



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Herramienta para el análisis del autoconsumo en
instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red
eléctrica

Tool for the analysis of self-consumption in grid-
connected photovoltaic installations

Autor/es

Elena Arrazola Puerta

Director/es

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2019

HERRAMIENTA PARA EL ANÁLISIS DEL AUTOCONSUMO EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA

RESUMEN

Este Trabajo Fin de Grado surge como respuesta al deseo de elaborar un estudio de la rentabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a la red eléctrica.

En primer lugar, se detalla el marco energético en el que se está viviendo a día de hoy, así como la situación actual de la tecnología fotovoltaica nivel mundial, europeo y español. Además, se muestra una comparativa de la producción de potencia fotovoltaica en las diferentes comunidades autónomas de España.

En segundo lugar, se realiza una descripción de los principales mecanismos de autoconsumo existentes y se profundiza en las recientes normativas españolas promulgadas sobre la regulación de instalaciones de autoconsumo.

A continuación, se procede a realizar una búsqueda, recopilación y estimación de los datos necesarios para simular los distintos casos de estudio. Para ello, se emplea la página web Renewables.ninja.

Acto seguido, se presenta la herramienta desarrollada en Excel mediante macros y Visual Basic, que toma como entrada los valores de potencia horaria fotovoltaica, obtenidos con PVGIS, para una instalación y localización determinada y los precios de la energía en el Mercado Eléctrico.

Finalmente, se estudian los casos propuestos y se obtienen las conclusiones correspondientes a partir de los resultados alcanzados mediante la herramienta.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	OBJETO Y ALCANCE	1
1.2.	CONTEXTO ENERGÉTICO	1
2.	ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	3
2.1.	SITUACIÓN MUNDIAL Y EUROPEA.....	3
2.2.	SITUACIÓN EN ESPAÑA	5
2.2.1.	COMPARATIVA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS	6
3.	AUTOCONSUMO.....	8
3.1.	TIPOS DE AUTOCONSUMO.....	8
3.2.	LEGISLACIÓN ESPAÑOLA SOBRE AUTOCONSUMO	10
3.2.1.	REAL DECRETO-LEY 15/2018	10
3.2.2.	REAL DECRETO 244/2019	12
4.	CASOS DE ESTUDIO	15
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	15
4.2.	ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN	15
4.2.1.	ZONA NORTE	17
4.2.2.	ZONA CENTRO	17
4.2.3.	ZONA SUR.....	18
4.2.4.	ISLAS	19
5.	HERRAMIENTA DE ANÁLISIS.....	20
6.	RESULTADOS	25
6.1.	CASO 1: BILBAO	25
6.2.	CASO 2: TENERIFE.....	28
6.3.	CASO 3: GUADALAJARA.....	31
7.	CONCLUSIONES	34
	BIBLIOGRAFÍA.....	36
	ANEXOS	38
	ANEXO A.....	38
	ANEXO B	48
	ANEXO C.....	55
	ANEXO D.....	62
	ANEXO E	63

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente Trabajo Fin de Grado es el desarrollo de una herramienta en Excel que permita el estudio de la rentabilidad económica de las distintas alternativas de autoconsumo en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica.

Se realizará además un análisis de la evolución y de los cambios introducidos por las distintas normativas retributivas existentes en España durante los últimos años para este tipo de instalaciones.

Se trabajará conjuntamente con los precios de la energía en el Mercado Eléctrico y con las bases de datos de las plataformas web Renewables.ninja y PVGIS, las cuales proporcionarán los valores horarios de generación de potencia fotovoltaica para cada instalación de paneles solares de acuerdo a su localización.

Para el desarrollo de la herramienta en Excel, se empleará Visual Basic para aplicaciones y se plantearán una serie de macros cuya principal ventaja radica en la flexibilidad que aportan a la hora de simular diferentes escenarios.

En el momento actual de expansión de la energía fotovoltaica y un ambiente legislativo inestable, este trabajo pretenderá dilucidar sobre el efecto de la normativa española vigente a día de hoy en la rentabilidad de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

1.2. CONTEXTO ENERGÉTICO

Se está atravesando actualmente un momento de auge a nivel mundial de las tecnologías renovables como fuente para la producción energía eléctrica. El agotamiento de los combustibles fósiles junto con la necesidad de encontrar recursos limpios no perjudiciales para el medio ambiente, han sido el detonante que ha impulsado el desarrollo de este sector.

Esta motivación ha dado lugar a lo que se llama Transición Energética, la cual supone un camino hacia la economía y el desarrollo sostenible por medio de las energías renovables y la eficiencia energética.

Una de las tecnologías que más puede contribuir a llevar a cabo este reto es la energía fotovoltaica. Gracias a su versatilidad, no solo es posible obtener electricidad en plantas destinadas a generación, sino que también es factible la producción de energía en el mismo punto de consumo particular, hablando así de autoconsumo.

Pese a esta necesidad generalizada y aunque España sea uno de los países con más recurso solar, pudiendo convertirse en un país puntero en materia de

generación de energía fotovoltaica, los últimos años no han sido muy esperanzadores como consecuencia de la existencia de barreras legislativas que dificultan o hacen inviable económicamente dicha actividad.

Con la promulgación del Real Decreto-ley 15/2018, publicado a finales de 2018, y el Real Decreto 244/2019, aprobado en abril de 2019, se abre de nuevo la puerta al crecimiento del autoconsumo, al eliminar, entre otras medidas, los cargos que se aplicaban a este tipo de instalaciones establecidos en el Real Decreto 900/2015.

2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1. SITUACIÓN MUNDIAL Y EUROPEA

La energía fotovoltaica, responsable de la transformación de radiación solar en electricidad, ha experimentado un enorme crecimiento durante los últimos años gracias al desarrollo de esta tecnología en algunos países asiáticos como China, India o Japón, convirtiéndose así este tipo de energía en uno de los pilares principales para la transición energética global.

La distribución de la potencia mundial fotovoltaica se reparte de manera desigual en los cinco continentes. Como se observa en la Figura 1, países como los nombrados anteriormente ocupan las primeras posiciones en el ranking mundial de naciones con más potencia acumulada hasta el año 2017.

Así mismo, cabe destacar la contribución de las principales potencias europeas tales como Alemania, 42 GW acumulados; Italia, 20 GW o Reino Unido, 13 GW, las cuales ocupan los puestos cuarto, quinto y séptimo, respectivamente, en la clasificación. En décima posición se encuentra España, con 5 GW acumulados, una cifra notablemente inferior a la capacidad de las regiones que lideran la tabla.

POTENCIA ACUMULADA HASTA 2017 [GW]			
CHINA	131	INDIA	18
EEUU	51	REINO UNIDO	13
JAPÓN	49	FRANCIA	8
ALEMANIA	42	AUSTRALIA	7
ITALIA	20	ESPAÑA	5

*Figura 1. Tabla comparativa de la potencia acumulada en diferentes países hasta 2017.
Fuente: [1] y elaboración propia*

Pese a recibir una mayor radiación solar que países situados al norte de Europa, España se posiciona en quinto lugar en la clasificación de países europeos con mayor potencia fotovoltaica acumulada hasta 2017 por detrás de Alemania, Italia, Reino Unido y Francia tal y como se puede observar en la Figura 2.

La existencia de distintas legislaciones favorables o no a este tipo de energía renovable, unido con políticas de incentivos para la instalación de paneles solares llevadas a cabo en algunos países, resulta clave para entender este hecho.

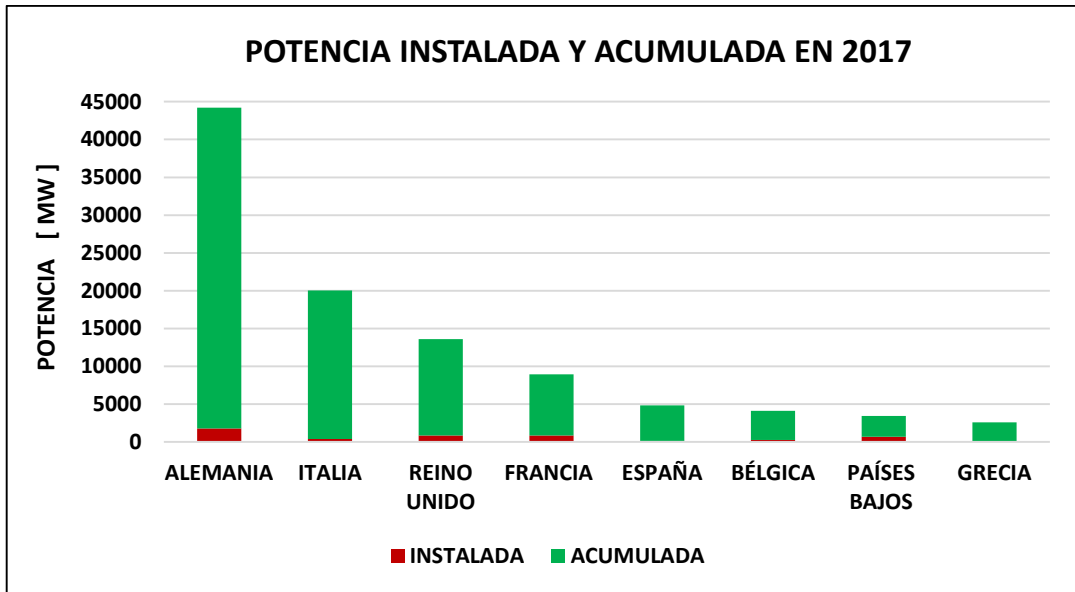


Figura 2. Comparación potencia instalada y acumulada por diferentes países europeos hasta 2017. Fuente: [2] y elaboración propia

El planteamiento de un adecuado mercado energético es esencial para el impulso de las energías renovables, ya no solo de la energía fotovoltaica. A pequeña escala, el crecimiento vendrá determinado por los beneficios alcanzados mediante el autoconsumo, lo cual depende fuertemente de la regulación y de los impuestos asociados, que deberán ser inexistentes para su progreso.

2.2. SITUACIÓN EN ESPAÑA

La necesidad de desarrollo de las energías renovables junto con la conveniencia de aumentar la autonomía energética, hizo que España, una de las zonas europeas con más horas de sol, se convirtiera en 2008 en uno de los países a nivel mundial con más potencia fotovoltaica instalada, consiguiendo instalar 2733 MW en dicho año, tal y como se observa en la Figura 3. Todo ello fue posible gracias al marco regulatorio vigente en dicho momento, el Real Decreto 661/2007.

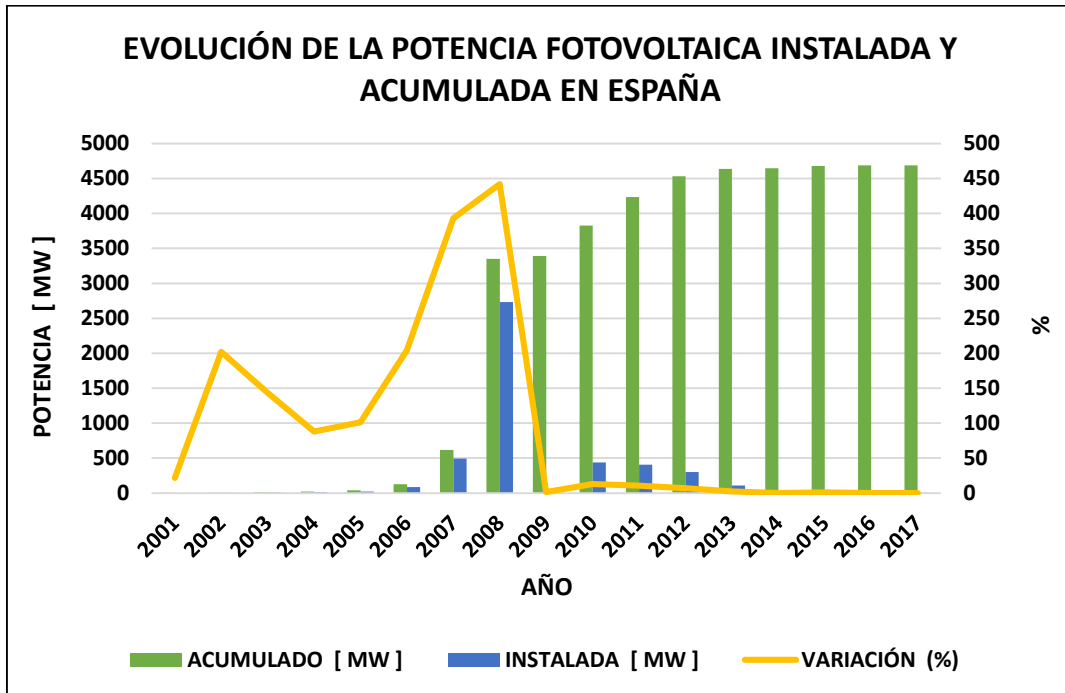


Figura 3. Evolución potencia instalada y acumulada en España. Fuente: [3] y elaboración propia

Sin embargo, legislaciones poco propicias a este tipo de desarrollo, frenaron el crecimiento de esta tecnología energética durante los años sucesivos. Estos cambios paralizaron la construcción de instalaciones fotovoltaicas y condujeron a que España dejara de ser un referente en el sector.

Según datos del REE [3], la demanda de energía eléctrica en España, que sigue una evolución positiva desde el año 2015, alcanzó los 269 TWh en el año 2018. De estos 269 TWh, tan solo el 3 % fueron producidos por fuentes de energía solar fotovoltaica. Este bajo porcentaje de cobertura de la demanda eléctrica resulta más significativo si se tienen en cuenta las buenas condiciones climatológicas disponibles en el país, lo cual refleja una situación con un amplio margen de mejora.

2.2.1. COMPARATIVA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

La potencia fotovoltaica instalada en las diferentes comunidades autónomas de España se distribuye de forma irregular debido, principalmente, a la variabilidad en la disponibilidad del recurso solar por las diferentes regiones del territorio.

Esta variabilidad depende esencialmente de dos parámetros: las horas de sol disponibles al día y la irradiación solar. Ambos parámetros encuentran valores más elevados en la zona del sur del país y valores más bajos en la zona norte.

Tal y como se puede ver en la Figura 4, las provincias con más potencia fotovoltaica instalada y acumulada hasta 2017 son, por este orden, Castilla-La Mancha, con 922 MW acumulados; Andalucía, 874 MW; Extremadura, 562 MW y Castilla y León, 493 MW.

Dichas comunidades representan, en conjunto, el 61 % de la potencia fotovoltaica total instalada en España, reflejando así el desequilibrio existente entre las diferentes regiones del territorio.

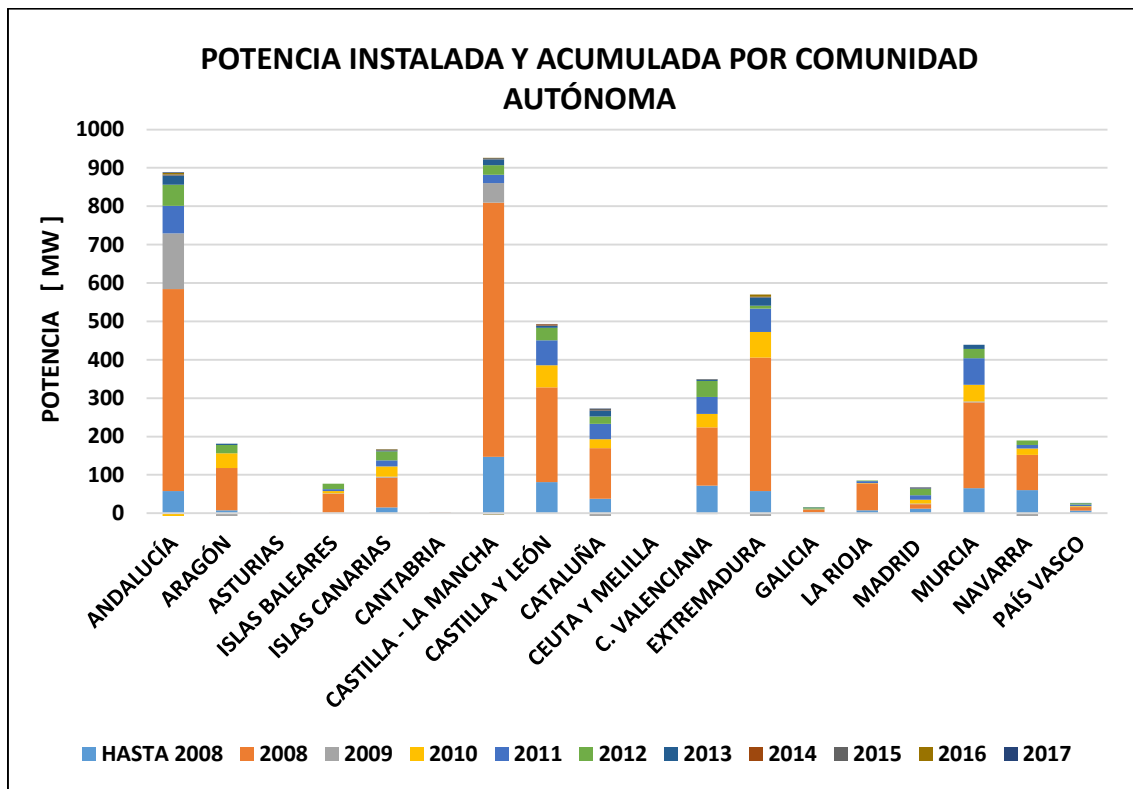


Figura 4. Gráfica potencia instalada y acumulada hasta 2017 por las comunidades autónomas de España. Fuente: [1] y elaboración propia

De igual forma, se aprecia que el crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas en cada comunidad no ha seguido una distribución uniforme, sino que prácticamente se concentró en un único año, el 2008. En los años sucesivos, el aumento de la potencia instalada ha sido mucho menor.

La Figura 5 refleja la energía en GWh que se generó durante el año 2017 en las distintas comunidades autónomas. En ella se puede contemplar una gran brecha entre las comunidades del noroeste peninsular, tales como Galicia, 21 GWh generados; Asturias, 1 GWh; Cantabria 2 GWh o Bilbao, 31 GWh y la mitad sur del país, entre las que se encuentran Andalucía o Castilla-La Mancha, las cuales produjeron 1580 GWh y 1742 GWh, respectivamente.

Otro aspecto llamativo, es la escasa generación por parte de Ceuta y Melilla, 0,1 GWh, a pesar de encontrarse en una zona en donde las condiciones climatológicas son muy favorables para la producción fotovoltaica.

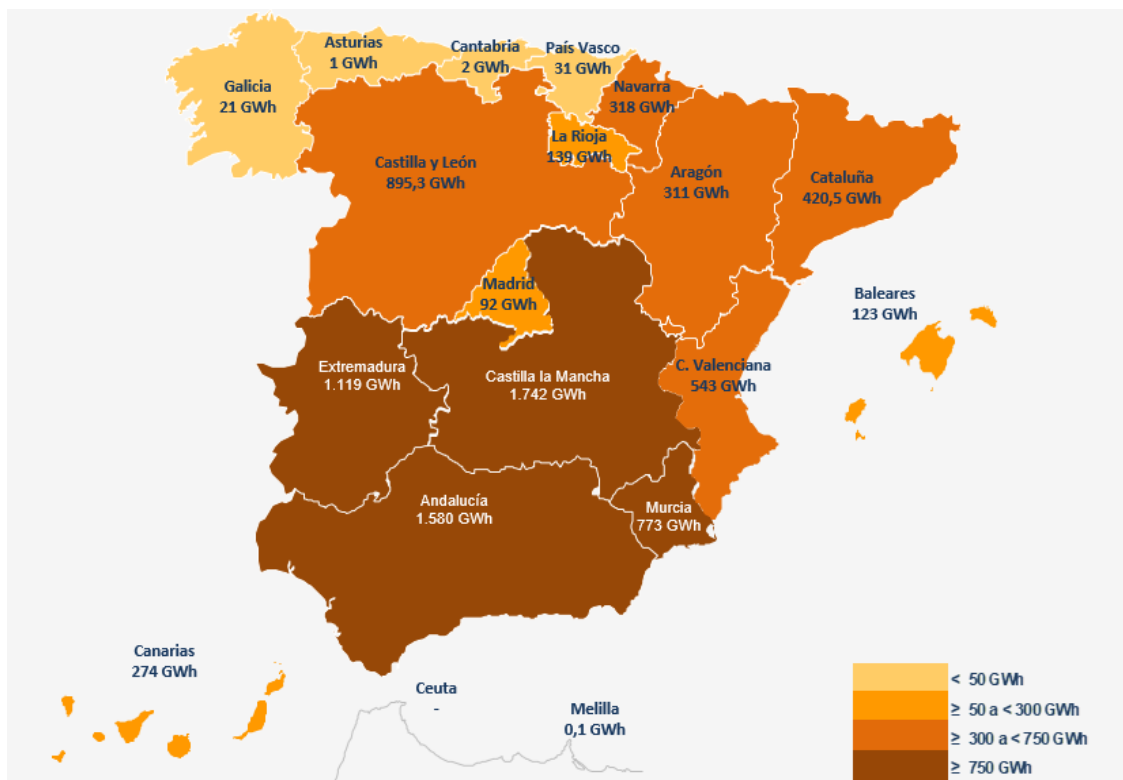


Figura 5. Mapa generación energía solar fotovoltaica en 2017 en las comunidades autónomas de España. Fuente: [3]

3. AUTOCONSUMO

3.1. TIPOS DE AUTOCONSUMO

El autoconsumo, según la definición del actual Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, consiste en el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

De este tipo de consumo se derivan numerosas ventajas tales como la exención de emisiones de sustancias contaminantes a la atmósfera, fomentando así la penetración de las energías renovables, o, desde el punto de vista del consumidor final, el ahorro económico, ya que se reduce la dependencia de la red eléctrica y con ello el encarecido precio del coste de la electricidad.

En el caso de que la energía consumida sea inferior a la generada por la instalación, el exceso de energía podrá ser almacenado en baterías o bien, inyectado de nuevo a la red, Figura 6.

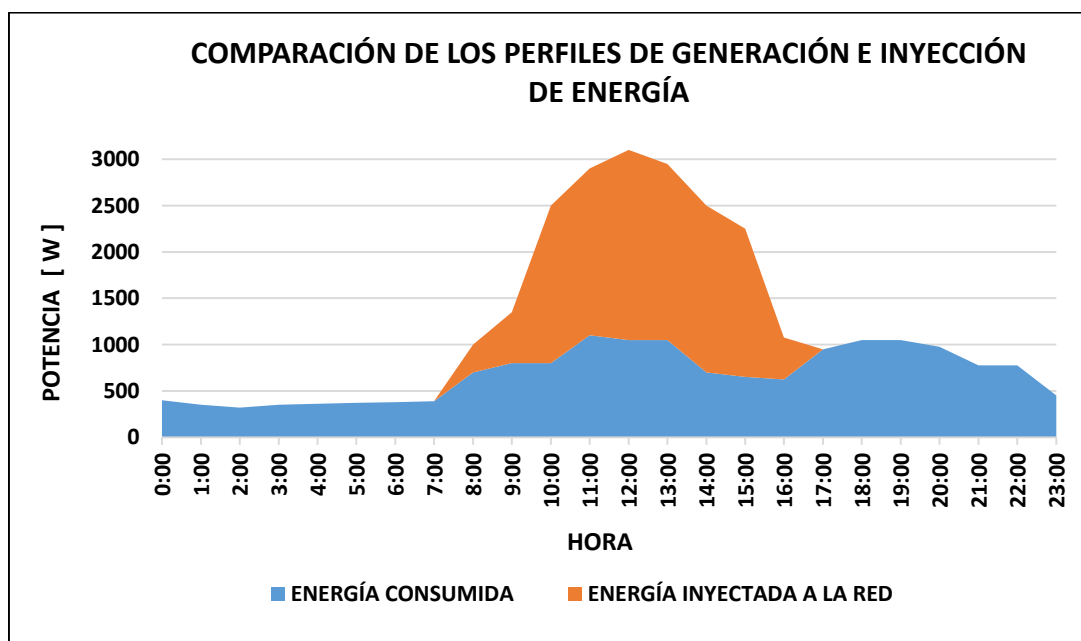


Figura 6. Comparación generación e inyección de energía. Fuente: [4] y elaboración propia

Dependiendo de la forma en la que los excedentes de energía son remunerados podemos distinguir diferentes modalidades de autoconsumo [4]:

- **AUTOCONSUMO SIMPLE:** la energía sobrante inyectada a la red no es remunerada, por ello, el beneficio se debe exclusivamente al ahorro en la factura eléctrica.
- **TARIFA FEED-IN (FIT):** consiste en el pago de un precio fijo por los excedentes de energía fotovoltaica inyectados a la red. Dicho precio puede ser superior o inferior al coste de la electricidad adquirida de la red.
- **BALANCE NETO O NET-METERING:** los kWh cedidos a la red en un momento dado pueden ser importados en otro momento en el que se esté produciendo de forma insuficiente. Finalizado el tiempo de regulación, se paga o se es remunerado en función de si se ha cedido más de lo que se ha importado o viceversa.

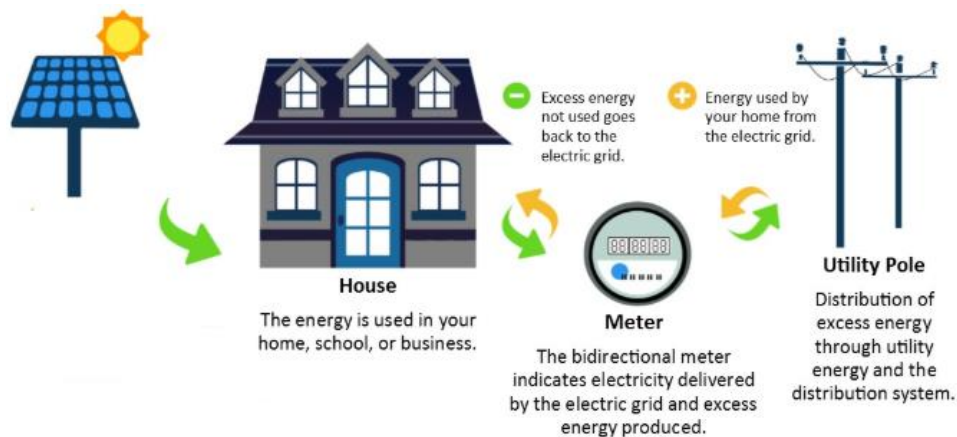


Figura 7. Esquema funcionamiento Net-Metering. Fuente: [5] y elaboración propia

- **FACTURACIÓN NETA O NET-BILLING:** este esquema de autoconsumo sigue el mismo procedimiento que la modalidad Net-Metering con la diferencia de que se tiene en cuenta el precio del kWh en el momento de ceder e importar la energía de la red. Al finalizar el tiempo de regulación el balance monetario se realiza teniendo en cuenta la energía cedida y absorbida de la red.

Además de estos mecanismos, pueden encontrarse otros sistemas mixtos y en el caso de no haber alcanzado la paridad de red, es decir, cuando no se es capaz de producir energía a un precio igual o inferior al precio de compra de la electricidad directamente de la red eléctrica, es posible estimular el autoconsumo mediante incentivos tanto para la energía autoconsumida, como para la inyectada a la red.

3.2. LEGISLACIÓN ESPAÑOLA SOBRE AUTOCONSUMO

3.2.1. REAL DECRETO-LEY 15/2018

La legislación que regulaba las instalaciones de autoconsumo en España hasta finales del año 2018 era el Real Decreto 900/2015, sin embargo, en dicha fecha fue publicado el Real Decreto-ley 15/2018 sobre medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, en el cual se pueden encontrar diversas modificaciones y novedades con respecto a su predecesor.

El Real Decreto-ley 15/2018 promueve tres principios fundamentales sobre la regulación del autoconsumo [6]:

- i) Se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos.
- ii) Se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala.
- iii) Se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de baja potencia.

Realizando un análisis más exhaustivo de los cambios que introduce este Real Decreto-ley se pueden encontrar una serie de modificaciones y derogaciones de los artículos relativos al autoconsumo. A continuación se describen los más significativos.

El artículo 9 de la Ley **24/2013**, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, **se modifica** de la siguiente manera [6]:

➤ **Apartado 1.** *“Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:*

- a) *Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.*
- b) *Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 5, el sujeto consumidor y el productor.”*

Bajo esta nueva clasificación, se anula la discriminación en tipos de autoconsumidores en función de la potencia contratada y pasan a existir dos únicas categorías de autoconsumo: **con y sin excedentes**.

- **Apartado 3.** *“Las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia sujetas a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. No obstante, las Comunidades Autónomas y las ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla podrán dar de alta, de oficio, dichas instalaciones en sus respectivos registros administrativos de autoconsumo.”*

Las instalaciones de potencia inferior a 100 kW con excedentes, **dejan de tener que inscribirse en el registro administrativo de instalaciones de producción** de energía eléctrica dado que pasan a hacerlo directamente en el registro de productores.

- **Apartado 5.** *“La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.*

Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.

Sin perjuicio de lo anterior, reglamentariamente podrán desarrollarse mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas, que en todo caso estarán limitadas a potencias de estas no superiores a 100 kW”

Con esto se pone **fin a los cargos al autoconsumo** y, además, se posibilita la modalidad de autoconsumo con facturación neta para instalaciones inferiores a 100 kW.

- **Apartado 6.** *“Las instalaciones en modalidad de autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW de potencia, se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes. En particular, las instalaciones de suministro con a conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión”*

Este apartado supone una **simplificación de los trámites administrativos** requeridos para las instalaciones inferiores a 100 kW.

Se añade un párrafo al artículo 67.2 de la Ley 24/2013, con el que se pretende **suavizar el régimen sancionador**, que queda redactado como sigue: *“En los casos en*

los cuales la infracción esté relacionada con el autoconsumo, la sanción máxima será la mayor entre las dos cuantías siguientes: el 10 % de la facturación anual por consumo de energía eléctrica o el 10 % de la facturación por la energía vertida a la red.”

En lo relativo a las instalaciones de energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos quedan **derogados** expresamente [6]:

- *“Los artículos 7.1 y 7.2 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, en lo relativo a instalaciones de autoconsumo sin excedentes o con excedentes y potencia de generación igual o inferior a 15 kW.”*
- *“Los artículos 3.1.m), 5.1.a), 5.1.b), 5.1.c), 5.2.a), 5.2.b), 8.1, 12.2, 13.2, 17, 18, 23 y 25, las disposiciones adicionales cuarta y séptima, las disposiciones transitorias primera, cuarta, sexta y novena, el apartado 9 del anexo I y los anexos II, III y IV del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.”*

Con la derogación de los citados artículos, disposiciones y anexos se pone fin, entre otros, a la obligatoriedad de realizar una solicitud de un nuevo punto de conexión a la red a la empresa distribuidora o al transportista, a la limitación de la potencia instalada para la generación de energía, al empleo de equipos de medida adicionales o a un sistema de cargos y peajes por potencia instalada y energía autoconsumida.

3.2.2. REAL DECRETO 244/2019

Con el Real Decreto-ley 15/2018 se realizó una profunda modificación en la regulación del autoconsumo en España con el objetivo de poder beneficiarse de las ventajas derivadas de esta actividad en términos de mayor independencia energética y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Dicho decreto-ley recoge la necesidad de aprobar un reglamento que regule varios aspectos, entre los que cabe destacar las configuraciones de medida simplificadas, las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo, los mecanismos de compensación entre déficits y superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW y la organización del registro administrativo [7].

Con el fin de satisfacer estas necesidades y para cumplir con las obligaciones impuestas por el Real Decreto-ley 15/2018, surge el Real Decreto 244/2019, aprobado en abril de 2019, el cual tiene por objeto establecer [7]:

1. Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013.
2. La definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
3. El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
4. El mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas.
5. La organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

La principal novedad que incorpora este Real Decreto, es la inclusión de un **mecanismo compensatorio por los excedentes** de energía eléctrica vertidos a la red. Por tanto, se añaden al artículo 9 del Real Decreto 24/2013, dos nuevas clasificaciones para la modalidad de autoconsumo con excedentes [7]:

“La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, se divide en:

- a) **Modalidad con excedentes acogida a compensación:** *Pertenecerán a esta modalidad aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:*
 - i. *La fuente de energía primaria sea de origen renovable.*
 - ii. *La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.*
 - iii. *Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.*
 - iv. *El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.*
 - v. *La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.*

b) **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:** *Pertenecerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.*

Por otro lado, en relación con los permisos de acceso y conexión, el RD 244/2019 introduce notables **simplificaciones en los trámites administrativos** tal y como queda expuesto en el artículo 7 [7]:

“En relación con las instalaciones de generación, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores:

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

Finalmente, otra medida a destacar es la consideración del **autoconsumo colectivo** en cualquiera de las modalidades de autoconsumo existentes, para todo sujeto que pertenezca a un grupo de varios consumidores que se alimenten, de forma acordada, de energía eléctrica proveniente de instalaciones cercanas a las de consumo y asociadas a las mismas.

De esta manera, se abre la posibilidad de compartir la energía producida por los paneles fotovoltaicos situados en la azotea de un edificio, entre los vecinos del inmueble o de inmuebles próximos, así como compartir la energía entre instalaciones situadas a una distancia inferior a 500 metros, si el suministro se realiza en baja tensión.

4. CASOS DE ESTUDIO

4.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo es el análisis de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a la red eléctrica. Para alcanzar este propósito, primeramente, se realizará un barrido peninsular con el objetivo de determinar aquellas localizaciones en las que resulte más revelador llevar a cabo este análisis.

Una vez seleccionadas las regiones de estudio, se procederá a la aplicación de la herramienta desarrollada en Excel y finalmente se detallarán los resultados y conclusiones obtenidos durante el proceso.

4.2. ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN

En este apartado se pretende realizar un estudio comparativo de la potencia de salida de los paneles solares, según la posición geográfica, de una misma instalación fotovoltaica situada en diferentes localidades españolas.

Para ello se seleccionan distintas ubicaciones tal y como se observa en la Figura 8, no solo en función de su latitud sino también de su longitud, con el objetivo de averiguar si existen diferencias apreciables entre emplazamientos con similar latitud debidas a la proximidad a cordilleras, zonas costeras, zonas habitualmente nubladas y con chubascos, etc.



Figura 8. Mapa localizaciones de estudio. Fuente: [8] y elaboración propia

Como fuente para la obtención y descarga de los valores de la potencia generada por los paneles solares en las distintas regiones, se emplea la plataforma web interactiva Renewables.ninja.

Dicha plataforma permite ejecutar simulaciones horarias de la producción de energía en plantas solares y eólicas, así como la obtención de datos meteorológicos de cualquier lugar del mundo.

Renewables.ninja trabaja con datos meteorológicos de modelos de reanálisis global y observaciones de satélites obtenidos de dos fuentes [8]:

- Análisis de la Nasa MERRA (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications).
- Conjunto de datos SARAH (The Surface Solar Radiation Data Set – Heliosat) de CM-SAF, The Satellite Application Facility on Climate Monitoring.

El análisis MERRA tiene cobertura global, mientras que CM-SAF, cubre solo Europa, pero con una mayor calidad de los datos pues las mediciones de irradiación solar son más precisas [9].

El cálculo de la potencia generada por los paneles fotovoltaicos a partir de los valores de irradiación se lleva a cabo mediante el modelo GSEE (Global Solar Energy Estimator) descrito por Stefan Pfenninger [9].

En dicho modelo se tiene en cuenta el efecto de la temperatura sobre la eficiencia de los paneles fotovoltaicos y se asume un 10 % de pérdidas principalmente en el inversor, responsable de la transformación de la corriente continua, generada en los paneles, en alterna.

Este supuesto de pérdidas representa un porcentaje conservador y se correspondería con inversores de cierta antigüedad ya que los nuevos sistemas de inversión son capaces de actuar con rendimientos mayores.

Para llevar a cabo el presente estudio se ha supuesto una instalación de 10 kWp de capacidad y paneles solares con seguimiento en dos ejes, con el propósito de conseguir un mayor rendimiento energético, al mantenerse la superficie de los paneles siempre perpendicular a la incidencia de los rayos del sol.

La base de datos empleada, CM-SAF SARAH (Europa), tiene disponibles valores de potencia de salida en cada hora desde el año 2000 hasta el 2015. El procedimiento que se ha seguido para obtener un valor representativo de dicha potencia, ha sido realizar un promedio de la potencia anual total de salida entre los años 2006 y 2015, ambos incluidos.

Además, se han grabado varias macros en Excel, cuyos códigos pueden ser consultados en el ANEXO A, para modificar el formato de los datos proporcionados por la plataforma Renewables.ninja, dado que los archivos disponibles para la descarga son archivos CSV (comma-separated values); calcular la potencia total de

salida de los paneles y calcular el promedio de dicha potencia en los años considerados, todo ello en un mismo archivo Excel.

Teniendo en cuenta todas estas observaciones, los resultados que se han obtenido, clasificados por zonas de similar latitud, son los detallados a continuación.

4.2.1. ZONA NORTE

Como se puede observar en la Figura 9, existe un gran contraste en la potencia generada en las localidades de la zona norte. Destaca Gerona, la cual es capaz de producir aproximadamente 3 MWp más que A Coruña y 6 MWp más que Bilbao.

Esta discrepancia se debería, principalmente, a las grandes diferencias en el número de días despejados al cabo del año y al número de horas anuales de sol. Estos parámetros alcanzan valores mucho mayores en Gerona, mientras que los mínimos se corresponden a Bilbao [10].

La mayor presencia de nubosidad en Bilbao y el contenido de humedad en la atmósfera ocasionan una disminución en la radiación solar que llega a la superficie como consecuencia de la reflexión de la radiación producida por las gotas de agua y los cristales que forman las nubes [11].

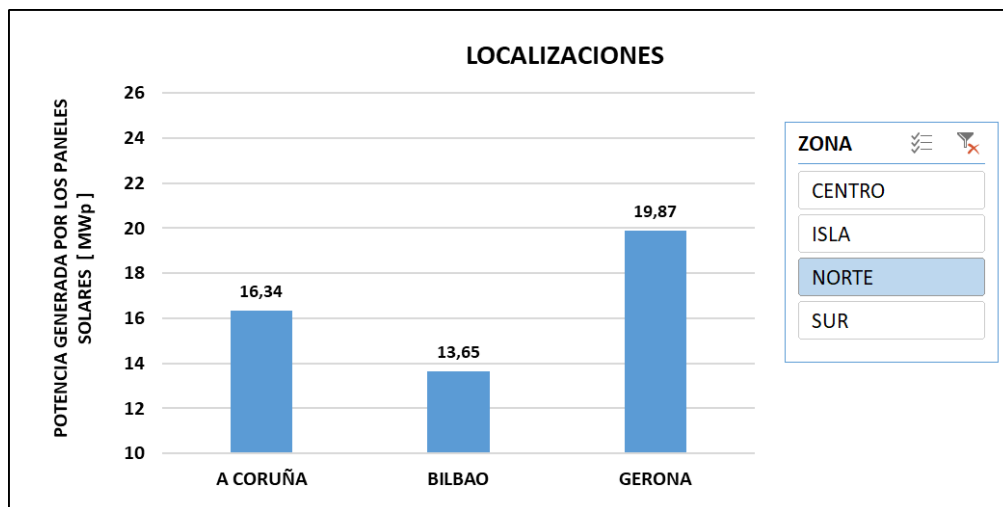


Figura 9. Potencia anual promedio de salida de los paneles solares en las localizaciones del norte de España. Fuente: elaboración propia

4.2.2. ZONA CENTRO

En el caso de las zonas del centro de España, no se encuentran grandes diferencias entre las ubicaciones estudiadas, Figura 10. De nuevo, la ligera superioridad de Plasencia quedaría justificada por tener más horas de sol y días despejados a lo largo del año que Guadalajara y Castellón [10].

La mayor elevación de Plasencia sobre el nivel del mar también afecta de manera positiva a la generación de potencia ya que cuanto mayor sea la altitud del lugar, menor es la atenuación de los rayos solares en la atmósfera y, por tanto, mayor será la incidencia de la radiación solar sobre la superficie [11].

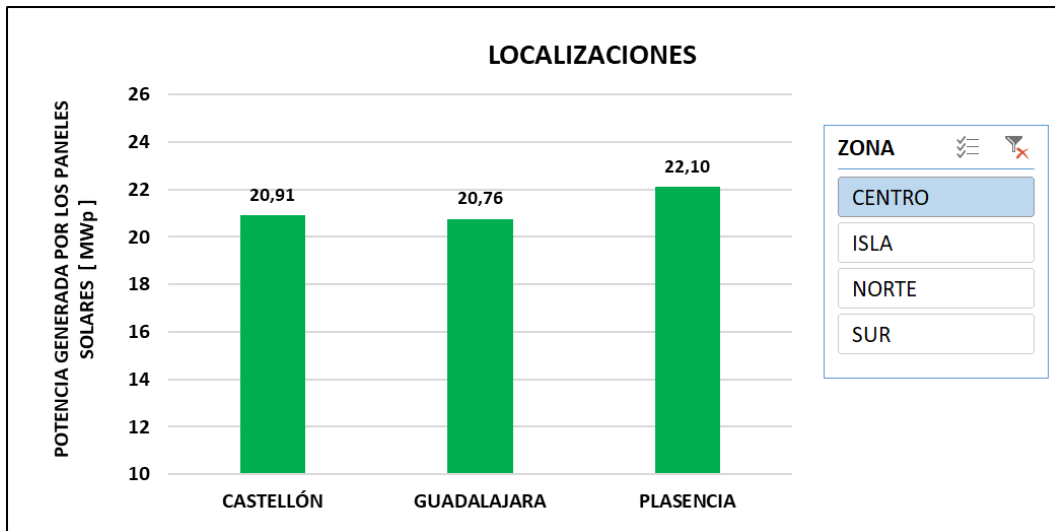


Figura 10. Potencia anual promedio de salida de los paneles solares en las localizaciones del centro de España. Fuente: elaboración propia

4.2.3. ZONA SUR

Para las zonas del sur de España, los valores de potencia de salida son mayores que los de los casos anteriores tal y como se observa en la Figura 11. Esto se debe a la mayor radiación solar recibida, como consecuencia de disminuir la latitud en el territorio.

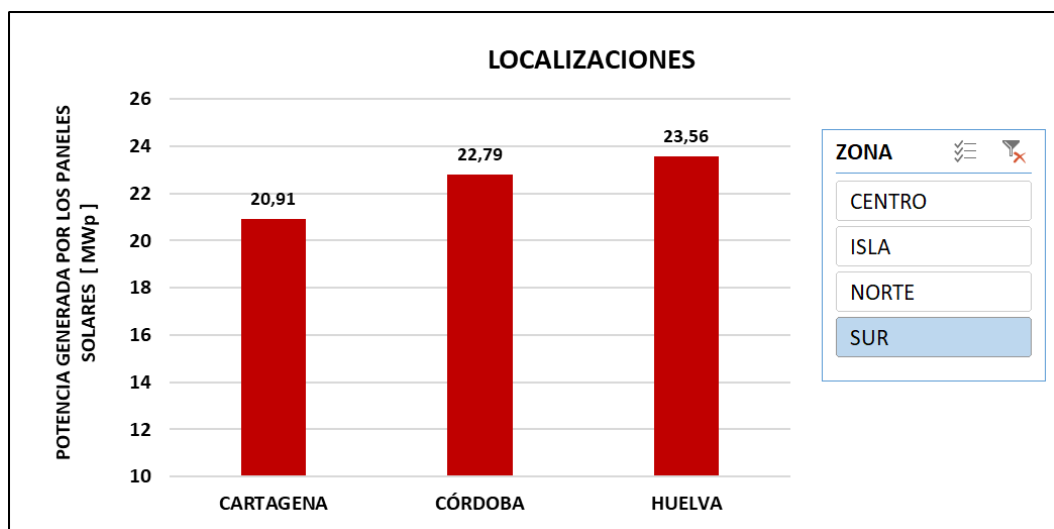


Figura 11. Potencia anual promedio de salida de los paneles solares en las localizaciones del sur de España. Fuente: elaboración propia

La diferencia más apreciable se encuentra entre Huelva y Cartagena. Pese a tener las tres localidades aproximadamente la misma cantidad de días despejados al año, el número de horas de sol anuales al año de Huelva es considerablemente superior al de Córdoba y Cartagena. De ahí que la potencia generada sea también superior.

4.2.4. ISLAS

Para el caso de las islas, se puede observar como la mayor potencia corresponde a Tenerife, Figura 12, siendo este valor mayor incluso que los valores de potencia de las localidades estudiadas del sur peninsular.

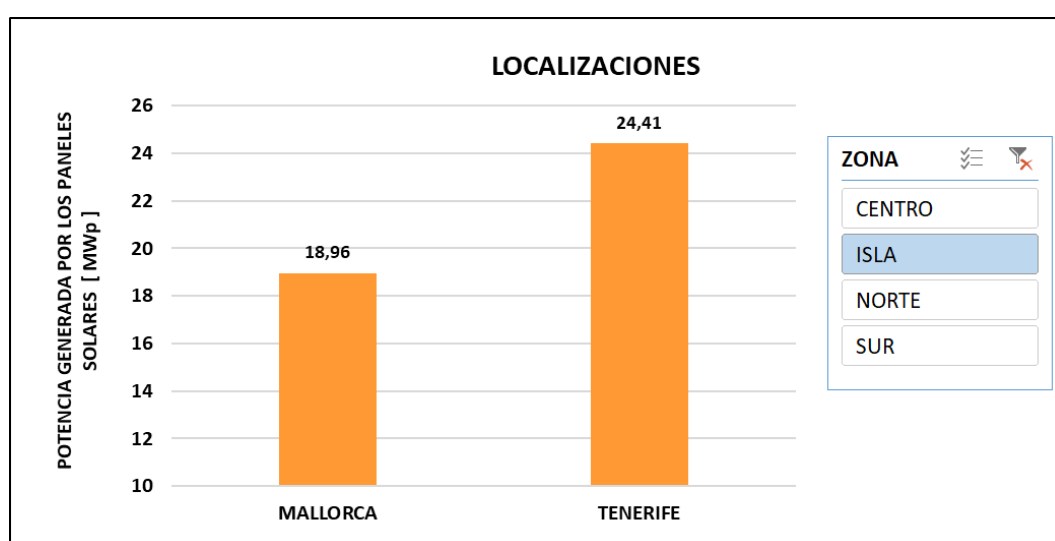


Figura 12. Potencia anual promedio de salida de los paneles solares en las islas de España consideradas en el estudio. Fuente: elaboración propia

La radiación solar que reciben las Islas Canarias, es muy superior a la que recibe la península ibérica debido esencialmente a la latitud subtropical, al elevado número de horas de sol y a la ausencia de nubosidad.

En las regiones tropicales, en las que el sol se encuentra cerca de la vertical, los niveles de radiación son muy altos como consecuencia de la mayor incidencia de los rayos solares puesto que tienen que recorrer una menor distancia en la atmósfera [11].

Este hecho conlleva a que, teóricamente, al margen de otros parámetros, la ubicación idónea para situar una instalación de paneles fotovoltaicos y obtener el máximo rendimiento de los mismos sean estas islas.

5. HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

El punto de partida para el funcionamiento de la herramienta en Excel, son los valores horarios de producción de potencia fotovoltaica que proporciona la aplicación web del Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS).

El enfoque de PVGIS es la investigación en la evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento fotovoltaico [12].

Para la descarga de los valores de potencia fotovoltaica de PVGIS, hay tener en cuenta que la herramienta trabaja con datos anuales, es decir, el año inicial y final que se debe introducir en la web ha de coincidir, como se observa en la Figura 13.

La localidad seleccionada, el tipo de montaje, la tecnología fotovoltaica, la potencia fotovoltaica pico instalada y las pérdidas del sistema, podrán ser variadas de acuerdo con el estudio que se quiera llevar a cabo.

PVGIS es capaz de estimar las pérdidas debidas a los efectos de la temperatura del módulo y de la irradiancia recibida por las células de silicio cristalino y los módulos de lámina delgada de CIS, CGIS y de telurio de cadmio. En caso de emplear otra opción, se asumirán en el cálculo unas pérdidas de potencia debido al efecto de la temperatura del 8 % [12].

En este estudio, se empleará la base de datos de irradiación solar PVGIS-SARAH, basada en los algoritmos desarrollados por el consorcio CM-SAF, para el año 2015. Además, se supondrá, para cada localidad de estudio, diferentes instalaciones de potencia fotovoltaica variable entre 3 y 20 kWp, paneles solares de silicio cristalino con seguimiento a dos ejes y unas pérdidas generales del sistema del 10 % debidas al cableado, inversores, suciedad sobre los módulos, etc.

DATOS HORARIOS DE RADIACIÓN

Base de datos de radiación solar*

Año inicial:* Año final:*

Tipo de montaje:*
 Fijo Eje vertical Eje inclinado Dos ejes

Inclinación [°] Optimizar inclinación

Azimut [°] Optimize slope and azimuth

Potencia FV

Tecnología FV*

Potencia FV pico instalada [kWp]*

Pérdidas sistema [%]*

Componentes de la radiación

Figura 13. Características de la instalación fotovoltaica. Fuente: [12]

Debido al gran volumen de datos horarios, PVGIS solo permite la descarga en formato CSV (del inglés comma-separated values). Para mostrar los datos de una forma gráfica, se ha grabado una macro en Excel cuyo código se detalla en el ANEXO B.

Una vez se llega a este punto, se hace una segmentación de datos, de manera que, mediante un gráfico dinámico, se puede seleccionar y observar el perfil de generación de potencia instantánea para el día del mes que se desee.

Para insertar los datos de consumo doméstico se ha programado un formulario en Visual Basic, Figura 14, mediante el cual se puede introducir la demanda de cada equipo del hogar para cada hora y mes del año. El código utilizado puede consultarse en el ANEXO C.

CONSUMOS DE LOS EQUIPOS DEL HOGAR

POTENCIAS EN WATIOS

SELECCIONE UN MES

SELECCIONE UNA HORA

MINUTOS DE FUNCIONAMIENTO

INSERTAR

<input type="checkbox"/> ALUMBRADO	40	<input type="checkbox"/> SECADORA	1800
<input type="checkbox"/> AIRE ACONDICIONADO	1500	<input type="checkbox"/> CALEFACCIÓN	1700
<input type="checkbox"/> FRIGORÍFICO	300	<input type="checkbox"/> MICROONDAS	900
<input type="checkbox"/> HORNO	1800	<input type="checkbox"/> ORDENADOR	300
<input type="checkbox"/> LAVADORA	1900	<input type="checkbox"/> VITROCERÁMICA	1000
<input type="checkbox"/> LAVAVAJILLAS	1900	<input type="checkbox"/> PLANCHA	1200
<input type="checkbox"/> TELEVISIÓN	300	<input type="checkbox"/> ASPIRADORA	1200
<input type="checkbox"/> CONGELADOR	110	<input type="checkbox"/> OTROS	250

Figura 14. Formulario para introducir los consumos de los equipos del hogar. Fuente: elaboración propia

En el caso del microondas, se ha tenido en cuenta el hecho de que éste no va a funcionar toda una hora, sino algunos minutos. De ahí la casilla que permite introducir el número de minutos de funcionamiento a lo largo de la hora seleccionada.

Para poder comparar la curva de demanda con la de generación es necesario realizar una aproximación debido a que la potencia de generación de los paneles solares es instantánea y el funcionamiento de los equipos del hogar se produce a lo largo de una hora.

Por este motivo, se calcula el promedio entre horas de la potencia generada por los paneles solares. Una vez obtenido este valor, ya se puede comparar con la potencia doméstica demandada en cada intervalo horario. Gracias a esta aproximación se puede observar si la potencia horaria generada en los paneles de la instalación es suficiente o no, para cubrir la demanda de consumo en la misma hora.

En caso de introducir nuevos datos a la herramienta, la curva comparativa entre los perfiles de generación y demanda podrá ser actualizada mediante la macro descrita en el ANEXO D.

Una vez se llega a este punto, se procede a la elaboración un estudio económico de acuerdo con las consideraciones que establece el Real Decreto 244/2019 en su artículo 14:

*“El **mecanismo de compensación simplificada** consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:*

- i. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre:*
 - a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.*
 - b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.*
- ii. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:*
 - a. La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.*
 - b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.*

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, el cual no podrá ser superior a un mes.”

Además, decreta que la energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica. En consecuencia, dicha energía estará exenta de satisfacer los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica [7].

Teniendo en cuenta todo esto, se calcula tanto la energía excedentaria que se verterá a la red, como la energía eléctrica que será necesaria consumir de la misma, en cada hora del año, así como el término económico resultante de la inyección de excedentes de energía y el coste del consumo energético de red necesario para satisfacer demanda no cubierta por la generación de los paneles solares.

Para ello, se ha empleado los datos de precios horarios durante el año 2018 del mercado eléctrico diario e intradiario y de la tarifa PVPC, Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, los cuales han sido extraídos, respectivamente, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Sistema de Información del Operador del Sistema de la Red Eléctrica de España.

Cabe destacar el hecho de que, tomando como referencia los precios estipulados durante 2018, el precio al cual se valora la energía excedentaria que se inyecta a la red es siempre inferior al precio de compra de la energía de la misma, tal y como se observa en la Figura 15.

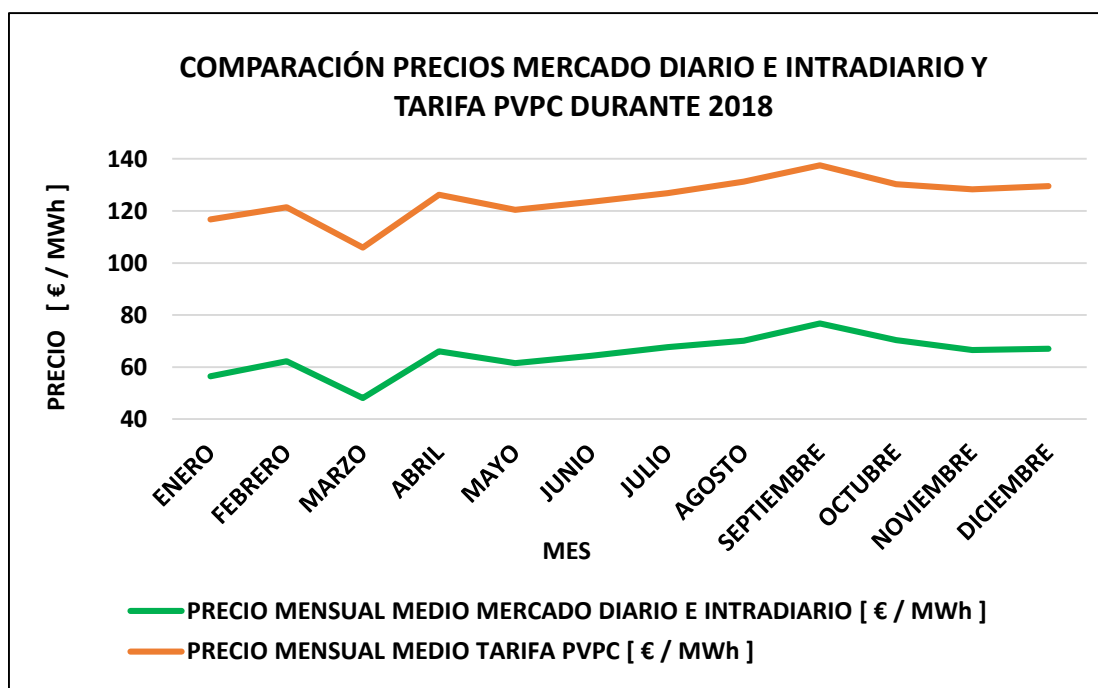


Figura 15. Comparativa precios mensuales en 2018 del mercado diario e intradiario frente a la tarifa PVPC. Fuente: elaboración propia

Se sigue a continuación con el procedimiento del mecanismo de compensación simplificada de acuerdo a lo establecido anteriormente en el RD 244/2019. De esta manera se descuenta al coste mensual de energía consumida de red, el valor económico resultante de la inyección de excedentes.

Finalmente, tras evaluar los gastos que conllevan las distintas opciones de autoconsumo, se realiza un análisis de la rentabilidad de cada una de ellas atendiendo principalmente a los criterios de decisión del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR), considerando un ahorro anual constante.

Para estimar la inversión necesaria inicialmente, se ha buscado en diferentes compañías de venta los rangos de precios de kits solares y se ha calculado el precio medio de los mismos en función de la potencia pico de los paneles. A dicho precio

se le puede añadir un porcentaje variable para cubrir otros gastos y el coste de la mano de obra, en este caso se ha supuesto un 20 %.

Con todo esto se obtienen dos gráficas que representan la variación del coste de kits fotovoltaicos en función de la potencia pico de los paneles solares tanto para una instalación monofásica como trifásica. Los valores obtenidos se aproximan mediante una línea de tendencia y se obtiene la ecuación de la recta de mejor ajuste, la cual permitirá obtener la inversión inicial para cualquier valor de potencia.

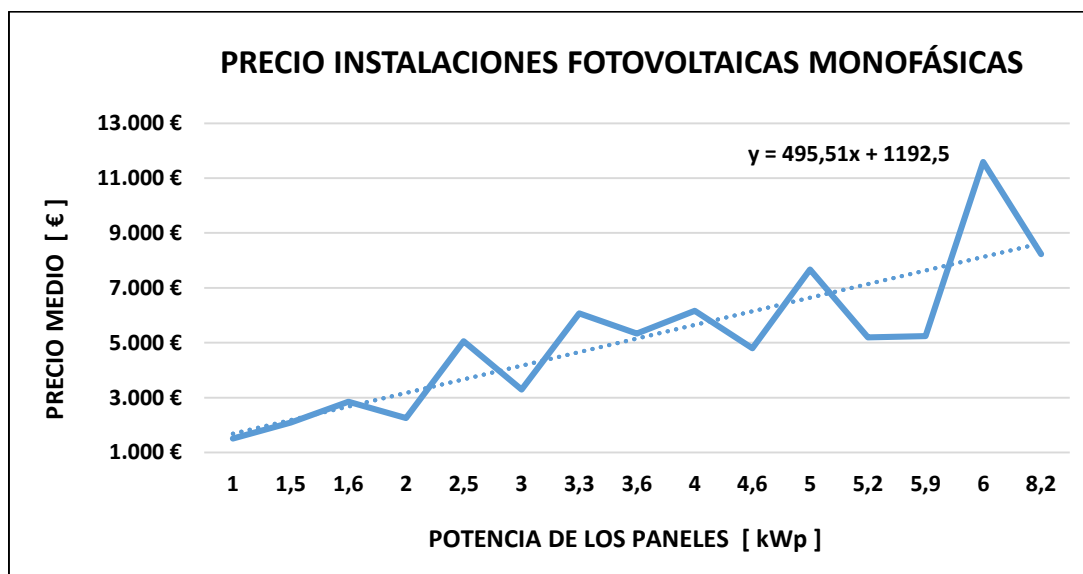


Figura 16. Precio medio instalaciones fotovoltaicas monofásicas. Fuente: elaboración propia

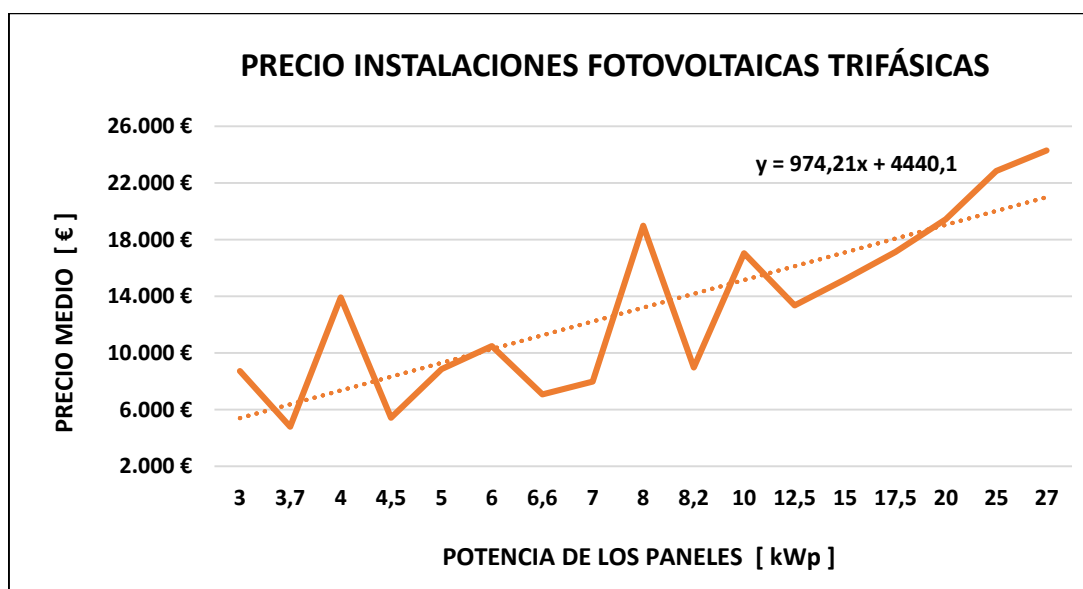


Figura 17. Precio medio instalaciones fotovoltaicas trifásicas. Fuente: elaboración propia

6. RESULTADOS

6.1. CASO 1: BILBAO

El primer caso de estudio que se propone es Bilbao, pues tal y como se ha podido comprobar anteriormente, es la localidad peninsular con menos radiación solar incidente sobre su superficie de todas las consideradas en el análisis.

Según el REE [3], un hogar medio español consume 9 kWh/día. Los datos introducidos en la herramienta, revelan un consumo medio de 37 kWh/día al mes, lo cual equivaldría aproximadamente a cuatro hogares medios abasteciéndose simultáneamente de la energía eléctrica procedente de una misma instalación fotovoltaica.

En primer lugar, se ha considerado una instalación monofásica de 3 kWp de potencia. A la vista de la Figura 18, se puede comprobar, que incluso para los meses con más radiación solar, hay una gran cantidad de intervalos horarios en los que generación no es suficiente para cubrir la demanda.

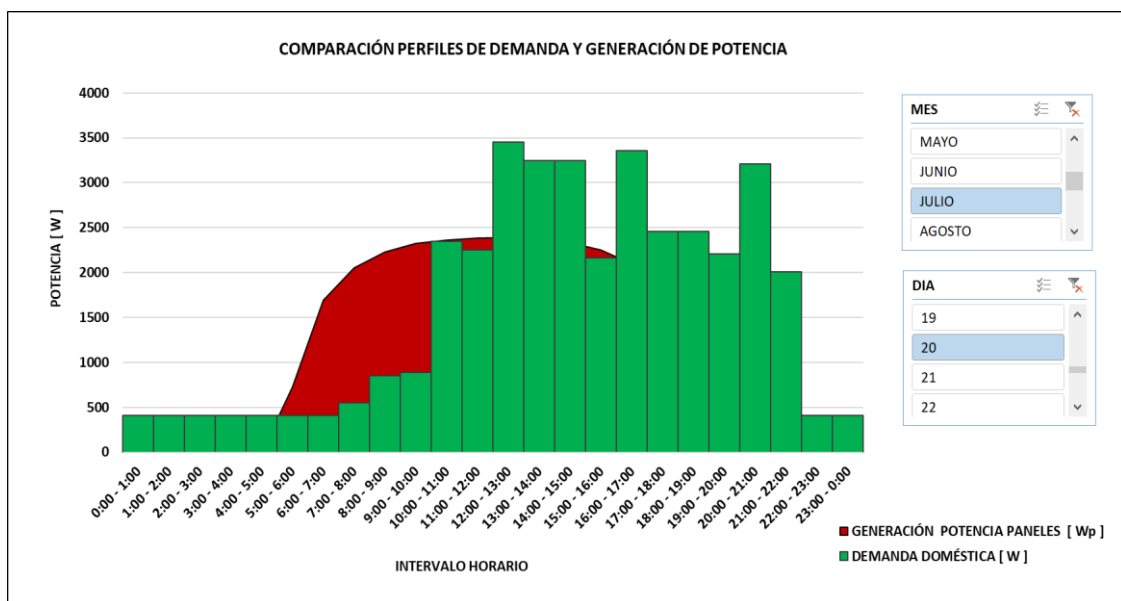


Figura 18. Comparativa de los perfiles de demanda y generación de potencia fotovoltaica. Bilbao, 3 kWp. Fuente: elaboración propia

El hecho de tener que consumir una gran cantidad de energía extra de la red eléctrica, tiene una repercusión prácticamente inapreciable en el descuento que se produce como resultado de verter los excedentes a la red eléctrica. En consecuencia, debido al mínimo beneficio mensual por inyectar energía, no quedan patentes las ventajas económicas que comporta acogerse a la modalidad de autoconsumo con compensación simplificada, frente a la opción de autoconsumo sin inyección de excedentes, Figura 19.

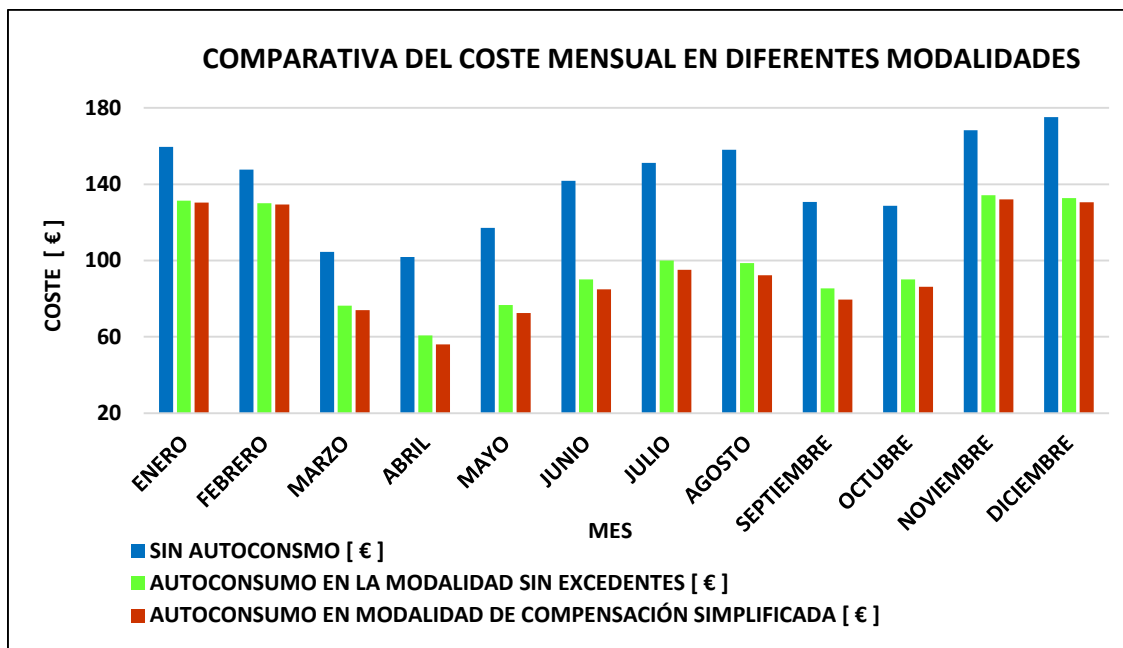


Figura 19. Comparativa coste mensual de las alternativas de autoconsumo frente a una instalación sin autoconsumo. Bilbao, 3 kWp. Fuente: elaboración propia

A la vista de estos datos, se puede pensar que resultaría más apropiado instalar paneles solares de potencia superior a la que se tiene actualmente. Teniendo en cuenta el criterio de decisión del VAN, Figura 20, se observa cómo una instalación monofásica de 6 kWp acogida al mecanismo de compensación simplificada sería la que proporcionaría la mayor rentabilidad económica para los datos de consumo introducidos previamente.

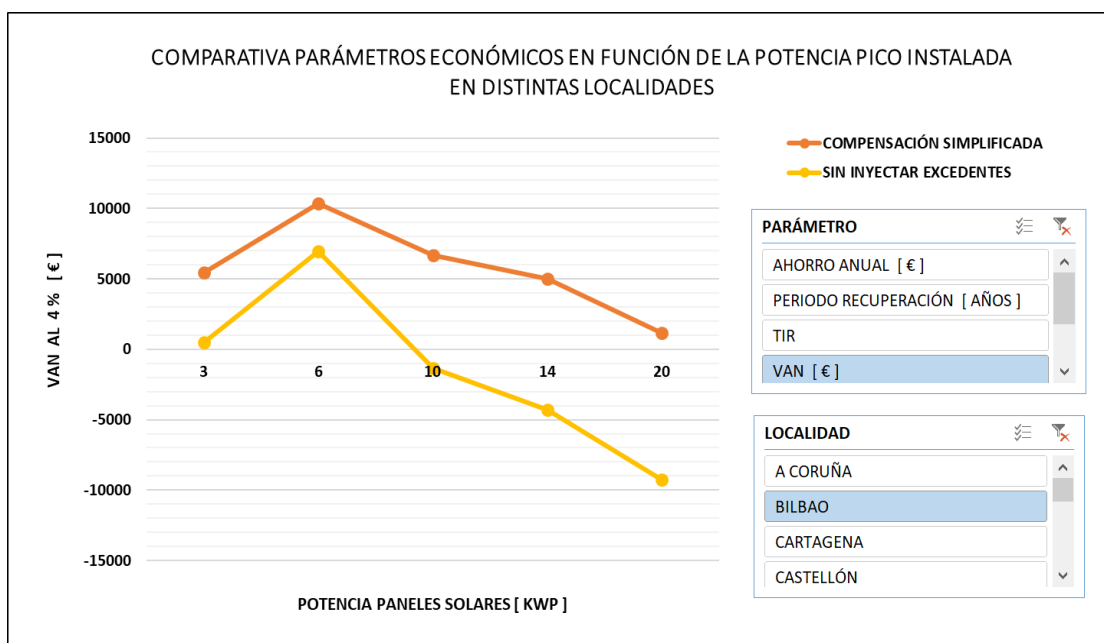


Figura 20. Variación del VAN en función de la potencia instalada. Bilbao. Fuente: elaboración propia

Colocar paneles de potencia superior a 6 kWp resultaría en un efecto negativo para la rentabilidad de la instalación, agravándose aún más cuanto mayor sea la potencia, particularmente en la opción de autoconsumo sin excedentes, hasta llegar a un punto en el que la inversión dejaría de ser rentable y, por tanto, no se podría recuperar en el periodo de vida útil de la instalación, Figura 20.

Al aumentar la potencia a 6 kWp para tratar de ajustarse mejor a la demanda, el coste mensual con autoconsumo en la modalidad de compensación simplificada se reduce casi a la mitad respecto al caso de paneles de 3 kWp, tal y como se puede observar en la Figura 21.

Es especialmente en los meses de verano cuando se encuentran las mayores diferencias entre los mecanismos de compensación simplificada y sin excedentes, siendo la primera la que resulta más beneficiosa para el consumidor final.

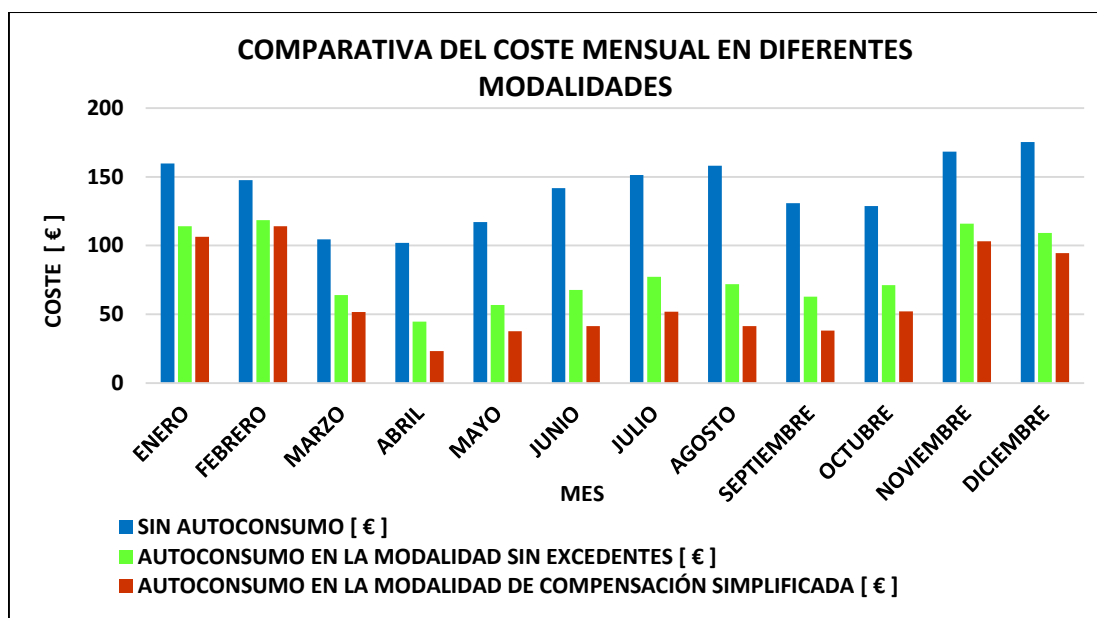


Figura 21. Comparativa coste mensual de las alternativas de autoconsumo frente a una instalación sin autoconsumo. Bilbao, 6 kWp. Fuente: elaboración propia

Aunque las condiciones climáticas no hacen de Bilbao un lugar idóneo para obtener el máximo rendimiento de una instalación de paneles fotovoltaicos, sí que se produce una reducción económica en el término de energía durante todos los meses, siendo ésta más pronunciada durante los meses de verano debido al aumento de horas solares a lo largo del día.

6.2. CASO 2: TENERIFE

A continuación, se va a estudiar la rentabilidad para la localidad de Tenerife ya que es en Tenerife donde se han obtenido los valores más altos de potencia fotovoltaica generada debido a la gran cantidad de irradiación solar recibida.

Se parte ahora de un consumo medio de 37 kWh/día al mes, como en el caso anterior, pero de una instalación monofásica de 6 kWp. Con esto se obtiene la Figura 22, de la que se desprende la existencia de una gran cantidad de energía excedentaria durante los meses centrales del año y una mayor necesidad de energía extra de red en los meses más fríos del año.

El hecho de no contemplar una forma de acumulación de energía sobrante provoca que, en un mismo mes, a pesar de haber gran cantidad de excedentes, se requiera el aporte de energía adicional para aquellas horas del día en las que la generación no es capaz de satisfacer toda la demanda, Figura 22.

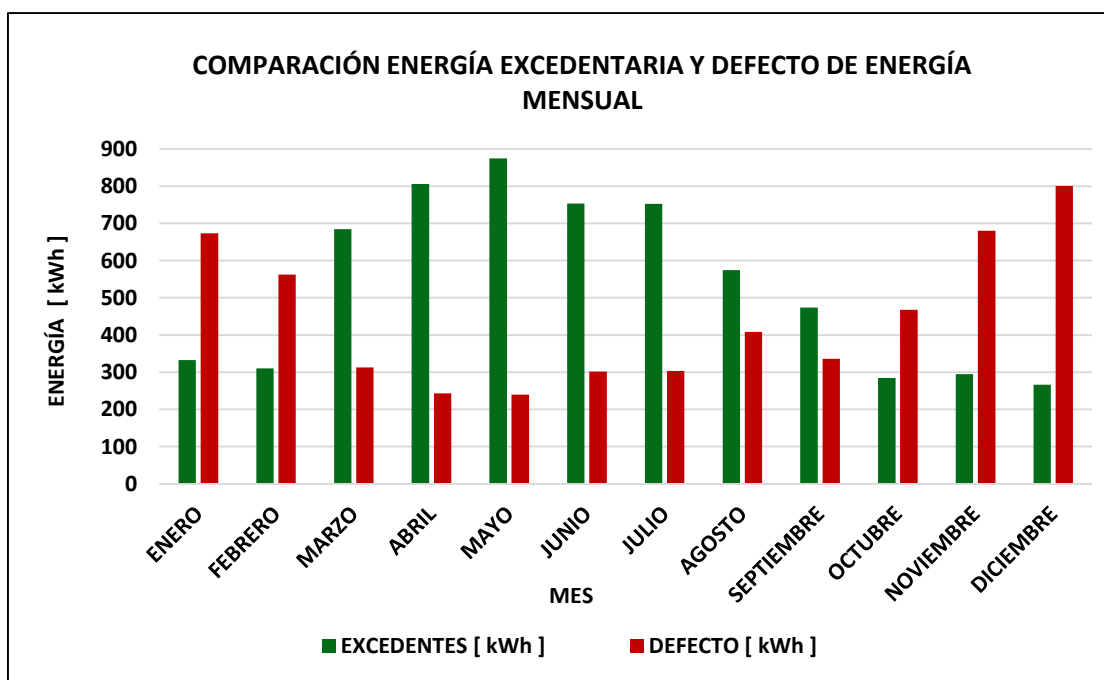


Figura 22. Comparación energía excedentaria y defecto de energía mensual. Tenerife, 6 kWp. Fuente: elaboración propia

Desde una perspectiva económica, el nuevo mecanismo de compensación simplificada hace innecesario el empleo de sistemas de acumulación, ya que hay meses en los que, como consecuencia de la elevada generación, los excedentes a inyectar a la red superan en mucho a la cantidad de energía que se necesita de la red y, por tanto, el descuento económico a realizar equivale al importe total del coste de la energía de red consumida, Figura 23.

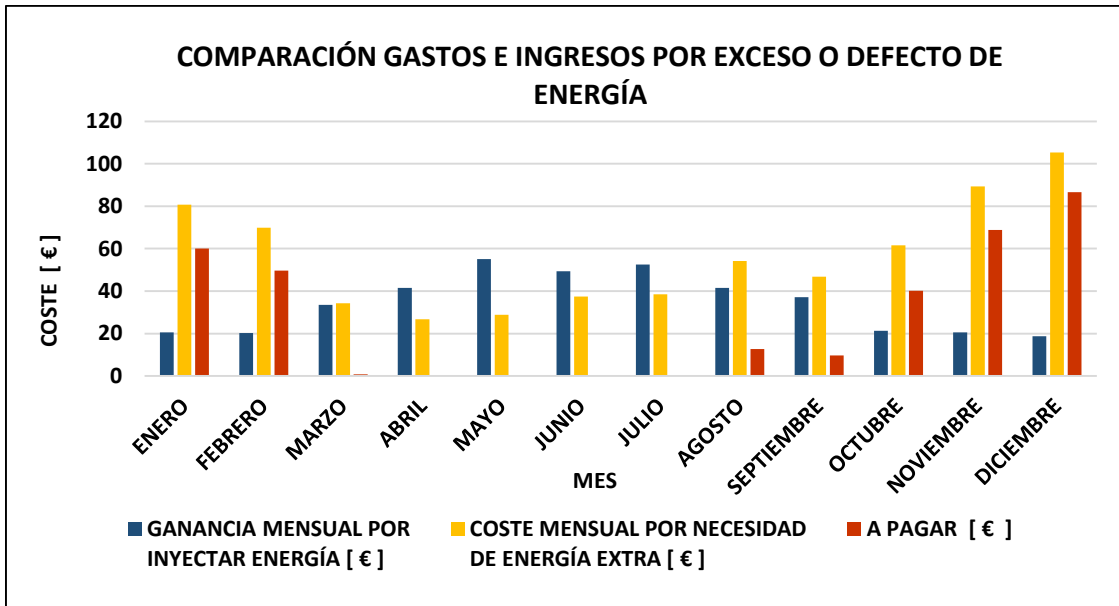


Figura 23. Comparativa de los gastos e ingresos mensuales por el exceso o defecto de energía. Tenerife, 6 kWp. Fuente: elaboración propia

Si la potencia fuera suficientemente elevada, por ejemplo 20 kWp, podría llegarse a no tener que pagar nada en ningún mes del año, Figura 24. No hay que olvidar que el valor económico de la energía horaria excedentaria no puede ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red [7], es decir, lo mínimo que se puede pagar mensualmente son cero euros y en ningún caso se percibirá un saldo económico positivo en caso de que la ganancia por inyectar energía sea superior al coste derivado de la necesidad de consumir energía extra de la red.

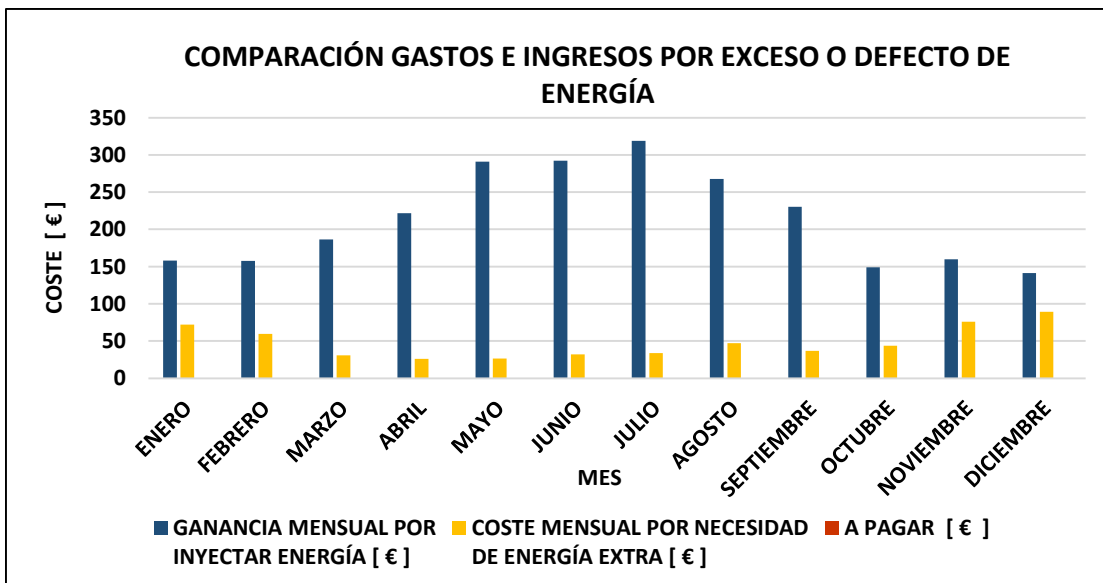


Figura 24. Comparativa de los gastos e ingresos mensuales por el exceso o defecto de energía. Tenerife, 20 kWp Fuente: elaboración propia

Sin embargo, un mayúsculo aumento de la potencia por encima de la necesaria, puede conllevar consecuencias negativas para la rentabilidad de la instalación, puesto que la inversión inicial crece de manera proporcional a la potencia de los paneles, pero el ahorro anual no lo hace así, sino que tiende a estabilizarse según aumenta la potencia instalada, Figura 25.

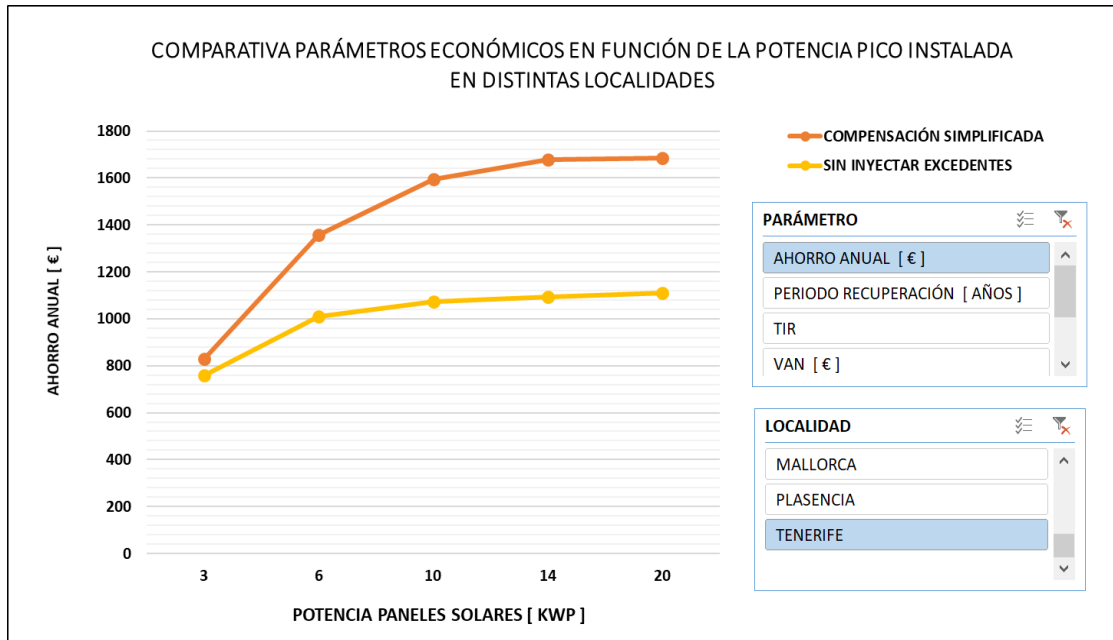


Figura 25. Variación del ahorro anual en función de la potencia instalada. Tenerife.
Fuente: elaboración propia

Tal y como se preveía, para un mismo consumo y potencia instalada, el sistema de autoconsumo, resulta más beneficioso en Tenerife que en el caso anterior, llegando incluso a darse la situación de no tener que pagar nada por el término de facturación mensual de energía, algo que no llegaba a producirse en ningún periodo para el caso de Bilbao.

6.3. CASO 3: GUADALAJARA

Se estudia a continuación una provincia del centro de la península, Guadalajara, con una instalación de las mismas características que las anteriores, 6 kWp de potencia instalada y un consumo medio mensual de 37 kWh/día.

En este caso, se puede comprobar, Figura 26, cómo la generación de los paneles solares es suficiente para cubrir la demanda durante la mayor parte del año. Solo en los meses de más frío la cantidad de energía generada no satisface las necesidades.

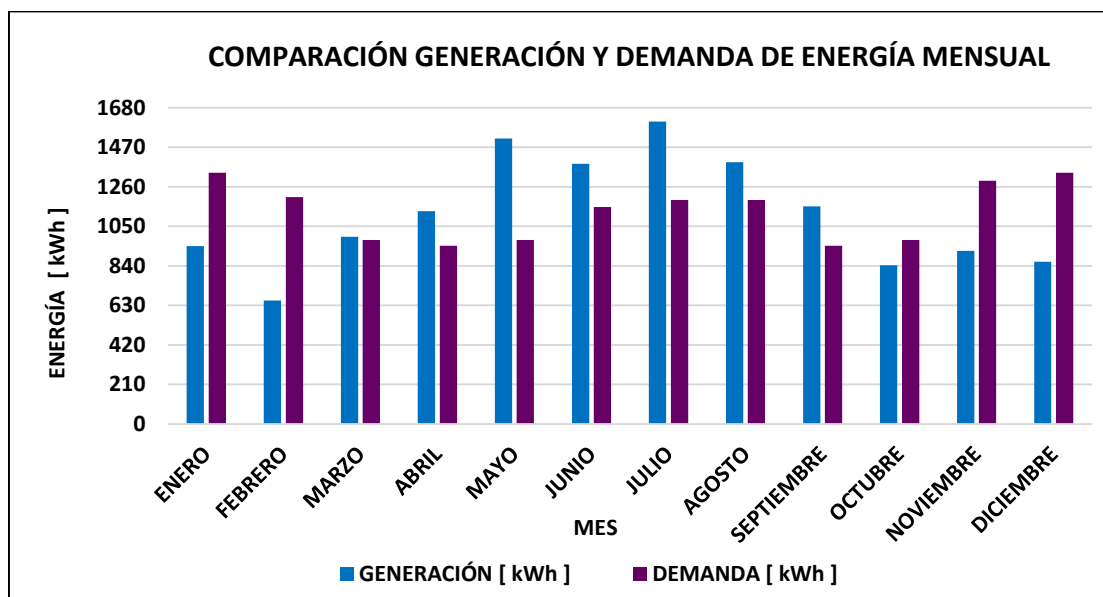


Figura 26. Comparativa energía generada y demandada. Guadalajara, 6 kWp. Fuente: elaboración propia

De nuevo se puede deducir a la vista de la evolución del periodo de recuperación en años, Figura 27, que una potencia de 6 kWp es la óptima para la instalación que se está considerando.

El tiempo de recuperación de la inversión es prácticamente invariable en el caso de colocar paneles de potencia entre 3 o 6 kWp, sin embargo, con 3 kWp la cantidad de excedentes de energía sería mucho menor, y el descuento económico que se produciría mensualmente como resultado de acogerse a la modalidad de autoconsumo con compensación simplificada, mínimo.

También se puede observar en la Figura 27 la fuerte penalización que supone la instalación de una potencia superior a la requerida. Este hecho tiende a agravarse más según se aumenta la misma, sobre todo si el consumidor final no se encuentra dentro del mecanismo de compensación simplificada, pudiendo en el peor de los casos, no poder recuperar la inversión hasta pasados 56 años. Esto se debe, como se ha visto anteriormente, a que el ahorro anual no aumenta proporcionalmente con la potencia instalada.

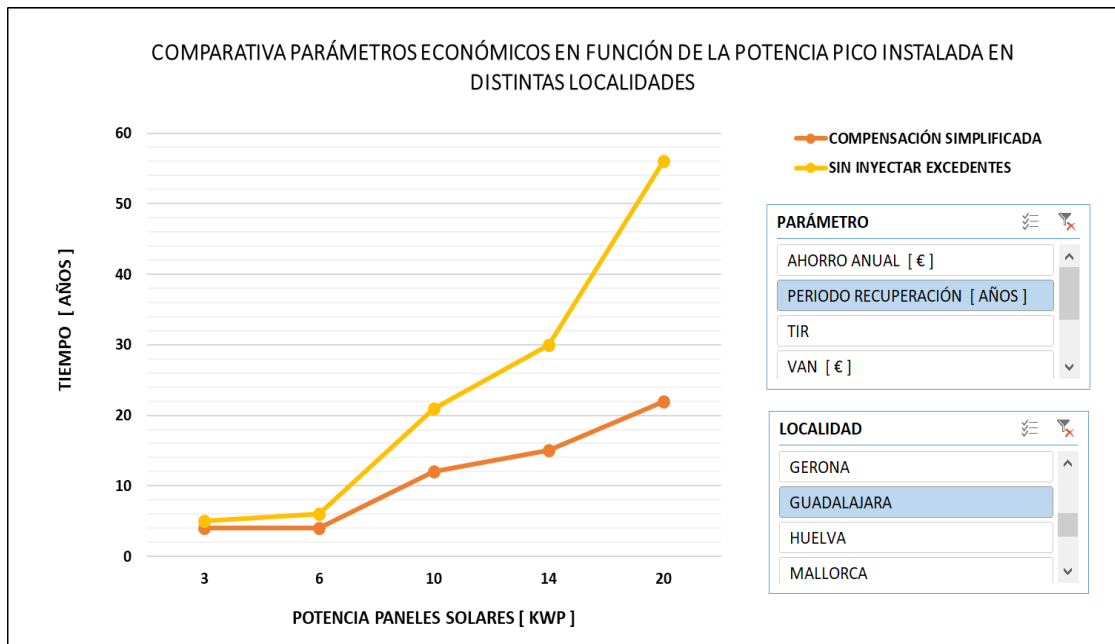


Figura 27. Variación del periodo de recuperación en función de la potencia instalada. Guadalajara. Fuente: elaboración propia

En una situación intermedia, paneles solares de 10 kWp de potencia, con conexión a red trifásica pero sin inyección de excedentes, debido al elevado coste que acarrea la inversión inicial y como resultado de no obtener un beneficio económico por la inyección del exceso de energía, la instalación solo sería rentable para tasas internas de retorno inferiores al 5 %, Figura 28.

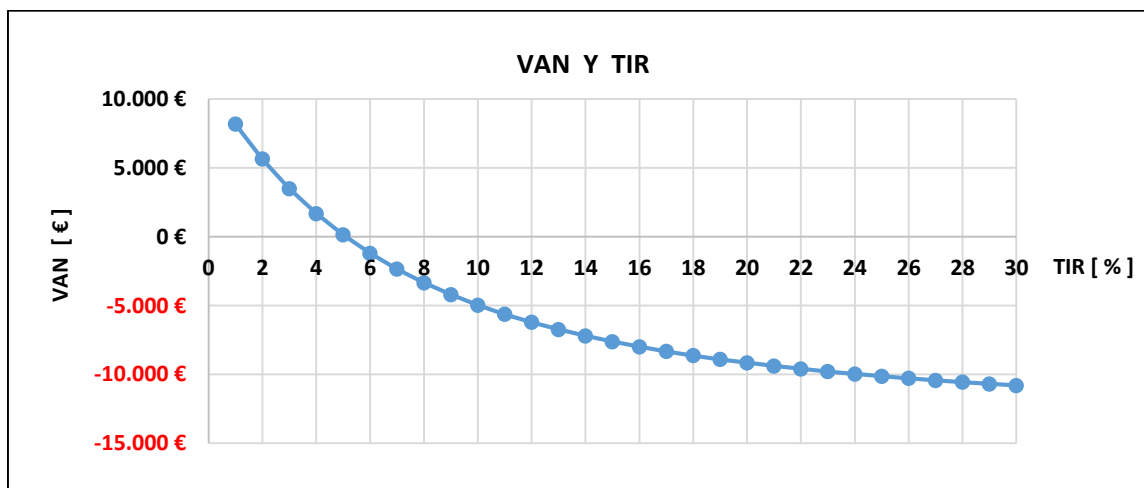


Figura 28. Variación del VAN para diferentes tasas de actualización. Guadalajara, 10 kWp, autoconsumo sin inyección de excedentes. Fuente: elaboración propia

Desde otra perspectiva, Figura 29, el coste de la inversión inicial de la instalación trifásica de 10 kWp, para una tasa interna de retorno del 5 %, no puede ser superior a 17.500 €, pues de lo contrario, el VAN sería negativo y por tanto, la instalación no sería rentable económicamente.

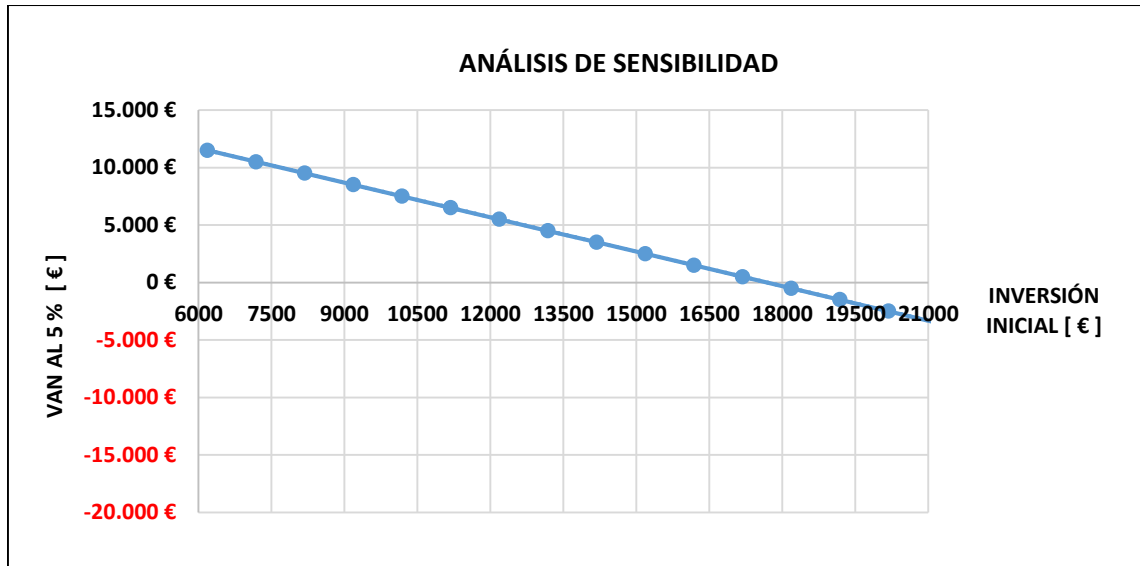


Figura 29. Análisis de sensibilidad del VAN al 5 %. Guadalajara, 10 kWp, autoconsumo sin inyección de excedentes. Fuente: elaboración propia

7. CONCLUSIONES

Hasta el momento, España ha sido un país con fuertes trabas e incertidumbres para el avance del autoconsumo a pesar del enorme recurso solar del que dispone. La reciente promulgación del Real Decreto-ley 15/2018 y del Real Decreto 244/2019 supone un gran impulso para el desarrollo de esta actividad mediante la tecnología fotovoltaica gracias, entre otras medidas, a la posibilidad de remunerar los excedentes generados.

La expansión del autoconsumo conlleva un cambio en el modelo energético ya que disminuye la dependencia del consumidor de la red eléctrica de transporte y distribución, al consumir directamente del propio punto de generación con los beneficios que esto acarrea, mientras que, por otro lado, comporta un descenso en la recaudación de ingresos tanto para las empresas del sector eléctrico como para los fondos del estado en concepto de impuestos. Esta independencia la red por parte de algunos consumidores provoca el aumento de los peajes a pagar entre los usuarios del sistema eléctrico al haber menos contribuyentes para sufragar los costes de dicho sistema.

En la situación actual en la que se persigue la materialización de la Transición Energética, la energía fotovoltaica sugiere a través del autoconsumo la manera más asequible para alcanzar este objetivo. Las buenas condiciones solares que se poseen en España inducen a que el futuro de esta tecnología en el país sea muy esperanzador.

Una de las conclusiones que se derivan del presente estudio es el hecho de que la radiación solar a lo largo de España es más uniforme como para que exista tanta brecha de producción fotovoltaica entre unas comunidades y otras. Si bien es cierto que, en las provincias del norte peninsular, debido al menor número de horas de sol unido a un clima parcialmente nublado, resulta más difícil alcanzar el máximo rendimiento de una instalación de generación, en las provincias del centro y sur del país, existe recurso solar suficiente como para poder ser aprovechado de manera más exhaustiva.

Tal y como se ha visto anteriormente, resulta clave ajustar la potencia de la instalación a los requerimientos de consumo para obtener el máximo beneficio posible de la instalación fotovoltaica y no incurrir en gastos innecesarios que disminuyan la rentabilidad de la misma. Una potencia muy superior a las necesidades del consumidor o consumidores, puede provocar consecuencias irreparables en el rendimiento económico.

De igual forma, resultaría interesante comprobar si merece la pena invertir en sistemas de acumulación para almacenar la energía excedentaria, ya que, gracias al mecanismo de autoconsumo en la modalidad de compensación simplificada, con una potencia suficiente, se puede llegar a dar el caso de no tener que pagar nada en ningún mes del año por el término de facturación de energía. De esta manera, no

haría falta recurrir al sistema de acumulación para disponer de energía en un momento del día en el que la producción fotovoltaica fuera insuficiente, puesto que el ahorro económico que se habría alcanzado por la inyección de excedentes sería máximo.

Sin embargo, el hecho de que la energía excedentaria se valore a un precio de venta mucho menor que el precio al cual se compra, provoca que solo en aquellos casos en los que se disponga de una gran cantidad de excedentes muy superior a la necesidad de energía extra de red, las ventajas del mecanismo de compensación simplificada sean notablemente destacables sobre la modalidad de suministro de autoconsumo sin excedentes.

De todos los casos analizados en este trabajo, se puede deducir que una bajada en los precios de las instalaciones tendría como resultado una mejora sustancial de la rentabilidad económica. Esta disminución de costes solo es posible si se consigue explotar el mercado de la tecnología fotovoltaica a través de un marco legal favorable al desarrollo del autoconsumo.

En definitiva, el cambio legislativo que han supuesto los ya citados Reales Decretos, constituye el primer paso para el despegue del autoconsumo en España, al abrir la posibilidad de aprovechar cerca del 100 % de la energía que se genera, lo cual tendrá como consecuencia la amortización de dichos sistemas de producción en tiempos muy atractivos para los consumidores y el retorno de España a lista de los países referentes en el sector fotovoltaico.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asociación nacional de productores de energía fotovoltaica, “Anuario Fotovoltaico,” 2018.
- [2] P. Barometer, “BAROMETER,” no. April, 2018.
- [3] “Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2017 | Red Eléctrica de España.” [Online]. Available: <https://www.ree.es>. [Accessed: 13-Mar-2019].
- [4] G. Masson, J. I. Briano, and M. J. Baez, *Reviw and analisis on PV self-consumption policies*. 2016.
- [5] “MPSC - Distributed Generation Program.” [Online]. Available: <https://www.michigan.gov> [Accessed: 13-Mar-2019].
- [6] Real Decreto Ley 15/2018 and Núm, “Real Decreto Ley 15/2018 de 5 de octubre de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores,” pp. 690–695, 2018.
- [7] E. y T. Ministerio de Industria, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,” pp. 690–695, 2019.
- [8] “Renovables.ninja.” [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/>. [Accessed: 13-Mar-2019].
- [9] S. Pfenninger and I. Staffell, “Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data,” *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016.
- [10] “Valores climatológicos normales - Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.”
- [11] “Factores que influyen en la radiación UV en la superficie,” p. 2, 2019.
- [12] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu>. [Accessed: 21-Mar-2019].
- [13] J. L. Sawin, J. Rutovitz, and F. Sverrisson, *Renewables 2018 Global Status Report*. 2018.
- [14] J. Lucas, R. Jefe, D. S. Desarrollo, S. Mityc, F. Javier, and T. Barriguete, “REGISTRO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL (RIPRE),” pp. 1–7, 2010.
- [15] “Resumen simplificado del contenido del Real Decreto Ley 15/2018 a favor del desarrollo del Autoconsumo fotovoltaico en España.,” 2019.
- [16] “Atlas Solar Global.” [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>. [Accessed: 13-Mar-2019].

- [17] J. Maria and Y. Loyo, "Real Decreto 244/2019 de impulso al autoconsumo de energía," 2019.
- [18] "COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA," 2019. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/>. [Accessed: 12-Apr-2019].
- [19] "Inicio | OMIE." [Online]. Available: <http://www.omie.es/inicio>. [Accessed: 28-Mar-2019].
- [20] "PVPC | ESIOS electricidad." [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es>. [Accessed: 15-Apr-2019].
- [21] E. y T. Ministerio de Industria, "Real Decreto 900/2015 Autoconsumo España," 2015.
- [22] "Kits Solares de Autoconsumo Directo | TeknoSolar.com." [Online]. Available: <https://www.teknosolar.com>. [Accessed: 29-Apr-2019].
- [23] "Kit Solar Fotovoltaico Autoconsumo Directo - El mejor Precio Aquí. -." [Online]. Available: <https://solarplak.es>. [Accessed: 29-Apr-2019].
- [24] "Kits de autoconsumo y conexion a red - Atersa." [Online]. Available: <https://atersa.shop>. [Accessed: 29-Apr-2019].
- [25] "Kit Solar Autoconsumo Eléctrico - Merkasol." [Online]. Available: <https://www.merkasol.com> [Accessed: 29-Apr-2019].
- [26] "Kits Solares Conexión Red | al Mejor Precio." [Online]. Available: <https://autosolar.es>. [Accessed: 29-Apr-2019].
- [27] J. Sánchez Pedreño Tutor académico and F. Ayala Rodríguez, "Trabajo Fin De Grado," 2014.
- [28] M. De Industria and E. Turismo, "Real Decreto 413 / 2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuo.," 2016.
- [29] España, "Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.," Boletín Of. del Estado, vol. 310, pp. 105198–105294, 2013.