



Universidad
Zaragoza



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

*Evaluación técnico-económica de las diversas posibilidades
de balance neto energético y económico fotovoltaico*

*Techo-economical evaluation of the different possibilities of
photovoltaic net metering and net billing*

Titulación:

Máster en Ingeniería Industrial

Autor:

Enrique Ezquerro Hermosilla

Director:

Rodolfo Dufo López



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe entregarse en la Secretaría de la BSA, dentro del plazo de depósito del TFG/TFM para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./Dña. ENRIQUE EZQUERRO HERMOSILLA, en

aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)

MÁSTER

(Título del Trabajo)

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS DIVERSAS POSIBILIDADES DE BALANCE NETO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO FOTOVOLTAICO

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 23 DE JUNIO DE 2019

Fdo: ENRIQUE EZQUERRO HERMOSILLA

RESUMEN

El presente trabajo comprende un análisis técnico-económico de las distintas posibilidades y situaciones de balance neto energético (*Net metering*) o económico (facturación neta o *Net billing*) en una instalación de autoconsumo para una vivienda conectada a red, con el objetivo de analizar si es rentable disponer de autoconsumo en dicha vivienda, y en caso afirmativo, determinar la configuración óptima.

En primer lugar se ha estudiado la situación actual del autoconsumo, que en los últimos meses ha experimentado importantes cambios a nivel de normativa y de leyes. Se ha hecho una revisión del último Real Decreto Ley aprobado con respecto al autoconsumo confirmando que plantea un escenario más favorable al desarrollo de las instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo, ya que permite compensar excedentes, elimina algunos peajes, simplifica trámites y permite una nueva modalidad como es el autoconsumo colectivo.

La vivienda analizada en el trabajo se trata de una vivienda real conectada a red, con datos reales diarios de consumo eléctrico y de irradiación solar sobre la misma. En base a esos datos y a especificaciones técnicas de los fabricantes de los equipos escogidos, se ha diseñado una instalación acorde a las necesidades de la vivienda y se ha estimado su rentabilidad a largo plazo utilizando un software específico para ello como es *iHOGA PRO+* confirmando que el dimensionamiento es correcto y económicamente viable frente a otras posibles configuraciones también calculadas. Los datos económicos de costes, así como las variables utilizadas en los cálculos son también reales o están tomados a partir de referencias de artículos o datos oficiales.

Dado que el escenario económico es cambiante, también se ha realizado un análisis de sensibilidad de la viabilidad económica de la instalación en función de diferentes variables que afectan al coste total de la inversión como pueden ser: el mecanismo de compensación de los excedentes generados, el precio de la electricidad o la inclinación de los paneles. Los resultados de este análisis de sensibilidad evidencian también el correcto dimensionado de la instalación y el impacto positivo que tiene disponer de autoconsumo fotovoltaico, ya que en la mayoría de ellos supone un ahorro frente al consumo convencional en la vivienda. El análisis demuestra también que todavía queda recorrido hacia mayores ahorros si a nivel de normativa se adoptan otros mecanismos de compensación, como el *Net metering*, o si los costes de instalación siguen la evolución esperada hacia valores más bajos.

ÍNDICE

RESUMEN.....	2
ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS.....	6
1 INTRODUCCIÓN.....	8
1.1 Las energías renovables.....	10
1.2 La energía solar fotovoltaica.....	10
1.3 La energía solar fotovoltaica en España.....	12
1.4 El autoconsumo.....	14
1.4.1 Balance neto energético. <i>Net metering</i>	15
1.4.2 Balance neto económico (facturación neta). <i>Net billing</i>	15
1.5 El autoconsumo en España. Análisis técnico-económico.....	16
2 OBJETIVOS.....	18
3 CASO DE ESTUDIO.....	19
3.1 Localización.....	19
3.2 Normativa y leyes de aplicación.....	21
3.3 Instalación.....	23
3.3.1 Predimensionamiento de la instalación.....	23
3.3.2 Paneles fotovoltaicos.....	23
3.3.3 Estructura para los paneles.....	24
3.3.4 Inversor.....	25
3.4 Costes de la instalación.....	26
3.5 Optimización con <i>iHOGA PRO+</i> . Casos de estudio.....	27
4 RESULTADOS.....	28
5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	30
5.1 Caso 1. Efecto del tipo de mecanismo de compensación por autoconsumo.....	30
5.2 Caso 2. Efecto del coste de instalación.....	31
5.3 Caso 3. Efecto de la inflación del precio de la electricidad.....	32
5.4 Caso 4. Efecto de la inflación general.....	34

5.5	Caso 5. Efecto de la inclinación de los paneles fotovoltaicos	35
5.6	Caso 6. Efecto de la tarifa eléctrica	37
6	CONCLUSIONES	38
7	BIBLIOGRAFÍA	41

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS

Figura 1 - Evolución de la demanda energética peninsular frente al PIB	12
Figura 2 - Distribución de la potencia instalada de renovables (%) en España según su tipo ...	13
Figura 3 - Evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España.....	14
Figura 4 - Esquemas de instalaciones en las que se realiza Net metering y Net billing	16
Figura 5 - Esquema de instalación con generación fotovoltaica conectada a red.....	17
Figura 6 - Demanda anual (kWh) de la vivienda objeto de estudio	19
Figura 7 - Curva I-V de un panel fotovoltaico estándar	20
Figura 8 - Curvas de irradiancia para inclinaciones de 0° y 37°	20
Figura 9 - Aspecto paneles MSP250AS-30	24
Figura 10 - Aspecto inversor SOLAX X1-1.5	25
Figura 11 - Desglose de costes e ingresos en una instalación de 1,50 kWp	28
Figura 12 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente mecanismo de compensación.....	31
Figura 13 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente coste de instalación de los equipos (€/Wp)	32
Figura 14 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente tasa de aumento del precio de la electricidad (%)	33
Figura 15 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente índice de inflación (%).....	35
Figura 16 - Curvas de irradiancia para diferentes ángulos de inclinación de los paneles.....	35
Figura 17 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferentes ángulos de inclinación de los paneles.....	36

TABLAS

Tabla 1 - Tipos de células PV comerciales en función del material.....	11
Tabla 2 - Composición (%) de un panel solar comercial de 215 Wp.....	12
Tabla 3 - Características técnicas paneles MSP250AS-30	24
Tabla 4 - Características técnicas estructura KHT915.....	25
Tabla 5 - Características técnicas inversor SOLAX X1-1.5	25
Tabla 6 - Resumen costes de instalación fotovoltaica de 1,50 kWp.....	26
Tabla 7 - Resultados del estudio de viabilidad de varios tipos de instalaciones	29
Tabla 8 - Resultados comparativos entre Net Metering y Net Billing para una instalación de 1,50 kWp	30
Tabla 9 - Resultados comparativos entre diferentes escenarios del coste de instalación (€/Wp) de los equipos en una instalación de 1,50 kWp.....	31
Tabla 10 - Resultados comparativos entre diferentes escenarios de aumento de precio de la electricidad (%) para una instalación de 1,50 kWp	33
Tabla 11 - Resultados comparativos entre diferentes escenarios de inflación general (%) para una instalación de 1,50 kWp	34
Tabla 12 - Resultados comparativos entre diferentes ángulos de inclinación de los paneles en una instalación de 1,50 kWp	36
Tabla 13 - Resultados comparativos entre instalaciones con diferente potencia instalada y diferentes tipos de tarifa	37
Tabla 14 - Distribución del consumo aplicando franjas horarias de la Tarifa 2.0 DHA.....	37

1 INTRODUCCIÓN

El auge de la globalización, el uso masivo de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas) y la cada vez mayor industrialización de las actividades económicas están incrementando las emisiones de gases de efecto invernadero y en consecuencia acelerando el proceso de calentamiento global. Por otra parte, el incremento de la población mundial y del tamaño de las ciudades están provocando una mayor demanda energética difícil de cubrir sin causar estos efectos nocivos para el planeta [1] [2]. Para afrontar estos desafíos, las energías renovables están pasando de tener un rol marginal a pasar a ser parte esencial, no sólo del sector energético, sino también de la sociedad en su conjunto.

Los organismos políticos como la Unión Europea y los propios Gobiernos están tratando de poner freno al calentamiento global impulsando medidas para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y la energía nuclear mediante la integración de las energías renovables, como incentivos a los Estados que cumplan objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero [3] o el cierre de centrales nucleares y de carbón [4] [5]. También a nivel global se buscan consensos para reducir emisiones de gases contaminantes, destacando importantes acuerdos como el Protocolo de Kioto en el año 1998 [6] o la más reciente Cumbre de París en el año 2015 que busca evitar que el aumento de la temperatura media del planeta supere los 2 °C [7]. Sin embargo, hay voces críticas con este tipo de acuerdos, a los que denominan “acuerdos con normativa *soft law*” [8] que ponen en duda la consecución de los objetivos si no se establecen medidas y normativas de carácter estrictamente obligatorio y vinculante.

Por otra parte, desde el punto de vista social el medio ambiente se ha convertido en uno de los temas de actualidad. Según datos del European Investment Bank (EIB) [9] en Europa el cambio climático y el calentamiento global es una preocupación importante para el 78% de la población y concretamente en España, lo es para el 87%. En otros países de tradición habitualmente más negacionista al calentamiento global como Estados Unidos, la tendencia de esta percepción muestra un descenso desde el año 2018 y las encuestas a la población muestran que un 63% de los norteamericanos creen que se trata de un problema real [10]. Además, las encuestas evidencian que la generación entre 18 y 34 años es la más concienciada y la que más ha evolucionado su percepción del problema del clima [11].

Consecuencia de todo esto, es vital el desarrollo de las energías renovables y de tecnologías “limpias” que permitan alcanzar los objetivos marcados, y también el papel de la sociedad de contribuir al crecimiento de estas. Por eso se ha de incentivar su uso mediante medidas que afecten directamente a la economía de las familias y las empresas, como por ejemplo se está haciendo en algunos países con la energía solar fotovoltaica incentivando las inversiones para generación y autoconsumo y permitiendo vender la energía sobrante y contribuyendo a una generación más distribuida y sostenible.

1.1 Las energías renovables

Según la definición marcada por la Comisión Europea [12] se consideran energías renovables a aquellas energías procedentes de recursos inagotables de la naturaleza. Su importancia radica en que su uso ayuda a reducir la dependencia de fuentes no renovables y combustibles fósiles, además de reducir las importaciones y asegurar el suministro si éstas son autóctonas. En función de su procedencia, se distinguen diferentes tipos de energías renovables:

- Biomasa
- Energía hidroeléctrica
- Energía eólica
- Energía térmica solar
- Energía fotovoltaica
- Energía geotérmica

Actualmente las energías renovables son la cuarta fuente de consumo de energía a nivel mundial, por detrás del petróleo, el carbón y el gas que suponen actualmente casi el 80% de la energía consumida [13], aunque cada vez tienen más peso, especialmente en los países occidentales donde alguno supera ampliamente el 50% de la producción de energía mediante renovables.

Como ya se ha mencionado, dentro de las energías renovables se encuentra la energía solar, que aprovecha uno de los recursos más abundantes y accesibles que existen, la radiación solar. Esta energía además se subdivide en dos tipos: la energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica, que si bien aprovechan la misma fuente, tienen principios de funcionamiento completamente diferentes.

1.2 La energía solar fotovoltaica

El funcionamiento de la energía solar fotovoltaica se basa en el efecto fotovoltaico en las uniones PN de las células. La célula fotovoltaica está compuesta por una delgada capa de material semiconductor (normalmente Silicio) que tiene cuatro electrones de valencia. Este material se dopa con impurezas tipo (P) en una de sus capas y con impurezas tipo (N) en la otra, provocando que haya un exceso de huecos en la capa P y un exceso de electrones en la capa N. En el área de contacto entre ambas capas los electrones tienden a desplazarse de la capa N hacia la capa P, generándose una acumulación de carga negativa en la capa P y una acumulación de carga positiva en la capa N, de esta forma se genera un campo eléctrico que, al aplicarle una tensión desde el exterior, permite que haya un flujo de corriente en una sola dirección. Al

exponerse la célula a la luz, se produce el efecto fotovoltaico, que tiene lugar cuando un electrón del material semiconductor se libera al absorber un fotón en la dirección del flujo de corriente permitida por el campo eléctrico generado en la célula [14].

El material del que están compuestas las células normalmente es Silicio tal y como ya se ha mencionado (monocristalino, policristalino o amorfo), aunque existen diferentes tipos de células fotovoltaicas comerciales de otros materiales como el Di-Seleniuro de Cobre o el Teluro de Cadmio (ver Tabla 1) que tienen unas eficiencias relativamente aceptables [15] [16].

Tipo	Eficiencia (%)	Cuota de mercado (%)
Silicio monocristalino	17-20	30
Silicio policristalino	15-18	40
Silicio amorfo	5-10	5
Diseleniuro de cobre, indio y galio (CIGS)	11-13	5
Teluro de cadmio (CdTe)	9-11	10

Tabla 1 - Tipos de células PV comerciales en función del material

Una única célula fotovoltaica por si misma genera poca electricidad como para abastecer una vivienda, por lo que se agrupan formando los denominados paneles solares. Estos paneles están formados por una serie de elementos: cubiertas de vidrio, encapsulantes, marcos de aluminio, conexiones entre las células, elementos de fijación, adhesivos, diodos... que permiten fabricar equipos modulares de diferentes potencias y tamaños en función de las necesidades energéticas de consumo. Para su máximo aprovechamiento, los paneles se orientan de forma que a lo largo del día puedan captar la máxima radiación solar.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad, el uso de la energía solar fotovoltaica hace que se emitan 0,40kg de CO₂ menos a la atmósfera por kWh de energía generada en comparación con el gas natural y de casi 1kg por kWh frente a la generación por carbón [17]. Por otra parte, los paneles solares normalmente tienen una vida útil de unos 25 años aproximadamente, por lo que es importante que los materiales de los elementos que lo forman sean aprovechables y con el menor impacto ambiental posible. Por ejemplo, un panel de 215 Wp contiene más de un 10% de aluminio y cierta cantidad de metales pesados como el plomo (Tabla 2), de tal forma que el desarrollo de la tecnología fotovoltaica también va enfocado a utilizar materiales aprovechables y respetuosos con el medio ambiente para maximizar el beneficio del uso de esta fuente de energía renovable [18].

Material	Cantidad (%)
Vidrio	74,16
Aluminio	10,30
Silicio	3,48
Encapsulantes	10,13
Adhesivos	1,16
Cu	0,57
Ag	0,01
Sn	0,12
Pb	0,07

Tabla 2 - Composición (%) de un panel solar comercial de 215 Wp

1.3 La energía solar fotovoltaica en España

La demanda de energía en España en los últimos años ha seguido el mismo patrón que la economía nacional si se toma el Producto Interior Bruto (PIB) como referencia [19] [20] [21], observando un crecimiento continuo y sostenido frenado en el año 2009 por la crisis económica que experimentó el país (ver Figura 1). Sin embargo, este crecimiento también ha implicado un aumento de las emisiones anuales de CO₂ de un 30,7% entre los años 1990-2010 [22], que sumado a las políticas mundiales de lucha contra el calentamiento global han hecho que España haya ido cambiando su modelo de generación de energía, aumentando progresivamente la generación mediante energías renovables marcándose un objetivo de producción de energía a través de esta fuente superior al 40% para 2030 y del 100% para el año 2050 [23].

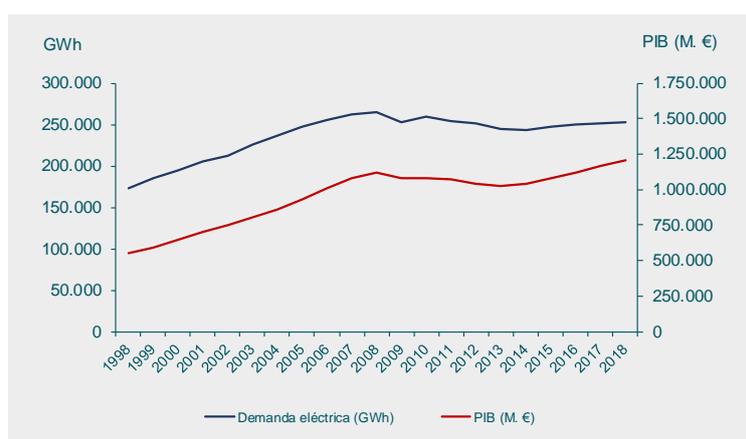


Figura 1 - Evolución de la demanda energética peninsular frente al PIB (Fuente: CNMC, REE, Expansion)

Según los datos oficiales de Red Eléctrica Española (REE) se observa que desde el año 2008 hasta el año 2018 (último dato anual oficial) el porcentaje de generación de

energía por renovables ha pasado de un 20,5% a un 38,50% sobre el total de energía generada, siendo el 17º país en el ranking europeo en porcentaje de generación por renovables sobre el total de energía generada y el sexto en volumen de generación por esta vía. [24]

Si se observan los datos de potencia instalada también se evidencia un crecimiento de este tipo de energías, que pasan de un total de 36.813 MW en 2008 a 48.601 MW en 2018. De estos 48.601 MW de energía renovable instalados, el 9,7% corresponden a la energía solar fotovoltaica (ver Figura 3), con más de 4.500 MW de potencia instalada y una generación que ha evolucionado en consonancia y que actualmente está por encima de los 8.000 GWh anuales.

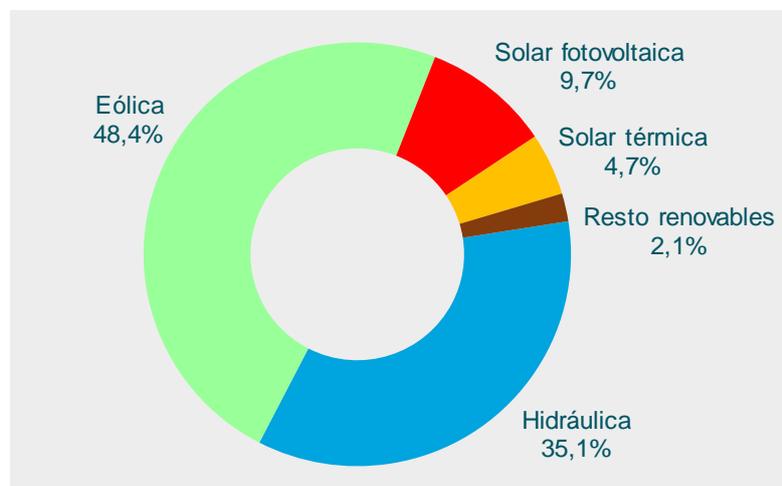


Figura 2 - Distribución de la potencia instalada de renovables (%) en España según su tipo (Fuente: REE)

Este tipo de energía ha experimentado un crecimiento notable desde el año alcanzando su máximo en el año 2008, cuando se instalaron 2.733 MW de potencia (Figura 4). Tras ese año el sector experimentó una fuerte caída debido principalmente a la crisis económica que hizo caer la economía a nivel general, a la retirada de ayudas de las Comunidades Autónomas, a las medidas para paliar el déficit público, a los excesivos trámites burocráticos y al conocido peaje de respaldo o “impuesto al Sol” [25] [26]. En cualquier caso, tras los últimos compromisos nacionales e internacionales acordados parece que el sector de la energía solar fotovoltaica puede volver a coger impulso en España, sobre todo gracias a las posibilidades que ofrece el autoconsumo y sus últimos cambios a nivel normativo.

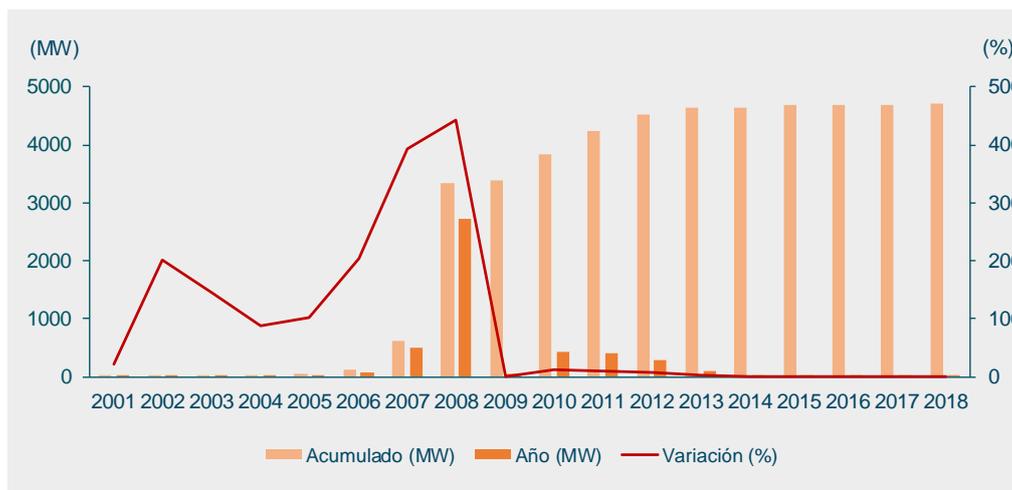


Figura 3 - Evolución de la potencia instalada de energía solar fotovoltaica en España (Fuente: REE)

1.4 El autoconsumo

Los precios de la energía a lo largo de los últimos años han ido sufriendo un aumento progresivo, como consecuencia de dos factores: la subida del precio de los combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo) a nivel internacional, y la lucha contra las emisiones de CO₂ cada vez más intensa, en especial tras la anteriormente mencionada Cumbre de París con la modificación del régimen de comercio de los derechos de emisión [27].

Por otra parte, el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica ha provocado que los costes de los equipos e instalaciones hayan disminuido considerablemente situándose el coste de los módulos fotovoltaicos más comunes por debajo de 0,30 €/Wp (sin contar inversores ni costes de obra e instalación) y continuando la tendencia a la baja [28]. Esta accesibilidad económica de la tecnología fotovoltaica unida a la ya mencionada subida de precios y a la progresiva concienciación de la sociedad hacia un modelo energético sostenible, han dado lugar un escenario favorable para el autoconsumo, que permite al usuario consumir parte de la energía generada por una instalación fotovoltaica y reducir su factura eléctrica vendiendo a la red los excedentes generados.

Esta reducción del gasto en la factura en hogares y empresas es uno de los principales valores añadidos del autoconsumo, ya que el beneficio económico en el caso ideal de que una vivienda generase suficientes excedentes como para compensar la energía consumida podría suponer pagar una cantidad nula de dinero. Estos beneficios económicos se calculan de diferentes formas, pero se pueden agrupar en dos tipos de

políticas retributivas: balance neto energético o *net metering* y balance neto económico (facturación neta o *net billing*), que a su vez tienen diferentes matices en función de la legislación y la normativa de cada país.

1.4.1 Balance neto energético. *Net metering*

Se entiende por balance neto energético o *net metering* al cálculo del saldo neto en un período de facturación en términos de energía. Se calcula la diferencia de la energía consumida de la red menos la energía excedentaria generada por la instalación fotovoltaica e inyectada a la red en kWh mediante la instalación de un medidor bidireccional (Figura 5). Para calcular el saldo económico a pagar del período de facturación (normalmente mensual salvo en algunas normativas), se multiplica la diferencia de kWh (que no puede ser negativa) por el precio acordado entre el consumidor y la distribuidora [29] [30]. En el caso de que la diferencia fuese negativa, el pago al final del período de facturación sería cero.

1.4.2 Balance neto económico (facturación neta). *Net billing*

El balance neto económico o facturación neta consiste en el cálculo de la diferencia entre energía inyectada a la red y la consumida de la red en términos económicos. Las instalaciones normalmente tienen colocados dos medidores (Figura 5) que miden por un lado la energía consumida de la red, que la pondera a un precio de compra, y por otra la energía excedentaria generada e inyectada, ponderada a un precio de venta inferior al de compra (en España, por ejemplo, se emplea un único medidor bidireccional pese a ser un cálculo en términos económicos). Esta situación hace que los “ahorros” generados en cada período de facturación sean menores que con el balance neto energético, y como en éste, tampoco se podrían obtener beneficios económicos aunque se inyectasen más kWh de los que se consuman.

El balance neto económico o facturación neta es la modalidad permitida por el nuevo Real Decreto 15/2018 para el autoconsumo en España (realizado en modalidad mensual).

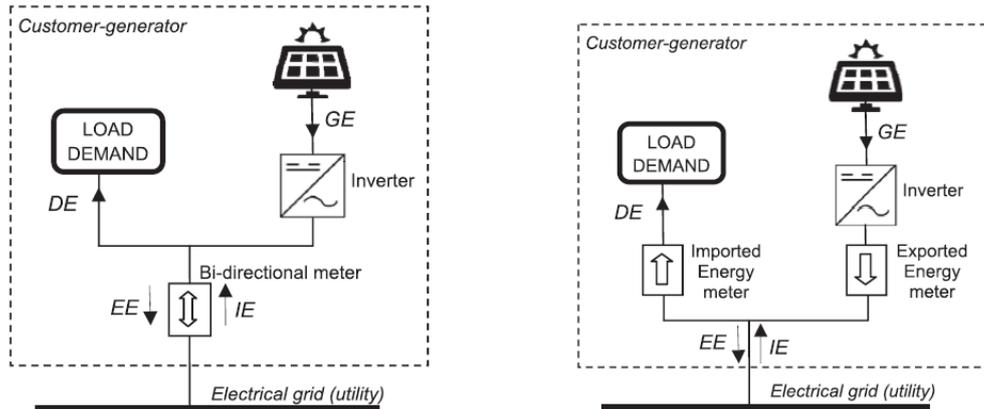


Figura 4 - Esquemas de instalaciones en las que se realiza Net metering (1) y Net billing (2) (Fuente: [31])

1.5 El autoconsumo en España. Análisis técnico-económico

De acuerdo con el Real Decreto Ley 15/2018 [32] que modifica la Ley 24/2013, en España se define el autoconsumo como 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”

Hasta la publicación oficial de la última normativa en febrero de 2019, el autoconsumo en España destacaba de manera negativa por los largos trámites burocráticos y por la aplicación del peaje de respaldo, comúnmente llamado “impuesto al sol” que frenaba la entrada de nuevos consumidores. La derogación de éste, junto con el reconocimiento del derecho al autoconsumo colectivo se espera que fomente este tipo de abastecimiento de electricidad y que tenga un impacto positivo sobre la economía general [33]. En cifras, se espera que el IVA recaudado por la inversión de los consumidores en equipos de autoconsumo sea superior a 30 millones de euros y que las emisiones de CO₂ disminuyan en 37.520 toneladas, entre otros aspectos. Desde el punto de vista del consumidor destaca también el eximente de pagar peajes por la energía autoconsumida y, sobre todo, la posibilidad de compensar los excedentes de energía producida mediante balance neto económico en instalaciones no superiores a 100 kW de potencia instalada.

Este mecanismo de compensación por balance neto económico se aplica a las modalidades de autoconsumo con excedentes y consiste en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el período de facturación. En el caso de disponer de un contrato con una suministradora de referencia, la energía horaria consumida de la red se valora al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (TCUh)

y la energía excedentaria al Precio Medio Horario (Pmh) menos el coste de los desvíos (CDSVh). Según se indica en el Real Decreto Ley, “[...] en ningún caso el valor económico de la energía excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía consumida” por lo que no se podrá obtener beneficio económico más allá de la reducción de la factura. Se diferencian también otros casos dependiendo de la modalidad de autoconsumo o de si la comercializadora es libre.

Desde el punto de vista técnico, las instalaciones fotovoltaicas se rigen bajo la normativa marcada en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [34] y en el Real Decreto 244/2019 [35] que regula las condiciones técnicas, administrativas y económicas del autoconsumo. Se estandarizan los esquemas de instalación (Figura 5) dependiendo de la modalidad de autoconsumo y se simplifican los trámites administrativos.

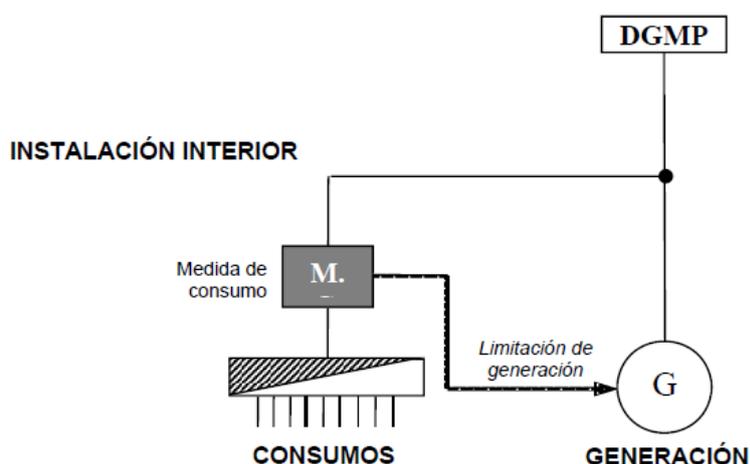


Figura 5 - Esquema de instalación con generación fotovoltaica conectada a red (Fuente: Real Decreto 244/2019)

Las instalaciones conectadas a red han de contar con un equipo de medida bidireccional que proporciona la lectura de energía balanceada para aplicar la correspondiente compensación por excedentes (si procede). Además, también se incluye un mecanismo anti vertido para limitar la energía excedentaria vertida a la red.

La aprobación de esta última normativa ya se está empezando a notar, subvenciones de las CCAA, parques fotovoltaicos, inversiones de empresas, reducción de los precios de los equipos para instalaciones de autoconsumo...

2 OBJETIVOS

Se va a realizar un análisis de las distintas posibilidades de autoconsumo para una instalación fotovoltaica en una vivienda conectada a red, ubicada en la localidad de Logroño. El objetivo principal es conocer el escenario óptimo en el que la instalación presenta una mayor viabilidad económica en un período de estudio de 25 años (vida útil aproximada de los paneles fotovoltaicos) valorando diferentes aspectos a nivel técnico, económico y de normativa.

En primer lugar, se va a predimensionar la instalación fotovoltaica en base a datos de irradiancia y datos reales de consumo en la vivienda a lo largo de un año para conocer la potencia fotovoltaica que va a ser necesario instalar. Con ese dato, se plantearán diferentes configuraciones de la instalación, de las cuales se elegirá la que menor coste a lo largo de su vida útil tenga y mayor ahorro suponga en comparación con la situación actual sin autoconsumo. Para estos cálculos se va a utilizar el software *iHOGA PRO+* y diferentes indicadores de carácter técnico y económico que van a afectar a los resultados.

Una vez determinada la configuración con mejor relación coste-ahorro, sobre la misma se va a realizar un análisis de sensibilidad planteando distintos escenarios que se podrían dar a lo largo de los 25 años de estudio, como por ejemplo, la evolución del precio de los paneles y equipos fotovoltaicos, los tipos de interés de la economía, distintos ángulos de inclinación de los paneles, posibles cambios en la legislación... Este análisis va a permitir conocer si la configuración escogida como óptima lo va a ser también en los diferentes escenarios planteados o si por el contrario puede ser conveniente plantearse una configuración alternativa. Este análisis de sensibilidad también va a servir para tener una estimación de los ahorros generados al consumidor en cada una de las situaciones posibles.

3 CASO DE ESTUDIO

3.1 Localización

La ubicación escogida para el caso de estudio es la ciudad de Logroño (La Rioja), concretamente en una vivienda conectada a red situada en las coordenadas (42° 27' Norte 2° 27' Oeste). Se ha escogido esta ubicación por proximidad geográfica y por disponer de datos reales sobre los que realizar los estudios y análisis pertinentes.

La vivienda a estudiar se trata de una vivienda unifamiliar con 4 ocupantes y un consumo anual de 2.591,9 kWh (datos obtenidos de las facturas y consumos diarios del año 2018) que se concentran especialmente en los meses de otoño e invierno tal y como se puede ver en la Figura 6. Este consumo está por debajo de la media en viviendas en España, que según datos del IDAE es de 3.487 kWh [36] Además, se observa también que de forma diaria el consumo de la vivienda objeto de estudio se concentra en las horas de la tarde y de la noche, tal y como suele ser habitual, por lo que se puede concluir que los datos utilizados son representativos.

En el Anexo III se encuentran detallados los datos sobre la demanda anual de la vivienda objeto de estudio.

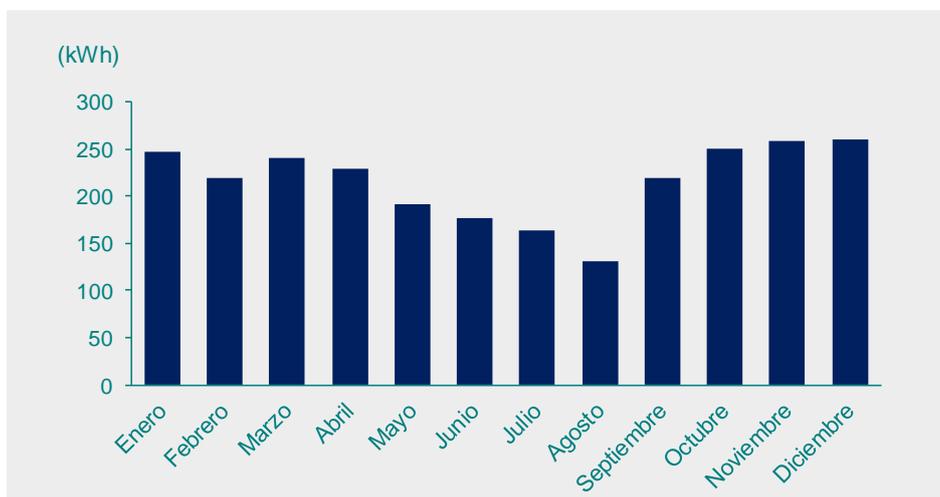


Figura 6 - Demanda mensual (kWh) de la vivienda objeto de estudio

Para el diseño de la instalación fotovoltaica, es importante conocer los datos de irradiación en la ubicación elegida, ya que afecta directamente a la potencia generada por la instalación. En la Figura 7 se muestra el cambio de la curva característica de una célula fotovoltaica en función de la irradiación que incide sobre la misma. Al descender

la irradiancia, la corriente generada disminuye proporcionalmente por lo que interesa que la incidencia solar sobre los paneles sea la mayor posible.

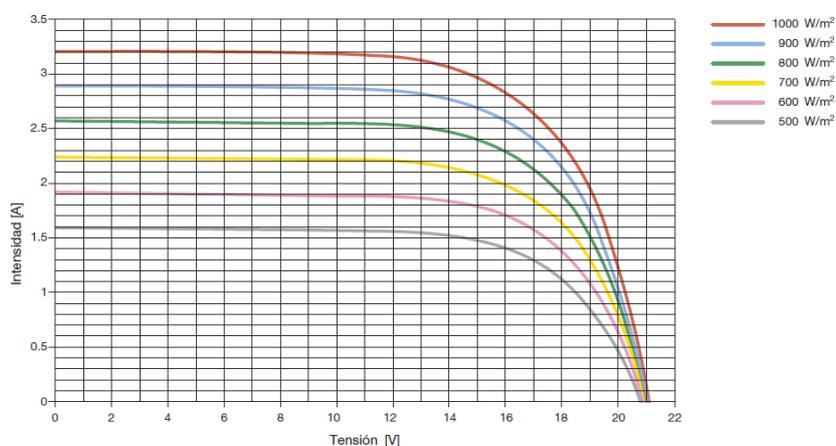


Figura 7 - Curva I-V de un panel fotovoltaico estándar (fuente: ABB)

Se han obtenido datos de irradiancia para la ubicación de Logroño (coordenadas 42° 27' Norte 2° 27' Oeste) mediante la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [37]. Interesa conocer la inclinación óptima de los paneles para generar la mayor cantidad de energía anual posible, según PVGIS para la vivienda a estudiar es de 37° que proporcionan una irradiación anual de 1.760 kWh/m². En la Figura 8 se observa la diferencia de irradiancia entre el plano inclinado óptimo y el plano horizontal, y además se puede apreciar la diferencia de irradiancia entre los meses de invierno y los de verano, lo que afecta directamente a la producción de energía en los paneles. También se observa que debido a la inclinación se aprovecha más la irradiancia en los meses de invierno sin perjudicar en exceso la de los meses de verano.

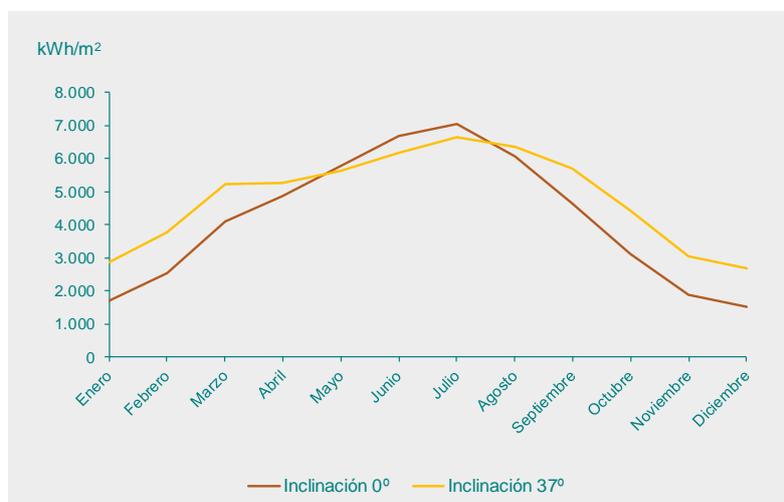


Figura 8 - Curvas de irradiancia media diaria para inclinaciones de 0° y 37°

3.2 Normativa y leyes de aplicación

Para llevar a cabo una instalación de autoconsumo individual con excedentes en viviendas es necesario realizar una serie de trámites administrativos, quedando algunos de ellos exentos de realizarse en función de la potencia instalada. A partir de la *Guía de tramitación de autoconsumo* IDAE se han recopilado los siguientes pasos a seguir [46]:

- Diseño de la instalación. En el caso de que se trate una instalación en baja tensión y con una potencia instalada inferior a 10 KW únicamente se requerirá una memoria técnica. La memoria debe comprender los contenidos reflejados en la ICT-BT-04 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Permisos de acceso y conexión. Las instalaciones de potencia inferior a 15 KW cuando se ubiquen en suelo urbanizado y con dotaciones y servicios requeridos quedan exentas de solicitar permisos de acceso y conexión.
- Licencia de obras. Según la normativa de las Comunidades Autónomas
- Autorizaciones ambientales. Las instalaciones de potencia inferior a 100 KW quedan exentas de solicitar autorizaciones ambientales salvo que se encuentren ubicadas bajo alguna figura de protección.
- Autorizaciones de construcción. Las instalaciones de potencia inferior a 10 KW quedan exentas de solicitar autorizaciones de construcción y obra.
- Certificados de instalación/fin de obra. Basta con presentar el certificado de instalación firmado por el instalador electricista en el órgano competente de las Comunidades Autónomas.
- Inspecciones. Las instalaciones de potencia inferior a 100 KW quedan exentas de realizar inspecciones por parte de un Organismo de Control Autorizado.
- Contrato de acceso. Se acordará entre el consumidor y la empresa comercializadora.
- Contrato de compensación de excedentes. Se acordará entre el consumidor y la empresa comercializadora.
- Inscripción en los Registros de Autoconsumo. Trámite realizado por las Comunidades Autónomas.

A nivel legal, la normativa de aplicación a nivel estatal que afecta a todo lo relacionado con la instalación fotovoltaica propuesta es la siguiente (aplicando algunas de ellas a temas puramente administrativos y no técnicos) [38]:

- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE nº 83 de 6 de abril de 2019
- **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE nº 242 de 6 de octubre de 2018
- **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. BOE nº 423 de 10 de octubre de 2015.
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. BOE nº 139 de 9 de junio de 2014
- **Ley 24/2013**, del 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (texto consolidado). BOE nº 310 del 27 de diciembre de 2013
- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. BOE nº 3295 de 8 de diciembre de 2011
- **Real Decreto 222/2008**, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE nº 67 de 18 de marzo de 2008
- **Real Decreto 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2007
- **Real Decreto Legislativo 2/2004**, de 5 de marzo por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales. BOE nº 59 de 9 de marzo de 2004

- **Real Decreto 842/2002**, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2002
- **Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2000
- **Ley 49/1960**, de 21 de julio sobre propiedad horizontal (texto consolidado). BOE nº 176 de 23 de julio de 1960

3.3 Instalación

3.3.1 Predimensionamiento de la instalación

Se calcula la potencia fotovoltaica necesaria en función de los kWh de consumo anuales y de la irradiancia que se tiene sobre los paneles a lo largo del año. Además, se suele tomar como factor de seguridad el denominado *Performance Ratio* de los paneles que según autores y fabricantes un buen PR suele ser del orden de 0.80 [39]. De esta forma, conociendo el consumo anual de la vivienda y la irradiancia la potencia fotovoltaica a instalar es:

$$\text{Potencia PV (KWp)} = \frac{\text{Consumo anual (Wh/año)}}{\text{Irradiancia anual (KWh/m}^2\text{/año)} \cdot \text{Performance Ratio (PR)}}$$

$$\text{Potencia PV (KWp)} = \frac{2.591,90 \text{ (kWh/año)}}{1.760 \text{ (kWh/m}^2\text{/año)} \cdot 0.80} = 1,84 \text{ kWp}$$

Estos 1,84 kWp de potencia se pueden conseguir colocando una agrupación de paneles fotovoltaicos en serie-paralelo de forma que entre todos ellos sumen la potencia suficiente.

3.3.2 Paneles fotovoltaicos

De acuerdo con los cálculos de predimensionamiento, se va a instalar una potencia fotovoltaica del orden de 1,84 kWp. Para ello, se van a escoger paneles de silicio policristalino del fabricante *München Energieprodukte* [40], concretamente el modelo elegido es el MSP250AS-30 con una potencia de 250 Wp cuyas características

técnicas se resumen en la Tabla 3. Se considera instalar 3 paneles en serie con 2 ramas en paralelo, de esta forma la potencia fotovoltaica instalada es de 1,50 kWp, algo inferior a la calculada en el predimensionamiento. El precio de cada módulo fotovoltaico del modelo escogido es de 169,00 € según datos de catálogo comercial.

Datos técnicos panel MSP250AS-30			
Potencia nominal	P_{MPP}	250	W
Eficiencia	eff	15,37	%
Tensión	V_{MPP}	31,02	V
Intensidad	I_{MPP}	8,06	A
Tensión circuito abierto	V_{OC}	36,99	V
Corriente de CC	I_{SC}	8,62	A
Tensión máxima	V_{max}		V
Coefficiente de Tª	β	-0,32	%/°C



Tabla 3 - Características técnicas paneles MSP250AS-30

Figura 9 - Aspecto paneles MSP250AS-30

Los paneles fotovoltaicos presentan diferente comportamiento en función de la temperatura, por ello para su cálculo se van a considerar dos temperaturas límite (mínima de -10 °C y máxima de 70 °C) utilizadas por fabricantes oficiales [14]. Los valores de las tensiones de circuito abierto (V_{oc}) y de máxima potencia (V_{mpp}) son:

$$V_{oc, T_{\text{mín}}=-10^{\circ}\text{C}} = V_{oc, fabricante} \cdot \left(1 - \frac{\beta}{100} \cdot (T_{ref} - T_{\text{mín}})\right) = 41,13 \text{ V}$$

$$V_{mpp, T_{\text{máx}}=70^{\circ}\text{C}} = V_{mpp, fabricante} \cdot \left(1 - \frac{\beta}{100} \cdot (T_{ref} - T_{\text{máx}})\right) = 26,55 \text{ V}$$

$$V_{oc, T_{\text{mín}}=-10^{\circ}\text{C}} = V_{mpp, fabricante} \cdot \left(1 - \frac{\beta}{100} \cdot (T_{ref} - T_{\text{mín}})\right) = 34,49 \text{ V}$$

3.3.3 Estructura para los paneles

Los paneles fotovoltaicos se van a colocar en el tejado de la vivienda orientados e inclinados según los datos ya mencionados. Para ello, es necesario colocar una estructura a modo de soporte que permita colocar sobre ella los paneles con la disposición deseada y soportando el peso de estos. Se va a colocar una estructura de perfiles de aluminio con fijaciones de acero inoxidable modelo KHT915 del fabricante *Sunfer Energy Structures* (ver características técnicas en la Tabla 4) [41].

Cargas y características técnicas estructura KHT915	
Peso propio paneles	121 N/m ²
Sobrecarga de uso	No prevista
Viento	29 m/s (según Eurocódigo 1)
Carga de nieve	200 N/m ²
Materiales	Perfilería de aluminio (EN AW 6005A T6) Tornillería acero inoxidable A2-70

Tabla 4 - Características técnicas estructura KHT915

3.3.4 Inversor

El inversor escogido para la instalación va a ser el modelo X1-1.5 del fabricante SOLAX [42], un inversor de pequeño tamaño debido a la poca potencia fotovoltaica instalada. Sus características técnicas están recogidas en la Tabla 5, y el precio unitario según catálogo del fabricante del inversor es de 430€.

Datos técnicos inversor X1-1.5			
Potencia entrada	$P_{in,max}$	1650	W
Tensión máxima DC	$V_{max,DC}$	400	V
Corriente máxima DC	I_{max}	10	A
Rango MPP	V_{MPP}	55-380	V
Eficiencia	eff	96	%

Tabla 5 - Características técnicas inversor SOLAX X1-1.5



Figura 10 - Aspecto inversor SOLAX X1-1.5

Al conectarse varios módulos fotovoltaicos en serie-paralelo, se debe verificar que el inversor cumple con una serie de condiciones para su correcto funcionamiento:

$V_{oc,max} < V_{oc,-10^{\circ}C} \cdot N \text{ paneles serie}$	$400 \text{ V} < 123,40 \text{ V}$	OK
$V_{mpp,min} < V_{mpp,70^{\circ}C} \cdot N \text{ paneles serie}$	$55 \text{ V} < 79,66 \text{ V}$	OK
$V_{mpp,max} > V_{mpp,-10^{\circ}C} \cdot N \text{ paneles serie}$	$380 \text{ V} > 103,48 \text{ V}$	OK
$P_{instalación} < P_{max}$	$1500 \text{ W} < 1650 \text{ W}$	OK

Dado que todas las verificaciones son OK, se da por válido el modelo de inversor escogido para la instalación.

3.4 Costes de la instalación

En la Tabla 6 se resumen los costes totales en euros (€) de la instalación de los paneles fotovoltaicos y el inversor en la vivienda. Estos costes se han estimado a partir de presupuestos reales de instalación, incluyendo la mano de obra y el precio de cada equipo implicado, incluida la estructura para el soporte de los paneles. Teniendo en cuenta que la potencia instalada es de 1,50 kWp y el coste de inversión inicial es de 2.378,20€ se deduce que el precio unitario del Wp es de 1,585 €/Wp (costes de instalación incluidos). En el apartado de resultados se presentan los costes de instalación de manera más detallada.

También se tienen en cuenta los costes de mantenimiento de la instalación a lo largo de su vida útil. Estos costes son relativamente bajos ya que al no tener ningún sistema de acumulación con baterías, la cuantía del coste de mantenimiento anual se reduce a más de la mitad de lo normal ya que las operaciones son fundamentalmente de limpieza de los paneles (algo que incluso el propio usuario de la vivienda puede realizar). En este caso, por datos de fabricantes se ha estimado un coste aproximado de mantenimiento anual de entre 40-45€ en concepto de materiales de limpieza.

Resumen costes instalación	
6 módulos fotovoltaicos <i>München MSP250AS-30</i>	1.014,00 €
1 inversor <i>SOLAX Mini X1-1.5</i>	430,00 €
8 estructuras porta-módulos fotovoltaicos <i>KHT915</i>	221,70 €
Mano de obra y desplazamiento de dos operarios, dos días para montaje de estructura e instalación de paneles	712,50 €
TOTAL	2.378,20 €

Tabla 6 - Resumen costes de instalación fotovoltaica de 1,50 kWp

Resulta complicado realizar una estimación preliminar de la viabilidad económica y el retorno de la inversión, ya que la normativa de aplicación para realizar la facturación neta mensual indica que la energía comprada y vendida ha de valorarse a un precio horario que fluctúa continuamente. Por lo tanto, tanto los consumos como la cantidad de energía generada varían notablemente de unos meses a otros. Si se tuviese un precio de compra y de venta fijo, como por ejemplo ocurre en el mercado libre, sí que se podrían realizar cálculos económicos con cierta precisión.

Para ello es necesario recurrir a software especializado en estos cálculos, como es el caso de *iHOGA PRO+*, utilizado en el presente trabajo.

3.5 Optimización con *iHOGA PRO+*. Casos de estudio

El objetivo es conocer la configuración óptima de los paneles (tanto el número como la distribución serie-paralelo), así como la potencia del inversor a colocar. Para ello se va a calcular el coste total neto actualizado VAN (€) de las diferentes alternativas de inversión a lo largo de 25 años con el software *iHOGA PRO+* [43] (se toma este período de estudio ya que la vida útil de los paneles fotovoltaicos suele ser de 25 años). El software permite simular y optimizar sistemas conectados a red, que en este caso es una vivienda, pudiendo definir los parámetros técnicos y económicos que se deseen. Como resultado de estas simulaciones se obtiene el coste total de la inversión durante el período de estudio, siendo la óptima la que menor coste total tenga y mayor ahorro genere al consumidor. En el Anexo II se detallan más aspectos del software y de los parámetros y variables utilizados en las simulaciones.

Sobre la configuración óptima de la instalación que se escoja a partir de los resultados de *iHOGA PRO+* se va a realizar un análisis de sensibilidad en el que se van a plantear diferentes casos para analizar el coste total de la instalación dependiendo de factores como pueden ser el precio de los paneles, posibles cambios en la normativa, distinta inclinación (que en muchos casos viene determinada por el tejado de la casa), comparación con diferentes configuraciones de la instalación, diferentes tarifas... De esta manera se va a tener un abanico de resultados que van a permitir conocer los posibles escenarios en los que se puede encontrar el consumidor que quiera disponer de una instalación para autoconsumo en su vivienda y valorar la viabilidad de la inversión. Los posibles casos que se van a estudiar son los siguientes:

- Caso 1: Efecto del tipo de mecanismo de compensación por autoconsumo
- Caso 2: Efecto del coste de instalación
- Caso 3: Efecto de la inflación del precio de la electricidad
- Caso 4: Efecto de la inflación general
- Caso 5: Efecto de la inclinación de los paneles fotovoltaicos
- Caso 6: Efecto de la tarifa eléctrica

4 RESULTADOS

Los resultados que se han obtenido en optimización del caso base (considerando periodo de estudio de 25 años) indican que la instalación óptima tiene una potencia fotovoltaica instalada de 1,50 kWp con un coste actualizado total de 16.070 € a lo largo de este período y un coste unitario actualizado del kWh de 0,25 €/kWh

Los costes de la inversión se pueden desglosar en varias categorías a partir del informe generado por *iHOGA PRO+* (ver Figura 11). Por un lado, se observa que la inversión inicial (incluye adquisición de equipos y montaje) es de 2.378 € y que ésta se recupera en un plazo de 14 años. Además, cada diez años se ha de adquirir un nuevo inversor ya que la vida útil de estos según fabricantes suele ser de 10 años. Los costes de mantenimiento suponen una pequeña cantidad, sólo 45 € de media. *iHOGA* también detalla los costes de compraventa de electricidad a la red, ya que gracias a la política de facturación neta o *Net billing* se generan unos ingresos totales de 2.049 € en concepto de venta a la red de excedentes de electricidad que compensan parte de los 13.989 € comprados a la red eléctrica.

Además, de los datos de las simulaciones se observa que hay meses en los que se genera un excedente mayor que el consumo, si bien la normativa vigente de facturación neta establece que cuando los ingresos mensuales por excedentes superen a los costes de compra de electricidad no se puede obtener un saldo de ingresos positivo.



Figura 11 - Desglose de costes e ingresos en una instalación de 1,50 kWp

Si se compara esta inversión con la situación actual de la vivienda (sin instalación fotovoltaica) se puede comprobar que se ahorran un total de 2.301 € a lo largo de los 25 años del periodo de estudio, por lo que además de contribuir a una notable cantidad

menor de emisiones a la atmósfera, se tiene un ahorro anual de casi 100€ en la factura. El coste promedio anual del kWh con instalación PV es de 0,25 €/kWh frente a los 0,28 €/kWh de la vivienda con consumo convencional y la tarifa actual (Tarifa 2.0) impuestos y peajes incluidos, estimando una inflación media anual del precio de la electricidad de 2,88% [44]. Se observa además en el informe generado por el software, que la instalación de autoconsumo cubre el 38,20% de la demanda de energía anual de la vivienda, y que se tienen excedentes de más de 1.100 kWh de los cuales se venden 965 kWh a la red.

iHOGA PRO+ también permite comparar las diferentes alternativas de instalación con potencias similares. Se ha comparado la configuración escogida con otras potencialmente válidas para la misma vivienda con 2 kWp y 0,75 kWp de potencia instalados respectivamente, con la misma inclinación de los paneles y mismas variables económicas. En los datos de Tabla 7 se observa que la instalación óptima de 1,50 kWp frente a instalaciones más grandes y pequeñas tiene un menor coste total actualizado y se recupera en un menor período de tiempo, 14 años. En el Anexo IV se pueden consultar los datos detallados de los costes, ingresos y flujos de caja actualizados para cada configuración planteada. También se ha analizado la tasa interna de retorno de cada inversión (TIR) observando que la instalación de 1,50 kWp es la que mayor rentabilidad tiene con un 8% frente al 5% y 6% de las otras dos alternativas contempladas.

Configuración	Coste total (VAN)	Ahorro	Rentabilidad (TIR)	Payback
Instalación de 2 kWp	16.652 €	1.719 €	5%	17 años
Instalación de 1,50 kWp	16.070 €	2.301 €	8%	14 años
Instalación de 0,75 kWp	17.432 €	939 €	6%	16 años
Sin instalación PV	18.371 €			

Tabla 7 - Resultados del estudio de viabilidad de varios tipos de instalaciones

Todos estos resultados económicos se han calculado actualizados al momento de la inversión suponiendo una tasa de interés del 1,90%. Se ha elegido este valor como punto intermedio entre el interés legal del dinero en España, que está en un 3% y los tipos de interés en Europa al 0% con previsión de subida a largo plazo, pese a que los últimos movimientos sean en la dirección contraria [45].

En el Anexo II se pueden consultar el resto de las variables y datos utilizados en las simulaciones y las justificaciones correspondientes a cada estimación.

5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

5.1 Caso 1. Efecto del tipo de mecanismo de compensación por autoconsumo

Se comparan las dos modalidades básicas de compensación de excedentes, el balance neto energético (*Net metering*) y el balance neto económico o facturación neta (*Net billing*), además de la modalidad de autoconsumo sin excedentes o inyección cero. Tal y como se mencionó anteriormente, la diferencia fundamental entre ambos mecanismos de compensación de excedentes es que la facturación (con frecuencia mensual) se realiza en términos de energía o económicos, además de que en el balance neto energético se establece un precio único de compraventa de electricidad a la red. En este análisis se establece el precio de venta al mismo nivel que el precio de compra para el caso de *Net metering* y se compara el coste con el caso de *Net billing* para la misma instalación y demanda. Por otra parte, tal y como su nombre indica, la modalidad de inyección cero no incluye venta de excedentes de electricidad a la red, por lo tanto se obtienen ingresos nulos.

Configuración	Coste total (VAN)	Ahorro	Rentabilidad (TIR)	Payback
Net metering	15.661 €	2.710 €	9%	13 años
Net billing	16.070 €	2.301 €	8%	14 años
Inyección cero	18.119 €	252 €	3%	24 años

Tabla 8 - Resultados comparativos entre Net Metering y Net Billing para una instalación de 1,50 kWp

En la Tabla 8 se presentan los resultados fundamentales del análisis. Se observa que en caso de establecer la compensación mediante *Net metering* se obtendría un ahorro mayor de más de 400€ que con el mecanismo de *Net billing* y de casi 2.500€ en comparación con la inyección cero. Además, con *Net metering* la inversión se recupera un año antes que con *Net billing*, mientras que con inyección cero no hay apenas retorno de la inversión (24 años).

Se ha analizado también la influencia del tipo de mecanismo de compensación en diferentes configuraciones de potencia instalada (Figura 12). Se observa que para todas las potencias fotovoltaica considerada, el balance neto energético genera al consumidor un ahorro mayor que la facturación neta. Además, también se puede comprobar que para la vivienda objeto de estudio, la instalación de 1,50 kWp de potencia

instalada es la configuración óptima para obtener un mayor ahorro independientemente del mecanismo de compensación de excedentes vigente. La modalidad de inyección cero ofrece beneficios económicos muy escasos sea cual sea la potencia instalada e incluso en el hipotético caso de disponer de una potencia de 2 kWp no sería una opción rentable, llegando a tener un balance de pérdidas de 900€ al final de la vida útil de la instalación.

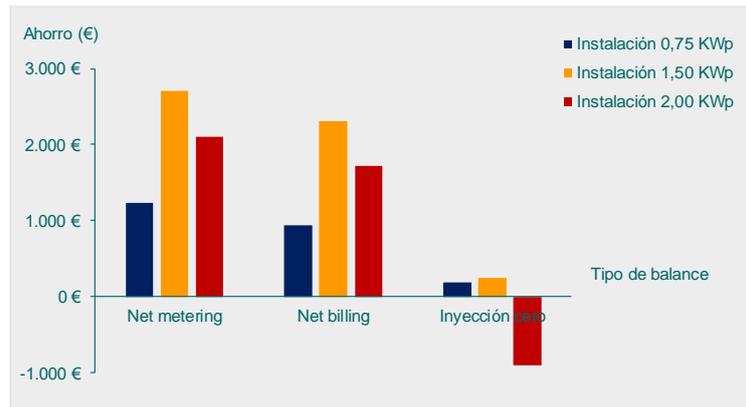


Figura 12 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente mecanismo de compensación

5.2 Caso 2. Efecto del coste de instalación

El precio de los equipos para instalaciones fotovoltaicas (€/Wp) sigue una tendencia a la baja en los últimos años por diferentes factores [54]. Se han estudiado tres posibles escenarios en los que los costes de instalación se reducen aproximadamente un 15%, un 25% y un 35% respectivamente (en el momento de la inversión inicial), obteniendo los resultados de la Tabla 9. Los costes de la instalación (€/Wp) incluyen, además del coste de los paneles, los costes de adquisición del inversor, de las estructuras de montaje y de la mano de obra.

Configuración	Coste total (VAN)	Ahorro	Rentabilidad (TIR)	Payback
Caso base (1,54€/Wp)	16.070 €	2.301 €	8%	14 años
Escenario A (1,35€/Wp)	15.619 €	2.752 €	10%	12 años
Escenario B (1,20€/Wp)	15.318 €	3.053 €	11%	10 años
Escenario C (1,00€/Wp)	15.017 €	3.354 €	13%	8 años

Tabla 9 - Resultados comparativos entre diferentes escenarios del coste de instalación (€/Wp) de los equipos en una instalación de 1,50 kWp

Como era de esperar, cuanto menor sea el coste del Wp de potencia instalada, mayor es el ahorro generado gracias a la instalación de autoconsumo. Se observa

además, que esta variable tiene una notable influencia ya que se reduce el *Payback* en 1 año por cada 0,10 €/Wp de bajada de los costes de la instalación fotovoltaica. De igual manera, la rentabilidad de la inversión crece un 1% por este mismo motivo.

Si se comparan diferentes configuraciones de potencia instalada se observa en la Figura 13 que la instalación escogida (1,50 kWp) es la que mayor ahorro genera. Sin embargo, a mayor potencia instalada, mayor sensibilidad a los cambios en los costes de instalación, tal y como se observa en la curva roja para una instalación de 2 kWp. Esto se debe fundamentalmente a que al ser necesario emplear más equipos (que generan más energía), el coste de estos en proporción es menor cuanto más disminuya su precio. En el hipotético caso de que los costes lleguen a estar por debajo del euro por Wp instalado, la instalación de 2 kWp pasa a generar un ahorro mayor al consumidor y a ser la opción más rentable.

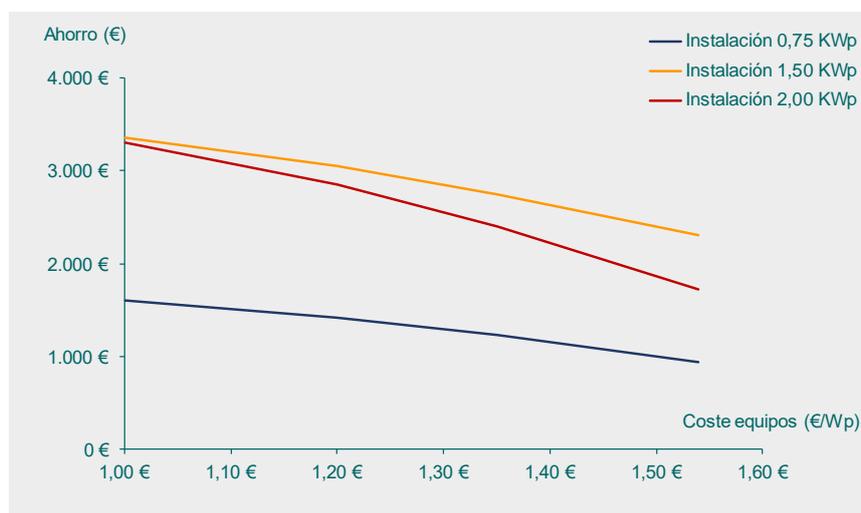


Figura 13 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente coste de instalación de los equipos (€/Wp)

5.3 Caso 3. Efecto de la inflación del precio de la electricidad

El precio de la electricidad ha sufrido variaciones muy dispares a lo largo de los últimos años. Para las simulaciones del caso base se han utilizado los datos de precio del kWh según el Eurostat [52] desde 2010 a 2018 para establecer un crecimiento interanual continuado del 2,88%. El estudio es a 25 años, por lo que es difícil que este dato se mantenga constante, así que para tener un abanico más amplio de escenarios, se han analizado otros dos posibles escenarios con un crecimiento del 2% y del 4% respectivamente.

Se pueden observar los resultados para una misma instalación de 1,50 kWp en la Tabla 10. Estos resultados evidencian que cuanto mayor sea la subida del precio de la electricidad, más rentable es disponer de una instalación de autoconsumo ya que los costes que suponen no disponer de autoconsumo son los que más variación experimentan ante la evolución del precio de la electricidad.

Configuración	Coste total (VAN)	Ahorro	Rentabilidad (TIR)	Payback
Aumento precio electricidad 2%	14.755 €	1.593 €	6%	15 años
Aumento precio electricidad 2,88%	16.070 €	2.301 €	8%	14 años
Aumento precio electricidad 4%	17.954 €	3.317 €	9%	12 años

Tabla 10 - Resultados comparativos entre diferentes escenarios de aumento de precio de la electricidad (%) para una instalación de 1,50 kWp

De igual manera, se ha realizado la comparativa entre instalaciones con diferente potencia fotovoltaica instalada, observando que para la demanda de la vivienda en cuestión la instalación de 1,50 kWp continúa siendo la que mayores beneficios económicos en forma de ahorro genera al consumidor.

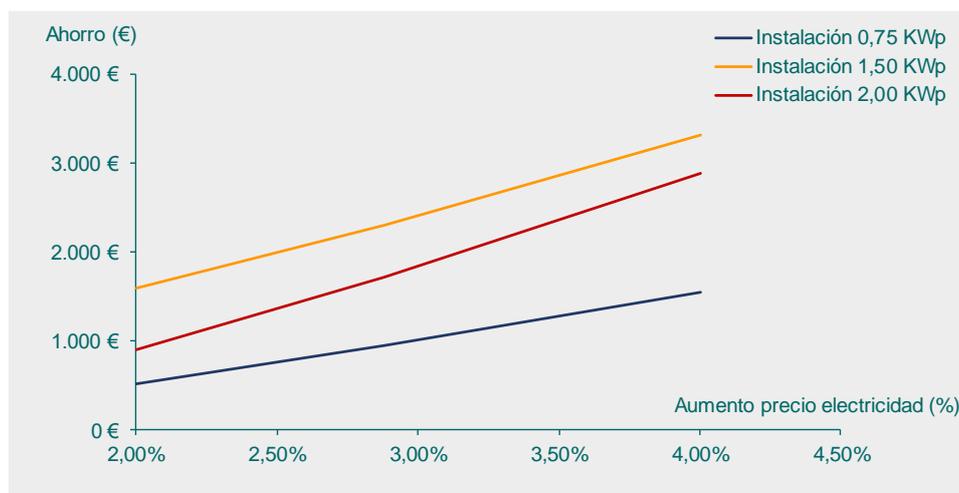


Figura 14 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente tasa de aumento del precio de la electricidad (%)

En los datos también se ve reflejado que la instalación de mayor potencia es más sensible a los aumentos interanuales del precio de la electricidad ya que se vende más energía excedentaria a la red, pero no supondría un ahorro mayor salvo que el incremento del precio se sitúe por encima del 5-6%

5.4 Caso 4. Efecto de la inflación general

El Banco Central Europeo (BCE) establece unas previsiones de inflación general a corto plazo del 1,70% [53], siendo este el valor que se ha utilizado para la inflación general en el caso base. Este índice de inflación general en *iHOGA PRO+* afecta al precio de todas las variables, excepto del precio de la electricidad, que tiene su propia inflación. En estos proyectos solo se aplica al incremento del precio del inversor (que se debe reemplazar cada 10 años) y a los costes anuales de operación y mantenimiento, no se aplica a los paneles fotovoltaicos ya que no se van a reemplazar nunca (su vida útil coincide con el período de estudio).

Dado que la previsión del BCE es a dos años vista, se han analizado dos situaciones más con diferentes tasas de inflación. Por un lado el escenario favorable con una inflación del 1,40% y por otro el escenario desfavorable con una inflación del 2,00% para una misma instalación de 1,50 kWp. Se va a asumir un aumento (o disminución) de los tipos de interés del dinero ligado a la inflación, como suele ser habitual en la política económica del BCE [46]

Configuración	Coste total (VAN)	Ahorro	Rentabilidad (TIR)	Payback
Inflación al 1,40%	16.573 €	2.549 €	8%	13 años
Inflación al 1,70%	16.070 €	2.301 €	8%	14 años
Inflación al 2,00%	15.622 €	2.038 €	8%	14 años

Tabla 11 - Resultados comparativos entre diferentes escenarios de inflación general (%) para una instalación de 1,50 kWp

Los resultados se presentan en la Tabla 11 y se observa que la influencia de esta variable es muy similar en los 3 casos y que no hay diferencias significativas en la rentabilidad y el retorno de la inversión. Cuanto mayor es el índice de inflación, menores ahorros se logran a lo largo de la vida de la inversión.

Si se comparan las 3 diferentes configuraciones posibles (Figura 15) de la instalación también se puede comprobar que la instalación de 1,50 kWp es la que mayor ahorro genera sea cual sea el escenario en el que se encuentre la inflación general.

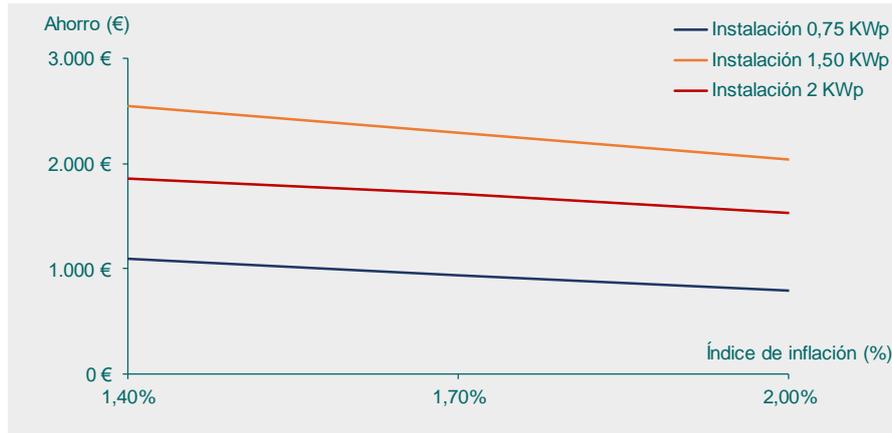


Figura 15 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferente índice de inflación (%)

5.5 Caso 5. Efecto de la inclinación de los paneles fotovoltaicos

Una de las variables más importantes y con notable influencia en la potencia generada por los paneles fotovoltaicos es la inclinación que se les da. El objetivo es encontrar la inclinación que haga que los paneles reciban una irradiación anual mayor, para que la potencia generada sea la máxima posible. Sin embargo, también influyen otros factores como el precio de la electricidad o la demanda, que pueden hacer que lo óptimo sea maximizar la producción o los excedentes en determinados meses en detrimento de generar la máxima energía anual. Esto se consigue modificando la inclinación de los paneles de tal manera que la curva de irradiancia se desplace más hacia unos meses o hacia otros (Figura 16), observando además, que para grandes inclinaciones (por encima de 40°) la curva de irradiancia en verano se ve claramente afectada de manera negativa sin que se compense lo suficiente en invierno.

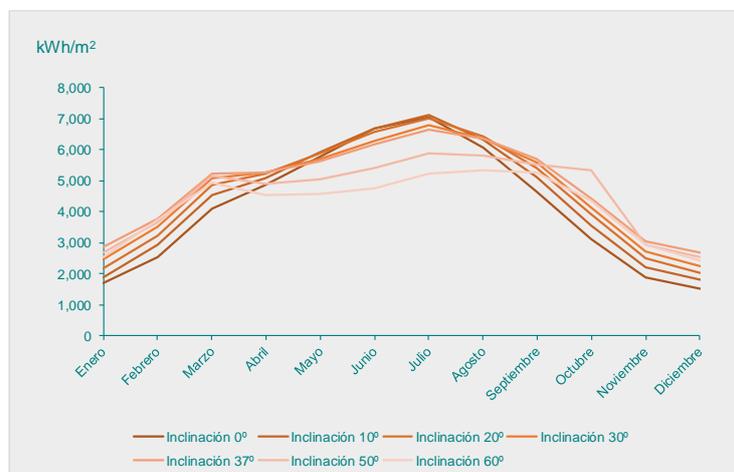


Figura 16 - Curvas de irradiancia para diferentes ángulos de inclinación de los paneles

En el Anexo III se puede observar que tanto el precio de la electricidad como la demanda tienen variaciones a lo largo del año, siendo en otoño-invierno cuando se concentran la mayor demanda y los mayores precios. Se ha analizado la influencia de la inclinación de los paneles observando que la inclinación escogida de 37° es la que genera un mayor ahorro (Tabla 12). Se observa que, pese a la ligera influencia en el ahorro de esta variable, el retorno de la inversión es prácticamente estable en ángulos alrededor de los 30°.

Configuración	Coste total (VAN)	Ahorro	Rentabilidad (TIR)	Payback
Inclinación 0°	16.756 €	1.615 €	6%	16 años
Inclinación 10°	16.473 €	1.898 €	7%	15 años
Inclinación 20°	16.263 €	2.108 €	7%	14 años
Inclinación 30°	16.112 €	2.259 €	8%	14 años
Inclinación 37°	16.070 €	2.301 €	8%	14 años
Inclinación 50°	16.127 €	2.244 €	8%	14 años
Inclinación 60°	16.310 €	2.061 €	7%	14 años

Tabla 12 - Resultados comparativos entre diferentes ángulos de inclinación de los paneles en una instalación de 1,50 kWp

Se han comparado otras dos posibles alternativas de 0,75 kWp y 2 kWp y se observa que siguen una tendencia similar de forma parabólica (Figura 17). En la instalación de mayor potencia la inclinación óptima está por encima de los 37° escogidos y se sitúa en torno a 50° aunque con un ahorro menor que el generado por la instalación de 1,50 kWp. No ocurre lo mismo con la instalación de 0,75 kWp que muestra un peor comportamiento cuanto mayor sea el ángulo de inclinación de los paneles.

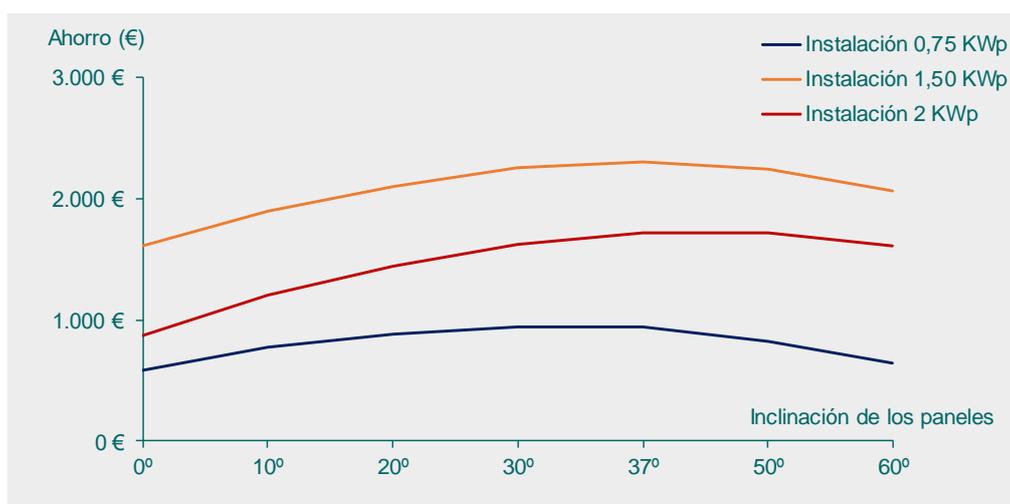


Figura 17 - Comparativa de ahorro (€) entre configuraciones con diferente potencia instalada y diferentes ángulos de inclinación de los paneles

También hay que tener en cuenta a la hora de determinar la inclinación óptima que existen limitaciones a la hora de dar inclinación a los paneles, como por ejemplo la inclinación del propio tejado de la vivienda, por lo que ángulos muy grandes o pequeños en la práctica son imposibles de lograr salvo que se usen estructuras especiales que lo permitan.

5.6 Caso 6. Efecto de la tarifa eléctrica

Existen diferentes tipos de tarifas a la hora de contratar el suministro de electricidad. Se han comparado la tarifa común o Tarifa 2.0 (la más común en potencias contratadas de menos de 10 kW) y la tarifa con discriminación horaria o Tarifa 2.0 DHA que establece diferentes precios en las horas denominadas de período valle y en las horas del período punta. Las horas valle son entre las 22h y las 12h en invierno y entre las 23h y las 13h en verano.

Con el perfil de consumo utilizado, se observa en los resultados (Tabla 13) que en el caso de disponer de autoconsumo con la Tarifa 2.0 DHA se generan ahorros mayores que con la Tarifa 2.0 y que por tanto la inversión se recupera en un período de tiempo menor. Sin embargo, el coste total de la inversión a lo largo de los 25 años es mayor con la Tarifa 2.0 DHA en las tres alternativas analizadas.

Configuración	Tarifa 2.0		Tarifa 2.0 DHA	
	Coste total (VAN)	Ahorro	Coste total (VAN)	Ahorro
Instalación 0,75 kWp	16.652 €	1.719 €	19.472 €	5.525 €
Instalación 1,50 kWp	16.070 €	2.301 €	17.554 €	7.443 €
Instalación 2,00 kWp	17.432 €	939 €	18.429 €	6.568 €

Tabla 13 - Resultados comparativos entre instalaciones con diferente potencia instalada y diferentes tipos de tarifa

Si se analizan de forma horaria el consumo diario de la vivienda (ver Tabla 14) se observa que la mayor parte de la demanda de energía (61%) se produce durante las horas punta, de esto se deduce que no resulta adecuado contratar este tipo de tarifa con discriminación horaria.

Franja horaria	Consumo (kWh)	Distribución (%)
Horas valle (22h-12h)	1.022 kWh	39%
Horas punta (12h-22h)	1.570 kWh	61%

Tabla 14 - Distribución del consumo aplicando franjas horarias de la Tarifa 2.0 DHA

6 CONCLUSIONES

Una vez analizados los resultados obtenidos se puede concluir que la elección óptima para una instalación de autoconsumo en una vivienda conectada a red y con una demanda de entre 2.600-2.800 kWh/año, es disponer de una potencia fotovoltaica instalada de 1,50 kWp, ya que en comparación con otras posibilidades es la que mayor ahorro va a generar a largo plazo y con la que antes se va a recuperar el dinero invertido. Los resultados demuestran que la instalación está bien dimensionada para una vivienda de estas características ya que tan sólo en agosto se dejan de percibir ingresos notables por venta de electricidad a la red por ser superiores a los gastos de compra de electricidad, lo que implica desaprovechar parte de los excedentes generados. En cifras, de los 1.161 kWh de excedentes generados se venden 965 kWh, por lo que únicamente 96 kWh (menos del 10%) no generan ingresos económicos.

Analizando distintas variables también queda evidenciado que con la actual normativa para el autoconsumo en España, la cual establece un mecanismo de compensación de excedentes mediante facturación mensual neta o *Net billing*, es adecuado disponer de una instalación de autoconsumo con excedentes para maximizar el ahorro. Este dato refuerza los argumentos acerca del impacto positivo de la nueva legislación sobre autoconsumo expuestos en la memoria de análisis del RD [33] ya que el ahorro económico supone un importante incentivo para utilizar energías renovables. La nueva normativa aprobada por tanto, es beneficiosa para el consumidor y supone un importante impulso al autoconsumo en España, siendo todavía mejorable si se permitiese la compensación mediante balance neto energético o *Net metering* como por ejemplo ocurre en determinadas zonas de Estados Unidos.

Dado que los precios de los equipos fotovoltaicos siguen una tendencia a la baja [47], podría considerarse dimensionar la instalación con una potencia mayor (del orden de 2 kWp) si el coste total de la inversión inicial se sitúa por debajo del euro por Wp (incluyendo todos los costes de instalación), ya que supone una importante reducción de la inversión inicial y se genera una mayor cantidad de electricidad a lo largo del año y por tanto más ingresos por la venta de excedentes. No obstante, es probable que estos costes tan bajos no se alcancen a corto plazo, por lo tanto habría que valorar entre invertir ya en una instalación de autoconsumo de 1,50 kWp o esperar e instalar una potencia mayor aprovechando unos costes más baratos.

En lo referente al análisis de la inflación del precio de la electricidad también se puede concluir que frente a posibles subidas más o menos pronunciadas, la instalación escogida de 1,50 kWp es la óptima. Además, si se da un escenario de fuertes subidas del precio de la electricidad, disponer de autoconsumo ayuda a evitar facturas elevadas, ya que al aumentar también el precio de venta se compensa el gasto. Esto supone nuevamente un incentivo al uso de energías renovables, ya que permite al consumidor “protegerse” en caso de subidas pronunciadas del precio de la electricidad como ya sucedió en los años de la crisis económica en España.

El análisis del comportamiento del ahorro económico frente a variaciones en la inflación general indica que ante un posible escenario de aumento de la inflación el ahorro puede verse mermado. Sin embargo, la sensibilidad a este factor no es muy elevada ya que solo afecta a la reposición del inversor cada 10 años así como a los costes de operación y mantenimiento, que son reducidos, además de que el aumento de los tipos de interés que suele producirse por la política que sigue el BCE (tal y como se indicó previamente) compensa ligeramente la inflación general. No obstante, este resultado puede tener variaciones significativas dependiendo del indicador de referencia que se utilice para la inflación general.

La importancia de la inclinación queda reflejada en la diferencia de ahorro que supone dar una inclinación u otra a los paneles. Como ya se ha mencionado anteriormente, resulta conveniente realizar un análisis de la evolución de los precios y de la demanda a lo largo del año para determinar si puede resultar adecuado compensar con la venta de excedentes más en unos meses que en otros, aunque tal y como se ha visto en los resultados, en este caso lo óptimo es recibir la mayor irradiación posible a lo largo del año con una inclinación en los paneles de 37° siempre que la arquitectura del tejado de la vivienda lo permita.

En la comparativa que se ha realizado entre la tarifa normal (2.0) y la tarifa con discriminación horaria (2.0 DHA) se observa claramente que la tarifa con discriminación horaria no resulta adecuada para la vivienda, aunque sería conveniente contemplar esta posibilidad en viviendas que tengan una curva de consumo que se adapte mejor a las horas valle y horas punta que caracterizan este tipo de tarifa, ya que los ahorros que genera disponer de autoconsumo porcentualmente son mayores.

A modo de conclusión, se puede asegurar que en el 94% de los posibles escenarios analizados (16 de 17), la instalación óptima es la escogida de 1,50 kWp y que en el 100% de ellos es más rentable disponer de autoconsumo con excedentes que

no tener ningún tipo de instalación. El ahorro generado por la instalación escogida en las condiciones más probables supone casi 100€ al año, y casi 90€ de media si se contemplan todas las posibilidades, es decir, se ahorra el 15% del coste de la factura actual. Por lo tanto, el uso de esta fuente de energía renovable, además de contribuir a reducir las emisiones de CO₂ también tiene un atractivo económico para el consumidor.

Como trabajo futuro, se podría analizar la influencia de disponer de autoconsumo colectivo (también contemplado en la nueva normativa) y si esto supone un ahorro aún mayor en la factura, aunque para ello resultaría conveniente disponer de suficientes datos de demanda en una comunidad lo suficientemente representativos para poder sacar conclusiones reales.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] S.Puri, A.M.T.Perera, D.Maure, S.Coccolo, L.Delannoy, J.L.Scartezzini. *The role of distributed energy systems in European energy transition*. Energy Procedia 2019; 159:286-291
- [2] L.Poruschi, C.I.Ambrey. *Energy justice, the built environment, and solar photovoltaic (PV) energy transitions in urban Australia: A Dynamic panel data análisis*. Energy Research & Social Science 2019; 48:22-32
- [3] K.Veum, D.Bauknecht. *How to reach the EU renewables target by 2030? An análisis of the governance framework*. Energy Policy 2019; 127:299-307
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) *The German Government's Climate Action Programme 2020*. 2014
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica. *Plan nacional de Energía y Clima (PNIEC)*. 2018 <http://www.mineco.gob.es/>
- [6] Naciones Unidas (UNFCCC) *Protocolo de Kyoto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático*. 1998 <https://unfccc.int/>
- [7] Ministerio para la Transición Ecológica. Nota de prensa *El Gobierno se compromete a acelerar la acción climática en línea con el informe del IPCC*. 2018 <http://www.mineco.gob.es/>
- [8] C.Nava. *El acuerdo de París. Predominio del Soft Law en el régimen climático*. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Investigaciones Jurídicas. 2016
- [9] European Investment Bank (EIB). *EIB climate survey*. 2018 <https://www.eib.org/>
- [10] A.Revkin. *Most Americans now worry about climate change and want to fix it*. National Geographic. 2019 <https://www.nationalgeographic.com.es/>
- [11] L.Feldman. *The climate change generation? Survey análisis of the Perceptions and Beliefs of Young Americans*. George Mason University, Center for Climate Change Communication. 2010
- [12] European Comission. *Energía para el futuro: Fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios*. 1997 <https://ec.europa.eu/>
- [13] J.L.Aleixandre-Tudó. *Renewable energies: Worldwide trends in research, funding and international collaboration*. Renewable Energy 2019; 139:268-278
- [14] ABB. *Cuaderno de aplicaciones técnicas. Plantas fotovoltaicas* <https://new.abb.com/es>
- [15] CJ Cheng. *Physisc of Solar Energy*. Wiley 2011

- [16] C.Cortés. *Tecnología Energética Curso 2015-2016*. Universidad de Zaragoza 2015
- [17] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Factores de Conversión Energía Final – Energía Primaria y Factores de Emisión de CO₂*. 2010 <https://www.idae.es/>
- [18] V.Fiandra, L.Sannino, C.Andreozzi, G.Graditi. *End-of-life of silicon PV panels: A sustainable materials recovery process*. Waste Management 2019;84:91-101
- [19] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) <https://www.cnmc.es/>
- [20] Red Eléctrica de España (REE). Demanda y producción <https://www.ree.es/es>
- [21] Expansión. *PIB de España – Producto Interior Bruto*. 2018 <http://www.expansion.com/>
- [22] A.Girard, E.J.Gago, J.Ordóñez, T.Muneer. *Spain's energy Outlook: A review of PV potential and energy export*. Renewable Energy 2015; 86:703-715
- [23] Ministerio para la Transición Ecológica. *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. 2019 <http://www.mineco.gob.es/>
- [24] Red Eléctrica de España (REE). *Las energías renovables en el Sistema Eléctrico Español*. 2017 <https://www.ree.es/es>
- [25] Boletín Oficial del Estado (BOE). *Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*. 2012
- [26] OMIE. Leyes. 2019 <http://m.omie.es/inicio/normativa-de-mercado/leyes?m=yes>
- [27] European Union. *Directive (EU) to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments*. 2018
- [28] PvXchange Magazine <https://www.pvxchange.com/de/>
- [29] Y.Yamamoto. *Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale*. Solar Energy 2012;86:2678-2685
- [30] P.Mir-Artigues. *The Spanish regulation of the photovoltaic demand-side generation*. Energy Policy 2013;63:664-673
- [31] R.Dufo. *A comparative assesment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain*. Energy 2015;84:684-694
- [32] Boletín Oficial del Estado (BOE). *Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. 2018

- [33] Ministerio para la Transición Ecológica. *Memoria del análisis de impacto normativo de la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo*. 2019 <http://www.mineco.gob.es/>
- [34] Boletín Oficial del Estado (BOE). *Reglamento electrotécnico de baja tensión*. 2002
- [35] Boletín Oficial del Estado (BOE). *Real Decreto Ley 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. 2019
- [36] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Consumos del Sector Residencial en España, Resumen de Información Básica*. 2018 <https://www.idae.es/>
- [37] European Commission, Joint Research Centre. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [38] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Guía de Tramitación del Autoconsumo (versión preliminar)*. 2019 <https://www.idae.es/>
- [39] A.M.Khalid, I.Mitra, W.Warmuth, V.Schacht. *Performance Ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016;65:1139-1158
- [40] München Energieprodukte <https://www.muenchen-energieprodukte.de/en/>
- [41] Sunfer Energy Structures <http://sunfer-energy.com/>
- [42] Solax Power <https://www.solaxpower.com/en/home/>
- [43] R.Dufo. *iHOGA PRO+* <https://ihoga.unizar.es/>
- [44] Eurostat. *Electricity Price statistics* <https://ec.europa.eu/eurostat/>
- [45] Banco Central Europeo (BCE). *Proyecciones macroeconómicas elaboradas por los expertos del BCE para la zona euro de marzo de 2019*. 2018 <https://www.ecb.europa.eu/>
- [46] Expansión. *Tipos de interés* <http://www.expansion.com/diccionario-economico/>
- [47] G.Kavlak, J.McNerney, J.E.Trankcik. *Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules*. *Energy Policy* 2018;123:700-710