,57
4	34,84	128,41
5	36,75	165,16
6	38,71	203,87
7	40,73	244,6
8	42,81	287,41
9	44,94	332,35
10	47,14	379,49
11	49,4	428,89
12	51,73	480,62
13	54,12	534,74
14	56,59	591,33
15	59,12	650,45
16	61,74	712,19
17	64,43	776,62
18	67,2	843,82
19	70,05	913,87
20	73	986,87
21	76,03	1062,9
22	79,15	1142,05
23	82,37	1224,42
24	85,69	1310,11
25	-960,89	349,22

Tabla 10.2.2 Balance neto de caja considerando que la vivienda está acogida a tarifa nocturna. Fuente propia

La tabla 10.2.2 refleja los flujos netos de caja correspondientes a una instalación de 0,7 kWp para una vivienda acogida a tarifa nocturna. Al igual que ocurría para el caso de la tarifa plana, se puede observar que el balance neto de caja viene definido anualmente, por lo que cada uno de los datos representa la media resultante durante los doce meses del año. Del mismo modo, exceptuando el último año, la totalidad de los flujos netos de caja son positivos y, además, sufren un incremento con el paso de estos. Cabe señalar que, durante el último año útil de la instalación, se produce un balance negativo y de magnitud notablemente destacable, mayor incluso que la que se observaba para la tarifa plana, posiblemente provocado por un desembolso final de la financiación del sistema fotovoltaico. Dicho balance negativo, junto con el decremento existente en los flujos de caja positivos con respecto al primer caso, provocan un valor acumulado de menor magnitud al obtenido con tarifa plana.

En último lugar, los resultados obtenidos para una tarifa supervalle son los siguientes:

Tarifa supervalle	NBC (€)	Acumulativo
1	27,05	27,05
2	28,77	55,82
3	30,55	86,37
4	32,37	118,74
5	34,25	152,99
6	36,18	189,17
7	38,16	227,33
8	40,21	267,54
9	42,31	309,85
10	44,47	354,32
11	46,69	401,01
12	48,98	450
13	51,34	501,34
14	53,77	555,11
15	56,27	611,38
16	58,84	670,22
17	61,5	731,72
18	64,23	795,95
19	67,04	862,99
20	69,94	932,93
21	72,93	1005,86
22	76,02	1081,88
23	79,19	1161,07
24	82,47	1243,54
25	-964,15	279,39

**Tabla 10.2.3 Balance neto de caja considerando que la vivienda está acogida a tarifa supervalle. Fuente propia**

Como se puede observar en la tabla 10.2.3, todos los flujos de caja resultan positivos y, al igual que ocurría en los casos anteriores, el valor de estos flujos experimenta un aumento a medida que avanzan los años. De nuevo, durante el último año, el balance neto de caja resulta negativo, lo que puede deberse a alguna de las razones expuestas anteriormente. Se aprecia, además, un incremento negativo en este último balance con respecto a las demás tarifas que, junto con un descenso en los distintos flujos anuales, provocan un acumulativo inferior a estos.

Tras analizar los términos financieros que definen la viabilidad del proyecto, se concluye que, independientemente de la tarifa a la que se encuentre acogida la



vivienda considerada, el proyecto resulta viable financieramente para una potencia instalada de 0,7 kWp.

## 11. CONCLUSIONES

En primer lugar, una justificación del método seguido para el análisis realizado en el presente proyecto resultaría sumamente pertinente, puesto que los resultados obtenidos representan una consecuencia directa del mismo. Como se expuso previamente, no existe un contraste extremadamente apreciable entre el consumo energético presente en días laborables y el producido en días festivos. Es por ello que la elección de un día típico de cada mes ha sido considerada como la mejor aproximación posible para alcanzar los objetivos perseguidos en el presente estudio. Una vez presentado el perfil de consumo de la vivienda, expresado tanto en forma horaria como mensual, se puede afirmar la existencia de un consumo energético dispar a lo largo de la jornada. De hecho, el mencionado perfil muestra una variación considerable en los valores adoptados por el gasto energético a lo largo del día, existiendo franjas horarias en las que la energía consumida es prácticamente nula y tramos horarios en los que dicha energía alcanza valores superiores. Es durante las horas correspondientes al periodo valle de la tarifa nocturna cuando se producen los valores máximos relativos al consumo, pudiendo llegar a la conclusión de que la vivienda se encuentra sujeta a dicha tarifa.

Con respecto a la energía generada, se debería recordar que esta puede ser empleada en el autoconsumo del edificio o transformada en energía excedentaria y, consecuentemente, vertida a la red de distribución si el consumo horario está cubierto. De este modo, la producción energética queda acotada a las horas principales del día, entre las 6 y las 20 horas si el escenario más beneficioso para el individuo es el considerado. Debido al consumo dispar de la vivienda, las franjas horarias de mayor generación son, al mismo tiempo, las de menor consumo, provocando que durante las horas centrales del día la energía generada sea empleada en el autoconsumo, produciendo al mismo tiempo una cantidad variable de excedentes. Por el contrario, en los tramos horarios en los que la generación adopta valores inferiores, esta es dedicada en su totalidad al consumo de la vivienda, dada la naturaleza predominante del mismo sobre la primera. Otro aspecto digno de consideración es la notable

variación de la energía generada en las horas principales del día entre unos meses y otros, ocasionando el no cumplimiento del balance energético para determinadas potencias en algunos de ellos.

Por otra parte, el precio medio al que se auto-consume la electricidad es considerablemente mayor a la compensación económica recibida por la energía excedentaria. Para obtener una cantidad superior de energía auto-consumida y, por lo tanto, mejorar los beneficios de la instalación, una solución sería adaptar el consumo de la vivienda a las horas en las que la generación es mayor que cero. Si la vivienda se acoge a la tarifa plana, que ofrece un precio constante a lo largo del día, podría distribuir su consumo acorde a las horas en las que se produce energía, provocando el aprovechamiento de los excedentes generados con la tarifa nocturna como energía auto-consumida.

Concluyendo con el análisis energético, todas las instalaciones con menos de 1 kWp de potencia cumplen con el balance energético especificado en el Real Decreto y, por lo tanto, son posibles soluciones al estudio llevado a cabo en el presente proyecto.

Tras realizar el análisis económico y financiero para las diferentes potencias consideradas, se observa que los mayores beneficios se consiguen cuando la vivienda posee un contrato de tarifa plana. No obstante, la inversión es conveniente realizarla independientemente de la potencia y tarifa valoradas.

Atendiendo al valor obtenido del LCOE en el correspondiente análisis de costes de la electricidad generada, se observa que este presenta un valor inferior al valor medio adoptado por la electricidad en cada una de las distintas tarifas, por lo que se puede concluir que la energía generada por los sistemas fotovoltaicos estudiados es competitiva en el mercado eléctrico. En resumen, se considera que es viable la implantación de la tecnología solar fotovoltaica integrada en el edificio para el autoconsumo.

## 12. FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

El presente estudio puede considerarse la base a partir de la cual realizar una eficiente instalación fotovoltaica. Es por ello que pese a que todas y cada una de las potencias estudiadas resultan ser soluciones rentables frente a combustibles tradicionalmente más empleadas respecto al consumo eléctrico (gas natural, calefacción eléctrica, petróleo, etc.), solo las potencias previamente determinadas cumplen con lo establecido en el Real Decreto 244/2019. Asimismo, puede considerarse el punto de partida, o un modelo a seguir para cualquier consumidor que desee llevar a cabo un estudio similar. Debido a la naturaleza del presente proyecto y, por tanto, a las limitaciones que este conlleva, solo se ha podido determinar la rentabilidad y eficiencia de una instalación fotovoltaica en unas circunstancias plenamente definidas. Es por ello que este análisis debería considerarse de forma teórica y no especialmente práctica, pues su objetivo es inferir la posible amortización y el posible beneficio económico que esta puede suponer.

Una vez concluido este proyecto, o cualquier proyecto similar pero con diferentes datos geográficos y climáticos, se procedería al montaje de la instalación deseada.

### Bibliografía

Agencia Andaluza de la Energía. (2019, octubre). *Autoconsumo eléctrico en Andalucía con energía solar*.

Diego, L. y David, L. (2017). *Techno-Economic analysis of PV system*. Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Diego, L. (2020). *Análisis de viabilidad económica y financiera de proyecto de inversión*. Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Eurostat. European Commission, Energy statistics - prices of natural gas and electricity, (2020). <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (accessed May 17, 2020).

IEA, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2017. Report IEA PVPS T1-34:2018, 2018.

Govern Illes Balears. (2020, 12 de junio). *Convocatoria de subvenciones para instalaciones fotovoltaicas, microeólicas dirigida a particulares, entidades sin ánimo de lucro, pequeñas y medianas empresas y asociaciones empresariales*.

<http://www.caib.es/govern/sac/fitxa.do?codi=3628364&coduo=6&lang=es>

Ministerio para la transición ecológica. (2019, 5 de abril). *Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.*

Gobierno de La Rioja. (2020). *Ayudas para la promoción de las energías renovables, el ahorro y eficiencia energética y la protección del medio ambiente.*

<http://www.ader.es/ayudas/ayudas-por-areas/tec-economia-circular-y-transicion-energetica/#c1113>

Gobierno Regional de Castilla-La Mancha. (2020). *Ayuda para el aprovechamiento de energías renovables.* <https://www.jccm.es/tramitesygestiones/solicitud-de-ayuda-para-el-aprovechamiento-de-las-energias-renovables>

Jäger-Waldau, PV Status Report 2019, 2019. doi:10.2760/326629.

Junta de Castilla y León. (2020, 3 de marzo). *Subvenciones, cofinanciadas por el FEDER, dirigidas a la utilización de energías renovables en el sector empresarial.*

<http://www.tramitacastillayleon.jcyl.es/web/jcyl/AdministracionElectronica/es/Plantilla100Detalle/1251181077965/Ayuda012/1284939347860/Propuesta>

OMIE (Spain). Annual price reports. ; Available at: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual> (accessed May 05, 2020).

PVinsights, (n.d.). <http://pvinsights.com/SolarSystem/SolarSystemPrice.php> (accessed May 6, 2020).

Solar Choice, PV price index, (n.d.). <https://www.solarchoice.net.au/> (accessed May 6, 2020).

The Global Economic. Return on equity - country rankings 2018; Available at: [https://www.theglobaleconomy.com/Spain/bank\\_return\\_equity/](https://www.theglobaleconomy.com/Spain/bank_return_equity/) (accessed May 05, 2020).

Periodo 1998-2017

The World Bank, Inflation, consumer prices (annual %), (2019).

<https://data.worldbank.org/indicator/FP.CPI.TOTL.ZG?contextual=aggregate&end=2019&locations=ES&start=2009&view=chart> (accessed May 05, 2020). Periodo 2005-19

Trading Economics. Spain - Lending interest rate 2018; Available at:

<https://tradingeconomics.com/spain/lending-interest-rate-percent-wb-data.html> (accessed May 05, 2020). Periodo 2011-16

UNEF. (2019). *El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética*